



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

SENER

DOCUMENTO TÉCNICO 1

(DT-1)

FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO

4 de Junio de 2010

Contenido

	Página
• Resumen Ejecutivo _____	4
• Introducción _____	6
• Elementos que influyen en la recuperación final en yacimientos de aceite y gas _____	8
1. Etapa de explotación _____	9
2. Prácticas operativas para producir y explotar un yacimiento o campo _____	10
3. Recuperación primaria o mecanismos naturales de recuperación _____	12
4. Recuperación primaria en yacimientos de gas _____	16
5. Parámetros importantes de los yacimientos que afectan la recuperación final de hidrocarburos _____	19
6. Recuperación secundaria _____	20
7. Recuperación mejorada _____	24
• Factores de recuperación en varios países _____	29
– Factores de recuperación en Noruega _____	32
– Factores de recuperación en Canadá _____	36

• Factores de recuperación en México	39
– Por Región	43
– Por Activo, en campos de aceite	45
– Por Activo, en campos de gas	48
– Campos del Activo Cantarell	49
– Campos del Activo Ku-Maloob-Zaap	53
– Campos del Activo Abkatun-Pol-Chuc	55
– Campos del Activo Burgos	57
– Campos del Activo Veracruz	60
– Campos del Activo Macuspana	61
• Discusión Técnica y Comentarios Finales	63
• Referencias	67
• Glosario	69
• Apéndices	76
I. Factores de Recuperación actuales (al 1º de enero de 2009) y últimos o finales (FRF) de los campos principales para cada Activo de PEMEX Exploración y Producción (PEP)	76
II. Mapas de las cuatro regiones de PEP y de los Activos y campos en México	91
III. Gráficas de los factores de recuperación de aceite y gas, para algunos activos de PEP	101

• RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Nacional de Hidrocarburos publica este Documento Técnico-1 (DT-1), dedicado a calcular los factores de recuperación de aceite y gas de los campos mexicanos, con información proporcionada por Petróleos Mexicanos.

Es importante destacar que se calculan y se hacen públicos los factores de recuperación actuales (FR), al 1º de enero de 2009, así como un estimado de los factores finales esperados (FRF) para los principales campos y yacimientos nacionales.

La CNH, como parte de su mandato los ha calculado, con información proporcionada por PEMEX y con estos resultados que aquí se presentan, promoverá que se aumente la recuperación final de aceite y gas de todos los yacimientos en México.

Este DT-1 está organizado en una parte inicial, donde se describen los elementos que influyen en la recuperación final de hidrocarburos en yacimientos de aceite y gas. De ellos destacan, las diferentes etapas de explotación a la que se sujetan los yacimientos en todas partes del mundo, incluido México; que se dividen en recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación mejorada.

En la etapa de recuperación primaria, se describen los cinco empujes que permiten producir por energía natural a los diferentes yacimientos, que son: Gas disuelto, capa de gas, por expansión de la roca, por el acuífero y por segregación gravitacional. Se muestran algunas gráficas de los comportamientos típicos de los yacimientos sujetos a estos empujes.

En este DT-1, se reconoce sin embargo, que la producción de los yacimientos en esta etapa de recuperación primaria, se debe en casi todos los casos a una combinación de empujes, por lo que es difícil estimar los factores de recuperación que se obtendrían en los diferentes yacimientos, para cada uno de estos empujes.

Se presenta una sección relacionada a la recuperación primaria en los yacimientos de gas, y de gas y condensado.

Se discute la relevancia de algunos parámetros físicos de los yacimientos, que son importantes en la recuperación final de los mismos.

Finalmente, en la primera parte de este DT-1, se discuten los procesos de recuperación secundaria y de recuperación mejorada que se aplican actualmente a los yacimientos en el mundo. Estos se dividen en: Procesos térmicos, procesos de inyección de gases y procesos químicos.

En la segunda parte de este documento, se presentan brevemente los factores de recuperación que se han calculado en otros países, especialmente Noruega y Canadá. En esta sección, también se muestran factores de recuperación para diversos países, calculados internacionalmente por otros autores.

La tercer parte de este DT-1, que es la principal, se dedica a presentar los factores de recuperación de aceite y gas calculados: Por región, por activo y para los principales activos los correspondientes a cada campo que forma parte de ellos.

Al final de esta última parte, se presenta una breve discusión técnica de temas que no se pudieron desarrollar en este trabajo o que existe controversia en la industria petrolera para su uso generalizado, además se hacen algunos comentarios de los resultados obtenidos y se plantean las siguientes acciones que tomará la CNH, para cumplir uno de los mandatos que le otorga la Ley que la creó.

En el Apéndice I, se presentan los factores de recuperación actuales y los esperados como finales, para los diez principales campos de cada activo de PEMEX Exploración y Producción.

Por otro lado, en el Apéndice II, se incluyen mapas de cada una de las regiones en las que esta dividida la actividad de PEMEX Exploración y Producción, así como sus activos correspondientes.

Así mismo, en el Apéndice III, se muestran a una mayor escala las gráficas de los factores de recuperación, para aquellos activos que tienen muchos campos, especialmente los que contienen gas no asociado. En este último apéndice, se incluye también la lista de campos que pertenecen a cada activo de PEP.

Finalmente, se presentan todas las referencias técnicas consultadas para elaborar este DT-1 y también un glosario de términos técnicos empleados en el documento. En este glosario, se incluye una traducción al idioma inglés de los términos mas utilizados en el DT-1.

• Introducción

El concepto moderno de la administración de yacimientos petroleros en el mundo, requiere primeramente de un conocimiento inicial de los volúmenes de aceite y gas que se encuentran en el subsuelo, conocido como el volumen original de aceite in-situ (OOIP, por sus siglas en inglés) o el volumen original de gas in situ (OGIP, también por sus siglas en inglés) del yacimiento o yacimientos que se pretenden explotar. Además de este valor, es necesario conocer cuanto de ese volumen se puede estimar que podría considerarse como reservas probadas.

Esto se debe determinar tan pronto como sea posible en la vida del campo o yacimiento y desde luego, antes de tomar las decisiones importantes de cómo se van a desarrollar y producir. Es decir, técnicamente se requiere conocer estos valores que contiene un yacimiento y con ellos, poder diseñar una estrategia de explotación, dependiendo de las características geológicas y de ingeniería petrolera que tenga el campo.

También es necesario comentar que una buena explotación de un campo se inicia aplicando los conceptos de la Administración Integral de Yacimientos, los cuales incluyen la formación de equipos multidisciplinarios o interdisciplinarios, con profesionales de varias especialidades, para poder obtener los máximos factores de recuperación posibles. Los casos mas exitosos que ha tenido la industria petrolera en la explotación de yacimientos petroleros, son aquellos en los que se empleó un equipo multidisciplinario para administrarlo.

A pesar de lo anterior, conviene recordar que la administración de yacimientos petroleros se inició a fines de los años de 1980, por lo que la industria petrolera mundial hasta antes de ese momento, estaba organizada de manera funcional^{4,16,23} *. Es decir, existían departamentos técnicos como exploración, perforación, producción, yacimientos y otros, que en lo general, operaban como áreas aisladas, la mayoría de las veces autosuficientes y que presentaban poca interacción entre ellas, sobretodo con objeto de explotar un campo integralmente.

En este Documento Técnico (DT-1) que emite la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), se presenta por primera vez en México una discusión técnica de cómo se deben calcular los factores de recuperación de los yacimientos y los elementos que influyen en dicho cálculo.

* Referencias al final.

La Ley de la CNH establece claramente como mandato a esta entidad reguladora de exploración y producción de hidrocarburos, que se promueva el incremento de dichos factores de recuperación, como una de las áreas de oportunidad para aumentar las reservas probadas de hidrocarburos. De manera, que este DT-1 va en esa dirección y por tanto, se calculan los factores de recuperación que tienen actualmente todos los yacimientos mexicanos, tanto de aceite como de gas.

Lo anterior, con el claro propósito de establecer un punto inicial de partida de cómo se encuentran los campos mexicanos y como se comparan sus factores de recuperación con los de otras partes del mundo. Esto, con el fin de definir mas adelante las mejores prácticas de la industria y conocer cuáles de ellas se pudieran aplicar en México.

Entidades reguladoras similares a la CNH en otros países, han realizado esfuerzos equivalentes, logrando grandes éxitos en el mediano y largo plazos. En este documento, se presentan los resultados de algunos de estos órganos reguladores, así como las cifras de factores de recuperación que tienen hasta la fecha y los que esperan obtener en un futuro.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos publicará anualmente este informe en el mes de abril, con objeto de llevar un seguimiento a los factores de recuperación en México.

- **Elementos que influyen en la recuperación final en yacimientos de aceite y gas.**

El valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación. Estos dos últimos últimos elementos están fuera del alcance de este DT-1, por lo que la CNH publicará después documentos relacionados con los temas económicos que inciden en la exploración y producción de hidrocarburos.

Definiciones.

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

Factor de recuperación

(FR) a la fecha de cálculo,
en porcentaje

$$= \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (bpc).

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, 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:

Factor de recuperación

final esperado (FRF), en

$$\text{porcentaje} = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np o Gp final)}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Las unidades son las mismas que se señalaron arriba.

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

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

b) N_p o G_p , final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas
probadas + probables

En casos extremos, se ha encontrado que algunos países incluyen para calcular la producción acumulada total esperada, las reservas posibles que tienen estimadas. Esto, no es la mejor práctica, ya que dichas reservas posibles pueden no llegar a convertirse en reservas probadas y por tanto, sus FRF resultarán optimistas.

La CNH, en este DT-1 utilizó la fórmula b) para calcular el factor final de recuperación de los campos mexicanos.

1. Etapa de explotación del yacimiento de aceite y gas.

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

Primaria. Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en

el pozo como el uso de sistemas artificiales de producción de varios tipos, el fracturamiento hidráulico de la formación, así como en el área de perforación, el empleo de pozos horizontales y multilaterales.

Secundaria. Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento. Durante esta etapa, también se pueden emplear tecnologías como sistemas artificiales de producción, fracturamiento hidráulico de la formación, pozos horizontales y/o multilaterales.

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

Se tiene que reconocer que en el caso de algunos yacimientos, no es fácil identificar estas tres etapas. Es más, en ciertos yacimientos se ha encontrado que no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria e incluso a la mejorada, sin haber ocurrido las anteriores. Un buen ejemplo de estos casos es el de yacimientos de aceite muy pesado y viscoso, que no pudieron ser producidos en su etapa primaria ni secundaria y solo se obtuvo aceite de ellos a través de la inyección de vapor, que se consideraría ya como la etapa de recuperación mejorada.

2. Prácticas operativas para producir y explotar un yacimiento o campo.

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.

Algunos ejemplos de estas prácticas operativas se pueden encontrar en yacimientos de aceite bajosaturado, es decir, que su presión original estaba arriba

de la presión de saturación y que al ser producido y explotado, no se pudo aprovechar esta situación, de manera que se produjo a ritmos muy superiores a los que debería haber aportado aceite y gas y por tanto, eso puede disminuir el factor de recuperación final.

Otro caso, que se encuentra en campos del mundo, es el de los yacimientos con un casquete de gas, ya sea original o formado como consecuencia de la explotación de un yacimiento de aceite bajosaturado, al ser producido por debajo de la presión de saturación.

En estas situaciones, se ha observado que producir gas natural del casquete de gas, temprano en la vida del yacimiento puede provocar una disminución en los factores de recuperación final del mismo. Las mejores prácticas en este caso, indican que hay que tratar de conservar la energía que se encuentra en el casquete de gas, hasta muy tarde en la vida del yacimiento, cuando verdaderamente ya se puede producir el gas contenido en el casquete.

Un ejemplo de estas prácticas operativas, es el que tiene que ver con el aprovechamiento de la energía que provee un acuífero, para la explotación de un yacimiento. Esta energía proveniente del acuífero, hay que manejarla óptimamente, para que permita desplazar y producir todo el aceite y gas posible del campo, sin producir demasiada agua al inicio de la explotación del mismo. Sin embargo, hay que entender que más tarde en la vida del yacimiento, será necesario producirlo con porcentajes cada vez mayores de agua, con el propósito de poder aumentar los factores de recuperación. Esta última, es una práctica común de la industria petrolera mundial.

Para un yacimiento de gas y condensado, las prácticas operativas que han empleado las compañías petroleras indican también, la necesidad de retrasar tanto como se pueda la disminución de la presión en los yacimientos con respecto a la presión de rocío, con el objeto de impedir que los condensados se formen en el yacimiento y así reduzcan la permeabilidad dentro del mismo, lo que finalmente se traduce en menores factores de recuperación.

El caso más 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.

Estos métodos, deben ser implantados en los yacimientos y campos no muy tarde en su vida productiva, con el propósito de inyectar energía a los mismos, antes de agotar casi totalmente la energía natural que contenían. Se ha demostrado en muchos casos en el mundo, que la aplicación de métodos de recuperación

secundaria de manera tardía a los campos, ha sido uno de los factores críticos para obtener menores recuperaciones finales de los mismos.

3. Recuperación primaria o mecanismos naturales de recuperación en yacimientos de aceite y gas¹³.

Al descubrirse un yacimiento o campo, se procura recopilar una gran cantidad de información del mismo y se realizan varios estudios a la formación productora, entre ellos: Núcleos y sus correspondientes estudios en laboratorio, diferentes tipos de registros geofísicos y de producción, muestras del aceite y gas a condiciones originales, para realizar análisis PVT, pruebas de producción a los pozos, cálculos de los índices de productividad y potencial de los pozos y además, se llevan a cabo varios tipos de análisis de curvas de presión. Todos estos trabajos, con el objetivo de evaluar el potencial petrolero del nuevo descubrimiento y conocer de manera inicial sus características, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos.

Posteriormente, a través de la perforación de pozos delimitadores en el nuevo yacimiento, se puede conocer mejor su tamaño, en términos del posible volumen original in situ que contenga. Además, se llegan a determinar características adicionales, como la profundidad de un contacto aceite-agua si es que existe, lo mismo que se trata de definir si hay una capa de gas en la parte superior. Con esta información, se empieza a identificar el mecanismo natural de producción que puede existir en el yacimiento o la combinación de mecanismos que pudieran tenerse; esto último es lo que realmente ocurre en la mayoría de los campos.

Existen cinco mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos:

- a. Empuje por gas disuelto.
- b. Empuje por la capa de gas.
- c. Empuje por expansión de la roca.
- d. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).
- e. Empuje por segregación gravitacional.

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

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, que es como se le conoce.

En la Gráfica 1, se muestra una curva de porcentaje de reducción de la presión original, contra la recuperación en porcentaje del volumen original in situ en el yacimiento, en campos donde el empuje dominante es por gas disuelto. Como se observa, se calcula que en los mejores casos, se podría obtener hasta 22% de factor de recuperación. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que esta es una gráfica teórica, calculada a través de las ecuaciones de balance de materia, por lo que los factores reales de recuperación podrían ser menores a los que se presentan.

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.

En la Gráfica 1 se presenta la curva que señala el comportamiento de la reducción de la presión si el yacimiento tiene este empuje, contra la recuperación en porcentaje del volumen original in situ. Como se observa, en las mejores situaciones, se podría obtener un factor de recuperación de casi 30%.

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 más bien superficiales y que se encuentran a menos de 2000 metros de profundidad.

En la Gráfica 1, se muestra cuál podría ser la recuperación si solo existiera el empuje por expansión de la roca y fluidos, contra la disminución de la presión en el yacimiento. Como se observa podría obtenerse cuando mucho un 4% de factor de recuperación, si solo existiera este empuje en el yacimiento, lo cual es poco probable.

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.

Se puede observar en la Gráfica 1, que este empuje hidráulico es de los más eficientes y se podrían obtener factores de recuperación de alrededor de 50%, en algunos campos.

Empuje por segregación gravitacional.

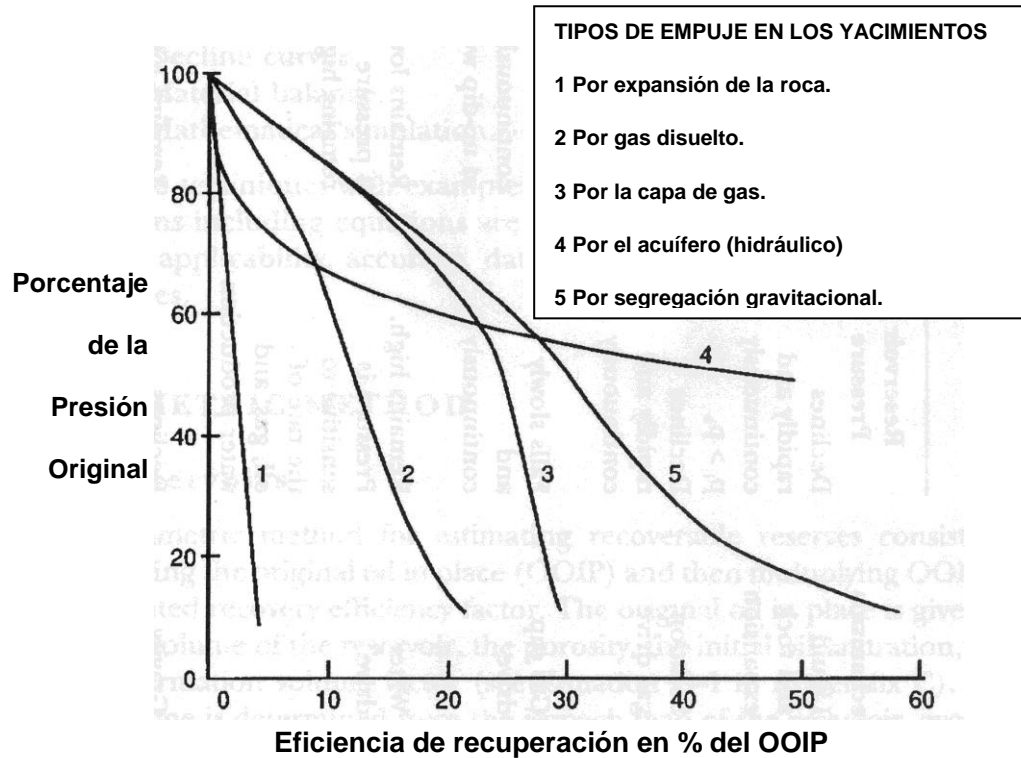
Este empuje no es muy común que se presente en los yacimientos, pero cuando se tiene, es el mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado en los yacimientos alrededor del mundo. Esencialmente, está relacionado con el empuje por capa de gas secundaria, ya que la segregación gravitacional 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.

En la Gráfica 1, se puede distinguir que en el caso del empuje por segregación gravitacional, se podrían obtener factores de recuperación de alrededor del 60%.

Finalmente, se debe recordar, como ya se mencionó anteriormente que rara vez se presenta en los yacimientos solo uno de estos empujes descritos a lo largo de su vida. Por esta razón, las mejores prácticas en la administración de yacimientos tienen que dedicar un esfuerzo y tiempo considerable a la obtención de información de los mismos, para definir los mecanismos de empuje preponderantes y poder aprovecharlos a plenitud y así obtener los mayores factores de recuperación posibles, al menos en la etapa de recuperación primaria⁴.

Gráfica 1. Influencia de los mecanismos primarios de recuperación en la presión del yacimiento y en la eficiencia de recuperación de aceite*.



* Fuente: Integrated Petroleum Management, Satter and Thakur, Pennwell Books, 1994.

4. Recuperación primaria en Yacimientos de gas^{3,5,6,14}.

Se pueden dividir en: Yacimientos de gas seco o de gas y condensado. A estos últimos, a veces se les denomina de gas húmedo. Son este tipo de yacimientos los que producen gas no asociado al aceite y por tanto, su tratamiento para explotarlos es muy diferente, a los ya descritos anteriormente de aceite y gas asociado.

En general, los factores de recuperación que se obtienen de estos yacimientos de gas son mas elevados que los correspondientes a los yacimientos de aceite y gas. Una de las razones principales, es la movilidad que tiene el gas dentro del yacimiento, la cual es normalmente mas alta que la del aceite y agua contenidos en él, por lo que de manera natural tiende a desplazarse mas fácilmente en los poros de la formación y por lo tanto, hacia los pozos productores.

La ingeniería de yacimientos ha reconocido que los empujes predominantes en los yacimientos de gas son:

- a. Empuje volumétrico o por expansión del gas
- b. Empuje hidráulico, debido a un acuífero asociado al yacimiento.

A continuación se describen brevemente estos tipos de empujes aplicados a los yacimientos de gas:

Empuje volumétrico o por expansión del gas.

En el caso de los yacimientos de gas, este empuje definido principalmente por la presión original a la que se encuentran los fluidos en la formación, permite extraer el gas a través de los pozos productores. Algunos expertos lo definen como producción por declinación de la presión (depletion), que es esencialmente lo que ocurre en los yacimientos de gas y en los de gas y condensado.

De manera que, cada vez que la presión en el yacimiento disminuye, se reducen los volúmenes de gas que se producen, hasta llegar un momento en que se alcanza una presión de abandono del campo o que puede ser necesario la compresión del gas a boca del pozo, para poder continuar con la explotación de este tipo de yacimientos. En muchos campos del mundo, esta es la tecnología que se emplea en yacimientos muy depresionados, siempre y cuando sea rentable seguirlos explotando así.

Empuje hidráulico, debido a un acuífero asociado al yacimiento.

Al igual que en los yacimientos de aceite y gas, este es un empuje natural que se presenta en los yacimientos de gas que tienen un acuífero asociado a ellos. El empuje se presenta al disminuir la presión en la zona de gas, por efecto de la explotación a la que esta siendo sometido y eso permite la expansión del agua del acuífero y su entrada al yacimiento, empujando o desplazando el gas dentro del mismo.

En general en los yacimientos de gas, este tipo de empujes no es muy eficiente, pero deberá calcularse de manera precisa la producción que se quiere obtener de gas, ya que de producirlo a ritmos muy altos, puede provocar la presencia de agua en los pozos productores muy temprano en la vida del yacimiento, especialmente en aquellos que tienen altas permeabilidades o fracturas naturales. Es decir, hay que tratar de aprovechar al máximo el empuje hidráulico del yacimiento, para obtener la máxima recuperación de gas, pero evitando explotarlo a ritmos mas altos de lo que puede proveer como empuje el acuífero.

Efecto del condensado en los yacimientos de gas y condensado.

En los yacimientos de gas húmedo o de gas y condensado, se presenta un fenómeno que puede reducir el factor de recuperación del gas y que se conoce como la condensación de los líquidos dentro del yacimiento. Es decir, una parte del gas que originalmente estaba en una sola fase, se condensa y se convierte en líquido dentro de la formación, al alcanzar la presión de rocío, lo que hace disminuir la movilidad del gas, llegando a obtenerse factores de recuperación del gas natural inferiores a los esperados originalmente.

La manera de evitar esto o al menos de disminuir su efecto, es llevar a cabo la reinyección de gas en estos yacimientos, ya sea a través de usar el mismo gas producido o empleando gas natural de otras fuentes. El efecto que se pretende tener es de dos tipos: Primero, mantener la presión en el yacimiento arriba de la presión de rocío, para impedir que el condensado se forme dentro del yacimiento, y segundo, tratar de revaporizar a altas presiones parte del condensado que estaba en el yacimiento y poderlo desplazar como gas hacia los pozos. En cualquiera de los dos casos o en una combinación de los mismos, normalmente se obtendrán mayores factores de recuperación en los yacimientos a los que se les reinyecta gas. Esta, también es una práctica común en la industria petrolera mundial.

Otros efectos en yacimientos de gas y de gas y condensado, debidos a alta presión en los mismos.

La industria petrolera mundial ha identificado que en los yacimientos que se descubren y que se encuentran a alta presión, también llamados yacimientos geopresurizados o de presiones anormales, la combinación de la compresibilidad de la roca y del agua pueden llevar a sobreestimaciones del volumen original de gas natural en los mismos. Es decir, se puede interpretar en estos casos que se tienen volúmenes originales de gas in situ (OGIP) mayores que los que realmente existen.

De ocurrir lo anterior, los factores de recuperación que se calculen para estos yacimientos o campos tenderán a ser menores comparados con los reales.

5. Parámetros importantes de los yacimientos que afectan la recuperación final de hidrocarburos.

Desde el año de 1967, a través del American Petroleum Institute (API) en un estudio de Arps¹, la ingeniería de yacimientos ha tratado de correlacionar los factores de recuperación con parámetros que se puedan medir en la superficie, lo que hasta la fecha no ha sido posible. El mismo API, en una actualización del estudio anterior^{2,22}, que se publicó en 1984, determinó que tales correlaciones no eran posibles debido fundamentalmente a la heterogeneidad de los yacimientos y a las diversas características geológicas de los mismos en todo el mundo.

La Petroleum Society de Canadá publicó un estudio en 1994⁷, en el cual lleva a cabo un esfuerzo estadístico importante para obtener alguna correlación entre parámetros de los yacimientos y los factores de recuperación de los mismos. Sin embargo, no lo pudieron lograr en la muestra de yacimientos considerada, al buscar una correlación con porosidad, espesor de la formación, saturación de agua y litología de los yacimientos, Esto indica lo complejo que ha sido hasta ahora, para la ingeniería de yacimientos el tratar de encontrar correlaciones prácticas entre los parámetros físicos del yacimiento y los factores finales posibles de recuperación.

En el caso de los yacimientos mexicanos, dadas sus características geológicas, algunas de ellas muy complejas, como en el caso de Chicontepec (turbiditas) y en las formaciones naturalmente fracturadas(existentes en muchos de los campos del país), será necesario que CNH con colaboración de PEMEX, identifique el impacto que dichas características tienen en los factores de recuperación. Estos temas se tomó la decisión de abordarlos en futuras actualizaciones de este DT-1, ya que requieren de un análisis técnico más profundo. Por ejemplo, en el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, Saidi³¹ escribió hace algunos años un libro teórico-práctico sobre su experiencia en este tipo de campos, existentes en Irán e Irak. Nada similar existe para estudiar y entender los campos mexicanos.

En este sentido, la CNH continuará trabajando en la búsqueda de algunas correlaciones, en particular para los campos y yacimientos mexicanos, que hasta la fecha no se tienen.

En general, lo que se ha identificado hasta ahora, en los diferentes tipos de yacimientos que se han encontrado en el mundo, es que los factores de recuperación final tienden a ser mayores, esto es arriba de 40%, en los siguientes casos:

- Campos de aceite ligero, con densidad en grados API arriba de 25° .
- Campos o yacimientos de gran tamaño, en términos de su volumen original, ya sean gigantes o supergigantes.
- Relacionado con lo anterior, yacimientos de gran espesor.
- Formaciones productoras con permeabilidades altas, por arriba de 300 md.
- Formaciones productoras con porosidades entre el 6 y el 15%, para areniscas y de 3 a 10% para carbonatos.

Por el contrario, aquellos campos o yacimientos que presentan valores opuestos a los anteriores, en general obtendrán factores de recuperación inferiores y en algunos casos, de menos del 20%.

6. Recuperación secundaria en yacimientos de aceite y gas.

Muy pronto en la historia de la industria petrolera en el mundo, se encontró que la inyección de gas natural o de agua a los yacimientos de aceite, permitía obtener mayores producciones de los mismos. Así, desde los años de 1920, se inicia en la industria la inyección de agua o gas a los yacimientos, la cual en esos tiempos era casi totalmente empírica; es decir, sin ninguna base teórica, fuera de las observaciones en los pozos y campos, de que la producción aumentaba al llevar a cabo estos procesos²⁶.

Sin embargo, rápidamente se desarrollaron modelos matemáticos primero y después complejos modelos numéricos, para entender lo que ocurría en los yacimientos al inyectarles agua o gas natural^{5,6,15}.

Adicionalmente, se efectuaron estudios utilizando núcleos en el laboratorio para el desplazamiento de aceite por agua, los cuales permitieron entender los principios físicos involucrados en estos procesos.

Se desarrollaron al mismo tiempo, diferentes formas para inyectar el agua a los yacimientos. Hasta hoy, los más comunes han sido dos: Inyección periférica y el uso de patrones de inyección²⁶.

Dentro de la inyección de agua, además se desarrolló toda una industria alrededor de este proceso, utilizando incluso varias fuentes de abastecimiento del agua a

inyectar. En general, se utilizan tres: Agua congenita producida del mismo yacimiento, agua dulce producida de acuíferos cercanos a los yacimientos donde se va a inyectar y agua de mar tratada químicamente, para evitar incompatibilidad con la formación productora de los yacimientos a los que se va a inyectar.

Inyección periférica de agua.

En este caso, la inyección de agua se lleva a cabo de tres maneras posibles: Muy cerca del contacto aceite y agua del yacimiento, en el límite físico del mismo; es decir donde termina el yacimiento o directamente en el acuífero.

En cualquiera de los tres casos, el objetivo es aumentar la producción en los pozos productores para lograr incrementar la recuperación final de aceite y gas del campo o yacimiento.

Este método de inyección periférica, si bien puede ser muy eficiente, la realidad es que debido a las dimensiones que normalmente tiene el acuífero y a las de la zona de aceite, regularmente se requieren inyectar grandes volúmenes de agua, antes de tener un efecto en los pozos productores. Además, si la inyección de agua se realiza muy tarde en la vida del yacimiento, el volumen poroso depresionado que hay que llenar antes de tener efecto en la presión del yacimiento, puede ser considerable. Algunos de los fracasos que la industria petrolera ha sufrido en varias partes del mundo, al aplicar la inyección de agua como método de recuperación secundaria, tienen que ver con lo tardío que se puso en práctica este proceso para algunos campos.

Inyección de agua a través de patrones de inyección.

La industria encontró rápidamente que esta era una mejor manera de inyectar energía a los yacimientos, a través de la inyección de agua y obteniendo resultados más rápidos y al mismo tiempo más rentables.

El objetivo en estos casos, es intercalar pozos inyectoros con pozos productores, de diversas maneras, entre las que se encuentran:

- Empuje por línea directa.

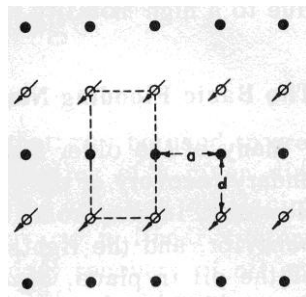
Se trata de colocar una línea de inyectoros y una línea de pozos productores y así desarrollar todo el campo. Cada pozo inyector tiene enfrente un pozo productor.

- Empuje a través de un patrón de cinco pozos.

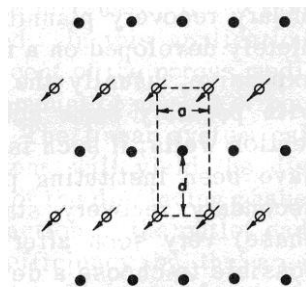
En este caso, se tiene un pozo productor rodeado de cuatro pozos inyectoros. El campo completo se desarrolla alrededor de este patrón de pozos. Similar a este patrón de inyección pueden existir otros como de cuatro, siete o nueve pozos.

- Empuje por línea de pozos perforados de manera escalonada (staggered).

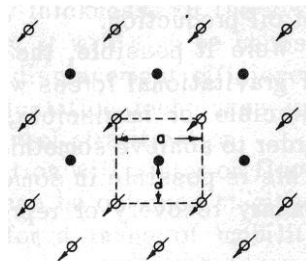
En esta situación se tiene una línea de pozos inyectoros que no coincide exactamente con una línea de pozos productores, sino que estos últimos están desplazados la mitad de un espaciamento. Es decir, cada pozo inyector queda orientado de manera que inyecta a la mitad entre dos pozos productores. Ver Gráfica 2.



Empuje por línea directa

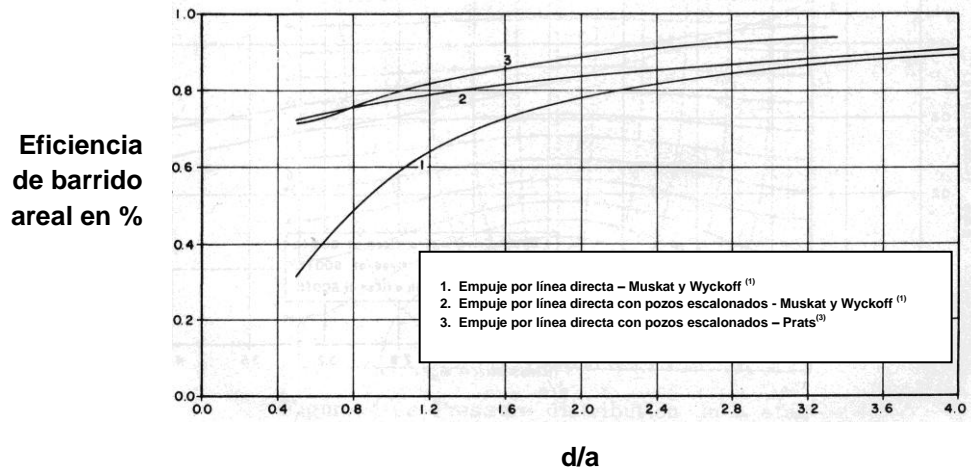


Empuje por línea directa, con pozos escalonados.



Patrón de inyección de 5 pozos.

Gráfica 2. Patrones típicos para inyección de agua a los yacimientos. Fuente: Mechanics of secondary oil recovery, Charles R. Smith, Robert E. Krieger Publishing Co., 1975.



Gráfica 3. Eficiencia de barrido en inyección de agua en línea directa, como función del espaciamiento entre pozos (a) y la separación entre los inyectores y productores (d). Fuente: Mechanics of secondary oil recovery, Charles R. Smith, Robert E. Krieger Publishing Co., 1975. 1) Transactions, AIME, 1934. 3) Journal of Petroleum Technology, December 1956.

Como se puede observar en las Gráficas 2 y 3, se han hecho estudios desde hace varios años, para encontrar cual es la mejor manera de inyectar agua a los yacimientos, con objeto de obtener la mayor eficiencia de barrido dentro del mismo y poder asegurar el mayor factor de recuperación al aplicar este proceso. En la Gráfica 3, se puede interpretar que resultados se obtendrían de los patrones de inyección mostrados en la Gráfica 2, en función del espaciamiento entre pozos productores (a) y la distancia entre los pozos inyectores y productores (d), esto en particular aplicado a la inyección en línea directa y escalonada.

Se puede decir que a través de la inyección de agua, como método de recuperación secundaria, es posible aumentar la recuperación final de aceite en la mayoría de los campos o yacimientos, ya sean de arenas, areniscas o carbonatos.

Con relación a los yacimientos carbonatados, en especial los que se encuentran naturalmente fracturados, se ha estudiado mucho, tanto en gabinete como en la práctica y se ha encontrado que en muchas ocasiones, la inyección de agua a este tipo de yacimientos no es aplicable para aumentar los factores de recuperación. Esto es, precisamente porque el sistema de fracturas naturales impide llevar a cabo un barrido eficiente en los bloques de la matriz, es decir, las fracturas operan como conductos preferenciales para que se mueva el agua inyectada, dejando grandes cantidades de aceite en la matriz.

A pesar de lo anterior, la inyección de agua es el método de recuperación secundaria más común 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 muy favorables desde el punto de vista de su geología y de la relación de movilidad entre el aceite y el agua.

7. Recuperación Mejorada en yacimientos de aceite y gas.

Después de la explotación de los yacimientos a través de la recuperación primaria y de la recuperación secundaria, la industria petrolera determinó que todavía había posibilidades de aumentar el factor final de recuperación de los mismos, especialmente cuando ha habido precios altos del petróleo. Para ello, se empezaron a aplicar métodos adicionales, algunos de ellos muy sofisticados, para agregar energía a los campos. A estos procesos inicialmente se les denominó como recuperación terciaria.

Con el paso de algunos años, se decidió que el nombre correcto era recuperación mejorada, siendo así como se les designa a los procesos de inyección que se aplican a los yacimientos o campos, después de su explotación primaria y secundaria.

En la Gráfica 4, de manera simplificada, se presentan estas tres etapas de explotación de los yacimientos. Como se puede observar, en la parte izquierda se resaltan algunas tecnologías que se pueden aplicar a lo largo de la vida del yacimiento.

En general, el objetivo de estos métodos de recuperación mejorada es disminuir la saturación residual de aceite que tiene todavía el yacimiento, y que se encuentra en los poros de la formación retenida por las fuerzas capilares y viscosas, que impiden que fluya hacia los pozos. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, como muchos de los que tiene México, el problema todavía es mayor, ya que la saturación residual de aceite se encuentra preferencialmente en los bloques de matriz y la interacción matriz-fractura es algo que todavía no se resuelve técnicamente, por lo que los volúmenes de aceite remanentes que todavía existen en ese tipo de yacimientos son considerables ³¹.

Se puede mencionar que en la etapa de recuperación mejorada se emplean tecnologías y procesos diseñados para modificar las características de los fluidos en el yacimiento o las propiedades petrofísicas de la formación productora³².

La recuperación mejorada implica la aplicación de varios tipos de procesos, los que en general se pueden dividir en:

- a. Procesos térmicos
- b. Procesos de inyección de gases
- c. Procesos químicos

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se va a aplicar y que incluyen: 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, principalmente.

Como se puede observar en la Gráfica 4, existe un gran número de procesos de recuperación mejorada que la industria petrolera mundial ha probado tanto en el laboratorio, como en el campo. No todos han sido exitosos, sin embargo, la industria los ha aplicado en varias partes del mundo, especialmente en Estados Unidos. Desde el año de 1974, la Revista Oil and Gas Journal publica bianualmente un reporte relacionado con la recuperación mejorada, con un énfasis particular a las actividades en Norteamérica²⁵.

Procesos Térmicos.

Dentro de estos procesos se incluye la inyección de agua caliente, la inyección de vapor, ya sea cíclica o continua y la inyección de aire, para generar una combustión in-situ dentro del yacimiento.

El más exitoso de estos tres ha sido hasta ahora la inyección de vapor, la cual se ha aplicado a muchos campos de aceite pesado y viscoso a poca profundidad.

Esto último, es una restricción importante para el empleo de la inyección de vapor, ya que en campos muy profundos no es aplicable debido a las pérdidas de temperatura entre la superficie y el fondo del pozo, lo que impide que el vapor llegue como tal al intervalo que se va a inyectar, ya que normalmente si el campo es muy profundo solo se logra inyectar agua caliente o tibia, debido a dichas pérdidas de temperatura.

Existen yacimientos en varias partes del mundo, como en Estados Unidos, donde muchos de los campos de aceite pesado y viscoso, solo se han podido explotar a través de métodos térmicos, especialmente inyección de vapor. De hecho, en algunos de esos yacimientos, prácticamente no se pudo obtener ninguna recuperación primaria de aceite aprovechando la energía original que contenían, ya que aunque tenían presión, las características físicas de los hidrocarburos impedían que se movieran dentro de los poros de la formación.

En el mundo, la inyección de vapor es uno de los procesos de recuperación mejorada más utilizados en la actualidad²⁶, solo que como ya se comentó presenta restricciones técnicas insalvables hasta ahora, cuando se ha querido aplicar a yacimientos más profundos.

Procesos de inyección de gases.

En estos procesos se incluye la inyección de gas natural miscible o inmisible, la inyección de gases enriquecidos, la inyección de CO₂, la de nitrógeno y la inyección de gases de combustión (flue gas).

Los más exitosos de estos procesos son los relacionados con el CO₂. También en la inyección de gases hidrocarburos para conseguir miscibilidad y la inyección de nitrógeno se han obtenido buenos resultados.

El proceso de inyección de CO₂, es el otro proceso de recuperación mejorada más empleado en el mundo en la actualidad²⁵, ya que técnicamente permite en muchos casos obtener miscibilidad con el aceite en el yacimiento y si se dispone de volúmenes considerables de CO₂, se pueden llevar a cabo proyectos muy interesantes, con objeto de aumentar la recuperación final de los yacimientos.

Procesos químicos.

En este grupo de procesos se incluye la inyección de polímeros, de espumas y la de surfactantes.

En general, la aplicación de este tipo de procesos ha sido poco aprovechada por la industria petrolera mundial, debido principalmente a los altos costos de los químicos que se requieren para llevarla a cabo. De hecho, solo recientemente que se han tenido altos precios del petróleo, se ha regresado a pensar en la utilización de procesos químicos, en varios campos alrededor del mundo.

A nivel de laboratorio, cualquiera de estos procesos ha demostrado su viabilidad para aumentar la recuperación final de hidrocarburos de los yacimientos. Sin embargo, a nivel de campo no se ha conseguido tener el éxito esperado por una combinación de varias razones, entre ellas un inadecuado escalamiento de los

resultados de laboratorio con el campo, falta de controles adecuados en el campo, tiempo insuficiente para ver resultados, así como falta de conocimiento y experiencia de cómo la nueva tecnología debería trabajar.

La realidad es que a nivel de campo no han conseguido ser rentables y por esta razón, la industria no los ha aplicado extensivamente.

En la Grafica 4, se presentan los diferentes tipos de procesos químicos que existen en la actualidad, aunque algunos de ellos no se están aplicando.

Otros procesos de recuperación mejorada.

La industria petrolera esta tratando de aplicar otros procesos en la etapa de recuperación mejorada, como se indica en la Gráfica 4.

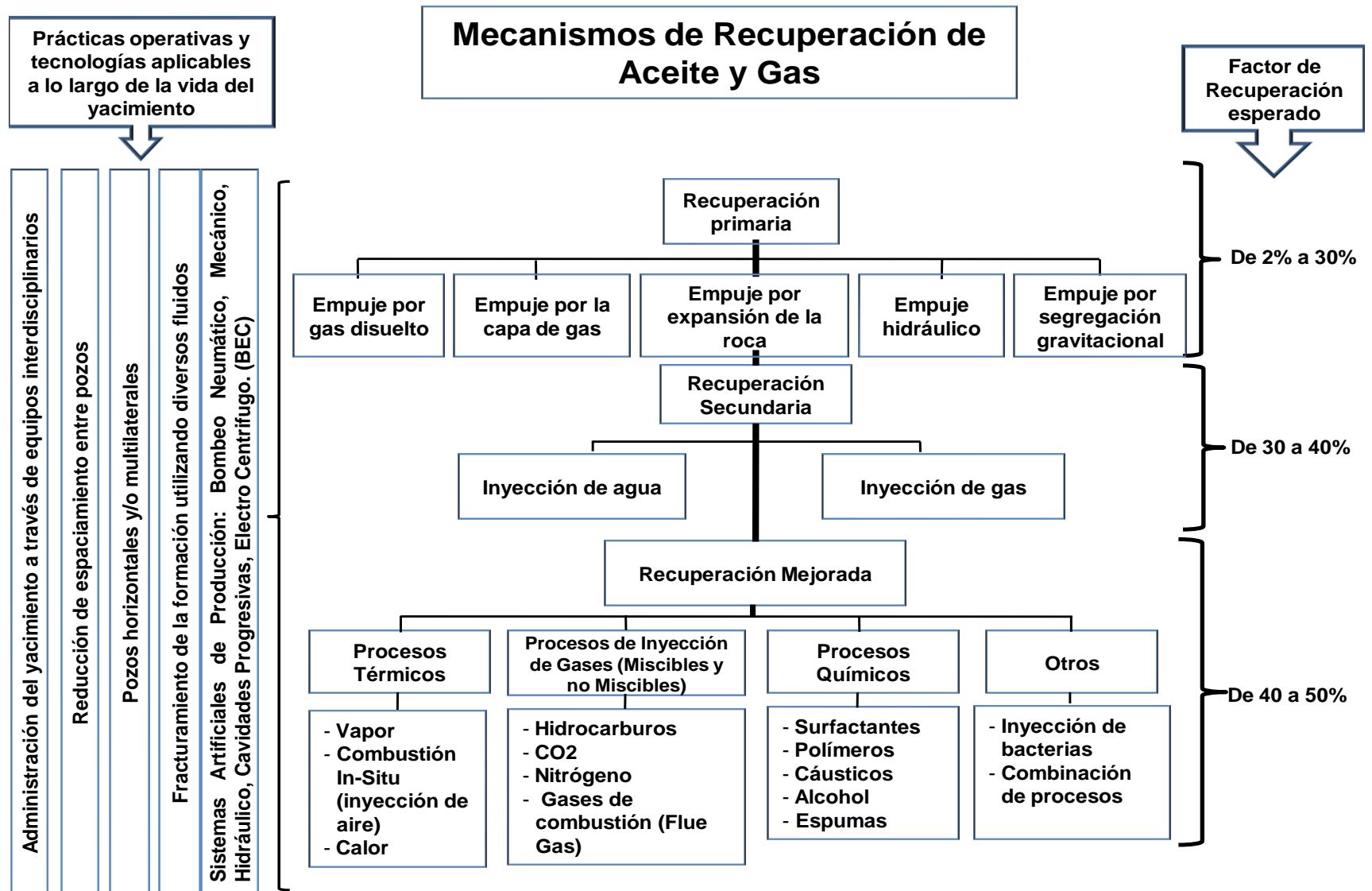
Uno es la inyección de bacterias (microbial) a los yacimientos, sobre todo en los campos maduros.

Este proceso tiene grandes perspectivas de ser aplicado, aunque requiere de más investigación, ya que no le resulta claro a la industria si el mejoramiento de producción que se ha obtenido en pruebas de campo obedece solo a reacciones alrededor del pozo o si verdaderamente se consigue penetrar los microbios y su efecto dentro del yacimiento, para aumentar el flujo de fluídos hacia los pozos.

Otros métodos de recuperación mejorada que ha tratado la industria petrolera mundial, son aquellos mas bien relacionados con una combinación de procesos, de los cuales se pueden mencionar algunos de los mas utilizados:

- Inyección de surfactantes y vapor.
- Inyección de agua y gas

Gráfica 4. Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener.



- **Factores de recuperación en varios países.**

En general, existe poca información publicada acerca de los factores de recuperación en el mundo. La mayoría de las veces, solo se mencionan algunos factores promedio para varios países o se conoce la información también promedio de compañías petroleras que mencionan los factores de recuperación que están obteniendo. En casi todos los casos, no se explica la metodología de cálculo que se utilizó para obtener los factores de recuperación, ni si se refieren a factores de recuperación actuales o finales. Falcone²⁹ en el año de 2007, discute algunas de estas deficiencias que tiene la industria petrolera para calcular los factores de recuperación e incluso propone la creación de una base de datos mundial con información que se pueda comparar.

Por otro lado, en el caso de varios órganos o entidades reguladoras como el Directorado Noruego del Petróleo (NPD) y de la Energy Resources Conservation Board de Alberta (ERCB), si se han publicado diversos estudios y análisis llevados a cabo, en los cuales calculan los factores de recuperación que esperan obtener de sus yacimientos.

En años recientes, se ha resaltado en la industria petrolera, la necesidad de aumentar los factores de recuperación en los campos ya descubiertos y en explotación. Se menciona fundamentalmente que la industria petrolera requiere aumentar sus reservas probadas y que una manera de lograrlo, es a través de incrementar los factores de recuperación de sus diferentes campos y yacimientos. Varios ejecutivos, directivos y expertos en general, hacen ver la trascendencia de aumentar en algunos puntos los factores de recuperación y el impacto que eso tendría en la industria petrolera mundial.

En este sentido, en el 2º Regional Meeting del World Petroleum Congress de diciembre de 2003, Leif Magne Meling¹² de Statoil, presentó un trabajo, señalando los factores de recuperación de varios países. No explica su metodología de cálculo, pero si presenta los factores de recuperación obtenidos hasta esa fecha, así como los factores finales esperados, algunos de los cuales se presentan a continuación:

Tabla 1. Factores de recuperación de algunos países¹²,

PAIS	Factor de recuperación al año 2003 en %	Factor de Recuperación Final esperado en %
Angola	38	42
Brasil	31	38
Canadá	36	38
México	20	28
Noruega	45	50
Inglaterra	38	40
Estados Unidos	39	40
Irán	26	42
Venezuela	12	22
PROMEDIO MUNDIAL	29	38

En ese mismo trabajo, se observa que los factores de recuperación que se tienen para algunos otros países son muy optimistas y probablemente difíciles de obtener con el estado actual de la tecnología petrolera. Varios de estos llegan a valores superiores al 60% del volumen original.

Jean Laherre¹¹ presentó el trabajo “Distribution and evolution of recovery factor” en la Oil Reserves Conference, organizada por la International Energy Agency (IEA), en París, en Noviembre de 1997, en el cual hace referencia a una cantidad importante de información de yacimientos a nivel internacional (3300 campos), tanto de aceite como de gas y establece que el promedio mundial para esa fecha, era de 33% para campos de aceite y de 75%, para campos de gas.

En su trabajo, a manera de conclusiones señala la importancia de establecer definiciones comunes entre los diferentes países, para poder hacer comparaciones y estudios de “benchmarking”. De otra manera, él señala correctamente, no tiene ningún sentido hacer comparaciones de factores de recuperación entre varios países o incluso entre un mismo país, si las definiciones son diferentes.

En una actualización de sus estudios²⁸, presenta un grupo de gráficas de algunos de los campos más importantes del mundo, entre ellos Cantarell, donde hace ver que muchas de las estimaciones de crecimiento de producción en el mundo son optimistas y esto hace necesario tratar de obtener la mejor estimación de recuperación final de los yacimientos actuales. Problema difícil de resolver, porque como él mismo define, esta información se maneja como confidencial, excepto en Noruega y en el Reino Unido.

Rafael Sandrea¹⁰, ha trabajado recientemente en obtener los factores de recuperación de varias partes del mundo y establece que será una forma en la cual la humanidad podrá seguir obteniendo petróleo y gas de yacimientos ya descubiertos. Esto, considerando que al mundo se le empiezan a agotar las nuevas áreas para exploración, tanto en tierra, como en el mar. Una gran parte de este estudio se ofrece a través del Oil and Gas Journal.

En el caso de Estados Unidos, el Departamento de Energía publicó un trabajo²¹ donde se pueden calcular los factores de recuperación obtenidos hasta 2006, que resultan ser de 35.7%, con un factor final de esperado de 52.9%. Este último, considerando la aplicación de recuperación mejorada en sus diferentes modalidades y la utilización de nueva tecnología aún en desarrollo.

A pesar de que existe poco publicado de los factores de recuperación, recientemente ha habido esfuerzos por aplicar este concepto no solo de manera tradicional a los campos y yacimientos, sino también a los casos de recursos petroleros. Un trabajo reciente de investigadores de China, está orientado a estimar la recuperación de recursos petroleros³⁰.

En este último trabajo de los investigadores chinos, se informa de los factores de recuperación de una muestra de 521 acumulaciones, la mayoría de la Cuenca Bohai Bay, donde se determinó un rango de 19 a 29%. Ellos mismos estiman un potencial de incremento de 10% a este factor, a través de la aplicación de recuperación mejorada.

Factores de Recuperación en Noruega.

Los Factores de Recuperación en Noruega son uno de los parámetros que le permiten al Directorado Noruego del Petróleo (NPD) conocer la eficiencia de los operadores, así como establecer una planeación a mediano y largo plazo con respecto a las reservas y a la producción de los hidrocarburos. Por esta razón, el factor de recuperación se documenta en el libro *The Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf* que publica anualmente el NPD¹⁹.

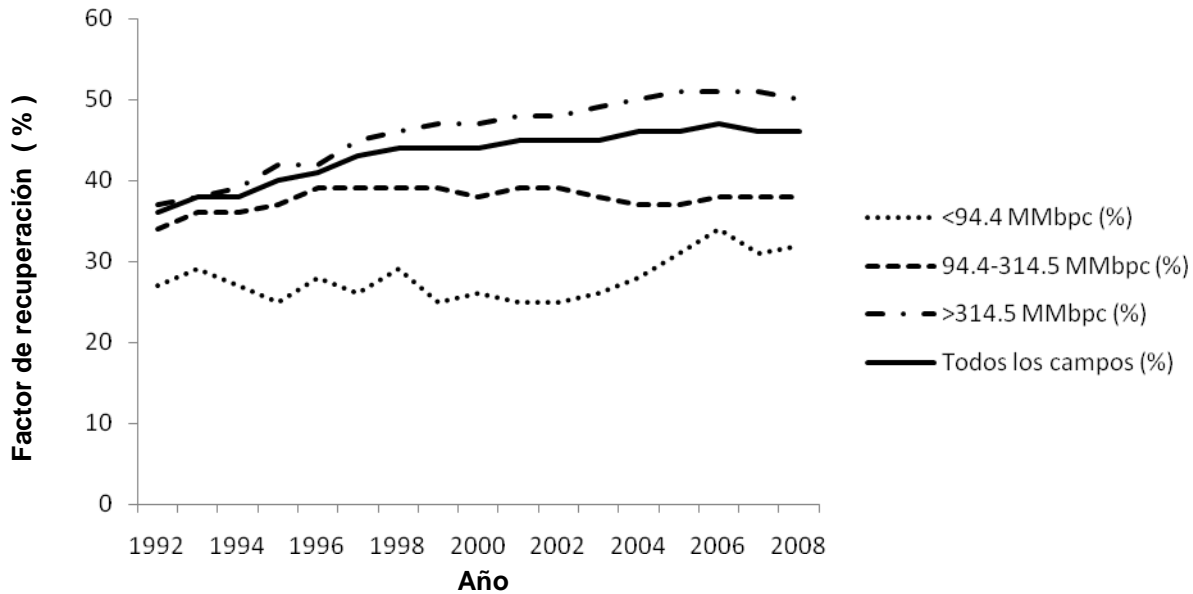
Uno de los objetivos de las autoridades noruegas es que se recupere la mayor cantidad posible de los recursos probados que se encuentran en la plataforma continental noruega, de manera que se genere el mayor valor posible para la sociedad de ese país.

En 1997, el NPD estableció la meta de incrementar el factor de recuperación final de los campos para alcanzar un valor de 50% para aceite y 75 para gas. El NPD está consciente de que establecer valores y convencer a las empresas para lograr estas metas es un reto tanto para la industria como para las autoridades noruegas.

Hoy, la industria petrolera en Noruega alcanza un factor de recuperación promedio de 46% para aceite de acuerdo a los planes de desarrollo aprobados¹⁸.

A pesar de estos esfuerzos es interesante notar que el factor de recuperación en Noruega a partir del año 2004 se ha mantenido alrededor de 46% y desde el año 2000 solo se ha incrementado en 2%. Esto demuestra la complejidad técnica que existe, el tratar de mejorar los factores de recuperación de la industria.

En la Gráfica 5, se muestra la evolución del factor de recuperación de los campos Noruegos clasificado por tamaño de los campos y el total nacional²⁰. Es importante observar la relación que se encuentra entre el factor de recuperación y el tamaño de los campos.



Gráfica 5. Tendencia del FR de los campos petroleros noruegos

Fuente: Facts 2009, NPD

Correlación de factores de recuperación para los campos noruegos.

Por otra parte, el NPD ha realizado una investigación amplia para establecer cómo el factor de recuperación se encuentra relacionado directamente con la complejidad de los campos.

Actualmente, CNH y NPD trabajan conjuntamente en varias áreas para compartir experiencias y conocimiento. Uno de los temas que se incluirán, para trabajarlo conjuntamente, es el relacionado a los factores de recuperación y al esfuerzo que el NPD ha hecho, para encontrar una posible correlación en el caso de los campos de ese país.

A continuación se describe el esfuerzo y resultados que el NPD ha logrado hasta la fecha:

Con el objeto de obtener una correlación entre las características físicas de los yacimientos y el factor de recuperación, el NPD en conjunto con las compañías Statoil y Norks Hydro, iniciaron un proyecto para definir un Índice de Complejidad de los Yacimientos (RCI) basándose en 17 factores que caracterizan a los yacimientos¹⁹.

Tabla 2. Parámetros utilizados por el NPD para establecer el RCI.

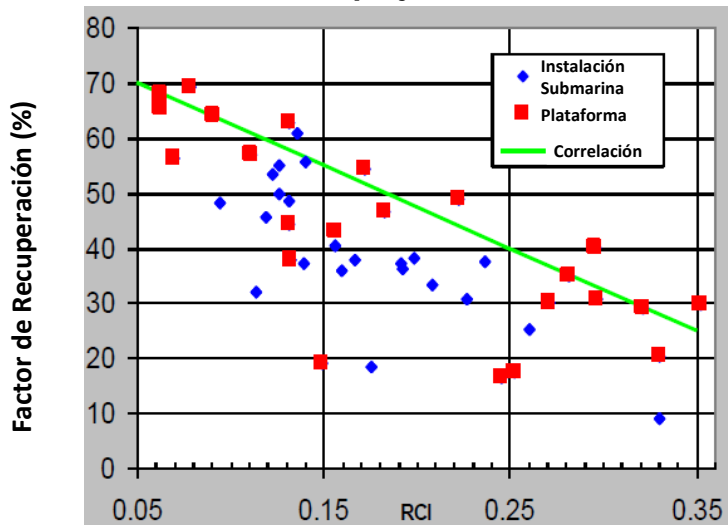
Permeabilidad promedio
Contraste de permeabilidad
Fracturas
Complejidad estructural
Continuidad estratigráfica lateral
Comunicación horizontal y vertical del yacimiento
Echado del yacimiento
Volumen original in-situ (STOOIP)
Densidad original de la roca
Viscosidad del aceite [cp]
Tendencia a la conificación
Mecanismo de empuje
Compactación y mecanismo de empuje por gas disuelto
Presión del yacimiento/empuje
Parámetros de aseguramiento de flujo
Temperatura
Tirante de agua

Fuente: NPD

A estos parámetros se les asigna un valor sustentado en límites objetivos y en evaluaciones subjetivas. Se establecen factores ponderados para estos parámetros y el valor final es normalizado en un índice con valores entre cero y uno. Un valor alto indica mayor complejidad que un valor pequeño.

La Gráfica 6 presenta el Índice de Complejidad de los Yacimientos para los principales yacimientos en la Plataforma Continental Noruega. Se puede observar que existe una adecuada relación entre el RCI y el factor de recuperación.

Gráfica 6. Factor de Recuperación contra Índice de Complejidad del Yacimiento



Fuente: NPD, 2009

Este tipo de herramientas permiten comparar factores de recuperación para yacimientos de similares características.

Una de las estrategias del NPD para mejorar los factores de recuperación de los campos en la Plataforma Continental Noruega es la de establecer una detallada administración de los recursos, la cual debe ser realizada por los operadores en conjunto con el Directorado¹⁷.

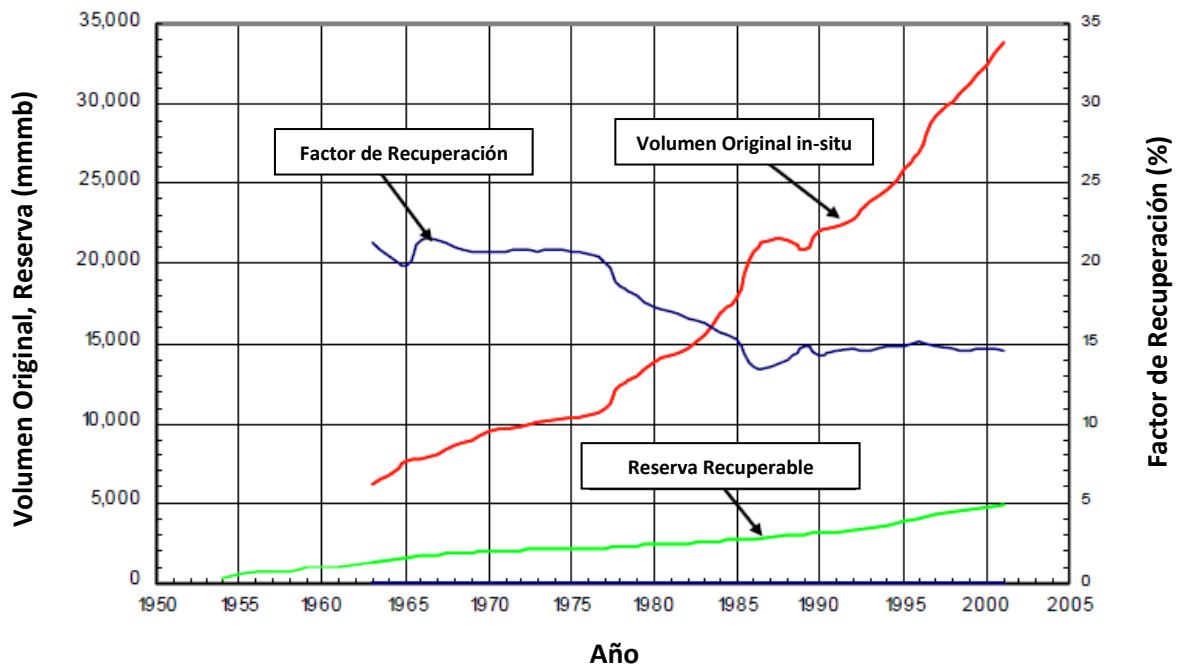
Es claro para el NPD, que los esfuerzos para mejorar los factores de recuperación requieren un gran compromiso de las compañías petroleras, además de considerables inversiones en recuperación secundaria y mejorada. Por otra parte, el desarrollo de nuevas tecnologías de recuperación será un factor que permita mejorar los factores de recuperación en el futuro. Por esta razón el gobierno Noruega impulsa la investigación en este campo.

Factores de Recuperación en Canadá.

En 2005, Mahendra K. Verma²⁴ realizó una evaluación para el U.S. Geological Survey, sobre el potencial para el crecimiento de las Reservas Futuras en la Cuenca Sedimentaria Oeste de Canadá (WCSB) la cual incluye el Suroeste de Manitoba, el sur de Saskatchewan, Alberta, el noreste de Columbia Británica y la esquina suroeste de los Territorios del Noroeste.

De este estudio se realizó un análisis a detalle del crecimiento de los volúmenes originales, así como las reservas probadas para la provincia de Saskatchewan, lo que ha ocasionado que los factores de recuperación del aceite se hayan reducido en los últimos 40 años, como se observa en la gráfica siguiente.

Evolución del volumen original de crudo in-situ, reservas probadas y factor de recuperación para la de Saskatchewan

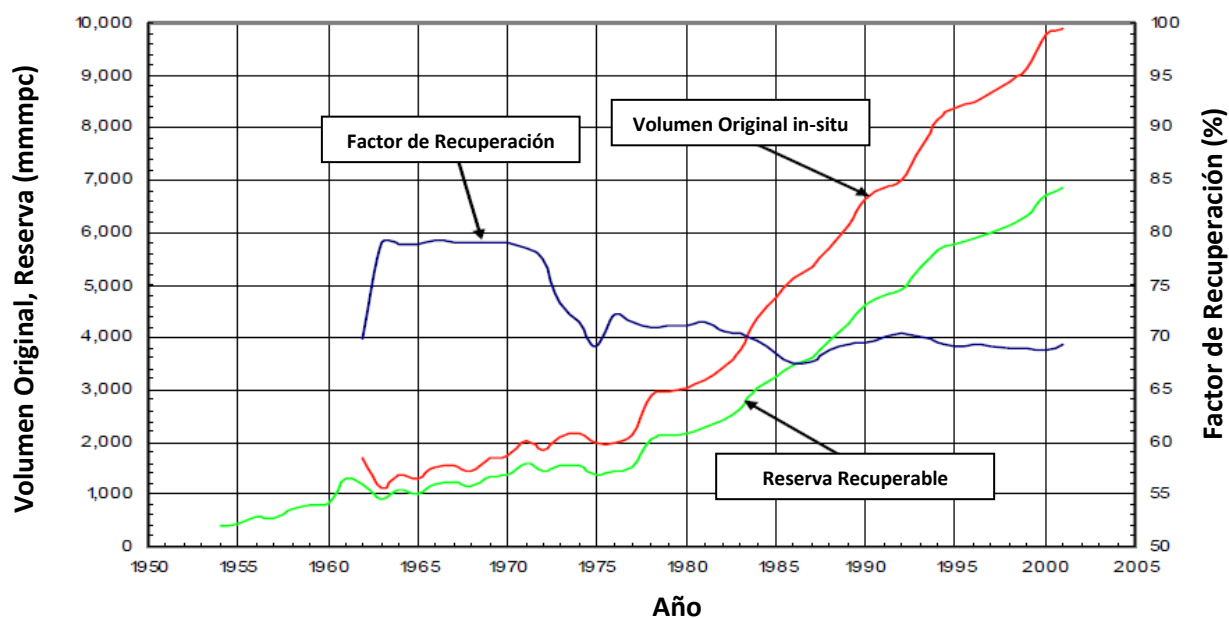


Fuente; Verma, Mahendra K.; Assessing the Potential for Future Reserve Growth in the Western Canadian Sedimentary Basin, 2005.

A través de este ejemplo de Canadá, se puede observar claramente, que a lo largo del periodo de 1965 a 2000, se fue encontrando que el volumen original de aceite in-situ que se había estimado al principio, resultó ser menor al que en realidad existía. Lo que provocó que se fuera disminuyendo el factor de recuperación esperado, hasta llegar a 15%, cifra que consideraban era la máxima que podrían obtener.

Para el caso de los campos de gas, también se había subestimado el volumen original y por tanto, también disminuyó el factor de recuperación del gas. En la actualidad, estiman un factor de recuperación final de 70% para los campos de gas en esta cuenca geológica, como se puede observar en la siguiente gráfica.

Evolución del volumen original de gas in-situ, reservas probadas y factor de recuperación para la provincia de Saskatchewan



Fuente; Verma, Mahendra K.; Assessing the Potential for Future Reserve Growth in the Western Canadian Sedimentary Basin, 2005.

Para el análisis, se estudió el crecimiento de las reservas para 256 de 648 yacimientos de crudo y 51 de 175 yacimientos de gas, los cuales representan el 70 por ciento del crudo y el 62 por ciento de gas de las reservas recuperables de dicha provincia. De los 51 yacimientos de gas, 45 son de no asociado y 6 de asociado.

Para el caso de la provincia de Alberta, se han incrementado sus volúmenes originales in-situ de 1978 a 1998, pero observando la información del Energy Reserves 2008 and Supply/Demand Outlook 2009-2018 se tiene que para 2008, tanto el volumen original in-situ como los factores de recuperación de crudo de la provincia descendieron principalmente derivado de revisiones a los volúmenes originales in-situ, como se puede observar en la siguiente tabla.

Año	Volumen original in situ de aceite	Reservas originales de aceite	Factor de recuperación de aceite	Volumen original in situ de gas	Reservas originales de gas	Factor de recuperación de gas
	mmm	mmmb	%	mmmmpc	mmmmpc	%
1978	56.8	17.3	30.5	155.3	101.5	65.4
1998	85.4	23.8	27.9	245.5	156.0	63.6
2008	67.7	17.4	25.7	307.6	209.7	68.2

Fuente: 1978 y 1998, Verma, Mahendra K.; Assessing the Potential for Future Reserve Growth in the Western Canadian Sedimentary Basin, 2005.

2008, Alberta's Energy Reserves 2008 and Supply/Demand Outlook 2009-2018, ERCB, Alberta, Canada

En resumen, en esta sección internacional presentada brevemente en este DT-1, se puede concluir que existe poca información de los factores de recuperación de aceite y gas que se están obteniendo en varias partes del mundo. Además, la información está muy agregada, es decir, casi no se encuentra a nivel de yacimiento o por características geológicas de los campos, tampoco por el tipo de aceite que se produce de los mismos.

Con objeto de tener más información de los factores de recuperación en diferentes tipos de yacimientos, varios autores^{10,11,29} sugieren la necesidad de empezar a integrar bases de datos con información que se pudiera comparar o que sirviera para realizar estudios de benchmarking, para encontrar las mejores prácticas de la industria.

La CNH iniciará ese esfuerzo, dentro del ámbito de competencia de sus mandatos y responsabilidades, considerando que en el caso de México, solo existe una compañía operadora, que es PEMEX.

- **Factores de Recuperación en México.**

El 20 de marzo de 2009, Petróleos Mexicanos presentó el reporte de las reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2009. El 20 de mayo de ese mismo año se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la cual tiene entre sus atribuciones: *“elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación”*, de acuerdo al inciso a) del Artículo 3° de la Ley de la CNH.

Con la finalidad de atender esta atribución, es indispensable realizar un análisis para conocer la situación de los factores de recuperación de los campos mexicanos. Con este objeto, se solicitó a Pemex Exploración y Producción (PEP) la información correspondiente a los volúmenes originales, reservas de hidrocarburos y producción acumulada de los campos, la cual se utilizó para calcular las reservas de hidrocarburos de México^{8,9}, documentadas en el libro “Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1° de enero de 2009”.

PEP entregó a la CNH una base de datos, con la información necesaria para calcular el factor de recuperación de todos los campos, la cual se encuentra clasificada por Región y por Activo. Esta base de datos presenta los volúmenes originales probados, probables y posibles tanto de gas como de aceite; de la misma manera se incluyen las reservas de hidrocarburos. La producción acumulada se muestra dividida en aceite y gas.

En este DT-1, no fue posible analizar información relacionada con características geológicas de los yacimientos, sean areniscas o carbonatos, ni si son naturalmente fracturados. Tampoco se incluyó información de las profundidades de los yacimientos, ni del tipo de aceite, pesado o ligero que producen.

Lo anterior, debido a que en esta etapa el esfuerzo de CNH se concentró en calcular los factores de recuperación para todos los campos. Tanto el factor de recuperación actual (al 1° de enero de 2009), como los finales esperados, de acuerdo a los planes que tiene Petróleos Mexicanos para los diferentes campos.

También se decidió, mejor dedicar un tiempo considerable a buscar en la industria internacional, para saber qué factores de recuperación se están obteniendo.

Sin embargo, se tiene programado continuar en un futuro con este trabajo, que incluirá en versiones posteriores más información relacionada a las características geológicas de los yacimientos y a los fluidos que se producen de ellos.

Con estos antecedentes, se puede comentar que la base de datos contiene 713 campos distribuidos de la siguiente forma:

Tabla 3. Distribución de los campos con reservas por Región de PEP.

Región	Campos
Norte	466
Sur	156
Marina Suroeste	66
Marina Noreste	25
TOTAL	713

Con relación a los Activos la distribución es la siguiente:

Tabla 4. Distribución de los campos con reservas por Activo

Activo	Crudo	Gas
Burgos	0	212
Poza Rica-Altamira	133	1
Veracruz	7	21
Cinco Presidentes	40	3
Litoral de Tabasco	10	0
Macuspana	8	21
Aceite Terciario del Golfo	29	0
Bellota-Jujo	27	0
Muspac	29	0
Abkatún-Pol-Chuc	10	0
Samaria-Luna	14	0
Ku-Maloob-Zaap	5	0
Cantarell	9	0
Holok-Temoa	0	1
TOTAL	321	259

De esta información, los campos se clasificaron en 321 campos de aceite y 259 campos de gas. Además, se separaron los 29 campos pertenecientes al Activo Terciario del Golfo (Chicontepepec). Además, se identificaron 133 campos sin producción acumulada y con diferentes niveles de reservas probadas, probables y posibles. Estos últimos se analizarán junto con PEMEX, para conocer los planes que se tengan para desarrollarlos y ponerlos en producción.

Tabla 5. Distribución de los campos mexicanos con reservas.

Tipo de Campo	Campos
Campos de Aceite	292
Campos de Gas	259
Campos del PATG	29

Para calcular el factor de recuperación de los campos de aceite, se obtuvo el cociente de la producción acumulada de crudo entre el volumen original de crudo de cada campo en barriles, ambos a condiciones de superficie. Para los campos de gas, se dividió la producción acumulada de gas entre su correspondiente volumen original de gas en pies cúbicos, también a condiciones de superficie. Para calcular los factores de recuperación a nivel Nacional, por Región y Activo se sumó la producción acumulada a nivel Nacional, de cada Región y de cada Activo, dividiéndose entre la suma del volumen original respectivo, tanto para campos de aceite como de gas.

Finalmente, se graficaron los factores de recuperación contra el volumen original en diagramas tipo Boston (Matriz de 2 x 2) por Región y por Activo, tanto para gas como para aceite. También se graficaron los diagramas tipo Boston de los activos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc para aceite y Burgos, Veracruz y Macuspana para gas.

La intención de hacerlo en estos diagramas fue para que se pudieran ir analizando gráficamente los resultados obtenidos y empezar a identificar las áreas de oportunidad que tendría México, para mejorar sus factores de recuperación. Probablemente, en las siguientes versiones de este DT-1, se podrán presentar los resultados de otra manera, para complementar el análisis y empezar a llevar a cabo una planeación de los futuros proyectos que se deberán poner en práctica en PEMEX, para aumentar los factores de recuperación.

En este capítulo y en los apéndices se presenta la información de manera tabular y en gráficas de cuatro formas: Por región, por tipo de fluido, aceite o gas, por activo y finalmente, por campo.

Casi en todos los casos, se presenta información del Activo Aceite Terciario del Golfo, a pesar de que por sus volúmenes de aceite y gas original in-situ que contiene y por la etapa temprana en la que se encuentra en explotación, distorsiona los resultados que se obtienen, principalmente en términos de los promedios por activo, por región y el nacional.

Sin embargo, se decidió incluirlo por la importancia que tiene, ya que sus volúmenes originales de aceite y gas son relevantes para el país.

En el Apéndice I, se incluyen de manera tabular los factores actuales de recuperación de aceite y gas (al 1º de enero de 2009), así como los que se esperan como factores finales de recuperación, para los diez campos principales de cada activo.

Resultados obtenidos.

Haciendo un agregado de la información entregada por PEP, se determinó que en México los campos de aceite cuentan con un volumen original in-situ de 278,994.6 mmb y los campos de gas de 33,239.4 mmmpc, distribuido de la siguiente forma:

Tabla 6. Volumen original in-situ por Región

Región	Campos de Aceite (mmb)	Campos de Gas (mmmpc)
Norte	165,420.3	25,970.6
Sur	40,553.4	7,268.8
Marina Noreste	54,652.5	0.0
Marina Suroeste	18,836.3	0.0
TOTAL	278,994.6	33,239.4

Cabe mencionar que del volumen original in-situ correspondiente a la Región Norte, 136,783.6 mmb corresponden al Activo Aceite Terciario del Golfo.

Con respecto a la producción acumulada, en México se han producido 36,849.1 mmb de los campos de aceite y 18,199.1 mmmpc de los campos de gas, de acuerdo a la distribución siguiente:

Tabla 7. Producción acumulada por Región

Región	Campos de Aceite (mmb)	Campos de Gas (mmpc)
Norte	5,624.9	12,687.8
Sur	9,652.2	5,511.4
Marina Noreste	15,919.0	0.0
Marina Suroeste	5,653.0	0.0
TOTAL	36,849.1	18,199.1

Con esta información al 1° de enero de 2009 a nivel nacional, el factor de recuperación para los campos de aceite es de 13.2 por ciento y para los campos de gas es de 54.8 por ciento. Sin tomar en cuenta el Activo Aceite Terciario del Golfo el factor de recuperación para los campos de aceite del país es 25.8 por ciento.

– Factores de recuperación por Región.

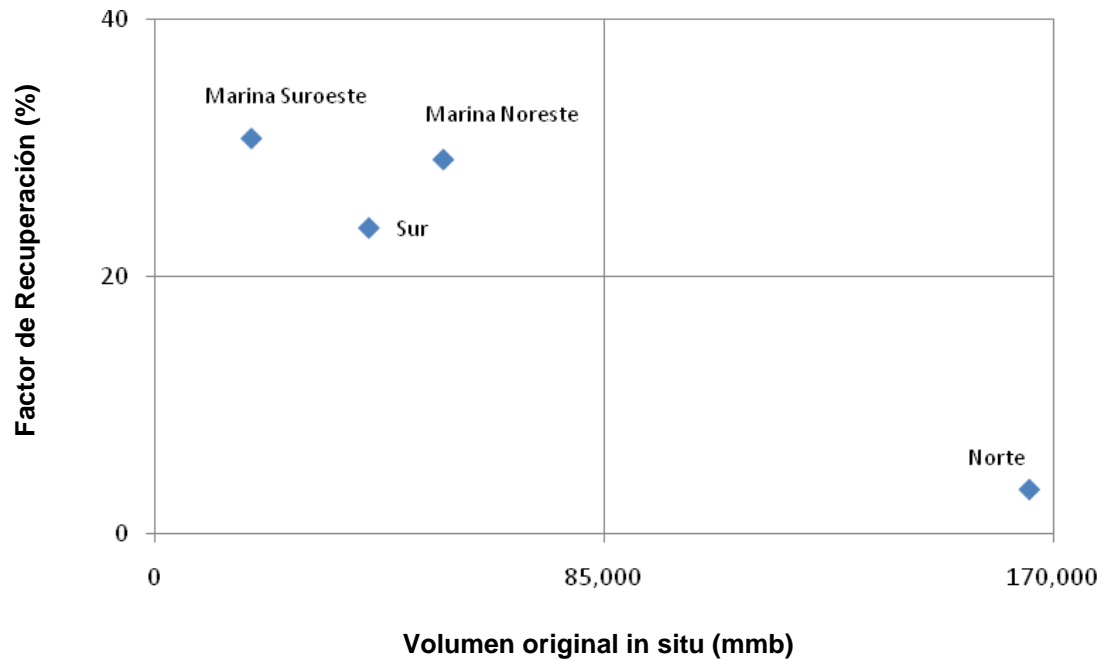
El factor de recuperación por Región para los campos de aceite, sin tomar en cuenta el Activo Aceite Terciario del Golfo, es el siguiente:

Tabla 8. Factores de recuperación para campos de aceite por Región

Región	Factor de Recuperación (porcentaje)
Marina Noreste	29.1
Marina Suroeste	30.8
Sur	23.8
Norte	19.0

Cuando se incluye el Activo Aceite Terciario del Golfo, el factor de recuperación de la Región Norte cambia a 3.4%, como se presenta en la siguiente gráfica:

Gráfica 7. Factor de recuperación para campos de aceite por Región contra volumen original in-situ

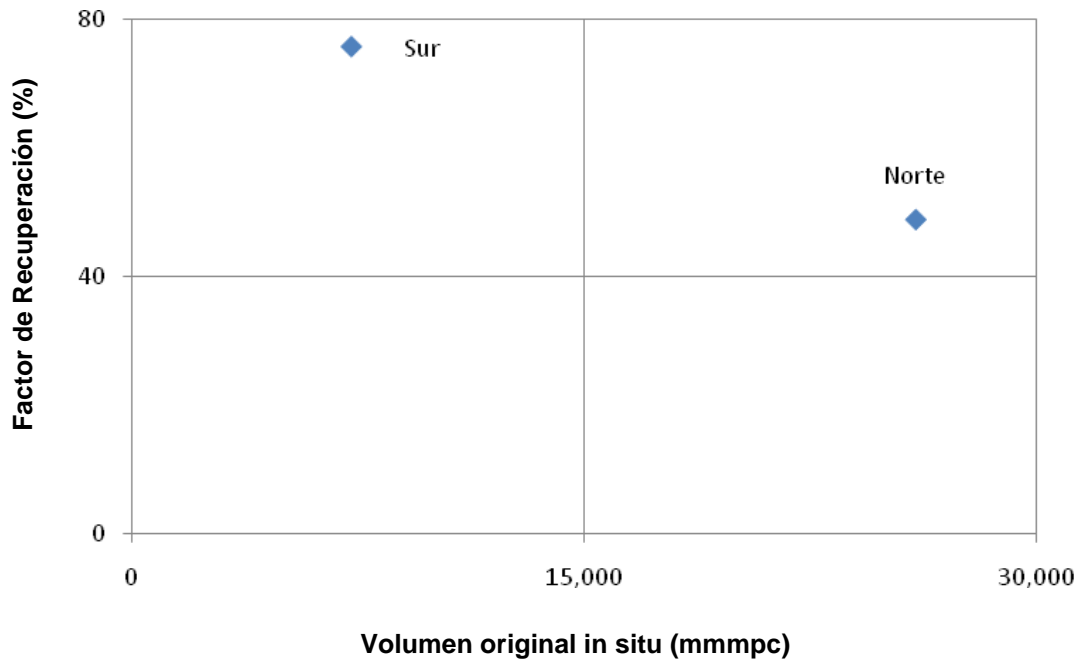


En relación a los campos de gas, los resultados son los siguientes, considerando que las regiones marinas no cuentan con campos de este tipo:

Tabla 9. Factores de recuperación para campos de gas por Región

Región	Factor de Recuperación (porcentaje)
Sur	75.8
Norte	48.9

Gráfica 8. Factor de recuperación para campos de gas por Región contra volumen original in-situ



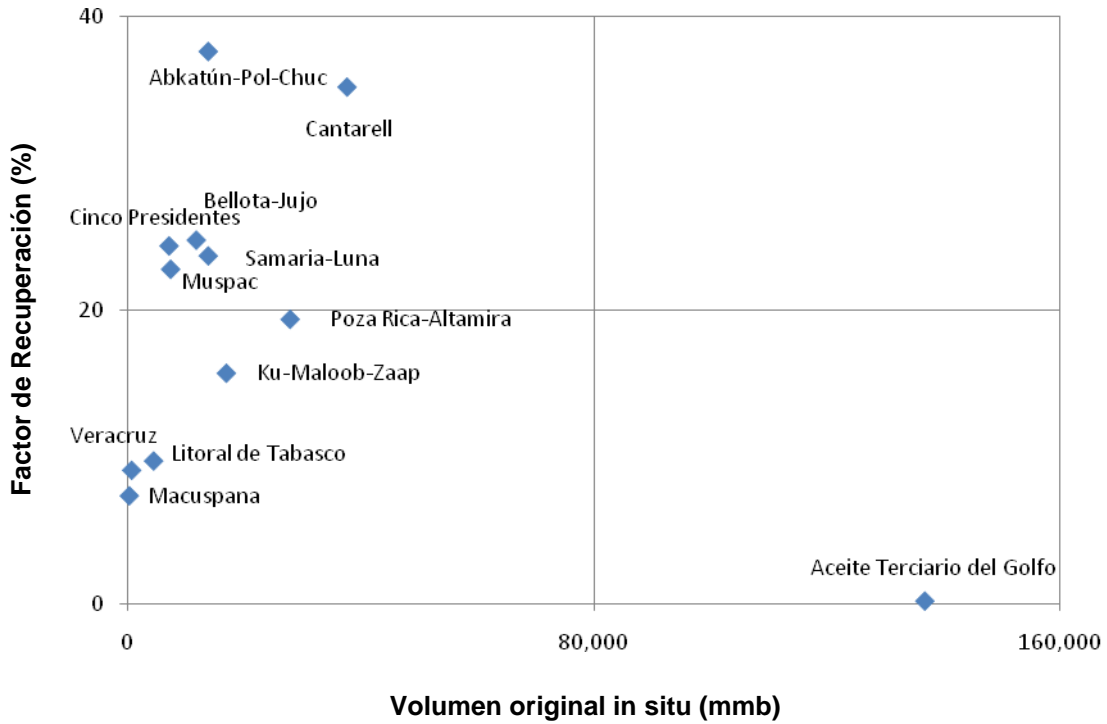
– Factores de recuperación por Activo en campos de aceite.

A nivel de Activos, se observa que de los campos de aceite, Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, es el que cuenta con el mayor factor de recuperación con 37.5 por ciento, le siguen Cantarell con el 35.2 por ciento, Bellota-Jujo con el 24.7 por ciento, Cinco Presidentes con el 24.4 por ciento, Samaria-Luna con 23.7 por ciento y Muspac con 22.8 por ciento. Los demás campos presentan factores de recuperación menores al 20 por ciento.

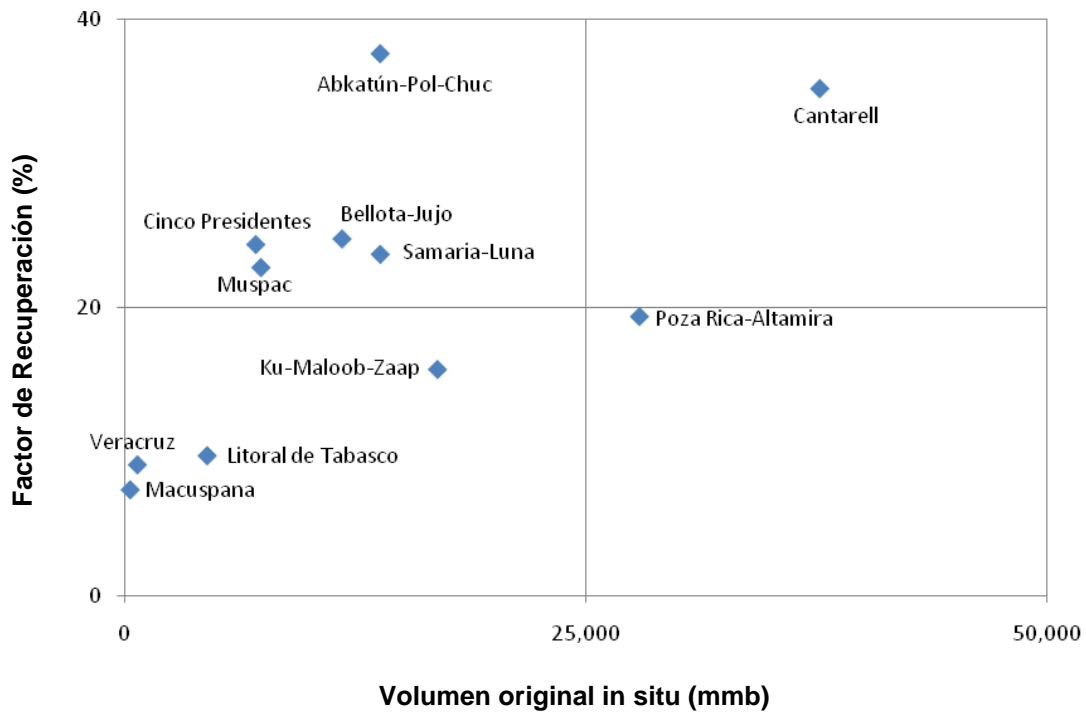
Tabla 10. Factores de recuperación para campos de aceite por Activo.

Región	Activo	Factor de Recuperación de Crudo (porcentaje)
Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	37.5
Marina Noreste	Cantarell	35.2
Sur	Bellota-Jujo	24.7
Sur	Cinco Presidentes	24.4
Sur	Samaria-Luna	23.7
Sur	Muspac	22.8
Norte	Poza Rica-Altamira	19.3
Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	15.7
Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	9.7
Veracruz	Veracruz	9.0
Sur	Macuspana	7.3
Norte	Aceite Terciario del Golfo	0.1

Gráfica 9. Factor de recuperación por Activo, contra volumen original in-situ



Gráfica 10. Factor de recuperación para campos de aceite por Activo contra volumen original in-situ*



* No incluye ATG

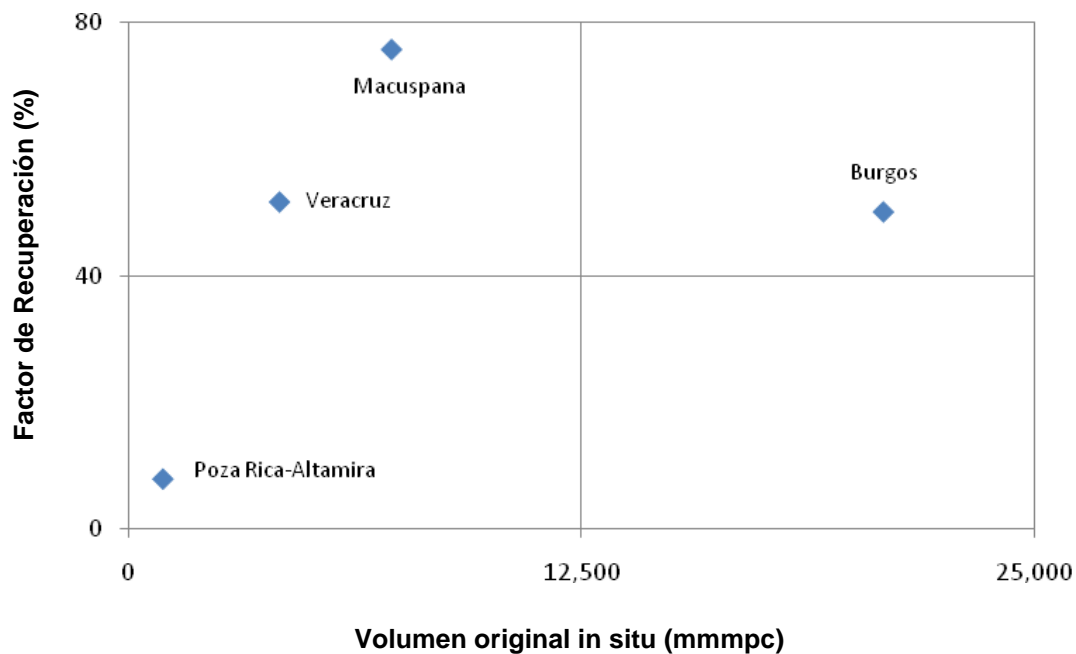
– Factores de recuperación por Activo en campos de gas.

En relación a los campos de gas se encontró que el Activo Macuspana tiene un factor de recuperación de 75.8 por ciento, el Activo Veracruz tiene 51.7 por ciento, el Activo Burgos el 50.2 por ciento y el Activo Poza Rica-Altamira 7.9 por ciento.

Tabla 11. Factores de recuperación para campos de gas por Activo

Región	Activo	Factor de Recuperación (porcentaje)
Sur	Macuspana	75.8
Norte	Veracruz	51.7
Norte	Burgos	50.2
Norte	Poza Rica-Altamira	7.9

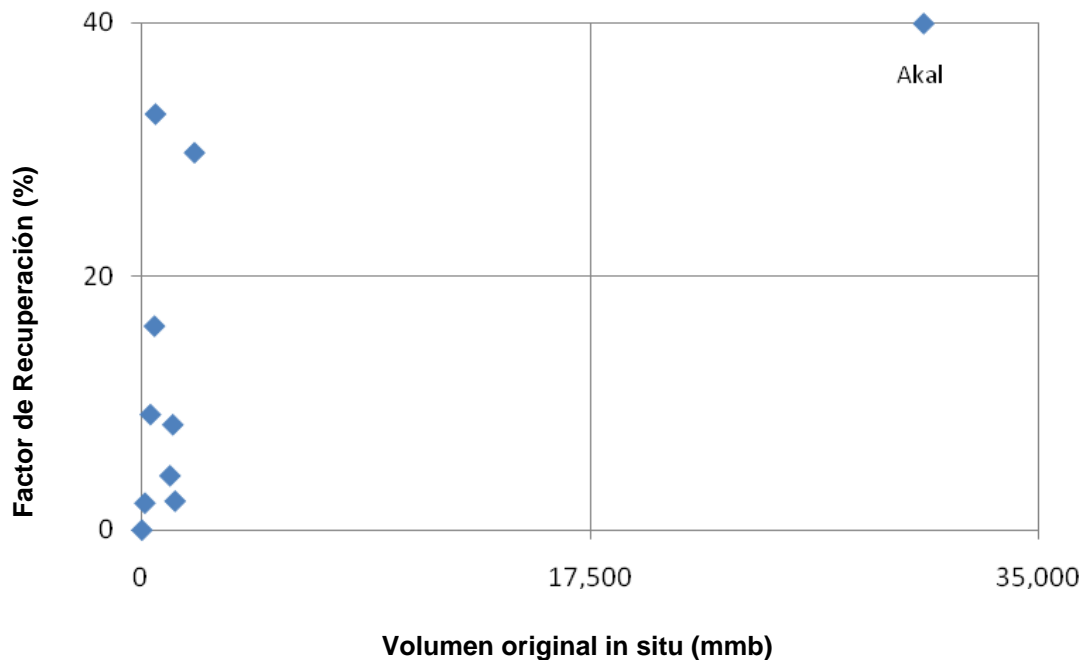
Gráfica 11. Factor de recuperación para campos de gas por Activo contra volumen original in-situ



- Factores de recuperación para campos del Activo Cantarell.

Hasta hace poco tiempo, el Activo Cantarell fue el principal productor de petróleo crudo en México. Dentro de éste, el campo Akal aporta el 80.9 por ciento del volumen original in-situ del Activo y tiene un factor de recuperación de 39.9 por ciento.

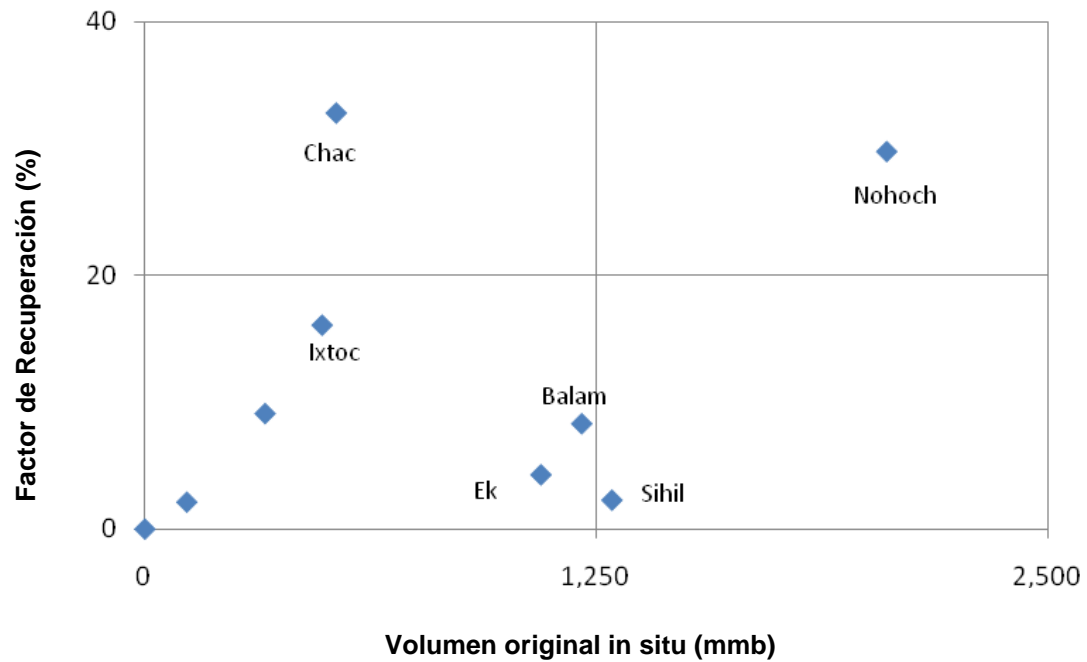
Gráfica 12. Factor de recuperación para los principales campos del Activo Cantarell contra volumen original in-situ, incluido el campo Akal.



Nota: Esta misma gráfica a detalle, con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

El campo Nohoch tiene un factor de recuperación de 29.7 por ciento, el campo Sihil 2.3 por ciento, el campo Balam 8.3 por ciento, el campo Ek 4.3 por ciento, el campo Ixtoc 16.1 por ciento y el campo Chac, 32.8%.

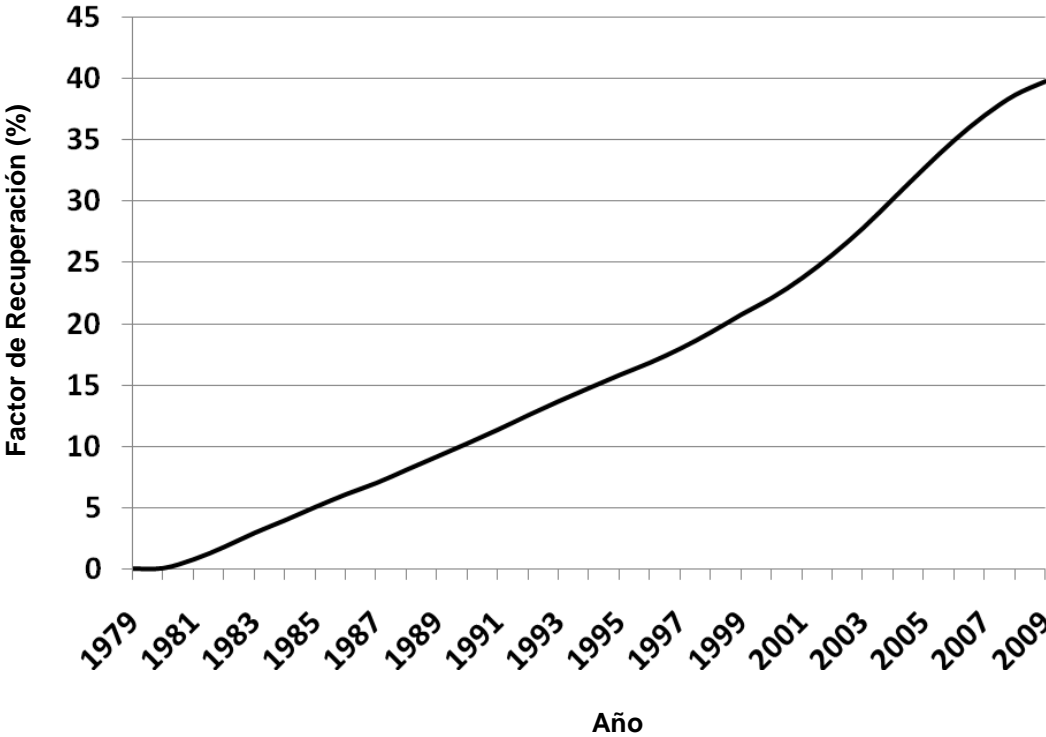
Gráfica 13. Factor de recuperación para los principales campos del Activo Cantarell contra volumen original in-situ, sin incluir el campo Akal.



Nota: La gráfica a detalle con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

En el caso de Cantarell, en particular para el campo Akal, a continuación se presenta en la Gráfica 14, como ha sido la evolución del factor de recuperación a lo largo de su historia de producción y se puede observar claramente como a partir del año 2000, dicho factor aumenta considerablemente, como producto de la perforación adicional de pozos que se realizó, así como por el efecto que tuvo la inyección de nitrógeno en el del factor de recuperación.

Gráfica 14. Evolución histórica del Factor de Recuperación para el campo Akal.

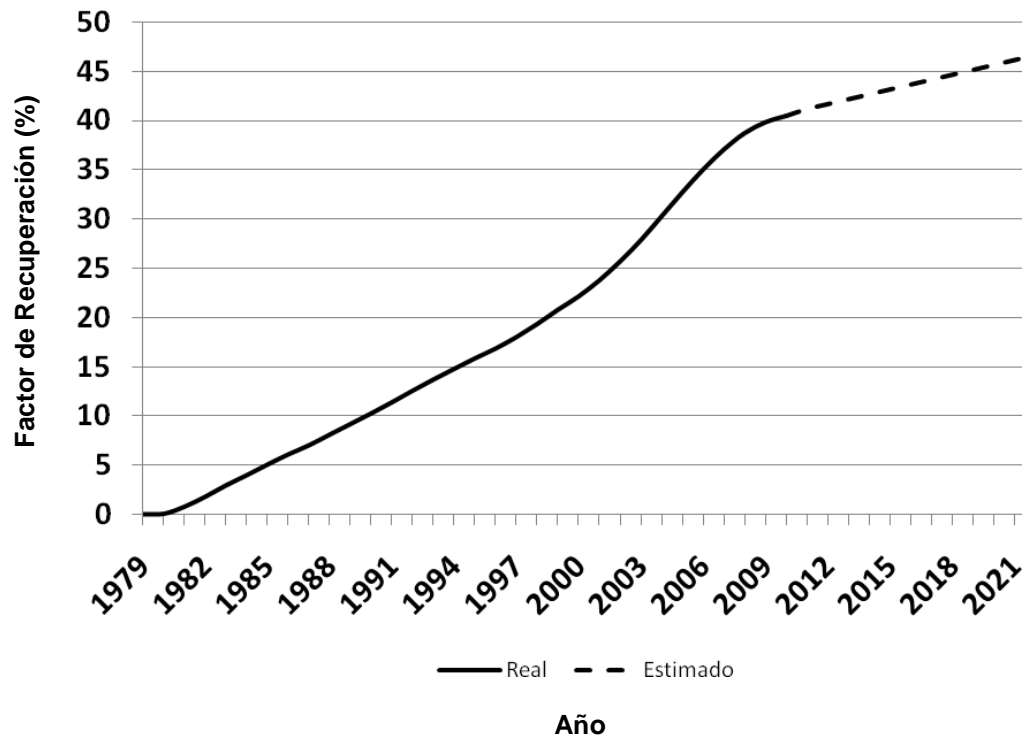


Fuente: BDI, PEMEX

Factor de recuperación final en el Campo Akal.

De la misma manera, se presenta en la Gráfica 15, cómo evolucionará dicho factor de recuperación, el cual se estima que alcance 50.9 por ciento, con la actividad que hasta ahora tiene planeada PEMEX. Sin embargo, la misma empresa considera que aplicando otros procesos de recuperación mejorada, se podría alcanzar hasta 60 por ciento de recuperación final, que es comparable a las mejores prácticas de la industria en yacimientos con un casquete de gas secundario y sujetos a la inyección de algún gas.

Gráfica 15. Evolución futura del Factor de Recuperación para el Campo Akal, con las actividades ya planeadas.

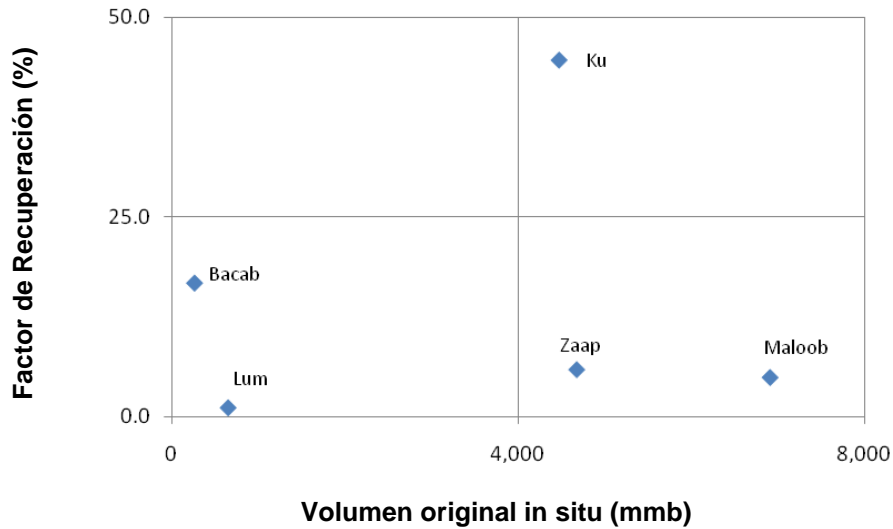


Fuente: BDI, PEMEX

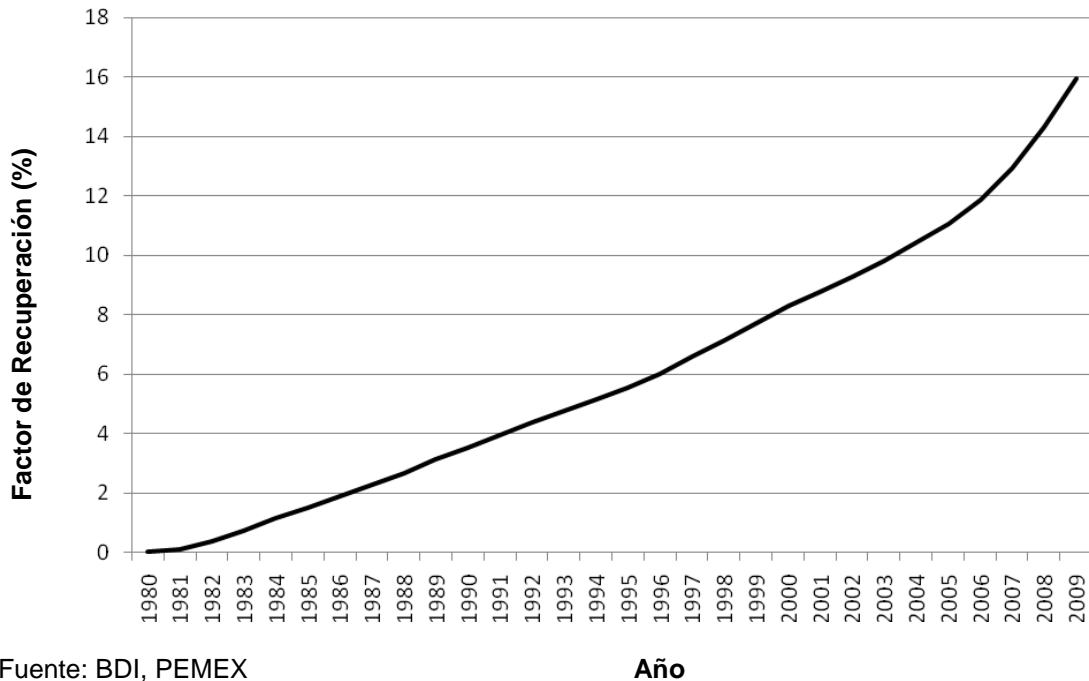
- Factores de recuperación para campos del Activo Ku-Maloob-Zaap

En el Activo Ku-Maloob-Zaap, el campo Ku tiene un factor de recuperación de 44.7 por ciento. Por otro lado, los campos Bacab, Zaap y Maloob presentan factores de recuperación de 16.7, 5.8 y 4.9 por ciento respectivamente.

Gráfica 16. Factor de recuperación para los principales campos del Activo Ku-Maloob-Zaap contra volumen original in-situ.



Gráfica 17. Evolución del Factor de Recuperación para el Activo Ku-Maloob-Zaap



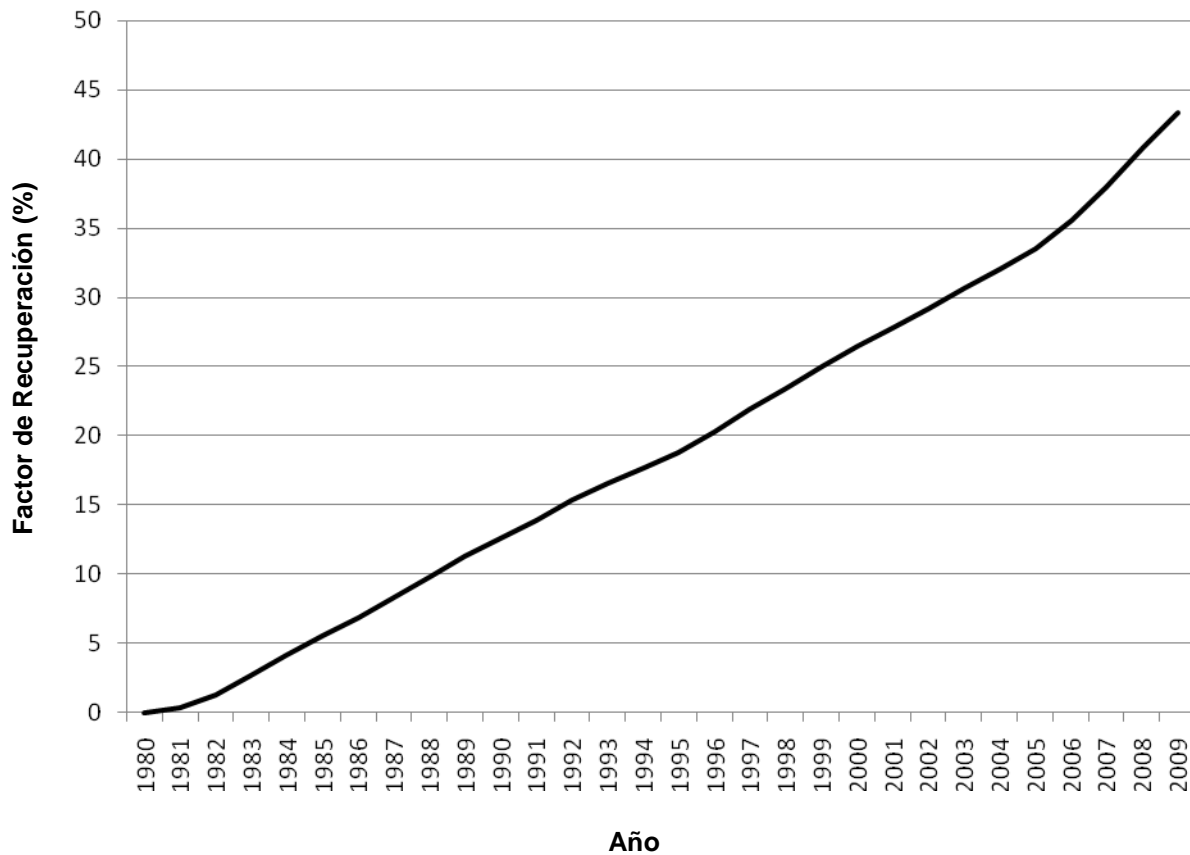
Fuente: BDI, PEMEX

Para el caso del complejo Ku-Maloob-Zaap, se presenta la Gráfica 17, donde se observa como ha evolucionado el factor de recuperación, desde el inicio de su explotación.

El nivel tan bajo de factor de recuperación en otros campos de Ku-Maloob-Zaap se explica porque los campos Maloob y Zaap apenas se empiezan a producir a ritmos mayores, por lo que su factor de recuperación aumentará considerablemente en los próximos años.

A continuación se presenta la gráfica solo para Ku, que como se puede ver ha alcanzado un factor de recuperación de casi 45% y el estimado final que CNH calculó que se podrá obtener es de 64%.

Gráfica 18. Evolución Histórica del Factor de Recuperación para el Campo Ku

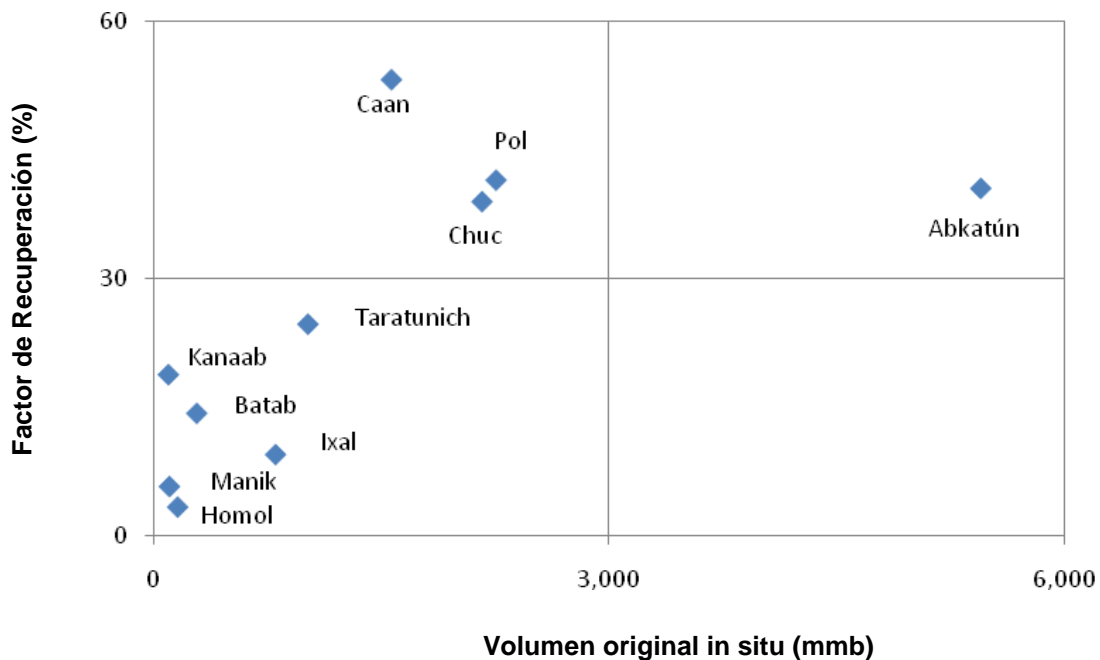


Fuente: BDI, PEMEX

- Factores de recuperación para los campos del Activo Abkatún-Pol-Chuc.

El Activo Abkatún-Pol-Chuc es el que presenta los mejores resultados, en cuanto a los factores de recuperación de sus campos. De este Activo, el campo Caan presenta un factor de recuperación de 53.3 por ciento, el campo Pol presenta un factor de recuperación de 41.5 %, el campo Abkatún de 40.6 por ciento, el campo Chuc de 39.0 y el campo Taratunich de 24.7. Los demás campos presentan factores de recuperación menores al 20 por ciento.

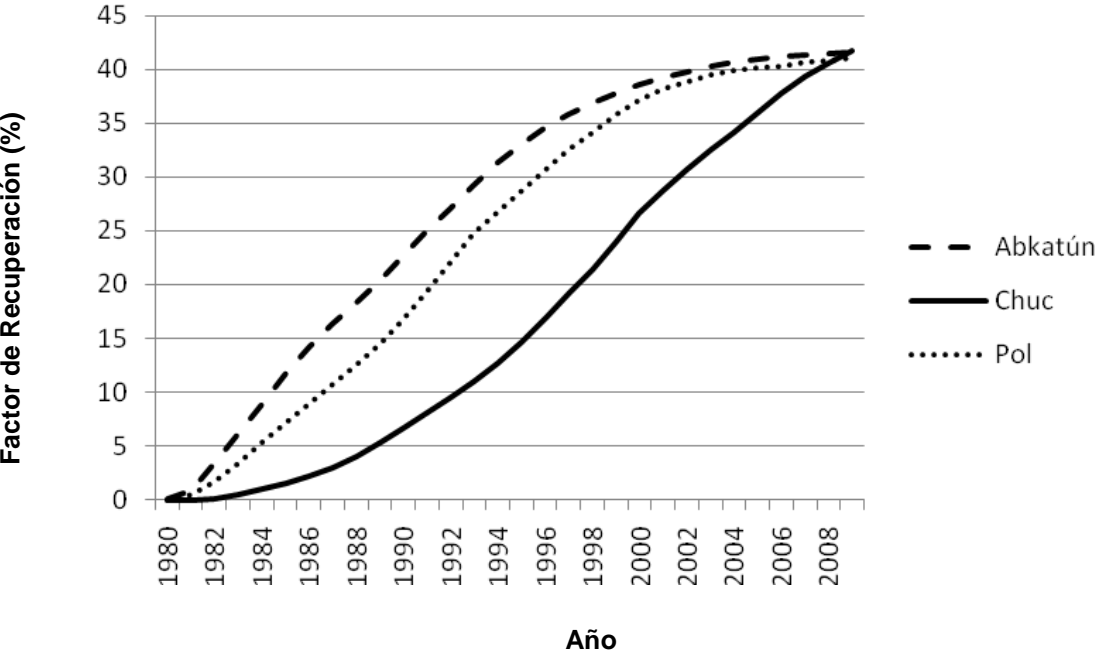
Gráfica 19. Factor de recuperación para los principales campos del Activo Abkatún-Pol-Chuc contra volumen original in-situ.



En la siguiente gráfica, se presenta la evolución del factor de recuperación para los tres campos del complejo Abkatún-Pol-Chuc.

Como se puede observar, han alcanzado ya un máximo arriba de 40% y solo Chuc presenta un potencial de poder seguirlo aumentando. La CNH estima que llegará a 45.3%, al final de su vida productiva.

Gráfica 20. Evolución del Factor de recuperación para los campos Abkatún, Pol y Chuc.



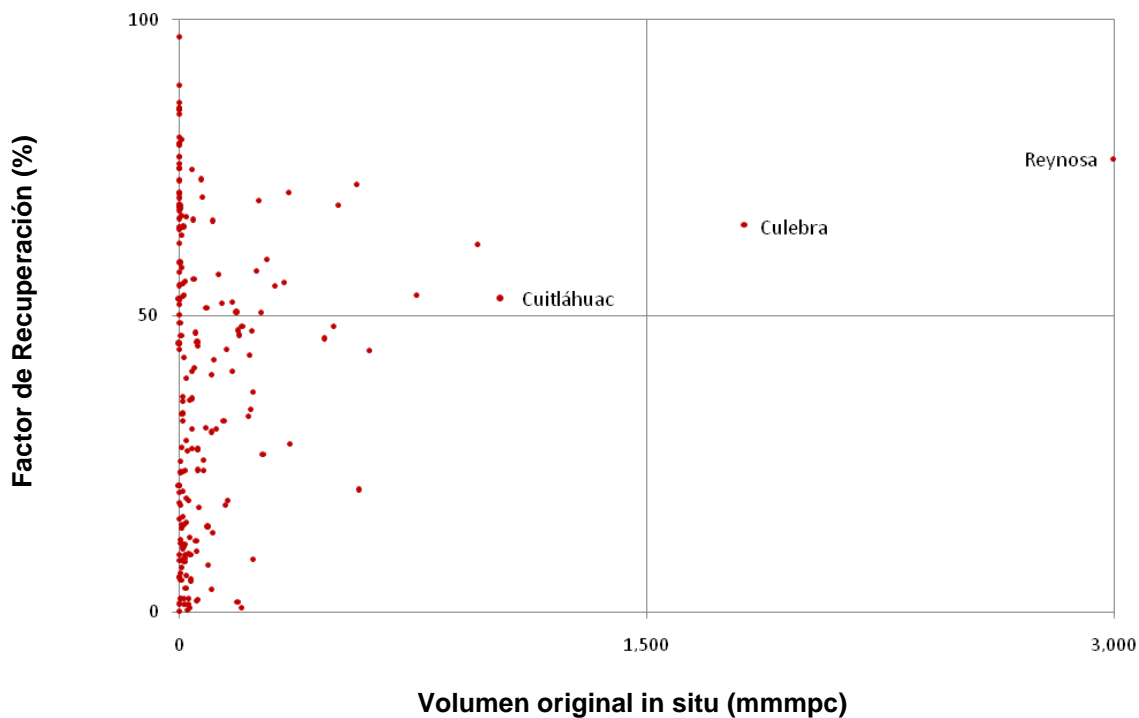
Fuente: BDI, PEMEX

- Factores de recuperación para campos del Activo Burgos.

Dentro de los Activos con producción de gas, se tiene que Burgos es el más importante, ya que cuenta con 212 campos.

Los tres campos principales del Activo Burgos con base en el volumen original in-situ son Reynosa, Culebra y Cuitláhuac, con factores de recuperación de 76.6, 65.5 y 53.0 por ciento respectivamente.

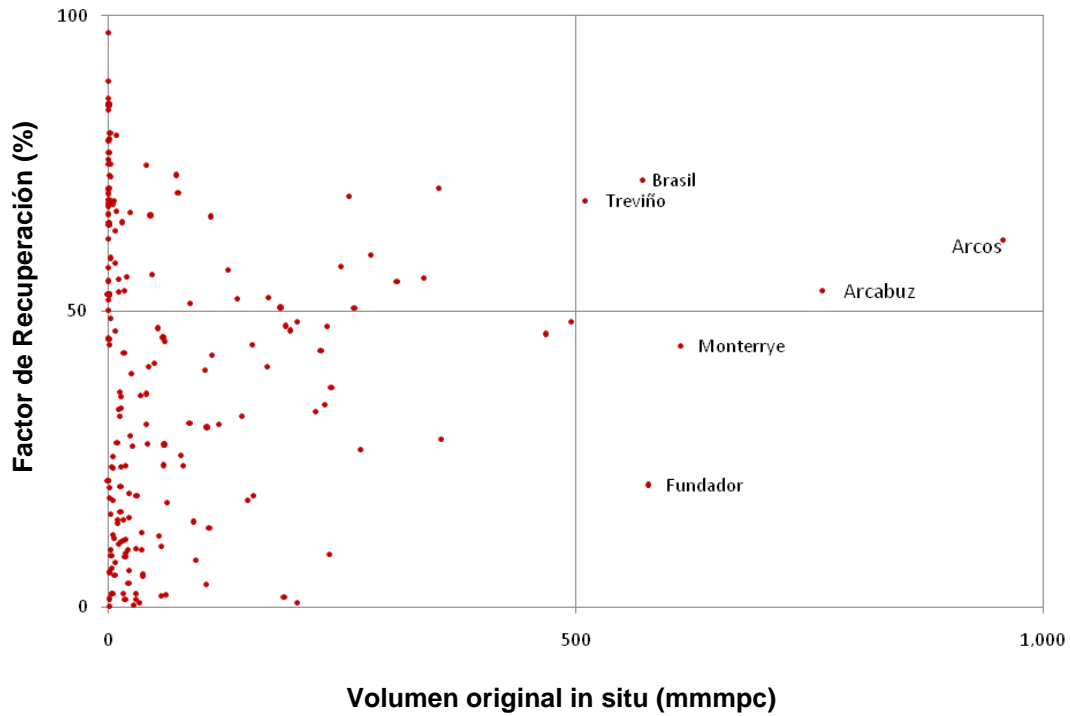
Gráfica 21. Factor de recuperación para todos los campos del Activo Burgos, contra volumen original in-situ.



Nota: La gráfica a detalle con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

Los campos siguientes en relación con el volumen de gas in-situ son el campo Arcos con 62.1% de factor de recuperación, el campo Arcabuz con 53.5%, el campo Monterrey con 44.2%, el campo Fundador con 20.7 por ciento, el campo Brasil con 72.2% y el campo Treviño con 68.8.7%.

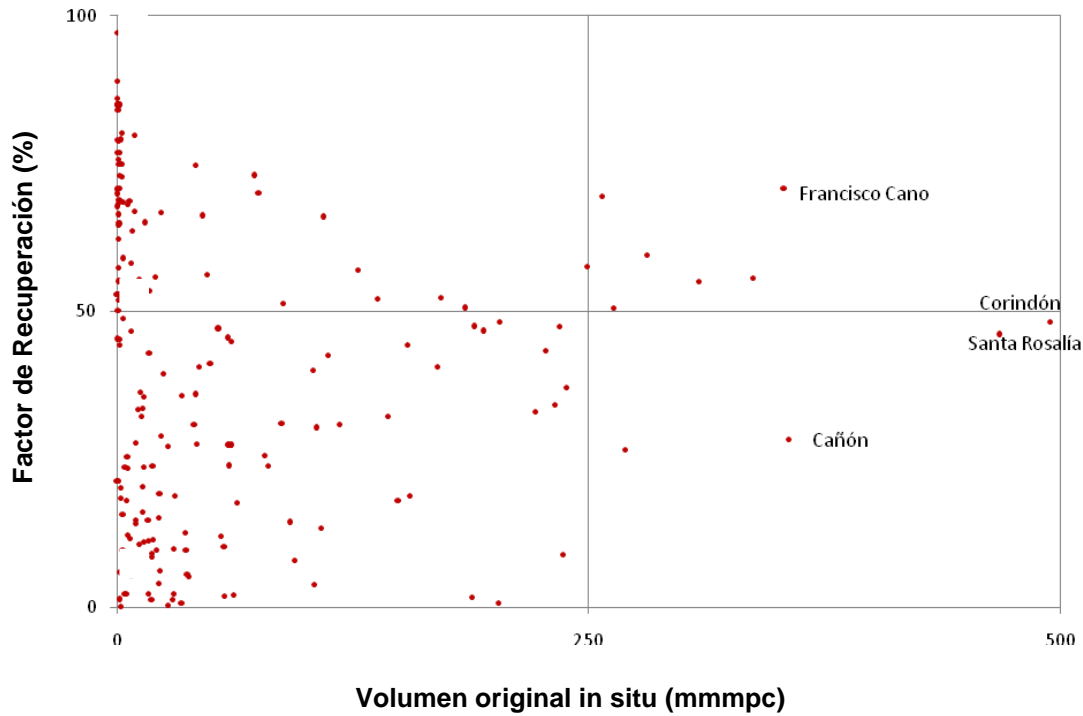
Gráfica 22. Factor de recuperación para los campos menores a 1,000 mmmpc del Activo Burgos, contra volumen original in-situ.



Nota: La gráfica a detalle con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

Finalmente el campo Corindón presenta un factor de recuperación de 48.2%, el campo Santa Rosalía 46.2 por ciento, el campo Cañón 28.3% y el campo Francisco Cano 70.8

Gráfica 23. Factor de recuperación para los campos menores a 500 mmmpc del Activo Burgos, contra volumen original in-situ.



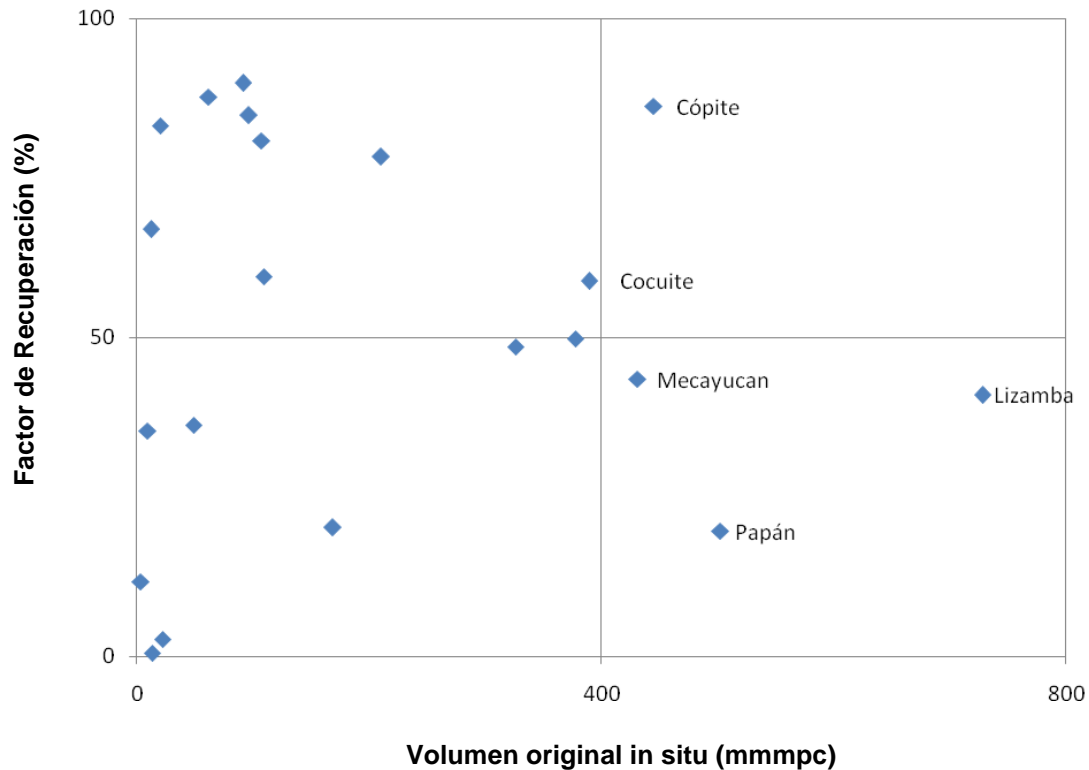
Nota: La gráfica a detalle con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

Los campos restantes del Activo Burgos presentan volúmenes originales menores a los 350 mmmpc.

- Factores de recuperación para campos del Activo Veracruz

Analizando los principales campos de gas del Activo Veracruz se tiene que el campo Lizamba tiene un factor de recuperación de 41.0 por ciento, el campo Papán 19.6 por ciento, el campo Cópite 86.2 por ciento, el campo Mecayucan 43.5 por ciento y el campo Cocuite 58.9 por ciento.

Gráfica 24. Factor de recuperación para los campos principales del Activo Veracruz contra volumen original in-situ.

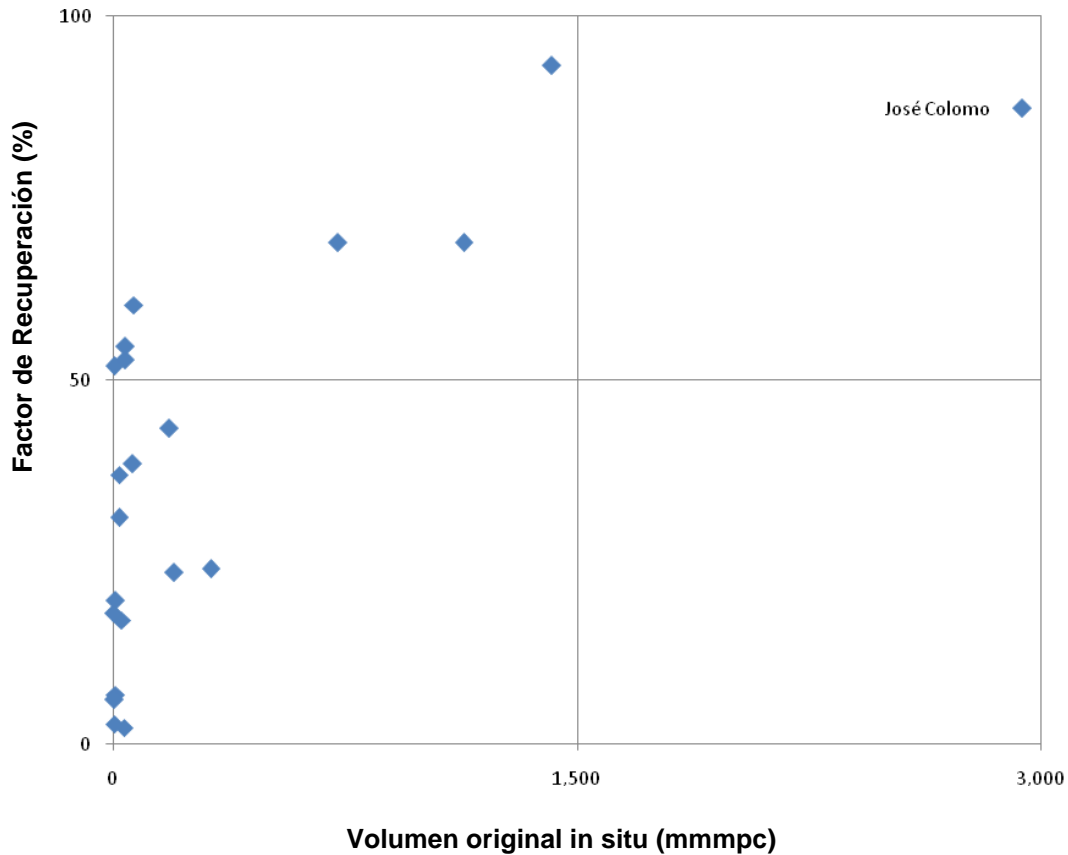


Nota: La gráfica a detalle con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

- Factores de recuperación para campos del Activo de Macuspana

Macuspana es un Activo con campos de gas que tienen altos factores de recuperación. El campo José Colomo presentó un factor de recuperación de 87.4 por ciento.

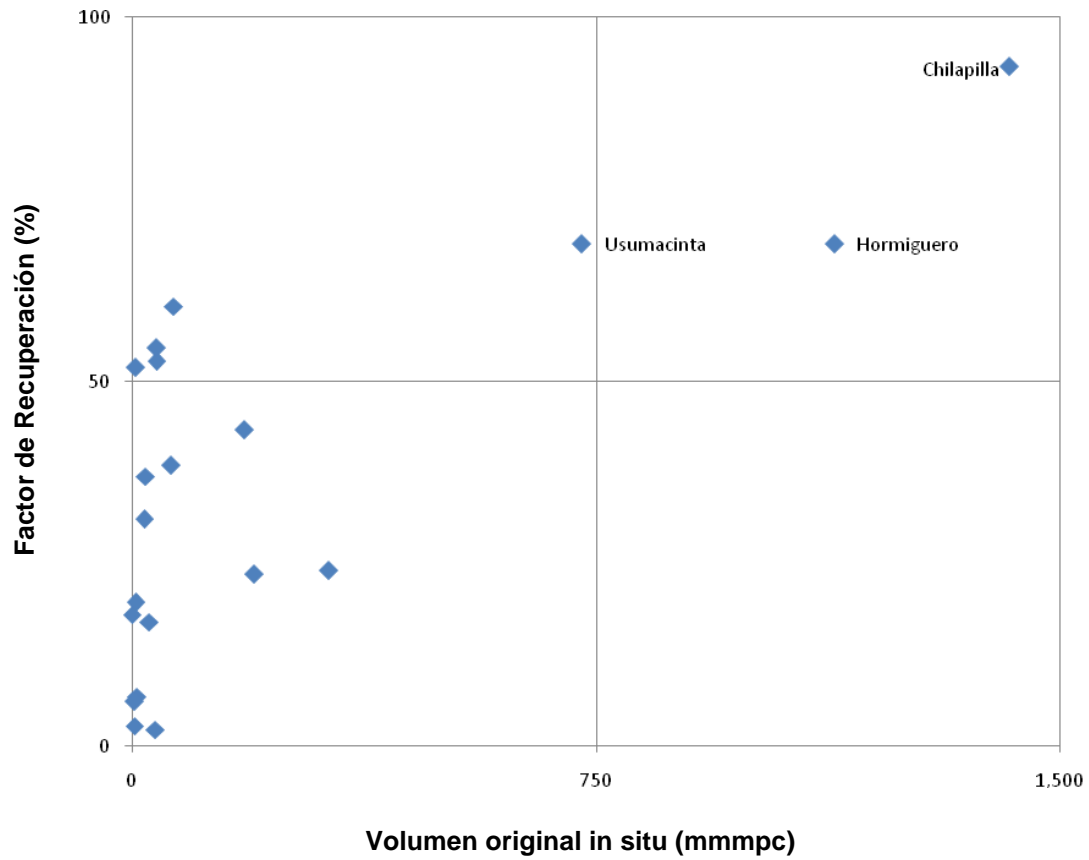
Gráfica 25. Factor de recuperación para todos los campos del Activo Macuspana, contra volumen original in-situ.



Nota: La gráfica a detalle con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

El campo Chilapilla alcanzó un factor de recuperación de 93.3 por ciento, Homiguero 69.0 por ciento y Usumacinta 68.9 por ciento. Los demás campos presentan factores de recuperación menores a 60 por ciento.

Gráfica 26. Factor de recuperación para los campos menores a 1,500 mmpc, del Activo Macuspana contra volumen original in-situ.



Nota: La gráfica a detalle con el índice de todos los campos se encuentra en el Apéndice III.

- **Discusión Técnica y Comentarios Finales.**

Como se ha presentado y discutido en este DT-1, el tema de calcular los factores de recuperación para los yacimientos de México y agruparlos de manera que se pudieran hacer comparaciones entre ellos, no es un asunto sencillo de resolver. De hecho, a lo largo de todo el documento se ha resaltado que a nivel internacional no existe una metodología común para calcularlos. Es más, en algunos casos publicados no se explica la metodología de cálculo, lo que lleva al lector a “suponer” que el autor utilizó tal o cual procedimiento para obtenerlos.

En este primer documento técnico de la CNH, se ha tratado de presentar la mejor información internacional que se encontró para poder tener un punto de comparación con México, pero la búsqueda está lejos de haber sido exhaustiva. Seguramente en las actualizaciones anuales posteriores que se harán de este DT-1, se podrá mejorar la información a este respecto.

Por otro lado, un tema importante a discutir es la misma definición del factor de recuperación de un campo de aceite y gas. Como aquí se ha utilizado, solo se calcula el FR del aceite, sin tomar en cuenta al gas que también se ha producido. Sin embargo, algunos autores señalan que se debe calcular el del aceite, como se presenta en este DT-1, pero también se debe calcular el del gas y disponer de ambos factores⁶. Esta no es una práctica común de la industria petrolera, pero la CNH lo analizará y posteriormente se tomará la decisión de incluirlo en México o no.

En el mismo sentido, también se puede comentar que otros autores²⁹ han decidido calcular el FR de campos de aceite y gas, convirtiendo el gas a petróleo crudo equivalente y sumárselo al aceite, tanto en la producción acumulada, como en el volumen original in situ de aceite y del gas del yacimiento. Incluso lo denominan como factor de recuperación de hidrocarburos (FRH), para distinguirlo del concepto tradicional de FR. Esta tampoco es una práctica común de la industria petrolera, pero sin duda es un tema que la CNH incluirá en su agenda de asuntos a tratar en los próximos meses.

Un aspecto muy importante para México, que se presentará en las siguientes versiones de este documento, es el relativo al cálculo de los FR por tipo de formación productora, ya sean areniscas, carbonatos o carbonatos naturalmente fracturados. En este primer DT-1, se tomó la decisión de no incluir estos elementos, ya que se considera que es necesario tener algunas reuniones de trabajo con PEMEX para trabajar conjuntamente estos temas y otros relativos al tipo de aceite que se produce en los yacimientos mexicanos, sobre todo en los campos de aceite pesado recientemente descubiertos en el mar.

En las correlaciones que la industria petrolera mundial ha manejado en el pasado y que varias se discutieron en el documento, se encontró que la elaborada recientemente por el NPD puede ser una que México puede estudiar y analizar, para aplicarla con las modificaciones correspondientes al caso de los yacimientos mexicanos. Este es un trabajo que la CNH realizará, en colaboración directa con sus colegas noruegos.

Conviene sin embargo aclarar, que hasta la fecha no existe una correlación publicada que pueda aplicarse a todos los yacimientos en el mundo, incluso si se pudieran separar por localización geográfica, tipo de formación, espesores, tipo de fluido, porosidad, permeabilidad, tiempo en explotación, etc. Lo que la industria petrolera ha hecho hasta ahora, es calcular el factor de recuperación actual, como se ha propuesto aquí y estimar el factor final esperado (FRF), considerando los trabajos y proyectos planeados para un yacimiento o campo en particular. Pero, como se ha indicado claramente, los criterios de cálculo entre países y compañías no son los mismos, por lo que se requiere encontrar las definiciones comunes, que puedan servir para comparar campos similares y así aprovechar las mejores prácticas para incrementar dichos factores de recuperación.

Un tópico adicional que se menciona en este documento y que afecta los factores de recuperación de aceite y gas, es el relacionado a los aspectos económicos que inciden en él. En la industria petrolera internacional se reconoce esta necesidad, pero no se ha publicado nada al respecto. La CNH trabajará sobre este tema también y en su oportunidad se publicarán los resultados que se vayan obteniendo.

Comentarios Finales.

A través de este DT-1, la Comisión Nacional de Hidrocarburos está empezando a atender un mandato de la Ley con la cual se creó la CNH.

Con este documento, elaborado con información disponible de Petróleos Mexicanos, se conoce campo por campo, la situación actual que guardan los factores de recuperación de aceite y gas en México en todas las regiones del país.

Por otro lado, se sabe cuál es el estado actual de los factores de recuperación que se tienen a nivel mundial, entendiéndose desde luego que además de las geográficas, existen otras diferencias de varios tipos entre los campos, tanto geológicas, como de las características de los fluidos que se producen, de sus condiciones de explotación y de la tecnología aplicada. Además, en la información consultada internacionalmente, en muchos casos, solo se logró encontrar promedios de factores de recuperación por países y no para cada campo.

No obstante lo anterior, con esta información la CNH estudiará la manera de aumentar los factores de recuperación en aquellos campos que presentan actualmente valores bajos comparados con otros países. Esta es una gran área de oportunidad para México, debido a que el aceite y el gas ya fueron descubiertos y solo se requeriría incrementar la recuperación de los mismos.

Solo se trataría entonces de encontrar la manera de producir volúmenes adicionales de dichos campos, desde luego empleando la mejor tecnología, llevando a cabo las inversiones que a través de los estudios se vayan definiendo y por supuesto, asegurando la rentabilidad de los proyectos que se puedan implantar con este propósito.

Como puede apreciarse en los diferentes Activos de Pemex Exploración y Producción, existe una buena cantidad de campos con gran potencial para incrementarles su factor de recuperación, atendiendo a los promedios internacionales que se encontraron y que sirven de comparación para México. Desde luego, que el trabajo no está terminado, solo es un punto de partida para los objetivos y mandatos de la CNH.

Por otra parte, debe tenerse claro que se requiere de un mayor estudio de las características de los yacimientos tanto por la CNH como por PEP y que de esta forma, se establezcan proyectos que tengan como objetivo el aumentar la recuperación final de los campos mexicanos.

Es importante resaltar aquí, que como muchas de las actividades de la exploración y producción, los resultados no serán en el corto plazo, sino mas bien en el mediano y largo plazos. Pero, si no se inician con esfuerzos como el presente, el largo plazo será todavía más largo y como se ha encontrado en varias partes del mundo, llegará un momento en que si es demasiado tarde, ya no habrá forma de aumentar los factores de recuperación. México todavía está a tiempo.

La CNH pretende publicar anualmente una actualización de este DT-1, en donde se adicionará información de los diferentes proyectos que se vayan implantando en PEMEX para mejorar los factores de recuperación en nuestro país.

Finalmente, la Comisión Nacional de Hidrocarburos agradece a todos los especialistas y expertos de la industria petrolera que aceptaron amablemente revisar una versión preliminar de este DT-1, ya que gracias a sus críticas, observaciones y comentarios se pudo enriquecer el documento para obtener esta versión final.

• REFERENCIAS.

1. Arps, J. J.; A Statistical Study of Recovery Efficiency, API Bulletin D14, American Petroleum Institute, 1967.
2. ____; Statistical Analysis of Crude Oil Recovery and recovery Efficiency, API Bulletin D14, 2nd Edition, 1984.
3. Dake, L.P.; Fundamentals of Reservoir Engineering, ELSEVIER, 1978.
4. Satter, Abdus and Thakur, Ganesh; Integrated Petroleum Reservoir Management, PENNWELL PUBLISHING CO., 1994.
5. Towler, Brian F.; Fundamental Principles of Reservoir Engineering, SPE Textbook Series, Volume 8, Society of Petroleum Engineers, 2002.
6. Lake, Larry W. et al; Petroleum Engineering Handbook, Volume V (B) Reservoir Engineering and Petrophysics, Society of Petroleum Engineers, 2007.
7. ____; Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum Society Monograph No.1, THE PETROLEUM SOCIETY of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Second Edition, 2004.
8. Cronquist, Chapman; Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate, Society of Petroleum Engineers, 2001.
9. ____; Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, Society of Petroleum Engineers, 2001.
10. Sandra Rafael and Sandra Ivan; Global Oil reserves-Recovery Factors Leave Vast Target for EOR Technologies, Oil and Gas Journal, November 5 and November 12, 2007.
11. Laherrère, Jean; Distribution and Evolution of “Recovery factor”, Oil and Gas Conference, International Energy Agency, November 11, 1997.
12. Meling, Leif Magne; How and for How Long It is Possible to Secure a Sustainable Growth of Oil Supply, World Petroleum Congress 2nd Regional Meeting, Doha, December 8-11, 2003.
13. Craft B.C. and Hawkins M.; Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition, PRENTICE HALL, 1991.
14. Lee, John and Wattenbarger Robert A.; Gas Reservoir Engineering, SPE Textbook Series Vol. 5, Society of Petroleum Engineers, 1996.
15. Willhite, G. Paul; Waterflooding, SPE Textbook Series Vol.3, Society of Petroleum Engineers, 1986.
16. Satter, Abdus et al; Practical Enhanced Reservoir Engineering, PENNWELL PUBLISHING CO., 2008.
17. Gudmestad, Ove T. et al; Petroleum Resources; Petrad Course Material, July, 2009.

- 18.____; Facts The Norwegian Petroleum Sector 2009; Noregian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy, 2009.
- 19.____; The Petroleum Resources On The Norwegian Continental Shelf 2005, Noregian Petroleum Directorate, 2005.
- 20.____; Petroleum Resources On The Norwegian Continental Shelf 2009, Noregian Petroleum Directorate, 2009.
- 21.____; Undeveloped Domestic Oil Resources, The Foundation for increasing oil production and a viable domestic oil industry, U.S. Department of Energy, February 2006.
- 22.Samaniego, Fernando and Cinco, Heber; Chapter 11: Oil and Gas Reserves Estimates, Carbonate Reservoir Characterization: A geologic-engineering analysis, Part I, ELSEVIER, 1992.
- 23.Cosentino, Luca; Integrated Reservoir Studies, Institute Francais du Petrole Publications, Editions TECHNIP, 2001.
- 24.Verma, Mahendra K.; Assessing the Potential for Future Reserve Growth in the Western Canadian Sedimentary Basin, Open-File Report 2005-1179, USGS, 2005.
- 25.____; Special Report EOR/Heavy Oil Survey, Oil and gas Journal, April 19, 2010.
- 26.Smith, Charles Robert; Mechanics of Secondary Oil Recovery, Robert E. Krieger Publishing Co., 1975.
- 27.Langenkamp, R.D.; Hanbook of Oil Industry Therms & Phrases, PENNWELL, 5th Edition, 2006.
- 28.Laherre, Jean; Oil and Gas: What future? , Groningen Annual Energy Convention, November 21, 2006.
- 29.Falcone, Gioia et al; Can we be more efficient in oil and gas exploitation? A review of the shortcomings of Recovery Factor and the need for an open worldwide production database, Journal of Physical and Natural Sciences, Volume 1, Issue 2, 2007.
- 30.Chenglin, Liu et al; Recovery Factors of Oil Resources in China, Natural Resources Research, Vol. 19, No.1, March 2010.
- 31.Saidi, Ali M.; Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs (Fundamental and Practical Aspects), TOTAL Edition Press, Paris, France, 1987.
- 32.Green, Don W. and Willhite, G. Paul; Enhanced Oil Recovery, SPE Textbook Series, Volume 6, Society of Petroleum Engineers, 1998.

- **GLOSARIO**

En este glosario, se define el término en español usado en este DT-1 y en paréntesis su traducción al inglés tomando como una fuente para su definición el Handbook of Oil Industry Therms & Phrases de R.D. Langenkamp²⁷

Término / (Traducción)	Definición
Administración de yacimientos petroleros (Petroleum reservoir management)	Es el uso inteligente (judicious) de varios medios disponibles a un hombre de negocios de la industria de exploración y producción, con objeto de maximizar sus beneficios (ganancias) de un yacimiento petrolero.
Análisis PVT (PVT analysis)	Son estudios de laboratorio enfocados a entender el comportamiento y propiedades de los fluidos a diferentes condiciones, se realizan a una muestra de fluidos (hidrocarburos) a la cual se le miden las variaciones de presión, volumen y temperatura, registrando los cambios a nivel molecular. Abreviación: Presión, Volumen, Temperatura (PVT)
Arenas, areniscas (Sandstone)	Roca compuesta por granos gruesos, que miden entre 0.0625 mm y 2 mm de diámetro.
Barril de petróleo crudo equivalente (bpce)	Es la unidad de volumen que representa la suma del petróleo crudo más el gas seco convertido a líquido. En este DT-1 se utilizó el factor de conversión de 5,200 pies cúbicos de gas por barril de petróleo.
Capa de gas (Gas cap)	Es la zona de gas que contiene un yacimiento, ya sea originalmente cuando se descubrió o la que se formó de manera secundaria al explotar el yacimiento. También se le conoce como casquete de gas.

Término / (Traducción)	Definición
Carbonatos (Carbonates)	Son las rocas ricas en carbonato de calcio, formadas por disolución. Algunos ejemplos de las principales son: Calizas y Dolomías.
Compresibilidad (Compressibility)	Es el cambio en volumen por unidad de cambio en presión.
Condensado (Condensate)	Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.
Contacto agua-aceite (Oil-water contact)	Es la interface en el yacimiento de la zona de aceite y la de agua.
Echado (Dip)	Es la inclinación que tiene el yacimiento, con respecto a una línea horizontal imaginaria.
Empuje (Drive)	Es el mecanismo a través del cual produce un yacimiento.
Factor de recuperación (Recovery Factor)	Es la relación existente entre la producción acumulada de aceite y/o gas y el volumen original de aceite (OOIP), a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en %.
Factor de recuperación final (Ultimate recovery factor), Factor de recuperación esperado o Factor de recuperación último (FRF).	Es la relación entre producción acumulada final que se espera de un yacimiento entre el volumen original del mismo, a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en %.
Factor de recuperación presente (Present recovery factor), Factor de recuperación actual (FR).	Es la relación entre la producción acumulada que se tiene hasta el momento (a cierta fecha) entre el volumen original del mismo, a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en %.

Término / (Traducción)	Definición
Fracturamiento hidráulico (Hydraulic fracturing)	Es la manera de “romper” o abrir canales artificialmente en una formación, para incrementar la permeabilidad y el flujo de petróleo y/o gas del yacimiento al pozo, utilizando presión y algún fluido para inyectar a la formación. Al mismo tiempo, se utiliza un producto granular, que se conoce como apuntalante, para mantener abierta la fractura.
Gas asociado (Associated gas)	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
Gas húmedo (Wet gas)	Es una mezcla de gases hidrocarburos que se encuentra en el yacimiento, los cuales contienen componentes más pesados que el metano y que se convierten en líquidos denominados condensados, al reducir su presión.
Gas no asociado (Non associated gas)	Es el gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
Grados API (API gravity)	Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.
Litología (Lithology)	Es la descripción del tipo de formación que se está analizando.

Término / (Traducción)	Definición
Mecanismo natural de producción (Natural drive mechanism)	Es la manera en que se produce un yacimiento, aprovechando la energía natural (presión) a la que se encuentra en el subsuelo.
Núcleo (Core)	Muestra normalmente cilíndrica de roca cortada de una formación durante la perforación, para observar directamente sus características geológicas y determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la misma.
Permeabilidad (Permeability)	Es la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso.
Porosidad (Porosity)	Cantidad de espacio vacío dentro de una roca o formación.
Pozo delimitador (Appraisal Well)	Es el pozo o pozos que se perforan una vez que se tiene un descubrimiento de un campo, para poder conocer los límites areales del mismo.
Pozo multilateral (Multilateral well)	Pozo con brazos múltiples en diferentes intervalos de una formación o de varias.
Pozos horizontales (Horizontal Well)	Es el pozo perforado de manera horizontal en su etapa final, donde se encuentra la formación productora.
Presión de rocío	Es la presión del gas en el yacimiento a la cual se libera la primera gota de líquido (condensado).
Presión de saturación o de burbuja	Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases (líquido - gas), en el yacimiento.
Recuperación final (Ultimate Recovery):	Ver factor de recuperación final.

Término / (Traducción)	Definición
Recuperación mejorada (Improved/Enhanced oil recovery)	Es el proceso que aplica a los yacimientos, después de la recuperación primaria y la secundaria, con objeto de aumentar la recuperación final del mismo.
Recuperación primaria (Primary recovery)	Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos, para desplazar los fluidos a través de la formación porosa y permeable del mismo hacia los pozos.
Recuperación secundaria (Secondary recovery)	Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte, de mantener la presión del yacimiento.
Recuperación Terciaria (Tertiary recovery)	Así se denominó al principio, a los procesos que se aplicaban a los yacimientos después de la recuperación primaria y secundaria. La industria después cambio el término a recuperación mejorada.
Registro geofísico (well logging)	Es el registro o medición de las formaciones del subsuelo, obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, las cuales miden características de la formación.
Reservas posibles (Possible reserves)	Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.
Reservas probables (Probable Reserves)	Volumen de hidrocarburos cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.

Término / (Traducción)	Definición
Reservas probadas (Proved Reserves)	Volumen de hidrocarburos evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.
Sistemas artificiales de producción (Artificial systems)	Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie, dentro de los pozos.
Subsidencia (Subsidence)	Es el hundimiento que se puede presentar en la superficie, debido a la extracción de fluidos de las capas del subsuelo.
Volumen original de gas in-situ (Original Oil in place, OOIP)	Cantidad de crudo y gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.
Volumen original in-situ (Original Gas in place, OGIP)	Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Término / (Traducción)	Definición
Yacimiento (Reservoir)	Porción de trampa geológica de roca porosa y permeable que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

APENDICE I

Factores de recuperación actuales (al 1º de enero de 2009) y últimos o finales (FRF), de los campos principales para cada Activo de PEMEX Exploración y Producción (PEP).

**Tabla I.1 Región Marina Noreste. Activo Cantarell
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Akal	Crudo	2,732.4	1,002.5	1,503.6	39.9	50.9
Sihil	Crudo	262.7	46.6	0.0	2.3	24.7
Ek	Crudo	129.8	63.6	25.8	4.3	21.5
Balam	Crudo	88.8	101.7	54.2	8.3	23.4
Kutz	Crudo	33.1	0.0	0.0	9.1	18.2
Ixtoc	Crudo	27.6	33.8	0.0	16.1	26.5
Takín	Crudo	26.9	11.7	0.0	2.1	34.4
Kambesah	Crudo	19.6	10.6	0.0	0.0	30.1
Nohoch	Crudo	13.3	0.0	0.0	29.7	30.3
Chac	Crudo	4.6	0.0	0.0	32.8	33.6
Utan	Gas	2.6	0.4	8.1	0.0	19.0

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan todos los campos del Activo Cantarell.

**Tabla I.2 Región Marina Noreste. Activo Ku-Maloob-Zaap
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Maloob	Crudo	1,185.2	695.0	602.9	4.9	30.4
Ku	Crudo	915.4	27.0	35.1	44.7	63.2
Zaap	Crudo	885.3	449.2	3.2	5.8	32.6
Ayatsil	Crudo	90.4	190.1	309.8	0.0	8.7
Pit	Crudo	66.7	218.9	179.9	0.0	10.9
Lum	Crudo	35.9	31.7	18.2	1.1	11.2
Baksha	Crudo	30.4	12.6	0.0	0.0	9.3
Bacab	Crudo	15.9	7.7	0.0	16.7	25.3
Kayab	Crudo	0.0	0.0	135.0	0.0	0.0
Nab	Crudo	0.0	0.0	33.1	0.0	0.0

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Ku-Maloob-Zaap de un total de 14

**Tabla I.3 Región Marina Suroeste. Activo Abkatún-Pol-Chuc
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Ixtal	Crudo	214.4	78.1	43.1	9.4	36.0
Caan	Crudo	124.7	0.0	0.0	53.3	57.4
Chuc	Crudo	115.5	21.7	9.5	39.0	44.3
Homol	Crudo	39.0	21.0	0.0	3.3	27.0
Taratunich	Crudo	35.7	8.1	0.0	24.7	28.1
Onel	Crudo	33.3	27.2	0.0	0.0	19.6
Pokoch	Crudo	30.7	15.9	0.0	0.0	30.0
Kach	Crudo	28.0	38.4	29.7	0.0	11.1
Ché	Crudo	25.5	2.0	2.1	0.0	21.5
Abkatún	Crudo	23.7	12.5	0.0	40.6	41.1

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Abkatún-Pol-Chuc de un total de 24

**Tabla I.4 Región Marina Suroeste. Activo Holok-Temoa
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Lakach	Gas	59.3	70.1	121.0	0.0	38.8
Lalail	Gas	0.0	46.7	89.7	0.0	20.5
Noxal	Gas	0.0	0.0	80.7	0.0	0.0

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan todos los campos del Activo Holok-Temoa.

**Tabla I.5 Región Marina Suroeste. Activo Litoral de Tabasco
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
May	Crudo	216.2	234.2	39.4	7.5	47.4
Bolontikú	Crudo	141.7	80.4	161.2	7.2	26.7
Tsimin	Crudo	113.7	52.8	130.7	0.0	24.2
Yaxché	Crudo	109.8	108.4	61.5	0.5	20.0
Sinán	Crudo	73.9	135.5	69.5	7.8	22.0
Ayín	Crudo	45.2	70.5	144.3	0.0	12.8
Kax	Crudo	39.6	0.0	0.0	24.5	41.0
Alux	Crudo	36.5	28.9	27.0	0.0	23.4
Och	Crudo	29.3	0.0	0.0	43.3	52.6
Amoca	Crudo	26.6	6.3	41.7	0.0	7.1

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Litoral de Tabasco de un total de 39

**Tabla I.6 Región Norte. Activo Aceite Terciario del Golfo
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Coapechaca	Crudo	92.0	208.7	103.9	0.4	6.4
Tajín	Crudo	88.6	362.1	111.0	0.4	4.8
Agua Fría	Crudo	87.3	284.5	31.8	0.6	5.5
Presidente Alemán	Crudo	53.6	398.9	390.8	0.3	5.0
Coyotes	Crudo	43.3	160.8	52.6	0.3	7.4
Corralillo	Crudo	37.2	438.1	236.6	0.1	6.7
Soledad	Crudo	27.0	241.3	87.8	0.4	5.8
Miquetla	Crudo	25.9	303.6	1,036.4	0.1	3.3
Aragón	Crudo	24.1	225.3	100.8	0.0	5.2
Coyol	Crudo	22.4	673.9	465.0	0.0	7.8

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Aceite Terciario del Golfo de un total de 29

Tabla I.7 Región Norte. Activo Burgos
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Culebra	Gas	27.2	7.0	8.8	65.5	75.3
Cuitláhuac	Gas	25.0	10.1	8.5	53.0	70.7
Arcabuz	Gas	18.1	10.3	12.1	53.5	72.9
Nejo	Gas	14.8	9.8	4.2	8.9	63.0
Cuervito	Gas	13.0	4.9	3.4	33.1	75.0
Fundador	Gas	12.2	5.8	2.3	20.7	36.9
Velero	Gas	11.4	3.2	5.1	55.6	78.1
Cañón	Gas	11.3	2.2	5.3	28.3	48.1
Arcos	Gas	10.9	9.9	2.6	62.1	73.5
Santa Rosalía	Gas	10.3	3.8	6.4	46.2	61.9

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Burgos de un total de 247

**Tabla I.8 Región Norte. Activo Poza Rica-Altamira
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Arenque	Crudo	104.8	16.7	1.1	10.1	17.1
Poza Rica	Crudo	83.9	193.5	110.6	29.2	34.1
Tamaulipas Constituciones	Crudo	38.3	18.6	0.0	10.1	12.0
Bagre	Crudo	27.0	5.8	0.0	24.9	43.4
Lankahuasa	Gas	24.5	32.6	8.0	7.9	39.1
Tres Hermanos	Crudo	21.8	6.3	0.0	32.1	35.7
San Andrés	Crudo	18.8	22.3	33.9	27.4	29.7
Carpa	Crudo	17.2	4.1	0.0	4.2	24.9
Mejillón	Crudo	7.9	8.2	3.7	0.0	4.9
Tempache	Crudo	7.4	0.2	0.0	11.5	49.0

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Poza Rica-Altamira de un total de 145

**Tabla I.9 Región Norte. Activo Veracruz
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Lizamba	Gas	43.1	0.0	0.0	41.0	71.8
Papán	Gas	38.8	0.0	0.0	19.6	59.7
Apertura	Gas	18.4	0.0	0.0	49.7	75.0
Cauchy	Gas	16.6	23.2	3.2	0.0	55.6
Perdiz	Crudo	12.9	4.3	11.0	0.7	6.6
Arquimia	Gas	10.1	0.0	0.0	48.5	64.6
Playuela	Gas	3.7	0.0	5.5	20.3	31.8
Vistoso	Gas	3.5	0.0	0.0	78.4	87.0
Cocuite	Gas	3.5	0.0	0.0	58.9	63.5
Mata Pionche	Crudo	2.9	1.3	3.2	23.0	23.0

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Veracruz de un total de 45

Tabla I.10 Región Sur. Activo Bellota-Jujo
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Jujo-Tecominoacán	Crudo	796.2	5.9	5.9	29.0	43.8
Cárdenas	Crudo	71.9	0.0	0.0	33.1	36.4
Puerto Ceiba	Crudo	69.1	13.9	0.0	12.2	17.8
Mora	Crudo	68.4	0.0	0.0	29.1	39.3
Bellota	Crudo	59.4	0.0	0.0	32.8	38.3
Edén-Jolote	Crudo	57.1	0.0	0.0	38.1	46.0
Paredón	Crudo	40.3	9.2	0.0	27.2	31.2
Yagual	Crudo	27.8	9.5	0.0	19.2	34.1
Chinchorro	Crudo	26.9	15.8	0.0	20.3	30.0
Santuario	Crudo	25.8	0.0	0.0	21.2	30.6

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Bellota-Jujo de un total de 29

**Tabla I.11 Región Sur. Activo Cinco Presidentes
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Ogarrio	Crudo	55.3	32.8	0.0	18.6	25.5
San Ramón	Crudo	33.8	11.4	11.1	18.3	26.9
Blasillo	Crudo	28.6	2.9	0.0	19.8	26.8
Rodador	Crudo	26.8	5.6	0.0	20.1	35.0
Cinco Presidentes	Crudo	23.1	2.5	0.0	31.3	33.5
Magallanes-Tucán-Pajonal	Crudo	19.3	12.8	84.1	17.6	20.2
Guaricho	Crudo	17.4	4.9	0.0	9.4	29.5
Nelash	Crudo	9.3	15.1	10.8	0.1	12.0
Lacamango	Crudo	5.2	1.9	0.0	24.7	30.1
Rabasa	Crudo	4.1	13.6	13.9	0.0	12.9

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Cinco Presidentes de un total de 43

**Tabla I.12 Región Sur. Activo Macuspana
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Costero	Crudo	62.0	65.7	0.0	3.8	50.1
Narváez	Gas	28.4	2.2	0.0	24.1	74.1
Shishito	Crudo	11.9	0.6	0.0	10.5	24.5
José Colomo	Gas	9.5	0.0	0.0	87.4	89.0
Usumacinta	Gas	8.4	0.0	0.0	68.9	74.9
Hormiguero	Gas	7.8	1.7	0.0	69.0	73.3
Cobo	Gas	5.4	2.9	0.0	43.4	67.2
Tepetitán	Gas	4.4	11.4	0.0	23.6	65.3
Laguna Alegre	Gas	2.9	0.0	0.0	0.0	69.7
Vernet	Crudo	2.4	4.6	0.0	11.9	21.0

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Macuspana de un total de 38

**Tabla I.13 Región Sur. Activo Muspac
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación	
		Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Cactus	Crudo	61.1	5.5	28.7	15.8	17.0
Chiapas-Copanó	Crudo	58.9	0.1	0.0	41.5	47.1
Giraldas	Crudo	42.0	5.7	0.0	37.1	37.8
Muspac	Crudo	28.1	1.5	15.4	45.4	47.1
Sunuapa	Crudo	27.1	54.9	33.9	5.7	19.2
Gaucho	Crudo	11.5	18.7	0.0	3.7	16.4
Comoapa	Crudo	9.1	0.0	0.0	23.1	27.1
Catedral	Crudo	7.4	0.6	0.0	53.2	55.4
Malva	Crudo	6.7	0.3	0.0	10.2	33.5
Sitio Grande	Crudo	5.4	0.0	57.7	31.5	31.7

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Muspac de un total de 29

**Tabla I.14 Región Sur. Activo Samaria-Luna
(Principales campos de acuerdo al volumen de reservas probadas)**

Campo	Tipo	Reservas ¹			Factor de Recuperación		
		Gas/Aceite	Probadas mmbpce	Probables mmbpce	Posibles mmbpce	al 1° de enero de 2009 %	Último %
Samaria	Crudo		564.8	135.9	30.8	30.5	41.7
Iride	Crudo		551.3	21.1	57.1	24.3	47.0
Cunduacán	Crudo		221.0	118.0	0.0	19.9	27.7
Oxiacaque	Crudo		196.4	61.4	0.0	12.0	22.5
Sen	Crudo		82.1	25.0	51.0	23.2	30.7
Caparroso-Pijje-Escuintle	Crudo		45.3	17.3	10.5	19.7	25.7
Tizón	Crudo		27.1	42.7	0.0	12.8	37.7
Cráter	Crudo		23.8	0.0	15.0	3.0	23.0
Platanal	Crudo		14.9	0.0	9.3	7.5	11.4
Luna-Palapa	Crudo		2.7	0.0	0.0	57.0	57.7

1. No incluye condensado

Nota: Se presentan los diez principales campos del Activo Samaria-Luna de un total de 17

APENDICE II

**Mapas de las cuatro regiones de PEP y de los
Activos y campos en México.**

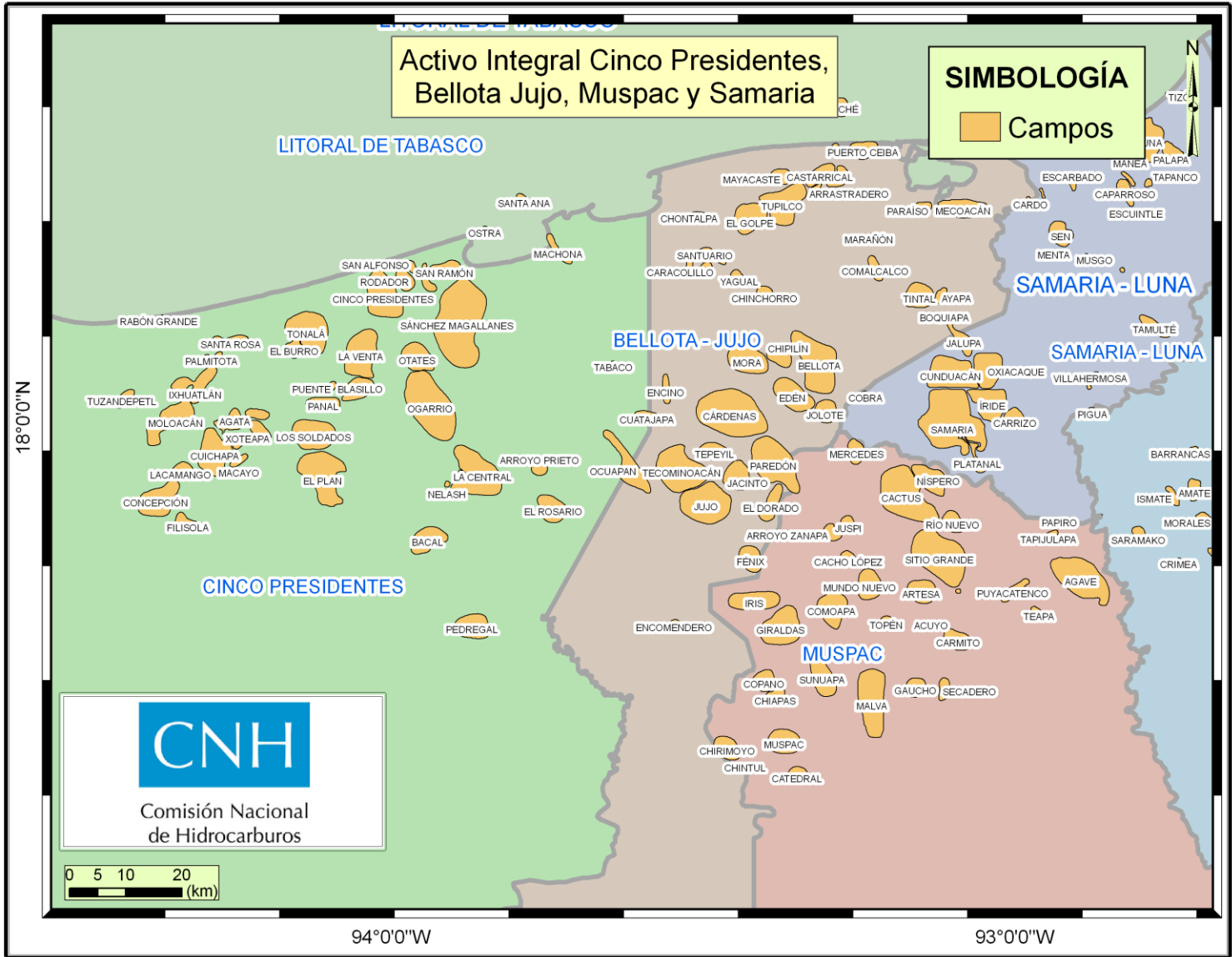
Distribución Regional y Áreas Productoras de PEMEX Exploración y Producción*



Mapa 1. Distribución geográfica de las cuatro Regiones en las que está dividida la actividad de exploración y producción en PEMEX Exploración y Producción.

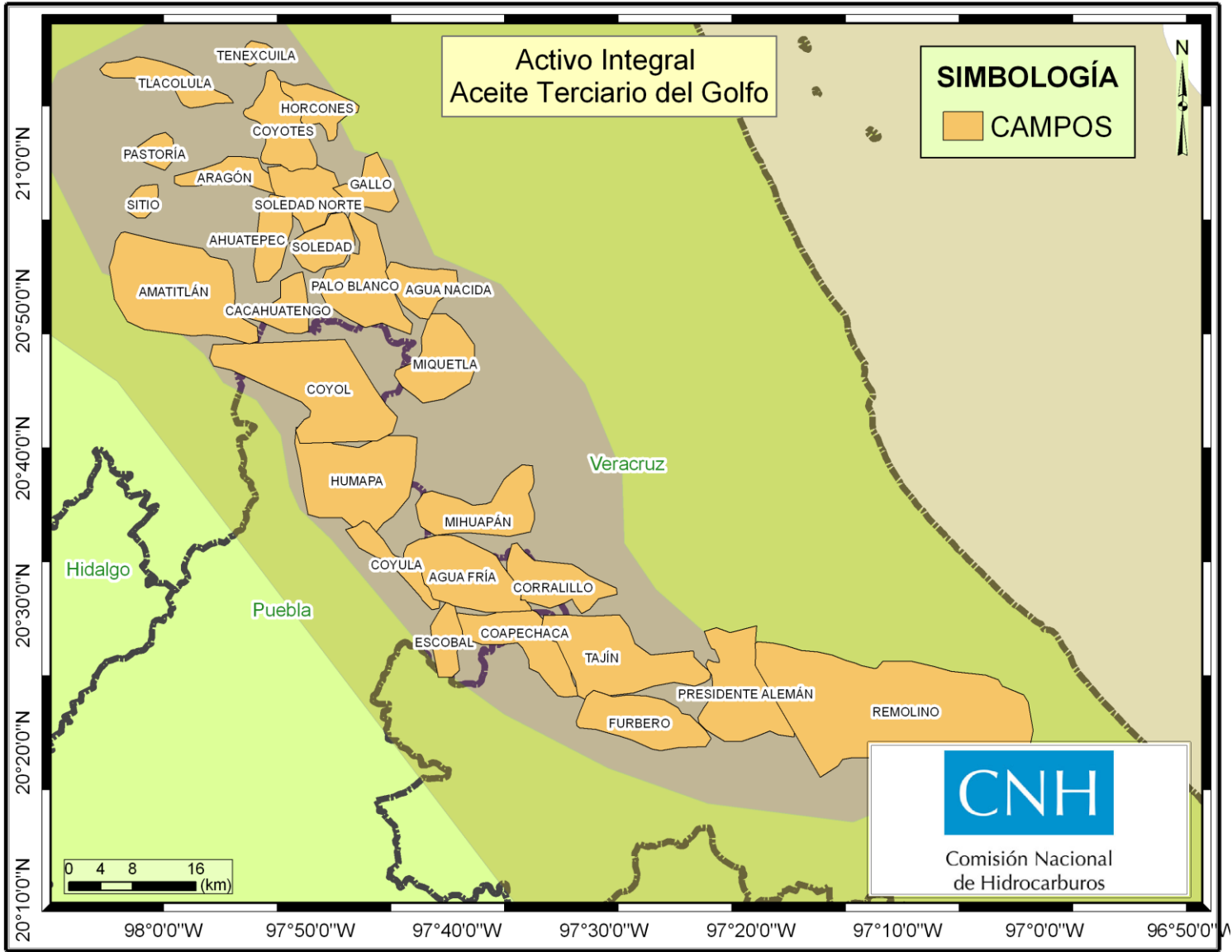
Fuente: PEMEX.

Mapa 2. Activo Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Muspac y Samaria



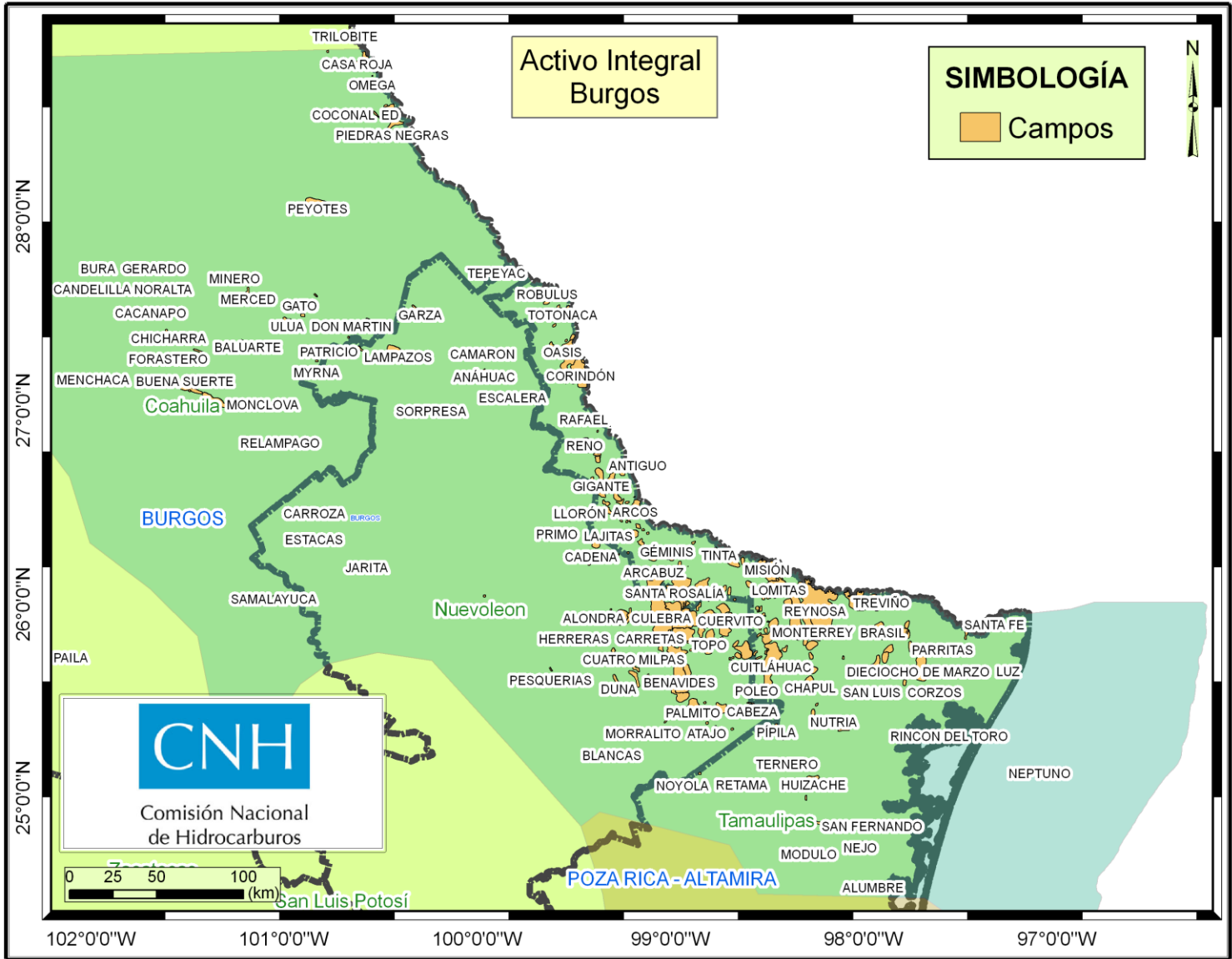
Fuente: SENER con información de PEMEX.

Mapa 3. Activo Aceite Terciario del Golfo



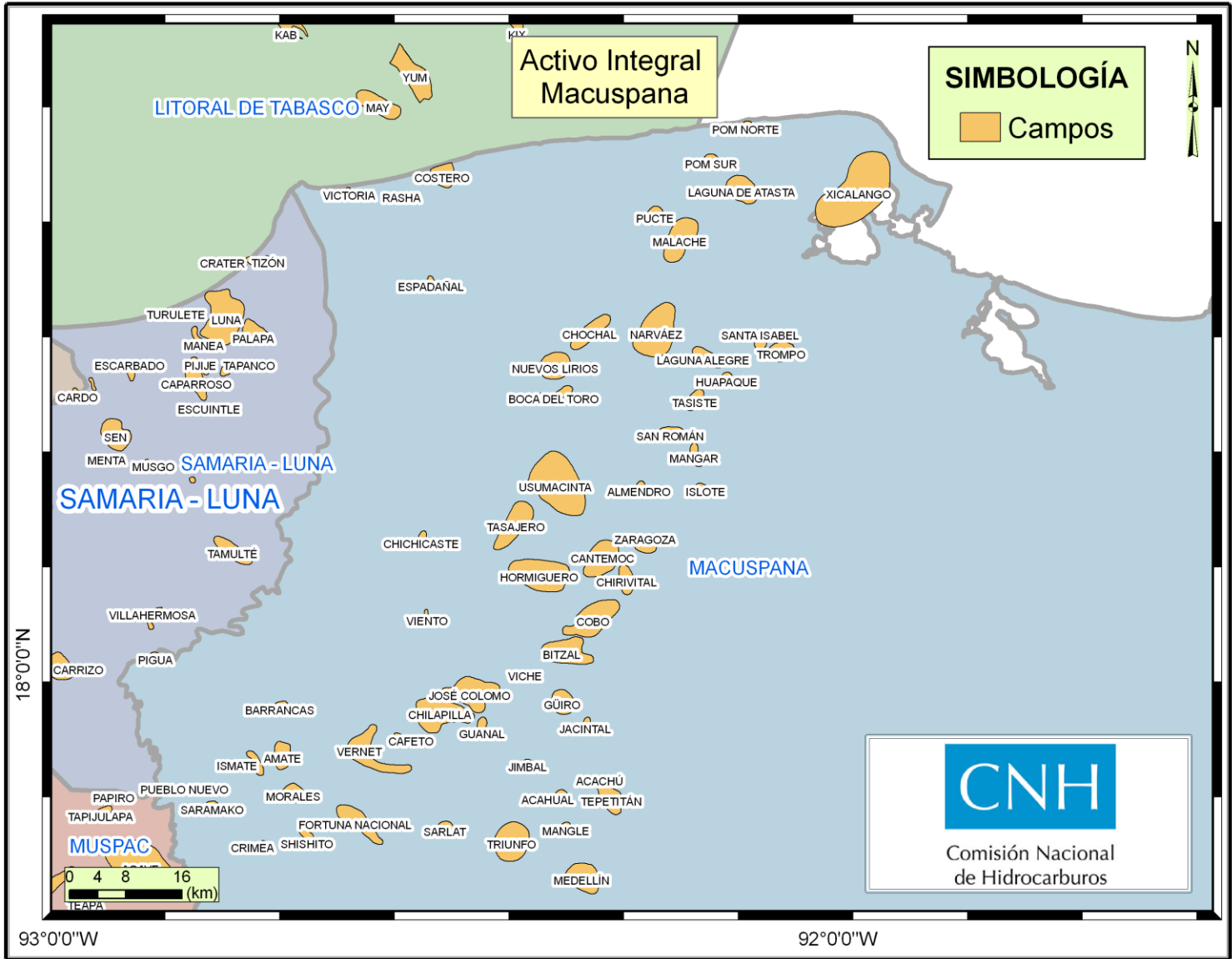
Fuente: SENER con información de PEMEX.

Mapa 4. Activo Burgos



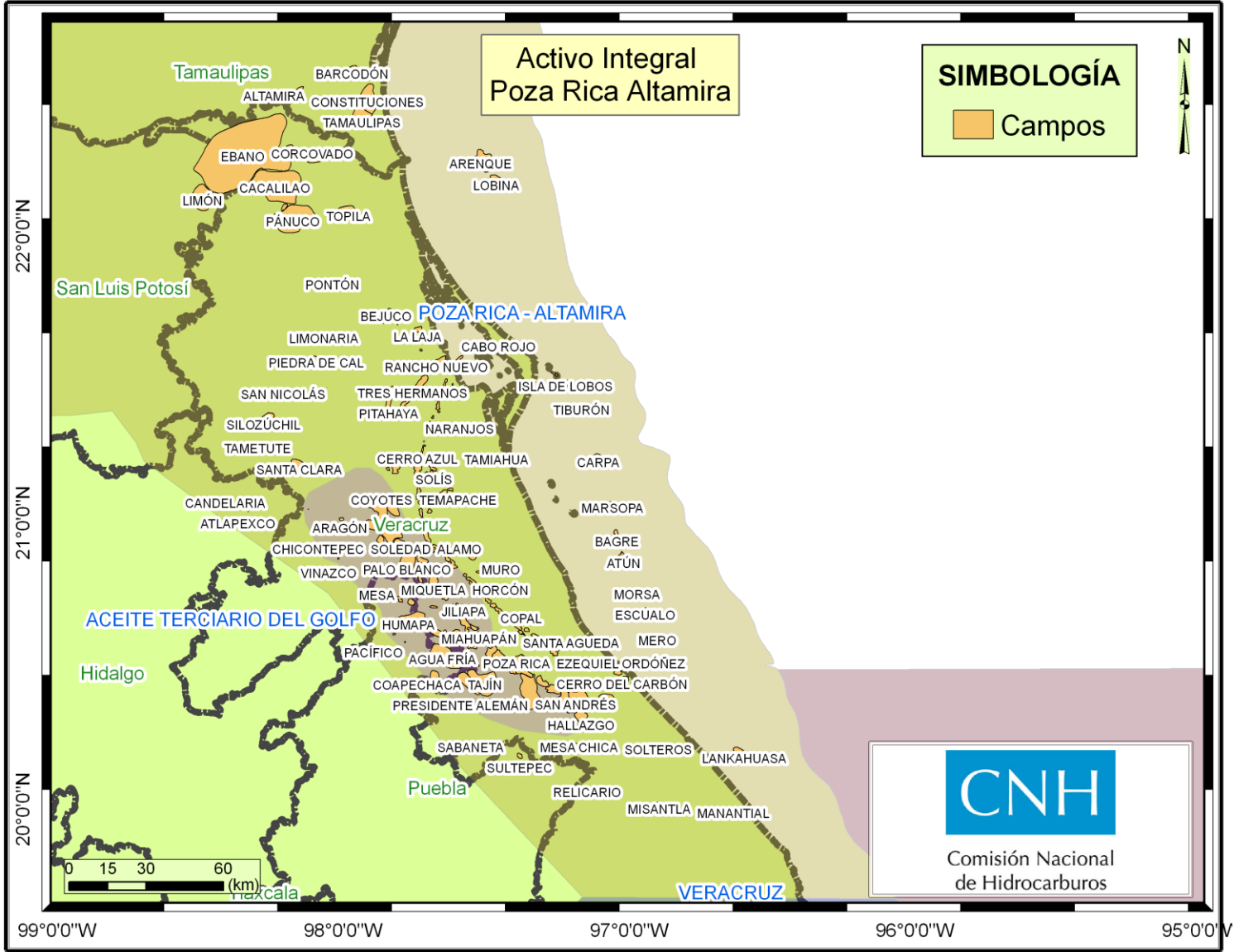
Fuente: SENER con información de PEMEX.

Mapa 5. Activo Macuspana



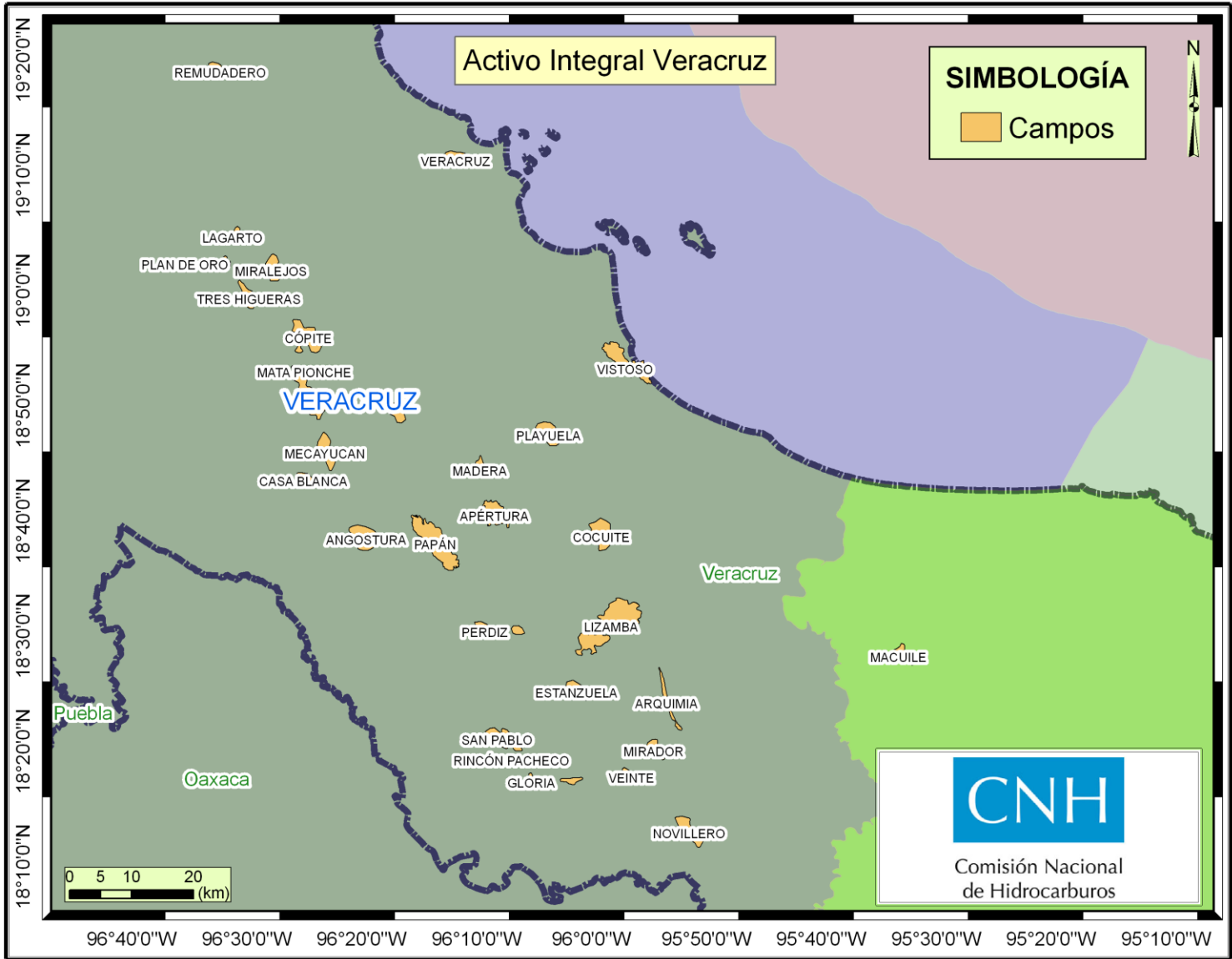
Fuente: SENER con información de PEMEX

Mapa 6. Activo Poza Rica-Altamira



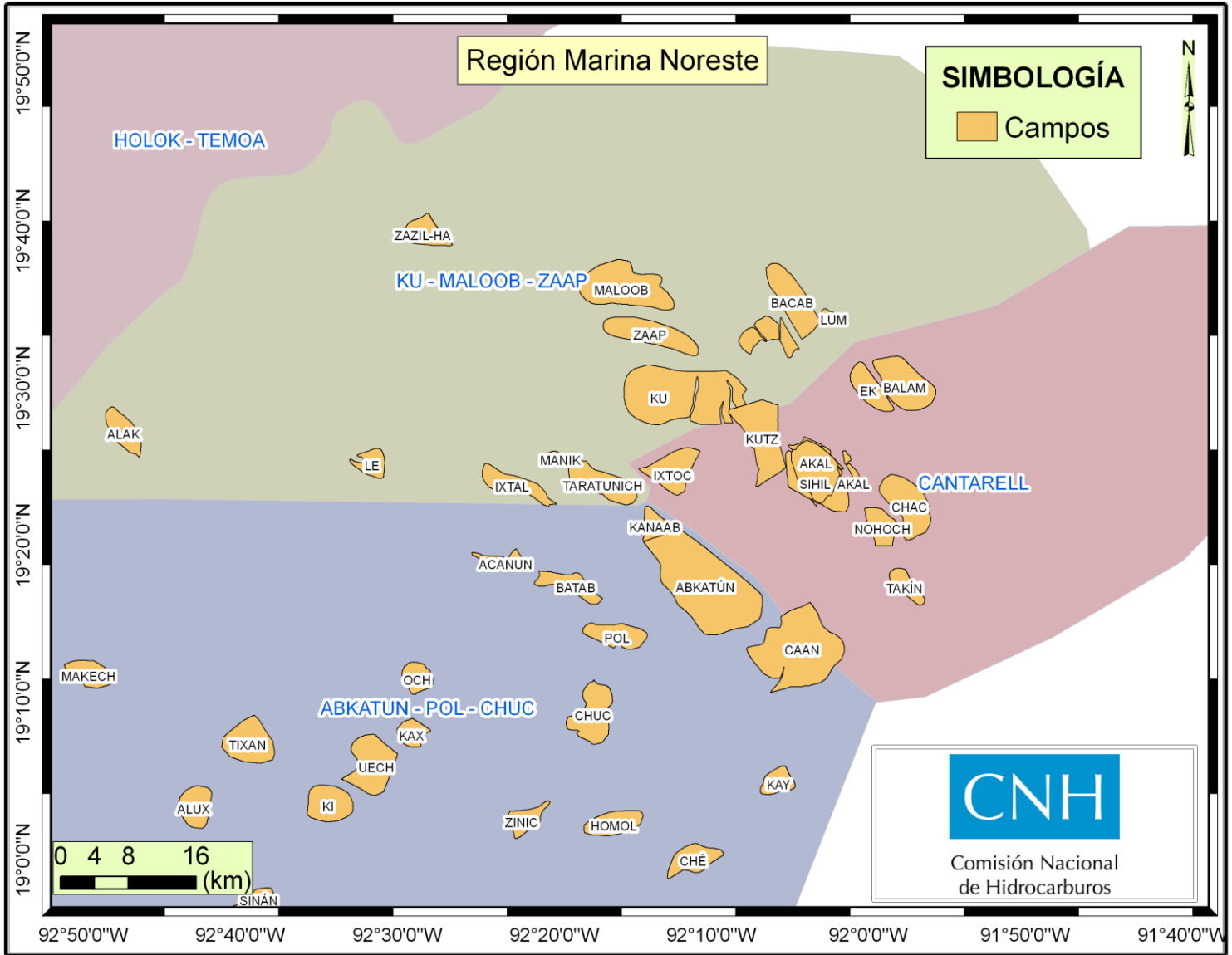
Fuente: SENER con información de PEMEX.

Mapa 7. Activo Veracruz



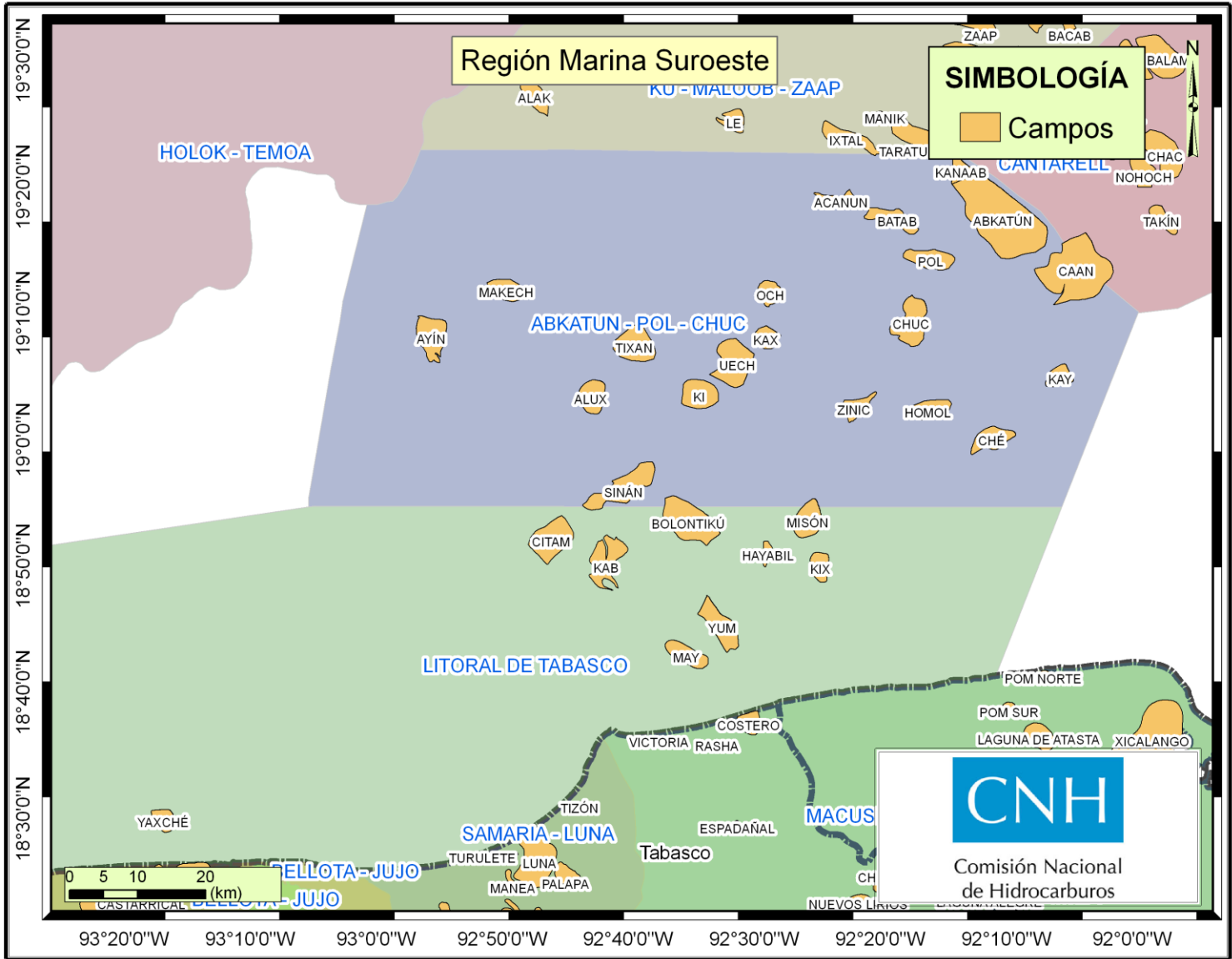
Fuente: SENER con información de PEMEX.

Mapa 8. Región Marina Noreste



Fuente: SENER con información de PEMEX.

Mapa 9. Región Marina Suroeste

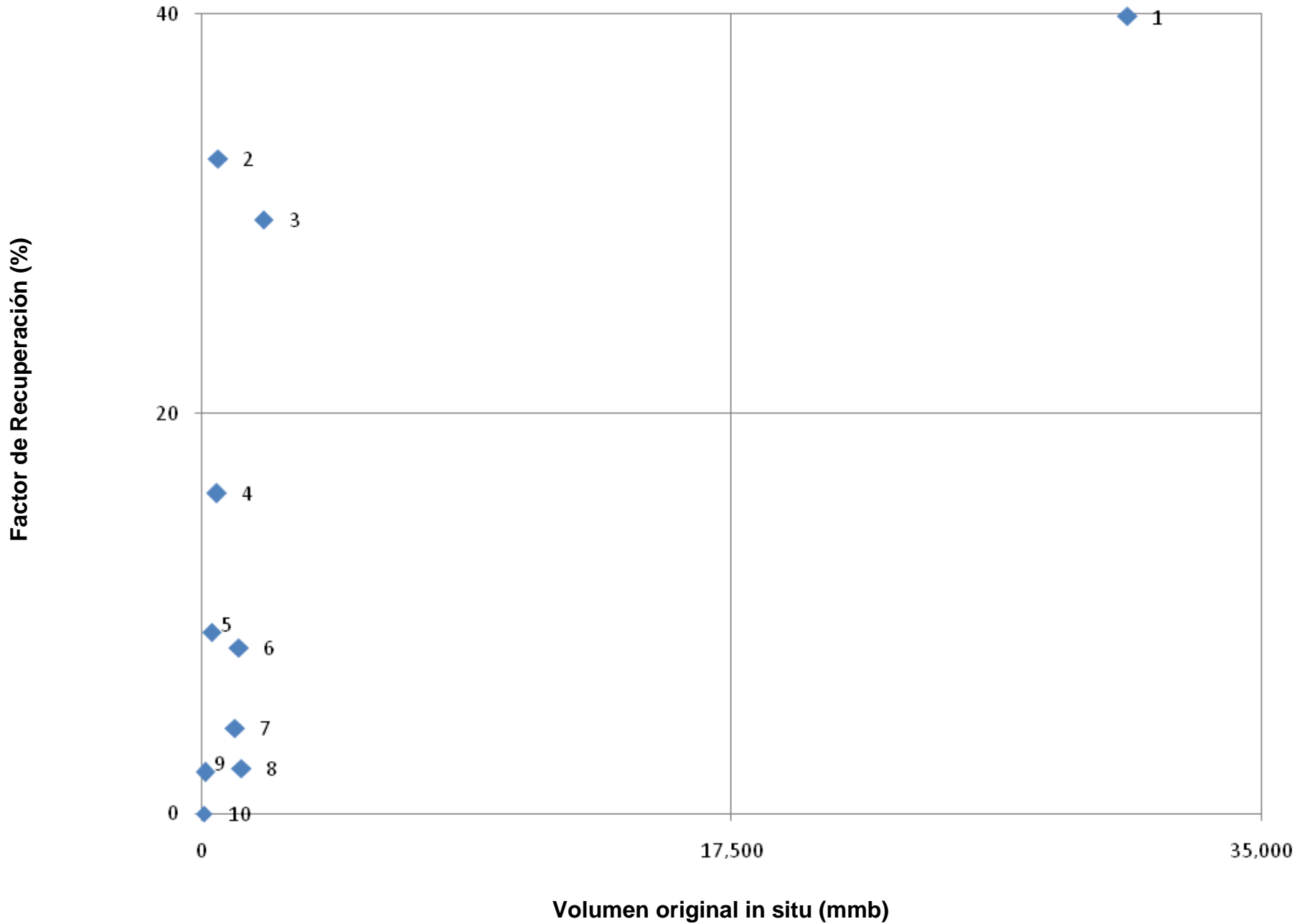


Fuente: SENER con información de PEMEX.

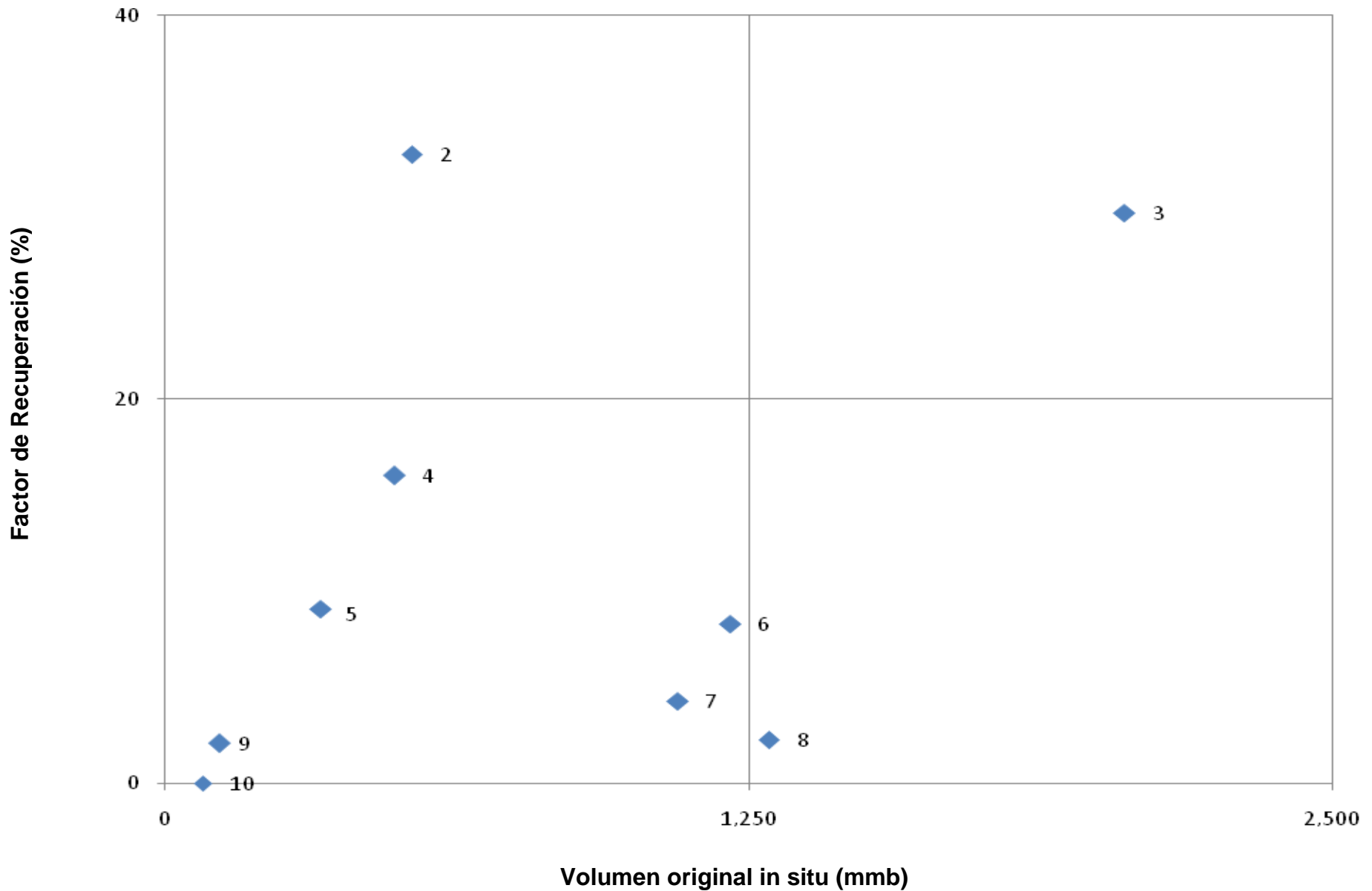
APÉNDICE III

Gráficas de los factores de recuperación de aceite y gas, para algunos activos de PEP.

Gráfica 12. Factor de recuperación para los principales campos del Activo Cantarell contra volumen original in-situ, incluido el campo Akal.



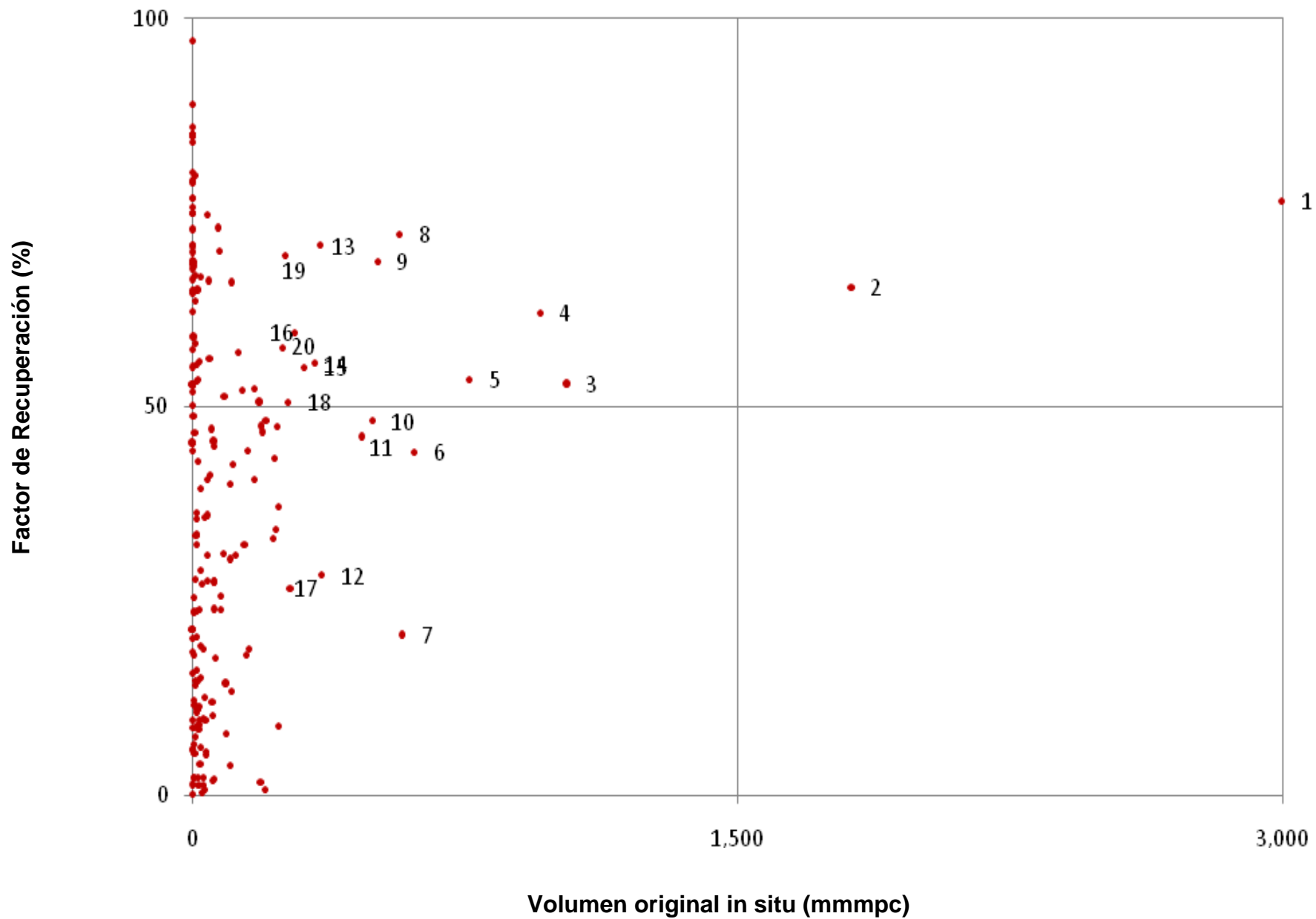
Gráfica 13. Factor de recuperación para los campos del Activo Cantarell, menores a 2500 mmb, contra volumen original in-situ, sin incluir el campo Akal.



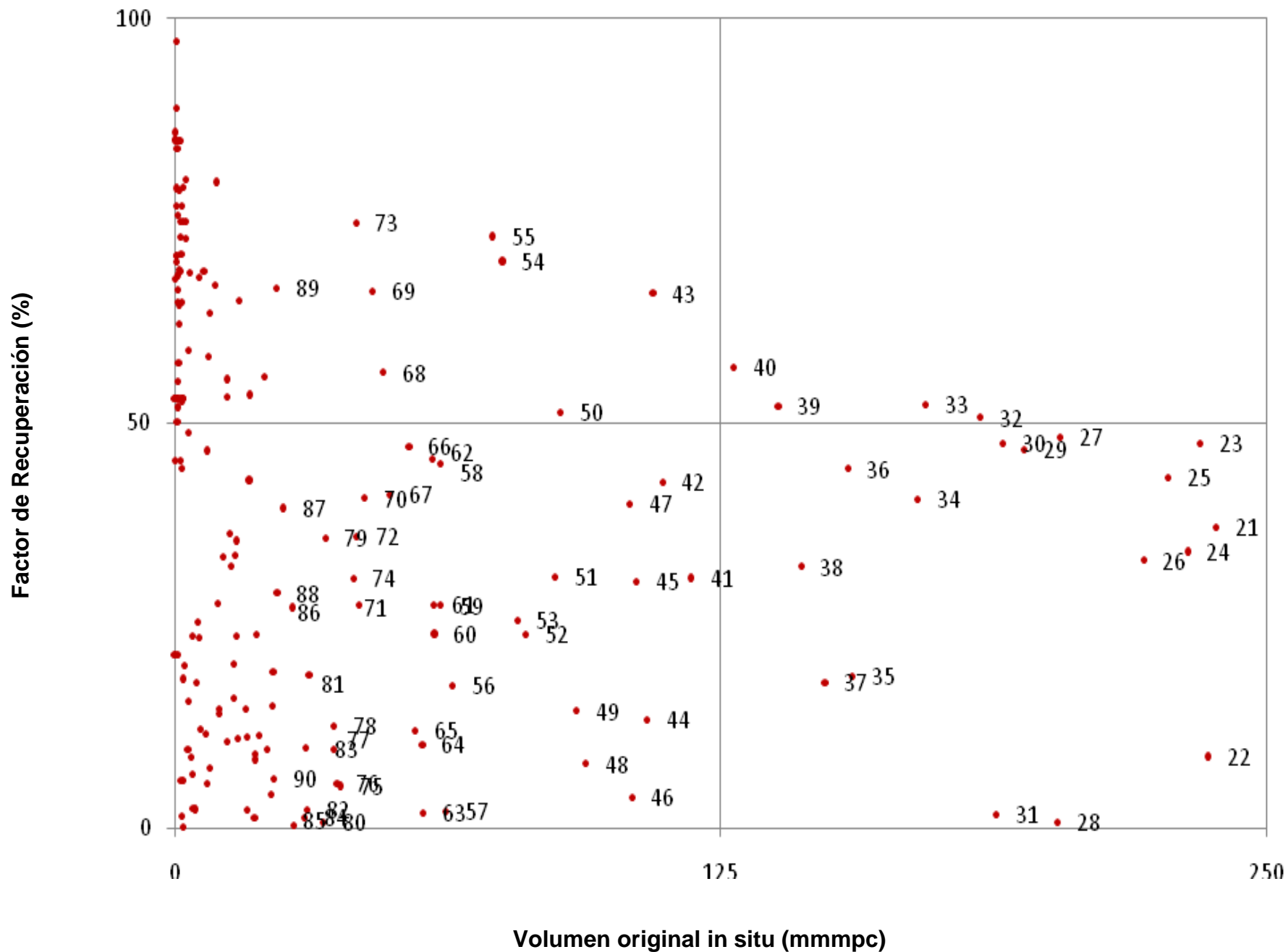
Gráficas 12 y 13: Activo Cantarell, Índice de Campos

No	Campo
1	Akal
2	Chac
3	Nohoch
4	Ixtoc
5	Kutz
6	Balam
7	Ek
8	Sihil
9	Takín
10	Kambesah

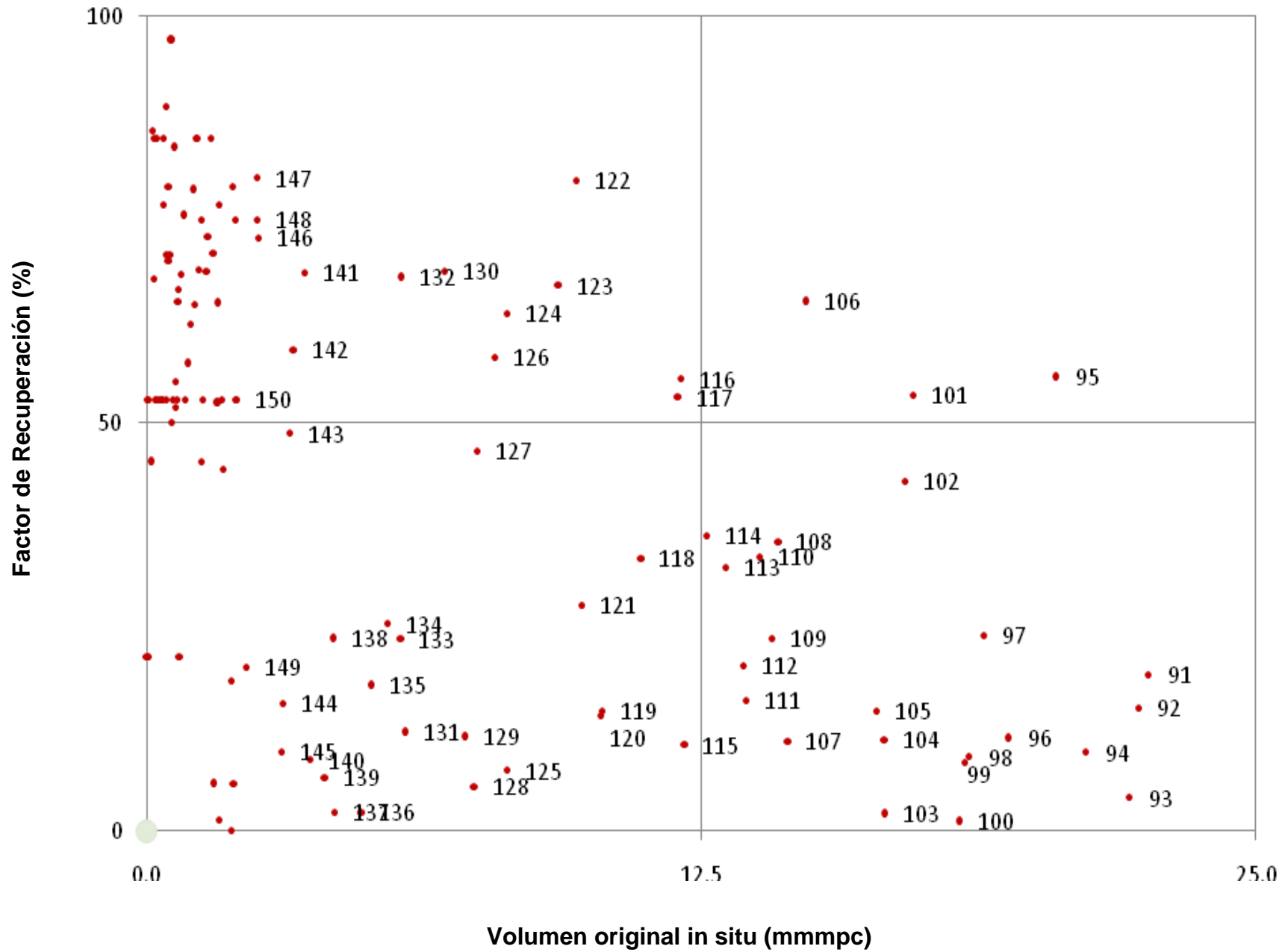
Gráfica 21. Factor de recuperación para todos los campos del Activo Burgos, contra volumen original in-situ (1 al 20).



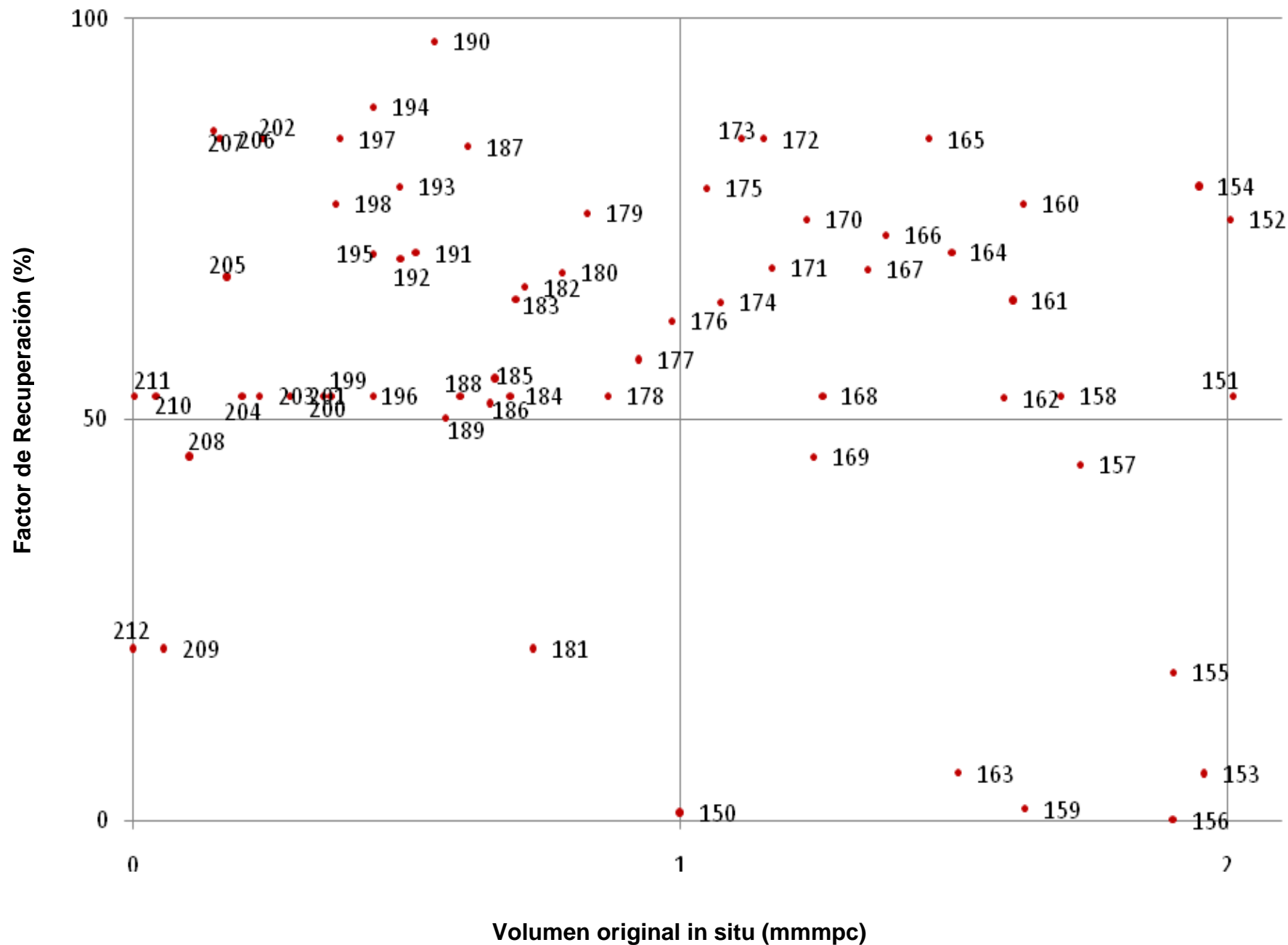
Gráfica 21a. Factor de recuperación para los campos menores a 250 mmmpc del Activo Burgos, contra volumen original in-situ (21 al 90).



Gráfica 21b. Factor de recuperación para los campos menores a 25 mmmpc del Activo Burgos, contra volumen original in-situ (91 al 150).



Gráfica 21c. Factor de recuperación para los campos menores a 2 mmmpc del Activo Burgos, contra volumen original in-situ (151 al 212).



Gráficas 21,21a, 21b y 21c: Activo Burgos, Índice de Campos

No.	Campo	No.	Campo	No.	Campo	No.	Campo
1	Reynosa	30	Peña Blanca	60	Kriptón	91	Huatempo
2	Culebra	31	Pirineo	61	Pípila	92	Granaditas
3	Cuitláhuac	32	Merced	62	General	93	Fósil
4	Arcos	33	Oasis	63	Santander	94	Patriota
5	Arcabuz	34	Géminis	64	Ita	95	San Bernardo
6	Monterrey	35	Palmito	65	Patlache	96	Jaribú
7	Fundador	36	Pascualito	66	Orozco	97	Galia
8	Brasil	37	Forastero	67	Ramírez	98	Villa Cárdenas
9	Treviño	38	Sultán	68	Picadillo	99	Jade
10	Corindón	39	Buena Suerte	69	Polvareda	100	Axón
11	Santa Rosalía	40	Benavides	70	Azor	101	Antiguo
12	Cañón	41	Sigma	71	Huizache	102	Eclipse
13	Francisco Cano	42	Carretas	72	Presa	103	Cachas
14	Velero	43	Viboritas	73	Oveja	104	Barrilete
15	Pandura	44	Duna	74	Primavera	105	Paleoarcos
16	Monclova	45	Caudaloso	75	Ecatl	106	Catarrín
17	Lomitas	46	Mareógrafo	76	Bonanza	107	Ambos
18	Mojarreñas	47	Jaujal	77	Dragón	108	Escobedo
19	Dieciocho de Marzo	48	Calabaza	78	Bayo	109	Camargo
20	Alondra	49	Carlos	79	Arabe	110	Terregal
21	Cuatro Milpas	50	Emú	80	China	111	Aljibe
22	Nejo	51	Quitrín	81	Troncón	112	Vigilante
23	Comitas	52	Cabeza	82	Pinta	113	Carretón
24	Santa Anita	53	Pamorana	83	Pame	114	Rosal
25	Torrecillas	54	Lampazos	84	Quintal	115	Casta
26	Cuervito	55	Enlace	85	Filadelfia	116	Zacate
27	Misión	56	Guillermo Prieto	86	Robulus	117	Lobo
28	Ricos	57	Calibrador	87	Tigrillo	118	Rotalia
29	Topo	58	Gigante	88	Reno	119	Dandi
		59	Fronterizo	89	Tinta	120	Azúcar
				90	Valadeces	121	Caravana

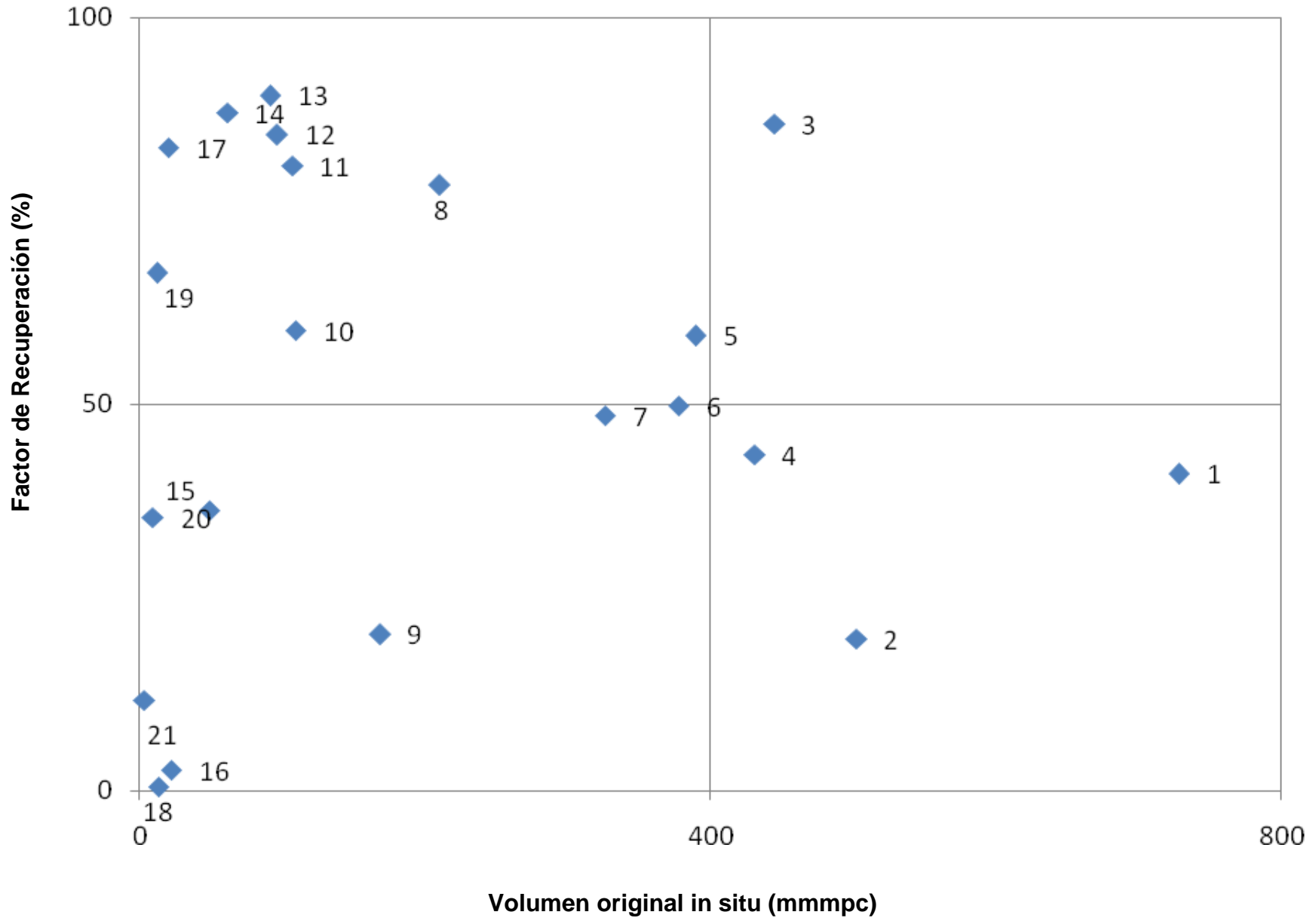
No.	Campo
122	Totonaca
123	Nilo
124	Casa Roja
125	Vagabundo
126	Florida
127	Chalupa
128	Yac
129	Explorador
130	Viernes
131	Marabú
132	San Vicente
133	Cuneta
134	Llorón
135	Valioso
136	Tecoco
137	Doctor
138	Rafael
139	Visir
140	Capitán
141	Vacas
142	Zuloaga
143	Carlota
144	Fitón
145	Irena
146	Llanura
147	René
148	Chapul

No.	Campo
149	Doctor Coss
150	Cadena
151	Aquiles
152	Nutria
153	Socavón
154	Piedras
155	Níquel
156	Sierrita
157	Garufa
158	Omega
159	Tigris
160	Matamoros
161	Numerador
162	Caballero
163	Llano Blanco
164	Presita
165	Divisadero
166	Cañón Oriente
167	Trilobite
168	Indígena
169	Jabalina
170	Amatista
171	Blanquita
172	Escorpión
173	San Pedro
174	Obsidiana
175	Aventurero

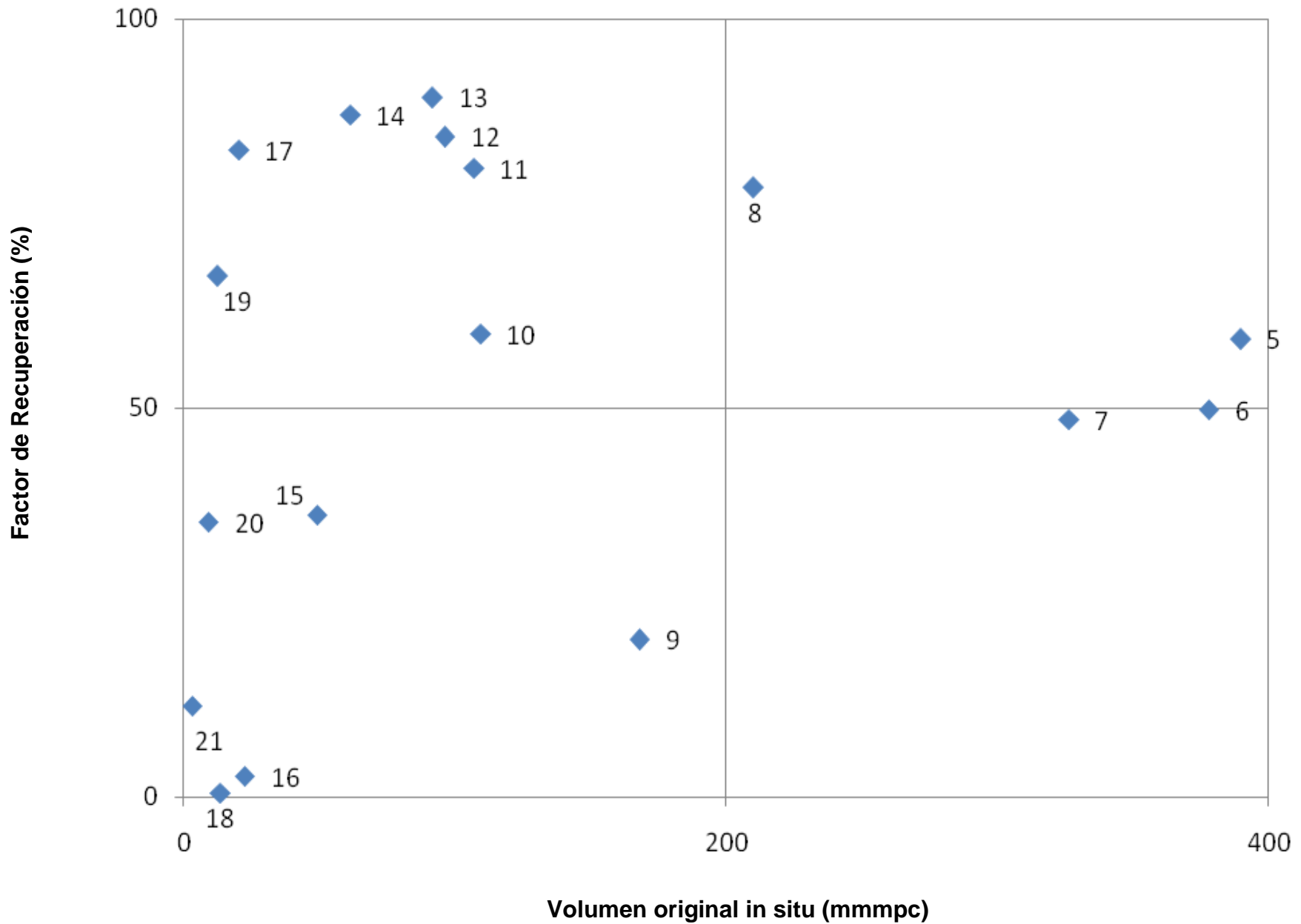
No.	Campo
176	Salitrillo
177	Corzos
178	Palito Blanco
179	Tecuma
180	Tijerina
181	Piamonte
182	Pita
183	Huerta
184	Maestros
185	Lajitas
186	Opalo
187	Gomeño
188	Hechicera
189	Tequis
190	Parritas
191	Tundra
192	Mier
193	Minero
194	Cruz
195	Petrolero
196	Azabache
197	Troje
198	Pirata
199	Orégano
200	Zorro
201	Moral
202	Alcaraván

No.	Campo
203	Santa Fe
204	Leyenda
205	Gato
206	Río Bravo
207	Clavel
208	Ternero
209	Patricio
210	Ferreiro
211	Agua Blanca
212	Pamorana
	Norte

Gráfica 24. Factor de recuperación para los principales campos del Activo Veracruz contra volumen original in-situ.



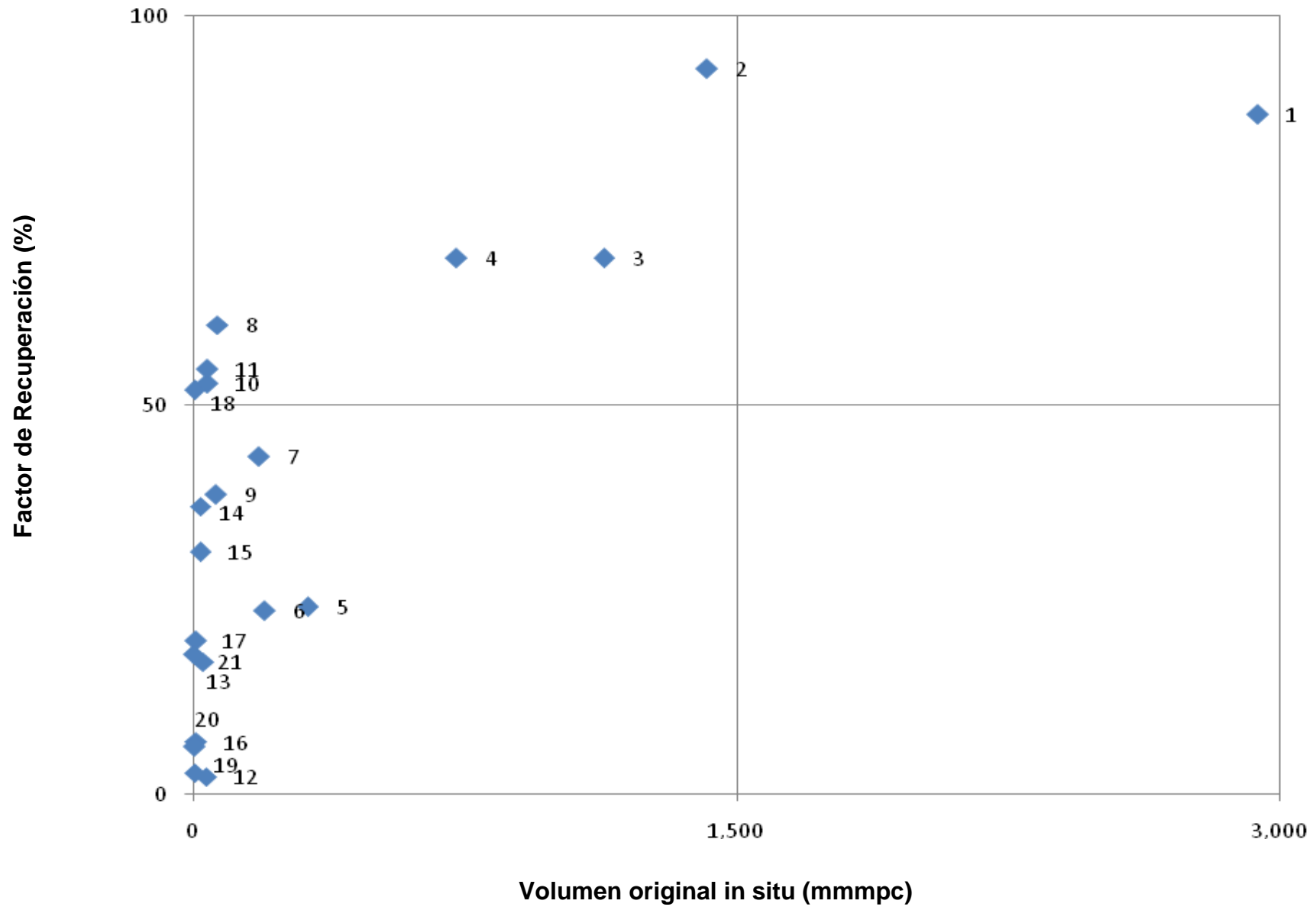
Gráfica 24a. Factor de recuperación para los principales campos menores a 400 mmmpc del Activo Veracruz contra volumen original in-situ.



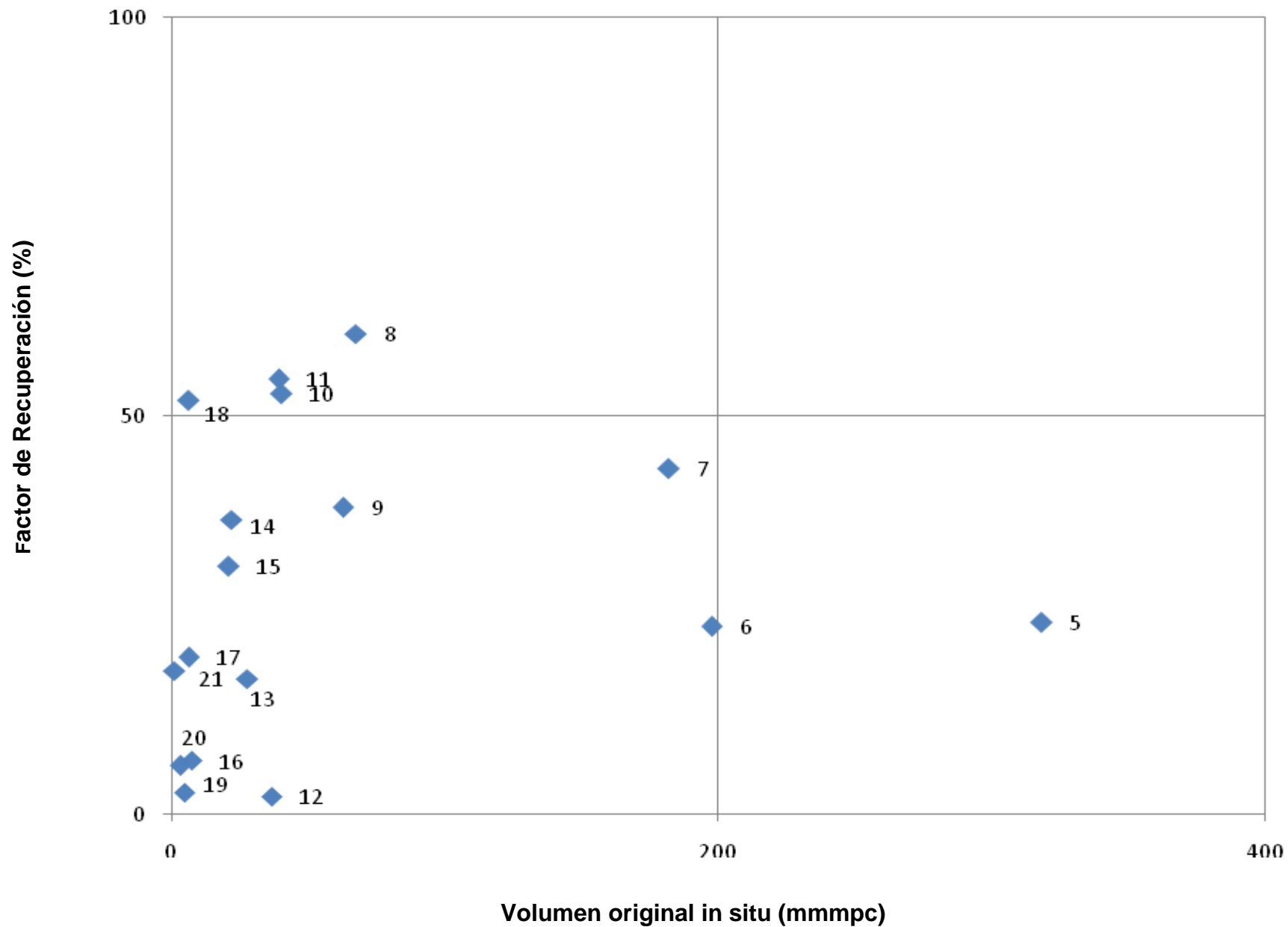
Gráficas 24 y 24a: Activo Veracruz, Índice de Campos

No.	Campo
1	Lizamba
2	Papán
3	Cópite
4	Mecayucan
5	Cocuite
6	Apertura
7	Arquimia
8	Vistoso
9	Playuela
10	Madera
11	Miralejos
12	Novillero
13	Rincón Pacheco
14	San Pablo
15	Nopaltepec
16	Maderaceo
17	Veinte
18	Espejo
19	Acagual
20	Mirador
21	Coapa

Gráfica 25. Factor de recuperación para todos los campos del Activo Macuspana, contra volumen original in-situ.



Gráfica 26. Factor de recuperación para los campos menores a 400 mmmpc, del Activo Macuspana contra volumen original in-situ.



Gráficas 25 y 26. Activo Macuspana, Índice de Campos

No.	Campo
1	José Colomo
2	Chilapilla
3	Hormiguero
4	Usumacinta
5	Narvárez
6	Tepetitán
7	Cobo
8	Xicalango
9	Cantemóc
10	Almendo
11	Nuevos Lirios
12	Rasha
13	Acachu
14	Bitzal
15	Viche
16	Güiro
17	Zaragoza
18	Achual
19	Macuspana
20	San Román
21	Jimbal