



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

"Oportunidades de Desarrollo de los Campos Maduros, a partir de la Reforma Energética"

Tesis

Que para obtener el título de:
Ingeniera Petrolera

Presentan:

Fabiola Olivares Pérez
Verónica González Palafox

Director de Tesis:

Ing. Rodrigo Hernández Ordóñez

México, D. F., Ciudad Universitaria, 2012.



Agradecimientos

A mi madre

Gracias por el cariño y apoyo moral que siempre he recibido de ti, por los esfuerzos realizados para que yo lograra terminar mi carrera profesional siendo la herencia más valiosa que pudiera recibir y por la cual te viviré eternamente agradecida.

Gracias por guiar mi vida .¡Te amo!.

A mis hermanos

Oscar por ser el ejemplo de un hermano mayor y brindarme tu apoyo tanto sentimental como económico

Miguel por creer en mí en todo momento y no dudar de mi inteligencia y capacidad, por apoyarme a realizar mis sueños y metas.

María Ana por ser mi inspiración, ejemplo de superación, por tu comprensión y confianza

Los quiero

A mis tíos

Antonia, Rogelio, Alfredo y Estela por el cariño que siempre he recibido de ustedes, por sus palabras de aliento, su apoyo incondicional que me ha ayudado y llevado hasta donde estoy ahora.

Con mucho cariño

A mis primos y sobrinos

Jesús, José Luis, Erik, Jorge y Enrique por darme tantos momentos divertidos y agradables, por compartir conmigo las diferentes etapas de mi vida.

Herson y Aylen porque son muy importantes en mi vida y me siento muy afortunada de tenerlos conmigo.

Los quiero

A mi compañera de tesis

Hoy concluimos un proyecto más en nuestras vidas, y no hay nada más satisfactorio que haberlo compartido con una gran amiga, gracias Vero por los momentos divertidos que pasamos juntas en la universidad, por estar siempre dispuesta a ayudarme, por ser mi cómplice en todo momento y brindarme tu sincera amistad.

Te quiero mucho

A mi director de tesis

M.en C. Rodrigo Hernández Ordoñez por sus asesorías y tiempo que me dedicó para que lograra realizar este trabajo, por el respaldo y la amistad.

Con la mayor gratitud

A mis sinodales

Dr. Guillermo Domínguez Vargas, M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. Ignacio Antonio Castro Chávez, Ing. Ulises Neri Flores por sus comentarios, sugerencias y opiniones para culminar de la mejor manera este trabajo

Con admiración y respeto

A la Familia González Palafox

Por abrirme su hogar y hacerme sentir como si estuviera entre mi propia familia.

Gracias

A mis amigos

Irene Montero, Mayra Cuella, Rubí Rodríguez, Justo Tentle, por los buenos momentos que pase con ustedes y con cada una de ustedes.

Eric Cruz Venegas, Juan Morales, Oscar Arjona, Christian García, Francisco Villegas, Rafael Gómez, Omar Rodríguez, Emilio Navarro, Luis Sandoval, Armando Martínez, Jorge Yescas porque en tan poco tiempo se ganaron mi confianza y se convirtieron en grandes amigos

José Luis Martínez, Julio Trejo, Cipriano, Alberto López por escucharme y brindarme su ayuda cuando fue necesario.

Eder Galván, Jorge Morales, Aldo Marroquin, Ruben Tobias, Norberto, Jorge, Daniel Carbajal, Aldo por las buenas y malas experiencias que vivimos juntos

*Quien logra hacer un amigo en la universidad,
logra hacer un amigo para toda la vida*

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Por darme la oportunidad de formar parte de ella, por ofrecerme todas las actividades que contribuyeron a mi educación y porque aquí he vivido la mejor etapa de mi vida.

Por mi raza hablará el Espíritu.

Fabiola Olivares Pérez

A mis papás,

Esto es de ustedes, gracias por todo el apoyo y el amor que me han dado, por el esfuerzo que han hecho para que pudiéramos tener esto, gracias por los consejos, por soportarme cuando no soy la mejor persona y enseñarme el camino para poder ser mejor, por todos los valores que tienen y me han heredado. Papá gracias por desvelarte conmigo y acompañarme siempre. Mamá gracias por cuidarme y siempre preocuparte por mí. Gracias por consentirme y darme todo su amor. Soy muy feliz porque los tengo como papás. LOS AMO.

A Guerras,

Este triunfo también es tuyo, gracias por todo el apoyo que siempre me has dado, por quererme, aguantarme, por preocuparte por mí y ayudarme, por tener esa alma tan noble, sin ti jamás lo hubiera logrado. TE AMO HERMANO.

A mis abues,

Ponchis eres el mejor abuelito del mundo y una excelente persona, eres uno de mis mayores ejemplos, gracias por cuidarme y quererme.

Panchis tu eres una de las mayores razones de que haya estudiado, y aquí estoy por ti y para ti.

Tina eres un ejemplo a seguir, gracias por estar ahí para nosotros.

Chencho eres un gran hombre con un excelente humor, gracias por apoyarnos.

A Marisa y Lore,

Más que mis primas son mis hermanas, gracias por ser mis compañeras de vida y alegrármela. Tengo a las mejores amigas que además son mi familia, gracias por compartir tantas cosas conmigo, cuidarme y siempre ser mi apoyo.

A toda mi familia,

Familia González Fernández, González Peñafiel, González Castil, Delfín González, González Villanueva, Ramírez González, García Palafox, Reyes González, Montes de Oca González, Espinoza González, Laura-Shey, gracias por formar parte de mí, enseñarme el valor de la familia y por todo el apoyo que he recibido de ustedes.

A Fabiola,

Gracias por acompañarme en esto, por ser mi apoyo, por hacerme reír siempre que las cosas no iban bien y animarme, tu mejor que nadie entiendes lo que esto significa, sólo me queda felicitarte por lograrlo y desearte el éxito que te mereces.

Al director de Tesis,

Querido Rodrigo, más que un director te has convertido en un amigo, gracias por la paciencia, la ayuda, los consejos, el tiempo, todo lo que hiciste por nosotras, te estoy muy agradecida.

A mis amigos,

Cesar Villegas, Norberto Briones, Jorge Morales, Julio Trejo, Oscar Arjona, Netzahualcoyotl Jorge, Eder Galván, Anel Olmos, Jocelyn Percastigui, Marco Salmeron, Josué Rivero, Víctor Tejero, Luis Hernández, Jorge Núñez, Aldo Obregón, Rafael Gómez, José Luis Martínez, Rubén Tobias, Fredy Villalobos y Juan Morales, todos ustedes significan mucho para mí, gracias por compartir esta etapa conmigo sin ustedes hubiera sido más difícil concluir esto.

A mis amigas,

Karla y Claudia porque sé que a pesar del tiempo y la distancia tenemos una amistad especial.

A la Universidad Nacional Autónoma de México,

Gracias por darme la oportunidad de formar parte de esta familia. Gracias FACULTAD DE INGENIERÍA.

“Nuestra recompensa se encuentra en el esfuerzo y no en el resultado. Un esfuerzo total es una victoria completa.”

Mahatma Gandhi

Verónica González Palafox

Oportunidades de Desarrollo de los Campos Maduros, a partir de la Reforma Energética

Objetivo	1
Introducción	2
Capítulo 1. Conceptos básicos.....	4
1.1. Ciclo de vida de los yacimientos.....	4
1.1.1. Etapas de explotación de un yacimiento.....	6
1.1.1.1. Recuperación primaria	7
1.1.1.1.1. Empuje por gas disuelto	7
1.1.1.1.2. Empuje por la capa de gas.....	8
1.1.1.1.3. Empuje por la expansión de la roca	8
1.1.1.1.4. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero)	9
1.1.1.1.5. Empuje por segregación gravitacional	9
1.1.1.1.6. Combinación de empujes	10
1.1.1.2. Recuperación secundaria	11
1.1.1.3. Recuperación mejorada	11
1.1.2. Abandono	13
1.2. Administración integral de yacimientos.....	14
1.3. Reservas.....	19

1.3.1. Definición de reservas	20
1.3.2. Clasificación de reservas	20
1.3.2.1. Reservas probadas	21
1.3.2.1.1. Reservas desarrolladas	21
1.3.2.1.2. Reservas no desarrolladas.....	22
1.3.2.2. Reservas no probadas	22
1.3.2.2.1. Reservas probables.....	23
1.3.2.2.2. Reservas posible	23
1.3.3. Distribución de la reserva remanente por fluido	24
1.4. Factor de recuperación.....	26
Capítulo 2. Sector petrolero en México	28
2.1. Origen de PEMEX.....	29
2.2. PEMEX	30
2.2.1. PEMEX Exploración y Producción (PEP)	31
2.2.1.1. Región Norte	34
2.2.1.2. Región Sur.....	37
2.2.1.3. Región Marina Noreste	39
2.2.1.4. Región Marina Suroeste	42
2.3. El sindicato petrolero	44

2.4. Nuevo régimen de contratación de PEMEX.....	47
Capítulo 3. Definición de Campo Maduro.....	51
3.1. Definiciones de Campos Maduros.....	52
3.1.1. De acuerdo al límite económico.....	53
3.1.2. De acuerdo al uso de métodos de Recuperación secundaria y/o mejorada.....	54
3.1.3. De acuerdo al tiempo de producción.....	54
3.1.4. De acuerdo a la declinación de la producción.....	55
3.1.5. De acuerdo a la producción de agua.....	55
3.1.6. De acuerdo a las reservas.....	56
3.1.7. De acuerdo al factor de recuperación.....	56
3.2. Definición de Campo Marginal.....	57
3.3. Discusión de la definición de Campo Maduro.....	58
Capítulo 4. Elementos en el desarrollo de un Campo Maduro.....	64
4.1. Técnicas utilizadas para determinar la cantidad y distribución del aceite remanente.....	65
4.1.1. Análisis de núcleos.....	66
4.1.2. Registros.....	66
4.1.3. Balance de materia en yacimientos volumétricos.....	69
4.1.4. Datos de producción.....	70
4.1.5. Pruebas de presión.....	70

4.1.6. Trazadores químicos	71
4.2. Recuperación mejorada	73
4.3. Análisis nodal.....	75
4.4. Sistemas artificiales de producción	77
4.5. Problemas de producción de agua.....	79
4.5.1. Manejo del sistema de agua	80
4.5.2. Tipos y soluciones de problemas	84
4.6. Otras prácticas de desarrollo de Campos Maduros.....	86
4.7. Ejemplos de revitalización de Campos Maduros	87
4.7.1. Campo Handil en Indonesia	87
4.7.1.1. Optimización de Recuperación mejorada	89
4.7.2. Cuenca de Campos en Brasil	90
4.7.3. Bloque X en Perú.....	91
4.7.3.1. Retos en el Bloque X.....	92
4.7.3.2. Resultados	93
4.7.4. Campo Casabe en Colombia.....	94
4.7.4.1. Resultados	96
4.7.5. Campo Jujo-Tecominoacán.....	97
4.7.5.1. Etapas de Explotación del Campo.....	98
4.7.5.2. Estrategias para rehabilitar yacimientos maduros naturalmente fracturados y resultados obtenidos en el Campo Jujo-Tecominoacán.....	99

Capítulo 5. Contratos de Exploración y Explotación en Latinoamérica	103
5.1. El contexto de los contratos	103
5.1.1. Latinoamérica.....	103
5.1.1.1. Argentina.....	107
5.1.1.2. Brasil	109
5.1.1.3. Venezuela.....	110
5.1.2. México.....	113
5.1.2.1. Contratos Regiones Sur y Norte	117
Capítulo 6. Campos Maduros en México y su Estrategia de Explotación	121
6.1. Campos Maduros de Aceite en México	121
6.1.1. Región Norte	123
6.1.2. Región Sur	126
6.1.3. Región Marina Noreste	129
6.1.4. Región Marina Suroeste.....	132
6.2. Campos Maduros de Gas no asociado en México	135
6.2.1. Activo Integral Burgos	135
6.2.2. Activo Integral Veracruz.....	138
6.2.3. Activo Integral Macuspana	141
6.3. Análisis general.....	144
6.4. Estrategia de explotación de los campos que PEMEX consideró como Campos Maduros ...	147

Índice

Conclusiones.....153

Referencias.....156

Objetivo general

Tomando como base las reformas legislativas que fueron aprobadas por el H. Congreso de la Unión de los Estados Unidos Mexicanos en 2008, se desprenden una serie de oportunidades en la industria petrolera nacional. Una de ellas, es la oportunidad de desarrollo de los campos maduros, por lo que se analiza la situación de los campos maduros en México y se plantean las oportunidades para su desarrollo.

Objetivos específicos.

- Hacer una revisión de la literatura existente sobre los criterios para considerar a un campo como maduro, para que con base en ese antecedente, se proponga una definición, de tal manera que pueda ser aplicable a cualquier campo, en especial los de México.
- Presentar las alternativas de desarrollo para un campo maduro, así como algunos ejemplos de casos que muestren la experiencia internacional.
- Mostrar la situación actual de los diferentes tipos de contratos que son utilizados dentro de la industria petrolera en América Latina
- Presentar una estrategia de explotación para los campos que PEMEX ha seleccionado como maduros, a través de la cual se pueda orientar de mejor forma las inversiones para aquellos campos que sean atractivos, basados en parámetros técnicos como su volumen de reserva 2P y el factor de recuperación, para que se pueda obtener el mayor beneficio económico con el desarrollo de estos campos.

Introducción

Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los campos maduros. El mejoramiento de la recuperación desde yacimientos conocidos en tan sólo un uno por ciento implicaría la incorporación de 10 mil millones de barriles de petróleo equivalente al volumen de reservas mundiales. Los medios para el logro de ese objetivo deben incluir el incremento de los factores de recuperación de campos cuya producción se encuentra en declinación. Se trata de recursos conocidos situados en localizaciones conocidas; a menudo lo único que se necesita para explotar el potencial de recursos es la aplicación de tecnologías conocidas en forma oportuna y metódica. Además se están desarrollando nuevas tecnologías para maximizar estas reservas.

Existen campos maduros en todo el mundo. El área marina de América del Norte y la plataforma continental del Golfo de México tienen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de sus vidas productivas. Numerosos campos petroleros del Mar del Norte ya han pasado su pico de producción y el potencial que albergan los campos más longevos de Rusia es considerable. Otras regiones, incluyendo China, Perú, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad de campos maduros. Muchos lugares del mundo que aún se encuentran desarrollando sus recursos, también cuentan con campos petroleros que están ingresando en la etapa de declinación, incluyendo México, Nigeria y Egipto.

Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los distintos yacimientos, oscilando de menos del 5% a más del 80%. Una estimación razonable del factor de recuperación de petróleo promedio es de aproximadamente un 37%. La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final en cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina al pozo. No obstante, el correcto manejo de los campos petroleros puede mejorar el factor de recuperación mediante el abordaje de las condiciones existentes en la zona vecina al pozo y del yacimiento en conjunto.

Los campos maduros exhiben habitualmente crecientes cortes de agua, a raíz tanto de la intrusión del acuífero natural en las zonas productoras como de los programas de inyección de agua. La producción de agua también afecta los costos de extracción.

Transcurridos varios años de producción, muchos campos petroleros exhiben distribuciones complejas de fluidos y presiones de yacimientos. Uno de los principales desafíos con que se enfrentan los operadores de campos maduros es la comprensión de la distribución y el flujo existentes dentro de un yacimiento.

Las cuencas maduras plantean grandes desafíos tecnológicos. Los operadores deben manejar la declinación de la producción en el corto plazo, aumentando al mismo tiempo los factores de recuperación en el largo plazo. Aún así, muchos campos ubicados en áreas maduras están siendo operados utilizando la tecnología implementada en la etapa de desarrollo original del campo. El mejoramiento de la recuperación con este equipo, que a veces alcanza varias décadas de longevidad, es difícil por no decir imposible. Es preciso entonces evaluar nuevas tecnologías.

La tendencia a prolongar la vida productiva de los campos destaca la importancia de la aplicación de la tecnología desde el inicio de su explotación. Los campos que hoy son nuevos, con el tiempo se convertirán en campos maduros. En cada etapa de la vida productiva de un campo petrolero, tenemos que preguntarnos qué se puede hacer para mantener la rentabilidad económica hasta ya bien iniciada la etapa de madurez del campo.

En México, en noviembre de 2008, después de un amplio debate en el sector energético, se llegó a una Reforma de diversos ordenamientos jurídicos, destacándose las reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, la creación de las Leyes de Pemex, la de la CNH y modificaciones en la Ley Federal de Derechos.

Se destacan un par de situaciones relevantes que surgen de ésta Reforma, es la nueva oportunidad para que PEMEX establezca contratos de Exploración y Producción con terceros, bajo un mecanismo más flexible al que existía anteriormente, adicionalmente se crea un Régimen Fiscal Especial, en el que PEMEX puede solicitar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la inscripción de campos que por sus características requieran de una diferenciación fiscal, con lo que se intenta promover y reactivar la producción en campos cerrados o sin desarrollo.

Capítulo 1

Conceptos básicos

Un yacimiento es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros de la roca almacenadora y están a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra el yacimiento.¹

La cantidad de hidrocarburos en un yacimiento y su producción son fundamentales para toda actividad de la ingeniería petrolera, y para lograr una explotación racional del mismo, se aplican técnicas de ingeniería para estudiar al yacimiento y conocer su comportamiento bajo diferentes mecanismos de flujo.

1.1. Ciclo de vida de los yacimientos^{2,3}

En el ciclo de vida de un yacimiento, se inicia con la exploración, en ésta etapa, la sinergia entre disciplinas como la geología, la geofísica y la ingeniería petrolera son necesarias con el sólo objetivo de obtener un hallazgo petrolero. Un yacimiento nuevo es descubierto generalmente porque un estudio sísmico muestra la existencia de una configuración estructural que podría constituir una trampa geológica capaz de contener hidrocarburos, por lo cual, el descubrimiento es la etapa donde se dispone de la menor cantidad de información, y ésta se obtiene con: estudios de superficie (afloramientos), reconocimiento aéreo, a través de sensores remotos (emisión y captura de señales), entre otros. Posteriormente se realiza el procesamiento e interpretación de la información con lo que se obtiene un modelo de la estructura del subsuelo, se realiza un análisis para determinar la probabilidad de encontrar hidrocarburos y finalmente para confirmar la existencia de un yacimiento petrolero se realiza la perforación del pozo exploratorio que tiene como objetivo obtener información y/o confirmar la presencia de hidrocarburos de acuerdo a estudios previos de geología superficial, iniciando así la delimitación del yacimiento.

De cada pozo perforado durante la etapa de delimitación se requiere contar con muestras de núcleos y sus correspondientes estudios de laboratorio para determinar las propiedades de la roca

y de los fluidos, realizar la toma de registros geofísicos para establecer de forma más detallada la estructura del yacimiento, así como características físicas del sistema roca-fluido, calidad de la roca almacén, sello, capacidad de producción de hidrocarburos. Muestreo exhaustivo de los fluidos de formación a condiciones de yacimiento para realizar análisis PVT. Elaborar pruebas de pozos (presión-producción) para conocer el comportamiento dinámico de los fluidos en el medio poroso. Todos estos trabajos se realizan con el objetivo de evaluar el potencial petrolero de una nueva área, conocer de manera inicial sus características, determinar volúmenes de aceite y gas, con el fin de asegurar la rentabilidad financiera como proyecto petrolero.

Es imposible tener una caracterización exacta del yacimiento, la descripción que se tiene en esta etapa es imprecisa y por lo tanto las decisiones que se toman conllevan un mayor riesgo. En la medida que se avanza en el desarrollo y explotación del yacimiento, se adquieren nuevos datos que ajustan el modelo inicial, y las predicciones tanto de la producción como los aspectos económicos tienen cada vez mayor grado de confiabilidad.

Al contar con la caracterización inicial del yacimiento se procede a plantear un plan de desarrollo y explotación del mismo, el cual es fundamental en la administración integral de yacimientos. En esta etapa el administrador y sus equipos de trabajo deben tomar en cuenta todos los posibles eventos que podrían ocurrir, opciones y alternativas que pueden ser empleadas, y evaluar las consecuencias económicas de cada una de ellas. En dicha planeación se determina el número de pozos a perforar y su ubicación, el estado mecánico de los mismos, los sistemas artificiales de producción y la infraestructura de producción y de transporte, etcétera, de tal manera que se logre optimizar la recuperación de los hidrocarburos. La figura 1.1 muestra las etapas presentes durante el ciclo de vida de un yacimiento a través del tiempo

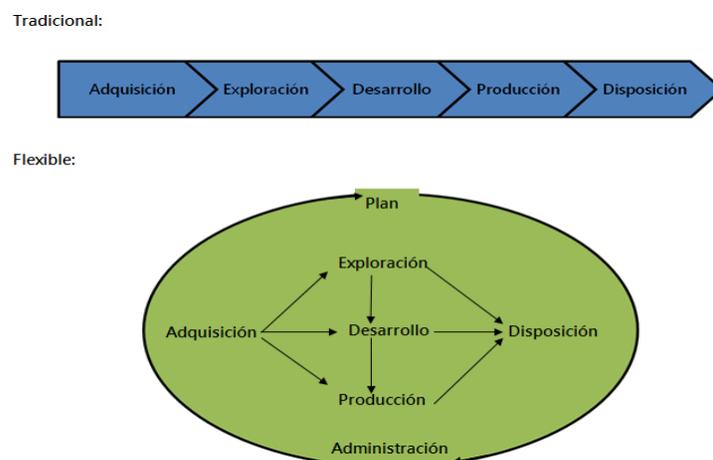


Figura 1.1 Ciclo de vida de un yacimiento

1.1.1. Etapas de explotación de un yacimiento⁴

Tradicionalmente, las operaciones de recuperación de hidrocarburos se han subdividido en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria, estas etapas describieron la producción de un yacimiento en un sentido cronológico. Se tiene que reconocer que en el caso de algunos yacimientos, no es fácil identificar estas tres etapas, es más, en ciertos yacimientos se ha encontrado que no existió la etapa primaria y fue necesario implementar la secundaria e incluso la mejorada, sin haber ocurrido las anteriores. Un buen ejemplo de estos casos es el de yacimientos de aceite pesado y viscoso, que no pudieron ser producidos en su etapa primaria ni secundaria y sólo se obtuvo producción a través de la inyección de vapor, que se consideraría ya como la etapa de recuperación mejorada. A causa de tales situaciones, el término "recuperación terciaria" no es aprobado dentro de la literatura de Ingeniería Petrolera, cambiándolo por recuperación mejorada.

La figura 1.2 muestra el comportamiento de las tres etapas de explotación que se presentan durante la vida de un yacimiento: en la recuperación primaria actúan los mecanismos de desplazamiento naturales propios del yacimiento, donde se tiene un rango de recuperación del 5-20%. Durante la recuperación secundaria se adiciona energía al yacimiento mediante la inyección de un fluido inmiscible, esto es, que no se modifican las propiedades del sistema roca fluido y el rango de recuperación es del 25-45%. Para la recuperación mejorada se adiciona energía al yacimiento, donde los fluidos inyectados interactúan con las propiedades roca-fluido, su rango de recuperación varía del 45-65%.⁵

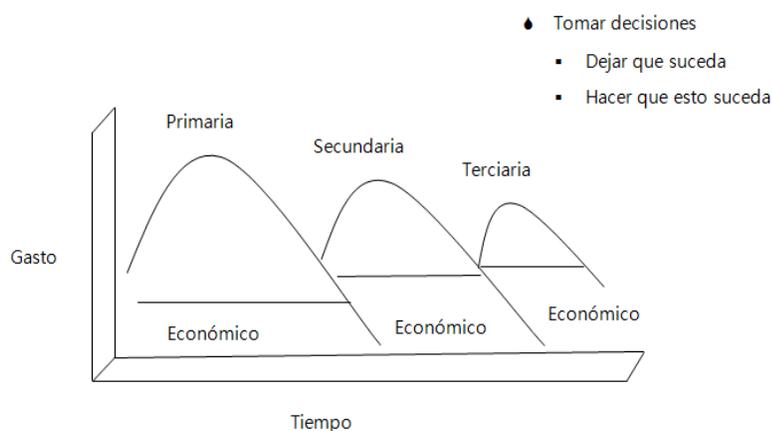


Figura 1.2 Etapas de explotación de un yacimiento

1.1.1.1 Recuperación Primaria

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

A través de la caracterización inicial se identifica el mecanismo o los mecanismos naturales de producción que puedan existir en el yacimiento. Cabe mencionar que normalmente en un yacimiento actúan varios mecanismos naturales de producción, pero en cada etapa de explotación del yacimiento, uno de ellos es el que predomina.

Existen cinco mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos:

1. Empuje por gas disuelto
2. Empuje por la capa de gas
3. Empuje por expansión de la roca
4. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero)
5. Empuje por segregación gravitacional
6. Combinación de empujes.

A continuación se describirán brevemente algunas de las características de cada uno de estos empujes que se presentan en los yacimientos⁶:

1.1.1.1.1. Empuje por gas disuelto

En este tipo de empuje en el yacimiento, el principal mecanismo que opera en la formación productora es la expansión del aceite y del gas disuelto originalmente en el mismo. Es decir, el incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión en el yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene.

Lo anterior es particularmente cierto, en los casos donde el yacimiento es bajosaturado. Es decir, se encuentra a una presión arriba de la presión de saturación o de burbuja, ésta es cuando la primera burbuja de gas comienza a liberarse del aceite.

1.1.1.1.2. Empuje por la capa de gas

En muchos casos de campos descubiertos en el mundo, se determinó que ya existía una capa de gas al inicio de su explotación, por lo que uno de los mecanismos de empuje se reconoce que es debido a esta capa de gas.

Por otro lado, si el yacimiento ha reducido su presión original hasta niveles por debajo de la presión de saturación, se dice que el aceite contenido en el mismo se encuentra saturado y por tanto, se va a empezar a desprender gas libre en la formación; dependiendo del espesor de la misma y el echado que tenga (inclinación de la formación), se puede generar una capa de gas que se conoce como casquete de gas secundario.

El empuje que se genera para producir el aceite debido a la capa de gas descrita, puede llegar a ser el mecanismo preponderante de producción en el yacimiento y en combinación con otros mecanismos de empuje, definirá el nivel de factor de recuperación que puede llegar a obtener.

1.1.1.1.3. Empuje por la expansión de la roca

La producción de aceite y gas del yacimiento genera una reducción de la presión de los fluidos en el mismo, lo que a su vez implica un aumento en la presión de sobrecarga en la formación. Este aumento de presión en los granos de la formación causa su compactación y a su vez podría llevar a ocasionar una subsidencia en la superficie, lo cual se ha observado en algunos campos en el mundo.

Por tanto, el mecanismo por expansión de la roca, también conocido como mecanismo de compactación, expulsa el aceite y gas debido a la reducción del volumen poroso en el yacimiento.

Sin embargo, es importante destacar que este mecanismo solo es relevante si la compresibilidad de la formación es grande, lo cual sucede en las formaciones constituidas por carbonatos.

El efecto de este mecanismo de empuje se ha determinado mejor en yacimientos mas bien superficiales y que se encuentran a menos de 2000 metros de profundidad.

1.1.1.1.4. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero):

El empuje natural por efecto del acuífero, también conocido como empuje hidráulico, ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se empieza a presentar una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua en el acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite del mismo.

Este mecanismo de desplazamiento en los yacimientos, es de los más eficientes, dependiendo del tipo de formación de que se trate. De hecho, los factores de recuperación más altos que se han observado en varios yacimientos alrededor del mundo, casi siempre han estado asociados a un empuje hidráulico considerable.

1.1.1.1.5. Empuje por segregación gravitacional

Este empuje cuando se tiene en el yacimiento, es el mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado en los yacimientos alrededor del mundo. Esencialmente, está relacionado con el empuje por capa de gas secundaria, ya que la segregación gravitacional se relaciona normalmente con yacimientos de grandes espesores o que tienen un echado considerable, lo que permite que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y que el gas, al ser más ligero tienda a ocupar la parte superior. Al lograrse esto dentro de este tipo de yacimientos, la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el aceite y los fluidos más pesados hacia abajo.

Existen en varios países, casos de yacimientos con este tipo de empuje y normalmente se ha logrado obtener de ellos factores de recuperación muy elevados, debido a la manera tan eficiente que opera la segregación gravitacional.

1.1.1.1.6. Combinación de empujes

Se han descrito los diferentes mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en un yacimiento, de los cuales ocasionalmente está presente uno de ellos, ya que la mayoría de los yacimientos quedan sometidos a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo, un yacimiento muy grande puede producir inicialmente por empuje por expansión de la roca. Después, a partir de la presión de saturación puede comportarse como productor por empuje de gas disuelto liberado. Posteriormente, después de cierta extracción, la presión disminuirá lo suficiente para permitir la entrada de agua del acuífero al yacimiento, de tal forma que el empuje hidráulico sea un mecanismo importante en el desplazamiento del aceite. La figura 1.3 muestra la influencia de los mecanismos primarios de recuperación en la presión del yacimiento y en la eficiencia de recuperación de aceite.

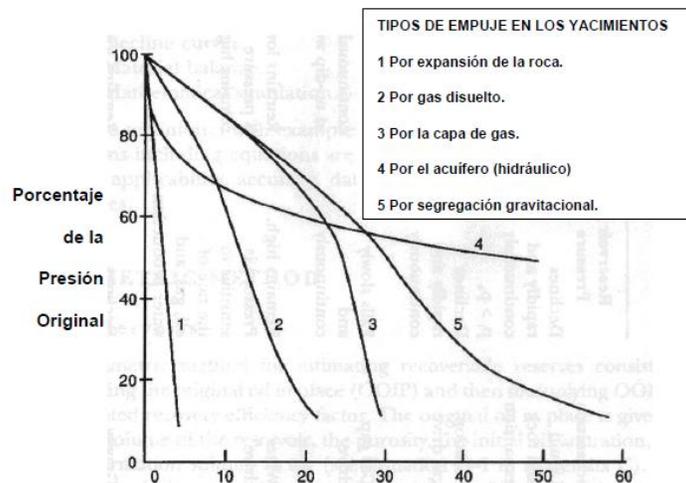


Figura 1.3 Eficiencia de recuperación en % del OOIP

1.1.1.2. Recuperación Secundaria

Durante esta etapa, se le proporciona energía adicional al yacimiento, mediante la inyección de algún fluido inmisible que puede ser agua o gas, para mantenimiento de presión o como método de desplazamiento de los fluidos dentro del yacimiento con el objetivo de aumentar la producción en los pozos productores y lograr incrementar la recuperación final de hidrocarburos del yacimiento. Hay que enfatizar que en un proceso secundario, las propiedades de los fluidos y del medio poroso no son modificadas respecto a sus valores originales, es solamente la energía del movimiento, la competencia de movilidades y la zonificación del petróleo, los factores que definen el incremento en la recuperación.

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria más utilizado en el mundo, debido al bajo costo del agua, a su disponibilidad y a su efectividad en desplazar el aceite dentro de los yacimientos.

Normalmente, el incremento en el factor de recuperación en yacimientos donde se ha empleado inyección de agua después de la explotación primaria del campo, es del orden del 6 al 20%. Esta cifra puede ser mayor, si el campo presenta características favorables desde el punto de vista geológico y de la relación de movilidad entre el aceite y el agua.

Existen varias fuentes de abastecimiento del agua a inyectar pero, en general, se utilizan tres: agua congénita, agua dulce producida de acuíferos cercanos y agua de mar tratada químicamente, para evitar incompatibilidad con la formación productora de los yacimientos.

1.1.1.3. Recuperación Mejorada.

Es aquella en donde la inyección del fluido al yacimiento, incide en la modificación de características originales de la roca y/o fluidos involucrados en el desplazamiento, tales como; reducción de viscosidad del aceite, modificación favorable del comportamiento de fases, reducción de tensión interfacial, cambios composicionales en componentes no hidrocarburos, cambios de mojabilidad, entre otros.

Los procesos de recuperación mejorada pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- ◆ Métodos térmicos: inyección de vapor, inyección de agua caliente y combustión in-situ.
- ◆ Métodos químicos: inyección de polímeros, surfactantes, cáusticos y micelares.
- ◆ Métodos miscibles: inyección de gas hidrocarburo, bióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), gas de combustión, inyección alternadamente miscible-inmiscible.
- ◆ Métodos bacteriológicos: inyección de bacterias que reducen la viscosidad del aceite.

La aplicación de cada uno de estos procesos depende de las características propias del yacimiento en cuestión, considerando principalmente las siguientes características: formación productora (tipo, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas y mojabilidad), tipo de aceite en el yacimiento, relación agua-aceite y gas-aceite en la superficie, presión del yacimiento en el momento de iniciar el proceso de recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora.

Las recuperaciones primaria y secundaria de hidrocarburos dejan en el yacimiento hasta un tercio o la mitad (incluso más) del volumen original de hidrocarburos. Esto significa que es mayor la cantidad de aceite que permanece en el yacimiento que el que ha sido producido o será producido por métodos primarios y secundarios. Por lo que es evidente que las técnicas de recuperación mejorada deben ser empleadas. En la figura 1.4 se observa un diagrama de los diferentes procesos actuales de recuperación de hidrocarburos, así como las etapas en la vida de un yacimiento y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener.

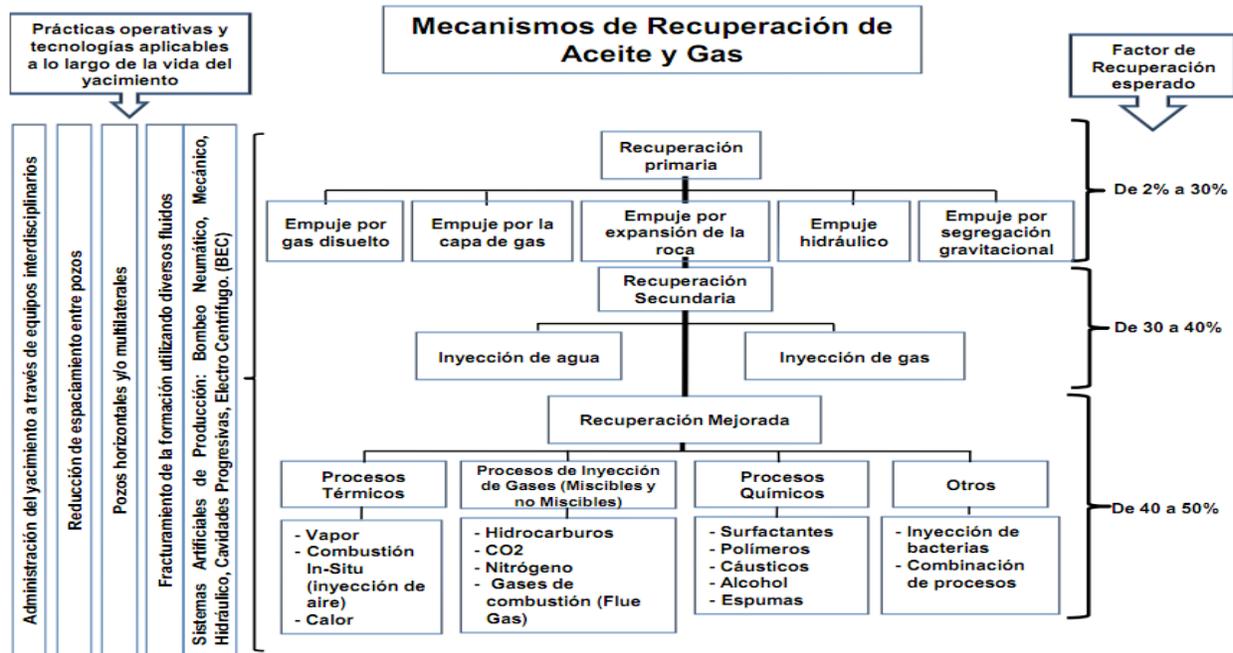


Figura 1.4 Esquemas de explotación de los yacimientos de hidrocarburos ⁷

1.1.2. Abandono

Acción de dejar una instalación o un pozo, por razones técnicas o cuando no existen hidrocarburos; así también cuando ha finalizado la explotación de petróleo o gas, o no es rentable su explotación, es una actividad cada vez más frecuente debido a que los yacimientos van envejeciendo y alcanzan sus límites productivos y económicos.

El abandono puede ser temporal. En esos casos, se emplean tapones de fondo y cementación que evitan la actividad del pozo, aunque con los mecanismos establecidos para una posible reactivación en el futuro. Pero también puede ser definitivo, momento en la que la empresa responsable debe aplicar un tapón de cemento sobre el intervalo productor, con el fin de crear un sello total, cortando tubería de revestimiento y recuperando parte de la misma, terminado el taponamiento del pozo se debe construir un monumento en la parte superior de la tubería superficial, convenientemente anclada, en la que se deberá inscribirse la siguiente información; denominación del pozo (de acuerdo al permiso de perforación del pozo), fecha de taponamiento y nombre del permisionario

Una vez que los pozos individuales han sido taponados, las tuberías e instalaciones y otras estructuras presentes en el campo deben desmantelarse y trasladarse. Realizado lo anterior y una vez desmanteladas las instalaciones se procede a realizar el proceso de remediación de suelos, con el fin de tratar de dejar las áreas en condiciones similares al inicio de actividades.

1.2. Administración integral de yacimientos^{2,7}

Dentro de las actividades que engloba la industria petrolera es necesario hacer notar la importancia de diversas disciplinas, existiendo así la sinergia entre especialistas de diversas áreas, en donde cada uno aporta sus conocimientos, logrando así una mejor explotación de los campos existentes y una mayor recuperación de los mismos. Por lo que en los últimos años, la administración integral de yacimientos petroleros ha recibido especial atención.

La administración integral de yacimientos se ha definido de múltiples maneras por numerosos autores; sin embargo, una de las definiciones más aceptadas es la siguiente: “La administración de yacimientos es la práctica que se fundamenta en el empleo adecuado de los recursos disponibles, tales como los humanos, tecnológicos y financieros, para maximizar la recuperación económica de aceite y gas de un yacimiento, minimizar al mismo tiempo la inversión de capital y los costos de operación, obteniendo así el mayor beneficio de un yacimiento” .⁹

El proceso de la administración integral de yacimientos consiste en fijar una estrategia, el desarrollo de un plan, aplicar, supervisar, evaluar y completar. Ninguno de los componentes del proceso es independiente de los demás, generando un proceso dinámico y permanente. Hay que tener en cuenta que cada campo es único debido a la naturaleza de los fluidos, a las características geológicas, al tamaño del yacimiento y la presión que prevalece, entre otros aspectos.

El establecimiento de la estrategia es esencial, tener el conocimiento e implementar los avances tecnológicos no es suficiente para realizar la mejor predicción de producción, ingresos y costos. El objetivo primordial es desarrollar una estrategia extensa y detallada para alcanzar el objetivo del proceso. Se deben considerar todos los casos posibles para así tener un plan de opciones y alternativas para optimizar la economía del proyecto.

La administración de yacimientos requiere un constante monitoreo y vigilancia esto se debe hacer para determinar si el yacimiento se comporta conforme al plan. Las principales áreas de

supervisión y vigilancia que implica la adquisición de datos y la gestión son los siguientes: Producción de aceite, agua y gas, inyección de gas y agua, presión estática y de fondo fluyendo, pruebas de producción e inyección, perfiles de producción e inyección y análisis de los fluidos producidos.

Los esfuerzos coordinados del equipo multidisciplinario que trabaja en el proyecto son necesarios para llevar a cabo el programa de monitoreo y supervisión. La información que se obtiene del monitoreo se integra con el modelo de simulación de yacimiento para predecir el comportamiento futuro del mismo. A medida que se dispone de datos adicionales, el plan de administración integral de yacimientos se redefine y se aplica con los cambios apropiados en caso de ser necesario. La revisión del plan y estrategia es necesario cuando el comportamiento del yacimiento no se ajusta al plan de operación o cuando las condiciones cambian.

En el enfoque tradicional, el análisis de datos por geofísicos, geólogos e ingenieros fue secuencial en lugar de integrado. Cada grupo de profesionales trabajaba de forma aislada para analizar los datos y conceptualizar el yacimiento en función de su experiencia en una sola disciplina. Cuando el proceso de administración de yacimientos evolucionó, el valor del trabajo en equipo se hizo evidente. Los equipos multidisciplinarios trabajan con sus herramientas, tecnologías y datos comunicándose directamente con cada uno antes de sacar sus propias conclusiones y tomar decisiones.

La figura 1.5 muestra el enfoque de sinergia en la administración integral de yacimientos y hace énfasis en la relación entre varias funciones de la exploración, la producción y la interacción de las funciones de esta industria con la administración, la economía, y las leyes. Este modelo de administración integral multidisciplinario ha dado resultados favorables en diversos proyectos.



Figura 1.5 Equipo de Administración Integral de Yacimientos³

Un equipo multidisciplinario en exploración y producción está conformado por especialistas tales como: Ingenieros de Yacimientos, Ingenieros de Producción, Petrofísicos, Geólogos, Geofísicos, Ingenieros de Perforación, Ingeniero de diseño de instalaciones, de seguridad y protección Ambiental, de planeación, entre otros. Para un buen resultado en el trabajo en equipo multidisciplinario, debe contar con las siguientes características:

- ◆ Tener un objetivo en común
- ◆ Compartir una visión, saber a dónde van, qué quieren obtener y cuándo
- ◆ Existir complementariedad de habilidades
- ◆ Tener sentido de pertenencia

- ◆ Compartir la responsabilidad, “Responsabilidad compartida” o todos ganan o todos pierden
- ◆ Requiere que exista liderazgo

Las siguientes preguntas ilustran la filosofía de la Administración Integral de Yacimientos:

1. ¿Cuándo debe comenzar la administración integral de yacimientos?

El tiempo ideal para empezar a administrar un yacimiento es desde su descubrimiento. Nunca es demasiado pronto para empezar el proceso de la administración integral, debido a que la iniciación temprana de un programa coordinado proveerá de una herramienta valiosa de observación y evaluación y también permitirá ahorrar dinero a largo plazo. Realizar pruebas a tiempo puede ayudar a determinar el tamaño de un yacimiento y si sabemos que el yacimiento es relativamente pequeño, podemos evitar perforar pozos innecesarios.

Frecuentemente, sucede que, la administración integral no comienza a tiempo y el yacimiento, los pozos y los sistemas superficiales son descuidados por mucho tiempo. En ocasiones se considera que la administración integral se debe implementar hasta la etapa de una operación de recuperación secundaria o mejorada. No obstante, los múltiples ejemplos en el mundo han demostrado que tener un programa de administración integral de yacimientos desde el principio aumenta la rentabilidad del proyecto.

2. ¿Qué datos se necesitan, cómo y cuándo se deben recolectar?

Para responder esta pregunta, se debe seguir un enfoque integral para la recolección de datos, que involucre todas las funciones desde el principio.

Antes de recolectar cualquier dato se debe responder las siguientes preguntas:

- ◆ ¿Los datos son necesarios?, ¿Qué se hace con los datos?, ¿Qué decisiones resultarán de esta recolección de datos?
- ◆ ¿Cuáles son los beneficios de estos datos y cómo se pueden obtener al mínimo costo?

El equipo de administración integral de yacimientos debe preparar un programa coordinado de evaluación del yacimiento, para sustentar la necesidad de los datos, los costos y los beneficios para cualquier programa de recolección de datos. Es importante señalar que la definición y evaluación temprana del sistema del yacimiento son un requisito esencial para su buena administración por lo que el líder del proyecto debe convencer a los directivos de obtener los datos necesarios para valorar el sistema del yacimiento.

3. ¿Qué clase de preguntas se deben hacer cuando se recopilan e interpretan los datos, para asegurar un proceso efectivo de la administración integral de yacimientos?

Algunas preguntas se muestran enseguida:

- ◆ ¿Qué representa la conclusión de los estudios realizados?
- ◆ ¿Esta conclusión concuerda con los datos?, ¿por qué?
- ◆ ¿Las interpretaciones de los datos son reales?
- ◆ ¿Qué suposiciones fueron hechas al recolectar los datos?, ¿Estas suposiciones fueron razonables?
- ◆ ¿Los datos son confiables?
- ◆ ¿Se requieren datos adicionales?
- ◆ ¿Se ha realizado un estudio geológico adecuado?
- ◆ ¿Se ha definido adecuadamente el yacimiento?

4. ¿Cuál es la mejor manera de aplicar el enfoque de equipo en la administración integral de yacimientos?

Se usan los siguientes pasos se usan para promover el enfoque de equipo:

- ◆ Facilitar la comunicación entre las disciplinas: ingeniería, geología, geofísica y del personal de operación.
 - Realizar reuniones periódicas con objetivos definidos.

- Llevar a cabo foros de debate para que los miembros de cada disciplina presenten sus objetivos a otros miembros de los equipos funcionales.
- Desarrollar un ambiente que proporcione confianza y respeto mutuo entre los grupos funcionales.
- Dar a conocer con claridad y entendimiento las necesidades a cada miembro del equipo.
- ◆ Enfatizar en la necesidad de que el ingeniero desarrolle habilidades, como el conocimiento de las características de las rocas y el ambiente de depósito, y para el geólogo cultivar algunos conocimientos de la terminación de pozo y otras tareas de ingeniería petrolera que intervengan en el proyecto.
- ◆ Exigir que cada miembro del equipo mantenga un alto nivel de competencia técnica.
- ◆ Establecer un modelo apropiado para el desarrollo de los equipos, que haga énfasis en el comportamiento constante, simultáneo y cooperativo. Los miembros de un equipo de administración integral de yacimientos deben trabajar en conjunto de la misma manera que un equipo de básquetbol, no como un equipo de carrera de relevos en el que los esfuerzos se vuelven individuales. El enfoque de sinergia en los equipos de trabajo puede tener mayores resultados que la suma de esfuerzos individuales.

1.3. Reservas¹⁰

Hoy en día, la principal fuente de energía en el mundo es el hidrocarburo y es un factor clave para el continuo desarrollo de los países. Es esencial que los gobiernos y la industria tengan un estimado de las cantidades de hidrocarburo disponible para producción y cantidades que se espera estén disponibles dentro de un tiempo prudencial a través de desarrollo adicional de los yacimientos, avance tecnológico o exploración.

1.3.1. Definición de reservas

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: (1) estar descubiertas,(2) ser recuperables,(3) comerciales y (4)mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

1.3.2. Clasificación de las reservas

Petróleos Mexicanos utiliza definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales para la actualización anual de las reservas remanentes de hidrocarburos del país. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones, denominadas SPE-PRMS, emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y el World Petroleum Council (WPC), organizaciones técnicas donde México participa. El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantiza certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación. Adicionalmente, la decisión de Petróleos Mexicanos de certificar sus reservas anualmente por consultores externos reconocidos internacionalmente, incrementa la confianza en las cifras reportadas. En la figura 1.6 se esquematiza la clasificación de las reservas de acuerdo al grado de incertidumbre.

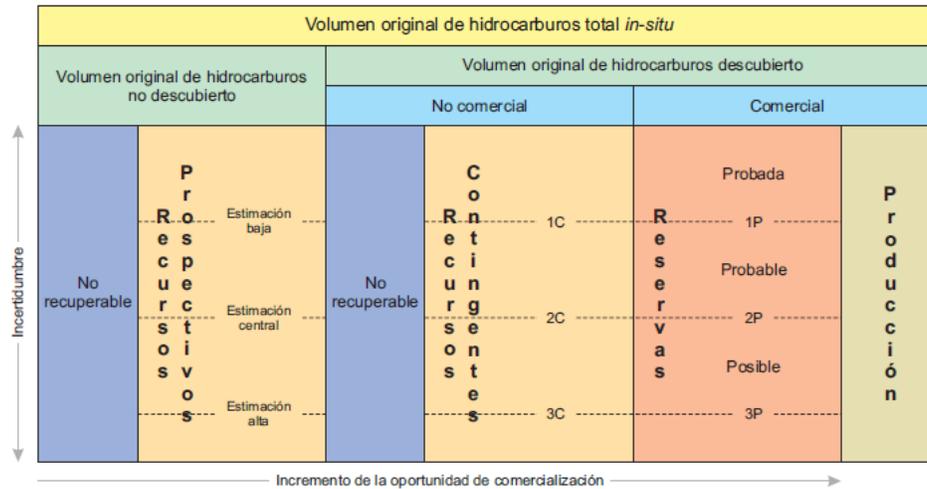


Figura 1.6 Clasificación de las reservas de hidrocarburos¹⁰

1.3.2.1. Reservas probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas. Las reservas probadas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 reportan 13,796.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Reserva 1P: Es la reserva probada

1.3.2.1.1. Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de

recuperación secundaria y 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 desarrolladas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 reportan 9,319.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

1.3.2.1.2. Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Las reservas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 reportan 4,476.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

1.3.2.2. Reservas no probadas

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

1.3.2.2.1. Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables. En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Las reservas probables de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 reportan 15,013.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Reserva 2p: Suma de las reservas probadas más las reservas probables.

1.3.2.2.2. Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Las reservas posibles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 reportan 14,264.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

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

1.3.3. Distribución de la reserva remanente por fluido

Las figuras 1.7, 1.8 y 1.9 muestran las reservas remanentes de crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad como aceite pesado, ligero y superligero, referidas al 1 de enero de 2011.

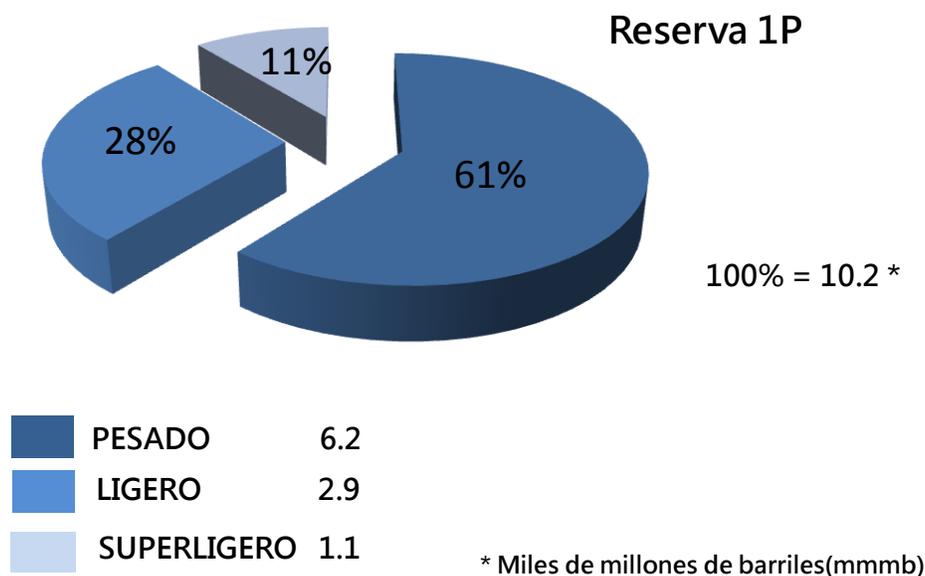


Figura 1.7 Reserva 1P por tipo de fluido.

En base a la información presentada se establece que, 10,161 millones de barriles de la reserva 1P, se compone en 60.5 por ciento de aceite pesado, 28.9 por ciento de aceite ligero y 10.6 por ciento de aceite superligero.

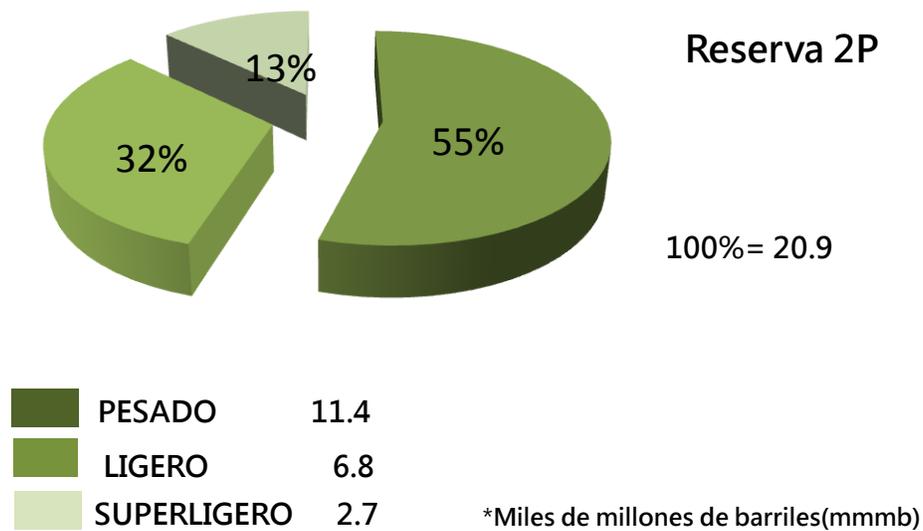


Figura 1.8 Reserva 2P por tipo de fluido.

Para el caso de la reserva 2P, el volumen de 20.9 miles de millones de barriles, está constituido por 54.6 por ciento de aceite pesado, 32.5 por ciento de aceite ligero y 12.9 por ciento de aceitesuperligero.

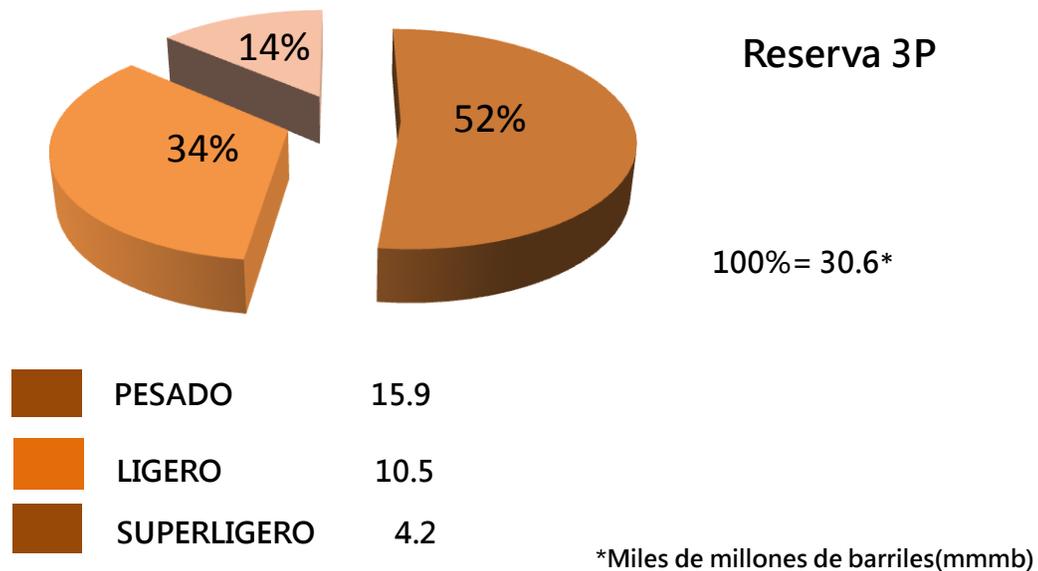


Figura 1.9 Reserva 3P por tipo de fluido.

La reserva 3P se sitúa en 30.6 miles de millones de barriles y está distribuida en 51.9 por ciento de aceite pesado, 34.3 por ciento en aceite ligero y 13.8 por ciento en aceite superligero.

1.4. Factor de Recuperación⁶

Es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.

El valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, como la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, también influyen los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación.

La manera de calcular el factor de recuperación es la siguiente:

$$\text{Factor de recuperación (Fr) a la fecha de cálculo, en \%} = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo (bpc) a condiciones de superficie. En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas (mmpc) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente (bpce), ambos a condiciones de superficie.

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

$$\text{Factor de recuperación final esperado (FRF), en \%} = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np o Gp final)}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

La industria petrolera en todas partes del mundo, incluido México, ha determinado que uno de los elementos que afectan el factor de recuperación de los yacimientos es la manera en la que se

producen los mismos. Es decir, el factor de recuperación final que se obtenga de un yacimiento dependerá en una buena parte de la forma en que se ha explotado el yacimiento. Además, de los ritmos de producción que se obtuvieron del mismo y de la manera en que se aprovechó la energía natural que contenía el yacimiento, al momento de descubrirlo.

Un caso común en la industria petrolera de prácticas operativas que afectan el factor de recuperación final de los yacimientos, es el relacionado con la falta de aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada a la explotación de los mismos.

Capítulo 2

Sector petrolero en México

El petróleo es un recurso esencial para México. La economía del país en el corto y mediano plazo depende del petróleo. En los años anteriores los ingresos petroleros representaron alrededor del 40% de los recursos totales de los ingresos fiscales del gobierno. Es decir, si los ingresos del petróleo caen, resultarán afectadas todas las actividades vitales para el funcionamiento del gobierno y para el adecuado desarrollo del país. Por lo que es preocupante la declinación que está sufriendo la producción de petróleo crudo y la disminución de las reservas de hidrocarburos con que cuenta el país.

Después de la expropiación petrolera el 18 de marzo de 1938, en México la institución responsable de la exploración, explotación, transformación y comercialización en el mercado externo e interno del petróleo crudo y gas natural, así como de sus derivados, es Petróleos Mexicanos (PEMEX). Que opera a través de cuatro organismos subsidiarios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica.

PEMEX por ser una empresa descentralizada de la administración pública federal, así como sus organismos subsidiarios, en materia de contratación de bienes, servicios y obras se regulan por la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y por la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, esto ha regido a Petróleos Mexicanos por mucho tiempo. A raíz de esta situación y después de un amplio período de debates, que incluyó la participación de diversos sectores políticos y sociales, el 28 de noviembre de 2008 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación varios ordenamientos respecto al régimen jurídico de PEMEX, que incluyó reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la promulgación de la Ley de Petróleos Mexicanos, la cual crea un nuevo régimen de contratación para PEMEX en adición al régimen general.

2.1. Origen de PEMEX¹¹

En 1935, las compañías petroleras que operaban en territorio mexicano, que en ese entonces se encontraban en manos de capital extranjero, se negaron e intentaron impedir la creación de sindicatos de trabajadores petroleros. Sin embargo, pese a los esfuerzos de estas empresas se logró crear al Sindicato Único de Trabajadores Petroleros, este sindicato comenzó una huelga para mejorar las condiciones de trabajo e incrementar los salarios de los trabajadores. Los conflictos entre las compañías petroleras y el gobierno también fueron creciendo puesto que no pagaban los impuestos que señalaba la ley. Tras estudiar el asunto la Suprema Corte de Justicia decidió que el aumento que pedían era justo y ordenó que se les concediera. No obstante, las compañías no obedecieron, por lo que el presidente Lázaro Cárdenas decretó la Expropiación de la Industria Petrolera el 18 de marzo de 1938, por medio del cual la Nación asumió plenamente los derechos sobre el petróleo, fue un acontecimiento que en su época cimbró la estructura económica y política del país. El presidente Lázaro Cárdenas al hacer uso del artículo 27 párrafo 2° de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, realizó la expropiación de las empresas petroleras por causa de utilidad pública fundando y motivando ésta en el artículo 27.

El presidente Cárdenas habló al país entero y le comunicó que se llevaba a cabo la expropiación de las empresas petroleras ante la intransigencia en su negativa a someterse a las leyes nacionales y a partir de esa fecha tendrían las empresas extranjeras que cederle a México, a cambio de una indemnización, su maquinaria, sus pozos y sus instalaciones.

Manejar, operar y administrar la industria recién expropiada representó un reto para el país. Obreros, técnicos y administradores mexicanos que antes servían a las empresas extranjeras agruparon sus esfuerzos, conocimientos y experiencias para apoyar la decisión del presidente Lázaro Cárdenas.

El gobierno estadounidense, interesado en mantener buenas relaciones con México, pues había el peligro de que estallara una gran guerra en Europa, aceptó la decisión del presidente Cárdenas. Sin embargo, México tuvo que resistir el hecho de que por un tiempo ningún país quisiera comprarle petróleo ni plata, además que las empresas petroleras exigieron que el pago por la expropiación fuera de inmediato.

Por acuerdo del presidente Lázaro Cárdenas se designó el Consejo Administrativo del Petróleo para la industria, el 19 de marzo de 1938. Más tarde, con fecha de 7 de junio del mismo año, se creó una institución pública que se denominaría Petróleos Mexicanos para administrar y operar la industria petrolera nacionalizada. Asimismo, se añadió a la Constitución un artículo para que esta industria no pudiera ser adquirida, poseída o explotada por particulares. Por decreto, publicado el 9 de noviembre de 1940, se suprimía el otorgamiento de concesiones en la industria y la explotación de los hidrocarburos sólo podría realizarla el Estado Mexicano.

Al consumarse la expropiación petrolera, la primera administración de PEMEX que presidió el Ingeniero Vicente Cortés Herrera, se tuvo que enfrentar a un sin número de dificultades, pues la Standard Oil of New Jersey y la Royal Dutch Shell declararon un boicot en contra de la economía mexicana, por lo que no había mercado para PEMEX, por lo tanto no se podían conseguir refacciones para las destartadas instalaciones que dejaron las compañías, no se contaba con el número suficiente de técnicos para manejar la industria; no había tetraetilo de plomo para elaborar las gasolinas con el debido índice de octano; no se podían conseguir algunas materias primas de vital importancia para la industria. Las compañías creyeron que con esta presión el fracaso de PEMEX era inminente, no contaron con la devoción y el patriotismo de obreros, técnicos y administradores, quienes realizaron esfuerzos titánicos para conservar este patrimonio.

Actualmente PEMEX es la empresa más grande de México y como empresa petrolera integrada, PEMEX es la onceava más importante del mundo. Además es la séptima mayor productora de crudo del mundo, con una extracción en julio de 2011 de un promedio de 2 millones 553 mil barriles al día.

2.2. PEMEX

PEMEX es una institución gubernamental dedicada a la industria petrolera y petroquímica y es la encargada de desarrollar los recursos de hidrocarburos de México. Es también una de las mayores compañías productoras de petróleo crudo y gas natural del mundo, operando a través de un corporativo y cuatro organismos subsidiarios: PEMEX Exploración y Producción se encarga de la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización de primera mano; PEMEX Refinación se ocupa de procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su

distribución, almacenamiento y venta de primera mano; PEMEX Gas y Petroquímica Básica procesa, transporta y comercializa gas natural, hidrocarburos líquidos (como el gas licuado del petróleo o gas LP) y productos petroquímicos básicos, tales como etano, gasolinas naturales y azufre; PEMEX Petroquímica produce y comercializa materias primas petroquímicas entre las cuales se incluyen, derivados del metano y del etano como el amoníaco, metanol y polietilenos, además de otras olefinas y aromáticos. PEMEX Mercado Internacional (PMI), es una empresa subsidiaria de PEMEX que proporciona a los cuatro organismos servicios relacionados con el comercio exterior.¹²

La empresa cuenta con un régimen constitucional para la exploración y explotación de los hidrocarburos en territorio mexicano, y también cuenta con diversas operaciones reguladas internacionalmente. PEMEX actúa bajo la dirección de un Consejo de Administración que conduce y dirige estratégicamente todas las actividades que abarca la industria petrolera, incluyendo: aprobar anualmente el Plan de Negocios y los proyectos de presupuesto de egresos de Petróleos Mexicanos. Cada organismo subsidiario es dirigido por un Consejo de Administración y por un Director General nombrado por el Ejecutivo Federal. Dichos Consejos se conforman de ocho miembros y sus respectivos suplentes. El Director General de PEMEX es el presidente de cada uno de ellos.

El Consejo de Administración de PEMEX cuenta también, entre otras, con atribuciones para aprobar, previa opinión del comité competente, las disposiciones aplicables a PEMEX para la contratación de obras y servicios relacionados con las mismas, adquisiciones, arrendamientos y servicios, relacionadas con el Régimen Especial.

2.2.1. PEMEX Exploración y Producción (PEP)¹³

Dentro de Petróleos Mexicanos, PEP se encarga de explorar y desarrollar las reservas de petróleo crudo y gas natural, sus actividades principales son la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización de primera mano.

PEP a nivel mundial ocupa el tercer lugar en términos de producción de crudo, el primero en producción de hidrocarburos costa fuera, el noveno en reservas de crudo y el doceavo en ingresos.

Como la mayoría de las empresas petroleras de Exploración-Producción del mundo ha evolucionado de ser una organización en funciones aisladas a una organización estructurada en equipos multidisciplinares que en conjunto genera sinergia obteniendo resultados favorables que difícilmente se obtendrían bajo un esquema de organización funcional tradicional.

La estrategia para mejorar el desempeño, en el corto y mediano plazo, ha sido la de adoptar las mejores prácticas de la industria en términos de esquemas de negocios, procesos, productividad, medio ambiente y seguridad industrial en las operaciones, también se ha fortalecido la capacidad de ejecución y se ha revitalizado la actividad exploratoria logrando que PEMEX sea el cuarto productor de crudo en el mundo y está evaluada como la décimo primer compañía integrada a nivel mundial. PEP realiza sus actividades en cuatro regiones geográficas que abarcan la totalidad del territorio mexicano: Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste.



Figura 2.1 Regiones de PEP

La figura 2.1 ilustra la distribución geográfica de las cuatro regiones en las que se divide el territorio mexicano y en las que administrativamente opera PEP.

Las regiones se organizan en Activos y éstos son la unidad de negocio encargada fundamentalmente de maximizar el valor económico del Activo, mediante la exploración y explotación racional de los yacimientos, optimizando los costos de operación y logrando mayor eficiencia en las inversiones, para cumplir con los programas de producción y distribución de

aceite, gas y condensado, aplicando las normas y procedimientos de seguridad, protección ambiental y ecología.

Los recursos prospectivos estimados del país y su distribución en las principales cuencas productoras se muestra en la figura 2.2, destacan las cuencas del sureste y Golfo de México profundo con 88 por ciento del total de los recursos prospectivos del país.

Los recursos prospectivos son los volúmenes de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, se utilizan para definir la estrategia exploratoria, y con ello programar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, que permitan restituir las reservas de los campos actualmente en producción y dar sustentabilidad a la organización en el mediano y largo plazo.

Las Región Norte está conformada por las cuencas Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla, Veracruz, y Golfo de México Profundo, mientras que la cuenca del Sureste se encuentra dividida entre las Región Sur, Marina Noroeste y Marina Suroeste.

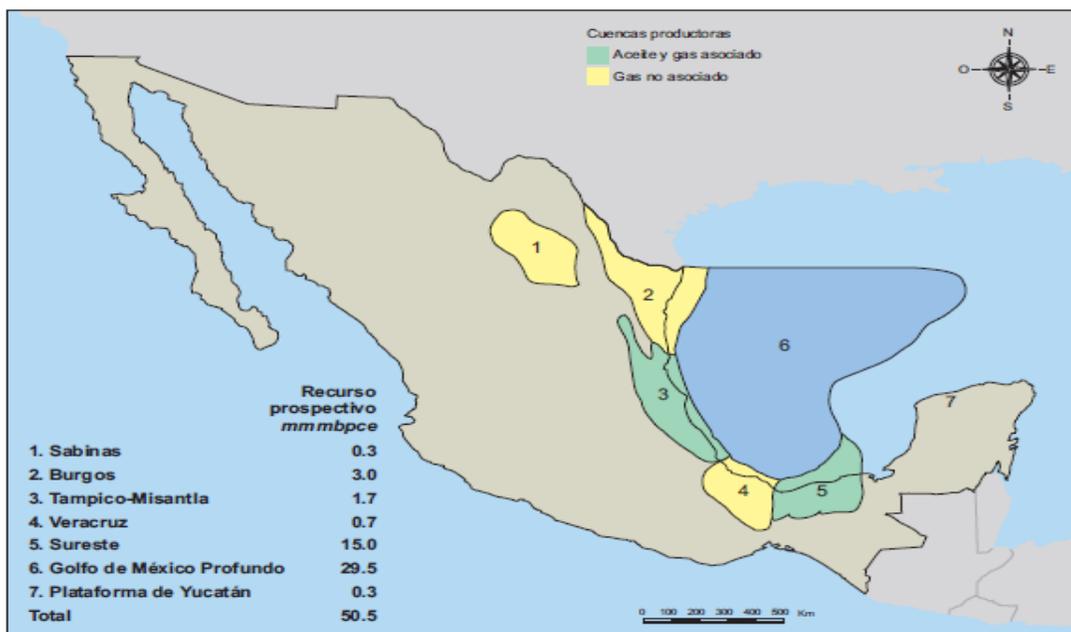


Figura 2.2 Ubicación geográfica de las Cuencas en el territorio mexicano

2.2.1.1. Región Norte

Territorialmente es la región con mayor área de Pemex Exploración y Producción, abarca 27 estados y comprende aproximadamente 1.8 millones de kilómetros cuadrados, incluyendo una porción terrestre y otra marina. Se localiza en la porción Norte de la República Mexicana y colinda al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el río Tesechoacán del estado de Veracruz, al Oriente con la Isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico.

Administrativamente está conformada por cuatro activos integrales, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz (figura 2.3); y por un activo de exploración, Golfo de México Norte. El negocio principal de los activos integrales es el desarrollo de campos y la optimización de los campos que administran, mientras que el del activo de exploración es la incorporación de reservas y la evaluación del potencial de las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla, Veracruz y Golfo de México Profundo.



Figura 2.3 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Norte

Por la superficie que ocupa la Región Norte, es la que tiene el mayor número de campos y por tanto la mayor actividad de desarrollo a nivel nacional. Tiene una gran variedad de hidrocarburos producidos, pasando desde gas seco y húmedo, gas y condensado, aceites ligeros y pesados. Así

se tiene que Burgos y Veracruz son productores principalmente de gas no asociado, mientras que los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira son productores de aceite. Esto le ha permitido mantenerse como la principal región productora de gas natural y con las reservas probables y posibles más importantes del país.

Durante 2010, la Región Norte aportó 37.4 millones de barriles ó 102.4 miles de barriles por día de aceite y 912.4 miles de millones de pies cúbicos ó 2,499.8 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, que en el contexto de la producción total de país significa 4.0 por ciento de la producción de aceite y 35.6 por ciento de la producción de gas natural.

Las reservas probadas de la Región Norte, al 1 de enero de 2011, asciende a 658.4 millones de barriles de aceite y 3,941.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales 318.1 millones de barriles de aceite y 2,765.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural son reservas probadas desarrolladas y 340.3 millones de barriles de aceite y 1,175.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural son reservas probadas no desarrolladas.

Referente a las reservas probables, éstas alcanzaron valores por 6,020.2 millones de barriles de aceite y 14,972.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; mientras que las reservas posibles son de 5,237.4 millones de barriles de aceite y 15,718.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En consecuencia las reservas 2P, es decir, la adición de reservas probadas más probables, son 6,678.6 millones de barriles de aceite y 18,913.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y las reservas 3P, adición de reservas probadas más probables más posibles, llegaron a 11,915.9 millones de barriles de aceite y 34,632.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

A nivel nacional, al 1 de enero de 2011, la Región Norte concentra el 6.5 y 22.8 por ciento de las reservas probadas de aceite y gas natural, respectivamente.

En el contexto regional, el mayor porcentaje, es decir, el 67.1 por ciento de las reservas probadas de aceite se ubica en los campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, seguido de los campos del Activo Integral Poza Rica-Altamira con el 31.0 por ciento; en tanto que el 49.9 por ciento de las reservas probadas de gas natural se localizan en los campos del Activo Integral Burgos, seguido de los campos del Activo Integral Veracruz que suman el 21.8 por ciento.

Las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, equivalen al 4.5 y 25.1 por ciento, respectivamente, comparadas con la totalidad de reservas del país de este tipo de reservas. La distribución a nivel regional, de las reservas probadas desarrolladas de aceite la encabeza el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con el 49.8 por ciento, mientras que el Activo Integral Poza Rica-Altamira alcanza el 46.6 por ciento. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas de gas natural, el Activo Integral Burgos posee el 51.3 por ciento y el Activo Integral Veracruz concentra el 29.4 por ciento.

En relación a las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, la Región Norte contiene, en un contexto nacional, el 10.8 y 18.6 por ciento, respectivamente, de estas reservas. Regionalmente, en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se ubica el 83.3 por ciento de las reservas de aceite, mientras que en los activos integrales Burgos y Aceite Terciario del Golfo se sitúan el 46.7 y 40.9 por ciento, respectivamente, de las reservas de gas no asociado. En cuanto a las reservas probables de aceite y gas natural, al 1 de enero de 2011, la Región Norte tiene el 56.1 y 71.6 por ciento, respectivamente, con respecto a las reservas probables totales del país. En esta categoría de reservas, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo tiene casi la totalidad de estas reservas con 96.6 y 90.5 por ciento, de las reservas de aceite y gas natural, respectivamente.

En la Región Norte se localiza el 54.2 por ciento de las reservas posibles de aceite del país y el 68.2 por ciento de las reservas posibles de gas natural. En la distribución regional, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, posee los mayores volúmenes de reservas con 97.8 y 89.2 por ciento, respectivamente.

Las reservas 3P de aceite y gas natural, que son la adición de las reservas probadas más probables más posibles, para la Región Norte, al 1 de enero de 2011, alcanzan valores de 11,915.9 millones de barriles de aceite y 34,632.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, valores que representan los mayores volúmenes de reservas a nivel nacional. El Paleocanal de Chicontepec posee la mayor cantidad reservas 3P del país con 11,379.1 millones de barriles de aceite y 28,294.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que a nivel nacional equivalen a 37.2 y 46.2 por ciento, respectivamente. Dentro de la Región Norte, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo contiene el mayor porcentaje de reservas con 95.5 por ciento de las reservas 3P de aceite y el 81.7 por ciento de las reservas de gas natural.

PEMEX ha identificado alrededor de 32 campos maduros en la Región Norte con 271 mmbpce de reserva 3P, que se pueden agrupar en 7 áreas.

Y de acuerdo a la investigación que se realizó para este trabajo se encontraron 241 campos maduros con una reserva 2P de aceite de 378.08 mmb y 1536.36 mmmpc de gas.

2.2.1.2. Región Sur

Comprende la totalidad de los estados de Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo y parte de Veracruz, Oaxaca, y Guerrero. Abarca un área de 390,000 kilómetros cuadrados y se ubica en la porción Sur de la República Mexicana, colinda al Norte con el Golfo de México; al Noroeste con la Región Norte en el paralelo 18° y el Río Tesechoacán, al Oriente limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico.

La Región Sur está constituida por un Activo Regional de Exploración y cinco activos integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna (figura 2.4). Las actividades de estos activos abarcan desde las etapas exploratorias, incorporación de reservas y delimitación, hasta las fases de desarrollo, explotación y abandono de campos.

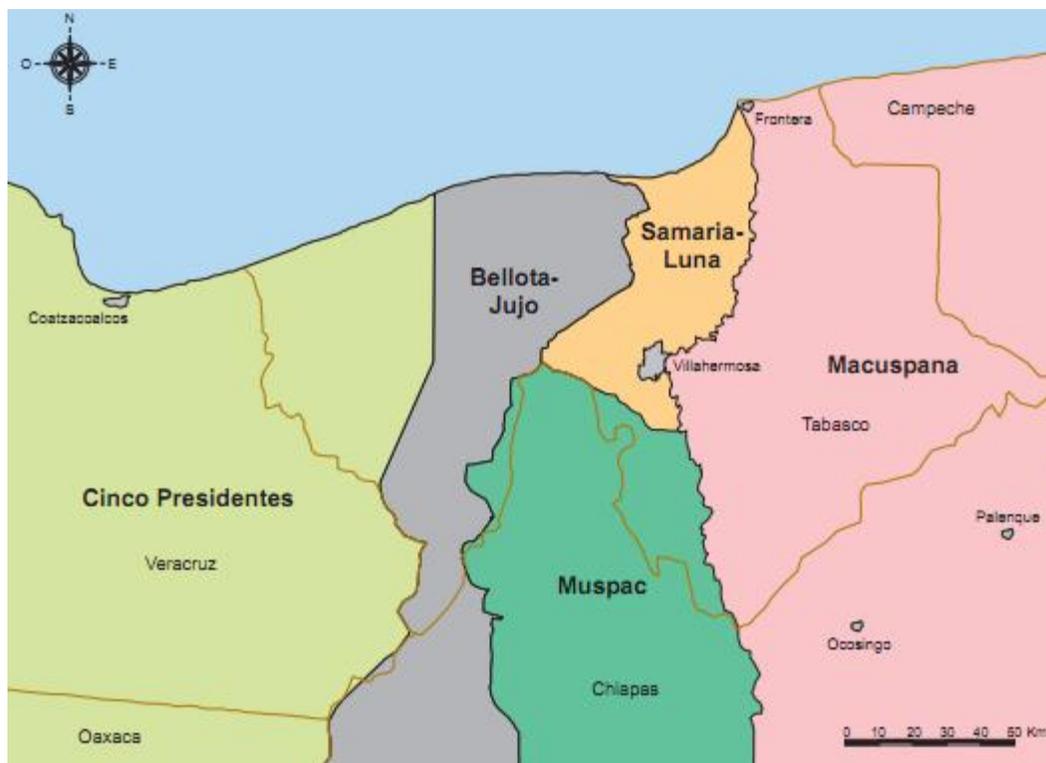


Figura 2.4 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Sur

Al cierre del año 2010, la Región Sur tiene documentados 120 campos con reservas remanentes 3P, siendo el Activo Integral Macuspana el que administra el mayor número de campos con 33, los activos integrales Bellota-Jujo y Muspac administran 29 y 24, respectivamente, mientras que los activos Cinco Presidentes y Samaria-Luna son los que menos campos controlan con 21 y 13, respectivamente.

La Región Sur produjo en 2010, 194.1 millones de barriles de aceite y 644.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representó una producción diaria de 531.9 miles de barriles de aceite y 1,764.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras significaron, a nivel nacional, 20.6 y 25.1 por ciento de las producciones de aceite y gas natural, respectivamente. Además, en lo que respecta a la producción de petróleo crudo equivalente en el contexto nacional del año anterior, la región se colocó nuevamente en la segunda posición al sumar 331.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 907.5 mil barriles por día de petróleo crudo equivalente, contribuyendo así con el 23.9 por ciento del total del país.

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2011 se sitúa en 2,564.6 millones de barriles, esto significa, 25.2 por ciento de las reservas probadas del país. Para la reserva probada de gas natural, ésta alcanzó un cifra de 6,228.6 miles de millones de pies cúbicos, correspondiente a 36.0 por ciento del total de la reserva probada del país.

En cuanto a la desagregación de las reservas probadas, las probadas desarrolladas de aceite y gas natural alcanzaron 1,812.5 millones de barriles y 4,338.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente, mientras que las probadas no desarrolladas son 752.1 millones de barriles de aceite y 1,890.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos valores representan 25.8 y 23.9 por ciento del total de la reserva probada desarrollada y no desarrollada de aceite del país, mientras que para la reserva probada desarrollada y no desarrollada de gas del país las cifras corresponden a 39.4 y 30.0 por ciento. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas en la región, los campos con mayor participación son los que integran el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo-Tecominoacán con 518.3 y 418.7 millones de barriles de aceite y 924.5 y 650.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

Al 1 de enero del año 2011, las reservas 2P son 3,352.1 millones de barriles de aceite y 7,882.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En términos de reserva 3P, se tienen en la región 3,759.1 millones de barriles de aceite y 8,637.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En términos de reserva probada de aceite, los aceites de tipo ligero y superligero dominan la composición de la región con 96.6 por ciento, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza 3.4 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, 82.9 por ciento es gas asociado, y el resto corresponde a gas no asociado. Los principales campos de gas asociado siguen siendo Jujo-Tecominoacán, Íride, Samaria, Cunduacán y Oxiacaque con 2,937.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que los de gas no asociado son Costero, Girdaldas y Chiapas-Copanó con 538.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos tres últimos campos son yacimientos de gas y condensado, mientras que los campos mayores de gas seco o gas húmedo son Narvárez, José Colomo y Usumacinta con 142.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La reserva probable de aceite, reportada al 1 de enero del año 2011, es 787.6 millones de barriles que representan el 7.3 por ciento del total nacional. Además, la reserva probable de gas alcanza 1,653.6 miles de millones de pies cúbicos, equivalente a 7.9 por ciento del total del país. La reserva posible contribuye con 406.9 millones de barriles de aceite, que representa el 4.2 por ciento del total nacional, en tanto la reserva posible de gas natural se sitúa en 755.6 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 3.3 por ciento nacional.

PEMEX ha identificado alrededor de 40 campos maduros en la Región Sur con 420 mmbpce de reserva 3P, que se pueden agrupar en 8 áreas.

Y de acuerdo a la investigación que se realizó para este trabajo se encontraron 100 campos maduros con una reserva 2P de aceite de 1,143.65 mmb y 3,269.45 mmmpc de gas.

2.2.1.3. Región Marina Noreste

Geográficamente, la región se localiza en el Sureste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México.

La Región Marina Noreste está constituida por los activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap (figura 2.5), cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde etapas

exploratorias, incorporación de reservas y delimitación, hasta las etapas de producción y abandono de los campos.

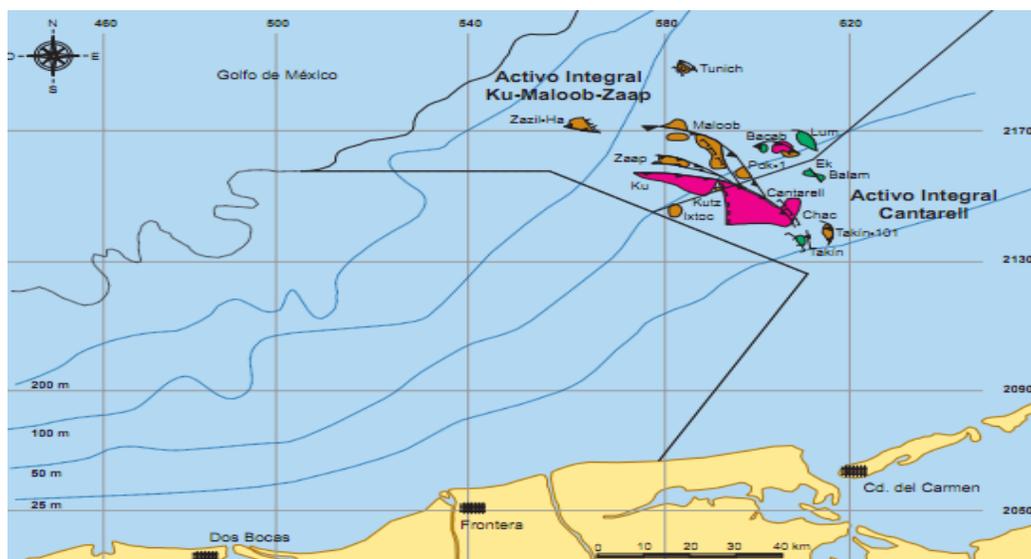


Figura 2.5 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Marina Noreste

Uno de los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos es la incorporación de volúmenes de hidrocarburos orientados a restituir la producción de los yacimientos existentes. Dicha incorporación por concepto de adiciones exploratorias, se ha concentrado de manera importante en la Región Marina Noreste. Durante 2010, resultó exitosa al descubrirse el campo Utsil, además de incorporarse volúmenes adicionales en campos ya existentes. Del mismo modo, ha permitido colocar al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap como el primer productor de crudo a nivel nacional.

Actualmente la región administra 28 campos con reservas remanentes, 14 de los cuales registran, al 1 de enero de 2011 producción: 9 en Cantarell y 5 en Ku-Maloob-Zaap, con una producción anual durante el año 2010 de 510.0 millones de barriles de aceite y 578.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 54.2 y 22.6 de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2010, fue de 1,397.2 miles de barriles de aceite y 1,583.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Como en años anteriores el campo Akal del complejo Cantarell se mantiene, como el más importante del país. En 2010, Akal tuvo una producción diaria de 369.6 mil barriles de aceite y 1,191.4 millones de pies cúbicos de gas natural, todo esto como resultado de las actividades orientadas a mantener el factor de

recuperación del proyecto Cantarell y dentro de las cuales destacan la perforación, reparación y terminación de pozos y la continuación del proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento mediante inyección de nitrógeno. Asimismo, el proyecto Ku-Maloob-Zaap continúa incrementando gradualmente su producción, como consecuencia del desarrollo en los campos Maloob y Zaap. De acuerdo a lo anterior, se prevé que tal y como sucedió en 2010, la Región Marina Noreste continuará siendo, la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

Al 1 de enero de 2011, las reservas totales 3P de la Región Marina Noreste son 11,170.3 millones de barriles de aceite crudo y 4,757.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que equivale a 36.6 y 7.8 por ciento, respectivamente, del total nacional.

En el caso de las reservas 2P, éstas se estiman en 8,609.8 millones de barriles de aceite crudo y 3,908.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que corresponden al 41.2 y 10.2 por ciento, respectivamente, de las reservas 2P del país.

La cifra de reserva probada de aceite, reportada al 1 de enero de 2011 asciende a 5,682.2 millones de barriles y representa 55.9 por ciento de la reserva probada total del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra alcanza 3,083.2 miles de millones de pies cúbicos, representando 17.8 por ciento de las reservas probadas de gas a nivel nacional. Las reservas probables y posibles de aceite son 2,927.6 y 2,560.5 millones de barriles, cifras que representan 27.3 y 26.5 por ciento, del valor de las reservas nacionales de aceite en estas categorías. Con base a los valores anteriores, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,609.8 y 11,170.3 millones de barriles.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de gas natural, éstas ascienden a 825.1 y 848.8 miles de millones de pies cúbicos, contribuyendo con 3.9 y 3.7 por ciento, respectivamente, de las reservas nacionales de gas en estas categorías. Las reservas 2P y 3P alcanzan 3,908.3 y 4,757.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Al 1 de enero de 2011 las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región, registran valores de 4,281.5 y 1,400.7 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzaron 2,541.7 y 541.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Por otra parte, las reservas probadas de aceite crudo de 5,682.2 millones de barriles de acuerdo a su densidad, están constituidas por 99.2 por ciento de aceite pesado, lo que equivale a 5,636.9 millones de barriles de aceite y el restante 0.8 por ciento del total probado de la región, que corresponde a 45.3 millones de aceite ligero.

En lo que respecta a la reserva probada de gas natural de la región, se tienen 3,083.2 miles de millones de pies cúbicos, cuya composición está distribuida en reservas de gas asociado y no asociado, correspondiendo 3,068.7 miles de millones de pies cúbicos al asociado, o 99.5 por ciento, y 14.4 miles de millones de pies cúbicos al no asociado equivalente a 0.5 por ciento del total probado de la región.

De acuerdo a la investigación que se realizó para este trabajo se encontraron 4 campos maduros con una reserva 2P de aceite de 2,703.61 mmb y 1857.63 mmpc de gas.

2.2.1.4. Región Marina Suroeste

En términos geográficos, la región se ubica en aguas territoriales que comprenden la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su extensión cubre un área superior a 352,390 kilómetros cuadrados. En la porción Sur, colinda con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Este con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente está limitada por las aguas territoriales nacionales.

Al 1 de enero de 2011, los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco (figura 2.6), conforman la estructura organizacional de la Región Marina Suroeste. Cabe hacer mención que los esfuerzos por parte de la organización dirigidos a investigar y desarrollar la porción marina referente a aguas profundas, es decir, más allá de la isobata de 500 metros han sido satisfactorios en los años recientes. Adicionalmente a estos dos activos integrales, la Región Marina Suroeste cuenta con un activo orientado hacia actividades exploratorias, denominado Activo de Exploración Plataforma Continental Sur.

Los campos que integran a la Región Marina Suroeste son 68. Dichos campos cuentan con reservas, 23 de los cuales registran, al 1 de enero de 2011 producción de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya que sólo 34 por ciento de los campos que integran la región han sido explotados.

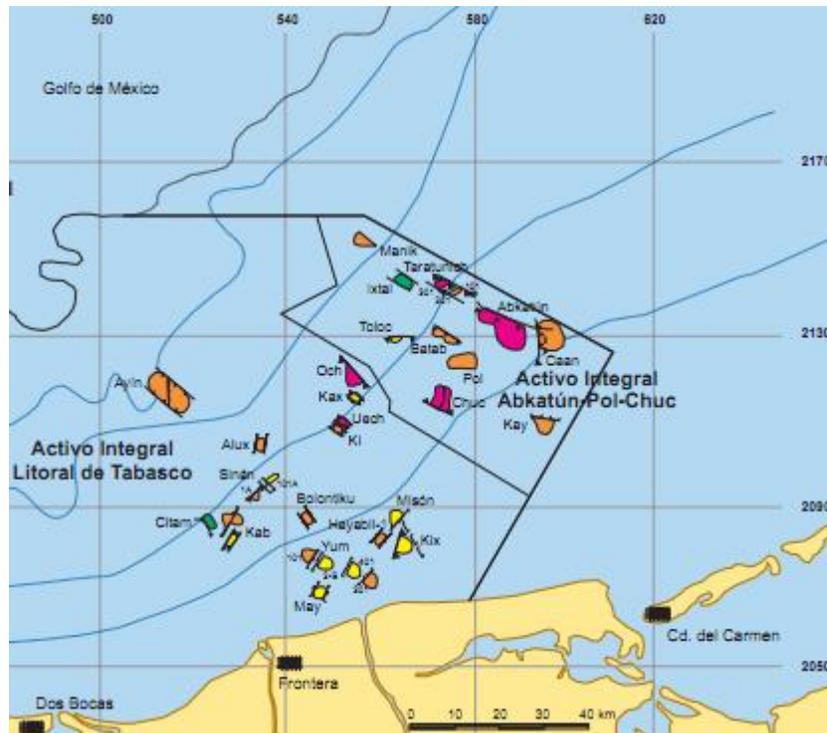


Figura 2.6 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Marina Suroeste

La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2010, promedió 544.4 miles de barriles y 1,171.7 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 198.7 millones de barriles de aceite y 427.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 21.1 y 16.7 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente. La actividad exploratoria durante el año 2010, resultó exitosa al descubrirse dos nuevos yacimientos, en los campos Xux y Tsimin, es decir dentro de campos ya existentes.

Las reservas probadas de aceite al 1 de enero de 2011 para la Región Marina Suroeste ascienden a 1,255.8 millones de barriles, lo que representa 12.4 por ciento de la reserva probada del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra asciende a 4,063.6 miles de millones de pies cúbicos, representando 23.5 por ciento de la reserva probada de gas a nivel nacional.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 1,001.1 y 1,457.6 millones de barriles, contribuyendo con 9.3 y 15.1 por ciento, respectivamente, a las reservas nacionales de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 2,256.9 y

3,714.5 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 3,454.6 y 5,729.9 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 16.5 y 24.9 por ciento del total nacional en dichas categorías. Como resultado de lo anterior, las reservas 2P y 3P alcanzan 7,518.1 y 13,248.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En relación a las reservas probada desarrollada y no desarrollada de la región, éstas registran valores de 604.8 y 651.0 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 1,362.4 y 2,701.2 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La reserva probada de aceite crudo de la región es 1,255.8 millones de barriles, y está constituida, en función de su densidad, por 111.5 millones de barriles de aceite pesado, equivalente a 8.9 por ciento de la reserva, 818.1 millones de barriles de aceite ligero ó 65.1 por ciento, y 326.3 millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 26.0 por ciento del total probado de la región.

En lo referente a la reserva probada de gas natural de 4,063.6 miles de millones de pies cúbicos, ésta se compone de 36.5 por ciento ó 1,483.3 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 63.5 por ciento de gas no asociado, equivalente a 2,580.2 miles de millones de pies cúbicos.

De acuerdo a la investigación que se realizo para este trabajo se encontraron 10 campos maduros con una reserva 2P de aceite de 284.89 mmb y 591.18 mmmpc de gas.

2.3. El sindicato petrolero

Hoy en día el Sindicato Petrolero agremia a más del 1% de la población laboral mexicana y el documento del que se desprende su organización y modo de operar es el Contrato Colectivo de Trabajo. El Sindicato petrolero junto con el Consejo de Administración, resulta el actor de mayor peso en el funcionamiento de PEMEX.

Aproximadamente 113 mil trabajadores de base son representados por el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana. Mantener los salarios y prestaciones estipuladas en el contrato le cuesta a Pemex 5.8% de sus ingresos. Por otro lado, hay que destacar el hecho que los jubilados en el 2007 representan el 32% de toda la fuerza laboral de PEMEX. El total de

pasivos laborales rebasaron a finales del 2002 los 100 mil millones de dólares, superando al total de sus activos.¹⁴

	2006	2007	2008	2009	2010	Variación % 10/09
Petróleos Mexicanos	141,275	141,146	143,421	145,146	147,368	1.5
Confianza	28,123	28,063	28,566	29,017	30,297	4.4
Sindicalizado	113,152	113,083	114,855	116,129	117,071	0.8
PEMEX Exploración y Producción	48,767	49,045	50,273	50,544	49,802	-1.5
Confianza	11,222	11,203	11,459	11,518	11,675	1.4
Sindicalizado	37,545	37,842	38,814	39,026	38,127	-2.3
PEMEX Refinación	45,494	44,811	45,510	43,706	45,306	3.7
Confianza	5,816	5,687	5,748	5,530	6,219	12.5
Sindicalizado	39,678	39,124	39,762	38,176	39,089	2.4
PEMEX Gas y Petroquímica básica	12,562	12,397	12,976	12,550	12,327	-1.8
Confianza	2,551	2,461	2,565	2,447	2,315	-5.4
Sindicalizado	10,011	9,936	10,411	10,103	10,012	-0.9
PEMEX Petroquímica	14,045	13,823	14,028	13,447	13,542	0.7
Confianza	1,778	1,819	1,986	1,821	1,813	-0.4
Sindicalizado	12,267	12,004	12,042	11,626	11,729	0.9
Corporativo	20,407	21,070	20,634	24,899	26,391	6
Confianza	6,756	6,893	6,808	7,701	8,275	7.5
Sindicalizado	13,651	14,177	13,826	17,198	18,116	5.3
Jubilados	65,026	67,016	69,325	71,516	75,852	6.1

Figura 2.6 Plazas ocupadas en PEMEX.¹²

La figura 2.6 ilustra el número total de plazas ocupadas en Petróleos Mexicanos fue 145,146, con un crecimiento de 1.2% si se compara con el cierre del año inmediato anterior. Del total, 129,432 plazas eran definitivas y 15,714 temporales; conforme a su situación contractual, 80% eran sindicalizadas y 20% de confianza.

El sindicato petrolero es el único, junto con el Ejército que no es una organización gremial ni siquiera del orden civil y que tiene un sistema de salud propio. Los obreros en vez de estar en el

ISSSTE cuentan con quince clínicas, veintidós hospitales y decenas de consultorios que dan servicio a más de un millón de personas (considerando los 208, 162 trabajadores sindicalizados, jubilados, los de confianza y sus familiares).

La figura 2.7 muestra la distribución de los costos de las plazas ocupadas en millones de pesos entre 2000 y 2007 en PEMEX, el costo total de las plazas ocupadas y de los jubilados se ha incrementado a un ritmo de 4.5% anual entre 2000 y 2007.

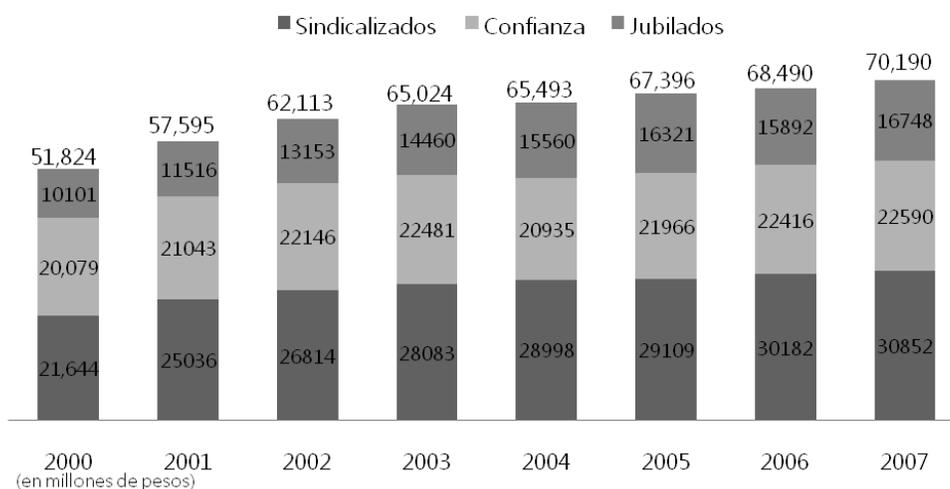


Figura 2.7 Costo de plazas ocupadas (en millones de pesos)¹⁵

El sindicato de PEMEX representa para la paraestatal un costo de \$3 dólares por cada barril producido.¹⁶

En la actualidad los agremiados de PEMEX tienen en su Contrato Colectivo de Trabajo el mejor régimen contractual entre los trabajadores de sector paraestatal, podría reducirse parte de aquellos privilegios y prestaciones para aumentar la flexibilidad laboral y la productividad de la empresa.

2.4. Nuevo régimen de contratación de PEMEX.

Uno de los problemas que ha afectado a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, ha sido el hecho que en materia de contratos de bienes, servicios y obras se han encontrado sujeto al régimen general de contratación pública bajo la Ley de Adquisiciones, Arrendamiento y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicio Relacionados con las Mismas, por parte de las entidades y organismos de la administración pública federal centralizada y descentralizada, y al tratarse de una empresa petrolera sus necesidades son distintas a las de las entidades del gobierno, por lo que dicho régimen no permite que PEMEX lo adapte a sus necesidades y a las del mercado petrolero.

Lo anterior, combinado con diversos factores, hizo necesaria una reforma al sistema de contratación de Pemex a fin de obtener los bienes, servicios, obras y tecnología bajo las mejores condiciones que le permitan cumplir con su objetivo. Dentro de los factores referidos anteriormente encontramos:¹⁷

- I. La gran dependencia de las finanzas públicas al desempeño de PEMEX;
- II. El declive pronunciado de las reservas probadas de hidrocarburos y de la producción de PEMEX;
- III. La complejidad técnica que presenta y la cantidad de recursos financieros que requiere la exploración y producción de nuevos yacimientos.

Como un primer paso para atender lo anterior, el 28 de noviembre del 2008 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación reformas y se promulgaron nuevos ordenamientos respecto al régimen jurídico de PEMEX, que incluyó reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la promulgación de la Ley de Petróleos Mexicanos.

La Ley de Petróleos Mexicanos es el fundamento del nuevo esquema de contratación, las normas de contratación se encuentran previstas en los artículos 51 al 61 en relación con los artículos 3º, 4º, y 6º de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Se establece en el artículo 51 de la Ley de Petróleos Mexicanos que el concepto de actividades sustantivas se refiere a toda la gama de tareas petroleras fundamentales que se enumeran en los artículos 3º y 4º de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Se entiende,

entonces, que este nuevo marco se aplicará a la gran mayoría de las contrataciones futuras de Pemex, con la excepción de las obras, compras y servicios menores, para los cuales podrán seguir aplicándose las leyes de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas (LOPSRM) y de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP).

El principio general de contratación por parte de PEMEX lo establece en la primera parte del artículo 6º de la Ley Reglamentaria como sigue: “Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere.”

Los artículos 51 y 52 de la Ley de PEMEX crean un régimen mixto para contrataciones públicas por PEMEX, un régimen general conforme a la Ley de Adquisiciones y la Ley de Obras, según sea el caso, y un régimen especial aplicable a las que denomina como “Actividades Sustantivas de Carácter Productivo” a que se refieren los artículos 3º y 4º de la Ley Reglamentaria así como de la petroquímica distinta de la básica. La parte final del primer párrafo del artículo 51 de de la Ley de PEMEX establece que el Régimen Especial estará regido por la Ley de PEMEX, su Reglamento, y las disposiciones que emita el Consejo de Administración de PEMEX.

En materia de proyectos que califiquen bajo el Régimen Especial, PEMEX cuenta con una amplia flexibilidad para incluir en los contratos disposiciones que se adecuen lo más posible a las prácticas internacionales de contratos de servicios o transferencia de tecnología; sin embargo, conforme el artículo 60 de la Ley de PEMEX, en todo momento se encontrarán sujetos a ciertas restricciones:

- I. Se mantendrá, en todo momento, el dominio directo de la Nación sobre los hidrocarburos;
- II. No se concederá derecho alguno sobre las reservas petroleras, por lo cual los proveedores o contratistas no podrán registrarlas como activos propios y la Nación las registrará como parte de su patrimonio;
- III. Se mantendrá, en todo momento, el control y la dirección de la industria petrolera a que se refiere el artículo 3º de la Ley Reglamentaria;
- IV. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo, por lo que en ningún caso podrá pactarse como pago por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, un porcentaje de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados o de las utilidades de la entidad contratante;

- V. No se otorgarán derechos de preferencia de ningún tipo para la adquisición del petróleo o sus derivados, o para influir en la venta a terceras personas, y
- VI. No se suscribirán contratos que contemplen esquemas de producción compartida ni asociaciones en las áreas exclusivas y estratégicas a cargo de la Nación señaladas en el artículo 3º de la Ley Reglamentaria.

Los contratos que no observen las disposiciones anteriores serán nulos de pleno derecho. Si bien las disposiciones anteriores presentan importantes restricciones y en caso de no seguirse producen su nulidad de pleno derecho, es uno de los logros más importantes de la reforma ya que le da a PEMEX, aunque de forma limitada, mayor flexibilidad a la que tenía bajo el Régimen General.

Otras consideraciones sobre el Régimen Especial es que conforme al primer párrafo del artículo 54 de la Ley de PEMEX, las adquisiciones y obras se asignarán primordialmente a través de licitación pública “a fin de garantizar las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes. ”

Por otra parte, los artículos 57 y 58 establecen supuestos adicionales de adjudicación directa o invitación restringida, cuando se justifique que el procedimiento de licitación pública no satisface las mejores condiciones sobre precio, calidad, financiamiento y oportunidad.

Es importante destacar que la Ley de PEMEX otorga facultades al Consejo de Administración, con la opinión favorable del Comité de Adquisiciones, para prever excepciones adicionales al procedimiento de licitación “con independencia de que se trate de las actividades sustantivas de carácter productivo a que se refieren los artículos 3º y 4º de la Ley Reglamentaria, así como de la petroquímica distinta de la básica” .

En todo caso, conforme a la fracción II del Artículo 53 de la Ley de PEMEX, el Comité de Adquisiciones o, en su caso, los comités respectivos de los organismos subsidiarios, dictaminarán con base en la justificación que se le presente para tal efecto por el área requirente sobre la procedencia de llevar a cabo los procedimientos de invitación restringida o adjudicación directa.

Lo anterior comparado con diversos sistemas de contratación en actividades petrolera a nivel mundial, el sistema mexicano continúa siendo restrictivo pero, en todo caso, la reforma en materia del nuevo régimen de contratación de PEMEX es para bien y dotará a la paraestatal nuevas

herramientas para desarrollar su objeto y contratar terceros bajo condiciones de mercado; sin embargo, la reforma debe verse como un paso en la dirección correcta dentro de un proceso que debe de ser continuo.

Capítulo 3

Definición de Campo Maduro

El presente capítulo tiene como objetivo presentar diversas definiciones de campos maduros referidas en la literatura, así como definir un campo marginal ya que existe la confusión al emplear estos términos.

Al observar el histórico de producción de un campo petrolero como se muestra en las figuras 3.1 se observa que después de la plataforma y durante la fase de declinación, existe una fase denominada de madurez, cuando prevalece cierta caída de la producción que es relativamente constante.

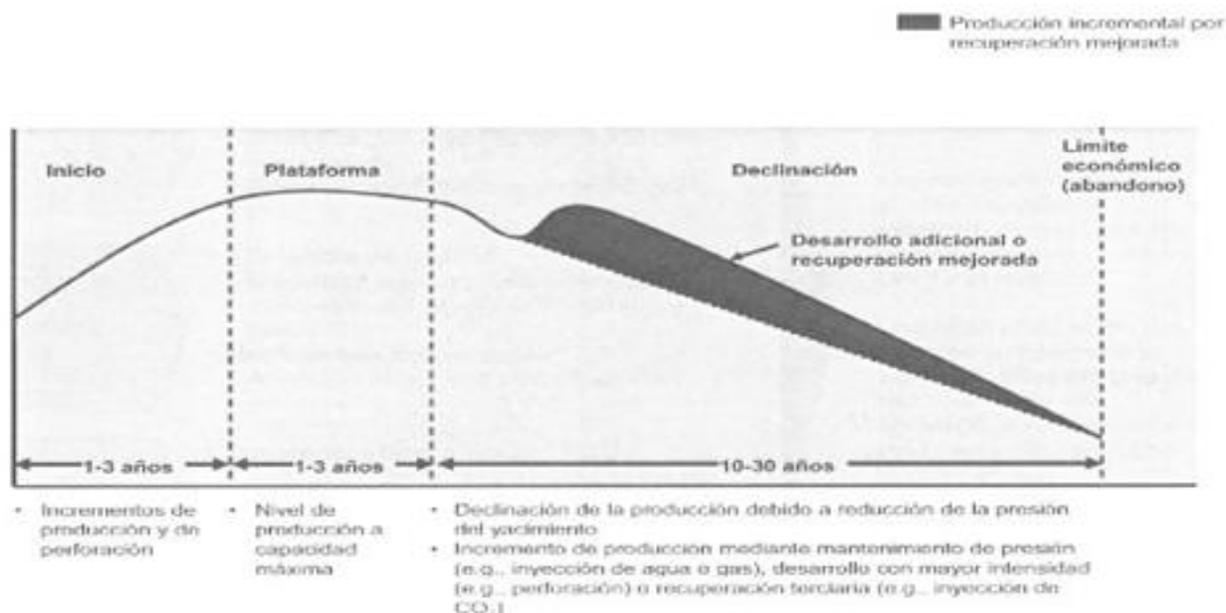


Figura 3.1 Etapas de la vida de un yacimiento¹⁸

Para los campos petroleros la duración de sus etapas es variable dependiendo de las características de cada uno, pero en la mayoría de las veces, se puede determinar en qué etapa del ciclo de vida se encuentra.

Pero no todos los campos pasan por cada una de las etapas del ciclo de vida, algunos campos pasan directamente de la fase de desarrollo a la fase de declinación. Algunas veces, se puede revitalizar el campo a través de nuevas perforaciones, reacondicionamientos, rehabilitaciones de pozos, métodos de recuperación mejorada (EOR), con lo cual se reduce la tasa de declinación y se aumenta el factor de recuperación

3.1. Definiciones de Campos Maduros

Los campos de petróleo después de un período de producción determinado se llaman campos maduros. Una definición más específica de los campos maduros es el campo que alcanzó el pico de su producción o los campos de producción en el modo en declive. Una tercera definición podrían ser los campos llegado a su límite económico después de los esfuerzos de recuperación primaria y secundaria. La figura 3.2 muestra una vida de producción típica de un campo. Los puntos que se indica por un signo de interrogación se pueden considerar como el momento en que la madurez se alcanza. La tendencia, sin embargo, es definir el período de disminución de la flecha en la figura. 3.2, que suele llegar después de algunos esfuerzos de recuperación secundaria. El aumento de agua y gas, la presión disminuye, y envejecimiento de los equipos son los demás indicadores de la madurez.

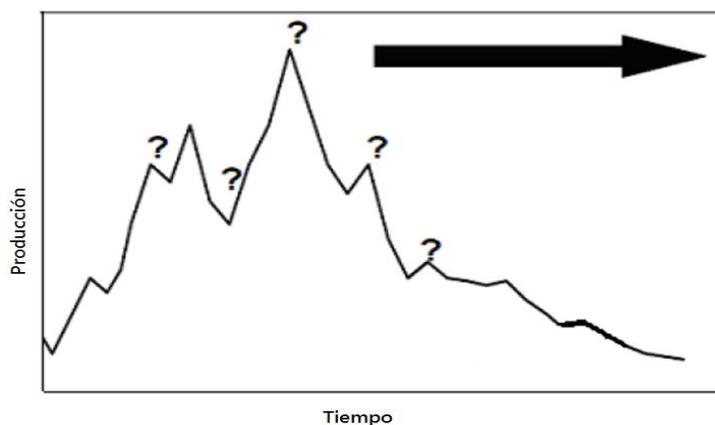


Figura 3.2 Etapas de recuperación a las cuales se puede asumir que empieza a madurar un vacimiento.

A continuación se presentan algunas de las conceptualizaciones de Campos Maduros referidas en la literatura. Los principales parámetros en los que se basan dichas definiciones son:

- Límite económico
- Recuperación Secundaria y/o Mejorada
- Tiempo de producción
- Declinación de la producción
- Producción de agua
- Reservas
- Factor de Recuperación

3.1.1. De acuerdo al límite económico

Para algunos autores la madurez se relaciona con el límite económico del campo, lo cual permite mencionar que existe una relación entre los campos maduros y los factores económicos tales como ingresos, Valor Presente Neto (VPN), gastos, entre otros. Algunos ejemplos que relacionan la madurez con el límite económico son:

- El Campo Carpintería en Estados Unidos es un campo considerado maduro porque se encuentra en el límite económico de producción.¹⁹
- Los campos maduros y/o marginales en México son aquellos que el margen de utilidad, aunque rentable; no son suficientemente competitivos con otros proyectos de PEMEX Exploración y Producción. El concepto de madurez y/o marginalidad es dinámico; es decir, puede ser temporal en función de las condiciones de mercado y nivel de costos de extracción y producción.²⁰
- Son aquellos campos que alcanzan su límite económico después de haber sido explotados con recuperación secundaria.²

3.1.2. De acuerdo al uso de métodos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada

Existen diferentes autores que basándose en el uso de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada indican la madurez de un campo, por ejemplo:

- Los campos maduros son definidos por las propiedades: recuperación adicional por implementación de técnicas y herramientas avanzadas para la caracterización del yacimiento, Administración Integral de Yacimientos y/o cambios en el método de recuperación. La implementación de algún tipo de EOR es probablemente necesaria para extender el límite económico y la vida productiva del campo.²²
- La cuenca Pérmica de Estados Unidos es una provincia petrolera madura donde existen muchos campos con recuperación secundaria y mejorada.²³
- Se consideran maduros aquellos campos que se han aplicados métodos de recuperación secundaria o mejorada.²⁴

3.1.3. De acuerdo al tiempo de producción

Tomando en cuenta el tiempo de producción en el campo otros autores afirman que:

- Los campos maduros son definidos como campos con una historia de producción relativamente grande (> 10 años) y muchos pozos perforados hasta 1,000 pozos.²⁵
- Los campos maduros generalmente tienen más de 30 años produciendo y representan el 67-72% de la producción mundial.²⁶
- Con más de 20 años de producción, el campo Agbara en Egipto, es un ejemplo del rejuvenecimiento de campos maduros.²⁷
- El campo maduro Rühlermoor en Alemania ha estado produciendo por más de 45 años.²⁸

3.1.4. De acuerdo a la declinación de la producción

La declinación de la producción es un fenómeno presente en todos los campos petroleros del mundo debido a que sus reservas de hidrocarburos son finitas. Diversos autores se basan en este parámetro para la definición:

- Campo maduro es todo aquel que ha producido lo suficiente para lograr una tendencia bien establecida en lo referente a producción y presión.²⁹
- Muchos campos de la Región Sureste de Asia están llegando a la madurez. En estos campos, la producción llegó a un máximo e inicia inmediatamente una declinación.³⁰
- Un parámetro para considerar maduro a un campo es cuando el promedio de la producción sea menor al promedio máximo que haya tenido en su vida productiva.³¹
- Los campos maduros son los referidos a campos cuya producción está en declinación y que necesita de operación y tecnología específica para recuperar su rentabilidad.³²
- Los campos maduros son aquellos que están en la etapa de declinación o han llegado al final de su vida productiva.²⁶
- Campos que han llegado al pico de su producción o están en la etapa de declinación.²¹

3.1.5. De acuerdo a la producción de agua

La mayoría de los campos petroleros maduros tienen algo en común: el agua producida, y en grandes cantidades. Algunos autores toman estas características para definir un campo maduro:

- El campo maduro de Rühlermoon en Alemania es caracterizado por una baja producción de petróleo y un alto corte de agua (90%) y problemas con el incremento en la producción de la arena, que afectan negativamente a la economía.³³
- El campo Fife en Inglaterra se considera maduro debido a los altos cortes de agua en su producción(80%).³⁴

- En el campo maduro Ras Fanar en Egipto, algunos pozos tienen problemas debido al corte de agua cercano al 20%.³⁵

3.1.6. De acuerdo a las reservas

Esta definición se mencionó en el foro de Explotación de Campos Maduros.

- Un campo maduro es aquel que su producción acumulada es mayor que la mitad de su reserva 2P.³⁶

3.1.7. De acuerdo al factor de recuperación

Pocos autores toman en cuenta el factor de recuperación para definir un campo maduro. Algunos ejemplos son:

- En general los campos maduros se caracterizan porque llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%.³⁷
- El campo Brent en Inglaterra es considerado maduro debido que tiene alrededor del 77% de su recuperación final por inyección de agua hasta la fecha.³⁸
- El campo Bokor en Malasia se considera maduro con un factor de recuperación cercano al 38%.³⁹
- El campo maduro Rühlermoor tiene un factor de recuperación cercano al 25%.²⁸

3.2. Definición de Campo Marginal⁴⁰

Un campo marginal es aquél que está en el límite, en este caso de la industria petrolera, ese límite es asociado con la rentabilidad, o bien lo que se conoce como límite económico.

En México en 2010, se aprobó una nueva modificación al régimen fiscal de PEMEX, mediante el cual la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) autorizará el inventario de campos marginales al régimen fiscal especial. Para que un campo pueda ser considerado como campo marginal, se debe demostrar que la explotación del campo sea:

- Económicamente rentable (antes de impuestos);
- No rentable después de impuestos (régimen general).
- Rentable después de impuestos (régimen especial).

La tabla 3.1 muestra las principales características del régimen general y el régimen especial.

Régimen Fiscal General	Régimen Fiscal Especial
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización: del 1 al 10% sobre la extracción de hidrocarburos dependiendo del precio. ✓ Derecho ordinario sobre hidrocarburos: <ul style="list-style-type: none"> • 71.5% sobre ingresos menos gastos • Costo límite de 6.5 usd por bpce y 2.7 por mpc para gas natural no asociado. • Costos límites no se actualizan 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Derecho sobre extracción de hidrocarburos: 15% sobre el valor de los hidrocarburos extraídos. ✓ Derecho especial: <ul style="list-style-type: none"> • 30% sobre ingresos menos gastos • Costo límite de 32 usd por bpce y 4 por mpc para gas natural no asociado. • Los costos límites se actualizan c/ejercicio. • Periodo de recuperación del excedente sobre el costo límite de 15 años • Para una producción acumulada de 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la tasa se incrementa a 36% ✓ Derecho adicional: 52% a la diferencia que exista entre el valor promedio acumulado anual de la producción de crudo equivalente por cada barril extraído y 60 dólares.

Tabla 3.1 Principales características de los regímenes fiscales

A más tardar el 31 de agosto de cada año, PEMEX Exploración y Producción presentará a consideración de la SHCP, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, una propuesta de modificación al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

La suma de la producción anual de petróleo crudo equivalente a todos los campos que formen parte del inventario de campos marginales autorizados por SHCP, no deberá sobrepasar al 5% de la producción anual total de crudo.

A partir de 2011, se tendrá un primer inventario de campos marginales, el cual estará integrado por campos abandonados y en proceso de abandono y 32 campos adicionales, los cuales tendrán un régimen fiscal especial similar al de Chicontepec y el de aguas profundas.

La reforma al régimen fiscal de Pemex estableció que de los 32 campos adicionales, nueve corresponden al área de Magallanes Cinco Presidentes, 13 al área de Arenque y 10 al de Altamira.⁴¹

3.3. Discusión de la definición de Campo Maduro

Previamente se han presentado las principales características, así como los principales parámetros que se manejan en el ámbito internacional, respecto de las definiciones de campo maduro. Resaltan algunos aspectos como el tiempo de producción, la declinación de la misma, la producción de agua, las reservas, el límite económico, la implementación de sistemas de recuperación secundaria y mejorada, y el factor de recuperación.

En algunos casos también se menciona que un campo es maduro cuando su producción acumulada supera la mitad de la reserva original 2P, no obstante existen campos de baja productividad que bajo este precepto tardarían como mínimo cinco décadas en llegar a ser maduros, tal es el caso de los campos de Chicontepec.

Asimismo, algunos autores consideran como maduro a un campo, a aquel que alcanzó su pico de producción, ya que desde el punto de vista teórico, se cumple con el hecho que la producción acumulada es la mitad de la reserva original 2P (considerando que el factor de recuperación final es igual al volumen de reservas originales 2P), no obstante, en el caso de México, se ha observado que la gran mayoría de los campos no se apegan a este comportamiento teórico de una distribución normal simétrica, sino que su comportamiento se asemeja más a una distribución

asimétrica o bien del tipo log-normal la figura 3.3 muestra el gráfico de una función log normal mientras que la figura 3.4 muestra el comportamiento de un campo en México, por lo que no se verifica que en el punto de máxima producción se haya producido ya la mitad de la reserva original 2P.

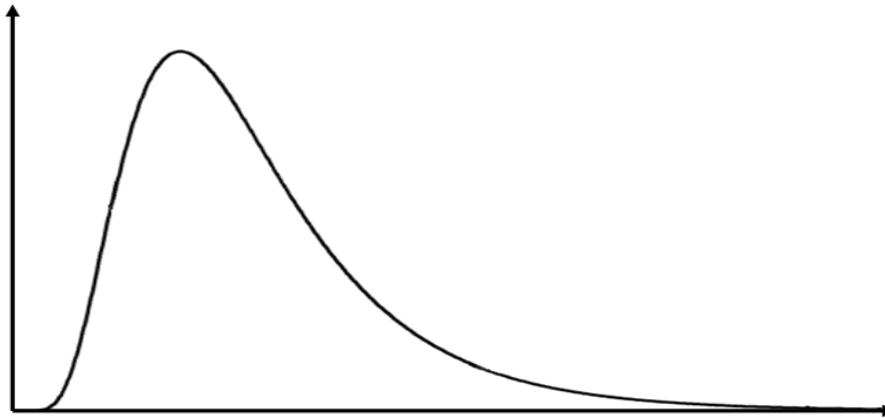


Figura 3.3 Gráfico Log-normal

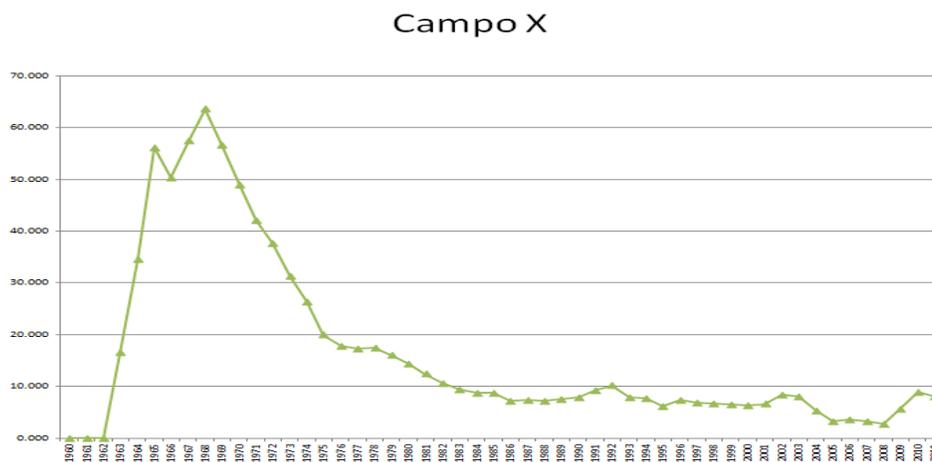


Figura 3.4 Histórico de producción del Campo X

Sin duda las consideraciones y factores anteriores son relevantes para el establecimiento de un campo maduro, por lo que tomando en cuenta las múltiples fuentes consultadas y después de analizar las principales variables que pueden influir para este caso, **se optó por seleccionar cuatro**

parámetros que resultan fundamentales, la producción acumulada, la reserva 2P, el factor de recuperación y la edad del campo.

Adicionalmente, un factor importante que podría considerarse para el establecimiento de un campo maduro, es la situación del país, o de la zona. Entendiendo que dentro de esta situación está intrínseco el desarrollo económico, las condiciones socio-políticas, la estrategia energética y el ámbito jurídico, entre los principales factores. Por supuesto cuantificar lo anterior resulta muy complicado, no obstante, si podemos asumir que el promedio, que en términos estadísticos nos brinda información de cómo es la distribución de un fenómeno dado un espacio, nos otorga una visión general de la situación de la región.

Considerando lo anterior, se propone una definición con dos vertientes. Una de ellas es si se considera al campo aislado de la región, y la otra es en el caso que se compare contra valores promedio de los campos de una región específica. Por supuesto el primer caso es el más importante, ya que aun cuando las características de una región pueden ser importantes, siempre será mejor dar un tratamiento particular a cada campo, en todos los aspectos.

Tomando en cuenta que la producción acumulada es un factor que involucra otras variables, se ha tomado como un factor principal para la definición, por eso es que dentro del primer caso también se postulan dos opciones. **Por lo tanto, se propone que un campo maduro de aceite será aquel en el que su producción acumulada sea mayor que el 40% de la reserva original 2P de aceite, o bien, aquel cuya producción acumulada (N_p) haya superado el 25% de la reserva original 2P de aceite, y además, que su factor de recuperación sea mayor al 30% y que tenga más de 30 años en explotación.**

En el caso que se tomen en cuenta los promedios de una región, un campo maduro, ya sea de aceite o de gas, será aquel que cuyo volumen de reservas 2P, sea menor al promedio de los campos, y además su factor de recuperación sea mayor que el promedio de los campos considerados.

Atendiendo a la propuesta anterior, al caso en el que se clasifican los campos sin considerar los de la región, es claro que no existe coincidencia entre los campos que PEMEX clasifica como campos maduros y los que con esta definición se obtienen. Sin embargo, dado que PEMEX es la entidad que emana la clasificación de campo, lo que se refiere a campos maduros en la presente tesis, serán aquellos que PEMEX proporcionó, y en las tablas 3.2 y 3.3 se observan cuáles serían los

campos que bajo las definiciones propuestas seguirían siendo maduros, en coincidencia con PEMEX¹.

Campos Maduros*	
Región Norte	Chichimantla, Copal, Corcovado, Ezequiel Ordóñez, Hallazgo, Horcón, Mesa Cerrada, Moralillo, Muro, Santa Agueda y Tres Hermanos.
Región Sur	Bacal, Cerro Nanchital, Cinco Presidentes, Cuichapa-Poniente, Cunduacán, Cárdenas, El Golpe, Agave, Cactus, Carmito, Chiapas-Copanó, Giraldas, Iris, Mundo Nuevo, Nispero, Río Nuevo y Sitio grande.
Región Marina Noreste	Akal, Chac y Nohoch.
Región Marina Suroeste	Abkatún.

*(Np>25% de la reservas 2P, más del 30% de Fr y más de 30 años en explotación)

Tabla 3.2 Lista de Campos Maduros

¹ Es importante mencionar que sólo se hace la evaluación de los campos proporcionados por PEMEX y considerando sólo aquellos que tienen la información completa. Faltaría realizar el mismo análisis con el resto de los campos del país, para conocer la totalidad de los campos maduros de México.

Campos Maduros**	
Región Norte	Acuatempa, Alamo San Isidro, Alazán, Bagre, Bejuco, Cabo Nuevo, Cabo Rojo, Caristay, Centurión, Cerro del Carbón, Cerro Viejo, Copal, Corcovado, Escualo, Ezequiel Ordóñez, Hallazgo, Horcón, Ignacio Allende, Isla de Lobos, Jabonera, Jiliapa, Juan Felipe, Marsopa, Mecatepec Norte, Mesa Cerrada, Miguel Hidalgo, Moralillo, Mozutla, Muro, Morsa, Nueva Colonia, Nuevo Progreso, Ocotepec, Pirámide, Potrero del Llano-Horcones, Rancho Nuevo, Riachuelo, San Andrés, Santa Agueda, Solís Tierra Amarilla, Sur Chinampa Norte de Amatlán, Sur de Amatlán, Tecolutla, Tepetate Norte-Chinampa, Tierra Blanca-Chapopote Núñez, Toteco Cerro Azul, Tres Hermanos, Zacamixtle y Zapotalillo.
Región Sur	Agata, Agave, Arroyo Zanapa, Ayapa, Bacal, Cacho López, Cactus, Carmito, Castarrical, Catedral, Cerro Nanchital, Chiapas-Copanó, Chipilín, Cinco Presidentes, Comoapa, Cuichapa-Poniente, Edén-Jolote, El Burro, El Golpe, Escarbado, Fénix, Giraldas, Iris, Jacinto, La Venta, Lacamango, Los Soldados, Luna-Palapa, Mundo Nuevo, Muspac, Nicapa, Nispero, Paredón, Río Nuevo, Santa Rosa, Santuario, Sitio grande, Tonalá y Tupilco.
Región Marina Noreste	Chac, Ixtoc y Nohoch.
Región Marina Suroeste	Och, Kax, Pol, Taratunich, Batab, Caan, Citam y Uech.

** (Volumen de reservas 2P es menor al promedio de los campos de la Región, y además su Fr es mayor que el promedio de los campos de la Región).

Tabla 3.3 Lista de Campos Maduros

En consecuencia, se desprende una clasificación aplicable a todos los campos (no sólo a los campos maduros). Sin embargo, para la presente tesis, se aplicará en caso de los campos maduros establecidos por PEMEX. Dicha clasificación contempla condicionantes para tres de los parámetros

seleccionados y se divide en ocho tipos, numerados en orden ascendente, donde 1 corresponde con el cumplimiento de las mejores condiciones y 8 representaría las peores condiciones.

Esta clasificación es la utilizada en el capítulo 6, para establecer una estrategia de explotación para los campos petroleros de México, que PEMEX ha establecido como maduros.

Capítulo 4

Elementos en el desarrollo de un Campo Maduro

Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. La estimación del factor de recuperación promedio a nivel mundial es del 35%⁴². La recuperación adicional sobre el aceite fácil depende de la disponibilidad de la tecnología apropiada, viabilidad económica, y estrategias efectivas en la administración de yacimientos. Por otro lado, aproximadamente treinta campos gigantes contienen la mitad de las reservas mundiales y la mayoría de ellos están categorizados como campos maduros. El desarrollo de estos campos implica nuevas técnicas viables económicamente, y estrategias apropiadas en la administración de yacimientos para así aumentar la productividad de los pozos de esos campos.

El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en la recuperación de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se mejora la rentabilidad del mismo. Ya que estos campos tienen una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamiento y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos, o adelantar costosas campañas de perforación de nuevos pozos.

El desarrollo de campos maduros es un tema amplio. Sin embargo, puede ser dividido en dos partes principalmente ingeniería de pozo, e ingeniería de yacimientos. Dependiendo del tipo de campo, historia de producción, y perspectivas, el plan de desarrollo puede hacerse en una o en ambas. Determinar la cantidad y ubicación de las reservas remanentes es la clave del éxito de este ejercicio. Técnicas que mejoran el factor de recuperación como la recuperación mejorada, pozos de relleno, pozos horizontales, y optimización de los nuevos pozos son los otros elementos del desarrollo del yacimiento.

Las tecnologías para revitalizar un campo maduro están basadas tanto en el pozo como en el yacimiento. Una vez que el número máximo de pozos en un campo es alcanzado, las prácticas del desarrollo del campo como la simulación, recuperación, tratamientos, sistemas artificiales de producción, recolección de datos y supervisión son consideradas. En este sentido la perforación de pozos inyectores para el mantenimiento de la presión o desplazamiento tienen como principal

objetivo la recuperación secundaria y/o mejorada. Para cualquiera de estas prácticas, hay que conocer la cantidad y ubicación del hidrocarburo.

Las reservas siempre han estado cambiando debido a la incertidumbre y dificultad en la estimación de la saturación del aceite residual. Por lo tanto, el principal tema a abordar en el desarrollo de campos maduros es cuantificar la cantidad de aceite que queda, el próximo paso es cuantificar la cantidad exacta recuperable y encontrar las herramientas y métodos para lograr esto. Es crítico decidir cuándo empezar estas aplicaciones para maximizar la recuperación final del aceite, este es un punto importante especialmente para la implementación de recuperación mejorada, sobre todo para las compañías que se preocupan por la recuperación final y no por la aceleración de la producción en un corto plazo.

La eficiencia es clave en el desarrollo de los campos maduros. El costo del proyecto aumenta mientras los ingresos obtenidos de la recuperación adicional de aceite disminuyen con la edad del campo. Esto es, obviamente, la parte de desventaja de la práctica. Por otro lado, con la gran cantidad de información del campo, experiencia, y los datos reunidos durante los años es la parte ventajosa de la misma.

A continuación, se discuten los aspectos en el desarrollo de los campos maduros y una revisión de las posibles técnicas y aplicaciones para saber cuánto aceite recuperable hay, qué tan rápido puede ser recuperado y qué tan rentable sería.

4.1. Técnicas utilizadas para determinar la cantidad y distribución del aceite remanente.

Determinar la cantidad de aceite residual después de la primera y segunda etapa (proceso) de recuperación es un desafío. Localizar el aceite que se puede recuperar es un ejercicio difícil y requiere técnicas sofisticadas tales como:

Análisis de núcleos⁴³

Registros

Balance de materia

Datos de producción**Pruebas de Presión****Trazadores químicos**

Para conocer la cantidad de aceite remanente se usan estudios volumétricos en ingeniería de yacimientos y análisis de núcleos, y las pruebas de trazadores o pruebas de presión son los principales métodos utilizados para determinar la localización y distribución del aceite remanente.

4.1.1. Análisis de núcleos⁴³

La saturación de fluidos en núcleos vírgenes o inyectados por agua es determinada por destilación (saturación de agua) y extracción (saturación de aceite) usando solventes. Se ha encontrado que la saturación relativa del aceite in situ es un problema serio, los análisis especiales de núcleos incrementan la precisión de la estimación ya que representa las condiciones reales del yacimiento (presión, temperatura, y mojabilidad) pero es costosa en comparación con el análisis de núcleos convencional. La saturación del aceite residual que se obtiene de los análisis de núcleos no es representativa para todo el yacimiento ya que el desplazamiento no es controlado solo por factores microscópicos a escala de campo.

La siguiente ecuación desarrollada por Kazemi⁴⁴ es usada para estimar la saturación de aceite residual a escala de yacimiento usando la saturación de aceite residual en el núcleo

$$(\overline{S_o})_{res} = (\overline{S_o})_{núcleo} B_o E^{\frac{M}{1-V^2}} \quad \dots (1)$$

4.1.2. Registros

Los registros de resistividad, neutrón, rayos gamma, carbón/oxígeno y magnéticos también son usados para determinar la saturación de aceite residual. Las aplicaciones convencional o log-

inject-log son posibles para estos registros. La tabla 4.1 enlista los tipos de aplicaciones, ventajas y desventajas de cada técnica de registro.

Tipo de registro	Técnica	Agujero Entubado	Precisión
Resistividad	Convencional	No	Malo
Neutrón	Log-inject Log	Si	Bueno
Magnético	Convencional	No	Malo
Carbon/oxigeno	Log-inject Log	Si	Bueno

Tabla 4.1 Registros usados para determinar el aceite residual²¹

La saturación de agua del registro de resistividad puede ser calculada usando la siguiente ecuación propuesta por Waxman y Smith para arena lutítica, la cual es modificada de la ecuación clásica de Archie's⁴⁵:

$$S_w = \left[\frac{R_o}{R_t} \left(\frac{1+R_w B Q_V}{1+\frac{R_w B Q_V}{S_w}} \right)^{\frac{1}{n}} \right] \quad \dots(2)$$

Donde B es definida como:

$$B=0.046(1 - 0.6e^{c_w/0.013}) \quad \dots(3)$$

C_w es el recíproco de R_w . La saturación de aceite residual es estimada usando $S_o = 1 - S_w$. Esta relación es comúnmente usada para los registro de resistividad así como algunos otros como las ecuaciones de Simandoux y Fertl y Hammack.

Para los registros de log-injected-log, el aceite de la formación es registrado para obtener primero R_t . Después un solvente es inyectado para remover el aceite. Finalmente, la salmuera es inyectada para medir la R_o . La saturación de aceite es calculada usando la siguiente relación:

$$S_o = 1 - \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \dots(4)$$

Tanto los registros convencionales como log-inject-log son usados en agujero descubierto.

Debido a la naturaleza del exponente de saturación n , la precisión en su estimación es vital para el cálculo de aceite remanente, por lo que el uso de los registros de resistividad, suele ser cuestionable. Los pequeños cambios en este exponente podrían dar una variación significativa en las reservas obtenidas por cálculos volumétricos. La variación del exponente de saturación en el yacimiento causada por el contenido de arcilla y la estructura del poro son otros factores que afecta la precisión de la estimación de las reservas⁴⁶

El termino Q_V en la ecuación 2 es también fundamental en la estimación de la cantidad de aceite remanente. En ocasiones, la mala interpretación de los registros debido a la cantidad de arcilla en el sistema causa una subestimación en la cantidad de aceite. En un estudio no publicado Al-Kharusi⁴⁷ encontró que el valor de Q_V es 0.4 para un yacimiento de arenisca en Omán, conteniendo tipos diferentes de arcillas por la técnica de salinidad múltiple usando la siguiente ecuación:

$$C_o = \frac{1}{F}(BQ_V + C_w) \quad \dots(5)$$

Al usar la gráfica de C_w vs C_o se obtiene Q_V . La experiencia previa en este campo muestra que $Q_V = 0.1$. La estimación incorrecta en la cantidad de arcillas y minerales conductores de electricidad da como resultado un valor subestimado para la saturación del hidrocarburo⁴⁸.

El registro neutrón puede ser usado en log-inject-log, tanto para agujero abierto o entubado con resultados de alta precisión. La siguiente ecuación es aplicada para estimar la saturación de aceite remanente:

$$S_{or} = 1 - \frac{(\Sigma_{t2} - \Sigma_{t1})}{\phi(\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})} \quad \dots(6)$$

Donde Σ_{t2} , Σ_{t1} y Σ_{w2} , Σ_{w1} son la sección transversal de captura de la formación y el agua antes y después de la inyección, respectivamente.

Una técnica más exacta fue desarrollada usando los registros magnéticos. Esta técnica detecta hidrogeno en el agua y aceite y es aplicable con log-inject-log. Los iones paramagnéticos contenidos en el agua son inyectados dentro de la formación y el índice de flujo libre (I_{Flujo}) es obtenido directamente. Por lo tanto la siguiente ecuación es aplicable para estimar la saturación de aceite remanente:

$$S_{or} = \frac{I_{Flujo}}{\phi} \quad \dots(7)$$

Esta técnica es aplicable solo para agujero descubierto.

Otro tipo de registro para determinar la saturación de aceite remanente es el registro carbono /oxígeno (C/O), el cual detecta carbono (existentes en el hidrocarburo) y oxígeno (existente en el agua) es similar al registro neutrón y al de rayos gamma. La saturación de aceite remanente es estimada usando la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{C/O_{log} - C/O_{100\% \text{ agua}}}{C/O_{100\% \text{ aceite}} - C/O_{100\% \text{ agua}}} \quad \dots(8)$$

El rayos gama es otro registro usado para log-inject-log. En este proceso, el agua con un trazador radioactivo es inyectado antes y después de remover el aceite residual.

4.1.3. Balance de materia en yacimientos volumétricos²¹

Si se conoce la producción al final de la inyección (N_p) y la cantidad de aceite in situ (N_{foi}), se puede obtener la saturación de aceite residual remanente con la siguiente ecuación:

$$S_{or} = \frac{(N - N_p)B_{oWF}}{7758Ah\phi} \quad \dots(9)$$

La predicción de la N_p es una tarea crítica. Una de las técnicas usadas para esta es la ecuación de balance de materia:

$$N_p = \frac{N_{foi}(B_t - B_{ti}) + (W_i - W_p B_w) + G_i B_g}{(R_p - R_s)B_g + B_o} + \frac{\frac{B_{ti}}{(1 - S_{wi})}[(C_f + S_{wi}C_w)\Delta P] + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + W_e}{(R_p - R_s)B_g + B_o} \quad \dots(10)$$

El cálculo de balance de materia basado en esta ecuación da resultados fiables para yacimientos volumétricos.

4.1.4. Datos de producción⁴⁹

La gráfica del historial de producción es otra fuente confiable para estimar la producción final (N_p). Técnicas graficas y analíticas se pueden aplicar para predecir datos de producción.

Cuando la producción de varias fases se produce de un pozo, la saturación puede ser estimada usando la permeabilidad relativa. La relación de permeabilidad puede ser obtenida usando:

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{q_w B_w \mu_w}{q_o B_o \mu_o} = WOR \frac{B_w \mu_w}{B_o \mu_o} \quad \dots(11)$$

Si el gasto es conocido. La saturación de aceite puede ser calculada dividiendo el volumen de aceite a condiciones de yacimiento entre el volumen poroso:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{(N_{foi} - N_p) B_o}{N_{foi} B_{oi} (1 - c_f \Delta P) / (1 - S_{wi})} \quad \dots(12)$$

Al depender de los datos reales de producción, esta técnica es más confiable comparada con las mediciones en el laboratorio.

4.1.5. Pruebas de presión

La permeabilidad y las permeabilidades relativas pueden ser obtenidas por datos transitorios de presión. Si la medición de la permeabilidad relativa a través del análisis de núcleos está disponible, se puede obtener la saturación usando el dato de permeabilidad relativa. Además, la saturación se puede calcular a través de la siguiente relación si no hay gas libre en el sistema⁵⁰:

$$S_o = \frac{c_t - c_w - c_f}{c_o - c_w} \quad \dots(13)$$

La C_f , C_o y C_w son la compresibilidades de la formación, del aceite y del agua respectivamente. La compresibilidad total (C_t), puede ser obtenida con el análisis de transferencia de presión usando la siguiente relación⁵¹:

$$c_t = \frac{0.0002637(k/\mu)_t}{\phi r^2} \frac{\Delta t_M}{(t_D/r_D^2)_M} \quad \dots(14)$$

Donde $(\kappa/\mu)_t$ es la movilidad total definida como:

$$\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_t = \left(\frac{\kappa_o}{\mu_o}\right) + \left(\frac{\kappa_w}{\mu_w}\right) + \left(\frac{\kappa_g}{\mu_g}\right) \quad \dots(15)$$

Δt_M y $(t_D/r_D^2)_M$ son los valores del tiempo y del tiempo adimensional obtenidos del análisis de la curva tipo. Hay también técnicas analíticas y modelos numéricos para estimar la inyección de agua pero la precisión de los modelos se basan en la estricta estimación del S_{or} o de las permeabilidades relativas, las cuales se basan en los análisis del núcleo.

4.1.6. Trazadores químicos⁵²

Los trazadores químicos utilizados pueden clasificarse como: tintas, iónicos y orgánicos:

- a. Las tintas como trazadores químicos han sido utilizados desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas fluorescentes también llamada rodamina, las cuales pueden ser detectadas en el rango de partes por billón.
- b. Los trazadores iónicos son los aniones de sales de sodio y amonio solubles en agua, tales como yoduro de potasio, nitrato de sodio, algunos tipos de cloruros, entre otros. Su rango de detección se encuentra en el de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y sobre todo de la composición de la salmuera.
- c. Los trazadores orgánicos se tienen los alcoholes como el etanol, metanol, iso-propanol, butanol terciario, o solventes como el metilcetona.

Los trazadores tienen las siguientes ventajas:

- Ausencia de riesgo radiológico para los usuarios.
- Factibilidad de transporte y adquisición.
- No requiere blindajes.
- Factibilidad de manipulación durante la inyección.
- Gran solubilidad en el gas.

- Límites de detección bajos.
- No son tóxicos.

Y presentan las siguientes desventajas:

- La desventaja más importante en el uso de trazadores químicos es la pérdida que éstos sufren por efecto de la adsorción, problema que también con frecuencia ocurre en el caso de los trazadores radiactivos.
- Necesidad de instrumental de complejidad elevada y alto precio.
- Imposible de medir in-situ.
- Todos los trazadores gaseosos, a diferencia de los trazadores líquidos, tienden a particionarse en los líquidos del yacimiento, presentando algunas limitaciones sobre su aplicación para determinar la trayectoria de flujo de fluidos inyectados en la formación.
- Presenta el inconveniente de que el muestreo necesario para el análisis debe ser un muestreo representativo, lo cual es difícil de lograr. Si la recolección de las muestras es limitada en los pozos de monitoreo, se corre el riesgo de obtener muestras en donde no se registren concentraciones del trazador. Sin embargo, existe el factor económico como una limitante para destinar cualquier número de pozos como de monitoreo, adicionalmente interviene la frecuencia de muestreo.

Se han hecho muchas investigaciones para encontrar uno o más trazadores químicos, capaces de seguir el movimiento del flujo de fluidos en un yacimiento petrolero lo más preciso que sea posible y se ha determinado que:

- Ningún trazador químico es útil universalmente en el trazado de yacimientos petroleros.
- Los materiales aniónicos son en general más útiles que los catiónicos.
- Se han empleado con éxito sales de algunos halógenos en ciertas investigaciones (algunas veces en forma radiactiva), los cuales se han detectado por medio de una variedad de técnicas de espectrometría y análisis por activación.

Se mencionaron cinco técnicas que son utilizadas para determinar la saturación de aceite residual. Técnicas como los registros de resistividad, magnéticos y análisis de núcleo comúnmente

requieren la perforación de nuevos pozos. A diferencia de los registros neutrón y el método de trazadores químicos que se pueden utilizar en pozos viejos y entubados.

Elkins⁵³ compiló los valores de la saturación de aceite residual obtenidas por diferentes técnicas en diferentes formaciones de Estados Unidos. Basado sobre esta evaluación y en relación con las medidas de la saturación de aceite residual (ROS) se puede concluir lo siguiente:

- La saturación de aceite residual que se obtiene con núcleos, registros, trazadores es menor a la saturación de aceite residual obtenida con Balance de Materia
- La saturación de aceite residual obtenida con registros de neutrón es igual a la que se obtiene con los registros de resistividad.
- La saturación de aceite residual obtenida de trazadores de pozo es menor a la que se calcula con los registros.

4.2. Recuperación mejorada

Las aplicaciones de recuperación mejorada ampliamente estudiadas en el laboratorio son la inyección de gas miscible e inmisible, inyección química (surfactantes, alcalinos y soluciones micelares), e inyección de aire. La inyección de vapor es aplicado principalmente como método de recuperación secundaria (incluso primaria) en yacimientos de aceite pesado.

Obviamente, el trabajo a escala de laboratorio es necesario para formular el diseño óptimo para cualquier proyecto de inyección mejorada. Especialmente, la estimación de la recuperación incremental de aceite y compatibilidad del agente con la roca, aceite y el agua de formación son dos factores esenciales para ser determinados en pruebas a escala de laboratorio. Las simulaciones a escala de campo son necesarias para obtener la estimación del rendimiento. Los siguientes son los temas clave para ser considerados en estas prácticas:

- El tiempo correcto para empezar la recuperación mejorada. La cantidad de agua –inmóvil- de la recuperación secundaria podría afectar significativamente la eficiencia de la recuperación mejorada.
- La estrategia de inyección a seguir.
- Esquema óptimo de inyección
- El objetivo final. El tamaño de la compañía y políticas a largo plazo son críticas en estas decisiones y el plan de desarrollo de campos maduros a través de la recuperación mejorada de aceite debería ser determinada basándose en los planes a corto, mediano y largo plazo de las compañías.

Es difícil determinar la economía del proyecto de la prueba del laboratorio sin un estudio de la simulación a escala del campo pero los datos de laboratorio proporcionan una idea de la saturación residual del aceite. Por otro lado las técnicas exitosas no garantizan que el proyecto sea económicamente rentable.

Existen diversos procesos de recuperación mejorada pero las aplicaciones de estas en campos de ensayo son limitados, y la viabilidad económica de estas aplicaciones es preocupante debido al riesgo de fracasar. Por lo que los estudios experimentales son las únicas soluciones para la evaluación del potencial de recuperación.

En muchas circunstancias, la economía de la aplicación en campo de recuperación mejorada no permite elegir esta opción como un plan de desarrollo de campos maduros. Un análisis cuidadoso de la viabilidad económica de la aplicación de recuperación mejorada (principalmente inyección química, térmica y de solventes debido a altos gastos operativos), es necesario minimizando la incertidumbre. La ventaja del desarrollo de campos maduros a través de la recuperación mejorada de aceite son los datos, la información y experiencia acumulada a lo largo de la vida productiva que podrían disminuir significativamente las incertidumbres técnicas y geológicas. La incertidumbre en el precio del aceite es otro factor principal que afecta a las aplicaciones de los proyectos de recuperación mejorada. Los siguientes puntos deben ser tomados en consideración durante la planeación de la aplicación de recuperación mejorada en el desarrollo de campos maduros:

- La efectividad del proyecto, esto es, la recuperación de aceite incremental por métodos mejorados.

- La eficacia del proceso: Costo total/recuperación total. En las aplicaciones de recuperación secundaria, la recuperación final esperada es generalmente alta y el costo total del proyecto es menor que las aplicaciones de recuperación mejorada. Blackwell⁵⁴ afirmó que la economía de la recuperación mejorada es sensible al volumen de aceite remanente. El conocimiento preciso de la distribución del aceite remanente es un prerrequisito crítico en la selección, diseño y evaluación de cualquier aplicación de recuperación mejorada. Por lo tanto, la cantidad de las reservas debe ser definida correctamente. Aunque un error del 10% en la saturación del aceite remanente puede ser tolerado en las decisiones de recuperación primaria y secundaria, un error tan pequeño como del 5% puede conducir a un fracaso económico en la recuperación mejorada. Blackwell concluyó que 1% de cambio en la estimación del aceite residual podría conducir a un aumento o decremento del 1.5% de la tasa de retorno.
- El tiempo de recuperación y las estrategias de administración para compañías de diferentes tamaños: Dependiendo del tamaño de la compañía, las estrategias de desarrollos de campos maduros a través del cambio a recuperación mejorada. Debido a los factores de alto riesgo, las compañías pequeñas evitan una fuerte inversión en proyectos a largo plazo y ponen mayor atención a la recuperación rápida que a la recuperación final. Las grandes compañías se orientan a la recuperación final alta ya que pueden permitirse inversiones a largo plazo.

4.3. Análisis Nodal⁵⁵

Una de las mejores alternativas para incrementar la producción de los campos maduros, por costo, tiempo de ejecución y respuesta, es asegurarse que los pozos estén operando a su máximo potencial. Una técnica reconocida y confiable que ayuda en esta tarea es el análisis nodal, la cual es una herramienta muy flexible que permite analizar las condiciones en las cuales está operando un pozo, y luego evaluar diferentes alternativas para mejorar su productividad. También permite estimar algunos parámetros desconocidos del yacimiento (permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, área de drenaje, etc.) al comparar y ajustar valores calculados de presión y gasto con valores medidos.

Este análisis es muy flexible y práctico ya que se puede aplicar a cualquier tipo de pozo (vertical, horizontal, multi-capas, multi-lateral), ya sea de crudo o gas, con flujo natural con levantamiento artificial. El procedimiento básico consiste en dividir al sistema integral de producción en 4 componentes básicos: Presión del yacimiento (P_{ws}), Presión del fondo fluyendo (P_{wf}), Presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) y Separador (P_s), para encontrar las pérdidas de presión que se presentan en cada uno en función del gasto total. Durante el análisis se calcula y se gráfica la caída de presión desde el yacimiento hasta el nodo (llamada curva Inflow), y desde la superficie hasta el nodo (llamada curva Outflow), para diferentes gastos. Al graficar ambas curvas se obtiene un gráfico como el de la figura 4.13. La intersección de las curvas corresponde al punto de operación.

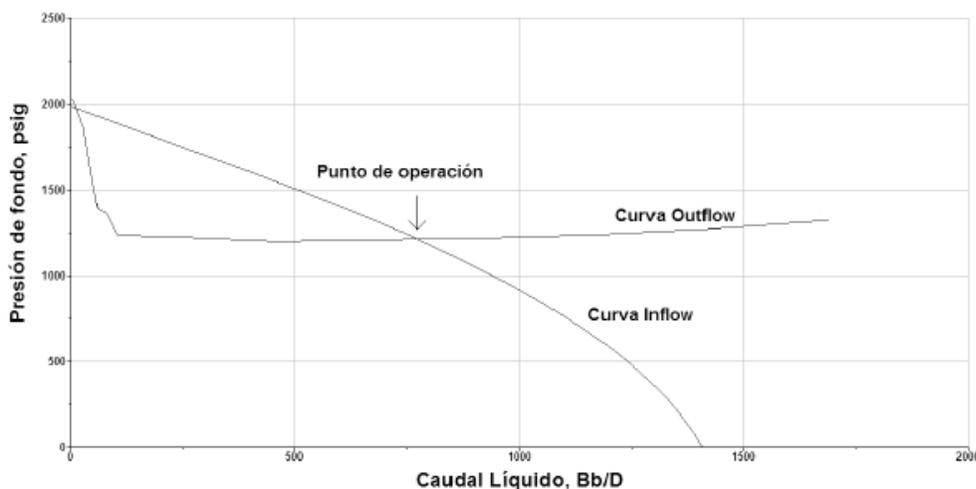


Figura 4.13 Curva de afluencia

En conclusión, puede afirmarse que la aplicación de la técnica nodal a un sistema de producción, permite identificar los elementos que limiten la capacidad de flujo del sistema; es decir, que el análisis nodal se emplee para diagnosticar la variación del gasto de producción al realizar alguna de las modificaciones siguientes:

- a) Presión de separación.
- b) Eliminar o sustituir válvulas o conexiones inapropiadas.
- c) Colocar separadores a boca del pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 - c₁) Separar con la presión necesaria para transportar el líquido (aceite + agua) hasta la central de recolección para continuar con su proceso.

- c₂) Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección para continuar con su proceso.
- d) Cambiar diámetro de la tubería de producción
- e) Cambiar diámetro de la línea de descarga o construir una adicional.
- f) Instalar un sistema artificial de producción.

Es evidente que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que sea necesario realizar.

4.4. Sistemas Artificiales⁵⁵

El levantamiento artificial trabaja de dos formas básicas, ya sea disminuyendo la densidad del fluido que se produce o añadiendo una energía extra en un punto dado de la tubería. Los principales sistemas son bombeo neumático (BN), el bombeo mecánico (BM), el bombeo hidráulico (BH), bombeo electro centrífugo (BEC) y de cavidad progresiva (BCP).

La selección de un sistema en particular dependerá de las condiciones de operación como el gasto, el corte de agua, la relación gas-aceite, la profundidad del pozo, entre otras y de características de los fluidos, como la cantidad de CO₂ y H₂S y la viscosidad.

El bombeo neumático es un método muy versátil ya que se acomoda a distintos rangos de gasto, a pozos desviados, a producción de sólidos y a cambios en las condiciones del yacimiento a medida que este madura, como aumento del corte de agua y abatimiento de la presión. Su uso se ve afectado por restricciones en la disponibilidad de gas o de equipo de compresión.

En pozos de gas, el interés principal es la remoción del líquido (condensado y agua) que se puede acumular en el fondo del pozo si el gasto es bajo, menor a un gasto crítico. Inicialmente se puede remover el agua con la misma energía del sistema, ubicando tuberías delgadas (sarta de velocidad) al interior de la tubería de producción, con una bomba pistón que opera con la energía del gas

acumulado en el espacio anular, conocida como plunger lift, que produce el pozo intermitentemente, o creando espuma en el fondo de pozo al inyectar surfactante.

Las tablas 4.6 y 4.7 presentan una comparación entre algunos métodos de levantamiento artificial bajo diferentes condiciones de flujo, de operación y costos.

	BM	BN	BH	BEC	BCP
Gastos altos	No	Si	No	Si	Si
Alto corte de agua	No	-	No	Si	Si
Alta RGA	No	No	No	No	-
Crudo pesado	Si	No	No	No	Si
Producción de arena	-	Si	-	No	Si

Tabla 4.6 Comparación entre diferentes sistemas artificiales para diferentes condiciones de producción

	BM	BN	BH	BEC	BCP
Costos					
Operacionales	Alto	Bajo	Moderado	Alto	Moderado
Capital inicial	Medio	Alto	Medio	Alto	Medio
Operación					
Instalación	Con equipo de perforación	Sin equipo de perforación	Con o sin equipo de perforación	Con equipo de perforación	Con equipo de perforación
Frecuencias de reparación	Alto	Bajo	Moderado	Alto	Alto
Tiempo de vida útil	Muy bajo	Muy bueno	Bueno	Medio	
Operación con línea de acero	Imposible	Fácil	Imposible	Difícil	Difícil

Tabla 4.7 Comparación entre diferentes sistemas artificiales para diferentes Parámetros de Costos y Operación

4.5. Problemas de producción de agua⁵⁶

La excesiva producción de agua es uno de los problemas más comunes a tratar con los campos maduros. Los remedios por lo general tienen que ver con la ingeniería de los pozos.

El agua suele percibirse como un mal necesario. Si bien el agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, el exceso de agua producida representa un pasivo y un costo significativos para las compañías productoras de petróleo y gas. Hoy en día, el mejoramiento de las técnicas de manejo de la producción de agua permite minimizar el volumen de agua llevado a la superficie. La mayoría de los campos petroleros maduros tienen algo en común: el agua producida, y en grandes cantidades. Globalmente, con cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua.

Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que se lleva a la superficie. Los sistemas de tratamiento de superficie se sobrecargan, lo que afecta la eficacia y la productividad. Finalmente, el costo que implica el tratamiento del agua producida impide la rentabilidad del campo.

Un método holístico de manejo de la producción de agua en un campo petrolero maduro comprende el análisis de los yacimientos, la evaluación de los pozos de producción e inyección, la evaluación de las técnicas de inyección o barrido, el análisis de los sistemas de superficie y la implementación de un plan para el aprovechamiento del exceso de agua producida.

4.5.1. Manejo del sistema de agua

La mayoría de los yacimientos de aceite son barridos por el agua, ya sea como consecuencia de la presión normal del acuífero o a través de métodos de inyección de agua. El movimiento del agua estimula el desplazamiento del aceite y afecta el barrido vertical y areal. Si bien el agua a menudo se considera un problema, el agua buena es crítica para el proceso de producción. El agua mala, por el contrario, es agua que aporta poco valor a la operación de producción.

El primer paso en lo que respecta al manejo del agua es la evaluación y el diagnóstico del sistema de agua. Debido a la complejidad de este sistema, la definición del problema suele ser la parte más complicada del proceso.

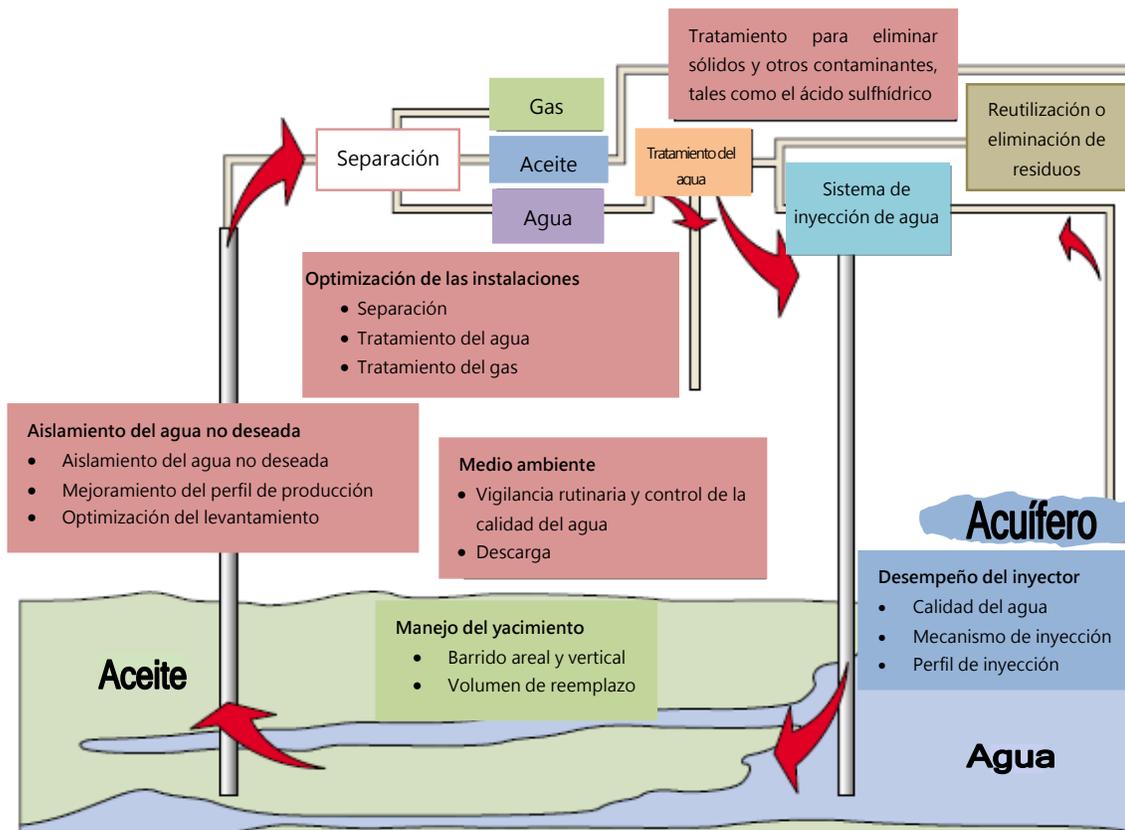


Figura 4.1 Complejidad del sistema de agua en un campo maduro

La figura 4.1 muestra el proceso complejo del agua en un campo. Durante la producción, el aceite es barrido del yacimiento y reemplazado por agua natural o inyectada. Este proceso raramente es uniforme. La heterogeneidad de la formación puede conducir a la incursión prematura de agua y a problemas relacionados con el agua de fondo de pozo. Los pozos de producción e inyección son vigilados rutinariamente y manejados para minimizar la relación agua/aceite, maximizar la eficiencia de barrido vertical y optimizar la producción de aceite. Los sistemas de superficie pueden ser complejos y deben ser diseñados para manejar y tratar los volúmenes de agua que entran y salen del sistema de producción. La calidad del agua descargada al medio ambiente, eliminada por métodos convencionales o desviada para ser reutilizada como agua de inyección del yacimiento y para otras aplicaciones alternativas, es controlada rutinariamente.

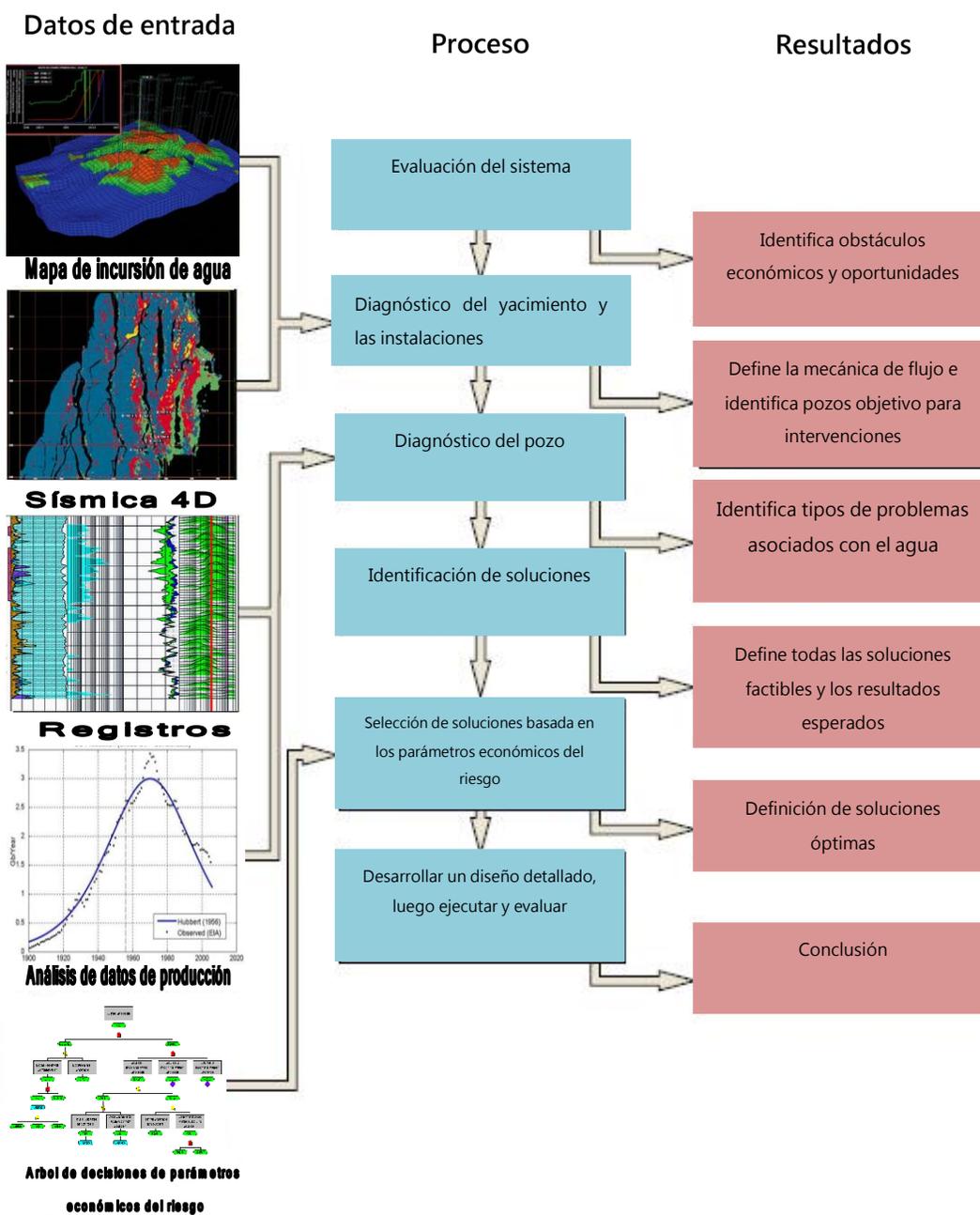


Figura 4.2 Proceso sistemático para el manejo de la producción de agua

La figura 4.2 muestra un proceso de pasos múltiples, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas para diagnosticar los problemas relacionados con la presencia de agua. El proceso suele comenzar con la recolección de información de yacimientos, historia de

producción e instalaciones de superficie. Utilizando los datos obtenidos previamente, los ingenieros evalúan el sistema de producción actual para identificar obstáculos económicos y adquirir un conocimiento inicial de los mecanismos de producción de agua presentes en el yacimiento, los pozos y el sistema de superficie.

Luego, los ingenieros y especialistas trabajan en conjunto para determinar si se necesita algún dato nuevo para evaluar correctamente el sistema de producción. Por ejemplo, las pruebas de producción de los pozos de producción e inyección, los perfiles de producción de fluido de fondo de pozo, los registros geofísicos de pozo y los levantamientos entre pozos, y la utilización de sísmica de repetición permiten definir los movimientos del aceite y el agua dentro del yacimiento. A veces se utilizan los datos de la evaluación electromagnética entre pozos para obtener los niveles de saturación de agua del yacimiento. La dinámica de flujo en los sistemas de fondo de pozo y de superficie puede ser evaluada con medidores de flujo polifásicos, lo que contribuye a la caracterización completa del sistema de agua.

Una vez analizado exhaustivamente cada elemento del sistema de fondo de pozo y de superficie, los indicadores clave de desempeño (KPI, por sus siglas en inglés) ayudan a identificar obstáculos (cuellos de botella) y clasificar oportunidades potenciales por impacto financiero.

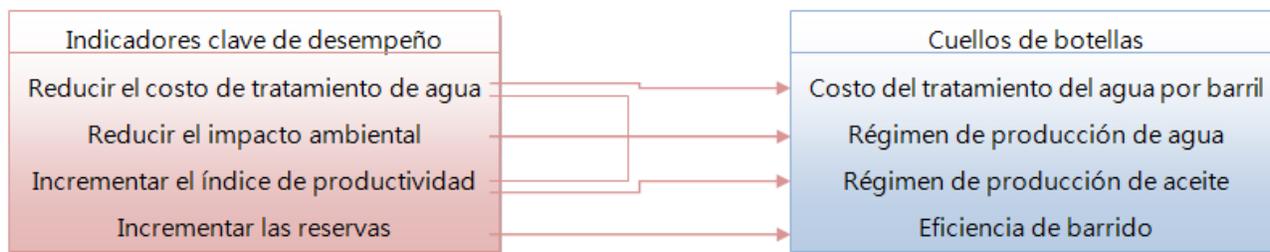


Figura 4.3 Limitaciones para el desempeño

La figura 4.3 muestra los indicadores clave de desempeño y los cuellos de botella o limitaciones, presentes en el sistema de producción que están vinculados entre sí y deben ser definidos antes de implementar un programa de manejo del agua global.

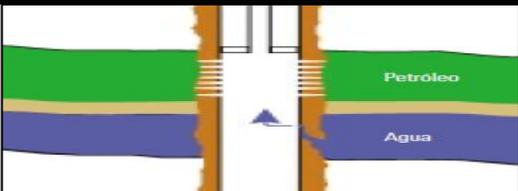
Las soluciones de manejo de la producción de agua se centran en última instancia en la economía y el costo directo del manejo del agua. En los campos maduros, la rentabilidad se basa en el límite

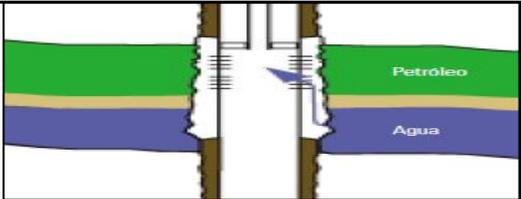
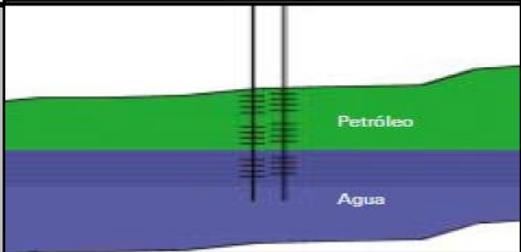
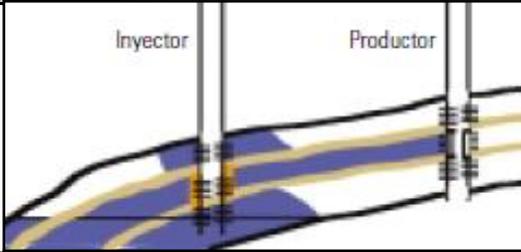
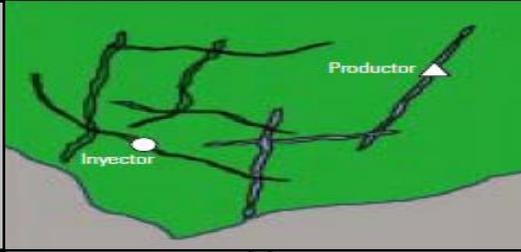
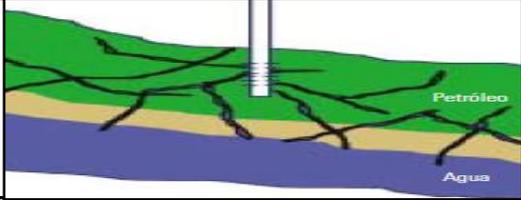
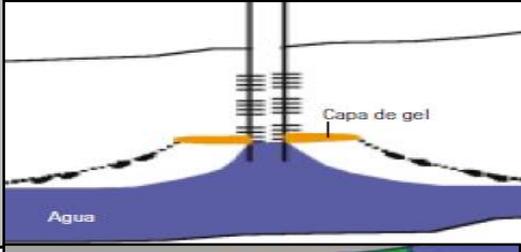
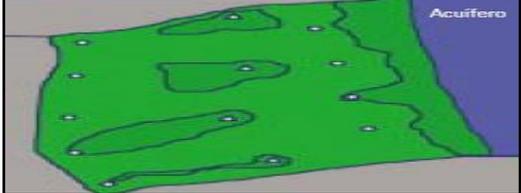
económico de la relación agua/aceite. Hacer producir un pozo con un corte de agua por encima del límite económico genera un flujo negativo. Si los costos de tratamiento del agua aumentan, el límite económico del corte de agua disminuye. Puede suceder que para mantener la rentabilidad deba abandonarse el pozo con la consiguiente pérdida de reservas. La reducción del costo de manejo del agua y el mejoramiento de la producción en los campos maduros no siempre son directos. El equilibrio del sistema de producción completo—pozos inyectores, pozos de producción y el sistema de manejo del agua—es esencial para maximizar el desempeño del campo.

4.5.2. Tipos y soluciones de problemas

Diez tipos específicos de problemas asociados con el agua se muestran por grado de complejidad. El corte de agua elevado puede ser el resultado de uno o más tipos de problemas.

La resolución de los problemas menos complejos en primer término permite mitigar el riesgo y reducir el tiempo requerido para la recuperación de la inversión.

Problema	Solución	Esquema
Fuga en la tubería de producción, la tubería de revestimiento o el empacador	Las soluciones habitualmente incluyen la inyección forzada de fluidos de aislamiento y el aislamiento mecánico.	

<p>Flujo detrás de la tubería de revestimiento</p>	<p>Los flujos de aislamiento pueden proporcionar una solución.</p>	
<p>Contacto agua-aceite desplazado en sentido ascendente</p>	<p>El problema en los pozos verticales puede resolverse mediante el aislamiento mecánico de la parte inferior del pozo.</p>	
<p>Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal</p>	<p>La ausencia de flujo transversal facilita la resolución de este problema mediante la aplicación de fluidos de aislamiento rígidos.</p>	
<p>Fracturas entre el pozo inyector y el pozo productor</p>	<p>La aplicación de un fluido de aislamiento en el pozo inyector de agua puede ser efectiva sin afectar las fisuras que contribuyen a la producción.</p>	
<p>Fisuras o fracturas y una capa de agua subyacente (conificación 2D)</p>	<p>La aplicación de fluidos de aislamiento puede resultar efectiva para este problema.</p>	
<p>Conificación o formación de cúspide</p>	<p>Una capa de gel colocada por encima del cono puede resultar efectiva en lo que respecta a retardar el proceso de conificación.</p>	
<p><i>Barrido areal pobre</i></p>	<p>Una solución es desviar el agua inyectada fuera del espacio de poros ya barrido.</p>	

4.6. Otras prácticas de desarrollo de campos maduros

Además de la aplicación de recuperación mejorada, solución a los problemas de agua, sistemas artificiales y análisis nodal otros tipos de prácticas campos maduros también pueden ser considerados. Entre ellos incluye la adquisición y análisis de datos, campañas para la simulación del yacimiento para reevaluar las reservas o la reparación de pozos, re-ingeniería usando análisis de técnicas clásicas de ingeniería de yacimientos. Otra práctica del desarrollo del yacimiento con costo efectivo es mejorar la eficiencia del barrido volumétrico a través de la reordenación de los pozos inyectoros y productores. La vigilancia de la recuperación secundaria y mejorada a través del monitoreo y adquisición de datos ha sido reportada como una estrategia de administración efectiva para los campos maduros.

Los intentos de caracterización de yacimientos para el desarrollo de campos maduros también son aplicados comúnmente. Los estudios sísmicos fueron desarrollados para reducir las incertidumbres de las estructuras y localizar el aceite remanente para desarrollar los campos maduros de diferentes tamaños. La simulación de yacimientos es generalmente usado para evaluar el potencial del campo para cualquier plan de desarrollo y para el estudio de las reservas de aceite remanente. Esto requiere de una descripción exacta del yacimiento. Aunque la experiencia adquirida en las últimas décadas es valiosa en el desarrollo de campos maduros, la calidad de los datos y la falta de información puede ser un problema, especialmente para campos viejos. Sugieren que la integración de los datos debe implementarse lo antes posible.

Las estrategias de administración a seguir en el desarrollo de activos maduros también dependen del tamaño de la compañía. Inversiones y planes a largo plazo en campos maduros son muy difíciles de hacer para empresas pequeñas.

El tiempo para obtener beneficios financieros con aplicaciones de recuperación mejorada es generalmente largo y esto puede ser no favorable especialmente para las empresas pequeñas. Las inversiones de las compañías pequeñas son típicamente de corto plazo y el objetivo generalmente es la aceleración del gasto de producción que origine un alto VPN al principio. Por el contrario, las compañías grandes pueden permitirse las inversiones que tengan como objetivo una gran recuperación final que no necesariamente es acelerar la producción en el corto plazo. Esto es prudente para estimar el tiempo correcto de empezar la aplicación de recuperación mejorada para buscar la recuperación más alta posible al final del proyecto.

Cuando un campo se convierte en maduro, es necesario perforar nuevos pozos para recuperar el aceite remanente que está atrapado debido a la heterogeneidad o en las zonas sin barrer. Es esencial determinar la ubicación óptima de los pozos para los campos maduros y esto requiere un mapa exacto de la distribución del aceite remanente y la descripción de la heterogeneidad.

Holm⁵⁷ comparó la perforación de pozos de relleno y técnicas de recuperación mejorada como estrategias de administración de yacimientos para campos maduros. Señaló que la perforación de pozos de relleno es menos costosa y acelera la producción de aceite. La perforación de pozos de relleno es la única manera de recuperar el aceite atrapado debido a la heterogeneidad. En ese sentido, aumenta las reservas. Las técnicas de recuperación mejorada pueden no requerir perforaciones adicionales de pozos pero el tiempo para recuperar la inversión es generalmente largo. Aunque es la opción más costosa, una combinación de la perforación de pozos de relleno y recuperación mejorada daría el esquema de desarrollo más beneficioso. Concluyó que los primeros incrementos en las reservas se obtienen en 2 o 3 años cuando los pozos de relleno y recuperación mejorada son aplicados en forma conjunta. Para este tipo de objetivo el método más apropiado es la inyección de químicos.

Otras prácticas que se han aplicado en el desarrollo de campos maduros incluyen los planes de desarrollo a través de la optimización de la inyección de agua y la perforación horizontal.

4.7. Ejemplos de revitalización de Campos Maduros

4.7.1. Campo Handil en Indonesia⁵⁸

El campo Handil, descubierto en 1974, es un campo maduro gigante localizado en el Este de Indonesia, está compuesto de 555 yacimientos comunicados estructuralmente. Dichos yacimientos se localizan dentro del anticlinal Handil que está dividido en dos partes, Norte y Sur, debido a una falla impermeable.

Características del campo:

1. En la zona somera, hasta 1,500 mbnm, hay una permeabilidad desde 200 hasta 2,000 mD con acuíferos asociados que mantienen la presión inicial del yacimiento. Por otro lado, las sales están poco consolidadas por lo que se requiere una técnica especial de control de producción de sal.
2. La zona principal, entre 1,500 y 2,000 mbnm, tiene un permeabilidad entre 10 y 500 mD. Casi todos los yacimientos tenían casquete de gas inicial que se ha preservado para mantener la presión del yacimiento debido a que los acuíferos asociados no son tan fuertes como en la zona somera.
3. La zona profunda, después de los 2,200 mbnm, contiene en su mayoría gas y la permeabilidad disminuye conforme va aumentando la profundidad.

La producción comenzó un año después de su descubrimiento (1974) bajo terminación natural. Se alcanzó el pico de producción en 1977 con una producción alrededor de los 200,000 barriles diarios.

Se inicia en 1978 la inyección de agua para el mantenimiento de la presión, con lo que la producción se mantuvo alrededor de 160,000 barriles diarios hasta 1985 excepto por un año donde hubo una caída en la producción.

Para optimizar el sistema de producción se implementó el bombeo neumático en 1979 y posteriormente en 1991 se utilizó un compresor.

Desde que el campo comenzó a tener entrada de agua y la presión del yacimiento comenzó a abatirse, se han venido perforando pozos de inyección para mantener la presión de los yacimientos y estabilizar la producción.

A pesar de lo anterior el declive era inevitable hasta que en 2005 se inició un proyecto de inyección de gas seco como método de recuperación mejorada. El proyecto levantó la producción y contuvo la tasa de declinación del campo Handil y de otros a los cuales se les aplicó el mismo método.

Se crearon modelos de simulación para yacimientos de aceite negro y se utilizaron en varios casos que tenían alto potencial y de igual manera en yacimientos donde se planearon perforaciones horizontales.

Dichos modelos ayudaron a determinar el área de aceite remanente y definir la estrategia de producción óptima además de pronosticar la producción.

El método más económico para recuperar el aceite en el campo Handil fue lo que se llamó "alteración ligera" , LWO por sus siglas en inglés (Light Work Over), lo que significa hacer una intervención al pozo sin mover la terminación del mismo o en otras palabras es aislar los yacimientos con producción de agua y perforar en yacimientos prospectivos. El LWO no se recomienda para pozos altamente productores ya que puede arriesgar la producción actual debido a que los casos prospectivos pudieran producir agua. Este método se aplicó en 26 casos donde fue exitoso para 19 de ellos.

4.7.1.1. Optimización de Recuperación Mejorada

La inyección de gas seco en un yacimiento de aceite es un proceso de desplazamiento inmisible, en un principio, cuando el yacimiento recibe también inyección de agua se habla de un proceso de doble desplazamiento (DDP), también llamado inyección de aceite terciario asistido por segregación gravedad.

En 2003, se realizó un estudio integral en el campo que consistió en una revisión completa de correlaciones geológicas basadas en reconocimientos de facies en los registros y utilizando geometría de cuerpos arenosos, Geomodelos en 3D, caracterización dinámica, modelado de yacimientos e inyección de trazadores químicos para la optimización de la recuperación mejorada.

El estudio confirmó la eficiencia del mecanismo de inyección de gas donde se encontró que había muy poca saturación de aceite residual en el área donde se inyectó el gas. El estudio también es capaz de predecir la localización del aceite residual. La inyección de trazadores ayudo a definir el patrón de la inyección de gas y esta información se ha venido utilizando para calibrar el modelado del yacimiento.

4.7.2. Cuenca de Campos en Brasil⁵⁶

A fines de la década de 1990, los ingenieros de Petrobras pronosticaron que la producción de petróleo proveniente de la porción sur de la Cuenca de Campos, en el área marina de Brasil, exhibiría un incremento significativo del corte de agua durante la década siguiente. La resolución del incipiente problema de tratamiento del agua planteaba significativos desafíos técnicos, pero la rentabilidad de la Cuenca de Campos demandaba una solución temprana del mismo.

El oleoducto de exportación de 90 km de extensión y 24 pulgadas de diámetro había sido diseñado para transportar 180,000 barriles de petróleo crudo desde la plataforma de producción central hasta una refinería costera. Las instalaciones marinas de manejo de la producción de agua, en las plataformas de producción central y satélites, eran limitadas. A medida que el corte de agua se aproximaba al 45%, resultaba imposible mantener los objetivos y la calidad de la producción de petróleo a través del oleoducto. Como medida provisoria, Petrobras comenzó a complementar el oleoducto de exportación con petroleros transbordadores, transportando el petróleo cargado de agua a la costa.

Los ingenieros de Petrobras evaluaron diferentes opciones para reducir la producción de agua, que incluyeron la intervención de fondo de pozo, el mejoramiento de los sistemas de manejo en superficie, o una combinación de ambas alternativas. Finalmente, se decidió incrementar la capacidad de las instalaciones de tratamiento en superficie. De este modo se evitaban los cuellos de botella del oleoducto, separando el agua del petróleo en el área marina.

La plataforma semisumergible Sedco 135D fue convertida en una instalación flotante de deshidratación. Conectada a la plataforma de producción central, la instalación puede procesar 169,000 bpd de crudo con alto corte de agua.

El crudo cargado de agua es procesado para eliminar el agua del petróleo y reducir la concentración de petróleo en el agua producida por debajo de 20 partes por millón (ppm). En primer lugar, un desgasificador elimina los gases disueltos y estabiliza el crudo. Luego, un coalescente electrostático reduce el contenido de sedimentos básicos y agua (BS&W, por sus siglas en inglés) de la fase de petróleo a menos del 1% y reduce el contenido de petróleo de la fase de agua a menos de 1000 ppm. Esta agua producida ingresa en un tanque compensador de agua y luego en un hidrociclón, reduciendo aún más el contenido de petróleo hasta un nivel inferior a 40

ppm. Por último, un tubo rociador, que es un dispositivo de flotación por gas inducido, reduce el contenido de petróleo a menos de 20 ppm.

Los esfuerzos de deshidratación implementados en la Cuenca de Campos produjeron un aumento inmediato de 60,000 bpd de la capacidad de transporte del petróleo a la costa a través del oleoducto de exportación. Cuando los ingenieros y los operadores optimizaron el sistema de eliminación de agua en la plataforma 135D, la producción de petróleo aumentó en 20,000 bpd.

4.7.3. Bloque X en Perú⁵⁸

La producción de aceite en Perú está basada en el desarrollo de campos maduros con alta complejidad geológica. Para operar dichos campos se requiere una gran creatividad, esto es particularmente cierto en los campos localizados en la costa norte donde la productividad es baja.

El proceso de administración integral para el Bloque X comenzó en 1996, dicho bloque está localizado en el noroeste de Perú en el basamento Talara, el más antiguo de Sudamérica con una estratigrafía compleja y una baja permeabilidad (0.1 a 15 mD) y que tiene un mecanismo de desplazamiento por casquete de gas, con más de 100 años de producción continua y que ha producido alrededor de 430 millones de barriles a lo largo de su historia.

Características del campo:

En términos geológicos el Bloque X está conformado de yacimientos de estructura compleja y con alto tectonismo.

Las formaciones más productivas son de la Era Terciaria y aparecen a lo largo de la columna estratigráfica a profundidades desde los 400 hasta los 8000 pies. Estos yacimientos tienen baja porosidad y permeabilidad, y en ellos prevalece el mecanismo de desplazamiento por casquete de gas con un aceite de 34° API. Debido a la baja permeabilidad de los yacimientos todos los pozos deben de ser hidráulicamente fracturados.

La producción acumulada a lo largo de 100 años es de 430 millones de barriles, de los cuales el 87% ha sido obtenido mediante la recuperación primaria y el 13% viene de proyectos de inyección de agua (1980 a 1996). En el año 2000 se implementaron nuevos proyectos de recuperación secundaria.

4.7.3.1. Retos en el Bloque X.

Los principales retos enfrentados en 1996 fueron:

- Declinación de la producción.
- Altos costos de operación y desarrollo.
- Madurez en los campos principales.
- Complejidad estructural y estratigráfica.
- Yacimientos de baja productividad.

Ventajas de los campos maduros:

- Una larga historia de producción.
- Registros eléctricos y litológicos.
- Información a lo largo de los trabajos de fracturamiento del 80% de los pozos.
- Recortes de la mayoría de los pozos.
- Personal con mucha experiencia en la administración de yacimientos.

A partir de 1996 el Bloque X fue sujeto a un programa intensivo de adaptación y constantes mejoras. Han ocurrido grandes cambios en todos los elementos claves de su sistema. A continuación se presentan elementos claves:

- Conocimiento. Un mejor conocimiento y descripción del yacimiento gracias al trabajo de los geólogos petrofísicos e ingenieros que han redefinido las reservas y han conocido el valor económico real de algunas áreas.

- Costos y tecnologías. La optimización de los costos y trabajos de perforación a lo largo de una adaptación tecnológica razonable.
- Operaciones de producción. La optimización de operaciones de producción y el uso de sistemas de producción acordes a los conocimientos adquiridos para reducir los costos de operación.
- Personal. Un programa real de administración de personal que fortalezca el trabajo en equipo con sectores interdisciplinarios y constante distribución de la información y conocimiento a través de la experiencia adquirida.
- Sustentabilidad. Un comité firme para preservar el ambiente promueve la seguridad y protección del personal y un sentido de responsabilidad más fuerte hacia la sociedad.
- Ambiente de administración. Las capacidades para entender, tomar ventaja y manejar factores tales como: la demanda del mercado y los precios del petróleo además de los impuestos.

4.7.3.2. Resultados

Durante más de ocho años de operaciones en el campo, se ha realizado una cantidad considerable en diferentes proyectos. Los proyectos asociados directamente al desarrollo de reservas fueron

- Reactivación de pozos abandonados.
- Perforación de pozos.
- Inyección de agua.
- Reingeniería en los pozos

La declinación natural del campo entre 1977 y 2000 fue del 12.3% anual, pasando a 1.7% anual hasta mediados del 2004. Después de este periodo, la producción se ha incrementado significativamente.

En 1996 había alrededor de 800 pozos abandonados temporalmente. Se decidió comenzar a reactivar algunos pozos basándose en un análisis detallado del historial de producción, las condiciones mecánicas, el nivel de presión del yacimiento mediante mediciones del gradiente estático de presión y la inversión requerida para dicha reactivación. Entre 1998 y 2004 se reactivaron alrededor de 330 pozos incrementando la producción en 900 bpd.

Se hicieron trabajos de reparación tales como los desarenadores, perforación y fracturamiento, trabajos de reestimulación mediante la acidificación y el refracturamiento fueron esenciales para reactivar el Bloque X. Desde 1997 se han realizado 550 trabajos de reparaciones, mismo que se estima han representado el 28% de la producción total del campo.

Los proyectos de perforación de pozos se llevaron a cabo en tres etapas. La primera tuvo lugar el 1998 en la cual se desarrollaron las formaciones someras. Entre el 2000 y el 2001 se implementó una campaña para desarrollar la formación Mogollón y áreas que no se habían explotado a profundidades mayores de 7,000 pies, pero, no tuvo éxito.

Desde 2003 los proyectos de perforación se han implementado para desarrollar yacimientos a profundidades menores a los 4,500 pies, en áreas cercanas a los planos de fallas. A la fecha se han perforado 35 pozos similares con muy buenos resultados.

En los ochentas se llevó a cabo un proyecto de inyección de agua en los yacimientos intermedios del bloque, con muy poco éxito. Se revisó este proyecto y se encontró que sería bueno reiniciar la inyección de agua en algunas áreas previas. A la fecha hay tres proyectos de inyección en desarrollo; uno de ellos sigue en el área previamente descrita y los otros dos abarcan yacimientos someros.

4.7.4. Campo Casabe en Colombia⁵⁹

Está situado a 350 km al norte de Bogotá en medio de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena del Departamento de Antioquia, en Colombia. Se descubrió en el año 1941, y durante su etapa de recuperación primaria los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil. A fines de la década de 1970, concluido el período de empuje natural, se había obtenido un factor de recuperación primaria del 13%. La declinación de la producción en aquella época era significativa, habiéndose reducido a casi 5,000 bpd. Para revertir

esta tendencia, se efectuaron pruebas de inyección para establecer dos programas principales de recuperación secundaria, entre mediados y fines de la década de 1980. Durante el período de recuperación secundaria, la existencia de complejidades estructurales, existencia de lutitas, areniscas heterogéneas y aceites viscosos, conspiraron contra la efectividad del programa de inyección de agua. Si bien resultó inicialmente exitosa, en cuanto al incremento de la producción, el agua inyectada irrumpió en forma prematura en los pozos de producción.

Se incrementó la producción de arena, lo cual contribuyó a su colapso y causó la falla de los equipamientos de fondo de pozo. Las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar estos problemas, y el proceso de inyección perdió efectividad. A partir de 1996, las tasas de producción declinaron entre 7% y 8% por año.

En el año 2004 se revitalizó el campo, utilizando métodos actualizados de manejo de yacimientos de alta complejidad, logrando revertir la declinación de la producción. Desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción se incrementó, pasando de 5,200 a más de 16,000 bpd. Además, el factor de recuperación final estimado aumentó, pasando de 16% a 22%.

A lo largo de la historia del campo, los responsables de la planeación del desarrollo evitaron la perforación de pozos en el área cercana a una falla en el oeste, debido a que los modelos de yacimientos generados a partir de los escasos datos, no lograron identificar adecuadamente la localización exacta de las fallas principales. La falta de un modelo estructural más preciso produjo dos problemas fundamentales: los ingenieros de yacimientos subestimaron el volumen original y para los responsables de la planeación del programa de inyección de agua fue difícil localizar los pares de pozos inyector-productor dentro del mismo yacimiento.

Los objetivos clave del plan de redesarrollo fueron: incrementar las reservas, manejar los programas de inyección de agua en forma más eficiente y abordar los problemas relacionados con los procesos de perforación. La primera etapa del proyecto consistió en un análisis exhaustivo de todo el campo basado en los datos existentes y en la recolección de nuevos datos utilizando las tecnologías de última generación, tales como los levantamientos sísmicos 3D.

Durante el primer semestre de 2007 se adquirieron e interpretaron más de 100 km² de datos sísmicos 3D de alta resolución. Los nuevos datos posibilitaron la creación de un modelo estructural más preciso y confiable que el obtenido anteriormente, con la ventaja adicional de que cubrían casi toda la concesión del Campo Casabe.

Asimismo, fue posible esclarecer cuáles eran los corredores del campo en los que no se había planeado la perforación de pozos debido a la incertidumbre asociada con la identificación de la falla principal. Un modelo geológico detallado proporcionó una mejor comprensión de las condiciones del subsuelo, lo cual sirvió de ayuda durante la planeación de los programas de inyección de agua y los procesos de perforación.

El modelo resaltó más de 15 yacimientos con un espesor promedio de 3 m cada uno. Los ingenieros de yacimientos analizaron 10 de estos yacimientos y descubrieron un volumen adicional de reservas estimadas de 5 millones de barriles. Dicho modelo también fue utilizado para la inyección de agua, ayudando a mejorar tanto la eficiencia de barrido areal, así como la eficiencia de barrido vertical.

4.7.4.1. Resultados

Las areniscas del Campo Casabe han sido desarrolladas extensivamente; no obstante, en los campos maduros es común descubrir hidrocarburos en lugares inesperados. Por ejemplo, algunas zonas del Campo Casabe fueron pasadas por alto porque, utilizando las herramientas de resistividad tradicionales, es difícil detectar aquellas zonas productivas de baja resistividad, no obstante, ahora existen herramientas alternativas que permiten la identificación de dichas zonas. Otras áreas resultaron inaccesibles debido a un modelo estructural deficiente, mismo que fue reconstruido a partir de información con mejor tecnología y nuevas herramientas, lo cual permitió la identificación de nuevos yacimientos, con la consecuente incorporación de reservas.

El proyecto de redesarrollo del Campo Casabe se encuentra ahora en su sexto año. Las cifras recabadas a comienzos de 2010 muestran un incremento en la tasa de producción en casi un 250% desde el año 2004. Esta mejora se debe en parte a un estudio por vía rápida que identificó rápidamente las causas raíces que inciden en la eficiencia de los programas de inyección en el campo.

4.7.5. Campo Jujo Tecominoacán

El campo Jujo-Tecominoacán está formado por una estructura geológica con forma de anticlinal asimétrico y orientación NW - SE, afectado por fallamiento normal e inverso con presencia de intrusiones salinas en el norte y sur de la misma. Las rocas de los diferentes niveles estratigráficos de la columna geológica se formaron en ambientes de depósito de mar abierto a excepción del Jurásico Superior Kimmeridgiano el cual es de plataforma somera. Los espesores brutos de las rocas que alojan el yacimiento varían de 418 a 1595 m, mientras que el espesor neto varía de 332 a 1341 m, perteneciendo este último dato al pozo Jujo 52.

La extensión del área productora es de 73.2 Km², abarcando las formaciones Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Superior Kimmeridgiano, las cuales son yacimientos naturalmente fracturados, formados por calizas y dolomías, cuya permeabilidad varia de 10 a 150 mD, con espesores brutos promedio entre 1000 y 1200 m; el yacimiento se encuentran a una profundidad de entre 4600 y 6400 m. Es un yacimiento de aceite volátil, de 38° API, con una presión inicial de 707 Kg/cm² y una presión de burbuja de 262 Kg/cm². La presión actual del yacimiento es de 220 Kg/cm² y su temperatura es de 153° C.

El volumen original de Jujo - Tecominoacán es de 3785 mmb de aceite y 3882 mmmpc de gas; con una producción acumulada al 31 de diciembre de 2006 de 1048.7 mmb y 1156.4 mmmpc de gas; las reservas remanentes 1P, 2P y 3P son de 625.8 mmb y 1371.6 mmmpc de gas. Actualmente el campo tiene un factor de recuperación del 28% de aceite y 30% de gas; se espera alcanzar un factor de recuperación total de 44% de aceite y 64% de gas.

Hasta el momento se han perforado 120 pozos, de los cuales 90 han sido productores y 30 han resultado improductivos por diferentes razones. La profundidad promedio de los pozos es de 5500 mts, y para su construcción se requiere perforar los pozos en 4 etapas. En la actualidad, debido al depresionamiento del campo, la perforación de pozos requiere de nuevas técnicas para evitar atrapamientos y asegurar una buena hermeticidad; en tal sentido la perforación bajo balance y las lechadas airadas han ayudado significativamente al logro de los objetivos.

Desde sus primeras etapas de explotación, el campo ha presentado depositación de asfáltenos en diferentes regiones del sistema de flujo; hasta el momento únicamente se han utilizado métodos correctivos para mantener las áreas de flujo, como son el uso de solventes, y en algunos casos la

inyección continua de químicos. Además, debido a la alta tendencia incrustante del agua congénita, se tienen obturamientos frecuentes de sales minerales en diferentes regiones del sistema de producción; hasta el momento, únicamente se ha utilizado métodos correctivos para mantener las áreas del sistema de flujo, como son los ácidos a diferentes concentraciones.

Actualmente casi la totalidad del campo se produce con bombeo neumático; sin embargo, se hicieron intentos para utilizar el bombeo electrocentrífugo, sin obtener buenos resultados por problemas de conducción eléctrica, causados por las altas temperaturas de los pozos. La producción del campo es manejada por dos baterías y 2 estaciones de compresión. Y se inyectan 70 mmpcd de gas natural al campo, y se espera que para octubre del presente año se inyecten otros 90 mmpcd de nitrógeno, con objetivo primario de mantenimiento de presión.

4.7.5.1. Etapas de Explotación del Campo

En el campo Jujo – Tecominoacán se distinguen siete etapas de explotación en toda su vida productiva.

Primera etapa: de octubre de 1980 a junio de 1988. Inicia la perforación y desarrollo del campo, se alcanza la máxima producción en febrero de 1986 con 206 MBPD, teniendo en operación 57 pozos.

Segunda etapa: de julio de 1988 a junio de 1994. Comienza a declinar la producción de 206 a 120 MBPD, se detecta presencia de asfáltenos en el campo.

Tercera etapa: de julio de 1994 a junio de 1998. Se realiza la profundización de pozos y se reactiva el desarrollo del área Tecominoacán, teniendo una producción promedio de 120 MBPD. En 1995 se inicia la implantación del Bombeo Neumático.

Cuarta etapa: de julio de 1998 a julio de 1999. Se presenta irrupción del agua de formación en el área de Tecominoacán, provocando una fuerte caída de producción de 120 a 95 MBPD.

Quinta etapa: de agosto de 1999 a junio de 2001. Se comienza a sostener el ritmo de producción del orden de 83 MBPD a través de la reactivación del desarrollo del área Jujo.

Sexta etapa: de julio de 2001 a junio de 2004. Se incrementa la declinación por la irrupción del agua de formación tanto en el área Jujo como de Tecominoacán. Se perforan ocho pozos

productores y dos pozos inyectores con un porcentaje de éxito del 66.7% por problemas operativos. Inicia prueba piloto de inyección de gas dulce en el área Tecominoacán en septiembre de 2003.

Séptima etapa: de junio de 2004 a diciembre de 2006. Se intensifica el desarrollo complementario con la perforación de pozos, teniéndose una eficiencia del 100%. Se inicia el mantenimiento de presión del campo con la inyección de 35 mmpcd de gas natural en el área de Jujo, y se complementa en el 2006 con 35 mmpcd adicionales. Se aplica exitosamente un proyecto de optimización de la producción. Se intensifica la aplicación del bombeo neumático. Se logra revertir la declinación y se incrementa la producción en 30,000 bpd.

Octava etapa: Del año 2004 al 2007 se realiza un desarrollo complementario al campo, se realizan actividades optimización de la productividad e inicia la inyección de gas amargo en el área de Jujo

Novena etapa: De noviembre de 2007 a la fecha se da inicio a la inyección de Nitrógeno

El proyecto contempla continuar con el proceso de inyección de Nitrógeno en el campo Jujo-Tecominoacán; la toma de información necesaria para monitorear el proceso de inyección de Nitrógeno, así como realizar estudios para la instalación de una NRU

4.7.5.2. Estrategias para rehabilitar yacimientos maduros naturalmente fracturados y resultados obtenidos en el Campo Jujo-Tecominoacán.

Como se vio anteriormente, los campos maduros naturalmente fracturados, tienen una tendencia a declinar debido a la combinación de diferentes factores: declinación de la presión, heterogeneidad de la formación productora, reducción de la ventana de aceite, problemas de aseguramiento de flujo, entre otros; sin embargo, es factible mejorar la rentabilidad de la explotación de los mismos, aplicando estrategias para incrementar la producción en el corto, mediano y largo plazo.

Cabe aclarar que mientras exista volumen de aceite almacenado en las fracturas, es factible aplicar este tipo de estrategias; no así, en yacimientos donde la producción dependa mayormente de la aportación de la matriz, en donde se requieren periodos largos para la producción de aceite. El campo JujoTecominoacán tiene más de 500 mmbbls de aceite almacenado en las fracturas, por lo

que todas las estrategias encaminadas a incrementar la producción deben tener un impacto inmediato.

Las estrategias deben estar encaminadas a mejorar la productividad de los pozos y a explotar zonas no drenadas. A continuación se describen las estrategias aplicadas en el campo Jujo-Tecominoacán, las cuales pueden ser aplicadas en todos los campos con condiciones similares a este. Para el incremento de la productividad de los pozos se aplicaron las siguientes estrategias:

- a) Inyectar gases al yacimiento para mantener la presión y el gasto promedio de los pozos, especialmente importante en pozos profundos.
- b) Implementar y optimizar los sistemas artificiales de producción.
- c) Aplicación periódica de limpiezas para aseguramiento de flujo.
- d) Formación de un grupo multidisciplinario para optimización de la productividad de pozos.

En lo referente a la explotación de zonas no drenadas, se establecieron las siguientes estrategias:

- e) Aplicar la reingeniería a la caracterización estática y dinámica.
- f) Toma de sísmica 3-D.
- g) Aplicar reingeniería de perforación y terminación de pozos para pozos profundos depresionados.

Perforar pozos horizontales en zonas no drenadas.

- i) Incrementar la actividad en perforaciones y reparaciones.

Cabe aclarar, que la perforación de pozos horizontales, es una estrategia que no fue aplicada en la reactivación de la producción del campo en los años 2004-2006; sin embargo, en la actualidad se perfora el primer pozo horizontal y se tiene programado la perforación de otros 3 pozos. Parece ser que la perforación de este tipo de pozos jugará un papel muy importante en el incremento de la producción y el factor de recuperación final. Se presentó un escenario en el que al perforar 4 pozos horizontales, se incrementa la producción del campo en 15,000 bpd, y se obtienen 40 mmbbls adicionales hasta el año 2017.

Nomenclatura

B_o = Factor de volumen de formación del aceite

B_g = Factor de volumen de formación del gas

B_t = Factor de volumen de las dos fases

B_{oWF} = Factor de volumen de formación del aceite (después de la inyección)

B_w = Factor de volumen del agua

C_o = Compresibilidad del aceite

c_t = Compresibilidad de la roca

c_w = Compresibilidad del agua del yacimiento

C_o = Conductividad de la muestra 100% saturada de salmuera

C_w = Conductividad de la salmuera

IF_{flow} = Índice de flujo libre

k = Permeabilidad

m = Relación del tamaño de la capa de gas y el tamaño de la zona de aceite inicial

M = Relación de movilidad

n = Exponente de saturación (1.4-2.8)

N_{foi} = Volumen de aceite original

N_p = Volumen de aceite producido

Q_v = Intercambio de cambio de cationes por centímetro cubico de espacio de poro

q = Gasto

R_o = Resistividad de la muestra 100% saturada de salmuera

R_p = Relación de gas y aceite producida

R_s = Relación gas /aceite

R_t = Resistividad total (medida en el registro)

R_w = Resistividad de la salmuera

$(\overline{S_o})_{res}$ = Promedio del aceite residual en el yacimiento con la inyección de agua(región invadida)

$(\overline{S_o})_{cores}$ = Promedio del aceite residual en el núcleo con inyección de agua.

S_o = Saturación de aceite

S_{or} = Saturación de aceite residual

S_{orm} = Saturación de aceite residual cerca de la presión de miscibilidad

S_{ow} = Coeficiente de expansión

S_w = Saturación de agua

V_w = Velocidad del agua

V_o = Velocidad del aceite

W_e = Entrada de agua

W_i = Volumen acumulado inyectado

W_p = Volumen de agua producida acumulada

Δp = Gradiente de presión

ϕ = Porosidad

ρ = Densidad

ρ_c = Densidad crítica

χ = Parámetro de solubilidad. $m^{0.5}/tL^{0.5}$

σ_{og} = Tensión interfacial entre el aceite y gas.

σ_{ow} = Tensión interfacial entre aceite y agua.

σ_{wg} = Tensión interfacial entre agua y gas.

Capítulo 5

Contratos de Exploración y Explotación en Latinoamérica

5.1. El contexto de los contratos⁶⁰

Un contrato petrolero define la relación entre el Estado y el operador del campo en variables clave dentro la operación de un área de interés hidrocarburífero, ellas son:

- 1) División de la renta petrolera;
- 2) División del riesgo exploratorio;
- 3) División del riesgo de producción y precios y;
- 4) Cuidado técnico del campo

Dentro un contrato en el upstream petrolero/gasífero se expresan negociaciones y acuerdos entre el Estado y los operadores (públicos y/o privados) en torno al manejo de un recurso natural (generalmente no renovable) que son de propiedad de la Nación. Generalmente estos contratos contienen el detalle de derechos, deberes y obligaciones entre el Estado y los operadores del campo y la celebración de éstos se realiza a través de alguna representación pública. Usualmente son refrendados por el Congreso y cuando sólo son aprobados por el Poder ejecutivo, el Congreso se limita a aprobar un modelo de contrato.

La Figura 5.1 presenta el resumen de las formas contractuales generalmente utilizadas en el mundo. Por supuesto, no todas ellas son iguales, dado que dependen de las condiciones de cada país, sin embargo esta forma de agrupación es bastante útil.



5.1. Clasificación de Contratos Petroleros

La primera distinción, entre Sistemas Contractuales y Sistemas de Regalías e Impuestos, tiene que ver con la propiedad del recurso, propiedad entendida como la capacidad de definir los precios, volúmenes y mercados para la producción; por ello muchas veces la propiedad del hidrocarburo está directamente relacionada con la comercialización de éste.

En los Sistemas Contractuales la propiedad pertenece, generalmente, al Estado; por su parte, en los contratos basados en Regalías e Impuestos la propiedad la asume la compañía que aporta con el capital de riesgo, en estos casos la participación del Estado se limita al cobro de regalías y/o impuestos. En los Sistemas Contractuales el primer rasgo característico es la retribución a la compañía privada. En el caso de los Contratos de Servicios dicha retribución es generalmente en dinero; mientras que en los contratos de Producción Compartida muchas veces es en especie. Esta distinción es importante toda vez que si la retribución es en especie, la compañía privada puede comercializar la producción de la manera que considere conveniente. Por otra parte, en los Contratos de Producción Compartida muchas veces se le permite al operador del campo, recuperar sus gastos operativos (OPEX) y gastos de capital (CAPEX), antes de aplicar la participación del Estado.

Los Contratos de Servicios pueden dividirse entre tres categorías: 1) los Contratos de Servicios Puros; 2) los Contratos Híbridos y; 3) los Contratos de Servicios de Riesgo. En los contratos de Servicios Puros el Estado paga por la realización de un servicio. En los contratos de Servicios de Riesgo la retribución a la compañía se realiza sobre el beneficio de la operación; finalmente en los contratos de servicios híbridos, se encuentran mezclas de los dos mencionados anteriormente.

Cuando se estudia la naturaleza de un contrato es importante definir claramente quién asume el riesgo de la operación. En algunos casos es el Estado quien lo hace y simplemente contrata a compañías de servicios que se limitan a realizar determinadas operaciones, por ejemplo: perforación de pozos, mantenimiento, entre otras. Por tanto, en caso de descubrirse un pozo seco es el Estado quien pierde dinero, ya que no puede evitar el pago a la compañía de servicios. En otras situaciones, es la compañía quien asume el riesgo de la operación, por ejemplo, cuando firma un contrato donde el Estado sólo participa ante un descubrimiento comercial, la pérdida por pozos secos recae sobre la compañía.

El sector privado es quien debe asumir el riesgo generalmente, debido a las restricciones presupuestarias que tiene el Estado, dado que debe también financiar actividades del tipo social, por ejemplo, salud y educación. No obstante, muchas veces la inversión privada, sobre todo extranjera, es sujeto de varias objeciones, por ello en estos casos son los Estados quienes asumen el riesgo. Claramente dependerá de la riqueza de hidrocarburos del país y la probabilidad de encontrar un yacimiento comercial; si la probabilidad es elevada, el Estado estará tentado a asumir el riesgo, mientras que en países donde esta probabilidad es baja, se deja que sea el sector privado quien asuma gran parte de los riesgos.

Algunas características de los Sistemas Contractuales antes mencionados son las siguientes:

Sistemas de Regalías/Impuestos:

- La empresa que desea realizar el emprendimiento debe pagar un bono al Estado cuando se firma el contrato de exploración o cuando comienza la etapa de producción.
- El operador del campo petrolero debe pagar una regalía al Estado.

- El operador del campo petrolero debe cubrir con todos los OPEX y CAPEX.
- Adicionalmente el operador debe pagar los impuestos y tributos establecidos por ley.

Contratos de Producción Compartida:

- El contratista paga un bono al Estado al momento que se firma el contrato, adicionalmente existen países donde se deben pagar bonos al momento de explotar el campo.
- El contratista paga regalías al Estado cuando comienza la operación.
- El Estado retiene la propiedad de las reservas, simplemente asegura al contratista el derecho a explorar, desarrollar y producir las reservas. En este sentido, el Estado tiene el control empresarial de la operación, mientras que el contratista se encarga de las operaciones petroleras.
- El contratista paga todos los costos y riesgos asociados a la exploración y el Estado (generalmente a través de la empresa estatal) se reserva el derecho de asociarse en la etapa de desarrollo y producción del yacimiento.
- El contratista usualmente debe cubrir los costos de entrenamiento de personal local y/o dar dinero para financiar estos conceptos, estos costos pueden recuperarse en el futuro.
- Los costos de operación y, en algunos casos, los costos de exploración y desarrollo, pueden recuperarse a través de porcentajes de la producción. El volumen estimado para cubrir estos costos generalmente se denomina "costo de recuperación" .
- Un monto de la producción, generalmente referida a la producción total deducida aquella para pagar las regalías y costos de recuperación, se divide entre el contratista y el Estado (empresa estatal). Este puede variar desde 5% hasta 60% para el contratista.
- Dado que el contratista no puede disponer de las reservas del hidrocarburo, entonces generalmente está interesado en aquella parte de la reserva que le corresponde luego de la división anotada en el párrafo precedente.
- El contratista también se hace cargo de los impuestos y tributos señalados en la ley.

Contratos de Servicios:

- Existe el pago de un bono al Estado cuando se firma el contrato.
- Pagos de regalías al Estado cuando se produce el campo.
- Las reservas quedan en propiedad del Estado.
- Todos los costos y riesgos de las etapas de exploración, desarrollo y producción las asume el contratista.
- El contratista recupera los OPEX y CAPEX a través de pagos por sus operaciones.
- El Estado puede participar en la operación junto al contratista.

5.1.1. Latinoamérica

5.1.1.1. Argentina

Uno de los rasgos característicos de los contratos de Exploración y Explotación en la República Argentina es que, desde el año 2006, su administración está a cargo de los Gobiernos Provinciales. De acuerdo a la reforma constitucional del año 1991, las provincias ahora son las dueñas de los recursos petroleros en Tierra, por ello ahora están facultadas para renegociar contratos, llamar a licitaciones. Por otra parte, los precios de venta del petróleo son libres pero sujetos al pago de los derechos de exportación.

Características principales

Costos y Riesgos

Todos los costos de operación y de capital así como los riesgos inherentes a la actividad exploratoria son de exclusividad del operador del campo. Sin embargo, como es posible renegociar con las provincias algunos términos contractuales, modificaciones en el sistema tributario y/o en los plazos de los contratos, alteran el nivel de exposición al riesgo de las compañías operadoras.

Propiedad

El operador del campo puede disponer libremente de la producción siempre y cuando el abastecimiento del mercado interno, tanto en gas natural como petróleo, esté asegurado. De conformidad al artículo 6º de la Ley N° 17319, artículo 15 del Decreto N° 1055/89 y Artículos 5º y 6º del Decreto 1589/89 y de la Ley N° 24.076 para el gas natural.

Duración

Mediante Concurso Público Internacional N° 1/92, convocado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, se adjudicaron los derechos de explotación, exploración complementaria y desarrollo de áreas de Interés Secundario en el sector hidrocarburos, a través de concesiones de explotación con vigencia de 15 años a partir de la firma del contrato, es decir, hasta el año 2017. Sin embargo, en virtud de que ahora las provincias administran los contratos de Exploración y Explotación en la República Argentina, en la actualidad se llevan a cabo procesos de renegociación de contratos donde, entre otros puntos, se amplían los plazos de concesión y se incrementan las regalías pagadas por los concesionarios.

5.1.1.2. Brasil

Desde la aprobación de la Ley N° 9.478 en 1997, llamada la Ley del Petróleo, la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Combustibles (ANP) está facultada para realizar las rondas de licitación para la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural de los campos petroleros en Brasil. Antes de esta Ley la empresa estatal Petróleo Brasileiro (PETROBRAS) tenía el monopolio de todas las actividades de la cadena de valor en el sector petrolero, ello cambió con lo dispuesto en el artículo 177 de la Constitución Federal, modificada por la enmienda constitucional N° 9 de 1995. Sin embargo, actualmente con el descubrimiento del llamado Pre-Sal está en discusión si este yacimiento tendrá el mismo tratamiento de los otros campos en Brasil.

Características Generales

Los Contratos de Concesión para la Exploración, Desarrollo y Producción de petróleo y gas natural, se celebran entre la ANP y el operador del campo, denominado Concesionario.

Costos y Riesgos

El Concesionario asume, con carácter exclusivo, la totalidad de los costos y riesgos de la operación. En caso de que no se realizara un descubrimiento comercial o la producción no fuera suficiente para cubrir los OPEX y CAPEX, el Concesionario no tiene derecho a ningún pago, retribución o indemnización por los costos incurridos.

Durante la fase exploratoria, el Concesionario deberá ejecutar, en una primera etapa, un Programa Exploratorio Mínimo y, para la segunda etapa, un Plan de Trabajo e Inversiones mínimo, detallado en los anexos de cada contrato. Por supuesto, si el Concesionario así lo prefiere, puede realizar labores de exploración adicionales. Por otra parte, para el desarrollo del Programa Exploratorio Mínimo, el Concesionario debe otorgar a la ANP una garantía financiera.

Propiedad

Los yacimientos de aceite y gas natural son de propiedad del Estado, el Concesionario recibe la propiedad del petróleo y/o gas natural efectivamente producido en el Punto de Medición de la Producción. De hecho, en la cláusula 11ª de un contrato estándar se asegura la libre disponibilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural por parte del Concesionario. Sin embargo, en casos de emergencia nacional, la ANP puede determinar que el Concesionario atienda, con petróleo y gas natural por él producido, primero el mercado interno.

Vigencia y Duración

La duración de los contratos se divide en dos: 1) Fase de Exploración y; 2) Fase de Producción. En líneas generales la duración de estos contratos es de 27 años a partir de la declaratoria de comercialidad del campo. Dicha declaratoria puede ser postergada siempre y cuando el Concesionario demuestre que: 1) debe crear nuevos mercados; 2) debe construir líneas de transporte y; 3) las características químicas del petróleo y gas natural que obligan a mayor trabajo de exploración para hacerlas económicamente viables.

Durante la etapa de producción, el Concesionario entrega a la ANP el Plan de Desarrollo del Campo y el Programa Anual de Producción. De tal forma que esta actividad se realice cumpliendo con criterios técnicos mínimos de preservación del campo hidrocarburoífero y aplicando las mejores prácticas de la industria del petróleo.

5.1.1.3. Venezuela

Una de las características centrales de la legislación en Venezuela es que existen dos tipos de contratos según sea el hidrocarburo explotado. La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que la explotación de hidrocarburos líquidos se realiza mediante la firma de Contratos de Empresas

Mixtas (CEM). Por otra parte, la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos establece las Licencias para la Exploración y Explotación de Gas no asociado (LEEG).

Características Generales

Costos y Riesgos

La Ley Orgánica de Hidrocarburos define, entre otras, a las actividades de exploración y explotación como actividades primarias. En este sentido, el artículo 22 de la citada Ley menciona que las actividades primarias serán “realizadas por el Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales a los efectos de esta Ley se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras.”

Adicionalmente el artículo 24 establece que “El Ejecutivo Nacional mediante Decreto podrá transferir a las empresas operadoras, el derecho al ejercicio de las actividades primarias. Asimismo, podrá transferirles la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, requeridos para el eficiente ejercicio de tales actividades. El Ejecutivo Nacional podrá revocar esos derechos cuando las operadoras no den cumplimiento a sus obligaciones, de tal manera que impida lograr el objeto para el cual dichos derechos fueron transferidos.”

La selección de empresas operadoras se realiza según lo establecido en el artículo 37: “Para la selección de las operadoras el organismo público competente promoverá la concurrencia de diversas ofertas. A estos efectos, el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, creará los respectivos comités para fijar las condiciones necesarias y seleccionar a las empresas. El Ministerio de Energía y Petróleo podrá suspender el proceso de selección o declararlo desierto, sin que ello genere indemnización alguna por parte de la República. Por razones de

interés público o por circunstancias especiales de las actividades podrá hacerse escogencia directa de las operadoras, previa aprobación del Consejo de Ministros.”

Respecto a los costos de operación y riesgos, el artículo 35 menciona que “La República no garantiza la existencia de las sustancias, ni se obliga al saneamiento. La realización de las actividades se efectuará a todo riesgo de quienes las realicen en lo que se refiere a la existencia de dichas sustancias. Tales circunstancias en todo caso, deberán hacerse constar en el instrumento mediante el cual se otorgue el derecho a realizar las actividades y para el caso de no constar expresamente, se tendrán como incorporadas en el texto del mismo.”

Propiedad

El artículo 24 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que “El Ejecutivo Nacional mediante Decreto podrá transferir a las empresas operadoras, el derecho al ejercicio de las actividades primarias. Asimismo, podrá transferirles la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, requeridos para el eficiente ejercicio de tales actividades. El Ejecutivo Nacional podrá revocar esos derechos cuando las operadoras no den cumplimiento a sus obligaciones, de tal manera que impida lograr el objeto para el cual dichos derechos fueron transferidos.”

Duración

Los CEM tienen una duración de 25 años con prórrogas de hasta 15 años adicionales, por otra parte, las LEEG tienen una duración de 35 años, con prórrogas que no pueden extenderse de los 30 años adicionales. Dichas prórrogas sólo pueden solicitarse a partir de la mitad del período en el cual se otorgó la licencia y antes de los 5 años de su vencimiento. El período de exploración para las LEEG es de cinco años, como máximo.

5.1.2. México⁶¹

Frente al agotamiento de los campos más productivos de México, incluyendo al yacimiento súper-gigante Akal, PEMEX ha dirigido sus esfuerzos a otros campos cuya explotación supone retos técnicos y de negocio, de mayor complejidad, que derivan entre otros, de la baja productividad de los pozos.

Para enfrentar estos retos, en abril de 2008, se presentó al Congreso una propuesta de reforma energética, que fue aprobada en octubre de ese mismo año. La reforma incluyó importantes cambios al marco legal de PEMEX, fortaleció su gobierno corporativo, brindó mayor flexibilidad para decidir su organización interna y proporcionó un régimen contractual específico para enfrentar de mejor manera los retos que el futuro plantea. Este régimen quedó plasmado en la Ley de Petróleos Mexicanos, la cual prevé la posibilidad de celebrar contratos que otorguen compensaciones razonables en efectivo a los contratistas que obtengan mejores resultados, ya sea vía la incorporación de tecnología de punta, mayores eficiencias y menores costos, entre otros factores.

Estos contratos contribuirán a la generación de valor y permitirán incrementar la capacidad de ejecución, a través de esquemas rentables y competitivos en campos maduros; proyectos que requieren modelos económicos y de operación específicos. Estos nuevos modelos de contrato se han diseñado para atraer empresas que cuenten con capacidades, habilidades y una estructura de costos acordes con cada proyecto, a fin de explotar los recursos con eficacia y eficiencia.

Los proyectos se desarrollarán en campos maduros de las Regiones Sur y Norte, los cuales contienen el 29 por ciento de las reservas totales del país.

Características principales

Costos y Riesgos

PEP pagará el 75% de los costos incurridos en ciertos rubros de la explotación, por ejemplo, en la perforación de pozos, en la terminación de estos mismos, el equipo de superficie, la operación y el mantenimiento en los campos, más un pago por barril producido.

Tanto la tarifa por barril como la recuperación de costos que se cubrirían al contratista, están condicionadas a que exista un flujo de efectivo disponible después del pago de derechos de PEP. El flujo efectivo disponible no es la remuneración, sino que es un mecanismo que asegura el pago de derechos y flujo de efectivo para PEP neto de impuestos.

Además los contratos ponen límites a la remuneración: a) el pago está sujeto al resultado, es decir, a que PEP reciba producción de hidrocarburos; b) la recuperación de costos está limitada, primero por concepto (gastos elegibles y gastos no elegibles), y segundo, por un porcentaje que debe acreditarse a través de un procedimiento contable, y c) de ser necesario, el contrato tiene cláusulas de terminación anticipada a favor de PEP.

Los contratistas serán responsables de la prestación de los servicios con estándares internacionales y de la cobertura de los gastos para proveer personal, tecnología, materiales y financiamiento. PEP por su parte, controlará y supervisará los servicios; evaluará el desempeño del contratista y participará en 10% del proyecto y de la utilidad, a fin de reducir costos e incertidumbre en beneficio de la producción, transmitir a los contratistas información y experiencia de la paraestatal, y conocer tecnología y nuevas prácticas.

Se propone la obligación de incorporar hasta 40% de contenido o valor agregado nacional (VAN), conforme al origen de los componentes y de los recursos humanos, materiales y servicios utilizados. La subcontratación se permite, siempre que no se transfiera a terceros la responsabilidad de los servicios.

Se prevén acciones de capacitación y educación para la investigación y el desarrollo sustentable, en la inteligencia de que corresponde a los contratistas la responsabilidad ambiental en el perímetro del área contractual y, en su caso, el pago de indemnizaciones conforme al contrato.

Modelo económico

La figura 5.2 muestra el pago al contratista. La remuneración al contratista estará compuesta por:

1. Una tarifa por barril producido de petróleo equivalente; y
2. El reembolso parcial de costos operativos y de capital (sujetos a aprobación de Pemex).

Es importante mencionar que la tarifa por barril se ajustará por:

1. Factor R: La tarifa por barril disminuye anualmente a medida que aumenta el porcentaje de la inversión original que ya ha recuperado el contratista.
2. Por una canasta de índices que refleja las variaciones en los costos de manera semestral.

Remuneración mensual (El valor de RC adopta valores entre 0 a 100% según el proyecto):

$$\text{Min } \{(\text{Tarifa} * q + [\% \text{ RC}]), \text{FED}\}$$

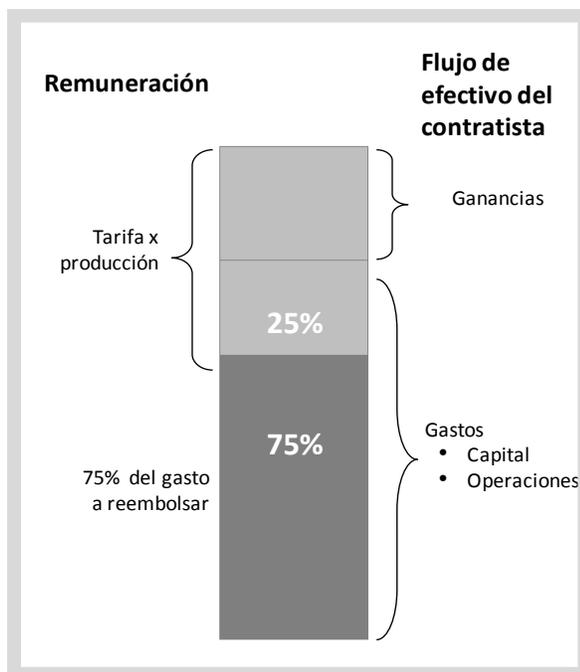
Donde:

Tarifa = tarifa por barril, ofertada en la licitación

q = Volumen de hidrocarburos

RC = Monto de los gastos del contratista a ser recuperados, que no han sido pagados

FED = Flujo de efectivo disponible



5.2. Pago al Contratista

Propiedad

En los contratos integrales de servicios no se comparte la producción, sino que se remunera al contratista con pagos en efectivo, a través de un porcentaje de recuperación de costos en que incurrió el contratista más una tarifa fija por barril. El contratista no obtiene, ni en valor ni en especie, un porcentaje de la producción, así como no tiene el derecho de registrar las reservas como un activo propio.

PEP mantendrá en todo momento la propiedad de los pozos, líneas, ductos y demás instalaciones.

Duración

Se contratarán por 25 años servicios integrales de evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos.

El contrato prevé una fase inicial de dos años que incluye actividades relacionadas con pruebas tecnológicas y análisis del área con trabajos por desarrollar como adquisición sísmica, procesado, análisis y evaluación, así como la perforación de pozos exploratorios.

Por otra parte, una vez identificado el potencial del área, y bajo el plan de desarrollo se podrán llevar a cabo trabajos que permitan la construcción de infraestructura necesaria, actividades que pueden tomar de tres a siete años.

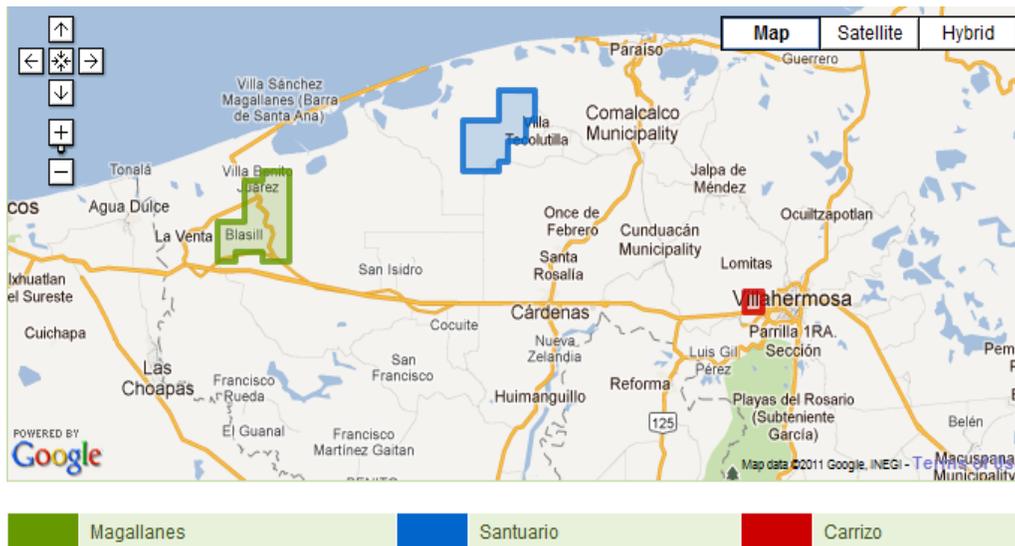
Finalmente, en la fase de producción secundaria o recuperación mejorada y la aplicación de sistemas artificiales de producción, así como de abandono de instalaciones, considerando la naturaleza del yacimiento, los periodos estimados son de entre diez y quince años.

5.1.2.1. Contratos Regiones Sur y Norte

Después del 28 de noviembre de 2008 que se publicaron en el Diario Oficial de la Federación varios ordenamientos respecto al régimen jurídico de PEMEX, que incluyó reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la promulgación de la Ley de Petróleos Mexicanos, PEMEX inició la implementación de los primeros Contratos Integrales en la Región Sur. Que de acuerdo con su propia información, ha identificado alrededor de 40 campos maduros con 420 mmbpce, que se pueden agrupar en ocho áreas. Estos campos se han caracterizado considerando años de producción, contribución a la producción actual, índice de madurez y pico de producción.

Para la selección de estas ocho áreas Pemex evaluó distintos campos petroleros tomando en cuenta criterios tales como el valor económico, las reservas, la disponibilidad y calidad de información técnica y las localizaciones a perforar de cada uno de los campos.

Se identificaron tres áreas iniciales (figura 5.3), Magallanes, Santuario y Carrizo con una superficie total aproximada de 312 km², una reserva total (3P) de 207 mmbpce y una producción actual de 14 mbd. Las tres áreas están conformadas por seis campos: Carrizo, Otates, Sánchez-Magallanes, Caracolillo, El Golpe y Santuario.



5.3 Áreas Región Sur⁶⁰

El 1 de marzo de 2011 PEP publicó la convocatoria a la licitación pública internacional abierta para concursar tres áreas de los Campos Maduros de la Región Sur. Al cierre del proceso de ventas de bases de licitación, se vendieron 53 paquetes de bases a 27 empresas, tanto nacionales como extranjeras.

La adjudicación de los contratos mediante procedimientos de licitación pública se otorgó a quien ofertó la menor tarifa por barril, previo cumplimiento de diversos requisitos, principalmente experiencia en operación de campos con producción de entre 10 y 30 mbd; inversión de recursos en proyectos similares y certificación Health, Safety and the Environment (HSE).

El 18 de agosto de 2011 se adjudicó la primera ronda de licitaciones de Contratos Integrales para Exploración y Producción de Campos Maduros de la Región Sur.

Las empresas que resultaron ganadoras, con estricto apego a las reglas y requisitos técnicos y económicos expresados en las Bases de Licitación, fueron: Petrofac Facilities Management Limited para las Áreas Contractuales de Santuario y Magallanes, y Dowell Schlumberger, para el Área Contractual Carrizo.

En el caso de Campo Santuario Pemex pidió un precio máximo de 7.97 dólares por barril de petróleo y la compañía ofreció 5.01 dólares en tanto para Magallanes PEMEX ofreció como máximo 9.78 dólares y la compañía ofreció 5.01 dólares.

En el campo Carrizo Pemex se ofreció un pago de 12.31 dólares por barril y Schlumberger ofreció 9.40 dólares por barril extraído.

PEP celebrará una nueva ronda de licitaciones para Contratos Integrales de Exploración y Producción en la Región Norte. Se seleccionaron seis áreas para seis contratos, cuatro de ellas en tierra: Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca; y dos áreas marinas: Arenque y Atún (figura 5.3). Las seis áreas están conformadas por 26 campos: Altamira, Arenque, Lobina, Jurel, Merluza, Náyade, Atún, Cangrejo, Escualo, Mejillón, Morsa, Cacalilao, Pánuco, Salinas, Topila, San Andrés, Santa Lucía, Remolino, Hallazgo, Tierra Blanca, Álamo, Alazán, Cerro Viejo, Potrero-Horcones, Temapache y Vara Alta.

Las áreas representan importantes oportunidades para el desarrollo y producción:

- Reservas 3P de 224 mmbpce
- Volumen prospectivo de 1,672 mmbp

Durante los primeros días de enero de 2012, PEMEX publicó la convocatoria oficial de la licitación y venta del paquete de bases de licitación. Como parte del programa, se realizarán visitas a las áreas contracruales, talleres y juntas de aclaraciones; se prevé que en junio de 2012 se lleve a cabo la presentación de ofertas y adjudicación de los contratos, previo periodo de precalificación.



5.4 Áreas Región Norte⁶⁰

Capítulo 6

Campos Maduros en México y su Estrategia de Explotación

6.1 Campos Maduros de Aceite en México

A continuación se muestra la distribución de los Campos Maduros de aceite en México por Región. Para su elaboración y veracidad, se solicitó a PEP a través del Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (IFAI), una lista de Campos Maduros de México, así como su correspondiente reserva 2P de aceite (al 1 de enero del 2011), factor de recuperación y año de inicio de explotación. Partiendo de esta información, se realizaron gráficos de reserva 2P contra factor de recuperación, reserva 2P contra inicio de explotación y factor de recuperación contra inicio de explotación, con el objetivo de obtener una clasificación de los Campos Maduros en México. Asimismo, se graficaron los promedios de los campos incluidos en cada Región, para obtener una ayuda visual que permita identificar rápidamente la situación del campo conforme a los valores de sus parámetros.

De acuerdo con la información proporcionado por PEP se cuenta con 353 Campos Maduros en México, para el desarrollo de este trabajo sólo fueron considerados 190 campos que son aquellos que contaban con los datos completos de los tres parámetros. Estos fueron discutidos en el capítulo 3, donde se propone una definición de Campo Maduro con base en estos parámetros.

La tabla 6.1 muestra los criterios de selección para poder clasificar a los Campos Maduros tanto de aceite como de gas.

Tipo	Parámetros		
1	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c > T_p$
2	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c < T_p$
3	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c > T_p$
4	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c < T_p$
5	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c > T_p$
6	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c < T_p$
7	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c > T_p$
8	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c < T_p$

R2P_c: Reserva 2P del campo

Fr_c: Factor de recuperación del campo

T_c: Inicio de Explotación del campo

R2P_p: Reserva 2P promedio (Región, Activo)

Fr_p: Factor de recuperación promedio
(Región, Activo)

T_p: Inicio de Explotación promedio
(Región, Activo)

Tabla 6.1 Clasificación de Campos Maduros

Los campos de tipo 1 y 2 son considerados los más atractivos para PEMEX en comparación con los tipos restantes debido al volumen de reserva 2P que contienen, además de presentar un factor de recuperación por debajo del promedio: estos campos representan mayor oportunidad de producción con prácticas operativas poco complejas y en consecuencia menores costos de inversión.

Los campos tipo 3 y 4 siguen teniendo un volumen de reserva 2P atractivo pero al tener un factor de recuperación mayor al promedio, representa cierta complejidad para continuar con la explotación de dichos campos aumentando los costos de producción acercándose al límite económico.

En ambos casos, los métodos de recuperación secundaria y mejorada, han demostrado ser efectivos, quizá en los campos del tipo 3 y 4, éstos requerirán tener un mayor peso en los proyectos de explotación.

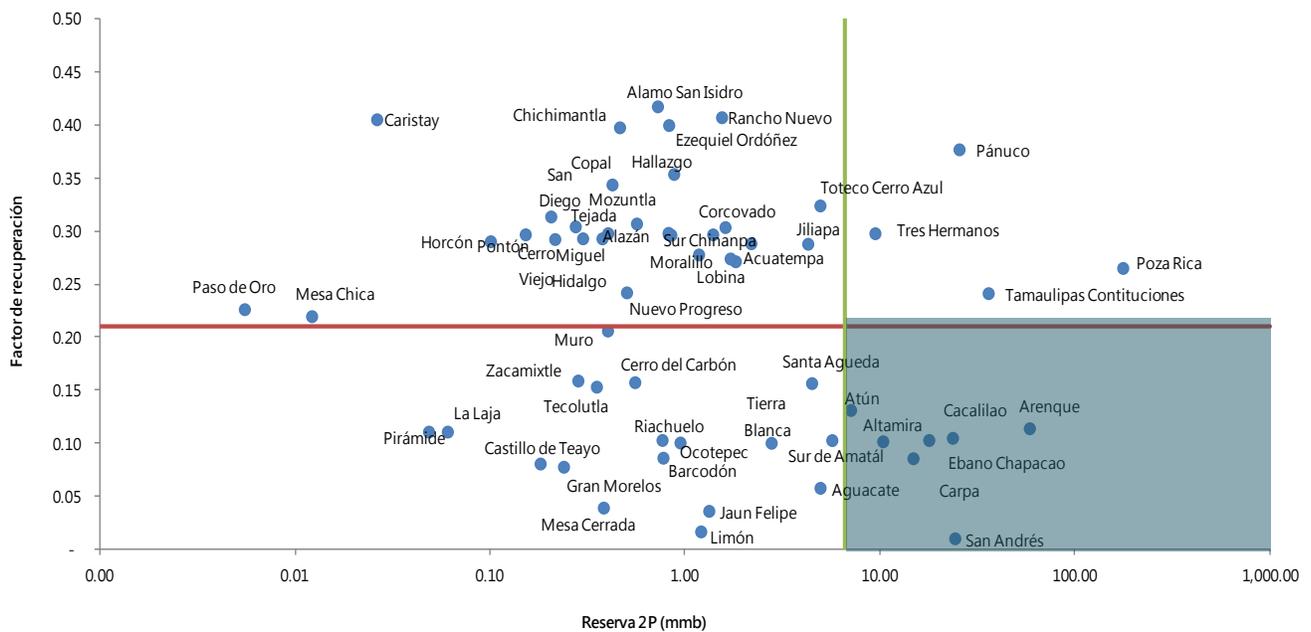
Para los campos tipo 5 y 6 los volúmenes de reservas 2P son menores al promedio por región a la que corresponde dicho campo, a pesar de tener poca reserva, su factor de recuperación es bajo dando posibilidades de aumentarlo enfrentándose a retos tecnológicos. Los campos tipo 5 tiene

la ventaja de tenemos menos tiempo de explotación y probablemente no presente muchos problemas de producción en comparación a los tipo 6.

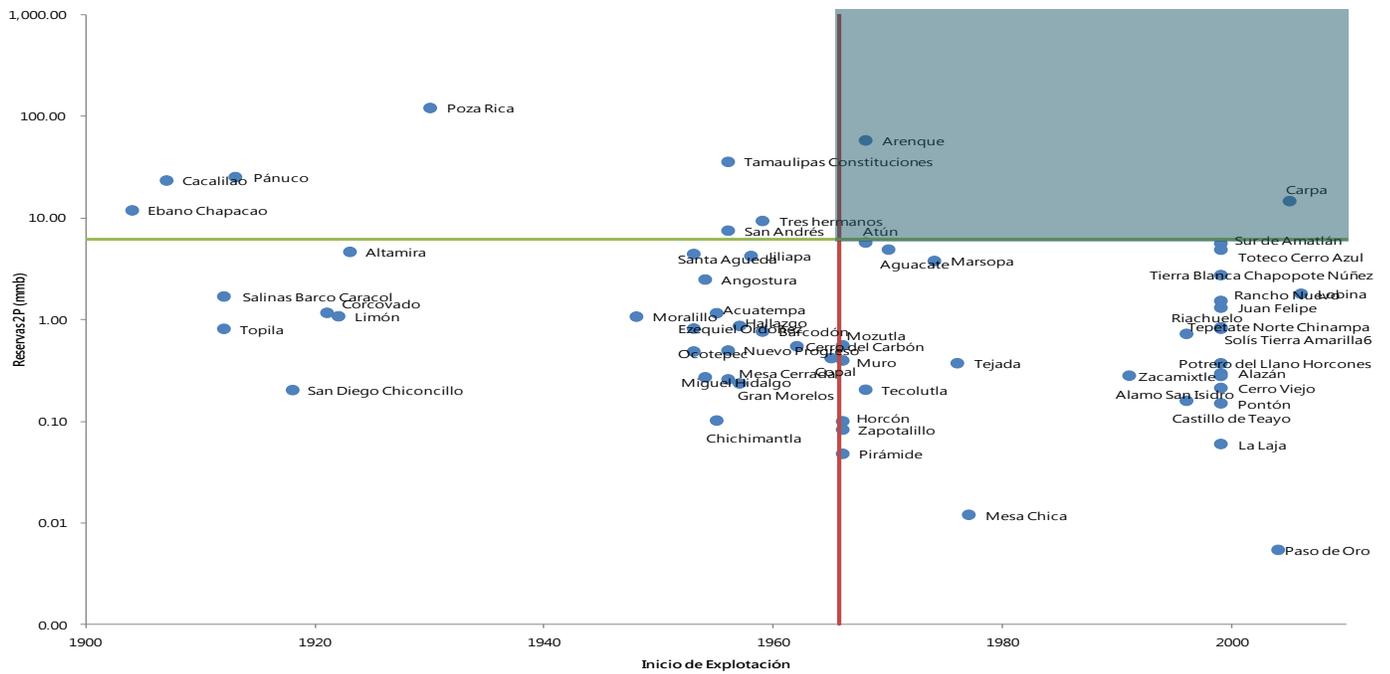
Los campos tipo 6 y 7 representan las peores condiciones ya que tienen poca reserva 2P y alto factor de recuperación redundando en poca producción e ingresos e indicando alto índice de madurez

6.1.1. Región Norte

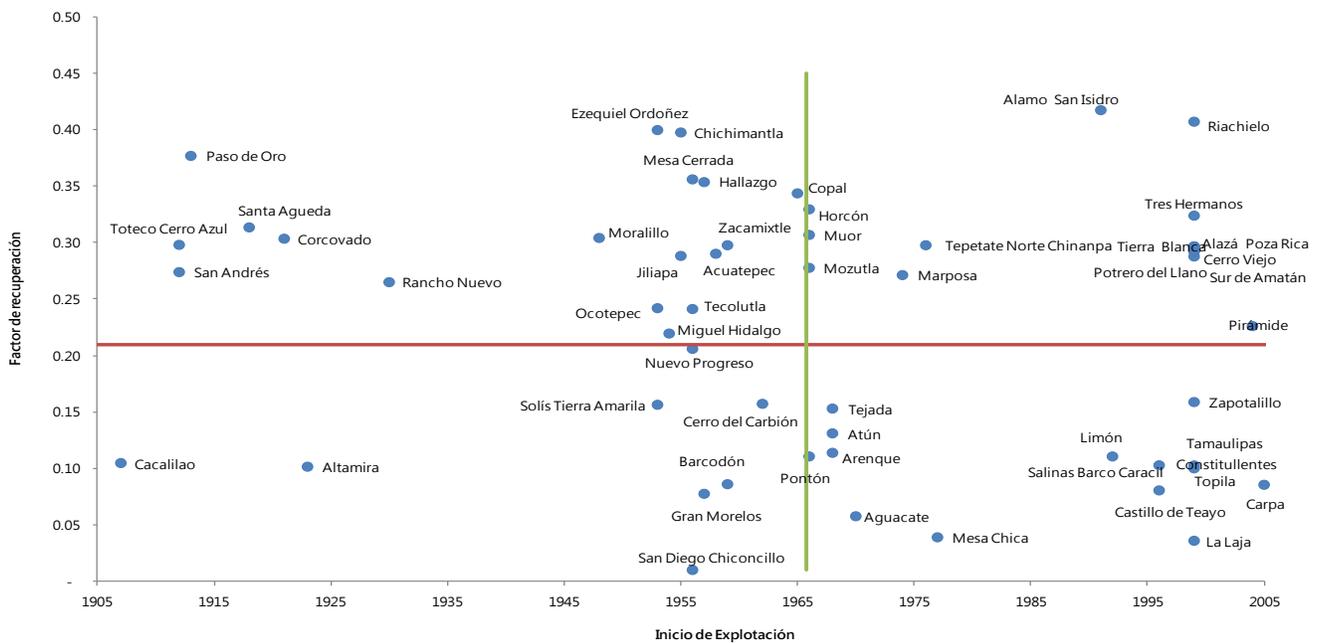
Las siguientes gráficas muestran la distribución de los Campos Maduros de la Región Norte de acuerdo a la Reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, que al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.



Gráfica 6.1 Factor de recuperación vs. Reserva 2P



Gráfica 6.2 Reserva 2P vs. Inicio de Explotación



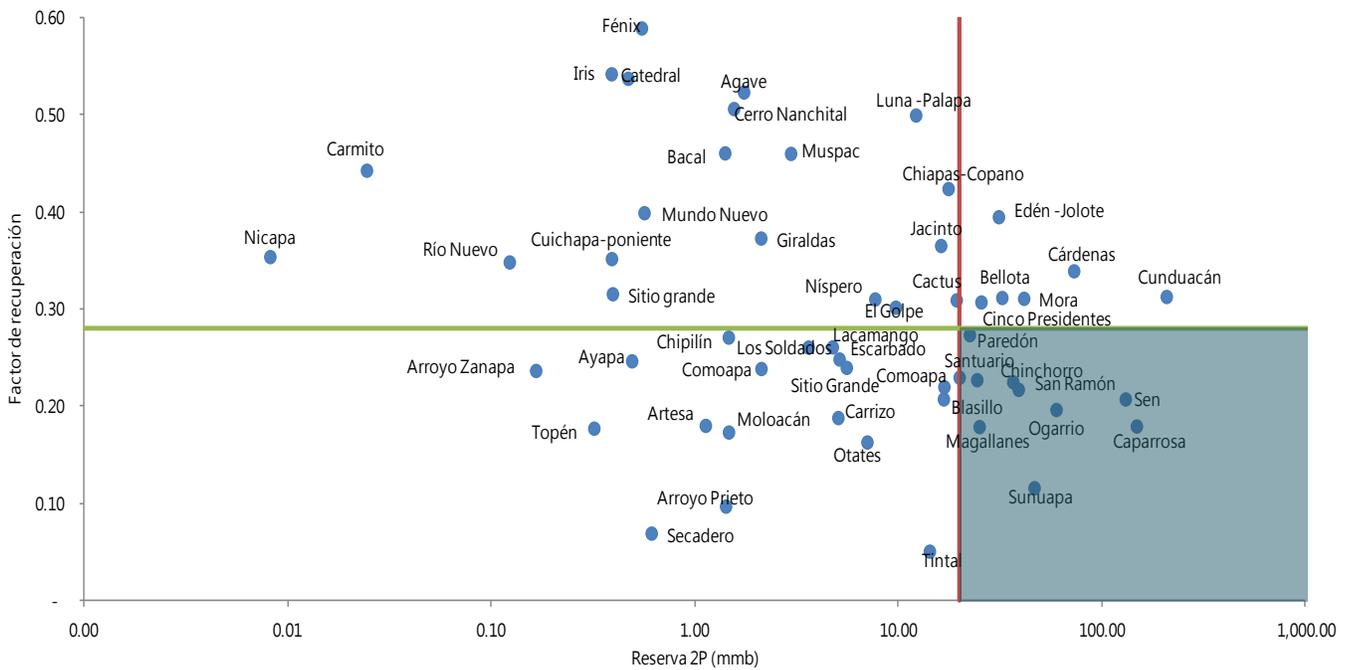
La clasificación de los campos de aceite de la Región Norte a partir de las gráficas 6.1, 6.2 y 6.3 y de la tabla 6.1, es la siguiente:

Tipo	Campos
Tipo 1	Arenque y Carpa
Tipo 2	Cacalilao, Ebano Chapacao, Pánuco y Tamaulipas Constituciones
Tipo 4	Poza Rica, San Andrés y Tres Hermanos
Tipo 5	Aguacate, Atún, Castillo de Teayo, La Laja, Lobina, Mesa Chica, Pontón, Solís Tierra Amarilla, Tejada y Zapotalillo
Tipo 6	Altamira, Barcodón, Cerro del Carbón, Gran Morelos, Limón, Nuevo Progreso, Salinas Barco Caracol, San Diego Chiconcillo, Topila y Angostura
Tipo 7	Alamo San Isidro, Alazán, Cerro Viejo, Horcón, Juan Felipe, Marsopa, Mozutla, Muro, Paso de Oro, Pirámide, Potrero del Llano Horcones, Rancho Nuevo, Riachuelo, Sur de Amatlán, Tecolutla, Tepetate Norte Chinampa, Tierra Blanca Chapopote Núñez, Toteco Cerro Azul y Zacamixtle
Tipo 8	Acuatempa, Chichimantla, Copal, Corcovado, Ezequiel Ordóñez, Hallazgo, Jiliapa, Mesa Cerrada, Miguel Hidalgo, Moralillo, Ocoatepec y Santa Agueda

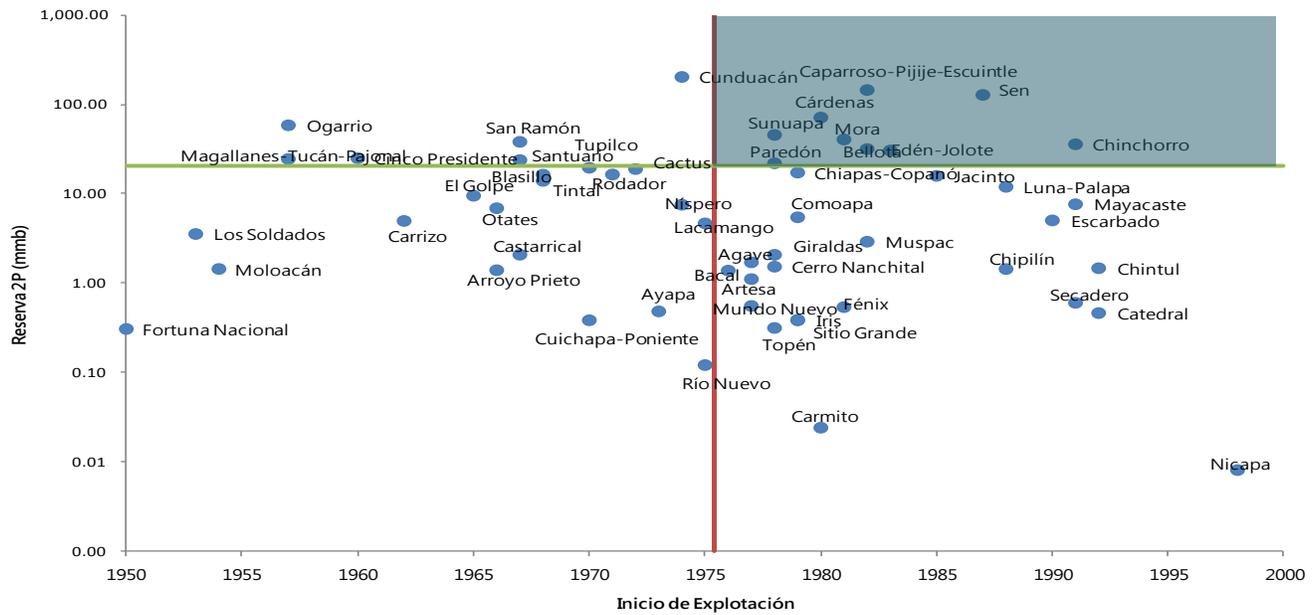
Tabla 6.2 Campos Maduros Región Norte

6.1.2. Región Sur

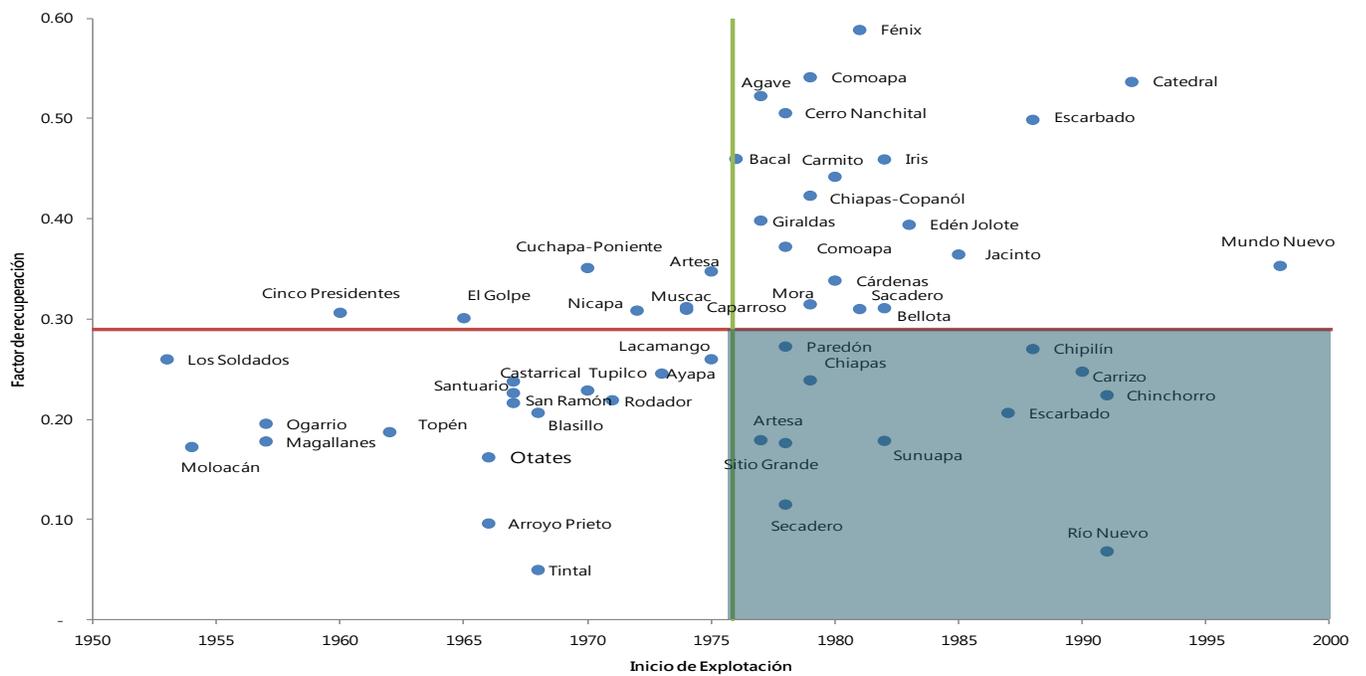
Las siguientes gráficas muestran la distribución de los Campos Maduros de la Región Sur de acuerdo a la Reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, que al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.



Gráfica 6.4 Factor de recuperación vs. Reserva 2P



Gráfica 6.5 Reserva 2P vs. Inicio de Explotación



Gráfica 6.6 Factor de recuperación vs. Inicio de Explotación

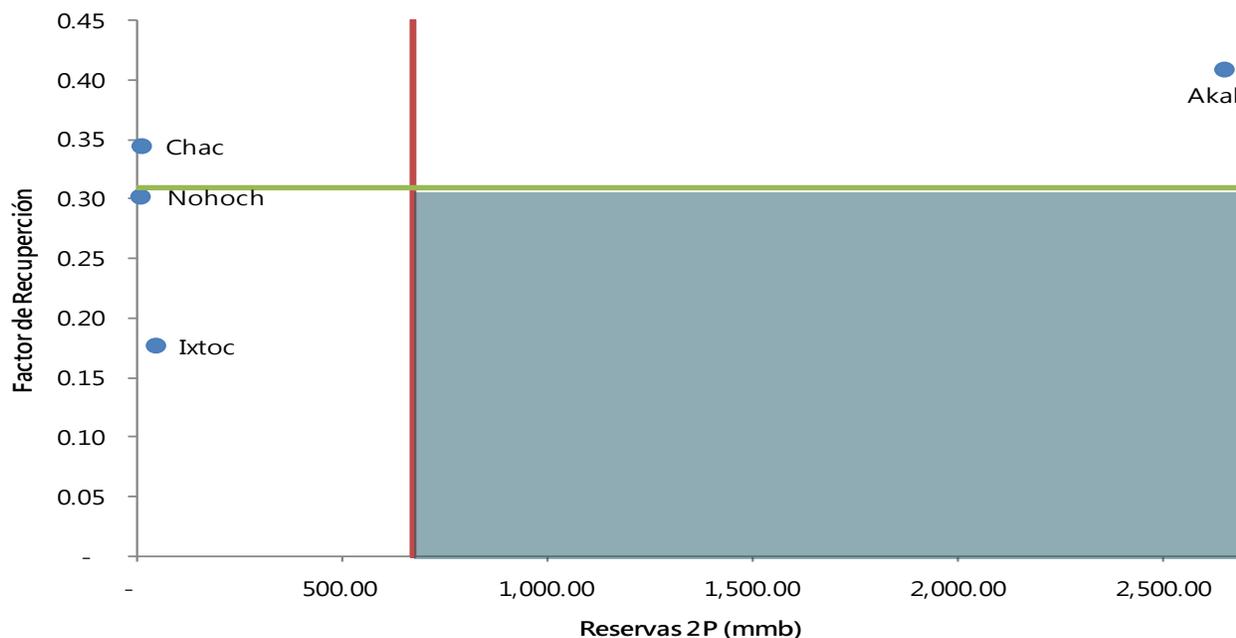
La clasificación de los campos de aceite de la Región Sur a partir de las gráficas 6.4, 6.5 y 6.6 y de la tabla 6.1, es la siguiente:

Tipo	Campos
Tipo 1	Caparroso-Pijije-Escuintle, Sen, Chinchorro, Paredón y Sunuapa
Tipo 2	Magallanes-Tucán-Pajonal, Ogarrio, San Ramón y Santuario
Tipo 3	Bellota, Cárdenas, Edén-Jolote y Mora
Tipo 4	Cinco Presidentes y Cunduacán
Tipo 5	Escarbado, Chipilín, Artesa, Chintul, Comoapa, Secadero y Topén
Tipo 6	Arroyo Prieto, Blasillo, Lacamango, Los Soldados, Moloacán, Otates, Rodador, Carrizo, Ayapa, Castarrical, Tintal y Tupilco
Tipo 7	Bacal, Cerro Nanchital, Luna-Palapa, Fénix, Jacinto, Agave, Carmito, Catedral, Chiapas-Copanó, Giraldas, Iris, Mundo Nuevo, Muspac, Nicapa y Sitio grande
Tipo 8	Cuichapa-Poniente, El Golpe, Cactus, Níspero y Río Nuevo

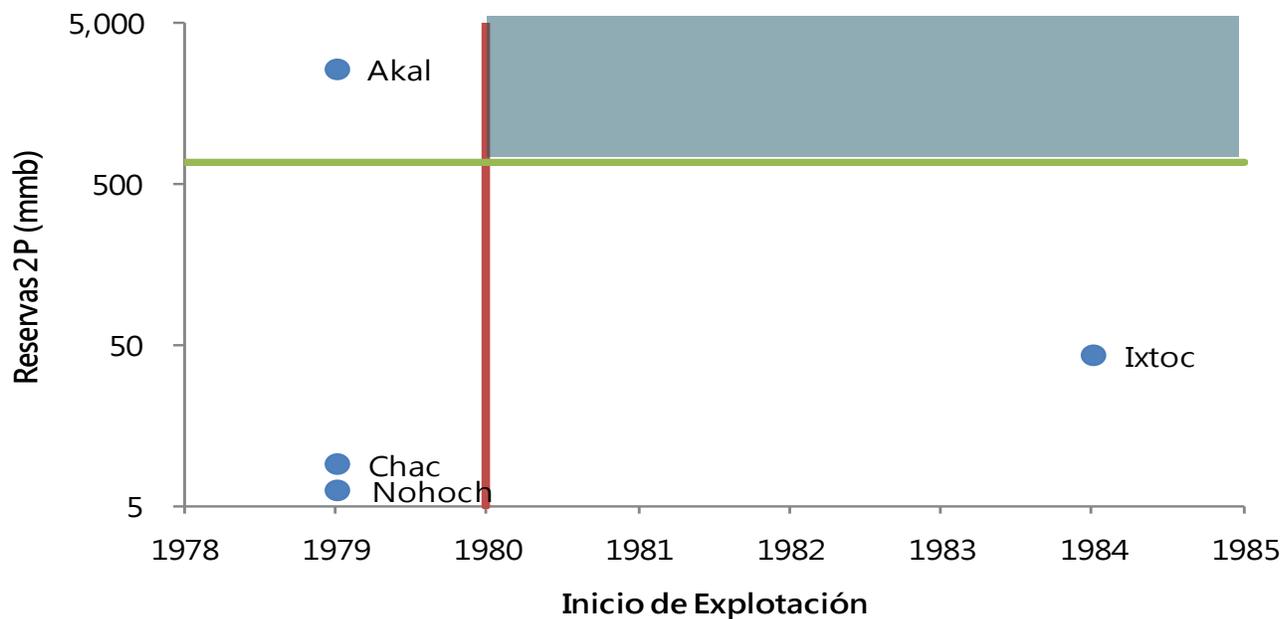
Tabla 6.3 Campos Maduros Región Sur

6.1.3. Región Marina Noreste

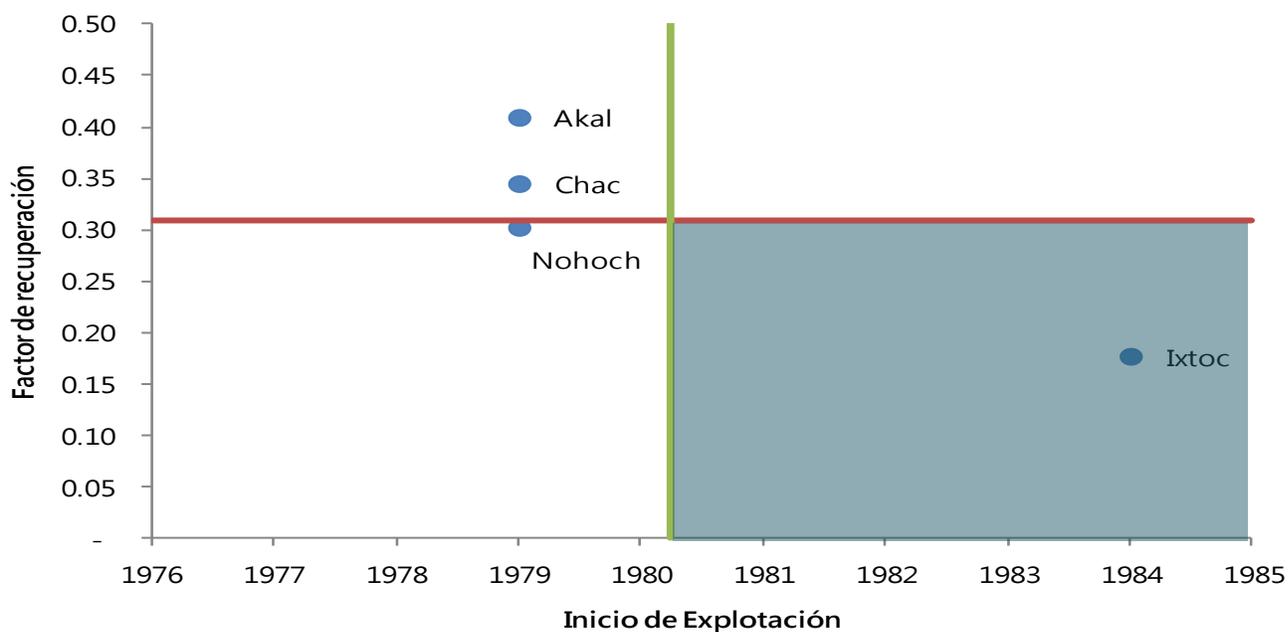
Las siguientes gráficas muestran la distribución de los Campos Maduros de la Región Marina Noreste de acuerdo a la Reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, que al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.



Gráfica 6.7 Factor de recuperación vs. Reserva 2P



Gráfica 6.8 Reserva 2P vs. Inicio de Explotación



Gráfica 6.9 Factor de recuperación vs. Inicio de Explotación

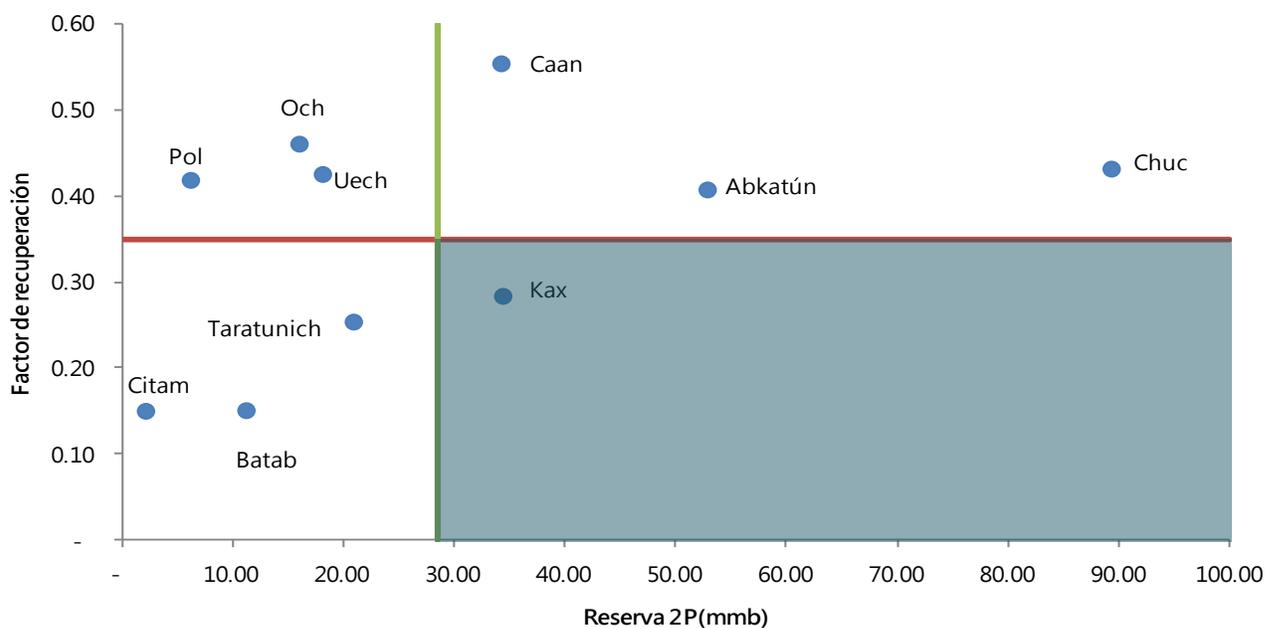
La clasificación de los campos de aceite de la Región Marina Noreste a partir de las gráficas 6.7, 6.8, 6.9 y de la tabla 6.1, es la siguiente:

Tipo	Campos
Tipo 4	Akal
Tipo 5	Ixtoc
Tipo 6	Nohoch
Tipo 8	Chac

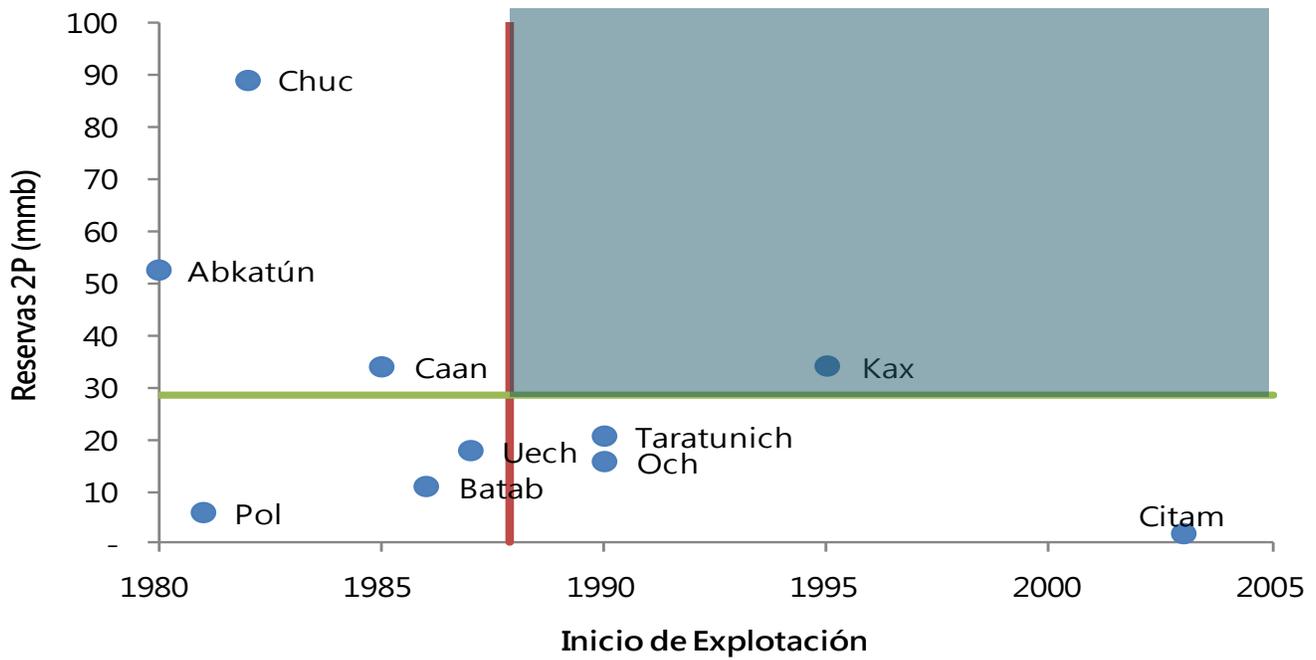
Tabla 6.4 Campos Maduros Región Marina Noreste

6.1.4. Región Marina Suroeste

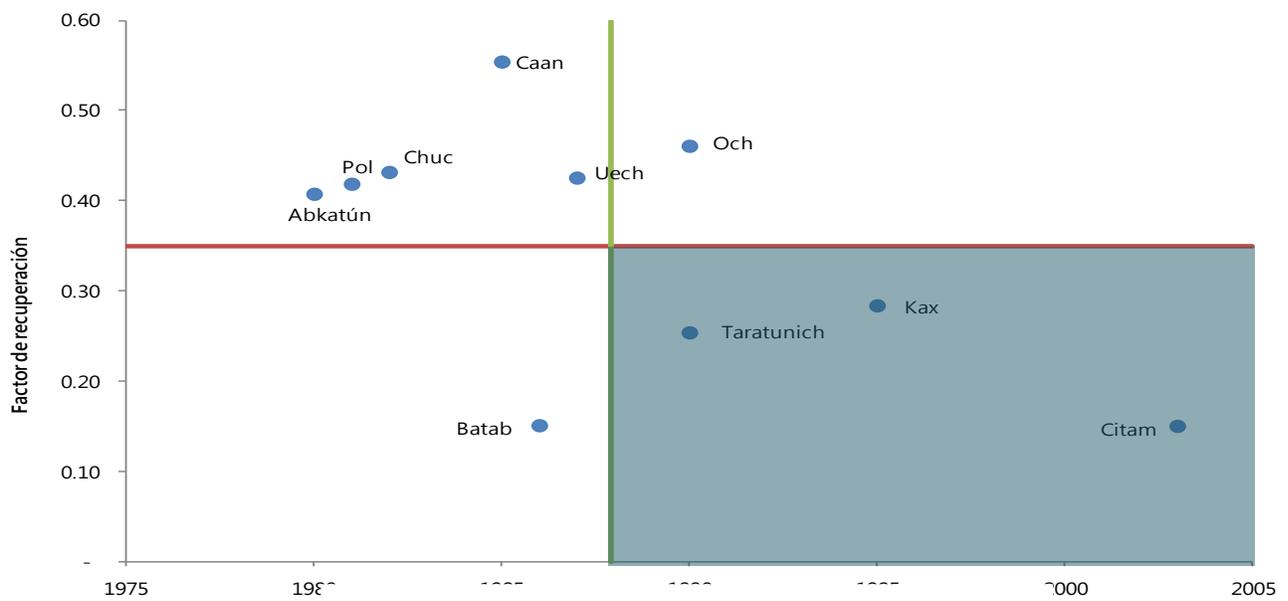
Las siguientes gráficas muestran la distribución de los Campos Maduros de la Región Marina Suroeste de acuerdo a la Reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, que al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.



Gráfica 6.10 Factor de recuperación vs. Reserva 2P



Gráfica 6.11 Reserva 2P vs. Inicio de Explotación



Gráfica 6.12 Factor de recuperación vs. Inicio de Explotación

La clasificación de los campos de aceite de la Región Marina Suroeste a partir de las gráficas 6.10, 6.11, 6.12 y de la tabla 6.1, es la siguiente:

Tipo	Campos
Tipo 1	Kax
Tipo 4	Abkatún, Caan y Chuc
Tipo 5	Citam y Taratunich
Tipo 6	Batab
Tipo 7	Och
Tipo 8	Uech y Pol

Tabla 6.5 Campos Maduros Región Marina Suroeste

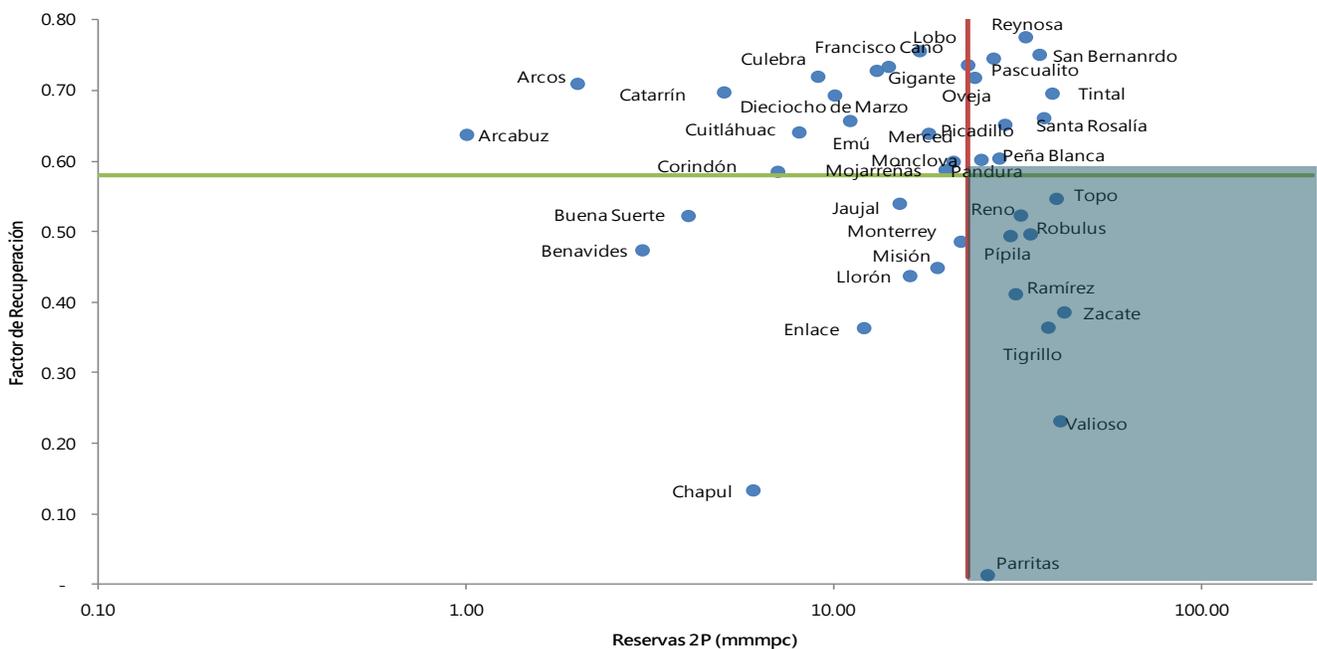
6.2. Campos Maduros de Gas no asociado en México

A continuación se muestra la distribución de los Campos Maduros de gas no asociado en México por Activo. De acuerdo con la información proporcionado por PEP se cuenta con 353 Campos Maduros en México, para el desarrollo de este trabajo sólo fueron considerados 190 campos que son aquellos que contaban con los datos completos de los tres parámetros, de los cuales 63 son campos de gas no asociado.

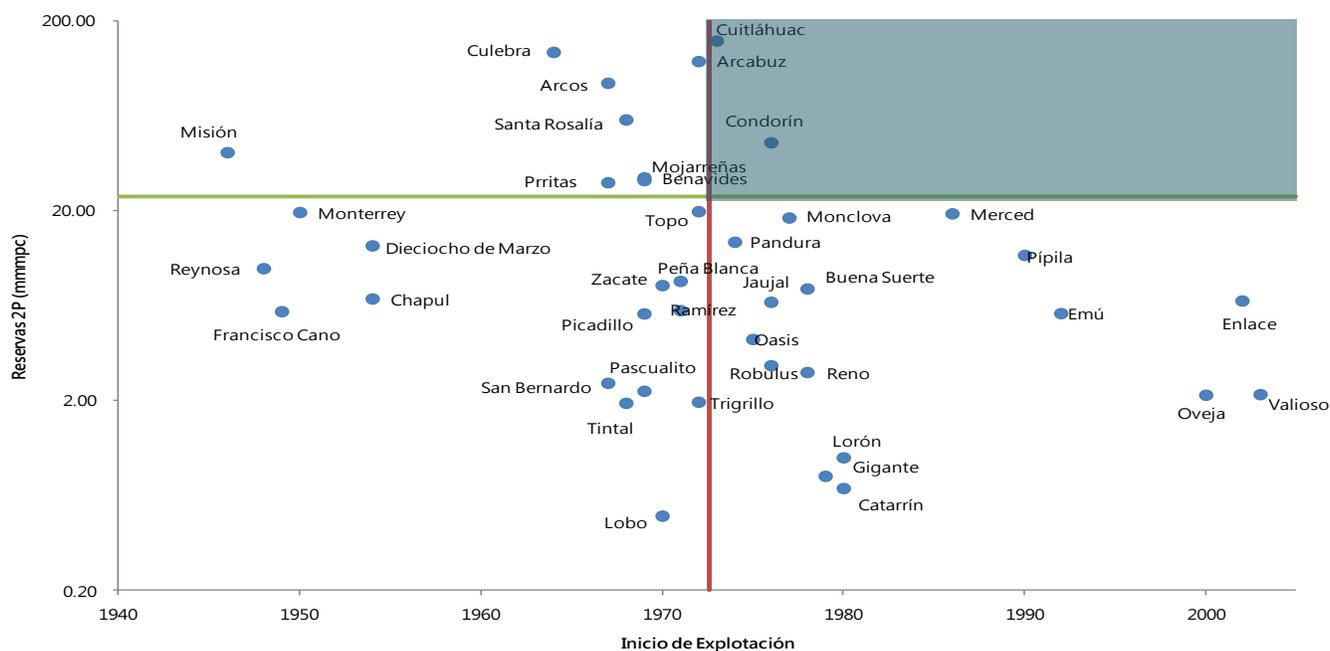
Los campos de gas no asociado fueron clasificados de acuerdo con los criterios de la tabla 6.1.

6.2.1. Activo Integral Burgos

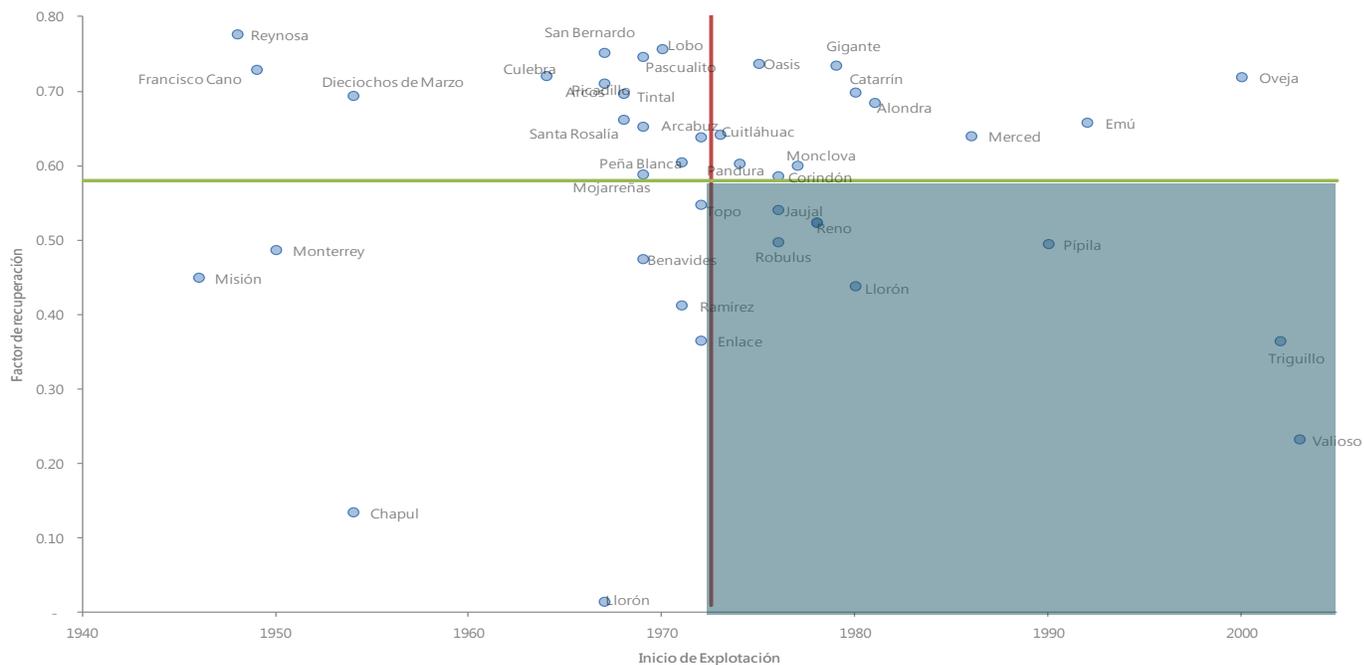
Las siguientes gráficas muestran la distribución de los Campos Maduros del Activo Integral Burgos de acuerdo a la Reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, que al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.



Gráfica 6.13 Factor de recuperación vs. Reserva 2P



Gráfica 6.14 Reserva 2P vs. Inicio de Explotación



Gráfica 6.15 Factor de recuperación vs. Inicio de Explotación

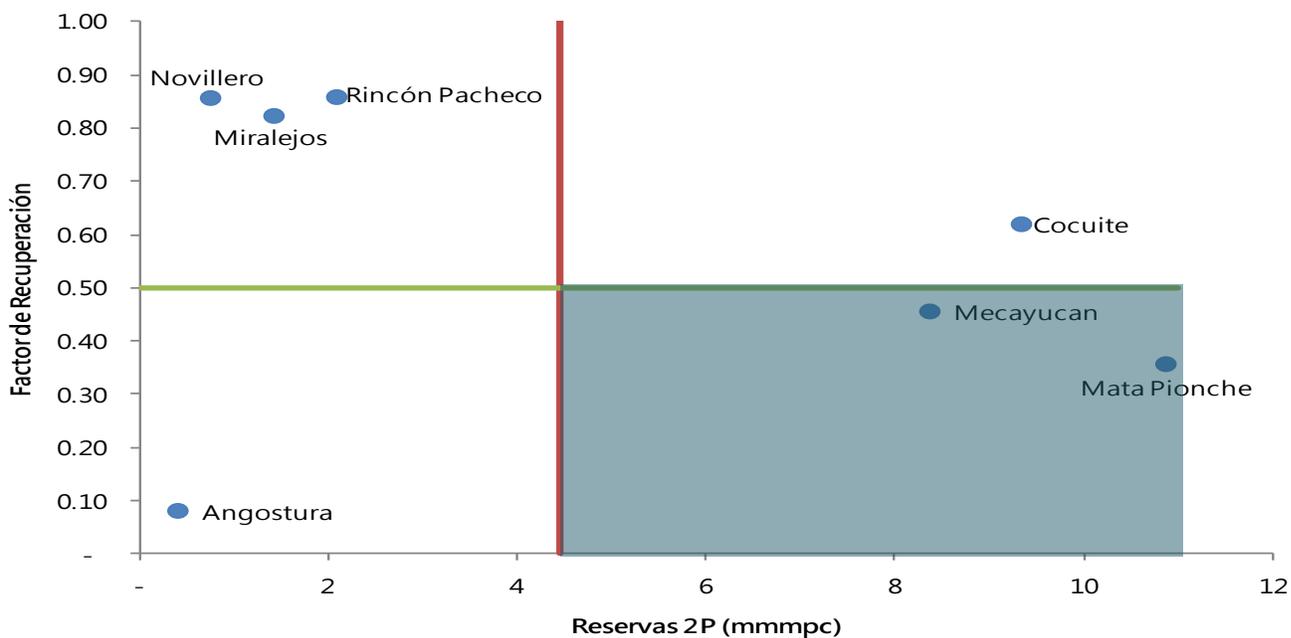
La clasificación de los campos de gas no asociado del Activo Integral Burgos a partir de las gráficas 6.13, 6.14, 6.15 y de la tabla 6.1, es la siguiente:

Tipo	Campos
Tipo 2	Benavides, Misión y Parritas
Tipo 3	Corindón y Cuitláhuac
Tipo 4	Arcabuz, Arcos, Culebra, Mojarreñas y Santa Rosalía
Tipo 5	Buena Suerte, Enlace, Jaujal, Llorón, Pípila, Reno, Robulus y Valioso
Tipo 6	Chapul, Monterrey, Ramírez, Tigrillo, Topo y Zacate
Tipo 7	Alondra, Catarrín, Emú, Gigante, Merced, Monclova Oasis, Oveja y Pandura
Tipo 8	Clavel, Dieciocho de Marzo, Francisco Cano Lobo, Pascualito, Peña Blanca, Picadillo, Reynosa San Bernardo y Tinta

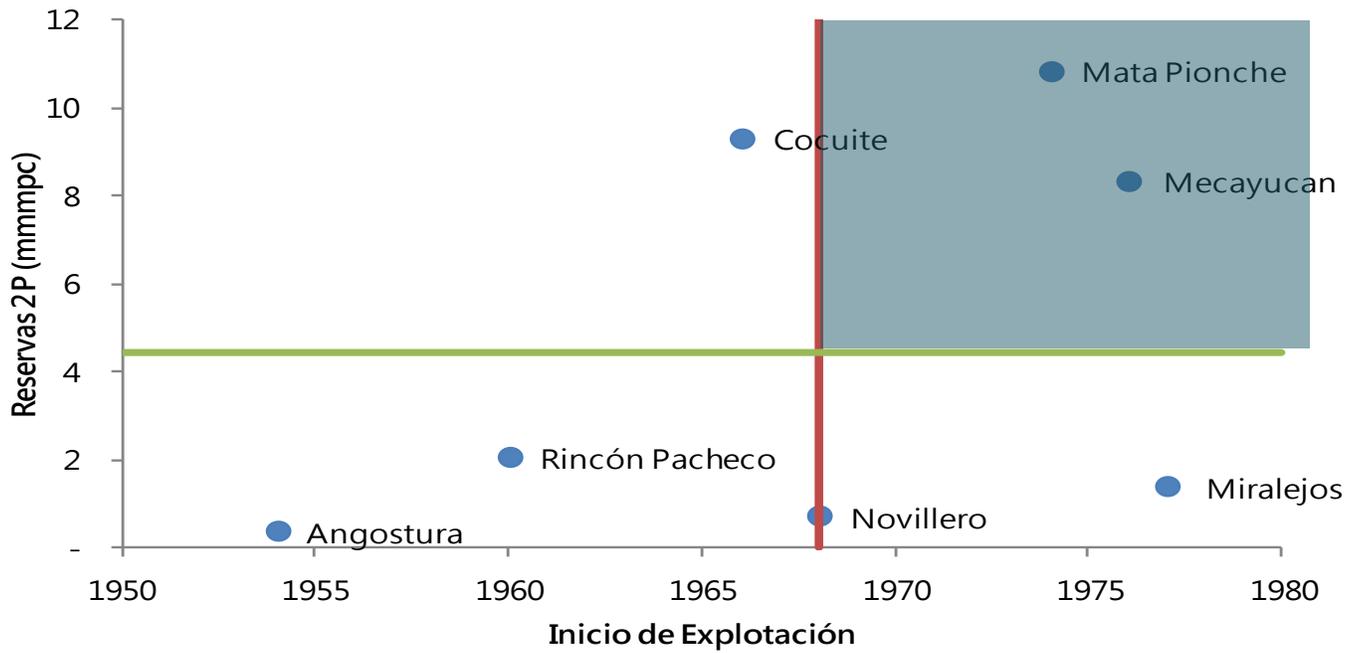
Tabla 6.6 Campos Maduros Activo Integral Burgos

6.2.2. Activo Integral Veracruz

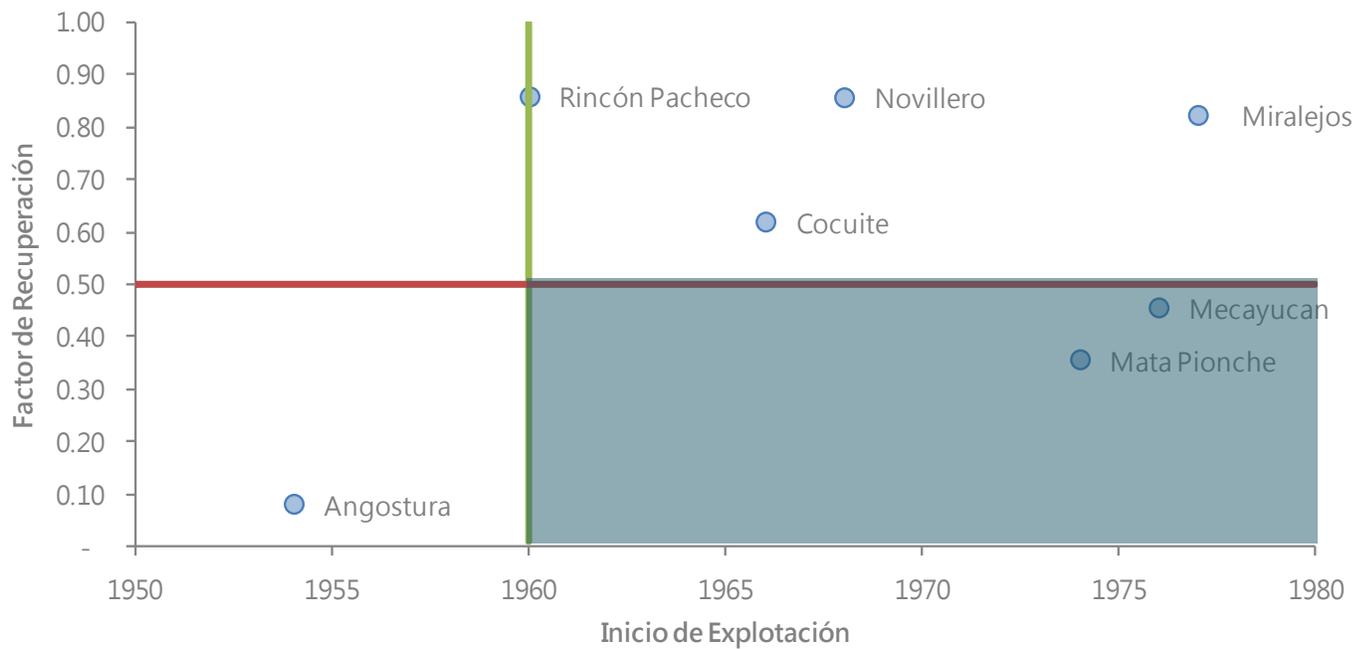
Las siguientes gráficas muestran la distribución de los Campos Maduros del Activo Integral Veracruz de acuerdo a la Reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, que al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.



Gráfica 6.16 Factor de recuperación vs. Reserva 2P



Gráfica 6.17 Reserva 2P vs. Inicio de Explotación



Gráfica 6.18 Factor de recuperación vs. Inicio de Explotación

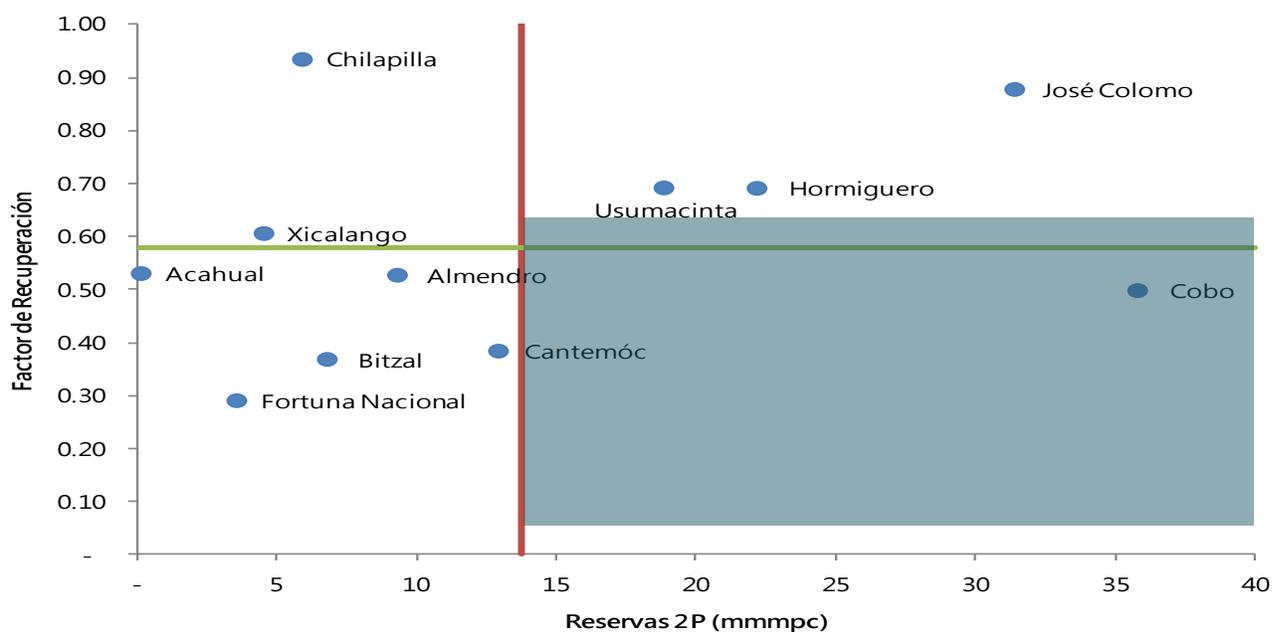
La clasificación de los campos de gas no asociado del Activo Integral Veracruz a partir de las gráficas 6.16, 6.17, 6.18 y de la tabla 6.1, es la siguiente:

Tipo	Campos
Tipo 1	Mata Pionche y Mecayucan
Tipo 4	Cocuite
Tipo 6	Angostura
Tipo 7	Miralejos y Novillero
Tipo 8	Rincón Pacheco

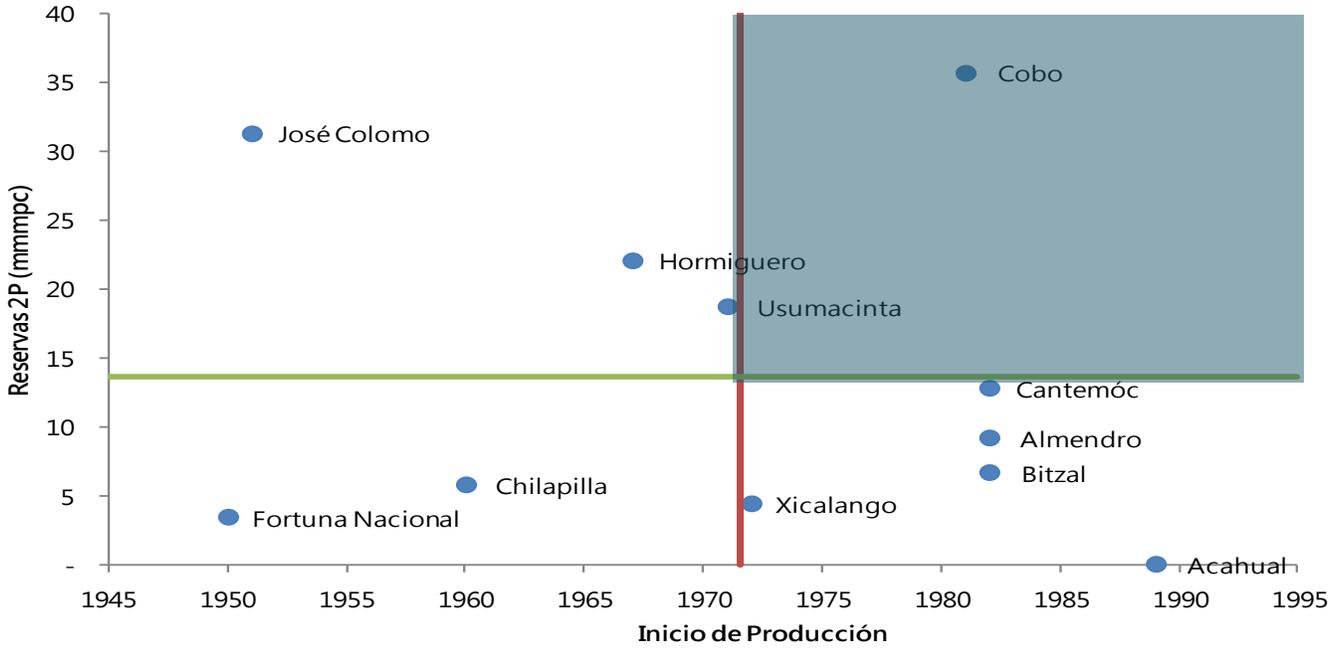
Tabla 6.7 Campos Maduros Región Activo Integral Veracruz

6.2.3. Activo Integral Macuspana

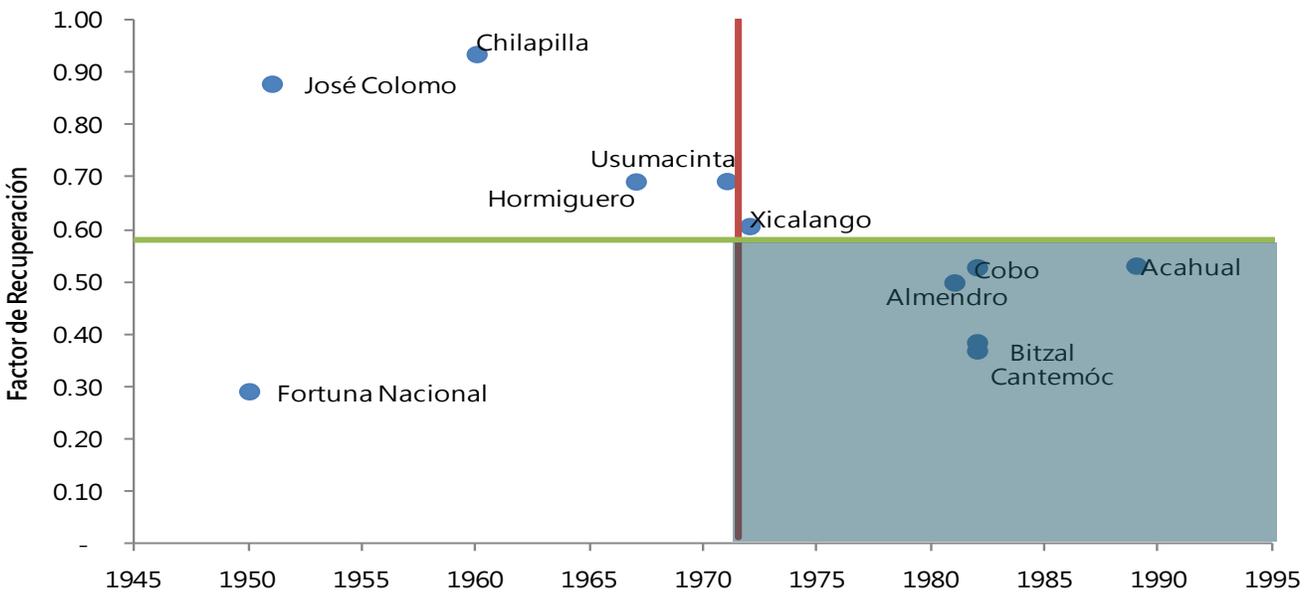
Las siguientes gráficas muestran la distribución de los Campos Maduros del Activo Integral Macuspana de acuerdo a la Reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, que al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.



Gráfica 6.19 Factor de recuperación vs. Reserva 2P



Gráfica 6.20 Reserva 2P vs. Inicio de Explotación



Gráfica 6.21 Factor de recuperación vs. Inicio de Explotación

La clasificación de los campos de gas no asociado del Activo Integral Macuspana a partir de las gráficas 6.19, 6.20, 6.21 y de la tabla 6.1, es la siguiente:

Tipo	Campos
Tipo 1	Cobo
Tipo 4	Hormiguero, José Colomo y Usumacinta
Tipo 5	Achual, Almendro, Bitzal y Cantemóc
Tipo 6	Fortuna Nacional
Tipo 7	Xicalango
Tipo 8	Chilapilla

Tabla 6.8 Campos Maduros Activo Integral Macuspana

6.3. Análisis general

Partiendo de los resultados obtenidos de la clasificación de campos maduros se reagruparon los mismos para poder tener un panorama general de aquellos campos que cumplieron con los criterios establecidos para categorizarlos desde tipo 1 hasta tipo 8, de las 4 regiones y poder proponer una estrategia de explotación para dichos campos.

En las tablas 6.9 y 6.10 se muestran 190 campos maduros de aceite y gas, de los cuales solo 9 se ubicaron en tipo 1 de aceite y 3 de gas, se encuentran enlistados de acuerdo al volumen de su reserva 2p de mayor a menor, ya que fue el parámetro que se considero más importante. Donde se presentan la mayor cantidad de campos maduros es en los tipos 5,6 y 7, dado el orden de jerarquización los tipos 5 son de mayor interés, aunque representan bajos volúmenes de reserva 2p comparados con los tipo 1-4 pero dan la posibilidad de aumentar su factor de recuperación.

Un aspecto importante de resaltar, es que algunos campos cuentan con volúmenes considerables de reservas 2p y se esperaban ser ubicados entre el tipo 1 o 2, se encuentran distribuidos entre los tipo 3 y 4, debido a que son afectados por los parámetros de tiempo y factor de recuperación, pero no por ello son descartados, dentro de la estrategia se buscará darles viabilidad para que sigan en explotación.

La estrategia sólo se concentrará en los campos de aceite debido a la importancia que tienen por el hecho de que se tiene una mayor oportunidad de explotarse debido a los altos precios del aceite.

Campos de Aceite

Tipo	Campos
Tipo 1	Caparroso-Pijije-Escuintle, Sen, Arenque, Sunuapa, Chinchorro, Kax, Paredón y Carpa
Tipo 2	Ogarrio, San Ramón, Tamaulipas Constituciones, Pánuco, Magallanes-Tucán-Pajonal, Santuario, Cacalilao y Ebano Chapacao
Tipo 3	Cárdenas, Mora, Bellota y Edén-Jolote
Tipo 4	Akal, Cunduacán, Poza Rica, Chuc, Abkatún, Caan, Cinco Presidentes, Tres Hermanos y San Andrés
Tipo 5	Ixtoc, Taratunich, Atún, Comoapa, Escarbado, Aguacate, Citam, Lobina, Chintul, Chipilín, Artesa, Solís Tierra Amarilla, Secadero, Tejada, Topén, Castillo de Teayo, Pontón, Zapotalillo, La Laja y Mesa Chica
Tipo 6	Tupilco, Rodador, Blasillo, Tintal, Batab, Otates, Nohoch, Carrizo, Lacamango, Altamira, Los Soldados, Angostura, Castarrical, Salinas Barco Caracol, Moloacán, Arroyo Prieto, Limón, Topila, Barcodón, Cerro del Carbón, Nuevo Progreso, Ayapa, Gran Morelos y San Diego Chiconcillo
Tipo 7	Chiapas-Copanó, Jacinto, Och, Luna-Palapa, Sur de Amatlán, Toteco Cerro Azul, Marsopa, Muspac, Tierra Blanca Chapopote Núñez, Giraldas, Agave, Cerro Nanchital, Rancho Nuevo, Bacal, Juan Felipe, Tepetate Norte Chinampa, Riachuelo, Mozutla, Mundo Nuevo, Fénix, Catedral, Muro, Sitio grande, Iris, Potrero del Llano Horcones, Alazán, Alamo San Isidro, Zacamixtle, Cerro Viejo, Tecolutla, Horcón, Pirámide, Carmito, Nicapa y Paso de Oro
Tipo 8	Cactus, Uech, El Golpe, Chac, Nispero, Pol, Santa Agueda, Jiliapa, Corcovado, Acuatempa, Moralillo, Hallazgo, Ezequiel Ordóñez, Ocoatepec, Copal, Cuichapa-Poniente, Miguel Hidalgo, Mesa Cerrada, Río Nuevo y Chichimantla

Tabla 6.9 Campos Maduros de Aceite

Campos de Gas

Tipo	Campos
Tipo 1	Cobo, Mata Pionche y Mecayucan
Tipo 2	Misión, Benavides y Parritas
Tipo 3	Cuitláhuac y Corindón
Tipo 4	Culebra, Arcabuz, Arcos, Santa Rosalía, José Colomo, Mojarreñas, Hormiguero, Usumacinta y Cocuite
Tipo 5	Cantemóc, Pípila, Almendro, Buena Suerte, Bitzal, Enlace, Jaujal, Robulus, Reno, Valioso, Llorón y Acahual
Tipo 6	Topo, Monterrey, Zacate, Chapul, Ramírez, Fortuna Nacional, Tigrillo y Angostura
Tipo 7	Alondra, Merced, Monclova, Pandura, Emú, Xicalango, Oasis, Oveja, Miralejos, Gigante, Novillero y Catarrín
Tipo 8	Dieciocho de Marzo, Reynosa, Peña Blanca, Francisco Cano, Chilapilla, Picadillo, San Bernardo, Pascualito, Rincón Pacheco, Tinta y Lobo

Tabla 6.10 Campos Maduros de Gas

6.4. Estrategia de explotación de los campos que PEMEX consideró como Campos Maduros

Se debe considerar que la mayoría de los campos que PEMEX seleccionó como Campos Maduros, se encuentran actualmente en explotación, por lo que al mencionarlos dentro de la presente estrategia, significaría orientar las inversiones en métodos de recuperación secundaria o mejorada, optimización de la infraestructura, instalación de sistemas artificiales de producción, entre otros.

De acuerdo con la clasificación realizada, se cuenta con una serie de campos divididos en ocho tipos. Los cuatro primeros tipos son aquellos que tienen mayor reserva 2P a la del promedio de los campos maduros de la Región, mientras que los últimos cuatro tipos son los que cuentan con una reserva 2P menor al mismo promedio. Respecto del factor de recuperación, los campos tipo 1, 2, 5 y 6, tienen un factor de recuperación menor al promedio.

Basados en lo anterior y en un análisis de la situación geográfica y de la infraestructura de los campos, se presenta la siguiente estrategia. Cabe resaltar que se establece prioridad y jerarquización atendiendo a la clasificación obtenida del análisis general de los campos maduros de aceite y el alcance de la inversión orientándola a los campos candidatos.

Los campos tipo 1, dados los criterios establecidos, son los campos con mejores oportunidades de desarrollo, por su alto volumen de reservas, bajo factor de recuperación y poco tiempo en explotación. La única excepción en este rubro sería el campo Carpa, que es un campo marino (en aguas someras, frente a las costas del norte de Veracruz), que no cuenta con infraestructura de recolección, por lo que la inversión en el desarrollo de ese campo tendería a incrementarse. Resalta el campo Arenque, en aguas someras del Golfo de México, con un potencial muy importante, ya que su factor de recuperación es de apenas 11%.

Los campos tipo 2, presentan una oportunidad muy buena para PEMEX, ya que en su totalidad cuentan con infraestructura, y con una reserva 2P conjunta de 243 millones de barriles de crudo. Además de estar localizados en tierra y contar con una gran cantidad de información histórica.

Los campos tipo 3, también presentan una buena oportunidad de desarrollo, pero con la particularidad de poseer factores de recuperación altos, lo que implica que son campos ideales para implementar métodos de recuperación secundaria y mejorada. El volumen conjunto de reserva 2P es de 176 millones de barriles de crudo, por lo que en estos campos un análisis

económico profundo, permitirá conocer la mejor opción de desarrollo para la extracción del crudo en estos campos.

Los campos tipo 4, representan un volumen muy atractivo, sin considerar el campo Akal la reserva 2P es de 546 millones de barriles de crudo, mientras que Akal posee una reserva 2P de 2,645 millones de barriles de crudo. Debido al alto factor de recuperación, y a que en estos campos si se han aplicado métodos de recuperación secundaria, la estrategia a seguir en estos campos sería la conceptualización e implementación de métodos de recuperación mejorada. Por lo que en estos campos, es fundamental la evaluación económica del desarrollo.

A partir de este tipo de campo (tipo 5) y hasta el tipo 8, los volúmenes de reservas 2P son menores, de ahí que decrezca el interés en el desarrollo de estos campos. Para el caso particular de los campos tipo 5, se podría orientar una potencial inversión a los campos Ixtoc y Taratunich, ambos en aguas someras de las Cuencas del Sureste y con infraestructura instalada. No obstante, hay campos como Pontón, Lobina y La Laja, en la Región Norte, que no cuentan con infraestructura y su volumen de reservas 2P conjunto apenas representa 2 millones de barriles de crudo.

Dentro de los campos tipo 6, todos cuentan con infraestructura y se encuentran en tierra, salvo los campos Nohoch y Batab que se localizan en aguas someras de las Cuencas del Sureste. Para estos campos, PEMEX podría analizar la opción de licitarlos a través de los Contratos Integrales de Exploración y Producción, que se aplicaron en la Región Sur en 2011. Una alternativa para analizar sería que dada la cercanía entre algunos de estos campos, se podría pensar en un desarrollo conjunto.

Los campos tipo 7 y tipo 8, son los que presentan las características más desfavorables de todos los campos analizados, ya que su reserva 2P es menor al promedio y su factor de recuperación es elevado. A pesar que todos campos cuentan con infraestructura y se encuentran en zonas desarrolladas, el atractivo para su explotación es mínimo. Resaltan sólo algunos campos como Jacinto y Cactus, con reservas 2P de 16 y 19 millones de barriles de crudo, pero con factores de recuperación de 37 % y 31 %, respectivamente. Basado en la propuesta de desarrollo, se puede observar que los campos más atractivos para invertir son los tipo 1 a 4, por lo que se recomienda que PEMEX sea quien promueva su desarrollo, no obstante, en los campos tipo 5 a 8, se puede recomendar que PEMEX evalúe la conveniencia de licitar estos campos bajo el nuevo régimen de Contratos Integrales de Exploración y Producción, ya que es posible que se puedan encontrar compañías que posean estructuras de costos más adecuadas para explotar campos con

características técnicas más complicadas, dejando que PEMEX se enfoque en el desarrollo de campos más productivos en donde ha demostrado fortaleza.

Las tablas 6.11, 6.12 y 6.13 muestran los campos maduros de aceite que se consideraron para este trabajo, así como su reserva 2P, la clasificación de madurez así como la estrategia propuesta para estos campos.

Tipo	Campo	Reserva 2P (mmb)	Estrategia
1	Caparroso-Pijje-Escuintle	146.62	Los campos más atractivos para invertir son los tipo 1 a 4, por lo que se recomienda que PEMEX sea quien promueva su desarrollo
	Sen	129.27	
	*Arenque	58.31	
	Sunuapa	46.07	
	Chinchorro	36.19	
	Kax	34.34	
	Paredón	22.16	
	*Carpa	14.74	
2	*Ogarrio	59.05	
	*San Ramón	38.51	
	*Tamaulipas Constituciones	35.85	
	*Pánuco	25.40	
	*Magallanes-Tucán-Pajonal	24.74	
	Santuario	24.08	
	*Cacalilao	23.50	
	*Ebano Chapacao	11.95	
3	Cárdenas	72.10	
	Mora	40.95	
	Bellota	31.98	
	Edén-Jolote	30.78	
4	Akal	2,644.24	
	Cunduacán	205.57	
	Poza Rica	121.54	
	Chuc	89.28	
	Abkatún	52.80	
	Caan	34.18	
	*Cinco Presidentes	25.25	
	Tres Hermanos	9.40	
	San Andrés	7.55	

Tabla 6.11 Campos Maduros en México

Tipo	Campo	Reservas 2P (mmb)	Estrategia
5	Ixtoc	43.84	Los campos tipo 5 a 8, se puede recomendar que PEMEX evalúe la conveniencia de licitar estos campos bajo el nuevo régimen de Contratos Integrales de Exploración y Producción, ya que es posible que se puedan encontrar compañías que posean estructuras de costos más adecuadas para explotar campos con características técnicas más complicadas, dejando que PEMEX se enfoque en el desarrollo de campos más productivos en donde ha demostrado fortaleza.
	Taratunich	20.86	
	*Atún	5.77	
	Comoapa	5.50	
	Escarbado	5.07	
	Aguacate	4.92	
	Citam	2.09	
	*Lobina	1.81	
	Chintul	1.48	
	Chipilín	1.45	
	Artesa	1.12	
	Solís Tierra Amarilla	0.82	
	Secadero	0.61	
	Tejada	0.37	
	Topén	0.32	
	Castillo de Teayo	0.16	
	Pontón	0.32	
	Zapotalillo	0.08	
	La Laja	0.06	
Mesa Chica	0.01		
6	Tupilco	19.73	
	*Rodador	16.59	
	*Blasillo	16.51	
	Tintal	14.09	
	Batab	11.16	
	*Otates	6.95	
	Nohoch	6.31	
	Carrizo	5.00	
	Lacamango	4.70	
	*Altamira	4.67	
	Los Soldados	3.58	
	Angostura	2.50	
	Castarrical	2.10	
	*Salinas Barco Caracol	1.70	
	Moloacán	1.45	
	Arroyo Prieto	1.40	
	*Limón	1.09	
	*Topila	0.82	
	*Barcodón	0.77	
	Cerro del Carbón	0.55	
Nuevo Progreso	0.50		
Ayapa	0.49		
Gran Morelos	0.24		
San Diego Chiconcillo	0.20		

Tabla 6.12 Campos Maduros en México

Tipo	Campo	Reserva 2P (mmb)	Estrategia
7	Chiapas-Copanó	17.42	Los campos tipo 5 a 8, se puede recomendar que PEMEX evalúe la conveniencia de licitar estos campos bajo el nuevo régimen de Contratos Integrales de Exploración y Producción, ya que es posible que se puedan encontrar compañías que posean estructuras de costos más adecuadas para explotar campos con características técnicas más complicadas, dejando que PEMEX se enfoque en el desarrollo de campos más productivos en donde ha demostrado fortaleza.
	Jacinto	16.01	
	Och	15.96	
	Luna-Palapa	12.06	
	Sur de Amatlán	5.65	
	Toteco Cerro Azul	4.91	
	*Marsopa	3.80	
	Muspac	2.93	
	Tierra Blanca Chapopote Núñez	2.76	
	Giraldas	2.09	
	Agave	1.72	
	Cerro Nanchital	1.54	
	Rancho Nuevo	1.54	
	Bacal	1.39	
	Juan Felipe	1.32	
	Riachuelo	0.73	
	Mozutla	0.56	
	Mundo Nuevo	0.56	
	Fénix	0.54	
	Catedral	0.46	
	Muro	0.40	
	Sitio grande	0.39	
	Iris	0.39	
	Potrero del Llano Horcones	0.37	
	Alazán	0.30	
	Alamo San Isidro	0.28	
	Zacamixtle	0.28	
Tecolutla	0.21		
Horcón	0.10		
Pirámide	0.05		
Carmito	0.02		
Nicapa	0.01		
Paso de Oro	0.01		
8	Cactus	19.09	
	Uech	18.07	
	El Golpe	9.59	
	Chac	9.21	
	Nispero	7.60	
	Pol	6.15	
	Santa Agueda	4.45	
	Jiliapa	4.25	
	*Corcovado	1.17	
	Acuatempa	1.16	
	Moralillo	1.08	
	Hallazgo	0.87	
	Ezequiel Ordóñez	0.82	
	Ocotepec	0.49	
	Copal	0.42	
	Cuichapa-Poniente	0.39	
	Miguel Hidalgo	0.27	
Mesa Cerrada	0.26		
Río Nuevo	0.12		
Chichimantla	0.10		

Tabla 6.13 Campos Maduros en México

En las tablas anteriores los campos marcados con un asterisco pudieran estar dentro del inventario de campos marginales aprobado por la SHCP, lo que significaría un beneficio en este tipo de campos al contar con un régimen fiscal especial.

Conclusiones

- ✓ Una óptima explotación de los campos petroleros, debería llevarse a cabo a través de los conceptos de Administración Integral de Yacimientos, en el caso particular de los campos maduros, la Administración Integral de Yacimientos toma una mayor relevancia, ya que es una de las mejores herramientas para el empleo adecuado de los recursos económicos, tecnológicos y humanos, ayudando a maximizar la recuperación de hidrocarburos, minimizando la inversión de capital y los costos de operación, por lo que se obtiene así el máximo valor económico de un campo
- ✓ Debido a la continua declinación de los principales campos de hidrocarburos de México y que se ha pasado de un escenario de fácil producción, a otro en el que ésta se ha tornado más compleja y menos rentable, se concibió y se ha puesto en operación un modelo para hacer frente a las nuevas condiciones de la industria. Dicho modelo está basado, entre otros preceptos, en modificaciones del marco jurídico aplicable a la industria petrolera, preservando la propiedad sobre los hidrocarburos, plasmada en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- ✓ Sobre la base de la literatura existente se concluye que es factible establecer una definición de campo maduro unificando parámetros para su elaboración. Por lo tanto, se propone que un campo maduro de aceite será aquel que su producción acumulada sea mayor que el 40% de la reserva original 2P de aceite, o bien, aquel cuya producción acumulada haya superado el 25% de la reserva original 2P de aceite, y además, que su factor de recuperación sea mayor al 30% y que tenga más de 30 años en explotación. En el caso que se tomen en cuenta los promedios de una región, un campo maduro, ya sea de aceite o de gas, será aquel cuyo volumen de reserva 2P, sea menor al promedio de los campos, y además su factor de recuperación sea mayor al promedio de los campos considerados.
- ✓ Muchos de los campos maduros se han dejado de lado por una merma en la rentabilidad, misma que pudo estar condicionada por factores como los precios de los hidrocarburos, la tecnología o bien la falta de conocimiento del campo. No obstante, es importante hacer una

re-evaluación de éste tipo de campos para precisar el volumen remanente, su distribución y sus principales características, y basado en estos resultados, implementar las mejores prácticas para la explotación de los hidrocarburos. Considerando principalmente que en la actualidad el avance tecnológico proporciona herramientas y métodos que permiten hacer rentable la explotación de un campo que había dejado de serlo.¹

- ✓ De acuerdo con la información proporcionada por PEMEX a través del IFAI, y considerando sólo los campos con información completa para el análisis, totalizan un volumen de reservas 2P de 4.513 (mmmb) de crudo en 190 campos. Esta cifra es equiparable con las reservas probadas de crudo de Egipto (4.5 mmmb), Indonesia (4.2 mmmb) Australia (4.1 mmmb) y por encima de países como Yemen (2.7 mmmb), Argentina (2.5 mmmb) y Siria (2.5 mmmb).
- ✓ En lo que respecta al gas natural, de manera análoga, el volumen de reservas 2P para los 190 campos seleccionados, es de 7209 (mmmpc), que se equipara con las reservas probadas de Bahrein (77000 mmmpc) y por encima de países como Colombia (44000mmmpc) y Polonia (4000mmmpc).²
- ✓ Se establecieron criterios para elaborar un índice de madurez y poder jerarquizar los campos de acuerdo a su viabilidad técnica y económica, considerando únicamente los parámetros de reserva 2P, factor de recuperación y tiempo de explotación. Con base en lo anterior, se tendría que realizar un análisis campo por campo, más profundo y considerando las características petrofísicas, propiedades de los fluidos, infraestructura instalada, entre otras.
- ✓ La estrategia de explotación de los campos, fue planteada tomando los campos que PEMEX consideró como maduros.
- ✓ La estrategia presentada, se refiere a una propuesta de desarrollo de campos, sin que eso signifique que PEMEX no lo esté haciendo. Está basada principalmente bajo la premisa de

¹ Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, aunado a la continúa declinación de la producción de los principales campos como Cantarell, Pemex se ve en la necesidad de mitigar la pérdida de producción a través de nuevos proyectos como la reactivación de campos maduros.

² Datos de reservas para el 31 de diciembre de 2010. Con datos de BP y PEMEX.

que PEMEX no cuenta con recursos económicos ilimitados para invertir en todos los campos petroleros, por lo que debe existir una forma en la que se decida por los proyectos a los que se enfocarán las inversiones, por supuesto, esta forma de selección debe pasar por una decisión técnica, que a través del tiempo se materialice en beneficios para la empresa y en consecuencia para el país, de ahí que la propuesta de desarrollo, se base en parámetros técnicos.

- ✓ Basado en la propuesta de desarrollo, se puede observar que los campos más atractivos para invertir son los tipo 1 a 4, por lo que se recomienda que PEMEX sea quien promueva su desarrollo, no obstante, en los campos tipo 5 a 8, se puede recomendar que PEMEX evalúe la conveniencia de licitar estos campos bajo el nuevo régimen de Contratos Integrales de Exploración y Producción, ya que es posible que se puedan encontrar compañías que posean estructuras de costos más adecuadas para explotar campos con características técnicas más complicadas, dejando que PEMEX se enfoque en el desarrollo de campos más productivos en donde ha demostrado fortaleza.
- ✓ Es importante explorar y realizar nuevas técnicas para la selección de los campos maduros basados en metodologías como análisis de portafolio, análisis de frontera de eficiencia, entre otros.

Referencias

1. Rodríguez, R., Principios de Mecánica de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, 1975.
2. Satter, A. y Thakur, G., Integrated Petroleum Reservoir Management: A team Approach, PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma EUA, 1994.
3. Satter, A. et. al., Integrated Reservoir Management, artículo SPE 22350, marzo 1992.
4. Loreto, E., Apuntes de la clase de Recuperación Secundaria y Mejorada, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.
5. Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Pemex, Anuario 2007.
6. Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México, CNH, junio 2010.
7. Satter, A., Baldwin, J., Jespersen, R., Computer-Assisted Reservoir Management, PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma EUA, 2000.
8. Donaldson E, et al., Enhanced Oil Recovery, II-Processes and Operations, Developments in Petroleum Science. Amsterdam, 1989.
9. Thakur, G.C., What is Reservoir Management, artículo SPE 26289, junio 1996.
10. Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX ,2010.
11. Pérez, L., Prensa y Petróleo: Revisión Hemerográfica de los Convenios de abril de 1942, Tesis para obtener el título de licenciado en Historia, UNAM, 1999
12. Informe Anual 2009, PEMEX
13. Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX ,2010.
14. León, S., El sindicato que nunca estuvo, Contorno, octubre 2008
15. Diagnostico: Situación de PEMEX ,SENER-PEMEX,2008
16. Baker,G., PEMEX : Una industria petrolera no sustentable, Energía a debate, febrero2006
17. Ley de Petróleo Mexicanos.
18. Soriano, C., El Plan del Marketing Personal, Biblioteca de manuales prácticos de marketing, Ed. Díaz de Santos, Madrid, 1989.
19. Fleckenstein, W., Redevelopment Activities in the Carpinteria Field Offshore Santa Barbara County, California: Slimhole Horizontals Reap Big Benefits, artículo SPE 62530-MS, junio 2000.
20. Narváez, A. y Roca, L., Reactivation of Mature Fields in Northern Mexico, artículo preparado para su presentación en el cuarto E-Exitep 2005.
21. Babadagli, T., Mature Field Development – A review, artículo SPE 93884, junio 2005.

22. Pande, P. y Clark B., Data Acquisition Design and Implementation: Opportunities and Challenges for Effective Programs in Mature Reservoirs, artículo SPE 27760, abril 1994.
23. Logan, D., et al., New Production Logging Sensors Revolutionize Water/CO₂ Conformance in the Pumping Wells of West Texas, artículo SPE 59716, marzo 2000.
24. Palasthy, G., et al., Reservoir Management Through Horizontal Well Technology in Algyo Field, artículo SPE 65495, noviembre 2000.
25. Coste, J., et al., An Innovative Approach for the Analysis of Production History in Mature Fields: A Key stage for Field Re-engineering, artículo SPE 62880, octubre 2000.
26. Stefanescu, D., et al., Applying New Technology to Optimize Mature Oil and Gas Fields, artículo SPE 94075, junio 2005.
27. Wane, B., Mature Field Revitalization: The Agbara Field Case History, Offshore Nigeria, artículo SPE 135142, septiembre 2010.
28. Fabel, G., Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning, artículo SPE 54114, marzo 1999.
29. Palke, M. y Rietz, D., The Adaptation of Reservoir Simulation Models for Use in Reserves Certification Under Regulatory Guidelines or Reserves Definitions, artículo SPE 71430, septiembre 2001.
30. Sams, M., et al., Stochastic Inversion for High Resolution Reservoir Characterization in the Central Sumatra Basin, artículo SPE 57260, octubre 1999.
31. Gustavo, G., Foro Explotación de Campos Maduros Conferencia AIPM, Cd. de México, 2011
32. Valois, P., Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural, Ed. Lumen, Brasil 2002.
33. Fabel, G., Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning, artículo SPE 54114, marzo 1999.
34. Bush, K., et al., Fife Field UK – Rejuvenation of a Mature Asset, artículo SPE 71846, septiembre 2001.
35. Naguib, M. et al., Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field, artículo SPE 64428, octubre 2000.
36. Rangel, E., Foro Explotación de Campos Maduro, Conferencia AIPM, Cd. de México, 2011.
37. Gil, E. y Chamorro, A., Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros, IHS Inc., 2006.
38. Schulte, W., et al., Current Challenges in the Brent Field, artículo SPE 26788, diciembre 1994.
39. Treballe, R., et al., Opportunities/Lessons Learnt and New Technologies for Redevelopment of a Mature Field, artículo SPE 149105, mayo 2011.
40. Ley Federal de Derechos 2011.

41. Análisis al Paquete Económico 2011 en Materia de Ingresos, Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, septiembre 2010.
42. Blaskovich, F., Historical problems with oil field rejuvenation, artículo SPE 62518, junio 200.
43. Wyman, R., How should we measure residual oil saturation, Sociedad de petroleros de Canadá , Alberta, Canadá, 2000.
44. Kazemi, H., Determination of waterflood residual oil saturation from routine core analysis, JPT, 1977.
45. Waxman, M. y Thomas, E., Electrical conductivities in oil bearing shaly sands, SPEJ, junio 1968.
46. Worthington, P. y Pallat, N., Effect of variable saturation exponent on the evaluation of hydrocarbon saturation, SPE, 1992.
47. Al-Kharusi, F., Understanding low resistivity measurements in south Oman sandstone reservoirs, Universidad Sultan Qaboos, Oman, 2001.
48. Cook, R., et al. Waterflood redevelopment of the Marmul Haima-West reservoir, Oman, artículo SPE 59296, abril 2000.
49. Fetkovich, M., Decline-curve analysis using type curves-case histories, SPE, 1987
50. Ramey, H., Interference Analysis for anisotropic formations – A case history, JPT, octubre 1975.
51. Earlougher, R., Advances in well test analysis, SPE, Dallas 1977.
52. Tomich, J., et al., Single-well tracer method to measure residual oil saturation, AIME, 1973.
53. Elkins, L., Results and Recommendations in Determination of Residual Oil Saturation, Comisión interestatal de aceite, Oklahoma, 1978.
54. Blackwell, R., Residual oil saturation and tertiary oil recovery, Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma, 1978.
55. Gil, E y Chamarro, A., Técnicas recomendadas para el aumento de la producción en campos maduros, IHS , 2009.
56. Arnold, A, et al., Manejo de la producción de agua: de residuo al recurso, Oilfield Review, Schlumberger,2004
57. Holm, L, Infill Drilling vs Tertiary Oil Recovery vs More Important,1980.
58. Durán, J. y Ruiz ,J., Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo, tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM,2009.
59. Amaya, M., et al, Revitalización de un campo maduro, Oilfield Review, Schlumberger , 2010
60. Medinaceli, M., Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América Latina 2010, OLADE, mayo 2010.

61. www.pemex.com