



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA DE EXPLOTACIÓN Y EXPLORACIÓN DE RECURSOS NATURALES

RECUPERACIÓN ADICIONAL DE HIDROCARBUROS.
UN ENFOQUE PRÁCTICO

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES

PRESENTA:
MARÍA ELENA CUAUTLI HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE TESIS
DR. JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN

MÉXICO, D. F. NOVIEMBRE DE 2015

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Guillermo Cruz Domínguez Vargas

Secretario: Dr. Erick Emanuel Luna Rojero

Vocal: Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán

1 er. Suplente: Dr. Néstor Martínez Romero

2 do. Suplente: Ing. Javier Arellano Gil

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:
Ciudad Universitaria, México, Distrito Federal

TUTOR DE TESIS:

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A las personas que me apoyaron para la elaboración de este trabajo. En especial al Dr. Jorge Arévalo Villagrán, por su apoyo y confianza.

Este trabajo está dedicado a toda mi familia,
pero en especial a Mariel Sofía y Ángel

RESUMEN

La explotación de hidrocarburos en México, ha ocurrido principalmente por recuperación primaria y secundaria, lo anterior aunado a algunas estrategias de explotación empleadas ha llevado a los campos a un alto grado de madurez y bajos factores de recuperación. Por otro lado, la declinación natural de la producción de los campos, conduce inevitablemente al “petróleo difícil y caro”, por lo cual es imperiosamente necesario generar planes, estrategias y desarrollar los recursos necesarios para obtener el mayor beneficio de técnicas especializadas de recuperación de hidrocarburos bajo un esquema práctico y rentable.

El objetivo de este trabajo es proponer una metodología con enfoque práctico a la implementación de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos, que consiste en planear y ejecutar los proyectos de forma regional. Tiene como premisa principal que los eventos geológicos tectónicos y sedimentarios, los cuales dieron origen a la acumulación de hidrocarburos en las trampas geológicas, ocurrieron de forma regional, por lo tanto en una determinada región habrá cierta cantidad de yacimientos análogos producto de los mismos eventos geológicos.

Un yacimiento análogo “es la porción de trampa geológica intercomunicada hidráulicamente con condiciones de yacimiento, mecanismos de empuje y propiedades de roca y fluidos similares a las de otra estructura de interés, pero que típicamente se encuentra en una etapa de desarrollo más avanzada que esta, proporcionando de esta forma un apoyo para su interpretación a partir de datos limitados, así como para la estimación de su factor de recuperación”.

Para el análisis, se toma como referencia la Provincia Petrolera Sureste, la cual contempla las estructuras de la cadena plegada y cabalgadura de Chiapas-Reforma-Akal y las Cuencas de Macuspana y Salinas del Istmo. Esta provincia, tiene un origen común en lugar, tiempo y espacio, ligado a diferentes eventos tectónicos, estructurales y sedimentarios. En estos yacimientos ubicados en esta Provincia Petrolera, se concentra más del 80% de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

Para la implementación de la metodología planteada se requiere la elaboración de un análisis post-mortem de los proyectos finalizados o en ejecución, se propone utilizar la metodología “Cálculo de producción de aceite atribuible a un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, aplicando curvas de declinación pozo a pozo”. La cual está basada en las técnicas de curvas de declinación de la producción, pero llevando la metodología general a un nivel particular, pozo por pozo.

ABSTRACT

Mexico's hydrocarbons extraction has been mainly by primary and secondary recovery which including some strategies used in fields which have turned them in mature oil field with lower recovery factors. Also, the natural decline production inevitably causes an oil expensive and harder to extract, which is the reason the need to create plans, strategies and develop the resources in order to get the most benefit from specialized oil recovery techniques under a practical and cost effective scheme.

The main objective of this work is to propose a methodology with practical approach to implementing additional processes in hydrocarbon recovery, in order to plan and implement projects regionally. This work has as its main premise that the tectonic and sedimentary events which caused to the accumulation of hydrocarbons in geological traps, occurred regionally, therefore in a given region will have some amount of analogous reservoirs product of the same geological events.

A similar reservoir "is the portion of geological trap hydraulically intercommunicating at the same reservoir conditions, driving mechanism and properties to those of other structure of interest fluids, but typically is in a more advanced stage of development this, thus providing support for its interpretation from limited data and to estimate its recovery factor".

For this analysis, the southeast province is taken as a reference, which includes the geological structures of Reforma-Chiapas-Akal and Macuspana and Salinas del Istmo basin. This province has a common origin in place, time and space, linked to different tectonic, structural and sedimentary events. In those reservoirs located in this oil province, it is concentrated over 80% of proven oil equivalent reserves of the country.

For the application of the proposed methodology a post-mortem analysis is required of all finished projects or in execution, that methodology is "Calculation of oil production related to additional oil recovery process, applying decline in each well". Which it is based on the decline curve techniques of production, but taking the general methodology to a particular level, well by well.

CONTENIDO

Capítulo 1	1
Introducción	1
Capítulo 2	3
Estado actual de la recuperación adicional de hidrocarburos.....	3
2.1 Recuperación adicional de hidrocarburos en el mundo.....	3
2.2 Recuperación adicional de hidrocarburos en Estados Unidos.....	7
2.3 Recuperación adicional de hidrocarburos en México	13
Capítulo 3	16
Estrategias aplicadas en el modelo de explotación de hidrocarburos de Estados Unidos y México	16
3.1 Desarrollo de la recuperación adicional en Estados Unidos	16
3.2 Desarrollo de la recuperación adicional de hidrocarburos en México	25
Capítulo 4	32
Análisis de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos a través de inyección de nitrógeno en México	32
4.1 Planeación de proyectos de inyección de N_2 implementados en México.	32
Capítulo 5	54
Análisis post-mortem de proyectos implementados.....	54
5.1 Análisis post-mortem	54
5.2 Cálculo de la producción atribuible.....	55
5.3 Problemas identificados en los resultados obtenidos del campo Jujo-Tecominoacán ..	62
Capítulo 6	67
Modelo Propuesto	67
6.1 Provincia petrolera del Sureste.....	67
6.2 Modelo propuesto.....	69
6.3 Mapeo de campos.....	72
6.4 Aplicabilidad del modelo.	79
6.5 ¿Aplicar un método a un campo con base a disponibilidad de la infraestructura es factible?	84

Conclusiones	87
Recomendaciones.....	91
Apéndice A.....	92
Producción atribuible con metodología pozo a pozo a través de curvas de declinación.....	92
A.1 Ecuación general de ajuste de las curvas de declinación	92
Apéndice B.....	100
Características geológicas de las regiones comerciales más importantes del país.....	100
Apéndice C.....	101
Otros proyectos	101
C.1 Proyectos de inyección de agua.....	101
Bibliografía	106

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Producción de aceite obtenida a través de AOR por país (<i>MMbd</i>), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).	4
Figura 2.2 – Producción de aceite obtenida a través de AOR por método (<i>MMbd</i>), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada con datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).	4
Figura 2.3 – Producción obtenida por AOR (<i>MMbd</i>) en función del tipo de roca y el porcentaje de la totalidad de los proyectos. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).	5
Figura 2.4 – Producción obtenida por AOR (<i>MMbd</i>) basado en la densidad relativa del aceite ($^{\circ}API$), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada con datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).	5
Figura 2.5 – Producción obtenida por AOR (<i>MMbd</i>) en función de la profundidad de los yacimientos (<i>m</i>), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).	6
Figura 2.6 – Comportamiento histórico del precio del barril <i>WTI</i> y el número de proyectos de AOR en EU. Elaborada a partir de datos de U.S. EIA-Oil & Gas Journal 2014. (1) (2).	9
Figura 2.7 – Comportamiento histórico del precio del número de proyectos de AOR y la producción obtenida (<i>Mbd</i>). Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (2)	10
Figura 2.8 – Comportamiento histórico del número de proyectos por método y la producción atribuida a cada uno de ellos. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4)	13
Figura 2.9 – Número de proyectos por tipo de método implementado en México. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7).	14
Figura 2.10 – Número de proyectos por tipo de método implementado en México. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7).	15
Figura 3.1 – Representa la mezcla de componentes que han llevado a EU al éxito obtenido en los métodos de AOR.	17
Figura 3.2 – Proyectos de AOR y producción obtenida en EU. Con 199 proyectos se han obtenido 778 <i>Mbpd</i> al año de 2014 en EU. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).	18
Figura 3.3 – IPPM histórico de los proyectos de AOR implementados en EU, desde 1978 a 2014. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4)	19
Figura 3.4 – IPTF históricamente obtenido para los métodos térmicos. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4).	20
Figura 3.5 – IPTF históricamente obtenido por métodos a través de la inyección de gases desde 1984 hasta 2014 para EU. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4).	21
Figura 3.6 – Proceso desarrollado para aprovechar los recursos naturales disponibles.	23
Figura 3.7 – Mapa ilustrativo de las fuentes de CO_2 naturales e industriales en EU.(4)	24
Figura 3.8 – Tiempo recorrido por EU, el cual los ha llevado al éxito volumétrico y liderazgo en las técnicas de AOR.	25
Figura 3.9 – Comportamiento de reservas de hidrocarburos 3P de PEMEX Exploración y Producción de 1955 a 2013 al 1 de enero de cada año en <i>miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente</i> en México (10).	26

Figura 3.10 – Comportamiento de producción de aceite de 1964 a abril de 2015 en <i>Mbd</i> . Elaborada a partir de datos de la EIA y SENER (1) (11).....	27
Figura 3.11 – Esquema de inversión manejado actualmente por México con respecto al barril de hoy y el barril del futuro.....	28
Figura 3.12 – Puntos críticos los cuales han llevado a México a posponer el desarrollo de la AOR.	29
Figura 3.13 – Campos en producción, desarrollo, evaluación y/o diseño a 2013. Elaborada a partir de datos de Petróleos Mexicanos (12).	30
Figura 3.14 – Número de campos con producción registrada a 2013 y producción de aceite (<i>Mbd</i>). Elaborada a partir de datos de Petróleos Mexicanos (12).....	30
Figura 4.1 – Screening realizado a los campos JT, Cunduacán e Íride. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (17).....	36
Figura 4.2 – Línea de tiempo de los proyectos de Inyección de N_2 en México implementados como mantenimiento de presión. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción.....	37
Figura 4.3 – Comportamiento de producción, presión e inyección de N_2 del campo Akal (23).	42
Figura 4.4 – Comportamiento de producción, declinación y pozos inyectoros de 2005 a 2013 del campo Akal (24).	42
Figura 4.5 – Comportamiento de fluidos producidos y de presión del campo JT.....	44
Figura 4.6 – Comportamiento de fluidos producidos, número de pozos activos y presión al plano de referencia @ 4200 <i>mbnm</i> de los campos pertenecientes al CAJB (19).	47
Figura 4.7 – Comportamiento del porcentaje mol de N_2 producido en las baterías Cunduacán, Oxiacaque e Íride (19).	48
Figura 4.8 – Balance de gas producido del campo JT (18).	48
Figura 4.9 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Ku (27).	50
Figura 4.10 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Maloob (27) (izquierda).	52
Figura 4.11 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Zaap (27) (derecha).	52
Figura 4.12 – Comportamiento de producción de aceite y presión de los campos Ku-Maloob-Zaap (27).	53
Figura 5.1 – Periodos y volúmenes de inyección del campo.	57
Figura 5.2 – Periodos y volúmenes de inyección del campo.	58
Figura 5.3 – Producción atribuible para el Caso 1 considerando los pozos que tienen incrementos y decrementos de producción atribuibles al proceso de inyección.....	60
Figura 5.4 – Producción atribuible para el Caso 2, considerando únicamente los pozos que presentan incrementos de producción atribuibles al proceso de inyección.	61
Figura 5.5 – Efectos observados en un YNF con fallas conductivas sometido a inyección de gas para mantenimiento de presión.	66
Figura 6.1 – Ubicación y límites geológicos de la Provincia Petrolera Sureste (31).	68
Figura 6.2 – Modelo propuesto para la Planeación y Ejecución de los proyectos de AOR basado en resultados observados.....	70
Figura 6.3 – Diagrama de flujo del modelo propuesto.....	70

Figura 6.4 – Campos análogos de la región de producción en aguas someras (23).	74
Figura 6.5 – Yacimientos análogos en los campos terrestres del sur de México. Modificado de PEMEX Exploración y Producción (33).	76
Figura 6.6 – Profundidad (m), presión inicial (kg/cm^2), permeabilidad (mD) y porosidad (%) de algunos campos ubicados sobre la Provincia Geológica del Sureste. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7) (19) (33).	77
Figura 6.7 – Temperatura ($^{\circ}C$) y densidad relativa de algunos campos ubicados sobre la Provincia Geológica del Sureste. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7) (19) (33).	78
Figura 6.8 – Aplicación de Modelo práctico en la región de producción en aguas someras, del campo Akal a los campos Ku, Maloob y Zaap.	79
Figura 6.9 – Comportamiento de Producción de los campos Akal, Ku y Sihil. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (34).	80
Figura 6.10 – Comportamiento de Producción de los campos Akal, JT y el CAJB (34) (35).	81
Figura 6.11 – Comportamiento de Producción de los campos pertenecientes al CAJB. . Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (35).	82
Figura 6.12 – Aplicación del modelo práctico a los campos terrestres en el sur de México, análogos a los yacimientos perteneciente del CAJB y JT.	82
Figura 6.13 – Comportamiento de Producción de los campos Abkatun-Pol-Chuc, sometidos a inyección de agua periférica para mantenimiento de presión (36).	85
Figura A.1 – Comportamiento gráfico de los tipos de declinación.	93
Figura A.2 – Comportamiento de producción mensual y acumulada del pozo 1.	94
Figura A.3 – Comportamiento de producción oficial y producción medida en afloros del pozo 1.	94
Figura A.4 – Comportamiento gráfico de variables de control asociadas a la producción.	95
Figura A.5 – Declinación de producción del gasto de aceite oficial.	96
Figura A.6 – Declinación de producción del gasto de agua oficial.	96
Figura C.1 – Línea de tiempo para el proyecto de inyección de agua dulce al campo Sitio Grande.	104
Figura C.2 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, presión y pozos inyectores en el campo Sitio Grande (37).	105

Lista de tablas

Tabla 2.1 - Comportamiento histórico de los métodos térmicos. Modificada de Oil & Gas Journal (4).....	10
Tabla 2.2 - Comportamiento histórico de los métodos químicos. Modificada de Oil & Gas Journal (4).....	11
Tabla 2.3 – Comportamiento histórico de los métodos a través de la inyección de gases. Modificada de Oil & Gas Journal (4).	11
Tabla 3.1 - Número de proyectos históricamente aplicados para los métodos químicos así como la producción obtenida en <i>Mbd</i> para EU. Modificada de Oil & Gas Journal (4).....	22
Tabla 3.2 – Reservas naturales de CO_2 de EU. Modificada de National Energy Technology Laboratory & Advanced Resources International (9).....	23
Tabla 4.1 – Características generales de los campos en donde se ha implementado mantenimiento de presión con gases hidrocarburos, N_2 y agua, pertenecientes a la Sonda de Campeche. Modificada de PEMEX Exploración y Producción (7).	38
Tabla 4.2 – Características generales de los campos en donde se ha implementado Mantenimiento de presión con gases hidrocarburos, N_2 y agua pertenecientes a la Cuenca Chiapas Tabasco. Modificada de PEMEX Exploración y Producción (7).....	39
Tabla 4.3 – Fechas de inicio y volúmenes de inyección de N_2 y gas amargo contaminado con N_2 en campos de México. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción. (7) (18) (19) (20) (21) (22).....	40
Tabla 5.1 – Volumen de aceite atribuible calculado con curvas de declinación.	57
Tabla 5.2 – Producción atribuible total obtenida para los casos considerados.....	61
Tabla 6.1 – Características y comportamientos de los campos de la región de producción en aguas someras.....	73
Tabla 6.2 – Características y comportamientos de los campos terrestres en el sur de México.	75
Tabla A.1 – Características Geológicas de las Regiones comerciales más importantes del país.	93
Tabla A.2 – Distribución de la producción de los intervalos disparados y formaciones.....	93
Tabla A.3 – Cálculos realizados con la declinación estimada para calcular el volumen de aceite producido atribuible al proceso de inyección de gas.....	97
Tabla A.4 – Cálculos realizados con el pronóstico de producción de agua, para calcular el aceite que se produjo por efecto de detener el avance del CAA con el proceso de inyección de gas.	97
Tabla A.5 – Cálculos realizados con el pronóstico de producción de agua, para calcular el aceite que se produjo por efecto de detener el avance del CAA con el proceso de inyección de gas.	99
Tabla B.1 – Características Geológicas de las regiones comerciales más importantes del país. ...	100
Tabla C.1 – Características generales de los campos Sitio Grande y Abkatun-Pol-Chuc (36) (37).	103

Capítulo 1

Introducción

En el contexto económico actual mexicano en el que se requiere maximizar el valor de sus recursos energéticos con el objetivo de contribuir al necesario crecimiento económico, se plantea una opción a la actual estrategia de recuperación de la reserva de hidrocarburos a través de la recuperación adicional llamada recuperación primaria.

Durante gran parte de la historia de explotación comercial de hidrocarburos a nivel mundial, ésta se ha realizado utilizando la propia energía del yacimiento que lleva los fluidos del yacimiento hacia la superficie. En este sentido, mediante la aplicación de las mejores prácticas y desarrollo de tecnologías, diversos países y compañías han logrado llegar a niveles de 47 % en el Factor de Recuperación, mientras que en nuestro país estos niveles se encuentran alrededor del 20 % lo que implica un gran volumen de hidrocarburos en sitio susceptibles de ser producidos mediante las diferentes técnicas de recuperación adicional que existen y han sido aplicadas a nivel mundial.

En la aplicación de las diversas técnicas y métodos de recuperación adicional confluyen N cantidad de estudios y pruebas tendientes a establecer la mejor estrategia que permita recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos de manera eficiente y económicamente rentable. Mediante dichos estudios se establece la técnica apropiada de acuerdo con las características propias del yacimiento, que cumpla con los objetivos económicos.

Existen diversas metodologías dentro de la industria, que mediante el establecimiento de diversas premisas básicas establecen el procedimiento general para la elección e implementación de las diferentes técnicas de recuperación adicional, cada una con diversas variantes, sin embargo, todas ellas implican una serie de etapas que pueden ser incluidas dentro de un modelo de aceptación general. Todas ellas requieren de un conjunto de datos básicos del yacimiento, así como datos históricos.

En México, debido a las características particulares de la industria, la implementación de las diversas técnicas de recuperación adicional ha estado limitada, sin embargo, de acuerdo con las nuevas políticas de aprovechamiento de nuestros recursos energéticos derivada de las recientes reformas en la materia, se plantea la necesidad de aprovechar estos recursos al máximo y una de las mejores opciones es aprovechar el volumen de hidrocarburos remanente en campos ya descubiertos y/o explotados, mediante la recuperación adicional.

Para lo anterior, en este trabajo se establece un método alternativo para la elección e implementación de las técnicas y métodos a nuestros campos, mediante el análisis posterior de información disponible a nivel nacional, que permite disminuir considerablemente los

tiempos de ejecución y en consecuencia la asignación de recursos, mediante un modelo práctico que permita a Petróleos Mexicanos (PEMEX) en el corto plazo incrementar su producción mediante el incremento a su vez de los factores de recuperación alcanzados a la fecha en los campos que conserva.

Dicho modelo, producto de la recopilación, clasificación, análisis e interpretación de los datos y estadísticas relacionadas con los proyectos de recuperación adicional a nivel mundial y nacional, permite obviar ciertas etapas del proceso de implementación de los proyectos en base a resultados históricos y/o factibilidad técnico-económica, con lo que se disminuye la asignación de recursos y los tiempos de ejecución.

Por otra parte establece un criterio para la determinación de los campos análogos en base a su origen y desarrollo geológico que permite extrapolar la técnica de recuperación adicional analizada tanto para su aplicación como para en su caso descartarla como opción para un yacimiento y/o campo en particular.

Se establecen además directrices para el aprovechamiento de la infraestructura general disponible para pruebas necesarias en la elección de las técnicas de recuperación a implementar que permitan aceptar o rechazar las diferentes opciones surgidas de la disponibilidad de las instalaciones disponibles así como la implementación y posible extrapolación a sus campos análogos de cierta técnica en base a las pruebas realizadas.

La viabilidad del modelo propuesto se comprueba mediante el análisis de las prácticas realizadas en México y los Estados Unidos de Norteamérica, mediante el desarrollo de los proyectos aplicados de manera no planificada y mediante los cuales se han obtenido resultados diversos que van de los exitosos hasta los fracasos pasando por aquellos que muestran factibilidad técnica y no así económica.

La alternativa propuesta en el presente trabajo, representa ventajas competitivas para el establecimiento de un programa de recuperación adicional a nivel nacional, sin la necesidad de destinar la totalidad del esfuerzo técnico y económico a alcanzar los niveles de producción que requirieron otros países, aprovechando el camino recorrido por aquellos. Lo anterior se presenta como una oportunidad para PEMEX bajo su nuevo esquema operativo de colocarse en la cima de esta actividad en el corto plazo y la posibilidad de expandir sus actividades a los países que requieren como México de incrementar los factores de recuperación de sus campos.

Capítulo 2

Estado actual de la recuperación adicional de hidrocarburos

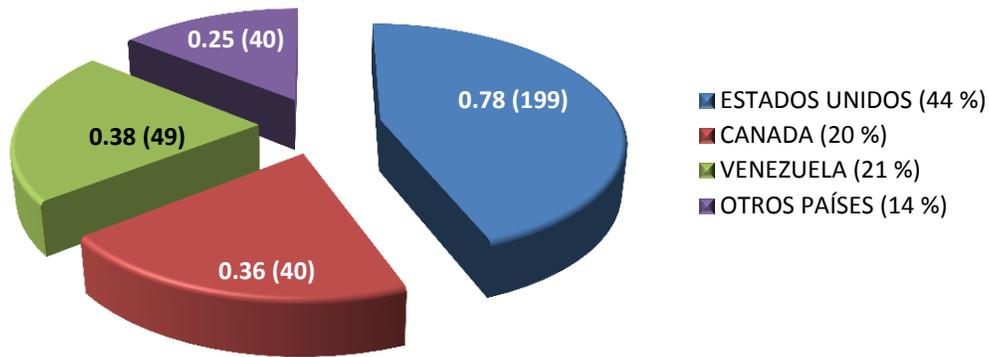
2.1 Recuperación adicional de hidrocarburos en el mundo

La recuperación adicional de hidrocarburos (AOR-Additional Oil Recovery), ha sido aplicada en el mundo por los países productores de hidrocarburos desde hace más de 50 años, esta práctica ha sido desarrollada principalmente en EU con bastante éxito.

De acuerdo al más reciente informe bianual 2014 emitido por Oil & Gas Journal, existen 329 proyectos activos de AOR, a nivel mundial, a partir de los cuales se obtiene una producción adicional de 1.76 *MMbd*, lo que representa el 1.95% de la producción total en el mundo (90.44 *MMbd* a mayo de 2014) (1). Sin embargo, esta producción se concentra principalmente en 3 países: EU, Venezuela y Canadá, quienes producen el 86% de este volumen, lo cual representa una considerable cantidad de ingresos para sus economías, con todos los beneficios que esto genera. La **Figura 2.1** muestra la producción obtenida por AOR por país, porcentaje de producción asociada y número de proyectos. La **Figura 2.2** muestra la producción obtenida a través de AOR por método (*MMbd*), porcentaje de producción asociada y el número de proyectos.

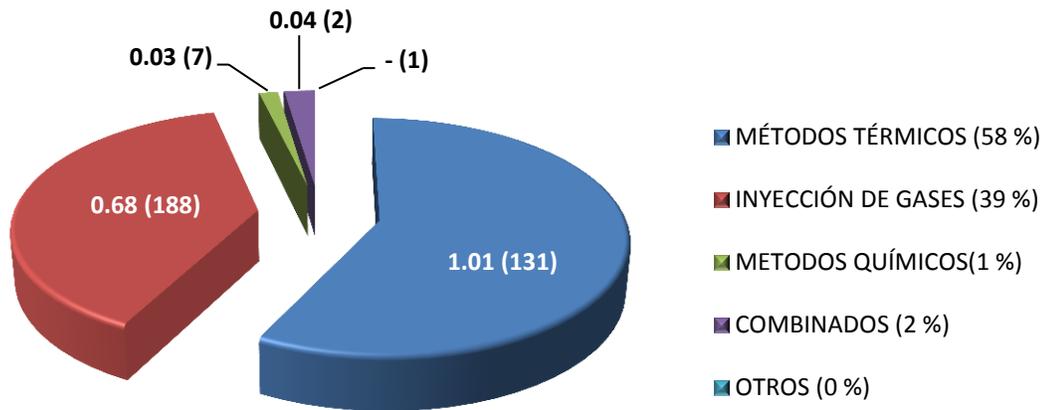
Con base al análisis de las cifras reportadas en este informe, se observa que el 58 % de la producción proviene de las diferentes modalidades de métodos térmicos, siendo éstos los que mayor volumen aportan al total, seguidos por la inyección de gases con 39 %. Sin embargo, en este punto cabe resaltar que aunque hay mayor producción por métodos térmicos, esta se obtiene de un menor número proyectos en ejecución (131 proyectos) en relación con el total de proyectos de inyección de gases (188 proyectos). Los métodos químicos aportan el 1% de la producción (7 proyectos), los métodos combinados reportan una aportación del 2% (2 proyectos), mientras que la categoría denominada “otros” hay 1 proyecto sin producción y es microbial.

La **Figura 2.3** muestra los datos correspondientes al análisis con respecto al tipo de roca, donde se observa que el 85% de la producción proviene de arenas, areniscas y conglomerados, mientras que el restante proviene de rocas carbonatadas.



* % de producción del método respecto a la producción mundial total
 * () número de proyectos

Figura 2.1 – Producción de aceite obtenida a través de AOR por país (MMbd), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).



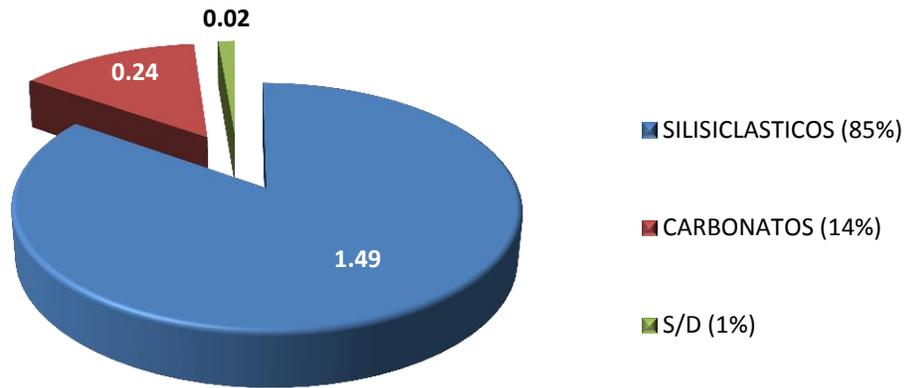
* % de producción es respecto a la producción mundial total
 * () número de proyectos

Figura 2.2 – Producción de aceite obtenida a través de AOR por método (MMbd), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada con datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).

La **Figura 2.4** muestra los datos correspondientes al análisis con respecto a la densidad relativa, donde se observa que el 59% de la producción es de crudo pesado (121 proyectos) mientras que el crudo mediano representa el 21%, (43 proyectos) y el crudo liviano o ligero representa el 17 %, con una mayor cantidad de proyectos (148), ejecutados principalmente por EU (118) y Canadá (25).

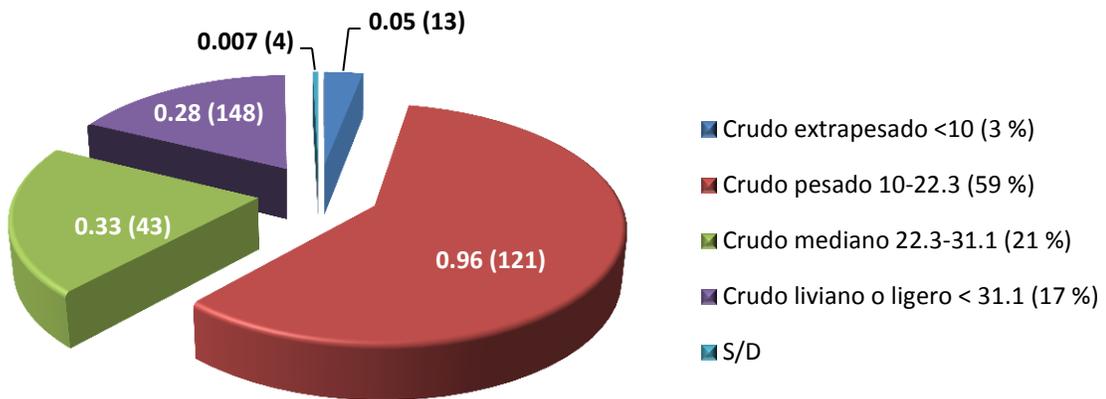
La **Figura 2.5** muestra los datos correspondientes al análisis con respecto a la profundidad. Donde se observa que la mayoría de los proyectos están concentrados entre 0-1000 m (141 proyectos) y entre 1000-2000 m (118 proyectos), con porcentajes de producción asociados

del 60% y 17%, respectivamente. Los restantes representan en conjunto el 23% de la producción total, distribuida de la forma siguiente: 43 proyectos entre 2000 y 3000 *m*, 17 proyectos entre 3000-4000 *m*, 5 proyectos en profundidades mayores a 4000 *m* y el mismo número, es decir, 5 de los cuales no se cuentan con datos disponibles.



* % de producción es respecto al total del número de proyectos

Figura 2.3 – Producción obtenida por AOR (*MMbd*) en función del tipo de roca y el porcentaje de la totalidad de los proyectos. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).



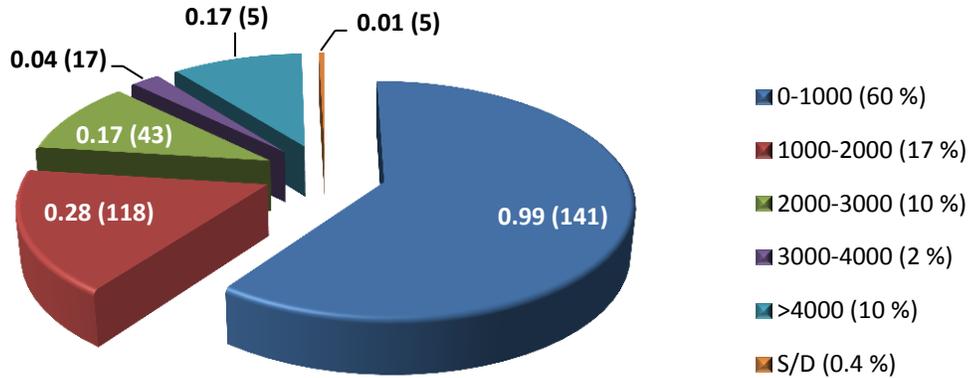
* % de producción del método respecto a la producción mundial total

* () número de proyectos

Figura 2.4 – Producción obtenida por AOR (*MMbd*) basado en la densidad relativa del aceite (°API), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada con datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).

En resumen con respecto a los parámetros analizados y los resultados observados se puede concluir que el 85% de la producción atribuible a AOR proviene de siliciclastos, una gran parte de la totalidad de los proyectos, se concentran en yacimientos someros de crudo pesado y se ha generalizado la aplicación de los métodos térmicos basado en su eficacia, lo

que explica el porqué de una mayor producción de aceite con una menor cantidad de proyectos.



* % de producción del método respecto a la producción mundial total
 * () número de proyectos

Figura 2.5 – Producción obtenida por AOR (*MMbd*) en función de la profundidad de los yacimientos (*m*), porcentaje de producción asociada y número de proyectos. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).

Por otro lado se observa que la inyección de gases es el segundo método más utilizado con una mayor cantidad de proyectos activos, sin embargo, se obtiene una menor cantidad de producción. Otro punto a resaltar es el método de inyección de CO_2 como el más utilizado, ya que existen 125 proyectos, de los cuales 117 están activos en EU, le sigue la inyección de gases hidrocarburos con un total 38 proyectos, 14 en EU y 20 en Canadá. Los anteriores métodos se aplican principalmente a profundidades mayores a 1000 *m*.

En cuanto a los métodos químicos se observa que prácticamente es mínima la aplicación al igual que el aporte de producción, mientras que el método microbiano solo cuenta con un proyecto activo el cual no reporta producción atribuible. También se presentan 2 proyectos combinados de WAG (Water Alterning Gas), los cuales aportan el 2% de producción.

Otro punto que cabe resaltar, es que por arriba de 3000 *m* de profundidad se cuenta con 22 proyectos, lo cual es razonable en concordancia a las limitaciones técnicas y operativas asociadas a la profundidad y se requiera una mayor inversión, por tal motivo no se ha incursionado de forma masiva en este tipo de yacimientos.

La producción de EU al año 2014 (1) es de 8.663 *MMbd* de aceite, de los cuales el 9 % de ésta es por AOR, cifras que los colocan en el primer lugar en ambos aspectos con el 60.5% de los proyectos en ejecución. Por lo que se puede considerar que al concentrarse en la historia y los proyectos en ejecución de ellos, se puede obtener un grado de conocimiento

que abarque todos los elementos que hacen de esta técnica una práctica exitosa, y de la cual se puede obtener buena parte de todos los beneficios alcanzables.

2.2 Recuperación adicional de hidrocarburos en Estados Unidos

El principal impulso a los proyectos de AOR en EU tiene su origen en factores geopolíticos derivados de la llamada “Crisis del Petróleo” a principios de los años 70. Antes de esta fecha, el mercado mundial del petróleo estaba determinado por las 7 compañías petroleras más grandes del mundo, principalmente inglesas y estadounidenses, que en conjunto controlaban el 80% de la producción total de crudo en el mundo y fueron acusadas de formar un cártel, cuyos objetivos incluían la manipulación del precio del petróleo y la protección de sus miembros. No obstante ya en el año de 1960 se fundó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (*OPEC*) por iniciativa del Gobierno de Venezuela y en acuerdo con los gobiernos de los principales productores de petróleo de Oriente Medio, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait, con el objetivo de protestar en contra de la política petrolera dictada por las transnacionales antes mencionadas. No fue sino hasta la década posterior a su fundación, que sus miembros comenzaron a establecer medidas efectivas para la consecución de sus objetivos, a partir de la nacionalización de la industria petrolera por parte de países como Libia y Argelia, que para entonces ya formaban parte de la organización, pero no fue sino hasta 1973 con el embargo petrolero a los países que apoyaron a Israel, principalmente EU y Holanda en la reciente Guerra del Yom Kipur, y continuando con la reducción de las cuotas de producción de sus miembros, que sus acciones tuvieron un efecto inmediato y contundente pues se logró incrementar el precio del barril del petróleo desde los 4 hasta los 12 dólares (*US\$*), y trastocando incluso el desarrollo económico y estilo de vida en EU que a nivel mundial representaba la cuarta parte de la producción industrial y el 33% del consumo de energía.

El precio de venta al público de un galón de gasolina pasó de un promedio de 38.5 centavos en mayo de 1973 a 55.1 centavos en junio de 1974. Mientras tanto, la Bolsa de Nueva York perdía 97 mil millones de dólares (*MMMUS\$*) de su valor en seis semanas, la crisis provocó que las condiciones de vida se volvieran muy adversas para los desempleados, los grupos sociales marginados, algunos trabajadores de mayor edad, y cada vez más, para los trabajadores más jóvenes. Las escuelas y oficinas en EU tuvieron que cerrar a menudo para ahorrar el combustible de la calefacción, y las fábricas tuvieron que reducir la producción y despedir trabajadores.

La crisis se agravó aún más a causa del control de los precios en EU, que limitó el precio del "petróleo antiguo" (ya descubierto), mientras permitía que el petróleo recién descubierto pudiera ser vendido a un precio más elevado, lo que supuso una retirada del petróleo antiguo del mercado y una escasez artificial. El objetivo era promover las prospecciones petrolíferas. Esta escasez llevó al racionamiento de gasolina (que también se produjo en muchos otros países).

Después del embargo petrolero en 1973, es cuando el gobierno toma la decisión de destinar una fuerte cantidad de recursos a la “**Independencia Energética**”, enfocados principalmente al Shale Oil, Oil Gasification y a la AOR. Es entonces cuando esta última comienza a mostrar un desarrollo verdadero. Las proyecciones según lo estimado por el informe de 1976 de la *National Petroleum Council* se situaban en alcanzar 3 *MMbd* a través de estas técnicas, posteriormente en el informe de 1984/87 el pronóstico bajó a 2 *MMbd*, cifra que hasta la fecha no se ha alcanzado (3), siendo la producción a 2014 de 778,048 *bd*.

La **Figura 2.6** muestra el comportamiento histórico del precio del barril West Texas Intermediate (*WTI*) y el número de proyectos de AOR, se puede observar que después de 1973, el número de proyectos activos incrementó gradualmente, para posteriormente alcanzar un pico máximo en 1986 (512 proyectos), disminuyendo posteriormente. Sin embargo en los últimos años se ha mantenido un promedio de casi 200 proyectos. Se puede observar que la variación en el número de proyectos no está asociado al precio del barril de crudo. Por ejemplo de 1974 a 1978 el precio del crudo se encontraba en un promedio de 12.4 dólares por barril (*US\$/b*) y el número de proyectos incrementó de 119 a 190, luego en 1980 alcanzó un precio de 37.96 *US\$/b* manteniéndose en un promedio de 31.5 *US\$/b* hasta 1985, con un número de proyectos a la alza, con lo que se llega a 1986 al máximo de proyectos (512), y a partir de este disminuye gradualmente hasta alcanzar 147 proyectos en 2002, mientras que a partir de 2003 el precio del barril de petróleo incrementó hasta los 93.2 *US\$/b*.

Mientras que el análisis de los datos indica que no existe una relación directa entre el precio de los hidrocarburos y el número de proyectos en ejecución, se puede establecer de forma razonable la dependencia entre la eficiencia de los diferentes métodos de AOR y la cantidad de proyectos existentes.

Con respecto al número de proyectos activos y la producción obtenida a través de estos, se observa en la **Figura 2.7** que desde 1976 el número de proyectos fue en aumento de igual forma que el volumen de aceite obtenido, sin embargo a partir de 1986 cuando se alcanza el pico máximo de proyectos e inicia a disminuir gradualmente, la producción obtenida no disminuye al contrario aumenta, hasta alcanzar hoy en día 199 proyectos con un volumen de 778 *Mbd*, que es el volumen máximo de producción alcanzado. Es decir, se obtiene una mayor producción con una menor cantidad de proyectos.

Haciendo un análisis por tipo de método de AOR, se observa lo siguiente:

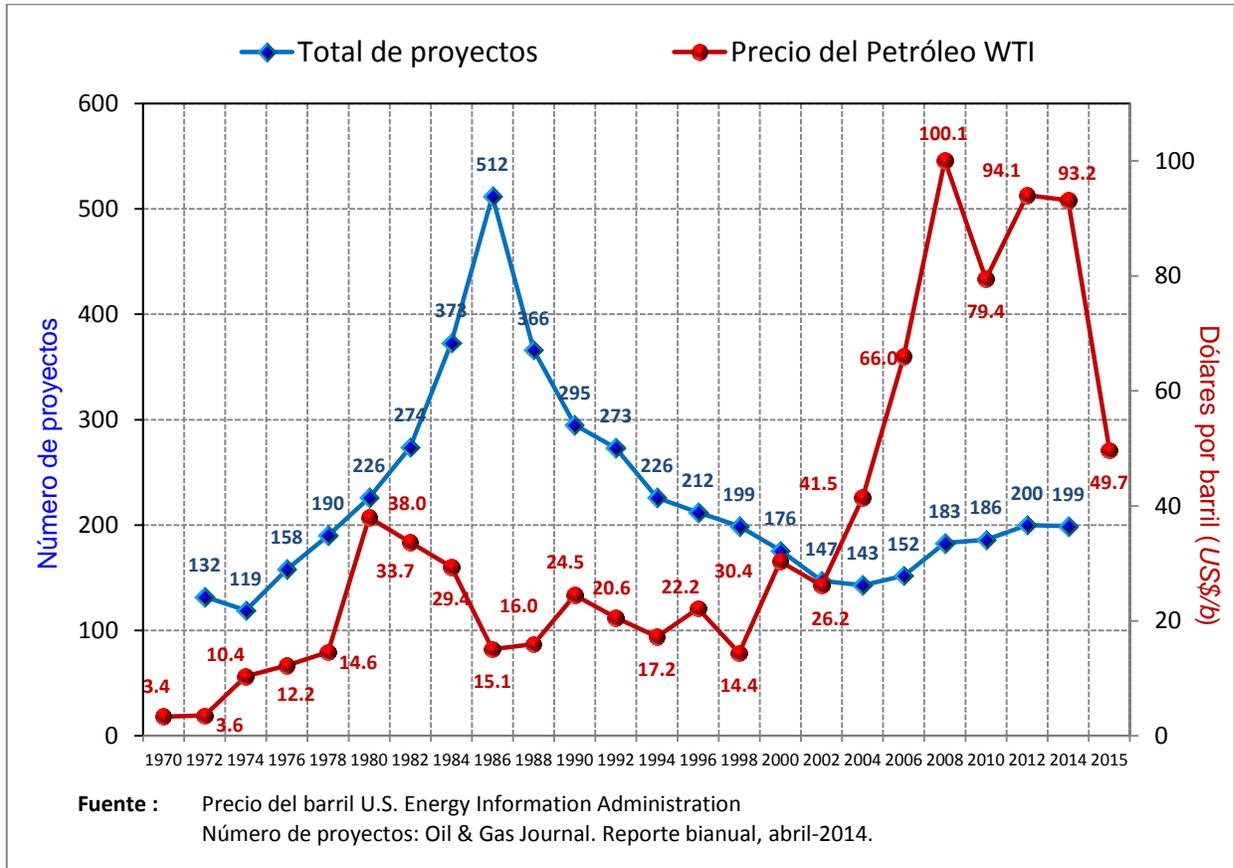


Figura 2.6 – Comportamiento histórico del precio del barril *WTI* y el número de proyectos de AOR en EU. Elaborada a partir de datos de U.S. EIA-Oil & Gas Journal 2014. (1) (2).

2.2.1 Métodos térmicos

La **Tabla 2.1** muestra el comportamiento histórico de los métodos térmicos, tanto en número de proyectos activos como la producción de aceite obtenida. A principios de los 80's se incrementan los proyectos hasta alcanzar un pico de 201 en 1986 con una producción asociada de 482 *Mbd*, posteriormente el número de proyectos fue disminuyendo gradualmente hasta 2002 con un promedio de producción durante de 16 años de 400 *Mbd*. Posterior a 2002, el número de proyectos y la producción se mantuvo en un promedio de 60 y 320 *Mbd*, respectivamente.

Los tipos de métodos aplicados incluyen, inyección de vapor (diferentes modalidades), combustión in situ e inyección de agua caliente, siendo la inyección de vapor el método que muestra mejores resultados en cuanto a producción y número de proyectos aplicados con 48 activos de 285 *Mbd* que representa el 36.6% de la producción total asociada a la AOR. La combustión insitu actualmente cuenta con 12 proyectos activos (históricamente nunca ha rebasado los 20 proyectos) con un aporte de producción de 20.6 *Mbd* mientras que la recuperación a través de agua caliente solo cuenta con 2 proyectos y una producción asociada de 1.7 *Mbd*.

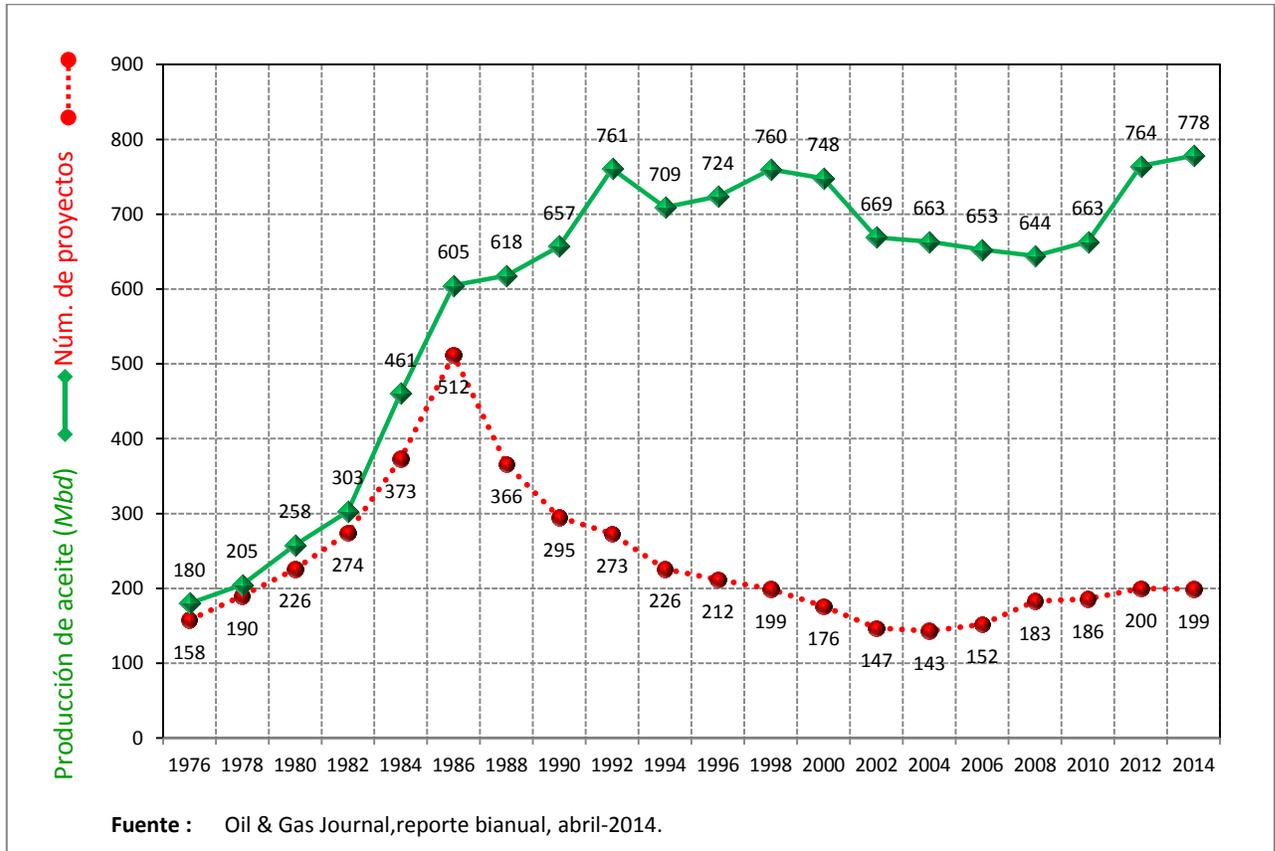


Figura 2.7 – Comportamiento histórico del precio del número de proyectos de AOR y la producción obtenida (Mbd). Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (2)

Tabla 2.1 - Comportamiento histórico de los métodos térmicos. Modificada de Oil & Gas Journal (4)

MÉTODOS TÉRMICOS	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014
Inyección de vapor	99	133	118	133	181	133	137	119	109	105	92	86	55	46	40	43	45	48	48
Producción (mbpd)		243	288	358	469	455	444	454	416	419	439	418	366	340	287	275	273	301	285
Comustión in situ	16	17	21	18	17	9	8	8	5	8	7	5	6	7	12	12	12	11	12
Producción (mbpd)		12.1	10.2	6.45	10.3	6.53	6.09	4.7	2.25	4.49	4.76	2.78	2.38	1.9	13.3	17	16.9	20.6	20.6
Agua caliente					3	10	9	6	2	2	1	1	4	3	3	3	3	2	2
Producción (mbpd)					3	10	9	6	2	2	1	1	4	3	3	3	3	2	2
TOTAL DE PROYECTOS	115	150	139	151	201	152	154	133	116	115	100	92	65	56	55	58	60	61	62
TOTAL DE PRODUCCIÓN (mbpd)	0	256	299	365	482	472	459	465	420	426	445	421	372	345	303	295	293	323	307

2.2.2 Métodos químicos

La **Tabla 2.2** muestra el comportamiento histórico de los métodos químicos. Este tipo de métodos sufrió un incremento acelerado a partir de 1980 cuando registró 42 proyectos hasta alcanzar 206 en 1986 de los cuales 86% corresponden a polímeros, sin embargo a partir de esta fecha, declinan en forma drástica hasta alcanzar hoy en día solo 3 proyectos y en contraste con los métodos térmicos donde la producción se mantuvo con un menor número de proyectos, los métodos químicos no reportan producción asociada de 10 años atrás a la fecha.

Los químicos aplicados en esta categoría incluyen a los Polímeros-Micelares, los cuales debido a su baja producción se dejaron de aplicar desde 1994, los polímeros que alcanzaron un número mayor de proyectos en el año 1986 con 178 y su máxima producción fue de 21 *Mbd* en 1988, sin embargo hoy en día no existe ningún proyecto activo de este tipo, los Caustico/Alcalinos que de igual forma que los micelares generaron una producción mínima y dejaron de aplicarse desde 1998 y por último los Surfactantes cuya información no permite hacer un juicio objetivo debido a que se reporta producción asociada no así proyectos activos de 2000 a 2004, situación que se invierte a partir de 2008, es decir se reportan proyectos activos pero no su producción asociada.

Tabla 2.2 - Comportamiento histórico de los métodos químicos. Modificada de Oil & Gas Journal (4)

METODOS QUIMICOS	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014
Polimeros-Micelares	22	14	20	21	20	9	5	3	2										
Producción (mbpd)		0.93	0.9	2.83	1.4	1.51	0.62	0.25	0.06										
Polimeros	21	22	55	106	178	111	42	44	27	11	10	10	4	4		1	1		
Producción (mbpd)		0.92	2.93	10.2	15.3	21	11.2	1.94	1.83	0.14	0.14	1.6	0						
Caustica/Alcalina	3	6	10	11	8	4	2	2	1	1	1								
Producción (mbpd)		0.55	0.58	0.33	0.19														
Surfactantes							1									1	2	3	3
Producción (mbpd)							0.02					0.06	0.06	0.06			0.07		
TOTAL DE PROYECTOS	46	42	85	138	206	124	50	49	30	12	11	10	4	4	0	2	3	3	3
TOTAL DE PRODUCCIÓN (mbpd)	0	2.4	4.41	13.4	16.9	22.5	11.9	2.19	1.89	0.14	0.14	1.66	0.06	0.06	0	0	0.07	0	0

2.2.3 Inyección de gases

La **Tabla 2.3** muestra el comportamiento histórico de los proyectos a través de inyección de gas. Aunque no se cuenta con producción reportada entre los años 1978 y 1980 si se reportan proyectos activos y se puede observar un incremento en la producción a partir de 1986 y que el máximo de producción fue de 471 *Mbd* en 2014 con 134 proyectos. Estos datos además de mostrar el comportamiento también dan idea de su efectividad.

Los gases que se han utilizado para inyectar a los yacimientos ya sea de forma miscible o inmisible son: gas hidrocarburo, bioxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y gas de combustión, el cual se suspende a partir de 1994, mientras que el N_2 actualmente cuenta con 3 proyectos activos y jamás ha rebasado los 10 proyectos. Los gases que han tenido mayor éxito en la recuperación de hidrocarburos han sido el gas hidrocarburo que actualmente reporta 127.5 *Mbd* con 14 proyectos y el CO_2 ya sea miscible o inmisible suman 117 proyectos con un volumen de aceite de 335.53 *Mbd*, lo cual representa el 43% de la producción total obtenida a través de la AOR. El comportamiento del número de proyectos y la producción ha ido incrementado gradualmente.

Tabla 2.3 – Comportamiento histórico de los métodos a través de la inyección de gases. Modificada de Oil & Gas Journal (4).

INYECCIÓN DE GASES	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014
Hidrocarburo (mis/inm)	15	9	12	16	26	22	23	25	15	14	11	6	7	8	13	13	12	13	14
Producción (mbpd)		0	0	14.4	33.8	25.94	55.4	113	99.7	96.3	102	125	95.3	97.3	95.8	81	81.1	81.1	127.5
CO2 miscible	14	17	28	40	38	49	52	52	54	60	66	63	66	70	79	101	103	112	109
Producción (mbpd)	0	0	0	31.3	28.4	64.19	95.6	145	161	171	179	189	187	206	235	240	272	309	292.7
CO2 inmiscible			1	18	28	8	4	2	1	1	0	1	1	1	2	5	5	8	8
Producción (mbpd)			0	0.7	1.35	0.42	0.1	0.1	0	0	0	0.07	0.07	0.1	2.7	9.35	9.16	43.7	42.8
Nitrógeno		1	4	7	9	9	9	7	8	9	10	4	4	4	3	4	3	3	3
Producción (mbpd)				7.17	18.5	19.05	22.3	22.6	23.1	28	28.1	14.7	14.7	14.7	14.7	19.7	9	8	8
Gas de combustión (mis/inm)		3	3	3	3	2	3	2											
Producción (mbpd)				29.4	26.2	21.4	17.3	11											
Otros		4	2					1	1										
Producción (mbpd)								6.3	4.4	4.35	4.35								
TOTAL DE PROYECTOS	29	34	50	84	104	90	91	89	79	84	87	74	78	83	97	123	123	136	134
TOTAL DE PRODUCCIÓN (mbpd)	0	0	31.3	80.2	144	162.4	240	315	298	308	324	327	316	347	354	382	408	425	471

En estas tablas y gráficas se omitió el comportamiento histórico de los restantes métodos denominados “Otros”, que incluyen a los microbianos, debido a que no se cuenta con datos de producción atribuible y el número de proyectos reportados pueden considerarse insignificante históricamente.

2.2.4 Análisis de resultados

En la **Figura 2.8** se puede observar que los métodos térmicos han disminuido gradualmente al igual que la producción asociada. En la última década el número de proyectos se ha mantenido en un promedio de 60, la producción máxima se alcanzó en 1986 (480 *Mbd*). Una posible causa de este comportamiento es el incremento de proyectos a través de CO_2 .

La inyección de químicos comenzó en los años 60's, y a pesar de que se tiene una historia en tiempo similar a la inyección de gases y los métodos térmicos, no se ha alcanzado la experiencia y la comprensión que se tiene de los otros, debido a la complejidad y la tecnología que se requiere, y sobre todo aunque a nivel de laboratorio se tengan resultados favorables, esto no se ha logrado a nivel de campo. Por otro lado, se requiere una gran inversión inicial tanto económica como de estudio en el laboratorio. En la **Figura 2.8** se observa un cambio muy drástico en cuanto al número de proyectos desde la década de los 80's, y aun cuando el número de proyectos era muy alto (201 en 1986) la producción obtenida es relativamente baja (22.5 *Mbd*) máximo histórico de producción.

Los métodos de inyección de gases han tenido un incremento constante en el número de proyectos asociado a la producción obtenida a través de estos. En el caso del N_2 , no se observa un aumento representativo (**Tabla 2.3**). En el caso del gas de combustión no hay ningún proyecto activo hoy en día. Sin embargo el método que ha mostrado un fuerte crecimiento en cuanto al número de proyectos y la producción asociado a estos, es la inyección de CO_2 de forma miscible, teniendo 109 proyectos con 292.7 *Mbd* (inmiscible hay 8 proyectos con 42.8 *Mbd* asociados). El aumento en el número de proyectos y su producción asociada, tiene origen en las reservas naturales disponibles de CO_2 más el

desarrollo de proyectos de captura y almacenamiento de CO_2 para mejor aprovechamiento de este recurso.

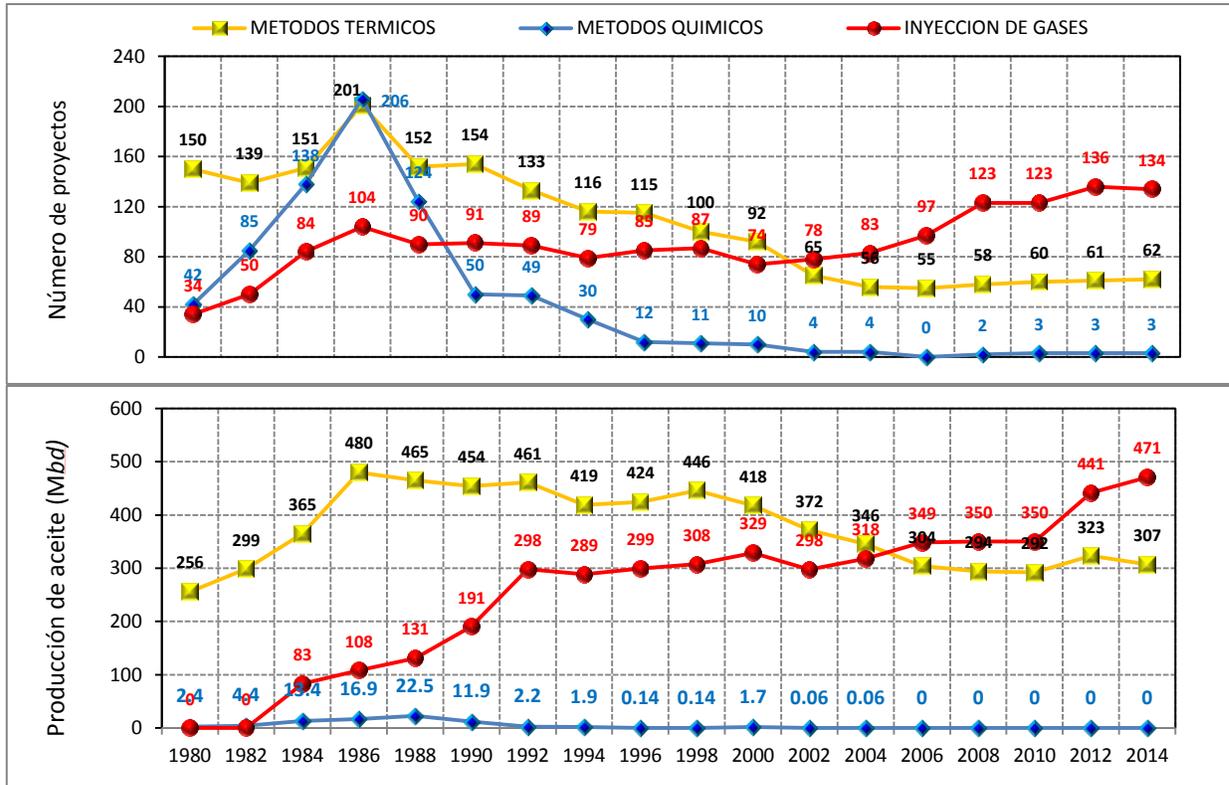


Figura 2.8 – Comportamiento histórico del número de proyectos por método y la producción atribuida a cada uno de ellos. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4)

Por lo que se concluye del análisis de estos datos, que EU enfoca sus recursos a la practicidad y efectividad de los métodos de AOR.

2.3 Recuperación adicional de hidrocarburos en México

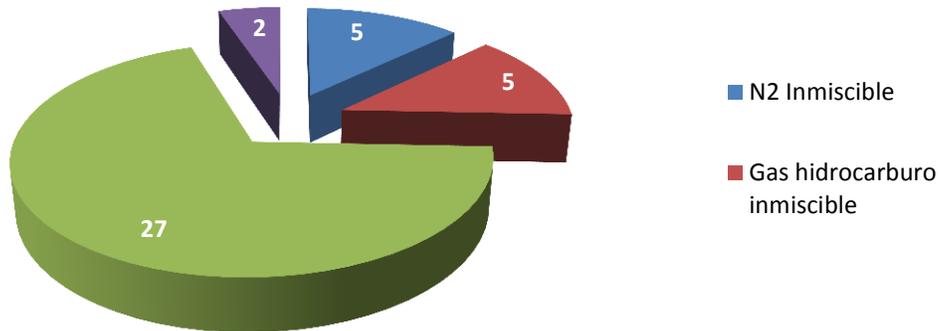
México posee una reserva de hidrocarburos totales o 3P al primero de enero del 2014, de 42 mil 158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. (5) Además cuenta con una historia de explotación de este recurso de más de 100 años, alcanzando su máxima producción en 2005 y por lo menos desde las últimas 4 décadas el país ha sido fuertemente dependiente de los recursos que se obtienen por la extracción de los hidrocarburos y su posterior comercialización.

Una característica común de una gran parte del conjunto de campos que actualmente cuentan con actividades de producción es su avanzado estado de explotación y los factores de recuperación (*FR*) logrados hasta el momento (25.6% al 1 de enero de 2009 (6)), de manera general, se encuentran por debajo del promedio obtenido a nivel mundial, (36%

considerando a los países con mayor FR, Angola, Brasil, Canadá, Noruega, Inglaterra, EU e Irán) (6), esto como resultado de la explotación a nivel de recuperación primaria casi exclusivamente, es decir por la energía propia que dispone el yacimiento.

Hasta 2011, PEMEX, reporta la aplicación de 35 proyectos de recuperación secundaria, a nivel nacional mediante la inyección de agua o gas como método de mantenimiento de Presión. En lo que se refiere a la Recuperación Mejorada de Aceite (*EOR*), se reporta la inyección de CO_2 miscible en 2 campos (Sitio Grande y Artesa) (7) y se reportan 4 proyectos en Planeación, esto se puede observar en la **Figura 2.9**.

La **Figura 2.10** muestra el estado de los proyectos ejecutados en PEMEX, en donde sobresale que de los 35 proyectos ejecutados, 18 han sido suspendidos. Otro dato interesante es que el 66.7% de los métodos de AOR implementados son en carbonatos y el restante en arenas.

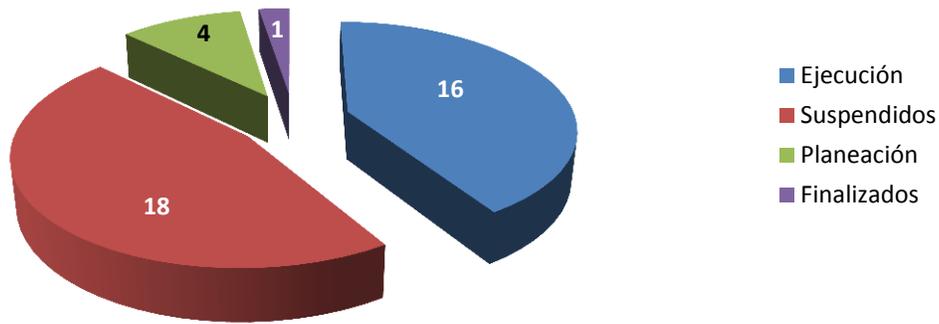


FUENTE: Informe Anual 2009-Recuperación Secundaria y Mejorada

Figura 2.9 – Número de proyectos por tipo de método implementado en México.
Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7).

Actualmente la producción de hidrocarburos en México se encuentra en declinación pasando de casi 3.4 *MMbd* en 2004 a una producción promedio de 2.3 *MMbd* promedio del año 2015 (hasta abril de 2015) (8).

La explotación de hidrocarburos en México se ha realizado por recuperación primaria y secundaria, lo cual ha llevado a los campos a un alto grado de madurez, fuertes declinaciones, carencia de campos altamente productivos (Akai, Ku, Maloob, Zaap, etcétera) y bajos FR. Por otro lado la declinación de la producción natural de los campos, llevará a México al momento del “**PETRÓLEO DIFÍCIL Y CARO**”, por lo cual es imperiosamente necesario generar estrategias, planes y desarrollar los recursos humanos, técnicos y económicos necesarios para obtener el mayor beneficio de éstas técnicas especializadas bajo un esquema práctico.



FUENTE: Informe Anual 2009-Recuperación Secundaria y Mejorada

Figura 2.10 – Número de proyectos por tipo de método implementado en México.
Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7).

Se puede concluir que México prácticamente no ha incursionado en el mundo de la AOR a pesar de su larga historia como país productor de hidrocarburos y de que a nivel mundial ésta se aplica desde los años 50. Por todo lo anterior se abre una gran ventana de oportunidad en esta área para el país.

Capítulo 3

Estrategias aplicadas en el modelo de explotación de hidrocarburos de Estados Unidos y México

3.1 Desarrollo de la recuperación adicional en Estados Unidos

La definición del objetivo energético de EU se estableció a partir del embargo petrolero aplicado por la OPEC a los países que apoyaron a Israel en la guerra del Yom Kipur (principalmente Holanda y EU), lo que derivó en una crisis petrolera, el precio del petróleo se elevó prácticamente al triple, trastocando el desarrollo económico y estilo de vida en EU que a nivel mundial representaba la cuarta parte de la producción industrial y el 33% del consumo de energía.

La crisis se agrava a causa del control interno de los precios en EU, que limitó el precio del "petróleo antiguo" (ya descubierto), mientras permitía que el petróleo recién descubierto pudiera ser vendido a un precio más elevado, lo que supuso una retirada del petróleo antiguo del mercado y una escasez artificial. El objetivo era promover las prospecciones petrolíferas. Esta escasez llevó al racionamiento de gasolina (que también se produjo en muchos otros países).

Después del embargo petrolero, en 1973 el gobierno toma la decisión de destinar una fuerte cantidad de recursos a la obtención de la "Independencia Energética", enfocados principalmente al Shale Oil, Oil Gasification y a la AOR. Es entonces cuando esta última comienza a mostrar un verdadero desarrollo. Lo cual los ha colocado como líderes en las prácticas de estas técnicas a nivel mundial. El mismo que los ha llevado a obtener, identificar y desarrollar la tecnología necesaria para satisfacer las necesidades de la cambiante industria petrolera, así como desarrollar los recursos humanos e investigación, con lo que se han generado recursos económicos con una muy importante derrama de beneficios en el mercado internos que impactan de manera directa en su población (3).

Aunque las proyecciones según lo estimado por el informe de 1976 de la National Petroleum Council no se han alcanzado (3 *MMbd*), la asignación de recursos tanto públicos como privados continúa, con el objetivo de alcanzar la meta planteada, aunque que con pronósticos de producción más moderados y realistas. La **Figura 3.1** representa la mezcla de componentes que han llevado a este país al éxito obtenido en los métodos de AOR (3).

El costo del barril de aceite extraído a través de las técnicas de AOR es mayor que el precio de un barril de aceite producido por producción primaria, debido a que se requieren técnicas especializadas, fluidos especializados, investigación, recursos humanos altamente especializados, etcétera. Con el objetivo planteado de “Autosuficiencia Energética”, los actores involucrados concentraron esfuerzos en la investigación de prácticamente todos los métodos de AOR en laboratorio y ejecutarlos en campo.

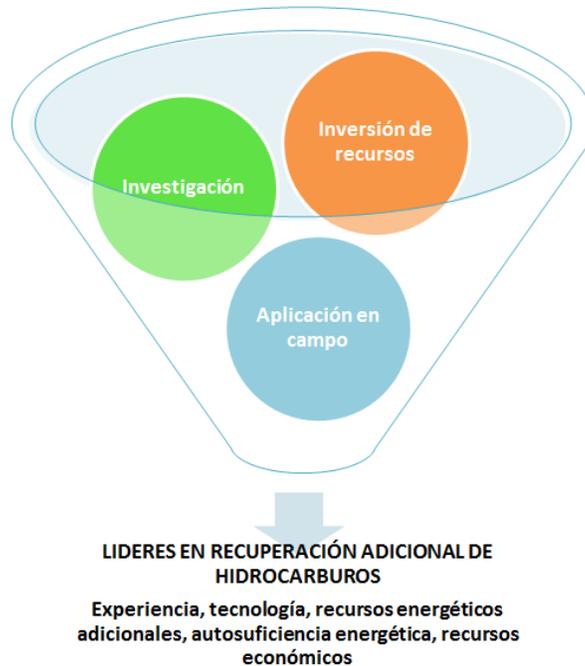


Figura 3.1 – Representa la mezcla de componentes que han llevado a EU al éxito obtenido en los métodos de AOR.

La **Figura 3.2** muestra el número de proyectos activos de AOR y producción obtenida al año de 2014 en EU, cuenta con 199 proyectos de los cuales se obtiene una producción asociada de 778 Mbd.

Cada uno de los métodos aplicados en campo ha sufrido históricamente cambios, tanto en número como en la producción obtenida por cada uno de ellos. *Índice de Productividad*

En este punto se consideran dos parámetros: índice de productividad por método (*IPPM*) e índice de productividad por tipo de fluido (*IPTF*). Los cuales se representan por las relaciones siguientes:

$$IPPM = \frac{\text{producción obtenida (b)}}{\text{método aplicado (número de proyectos)}}$$

$$IPTF = \frac{\text{Producción obtenida (b)}}{\text{Tipo de Fluido aplicado (número de proyectos)}}$$

Estos dos indicadores son unan forma sencilla de medir la eficiencia del método o el tipo de método y simplemente dice cuántos barriles se obtienen.

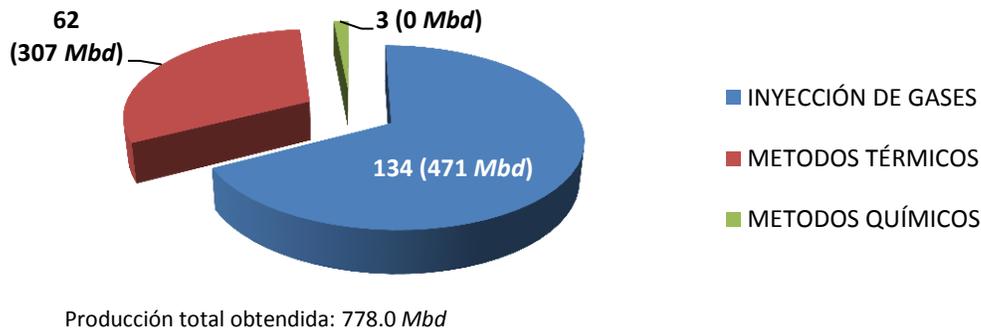


Figura 3.2 – Proyectos de AOR y producción obtenida en EU. Con 199 proyectos se han obtenido 778 Mbd al año de 2014 en EU. Elaborada a partir de datos de Oil and Gas Journal, 2014 (2).

3.1.1 Índice de productividad por método aplicado

La **Figura 3.3** muestra el comportamiento histórico del IPPM en EU, donde se observa que los métodos térmicos han alcanzado el mayor IPPM. A partir de 2004 este indicador muestra una ligera caída, sin embargo, históricamente estos métodos han demostrado la mayor productividad. Los métodos a través de la inyección de gases muestran un IPPM superior a 3 desde 1990, por debajo siempre de los métodos térmicos. Los métodos químicos históricamente han mostrado tener un IPPM muy bajo e incluso nulo, lo que determina su tendencia a la no aplicación, relegando su aplicación a experimentos en laboratorio.

Ahora, cuando se analiza el IPTF inyectado, el comportamiento se observa diferente.

3.1.2 Índice de Productividad por tipo de fluido

3.1.2.1 Métodos térmicos

La **Figura 3.4** muestra el IPTF obtenido para los métodos térmicos así como el número de proyectos, los cuales se observa que han disminuido respecto a la década de los 80. En el último periodo de 2002-2014, se ha mantenido un promedio de 58 proyectos activos. A 2014 hay 62 proyectos activos con una producción asociada de 307.0 Mbd.

3.1.2.1.1 Inyección de vapor

Históricamente el número de proyectos ha declinado gradualmente al igual que la producción asociada, tal como se presenta en la **Figura 3.4**. A 2014 hay 48 proyectos

activos con una producción asociada 285 Mbd, de los cuales uno es de crudo extrapesado <10 °API y los restantes son de crudo pesado (10-22.3 °API). Prácticamente todos estos proyectos están considerados dentro de la categoría de exitosos y prometedores, en tipos de roca areniscas y arenas no consolidadas y a profundidad entre 70 y 700 m. Este método es uno de los más exitosos, sin embargo debido a las limitaciones que posee con respecto a la profundidad, es aplicado a yacimientos someros con aceites de baja viscosidad.

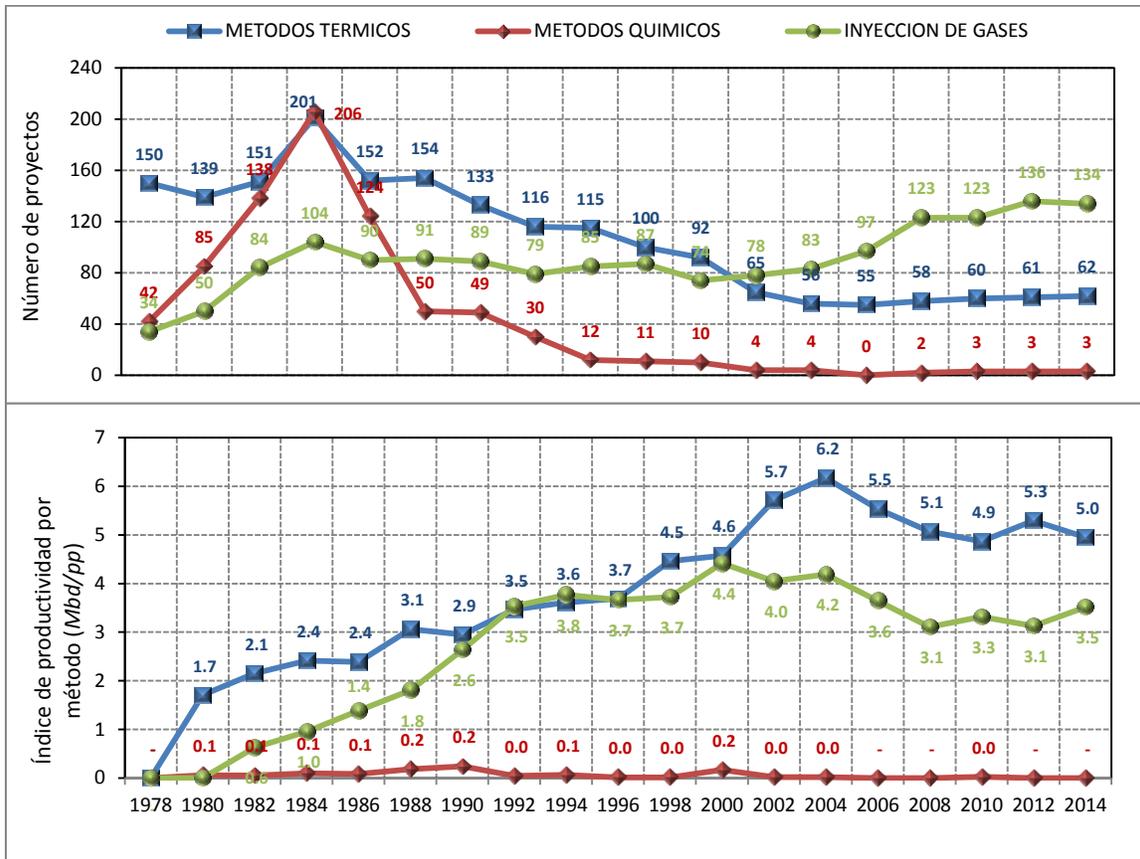


Figura 3.3 – IPPM histórico de los proyectos de AOR implementados en EU, desde 1978 a 2014. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4)

3.1.2.1.2 Combustión In Situ

La Figura 3.4 muestra que en el periodo 1978-1986 hubo un promedio de 18 proyectos, posteriormente de 1988-2004 se observa un promedio de 7 proyectos y de 2006 a 2014 se mantuvo un promedio de 12 proyectos. A 2014, se tienen 12 proyectos activos con una producción asociada de 20.6 Mbd, uno en areniscas a una profundidad de 120 m y 19 °API y los 11 restantes son en dolomías con una profundidad entre 2529-3895 m, estos últimos son de aceite ligero. Estos 12 proyectos se encuentran catalogados como exitosos y prometedores. Al parecer la combustión in situ está buscando ser aplicada de forma

rentable a yacimientos carbonatados de moderada permeabilidad (k) 10-15 mD , aceite ligero y a mayores profundidades.

3.1.2.1.3 Inyección de agua caliente

Estos proyectos son en arenas someras, (411-640 m), de crudo pesado y son considerados como exitosos. A 2014 se cuenta con 2 proyectos activos y una producción asociada de 1.7 Mbd .

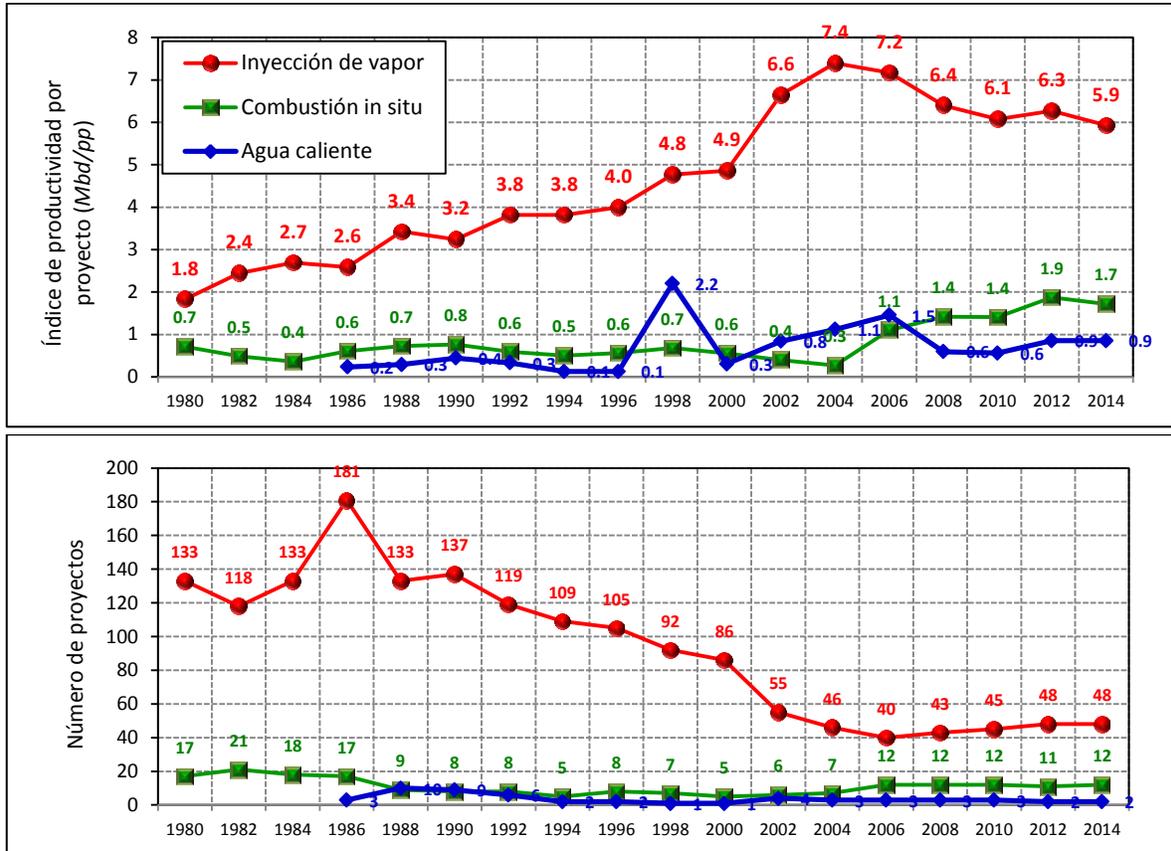


Figura 3.4 – IPTF históricamente obtenido para los métodos térmicos. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4)

3.1.2.2 Métodos a través de inyección de gases

La Figura 3.5 muestra el IPTF obtenido para los métodos a través de la inyección de gases. El número de proyectos en el periodo de 2004-2014 ha incrementado respecto al periodo de 1986 a 2002 donde incluso se puede establecer una plataforma en el número de proyectos activos. A 2014 hay 134 proyectos con una producción asociada de 471.0 Mbd .

3.1.2.2.1 Hidrocarburos miscibles

Históricamente se han mantenido por debajo de 25. A 2014 hay 14 proyectos activos, con los cuales se obtienen 127.5 Mbd . Las profundidades de los yacimientos se encuentran

entre 1372-3353 m, el rango de permeabilidades de los campos es muy amplio, van desde 20 mD hasta 1.5 D, porosidades entre 19 y 25%, con base a la densidad relativa hay 3 proyectos en crudos pesados (10-22.3 °API), 2 en crudos medianos (22.3-31.1 °API) y 9 en crudo liviano o ligero mayor a 31.1 °API. Este método presenta el mejor comportamiento histórico del IPTF.

3.1.2.2.2 CO2 miscible e inmisible

Estos métodos han mostrado un incremento histórico sustancial. Actualmente existen 117 proyectos activos (2014), con los cuales se obtienen 335.5 Mbd. La profundidad de estos yacimientos es muy variada al igual que su permeabilidad y porosidad. El tipo de aceite en función de la densidad relativa del aceite también es variado, sin embargo, corresponde con aceites de tipo ligero. El IPTF es moderado.

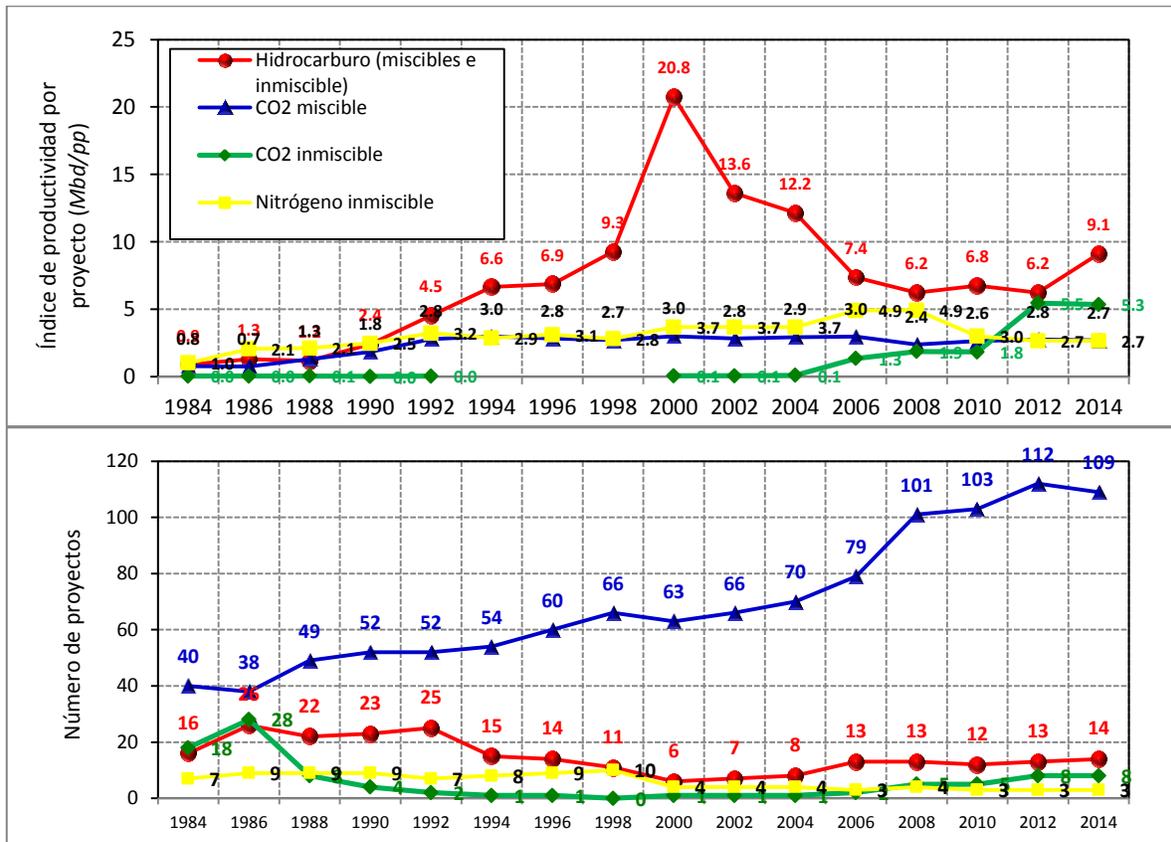


Figura 3.5 – IPTF históricamente obtenido por métodos a través de la inyección de gases desde 1984 hasta 2014 para EU. Elaborada a partir de datos de Oil & Gas Journal, 2014. (4)

3.1.2.2.3 N2 inmisible

Históricamente se ha mantenido por debajo de 10 proyectos. Hay 3 proyectos activos a 2014, de los cuales se obtiene 8.0 Mbd. Son areniscas, con permeabilidades superiores a 1

D, profundidades entre 900-1400 *m*. El IPTF es muy parecido históricamente al de CO_2 incluso en algunos periodos mejor que este.

3.1.2.3 Métodos químicos

La **Tabla 3.1** muestra el comportamiento histórico de éste tipo de métodos. En este caso, no se realiza una gráfica de IPTF debido a que por los bajos gastos de producción atribuible que se han obtenido, no sería representativo. De forma general pareciera que su aplicación tiende a la desaparición. Por ejemplo, en el año de 1986 se contaba en total con 206 proyectos activos y una producción atribuida a estos de 16.9 *Mbd*. Eran 178 proyectos con inyección de polímeros (15.3 *Mbd*), Polímeros-Micelares 20 proyectos (1.4 *Mbd*), Caustica/Alcalina 8 proyectos (0.19 *Mbd*). Sin embargo, cabe señalar que en toda su historia de aplicación de estos métodos, no se reporta producción que sea de interés comercial. A 2014 se cuenta con 3 proyectos activos a través de inyección de surfactantes, sin tener producción de aceite asociada.

Tabla 3.1 - Número de proyectos históricamente aplicados para los métodos químicos así como la producción obtenida en *Mbd* para EU. Modificada de Oil & Gas Journal (4)

METODOS QUIMICOS	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014
Polimeros-Micelares	22	14	20	21	20	9	5	3	2										
Producción (mbpd)		0.93	0.902	2.832	1.403	1.509	0.617	0.254	0.064										
Polimeros	21	22	55	106	178	111	42	44	27	11	10	10	4	4		1	1		
Producción (mbpd)		0.924	2.927	10.232	15.313	20.992	11.219	1.94	1.828	0.139	0.139	1.598	0						
Caustica/Alcalina	3	6	10	11	8	4	2	2	1	1	1								
Producción (mbpd)		0.55	0.58	0.334	0.185														
Surfactantes							1										1	2	3
Producción (mbpd)							0.02					0.06	0.06	0.06			0.07		
TOTAL DE PROYECTOS	46	42	85	138	206	124	50	49	30	12	11	10	4	4	0	2	3	3	3
TOTAL DE PRODUCCIÓN (mbpd)	0	2.404	4.409	13.398	16.901	22.501	11.856	2.194	1.892	0.139	0.139	1.658	0.06	0.06	0	0	0.07	0	0

3.1.3 Discusión de resultados

Con el análisis anterior se puede escribir algunas observaciones y discusiones de estos comportamientos:

3.1.3.1 Inyección de gases

La inyección de gases está concentrada en la inyección de CO_2 miscible e inmisible, todo indica que la causa principal son las reservas de CO_2 disponibles de forma natural. La **Tabla 3.2** muestra los datos de los campos de CO_2 con sus volúmenes originales, el año de descubrimiento, el nombre de los campos y la pureza de este, además están listados otros yacimientos que para esta fecha aún se encuentran en fase de desarrollo.

La mayoría de CO_2 utilizado en proyectos de AOR, proviene de fuentes naturales (2.8 *MMMpcd*) y el restante de fuentes industriales (0.7 *MMMpcd*), con lo cual se obtienen por su inyección en los yacimientos casi 300,000 *bd*. Considerando que los recursos naturales son limitados, se tiene un plan estratégico para la captura de CO_2 industrial. Por lo tanto, el futuro desarrollo de la AOR con base a la inyección de CO_2 depende de las emisiones

industriales de CO_2 , lo cual proporcionaría ingresos adicionales a las plantas industriales, de procesamiento de gas y las generadoras de energía. Si este CO_2 generado no fuera aprovechado para la AOR, los gases producidos por estas industrias se estarían venteando a la atmosfera. Además de beneficiar el medio ambiente esta industria genera empleo directa e indirectamente. La **Figura 3.6** muestra el proceso aplicado para el máximo aprovechamiento de las reservas de CO_2 y la **Figura 3.7** muestra un mapa de las fuentes naturales de CO_2 e industriales en EU.

3.1.3.2 Métodos térmicos

Los métodos térmicos son aplicados de forma exitosa, sin embargo están limitados técnicamente al tipo de yacimiento y de fluido que contiene el yacimiento. Otros factores técnicos que lo limitan es la profundidad, en el caso del vapor a mayor profundidad los requerimientos de compresión son mayores al igual que la calidad del vapor, en el caso del espesor de la formación productora, si son delgados los cuerpos impregnados se tiene menor éxito.

Tabla 3.2 – Reservas naturales de CO_2 de EU. Modificada de National Energy Technology Laboratory & Advanced Resources International (9).

	Nombre del Campo	Estado	Año de desc.	Pureza	Volumen original (Tcf)
En producción	Mc Elmo	CO	1944	98%	30
	Jackson Dome	MS	1960	70-99%	
	Bravo Dome	NM	1916	99%	30
	Sheep Mountain *	CO	1971	97%	1.5
	Doe Canyon Deep	CO			1.5
En fase de desarrollo	St. John's	NM	1994	95%	16
	Kevin Doome	MO	1960	93%	6
	Escalante Anticline	UT	1960	93-99%	
	Gordon Creek	UT	1947	99%	1.4

* Casi agotado



Figura 3.6 – Proceso desarrollado para aprovechar los recursos naturales disponibles.

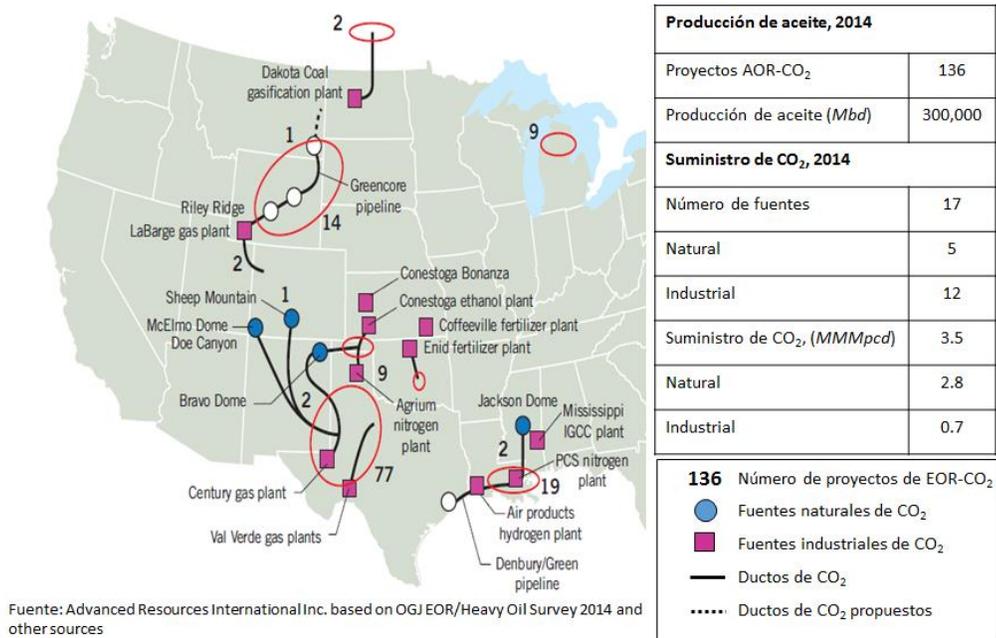


Figura 3.7 – Mapa ilustrativo de las fuentes de CO₂ naturales e industriales en EU. (4)

3.1.3.3 Métodos químicos

Los métodos químicos, prácticamente se han dejado de aplicar. Aun cuando existen 3 proyectos a través de inyección de surfactantes, estos no reportan producción, por lo que con base al comportamiento observado históricamente, se puede pensar que estos métodos se dejarían de aplicar hasta que sean técnica y económicamente factibles, ya que actualmente son complejos y de inversiones fuertes.

En este sentido la asignación de recursos a los proyectos de AOR, pueden representar bajos niveles de producción y beneficios aparentemente mínimos, en una primera etapa de desarrollo de los proyectos. A la misma conclusión se llega del análisis de los datos arrojados por la aplicación de los proyectos de AOR en la etapa inicial de la investigación al respecto en EU.

En contraste los innegables resultados y sus beneficios se pueden apreciar en el volumen de producción actual proveniente de este tipo de proyectos. México a diferencia de EU, se encuentra en posición de poder aprovechar el conocimiento adquirido a través de los diferentes proyectos desarrollados y sus resultados obtenidos. Lo que coloca a México por una parte en posición de aprovechar al máximo posible estas experiencias que le permitan incrementar el volumen de hidrocarburos producidos y por otra parte en la misma posición estratégica acorde con la disminución natural que todo yacimiento experimenta.

En el mismo sentido, una mayor adquisición de conocimiento y experiencia en el desarrollo de los proyectos de AOR, contribuye a restituir la producción del aceite de nuevos

yacimientos a partir del aceite remanente proveniente de los yacimientos desarrollados. La **Figura 3.8** muestra un esquema del tiempo recorrido y acciones tomadas para obtener el éxito volumétrico actual.



Figura 3.8 – Tiempo recorrido por EU, el cual los ha llevado al éxito volumétrico y liderazgo en las técnicas de AOR.

3.2 Desarrollo de la recuperación adicional de hidrocarburos en México

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017 considera 15 objetivos importantes que tienen como finalidad alcanzar la sustentabilidad operativa y financiera en el mediano y largo plazo (5). Dentro de los cuales “Incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación” e “Incrementar la producción de hidrocarburos”, ocupan el primer y segundo lugar respectivamente. La **Figura 3.9** muestra el comportamiento de las reservas de hidrocarburos 3P de 1955 a 2013 al 1 de enero de cada año en miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (*MMMbpce*) y la **Figura 3.10** muestra la historia de producción de hidrocarburos de 1964 al mes de abril 2015 en *Mbd*.

3.2.1 Causas detectadas para el retraso de la recuperación adicional de hidrocarburos

Durante las últimas décadas PEMEX ha cumplido con los dos principales objetivos (hasta el año 2005 donde comienza a declinar fuertemente el campo Akal), por lo cual no fue necesario modificar la Estrategia de Exploración y Explotación, debido a que el incremento de la producción como es natural se derivó directamente de un incremento de reservas originado por los descubrimientos de los grandes yacimientos de la Cuenca del Mesozoico Chiapas Tabasco y de la Sonda de Campeche.

Sin embargo, la magnitud de los descubrimientos posteriores a la Sonda de Campeche no ha sido ni cercanamente del volumen de los mismos y sus correspondientes niveles de incorporación de reservas han sido en la misma proporción. Es decir, desde los últimos 30 años los descubrimientos realizados no han logrado sustituir la producción perdida por la declinación natural de estos grandes yacimientos.

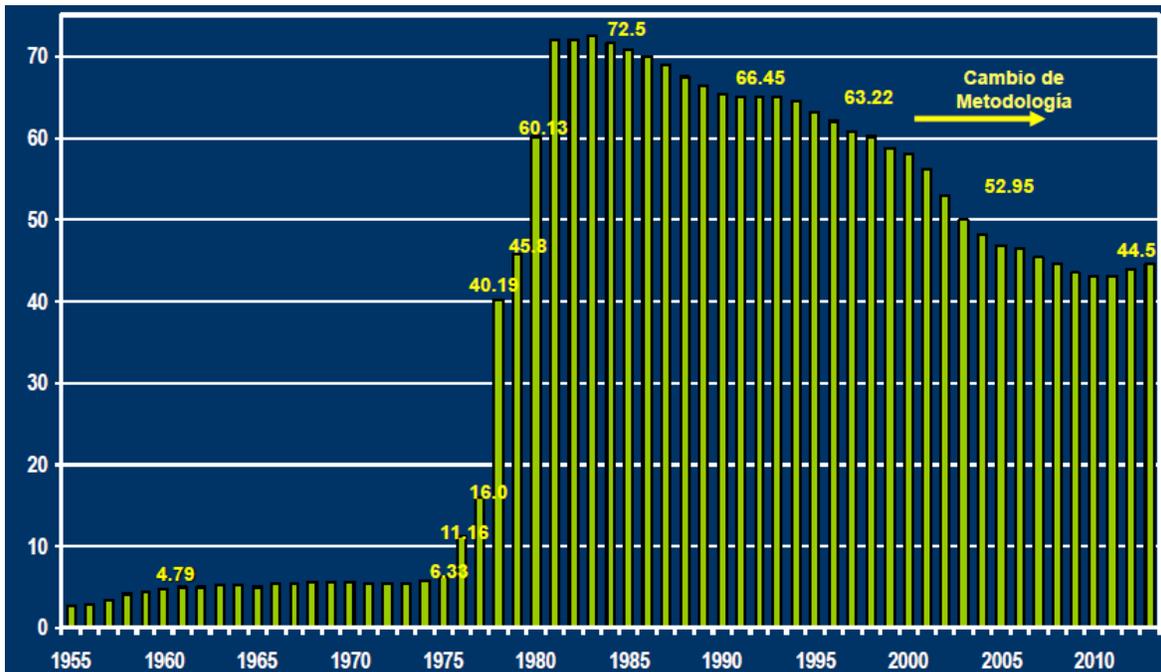


Figura 3.9 – Comportamiento de reservas de hidrocarburos 3P de PEMEX Exploración y Producción de 1955 a 2013 al 1 de enero de cada año en miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente en México (10).

México no se ha enfrentado aun a una “Crisis de petróleo” como la sufrida por EU en 1973, ya que con la producción actual mantiene la autosuficiencia y se han cubierto los compromisos de exportación adquiridos. Sin embargo la madurez de los campos que han sustentado la producción hasta el momento se torna crítico debido a la declinación que estos presentan.

El descubrimiento de nuevos activos petroleros ha traído como estrategia consecuente la concentración de recursos en zonas con menores costos de extracción, concentración de estrategias en el “barril del corto y mediano plazo”, dejando a un lado el “barril del futuro”. En otras palabras, se han transferido los recursos humanos, técnicos y económicos a las distintas regiones o sectores, para hacer frente a la magnitud de los nuevos descubrimientos. Consecuentemente esto ha generado el abandono del cumplimiento de los objetivos planteados en los planes de explotación de las regiones exportadoras de los recursos mencionados y ha dado origen al escenario actual (abandono de reservas,

suspensión de proyectos de explotación, concentración de recursos) en el que se requiere de la aplicación de los métodos de AOR a todos aquellos campos que contienen un considerable volumen de reserva remanente.

De acuerdo con lo anterior, PEMEX Exploración y Producción (PEP), ha concentrado los esfuerzos en el “barril del corto y del mediano plazo” explotando los campos por recuperación primaria y secundaria (inyección de N_2 y agua), intentando contrarrestar la caída de producción por declinación natural de los campos con producción de campos nuevos sin lograrlo aún, por lo que la inversión realizada ha sido la mínima necesaria para seguir obteniendo los beneficios hasta ahora alcanzados. La **Figura 3.11** muestra el esquema de inversión que históricamente se ha tenido.

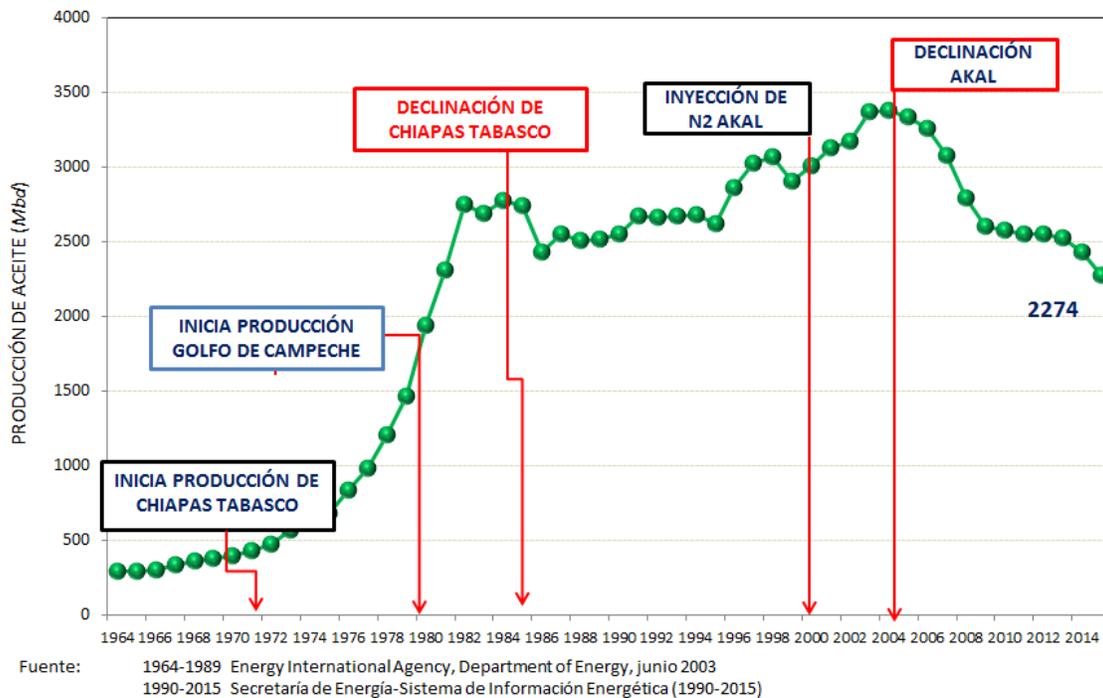


Figura 3.10 – Comportamiento de producción de aceite de 1964 a abril de 2015 en Mbd.
Elaborada a partir de datos de la EIA y SENER (1) (11).

Un país que depende económicamente en gran medida del petróleo, para maximizar el valor económico de las reservas, debe de tener bien definido en su plan de explotación el enfoque del “barril de hoy, del mañana y del futuro”. El barril de hoy y del mañana con las estrategias seguidas actualmente, se encuentra cubierto, sin embargo el “barril del futuro”, el cual está basado en la exploración y delimitación de nuevas áreas y en la AOR, representa una gran ventana de oportunidad.

Otras causas observadas en este análisis para que la AOR aún no haya despegado son:

- Los proyectos de AOR, son proyectos a largo plazo (10 a 20 años), mientras que los costos por barril extraído son mayores que los costos de recuperación primaria.
- La variabilidad en los precios del petróleo causa incertidumbre sobre si será rentable o no un proyecto de estos.
- Un alto porcentaje de las reservas de México se encuentran en Yacimientos Naturalmente Fracturados (*YNF*), siendo esto un parámetro con una gran cantidad de paradigmas asociados. Si bien es cierto que el mundo de la EOR se encuentra mayormente concentrado en arenas, la aplicación de proyectos en este tipo de yacimientos existe y presenta buenos resultados.
- Por último los recursos humanos con experiencia son insuficientes. PEP ha iniciado a implementar desde 2010 una estrategia de AOR a nivel PEP, lo cual con la gente capacitada en este rubro, no cubriría las necesidades requeridas, por lo cual este se convierte en un problema medular.



Figura 3.11 – Esquema de inversión manejado actualmente por México con respecto al barril de hoy y el barril del futuro.

La **Figura 3.12** representa las principales causas que han llevado a México hasta el punto en donde se encuentra en el tema de AOR.

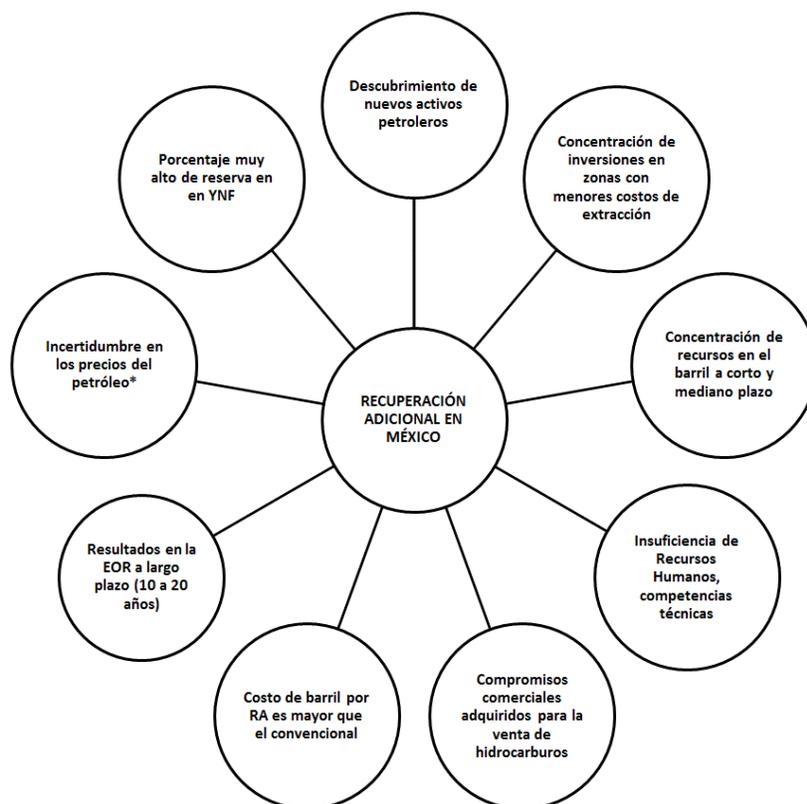
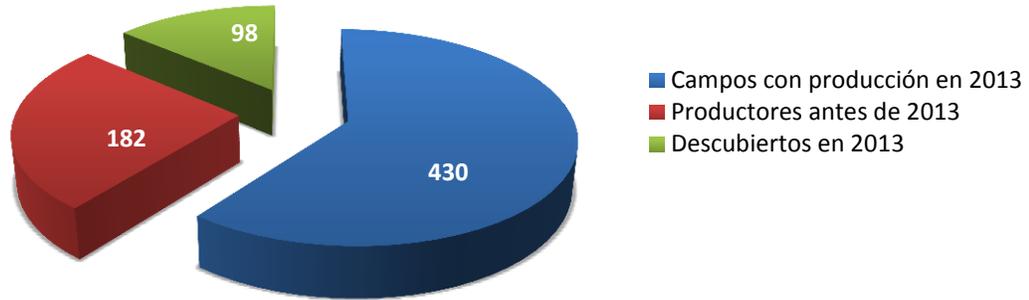


Figura 3.12 – Puntos críticos los cuales han llevado a México a posponer el desarrollo de la AOR.

3.2.2 Reforma Energética. Asignación de áreas de exploración y campos productores.

Con el Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, que fue promulgado el 20 de diciembre de 2013, la Secretaría de Energía (*SENER*) con asistencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (*CNH*), adjudicó a PEMEX determinadas áreas para explorar y asignó campos para sustentar la producción, con base a las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para extraer hidrocarburos.

Al año de 2013, PEMEX tiene registrados 710 campos con reservas certificadas o en proceso de certificación. De éstos, 430 campos registraron producción durante 2013, 182 campos que antes de 2013 fueron productores y tienen reservas y 98 campos descubiertos en los últimos años que han iniciado desarrollo o están en desarrollo o su reserva se encuentra en proceso de certificación. **Figura 3.13.**

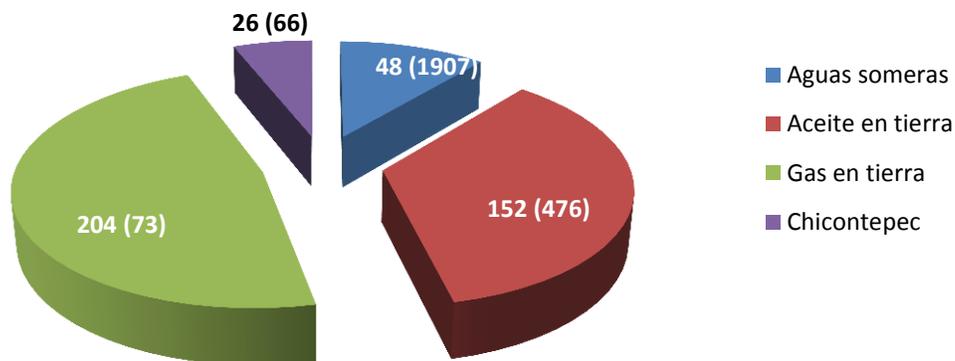


Total 710 campos registrados a 2013

Figura 3.13 – Campos en producción, desarrollo, evaluación y/o diseño a 2013. Elaborada a partir de datos de Petróleos Mexicanos (12).

Los 430 campos produciendo en 2013, concentran el 86% de las reservas 2P (21.4 *MMbpc*) y 73% de las reservas 3P (33.5 *MMbpc*) y sustentan la producción de PEMEX 2,522 *Mbd* al mismo año. La distribución de la producción por ubicación se observa en la **Figura 3.14**.

Finalmente, los recursos prospectivos asignados a PEMEX fueron 20,589 *MMbpc* de la reserva 2P y 23,447 *MMbpc* de Recursos Prospectivos (13). Esta reserva 2P asignada equivale a 15.5 años de producción, considerando un ritmo de producción de 2.5 *MMbd*.



Total 430 campos registrados a 2013
() Producción de aceite (*Mbd*)

Figura 3.14 – Número de campos con producción registrada a 2013 y producción de aceite (*Mbd*). Elaborada a partir de datos de Petróleos Mexicanos (12).

De los 612 campos que han tenido producción registrada antes y en 2013, solo en 35 campos se les ha aplicado algún proceso de AOR, por lo cual, del total de campos que históricamente han producido, únicamente al 5% de estos se le ha aplicado algún método.

La estadística no es buena, debido a que de la totalidad de los campos 18 proyectos están en un estatus de suspendido.

Por lo anterior, corresponde analizar, definir y resolver los cuestionamientos claves siguientes:

- ¿Por qué se suspendieron los proyectos?
- ¿Se aplicó el método adecuado?
- ¿Cómo se definió el método?
- ¿Cuáles fueron las bases técnico-económicas?
- ¿Cuáles son los resultados obtenidos en los proyectos clasificados como finalizados?
- ¿Fueron exitosos? ¿Qué se hizo para que lo fueran?
- ¿Se está haciendo algo en el caso de los campos en donde no se han implementado procesos de AOR?
- Mejores prácticas y lecciones aprendidas.

Capítulo 4

Análisis de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos a través de inyección de nitrógeno en México

4.1 Planeación de proyectos de inyección de N_2 implementados en México.

El campo Akal es el campo pionero en la inyección de N_2 . Con el objetivo de detener la caída de presión del campo generado por los altos ritmos de extracción, se implementó el proyecto inyección de N_2 el cual dio inicio en mayo de 2000. Previamente, en septiembre de 1998 se inyectó gas amargo (GASA) con el mismo objetivo, durante todo el tiempo que duró la construcción de la planta de N_2 en Atasta, Campeche.

De forma paralela al inicio de la inyección de gas, inició la planeación de Inyección de N_2 en los campos Jujo-Tecominoacán (JT), Cunduacán y Oxiacaque (estos dos últimos pertenecientes al Complejo Antonio J. Bermúdez (CAJB) del Activo de Producción Samaria Luna), todo esto en 1998. Dado que aún no se contaba con algún resultado en Akal, la decisión de inyectar N_2 en estos campos se basó en su factibilidad técnica y económica para ese momento en específico (14).

Se eligió para estos 3 campos la inyección de N_2 como un método de mantenimiento de presión, que detuviera el avance irregular del contacto agua-aceite (CAA), sobre un proceso de EOR debido a su complejidad y a lo largo de sus periodos de aplicación y recuperación de aceite, mientras que la recuperación secundaria es más económica y el periodo de recuperación de la inversión es menor.

Técnicamente, se consideraron las ventajas del N_2 con respecto a los otros gases, tales como el aseguramiento del fluido a utilizar mediante la construcción de la planta procesadora de N_2 y esto a su vez también resolvería el problema derivado del transporte del fluido. Las ventajas consideradas respecto a sus propiedades físicas radican en su densidad que es ligeramente mayor a la del gas natural, su factor de volumen del nitrógeno ($B_{g_{N_2}}$) también es menor al del gas, (B_g), lo cual otorga como beneficio en un proyecto de mantenimiento de presión requerir menor volumen de gas con respecto a otros, además de que puede obtenerse en cantidades ilimitadas a partir de la separación criogénica del aire. Por lo anterior el N_2 presentó mejores propiedades técnicas y económicas para su implementación en estos proyectos.

La **Figura 4.1** muestra los criterios técnicos utilizados (screening) para implementar la inyección de N_2 en estos campos. El screening es una metodología o herramienta que se aplica en la planeación de un proyecto de AOR, y consiste en elegir el método de AOR en base a las propiedades del sistema roca-fluido, siendo este el primer filtro para elegir el método a implementar. Se conocen 3 tipos de Screening (15), el convencional que consiste en identificar si un método ha sido implementado en yacimientos similares, basado en conocimiento, nuevas tecnologías y experiencia adquirida. El geológico, se necesita información específica del yacimientos, prácticamente basado en campos análogos y el experto o avanzado, basado en la recopilación de información de proyectos exitosos a nivel mundial, se toma un número pequeño de variables que representan un promedio de los valores para cada yacimiento, que son usados para clasificarlos con base a métodos de AOR, esta correlación de variables es con base a características del sistema roca-fluidos.

La **Figura 4.2** muestra la línea de tiempo de 1998 a 2015 de los proyectos de inyección de N_2 implementados en México. Se observa que, en 1998 cuando inició la inyección de GASA en el campo Akal, dio inicio la planeación de los proyectos en JT y los pertenecientes al CAJB. En el año de 1999, se realizaron algunos estudios de laboratorio además de un diseño preliminar de la prueba piloto para mantenimiento de presión del campo JT (16).

En el año 2000 inició la inyección de N_2 en el campo Akal y en el mismo año se realizó una evaluación técnica-económica para los campos JT, Cunduacán e Íride, donde se considera la factibilidad del suministro de N_2 de la planta de Atasta (17). Entre 2001 y 2003 se realizaron varios estudios de factibilidad técnica-económica, actualizaciones del modelo de Simulación Numérica del Yacimiento (SNY) y el diseño de la prueba piloto. En 2003 da inicio la prueba piloto de campo JT en el sector de Tecominoacán, inyectando gas dulce. En 2004 reinicia la inyección de gas natural en el campo Akal, debido a que la presión no se estaba manteniendo por los altos ritmos de extracción. En el año de 2005 da inicio la segunda prueba piloto en el campo JT con gas amargo e inicia la construcción de la planta de N_2 la cual duró 2 años. En el año de 2006, inicia la inyección de gas amargo en el campo Íride. En 2007 inicia la inyección de N_2 en los campos de Maloob en abril 2007 y en julio de 2007, campos pertenecientes a la región de producción en aguas someras y en el mismo año, se terminó la construcción de la planta de N_2 de JT e inició la inyección de N_2 . En 2008, debido al incremento de gas producido con N_2 este se reinyectó el gas producido al campo JT e inicia la inyección de N_2 al campo Oxiacaque e Íride. En 2009 inicia la inyección de N_2 en el campo Zaap y finalmente en febrero de 2015 finaliza el proyecto de inyección de N_2 al campo JT continuando con la inyección de gas amargo con N_2 .

Con respecto a lo anterior, se puede comentar lo siguiente:

- En 1998 inició la inyección de gas amargo al campo Akal para dar tiempo a la construcción de la planta generadora de N_2 , con la finalidad de brindarle energía al

yacimiento, ya que la declinación de la presión continuaba debido a los altos ritmos de extracción.

- La planeación de la inyección de N_2 a los campos JT y los del CAJB, ocurrió en forma paralela, incluso los estudios de factibilidad Técnica-Económica de ellos se presentaron en un solo documento.
- En marzo de 1998, después de plantear la necesidad de implantar un sistema de mantenimiento de presión al yacimiento mediante la inyección de algún gas, se programaron y realizaron actividades de campo, estudios de SNY y laboratorio con los que se concluyó que la inyección de N_2 representaba la mejor opción técnica-económica para ser implantada en dichos yacimientos.
- Al iniciar la planeación de los proyectos de inyección de N_2 , en cierta forma ya se tenía decidido que se iba a inyectar ese tipo de gas en los campos terrestres del sur de México, debido a las bondades que tiene el N_2 y la convicción de que construyendo plantas de N_2 se resolvía el suministro de fluido y el transporte sería más económico.
- Las pruebas de laboratorio elaboradas apoyaron la exclusión de otros fluidos y favorecieron técnicamente la inyección de N_2 .

4.1.1 Implementación de proyectos de inyección de N_2 como mantenimiento de presión en México

En México se han o se están ejecutando 7 proyectos inyección de N_2 como método de mantenimiento de presión los cuales se ubican en diferentes zonas geográficas del país. En orden cronológico estos campos son: Akal, Maloob, Ku, JT, Oxiacaque, Cunduacán, y Zaap.

En algunos de ellos se inyectó gas hidrocarburo ya sea dulce o amargo como parte de una prueba piloto. En el caso de Akal, se inyectó gas amargo durante los dos años requeridos para la construcción de la infraestructura necesaria para iniciar el proyecto.

La **Tabla 4.1** y la **Tabla 4.2** muestran las características generales de los campos donde se han implementado proyectos de mantenimiento de presión con gases hidrocarburos, N_2 y agua, así como los volúmenes de fluidos inyectados, en la Sonda de Campeche y la Cuenca Chiapas-Tabasco. La **Tabla 4.3** muestra las fechas donde da inicio los procesos de inyección de gases, ya sea como prueba piloto, previó a iniciar el proyecto para ayudar a la presión (campo Akal) o en la modalidad de reinyección de GASA+N₂ (reinyección de gas a yacimientos para disminuir N₂ en corrientes de gas), así como los volúmenes de gas inyectados en cada uno de los campos.

4.1.1.1 Características generales de los campos pertenecientes a la Sonda de Campeche, donde se inyectó N_2 .

El campo Akal y los campos Ku-Maloob-Zaap (*KMZ*), pertenecientes a la región de producción en aguas someras de México, se encuentran localizados sobre la plataforma continental del Golfo de México a lo largo de las costas de Tabasco y Campeche, a 80 y 105 *km* respectivamente de Ciudad del Carmen, Campeche, con tirantes de agua entre 30 a 50 *m*. Geológicamente se ubican dentro de la provincia marina de Coatzacoalcos. Estructuralmente se ubica en la parte marina del pilar tectónico de Reforma-Akal, el cual tiene estructuras como fallas normales, inversas, pliegues y discordancias, originadas en los eventos tectónicos que se presentaron durante el terciario.

Los campos Ku, Maloob y Zaap comparten características petrofísicas, físicas y dinámicas con el campo Akal, todos caracterizados como *YNF* productores en calizas dolomitizadas, naturalmente fracturadas, poseen porosidad vugular y los mecanismos de producción presentes debido al relieve estructural que poseen favorece la producción por drene gravitacional, entre otras características. La formación productora de estos campos es la: Brecha Terciaria del Paleoceno Cretácico Superior (*BTPKS*)

4.1.1.2 Características generales de los campos de la cuenca Chiapas-Tabasco donde se inyectó N_2 .

El campo JT se localiza a 20 *km* de la ciudad de Cárdenas, mientras que el campo Cunduacán-Oxiacaque-Íride (*CAJB*), se localizan a 20 *km* de la ciudad de Villahermosa ambos en el estado de Tabasco. Presentan características geológicas comunes, como las formaciones productoras Cretácico Superior (*KS*), Medio (*KM*) e Inferior (*KI*), Jurásico Superior Tithoniano (*JST*) y el Jurásico Superior Kimmeridgiano (*JSK*). Sus estructuras están disectadas por fallas normales que las dividen en bloques principales y menores, comunicadas hidráulicamente. Las estructuras del *CAJB* se agrupan en un anticlinal asimétrico orientado de acuerdo con la tendencia estructural regional. La estructura del campo JT es un anticlinal con orientación noroeste-sureste afectada por un domo salino y un sistema de 19 fallas normales y una falla inversa, las cuales forman varios bloques comunicados hidráulicamente. La interpretación de la historia geológica muestra una fuerte relación con eventos de tectonismo salino que influyeron en forma determinante en la columna estratigráfica, donde también actuaron otros fenómenos orogénicos compresivos y distensivos que imprimieron la gran complejidad tectónico-sedimentaria a la arquitectura de los yacimientos. El grado de fracturamiento es heterogéneo y la porosidad de la matriz es baja, de 3 a 5%.

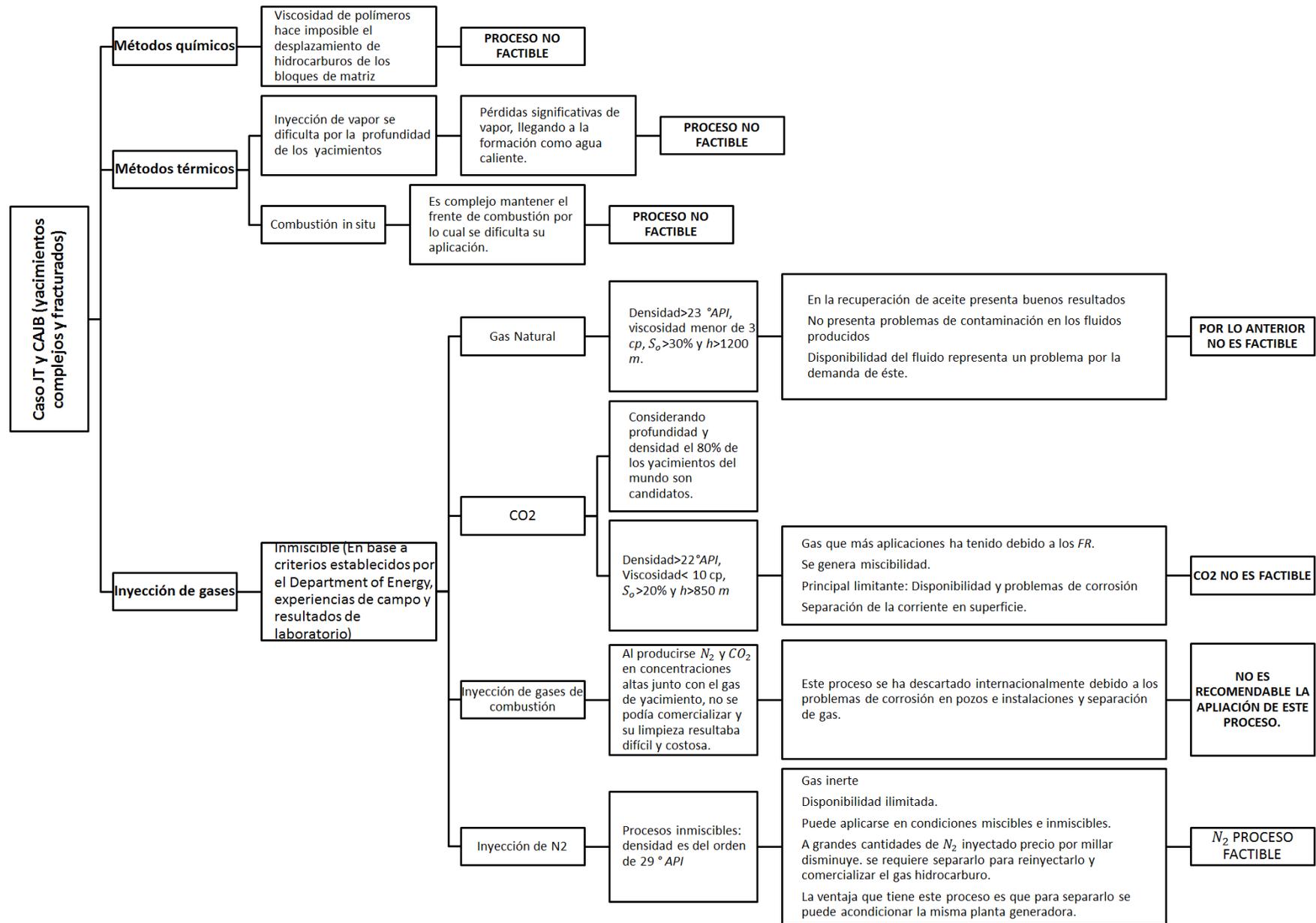


Figura 4.1 – Screening realizado a los campos JT, Cunduacán e Íride. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (17).

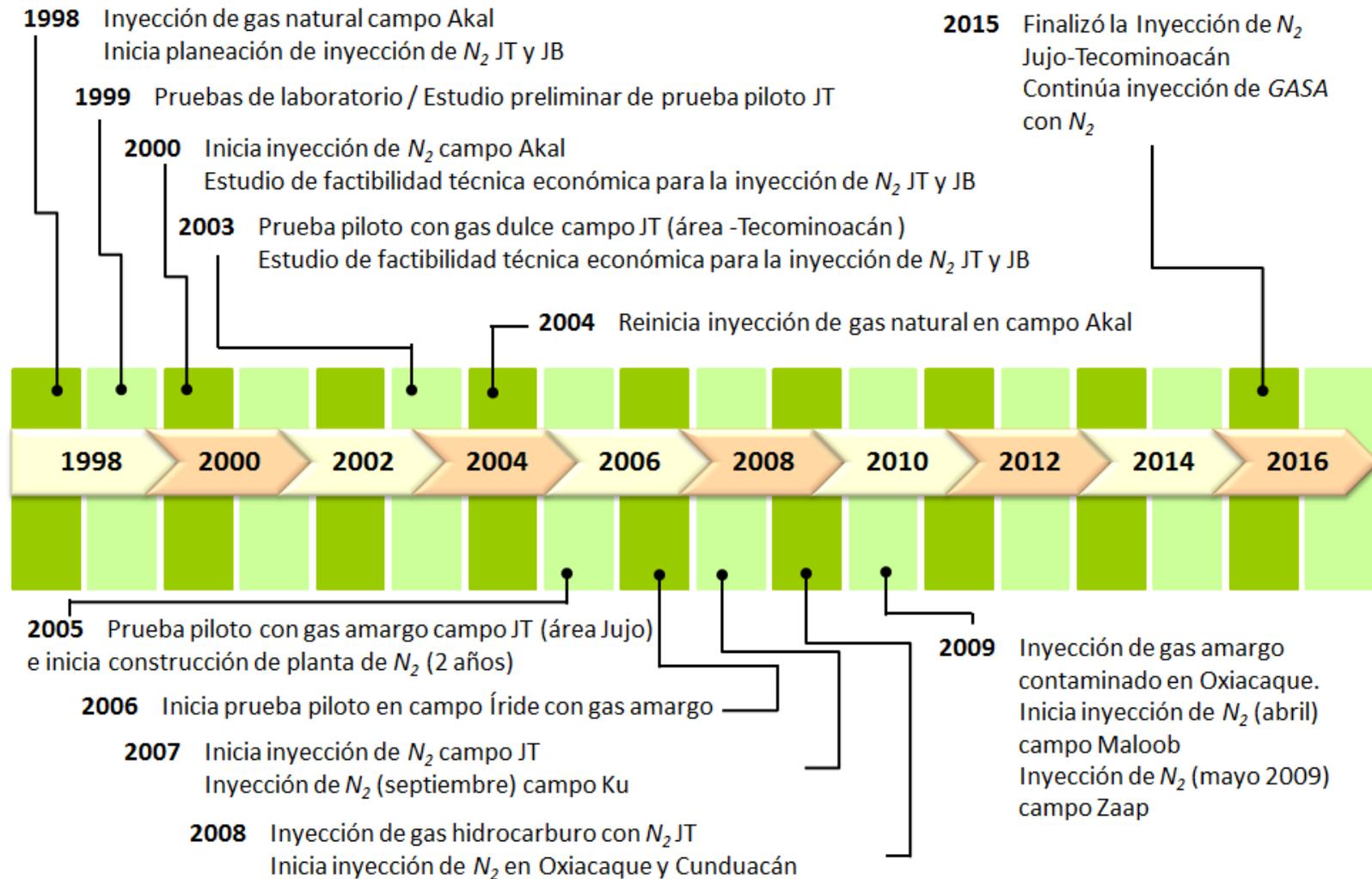


Figura 4.2 – Línea de tiempo de los proyectos de Inyección de N_2 en México implementados como mantenimiento de presión. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción.

Tabla 4.1 – Características generales de los campos en donde se ha implementado mantenimiento de presión con gases hidrocarburos, N_2 y agua, pertenecientes a la Sonda de Campeche. Modificada de PEMEX Exploración y Producción (7).

NOMBRE DEL CAMPO	Akal	Ku	Maloop	Zaap
FORMACIÓN PRODUCTORA	BTPKS	BTPKS	BTPKS	BTPKS
FECHA DE DESCUBRIMIENTO	1977	1981	1985	1988
FECHA DE INICIO DE EXPLOTACIÓN	1979	1981	1985	1992
VOLUMEN ORIGINAL (<i>mmb</i>)	30,434	4,410.60	5,184.30	3,862.10
EXTENSIÓN AREAL (<i>km2</i>)	122	40.7	37.06	35.06
TIPO DE TRAMPA	Estructural anticlinal en falla inversa	Estructural anticlinal	Estructural Anticlinal en falla inversa	Estructura Anticlinal
PRESIÓN INICIAL (<i>kg/cm2</i>)	270	323	293.5	207
TIPO DE YACIMIENTO	NF	NF	NF	NF
PROFUNDIDAD AL PLANO DE REFERENCIA (<i>m</i>)	2,330	3,150	3,200	3,200
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO ($^{\circ}C$)*	120	117	115	117
TIPO DE ROCA	Carbonatos	Brecha Dolomitizada	Brecha Dolomitizada	Brecha Dolomitizada
ESPESOR BRUTO (<i>m</i>)	1,000	814	634	702
ESPESOR NETO (<i>m</i>)	843	311	255	295
TIPO DE FLUIDO	Aceite negro pesado	Aceite ligero	Aceite negro	Aceite negro
VISCOSIDAD @ T_y y p_b (<i>cp</i>)	2.59	2.355	13.5	7
PRESIÓN DE SATURACIÓN (<i>kg/cm²</i>)	150	187	187	153
DENSIDAD DEL FLUIDO ($^{\circ}API$)	22	20	20	13
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (<i>ppm</i>)	80,000	120,000	120,000	120,000
CONTACTO ORIGINAL AGUA-ACEITE (<i>m</i>)	3,170	3,140	4,110	3,476
POROSIDAD MATRIZ (%)	4.7	5.3	5.3	5.95
POROSIDAD FRACTURAS (%)	2.8	2.85	3.65	3.2
PERMEABILIDAD FRACTURAS (<i>mD</i>)	2,000	6,500	4,000	3,500
PERMEABILIDAD MATRIZ (<i>mD</i>)	10	7.5	7.5	7.5
SATURACIÓN PROMEDIO INICIAL DE AGUA (%)	20	13.98	13.98	14.27
MAXIMA PRODUCCIÓN ALCANZADA (<i>bd</i>)	2'121,856 BPD (Diciembre 2003)	383,694 (diciembre 2008)	Ultimo dato abril 2014 (va en aumento la producción)	

Tabla 4.2 – Características generales de los campos en donde se ha implementado Mantenimiento de presión con gases hidrocarburos, N_2 y agua pertenecientes a la Cuenca Chiapas Tabasco. Modificada de PEMEX Exploración y Producción (7).

NOMBRE DEL CAMPO	JUJO-TECOMINOACÁN	IRIDE	OXIACAQUE	CUNDUACAN	SAMARIA
FORMACIÓN PRODUCTORA	KI-JST-JSK	KS-KM-KI	KS-KM-KI-JST-JSK	KS-KM-KI-JST-JSK	KS-KMK-KI
FECHA DE DESCUBRIMIENTO	1980	1973	1973	1973	1973
FECHA DE INICIO DE EXPLOTACIÓN	1980	1974	1977	1974	1973
EXTENSIÓN AREAL (km ²)	74	32.5	32.7	36.4	90.6
TIPO DE TRAMPA	Estructural-Estratigráfica	Estructural	Estructural o Convexa	Estructural	Estructural
PRESIÓN INICIAL (kg/cm ²)	707	523	531	529.7	533
TIPO DE YACIMIENTO	NF	NF	NF	NF	NF
PROFUNDIDAD AL PLANO DE REFERENCIA (m)	5,750	4,640	4,640	3,570	4,640
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (°C)	153	122	123	124	139
TIPO DE ROCA	Dolomia fracturada	Calizas fracturadas y dolomías	Calizas dolomitizadas	Calizas dolomitizadas	Brechas dolomitizadas
ESPESOR BRUTO (m)	1,200	800	650	1,100	1,100
TIPO DE FLUIDO	Aceite negro ligero	Aceite negro ligero	Aceite negro ligero	Aceite negro ligero	Aceite negro ligero
VISCOSIDAD @ T_y y p_b (cp)	0.5	0.4	0.4	0.3	0.5
PRESIÓN DE SATURACIÓN (kg/cm ²)	260	334	365	336	303
DENSIDAD DEL FLUIDO (°API)	37.8	29	29	28	29.6
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (ppm)	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000
CONTACTO ORIGINAL AGUA-ACEITE (m)	6,426	5,050	4,800	4,800	5,050
POROSIDAD (%)	1.5 - 3	6.2	6	8	6.2
PERMEABILIDAD (mD)	10-150	23	23	23	23
SATURACIÓN PROMEDIO INICIAL DE AGUA (%)	15	20	12	15	13.9
MAXIMA PRODUCCIÓN ALCANZADA (bd)	205,000 Enero'1987	532,865 bpd Diciembre de 1978			

Tabla 4.3 – Fechas de inicio y volúmenes de inyección de N_2 y gas amargo contaminado con N_2 en campos de México. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción. (7) (18) (19) (20) (21) (22)

NOMBRE DEL CAMPO	INYECCIÓN DE N_2	VOLUMEN DE N_2 (MMpcd)	INYECCIÓN DE GAS DULCE	VOLUMEN DE GAS DULCE (MMpcd)	INYECCIÓN DE GASA	VOLUMEN DE GASA (MMpcd)	INYECCIÓN DE GASA + N_2	VOLUMEN DE GASA + N_2	INYECCIÓN DE AGUA	VOLUMEN DE AGUA (bd)
AKAL	may-00	1,200			(1) sept'98 inicia y suspende cuando inicia iny de N_2 (2) reinicia en agosto de 2004	(1) 15 MMpcd (2) 198 MMpcd				
MALOOB*	abr-07	150								
KU*	sep-07	267								
ZAAP*	may-09	99								
JUJO TECOMINOACAN	dic-07	90	sept-03 a abril-05	15		Inicia con 35 MMpcd e incrementa a partir de octubre'2006 a 70 MMpcd	jun-08	40		
IRIDE										
OXIACAQUE	jul-08	130					jul-09	60		
CUNDUACAN	jul-08	60							oct-77 a ene-86	Promedio 50 Mbd (volumen máximo de inyección 466 Mbd entre Samaria y Cunduacán)

* Los volúmenes de inyección de N_2 aún no alcanza un promedio. Promedio de enero a abril de 2014.

En el campo Jujo-Tecominoacán la inyección de N_2 finalizó en febrero de 2015, actualmente continúa inyectando GASA + N_2 (40 MMpcd)

4.1.2 Descripción de los resultados obtenidos en los campos con el proceso de mantenimiento de presión.

4.1.2.1 Campo Akal

Los resultados obtenidos al inyectar N_2 a este campo son sorprendentes al rebasar todas las expectativas, incluso la inyección de gas suspendida al iniciar la inyección de N_2 fue reanudada en agosto de 2004, debido a que no se logró mantener la presión, al rebasar los 2 *MMbd*, estimados en los pronósticos de producción. Cabe resaltar que en este campo no se realizó prueba piloto, debido al flujo gravitacionalmente estable previamente observado, por efecto de la formación del casquete de gas (14).

La **Figura 4.3** muestra el comportamiento histórico de producción, presión e inyección desde el inicio de producción del campo hasta el año de 2012 del campo Akal, en donde se observa el innegable beneficio obtenido a través de la inyección de N_2 al campo, ya que ocurrió una recuperación acelerada de aceite, en el cual el mayor beneficio que se obtuvo fue la producción anticipada de la reserva, además de que el objetivo de mantener la presión finalmente se logró. Otro punto importante que muestra ésta figura, es que el volumen de gas producido posterior al inicio de inyección de N_2 , incrementó de forma discreta, con lo cual se deduce que el gas inyectado se estaba quedando dentro del yacimiento.

La **Figura 4.4** muestra el comportamiento de producción de 2005 a 2013, así como los factores de declinación alcanzados y el número de pozos activos, donde se observa que es también en 2005 cuando se alcanza el máximo de producción (por recuperación primaria no se observa el máximo de producción) a partir de entonces inicia la declinación de la producción de forma abrupta, considerándose esta una etapa de transición, alcanzando factores de declinación superiores al 60%.

Las estrategias implementadas para detener la declinación fueron diversas, como fortalecer la administración del yacimiento, con programas más robustos de toma de información de los parámetros críticos del yacimiento, aplicación de gastos críticos, asegurar el factor de remplazo (*FRe*) con la inyección de gas así como administrar la energía en la zona de transición del yacimiento. Además de optimización del Sistema Artificial de Producción (*SAP*) de Bombeo Neumático (*BN*) y conversión de pozos a *BN* autoabastecido, programas de mantenimiento a pozos así como otras acciones a nivel superficial.

A pesar de todos los esfuerzos aplicados, la declinación de la producción cambio su pendiente favorablemente en junio de 2010 cuando comenzó a actuar dinámicamente la matriz, es decir, la matriz comienza a ceder los fluidos almacenados a las fracturas y es entonces cuando el ritmo de transferencia de los fluidos de la matriz rige la declinación.

Una consecuencia natural de este tipo de proyectos, es la reducción de las ventanas de aceite por avance del contacto gas-aceite (CGA), con lo cual el objetivo de los nuevos

pozos intermedios, debe determinarse cuidadosamente, para alejarlos tanto del casquete de gas como del acuífero.

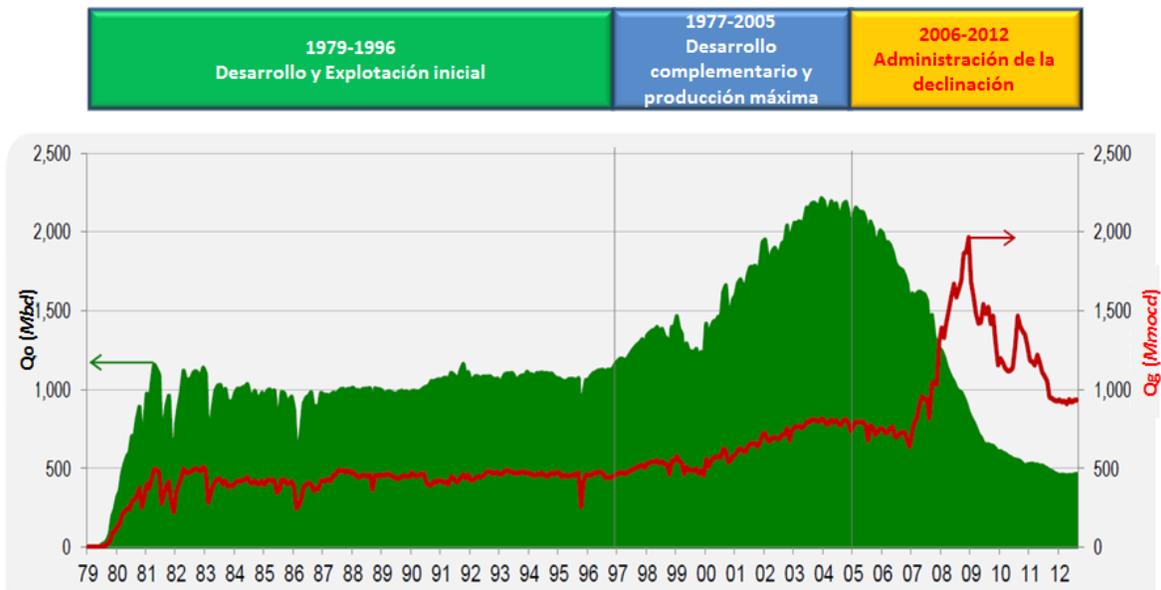


Figura 4.3 – Comportamiento de producción, presión e inyección de N_2 del campo Akal (23).

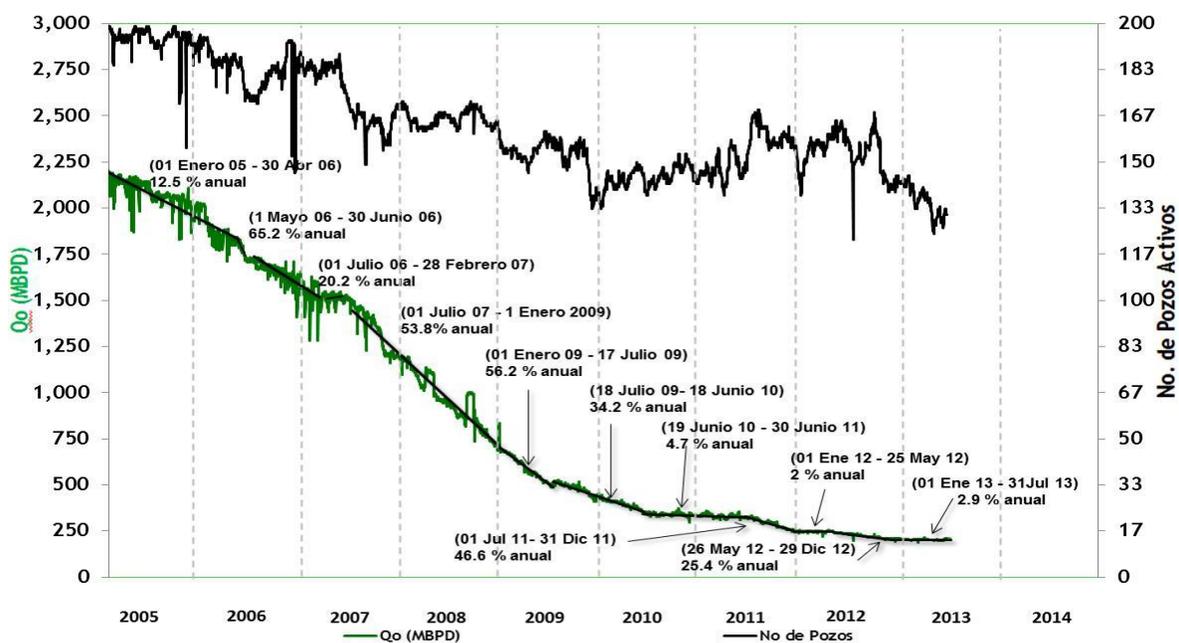


Figura 4.4 – Comportamiento de producción, declinación y pozos inyectoros de 2005 a 2013 del campo Akal (24).

En este tipo de yacimientos, mantener o incrementar la producción promedio por tiempos prolongados es posible a través de pozos intermedios. Al inicio de la fuerte declinación de

la producción, la estrategia para detenerla no fue el incremento del número de pozos, sin embargo de 2010 a 2012 se observa un ligero cambio de declinación de la producción asociado a un incremento en el número de pozos productores. A finales de 2012 y hasta el último dato que presenta **Figura 4.4**, se observa una declinación pronunciada en el número de pozos activos sin embargo, la producción se mantiene estable.

4.1.2.2 Campo Jujo-Tecominoacán

El campo JT, es un YNF que presenta características diferentes al campo Akal. Según la clasificación de Nelson (25), este yacimiento es de tipo I, esto es, las fracturas proporcionan la capacidad de almacenamiento y permeabilidad, mientras que la matriz tiene poca, media o alta porosidad o permeabilidad. En este tipo de yacimiento, el *FR* está regido por la intensidad de las fracturas, permeabilidad de la matriz, mojabilidad y mecanismos de empuje. La **Figura 4.5** muestra el comportamiento histórico de fluidos producidos e inyectados por este campo.

La aplicación de un proceso de mantenimiento de presión por inyección de N_2 , tuvo como objetivo mantener las condiciones operativas de los pozos, alargando su vida productiva y por consiguiente mejorando el *FR*, al retrasar su invasión por agua.

Los resultados obtenidos mostraron un cumplimiento parcial del objetivo, debido a que se consiguió mantener la presión en las zonas donde se concentró la inyección, sin embargo debido a que el yacimiento posee fallas conductivas hidráulicamente comunicadas, el N_2 se canalizó por las mismas e irrumpió en pozos lejanos a la zona de inyección, por lo que hubo que cerrar pozos con alto porcentaje mol de N_2 (80%) y por ende la producción asociada a estos. Para restablecer la producción afectada por el proceso, la carga recayó en pozos alejados de las zonas de inyección, lo cual generó que estos pozos se produjeran por encima de los gastos críticos, trayendo como consecuencia la canalización de agua sin control, debido a que en esas zonas no se inyectaba gas.

Cuando inició la inyección en diciembre de 2007, la producción de aceite era de 68.8 *Mbd*, como efecto de esta, en julio de 2008 alcanzó a producir 74.51 *Mbd*, para posteriormente declinar alcanzando en enero del año 2015, 12.14 *Mbd*. La inyección de N_2 se concluyó el 18 de febrero de 2015, aunque se continuará inyectado gas amargo contaminado con N_2 .

Algunas de las estrategias implementadas para administrar la energía del yacimiento fueron:

- Cierre de pozos con alto porcentaje de N_2 (80%).
- Modificación de los gastos de inyección.
- Distribución de los volúmenes de inyección de N_2 hacía otras áreas del yacimiento.
- Reinyección de gas amargo contaminado con N_2 al yacimiento.

Algunas causas de los resultados.

- La geología del yacimiento, está caracterizado con 13 fallas hidráulicamente comunicadas y fracturas altamente conductivas.
- Formación de canales de flujo debido a la inyección previa de gas hidrocarburo.
- Pozos produciendo en estructuras altas y cercanas a los pozos inyectoros.
- Pozos con afectación mecánica (anomalías por rotura y cementación deficiente de TR's).
- Explotación de pozos por encima del gasto crítico (inversión de flujo y apertura de estranguladores).
- Falta de infraestructura requerida al inicio del proceso de inyección, que generó sobre inyección de N_2 en determinadas zonas del yacimiento.

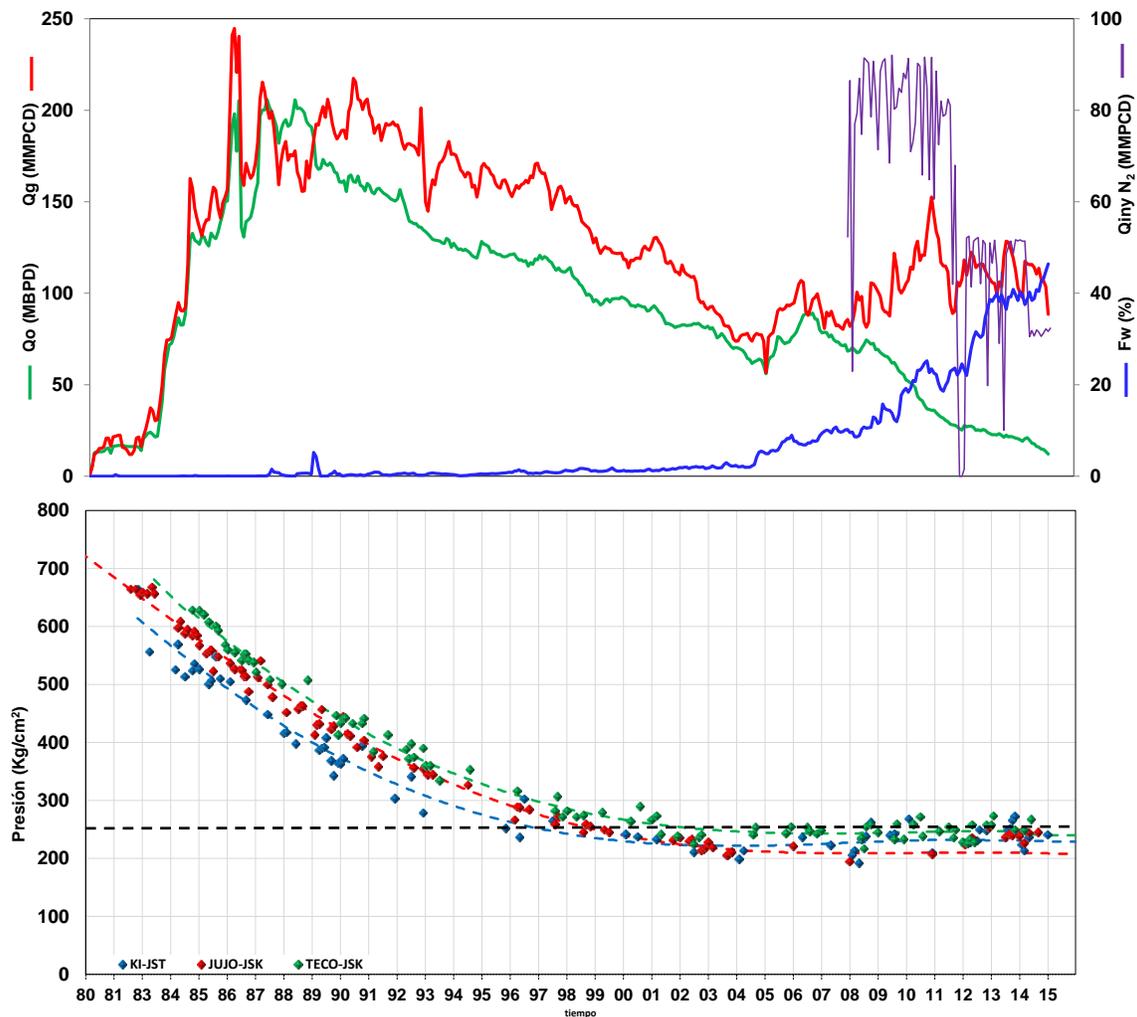


Figura 4.5 – Comportamiento de fluidos producidos y de presión del campo JT.

4.1.2.3 Campos Íride, Oxiacaque y Cunduacán. Activo de Producción Samaria-Luna. Complejo Antonio J. Bermúdez.

Al igual que en el campo JT, en estos campos se implementó un proceso inyección de gas, con el objetivo de Mantener la presión del yacimiento, incrementar el FR de aceite y atenuar el avance del CGA.

Es importante mencionar que aunado a la inyección de gas, a los campos de Cunduacán y Samaria, se les ha inyectado agua. El proyecto de mantenimiento de presión inyectando agua en forma periférica, inició en octubre de 1977, con resultados favorables en el campo Samaria pero no en el campo Cunduacán (la inyección se suspendió en 1986). En el campo Samaria continuo la inyección de agua hasta octubre de 2008 (31 años). Este proyecto está considerando como exitoso por el activo, ya que se observó un mantenimiento de presión en el campo, lo cual se corroboró al suspender la inyección en 2002, disminuyendo la presión del yacimiento.

Con respecto a la inyección de N_2 , esta dio inicio en los campos Oxiacaque y Cunduacán en el mes de julio de 2008 (aunque previamente en febrero del mismo año ya se habían realizado inyecciones intermitentes de prueba). El gas se inyecta en las partes altas de la estructura, el programa era inyectar 190 $MMpcd$ de N_2 durante 15 años.

La **Figura 4.6** muestra el comportamiento histórico de fluidos producidos, presión y pozos perforados de los campos que componen este proyecto. Los números del 1 al 6, representan las principales etapas identificadas en este proyecto. Cuando se analiza la **Figura 4.6** se puede observar un mantenimiento de presión así como:

- En 2007, el volumen de aceite producido comienza a declinar sin que se pueda observar ningún efecto favorable cuando se inicia el proyecto de mantenimiento de presión, en julio de 2008.
- La producción de gas se mantiene sin incremento en superficie, lo que sugiere que todo el gas inyectado se mantiene en el yacimiento, incluso después de 2010, el volumen de gas producido disminuye.
- El incremento en el volumen de agua producida se mantiene, sin que se observe que la inyección de gas tenga algún efecto en el avance irregular del CAA.
- La presión de yacimiento en los campos observa un efecto sostenido de mantenimiento de presión, sin embargo la curva formada por puntos rojos es la del campo Samaria y es donde se está inyectando agua. Los puntos verdes corresponden al campo Íride, donde se inyecta gas hidrocarburo, y los otros comportamientos de presión no se observan.
- El número de pozos productores aumenta de 70 a 120, de forma gradual de 2004 a 2008 alcanzando un máximo promedio de 120 pozos operando, y posteriormente declina, manteniéndose en un promedio de 110 pozos operando. Sin embargo, el

comportamiento de la densidad en este rubro no indica asociación alguna con el comportamiento de la producción de aceite.

- En esta gráfica se incluye el comportamiento de producción del campo Samaria, en el cual se está inyectando agua como proceso de mantenimiento de presión, y el agua que se observa aquí pertenece mayormente al campo Samaria.

Debido a que no se cuenta con datos históricos sobre el volumen de fluidos producidos e inyectados por campo, resulta complejo analizar los parámetros en forma conjunta, debido a que los comportamientos de cada una de las variables que se intentan analizar se enmascaran entre sí.

En la **Figura 4.7** se muestra el % mol de N_2 producido en las baterías de Oxiacaque, Cunduacán e Íride. Se observa que en la batería de Oxiacaque el 60% de N_2 se ha mantenido históricamente. En la batería Cunduacán, el porcentaje creció paulatinamente desde el inicio de inyección hasta alcanzar también el 60% de N_2 , mientras que en la batería Íride, donde se inyecta GASA se observa que el porcentaje de N_2 ha variado (no se tiene dato de qué corriente de pozos se toma el gas que se inyecta a este campo), siendo el promedio máximo de 30%.

Haciendo un ejercicio simple se observa que: en noviembre la batería de Oxiacaque producía 45.57 $MMpcd$, del cual presentaba en su composición el 50% mol de N_2 (27.35 $MMpcd$ de N_2 , la batería de Íride, producía 97.11 $MMpcd$ con 20% mol de N_2 (19.42 $MMpcd$) y por último la batería de Cunduacán producía 25.23 $MMpcd$ con 50% mol de N_2 (15.4 $MMpcd$). Por lo cual se observa que del N_2 que se está inyectando se ha estado recirculando en un volumen de 75.7 $MMpcd$ de N_2 , entonces, en el yacimiento solo se queda el 60% del volumen de N_2 inyectado, claro esto es un cálculo puntual.

Cabe mencionar, que en éste cálculo simple no considera el % de N_2 que estos yacimientos contienen naturalmente por ser mínimo ($\cong 1\%$) además del % mol de N_2 que contiene el gas de BN , que depende del campo o ducto del cual se tome. En el caso del gas que proviene de la región de producción en aguas someras para BN , llega hasta con un promedio de 8% de N_2 , sin embargo, este valor es variable.

En el caso de JT, por ejemplo, en enero del 2011, se llegó a recircular 50 $MMpcd$ de N_2 , por lo que en el yacimiento sólo se quedaban 40 de los 90 $MMpcd$ inyectados. La **Figura 4.8** muestra el comportamiento del N_2 recirculado. A diferencia del cálculo realizado para los campos del CAJB, está gráfica ya discretiza los volúmenes de N_2 por BN y el asociado al yacimiento de forma natural, de tal forma que el volumen recirculado de N_2 por inyección representado por la línea morada, es el valor real.

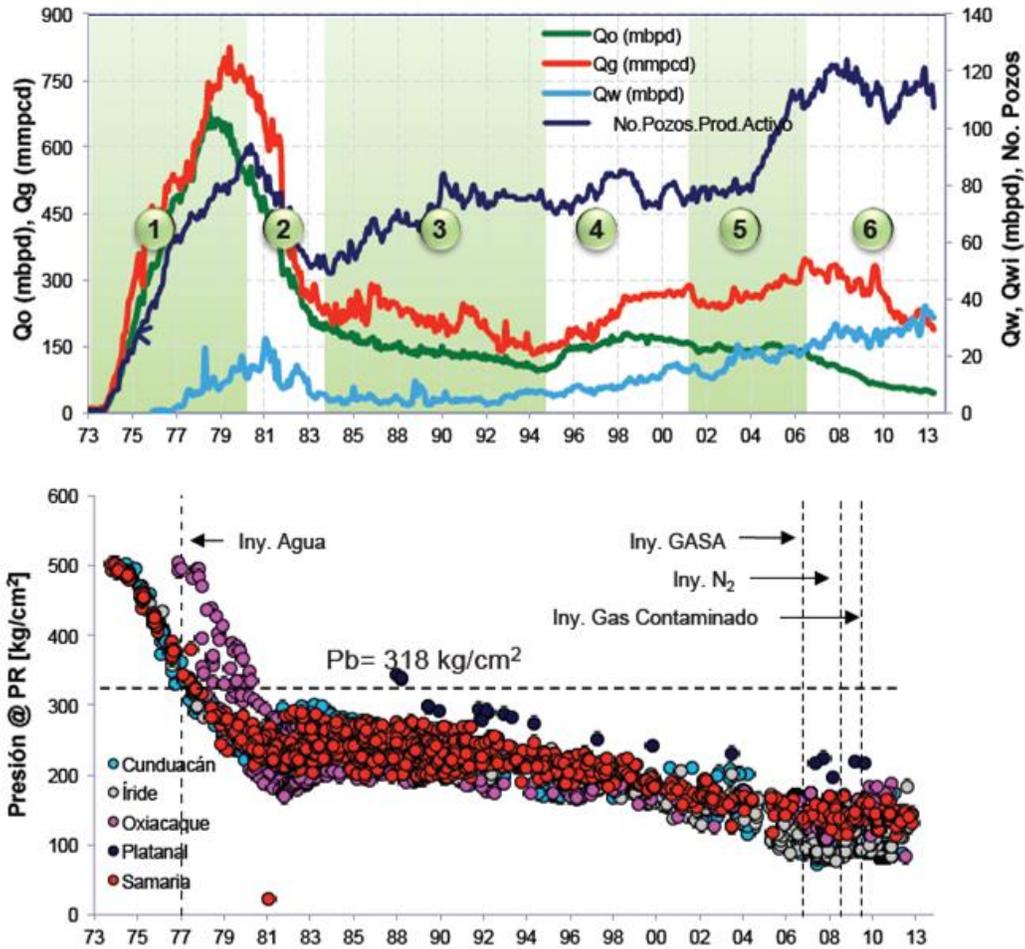


Figura 4.6 – Comportamiento de fluidos producidos, número de pozos activos y presión al plano de referencia @ 4200 *mbnm* de los campos pertenecientes al CAJB (19).

El comportamiento de estos yacimientos fue el mismo que se tuvo en el campo JT, irrupción de N_2 en pozos productores en un tiempo relativamente corto, comunicación del N_2 en zonas alejadas a través de las fallas hidráulicamente comunicadas y las zonas de alta permeabilidad, canalización de gas (así como de agua) por detrás de las *TR* o malas condiciones mecánicas en los pozos productores.

Las estrategias de control convergen en el método, y consisten en reinyectar al yacimiento el gas producido con N_2 , administración de pozos con alta *RGA* para controlar el contenido de N_2 (cierre de pozos), para poder cumplir las especificaciones de entrega al Complejo Procesador de Gas (*CPG*), de lo contrario PEMEX Gas y Petroquímica Básica (*PGPB*) penaliza a los activos y en el caso de CAJB, el control del % mol está basado en la dilución del gas producido en las corrientes de otros activos y el gas que proviene de Atasta (26).

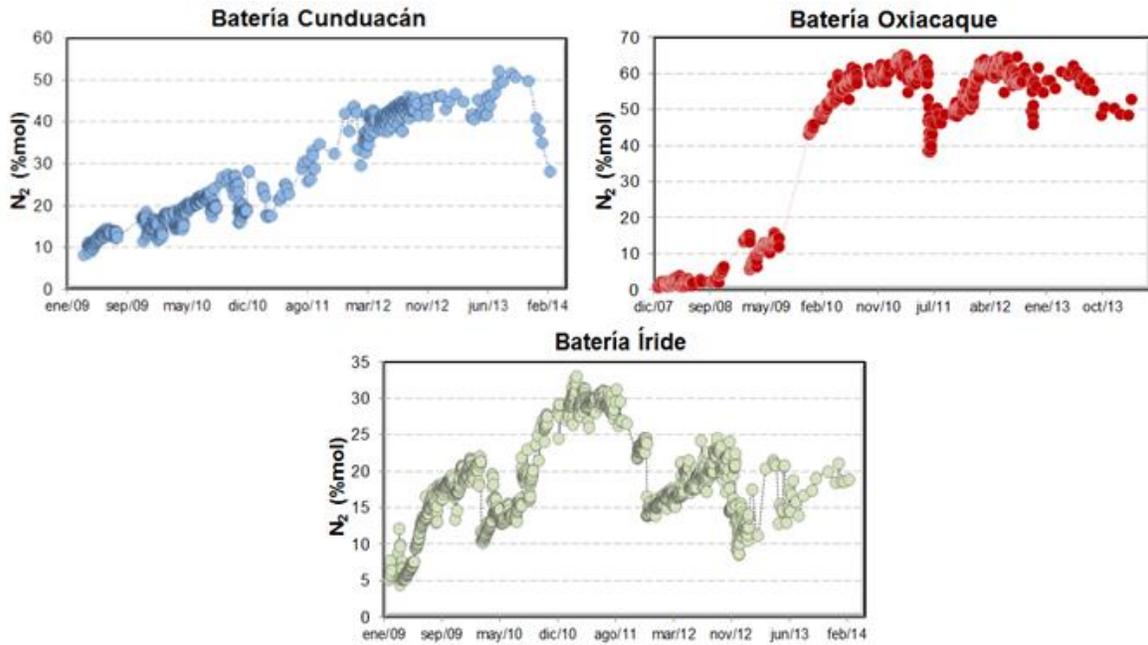


Figura 4.7 – Comportamiento del porcentaje mol de N₂ producido en las baterías Cunduacán, Oxiacaque e Íride (19).

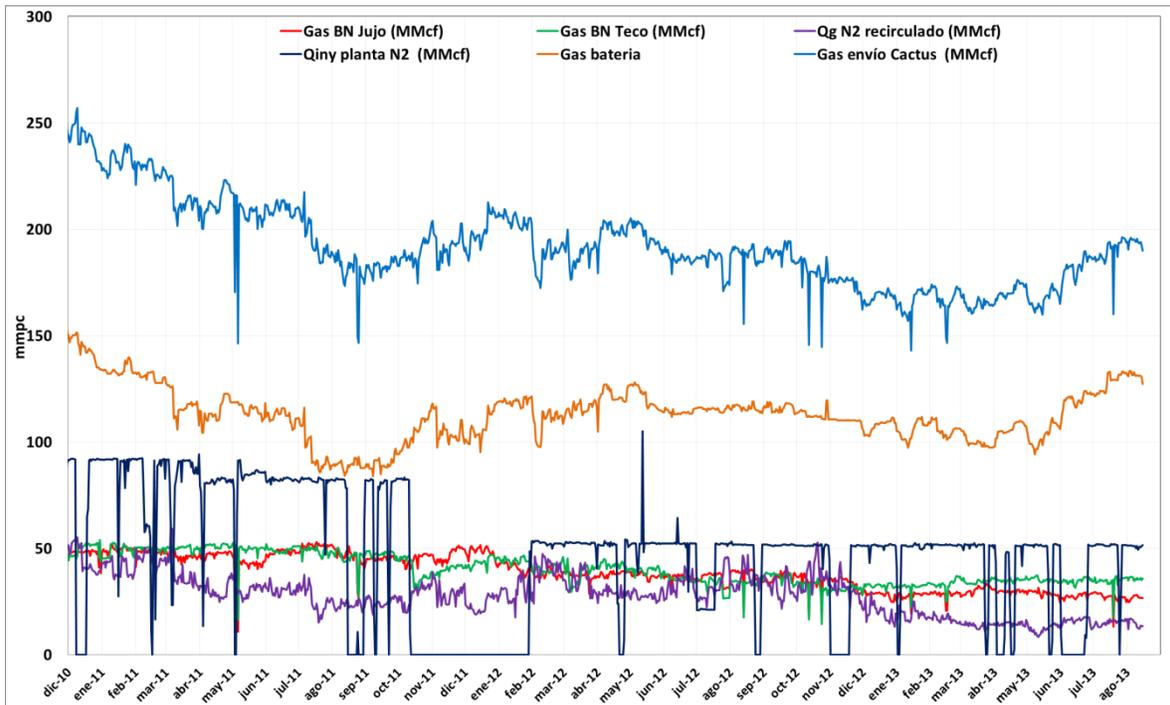


Figura 4.8 – Balance de gas producido del campo JT (18).

4.1.2.4 Campos Ku-Maloob-Zaap

4.1.2.4.1 Campo Ku

En este campo se observa un comportamiento histórico estable desde su inicio de producción en 1981 manteniendo una plataforma de producción de 200,000 *bd* hasta el año 2005, cuando inicia la declinación del Campo Akal. El máximo de producción alcanzado se presenta en diciembre de 2008 (323,694 *bd*), después de que finalizara la etapa de producción primaria en septiembre de 2007 cuando dio inició la inyección de N_2 , misma que hasta los últimos dato disponibles (266 *MMpcd* promedio de enero a abril de 2014) no ha mostrado signos de estabilización. La **Figura 4.9** muestra el comportamiento histórico de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos presión del campo Ku.

De 2005 a 2008 el campo observó un fuerte incremento de producción de 200,000 a 323,000 *bd*, debido al incremento en el número de pozos activos que de un promedio de 30 pozos en 2005 se incrementó hasta 55 pozos productores en marzo de 2009. En 2009 comienzan a cerrarse pozos, probablemente por invasión del casquete de gas, llegando a 45, posteriormente entran a producción más pozos, llegando a 58 pozos productores hasta abril de 2014.

Se observa que la declinación de la producción continua a pesar del incremento en el número de pozos productores. Por otro lado, se observa en el comportamiento de presión tiende a estabilizarse, lo cual actualmente se puede interpretar como consecuencia de la inyección del N_2 .

4.1.2.4.2 Campo Maloob

El campo Maloob inició su producción en el año de 1985, y mantuvo una plataforma de producción de 50,000 *bd* hasta el año 2007. El número de pozos productores fue incrementando paulatinamente de 8 al inicio, hasta 59 en 2014 (último dato disponible). Este campo no ha alcanzado su máximo de producción, actualmente continua en ascenso reportando 321,000 *bd* hasta el último dato disponible.

La inyección de N_2 en este campo inició en el abril de 2009, manteniendo un promedio de inyección de 30 *MMpcd* hasta agosto de 2011, aparentemente desde entonces se ha intentado estabilizar el gasto de inyección en 200 *MMpcd*. A partir de 2009 se observa que el comportamiento de la presión se estabilizó, aparentemente por efecto de la inyección de N_2 . La

Figura 4.10 muestra el comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Ku.

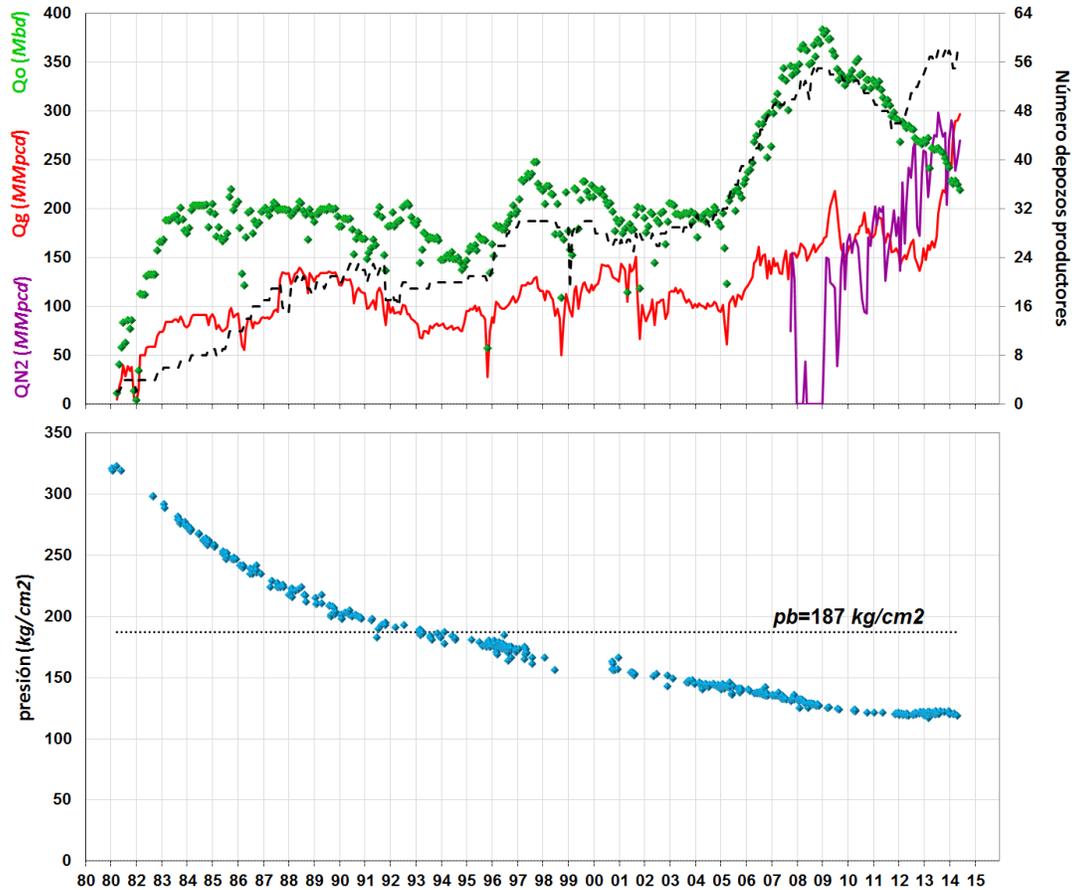


Figura 4.9 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Ku (27).

4.1.2.4.3 Campo Zaap

Este campo inició su producción en el año de 1992, aunque fue descubierto en el año de 1988. Al igual que el campo Maloob, la producción sigue incrementando aunque de una forma más suave que aquel. La producción de este campo ha sido intermitente y su historia incluye un periodo de cierre. Al igual que Ku y Maloob, en el año de 2006 dio inició la perforación a gran escala, al pasar de 5 a 55 pozos. El último dato de producción registrado a abril de 2014, indica 293,000 *bd*, el cual ha sido el máximo nivel alcanzado hasta este momento. La inyección de N_2 inició en mayo de 2009, el volumen diario aún no se ha estabilizado, el promedio de enero a mayo de 2014 es 100 *MMpcd*.

El comportamiento estable de presión de este campo coincide en tiempo con el campo Ku y Maloob, iniciado en 2010. De esta forma, al igual que en Ku y Maloob, el mantenimiento de presión observado, se puede atribuir al volumen inyectado de N_2 en conjunto con el casquete secundario de gas formado. La **Figura 4.11** muestra el comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Zaap.

De acuerdo con el Informe Anual 2009, el proyecto de inyección KMZ a esta fecha se encontraba en etapa de planeación para Ku, y se contemplaba una sola planta de inyección de gas con dos módulos de generación, con capacidad de compresión de 600 *MMpcd*. Sin embargo la inyección de N_2 dio inicio en septiembre de 2007, y para los campos Maloob y Zaap en abril y mayo de 2009.

La **Figura 4.12** muestra el comportamiento de producción de aceite y presión de los campos Ku, Maloob y Zaap, de la cual se desprenden algunas observaciones importantes.

- El inicio del desarrollo en los tres campos coincide con la declinación del campo Cantarell
- El incremento en el número de pozos activos coincide en los 3 campos con buenos resultados.
- Los 3 campos se encuentran en una etapa en la que el sistema de fracturas y vóculos es el principal sistema de aporte de hidrocarburos, durante esta etapa en este tipo de yacimientos la producción se puede sostener e incrementar con pozos intermedios.
- A partir de un análisis conjunto del comportamiento de presión de los 3 campos, se puede concluir que se encuentran hidráulicamente comunicados. Lo anterior se confirma al observar la declinación de la presión en Maloob y Zaap debido a la explotación en Ku aun cuando los dos anteriores no presenten producción.
- El comportamiento de Maloob y Zaap, es muy parecido al del campo Akal, por lo que al igual que como se presentó en Ku, estos alcanzarán una producción máxima, para posteriormente caer hasta que comiencen a actuar la transferencia de fluidos de la matriz a las fracturas.
- La inyección de N_2 , no ha alcanzado una estabilización de los gastos, y no se cuenta con el dato del volumen programado a inyectar en cada uno de ellos.

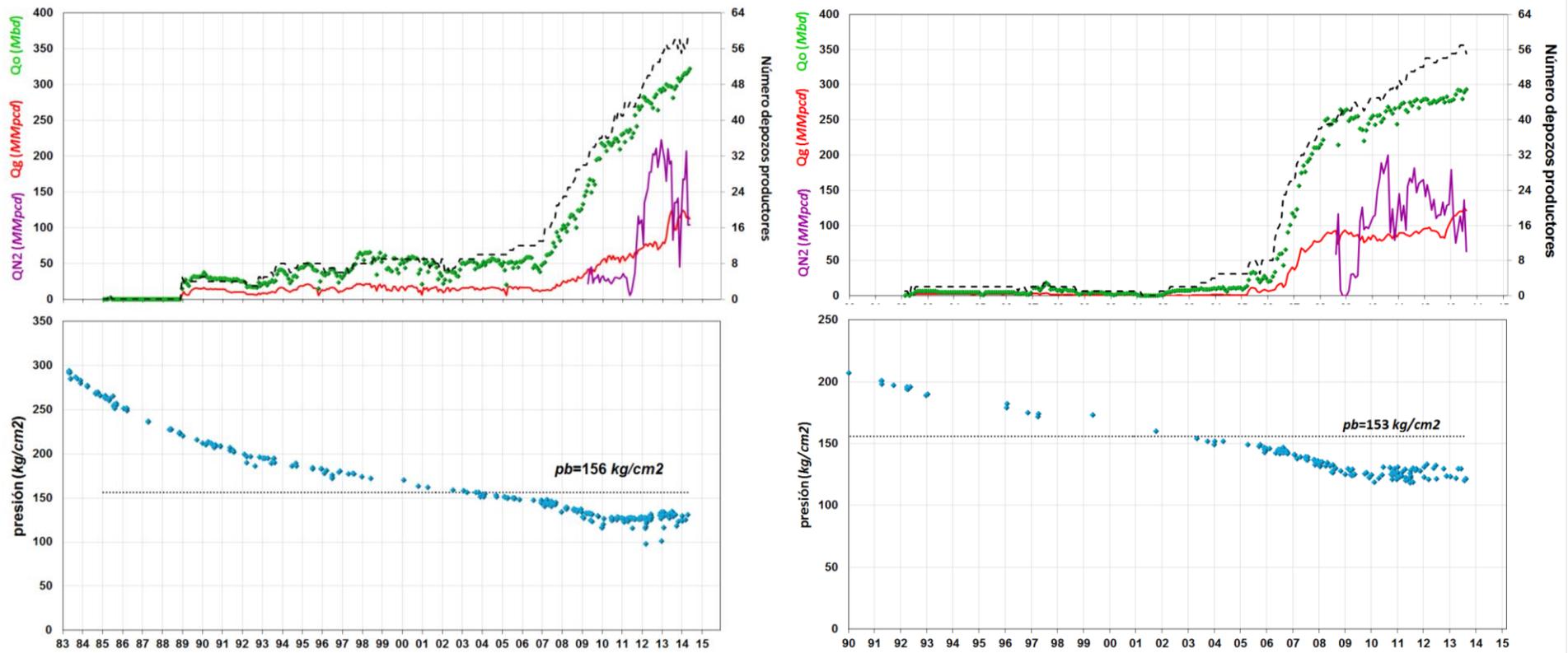


Figura 4.10 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Maloob (27) (izquierda).

Figura 4.11 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, número de pozos activos y presión del campo Zaap (27) (derecha).

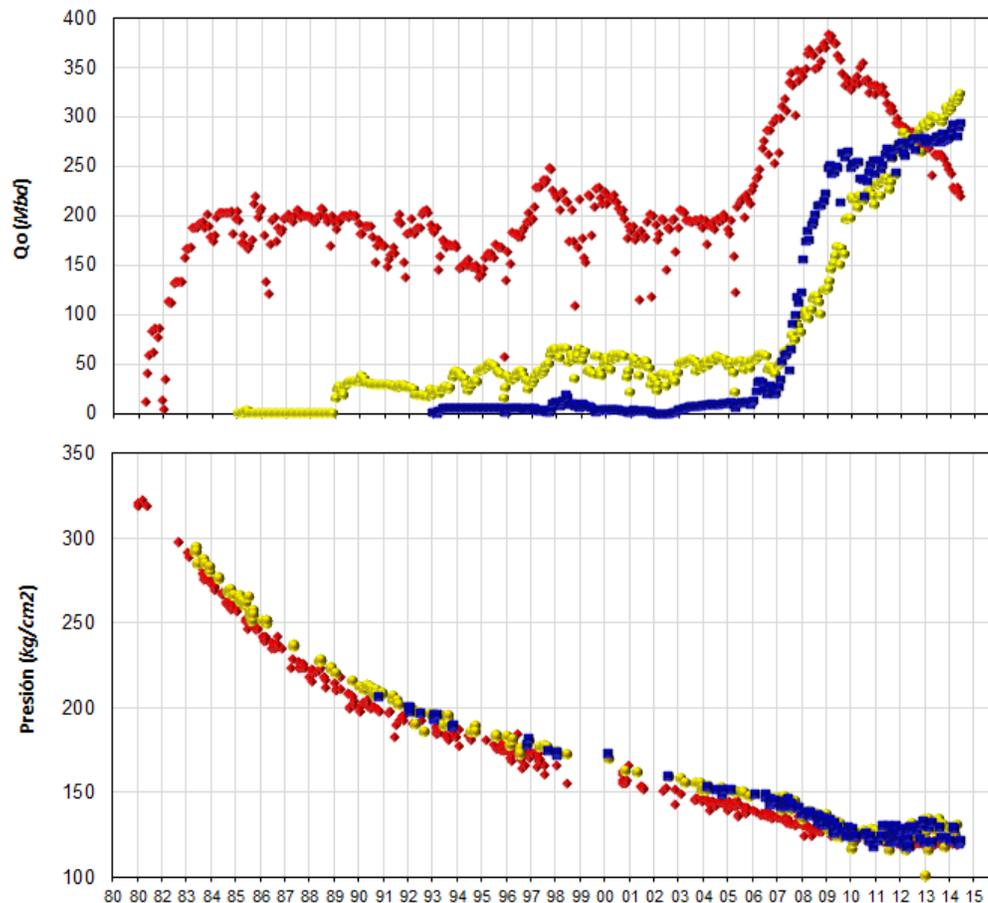


Figura 4.12 – Comportamiento de producción de aceite y presión de los campos Ku-Maloob-Zaap (27).

4.1.3 Discusión de resultados.

De los proyectos implementados de recuperación secundaria con inyección de N_2 , se puede concluir que el único proyecto que ha presentado resultados favorables es el proyecto Akal ya que la reserva de aceite disponible, se logró recuperar en un menor tiempo, o sea se aceleró la recuperación de aceite. Mientras que en los campos Ku, Maloob y Zaap, aún no se puede apreciar un efecto favorable debido a que no se han estabilizado los volúmenes de inyección de gas programados.

En el caso de los campos terrestres del sur de México, es evidente que los resultados no se observan favorables. Éste análisis está realizado de una forma aparentemente sencilla con datos de fluidos producidos, comportamiento de presión y pozos perforados en algunos casos, así como el comportamiento de % mol de N_2 presente en baterías, y no incluye los parámetros tradicionales como son vaciamiento y Fre. Sin embargo se considera que éstos son suficientes para inferir que no se cumplieron los objetivos planteados en los documentos técnico-económicos.

Capítulo 5

Análisis post-mortem de proyectos implementados

El primer paso para poder llevar a cabo el modelo práctico que se plantea, es realizar un análisis post-mortem a cada uno de los proyectos implementados.

5.1 Análisis post-mortem

El análisis post-mortem tiene como objetivo, evaluar o determinar si el proyecto en cuestión fue ejecutado basado en lo planeado y si los resultados obtenidos fueron los pronosticados en el estudio Técnico–Económico que sustentaron el proyecto. Además de analizar si el monitoreo y seguimiento de las variables de mayor impacto en el desarrollo del proyecto fue el adecuado. Todo esto se debe reflejar en un reporte analítico y comparativo de los proyectos ya concluidos, por concluir o suspendidos. Este análisis, debe ser realizado de una forma objetiva, independientemente de cual sea el estatus del proyecto: suspendido, finalizado o incluso en ejecución, con el objetivo de identificar las prácticas implementadas y ejecutadas que lo han llevado a ese estatus. Como es sabido, todos los fenómenos que involucran la extracción de hidrocarburos en el subsuelo están envueltos en una gran cantidad de variables que interactúan entre sí, de tal forma que la dinámica de los yacimientos es un sistema muy complejo, sin embargo, esta complejidad da holgura para que a través de la interacción de N cantidad de variables, mostrar o llegar a los resultados deseados.

Evaluar objetivamente un proyecto resulta complicado debido principalmente a los paradigmas desarrollados históricamente en las prácticas de explotación. Un ejemplo de esto es que hay un abuso inconmensurable de la afirmación “todos los proyectos son diferentes” y por lo tanto “los resultados deben ser diferentes”, lo que da lugar a la imposibilidad de identificar las razones reales del rendimiento del proyecto. Debido a esta falta de objetividad en la evaluación de los proyectos resulta difícil y casi imposible extrapolar el aprendizaje a otros proyectos, independientemente de que cada uno de los activos es considerado como un ente independiente y no como parte de una misma empresa, lo que hace muy difícil aprender de lo ocurrido.

Otro punto que es importante mencionar es que anteriormente, el resultado de los proyectos estaba justificado con base a la definición del objetivo para proporcionarse mayor libertad de ejecución, por lo tanto, aunque el proyecto no observara rendimiento económico favorable se podría establecer como “proyecto exitoso” considerándose como estratégico o bajo el rubro de “mejores prácticas”, sin embargo Hoy en día y en adelante **el objetivo de**

los proyectos debe estar enfocado a maximizar el valor económico de la reserva de manera racional.

5.2 Cálculo de la producción atribuible

En la Evaluación de Proyectos de AOR, el indicador más importante de un proyecto exitoso, es el volumen de producción de aceite atribuible al proceso. Este parámetro se calcula a través de caracterización dinámica de yacimientos, simulación numérica de yacimientos, balance de materia y curvas de declinación. Cada uno de estos métodos, tiene asociado un grado de incertidumbre y generalmente el más utilizado es el de curvas de declinación, por la facilidad y disponibilidad de la información y está basado en el cálculo de la diferencia de producción que existe entre la historia de producción mensual del campo posterior al proceso de inyección y el pronóstico de producción sin considerar el proceso de AOR.

Ninguno de estos métodos considera otros factores que pueden tener influencia en el comportamiento de producción de un campo. Como es natural en un campo en desarrollo, existen variantes que influyen en el comportamiento de producción de los campos tales como:

- Aumento del número de pozos activos por incorporación de pozos de desarrollo.
- Reparaciones mayores y menores exitosas, lo cual representa un incremento o un mantenimiento de la producción.
- Formación de un casquete de gas natural en el yacimiento, que permite aumentar la producción por expansión del sistema.
- Mantenimiento de pozos; estimulaciones, limpiezas, inducciones y optimización de los sistemas artificiales de producción (BN) además de aumentos de diámetros de estranguladores, aplicación de estranguladores de fondo para control de agua y otros eventos aplicados a nivel de superficie.

Por lo anterior, se considera necesario poner énfasis en la necesidad de analizar el comportamiento de cada pozo, con la finalidad de distinguir los eventos operacionales que pueden incrementar la producción, así como identificar los diferentes efectos que el proceso de inyección ha causado en los pozos productores. Aun con un análisis detallado que evalúe los incrementos y decrementos de producción por el proceso, el método sigue teniendo incertidumbre, debido a la complejidad que representa determinar los períodos de declinación de producción en muchos pozos tal y como lo requiere el método de curvas de declinación de producción, debido a que existen diferencias entre la producción reportada mensual y la producción medida en los aforos de los pozos, los trabajos que se realizan para mantenimiento de la producción en pozos y el efecto del avance del acuífero en pozos productores, estos factores incrementan la incertidumbre en los cálculos.

A continuación se presenta un ejemplo práctico del cálculo de producción atribuible aplicada al campo Jujo-Tecominoacán, con la metodología de curvas de declinación y

posteriormente se aplica la metodología pero pozo a pozo, siendo esta una metodología propia (28).

5.2.1 Metodología para análisis con curvas de declinación de producción

Para el cálculo del volumen de aceite atribuible al proceso de inyección de gas se aplicó el método de *curvas de declinación de producción*, el cual se utiliza para el cálculo de reservas usando las siguientes suposiciones.

- Las condiciones de producción del momento en el que se selecciona la declinación, prevalecerán en el tiempo.
- Los pozos producen a presiones de fondo constante.
- Las áreas de drene de los pozos permanecen constantes y no poseen barreras de flujo. Sí el agua de un acuífero o el gas de una capa de gas entra al área de drene del pozo, la declinación cambia.
- La formación alrededor de los pozos mantienen la permeabilidad absoluta de la formación (k) y el factor de daño/estimulación (s) constantes. Sí k y s cambian durante la vida productiva del pozo, la declinación cambia.
- Se extrapolan las tendencias de las variables características en pozos productores (gastos, presión, corte de agua, etc.).
- Los gráficos de las variables a ser determinadas puede ser vs. tiempo o producción acumulada de aceite o gas.
- Se debe extrapolar la curva hasta el límite económico.

Por lo general estos fundamentos no siempre se pueden cumplir por razones operacionales

5.2.2 Cálculo de producción de aceite atribuible por área y total a través de curvas de declinación

Se realizó un análisis haciendo un corte a diciembre de 2009 para evaluar el comportamiento de la inyección de un YNF en carbonatos, moderada permeabilidad de matriz (0.1 mD), su profundidad media es de 5700 m , temperatura 151 °C, avance irregular de los fluidos y fallas hidráulicamente comunicadas. Este campo fue sometido a un proceso de mantenimiento de presión a través de inyección de gas en forma inmisible en diferentes etapas. La **Figura 5.1** muestra los periodos, el tipo de gas inyectado y los volúmenes de gas inyectados.

Primero se realizó el pronóstico considerando la declinación de producción de los campos a partir del 2003 que es cuando inicia la prueba piloto y ajustándola por el método de declinación exponencial. Para realizar el cálculo de esta forma se tomó como referencia la aplicación de la metodología “*PASS*” (Production Assessment and Surveillance System) (29); sistema de vigilancia y evaluación de producción aplicada en el Campo Orcutt, ubicado en Santa Bárbara, estado de California, realizado por *Energy Reserves Group*. El análisis bajo este método arrojó los siguientes resultados de incremento de producción.

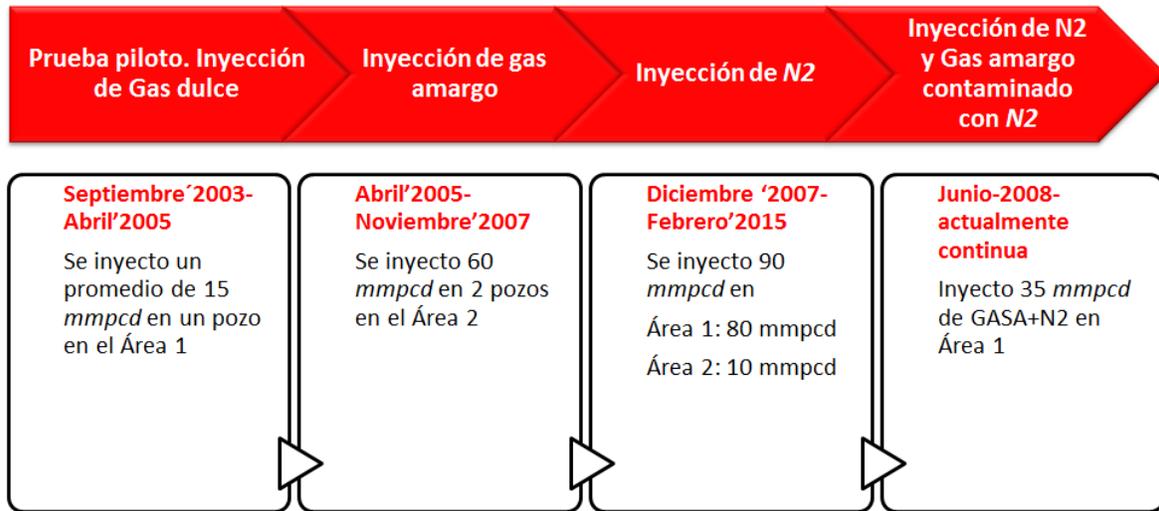


Figura 5.1 – Periodos y volúmenes de inyección del campo.

Tabla 5.1 – Volumen de aceite atribuible calculado con curvas de declinación.

Área	Fecha de inicio	Tipo de gas	Producción obtenida (<i>mmb</i>)
Area B	jul-05	Inyección de gas amargo	21.38
Área A	dic-07	Inyección de N2	9.21
Área B	dic-07	Inyección de N2 e Inyección de GASA + N2	14.78
Total de producción atribuible (<i>mmb</i>)			45.37
El GASA + N2 se inyectó en el área B a partir de junio de 2008			

La **Figura 5.2** muestra la gráfica de declinación del campo. La declinación es considerada a partir del inicio la inyección de gas. El volumen obtenido de producción atribuible es de 45.37 *MMbd*.

5.2.3 Metodología “Cálculo de producción de aceite atribuible a un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, aplicando curvas de declinación pozo a pozo”

La metodología sugerida consiste en realizar un análisis pozo a pozo aplicando curvas de declinación, con lo cual se identifican los eventos que contribuyen tanto al incremento como al decremento de producción y que no están asociados al proceso de AOR que se encuentre en ejecución.

5.2.3.1 Estudio previo de validación de información

Para tener una mayor certeza de la metodología, es necesario contar previamente con un estudio detallado donde se hayan validado los intervalos disparados. En campos con poco más de 30 años o menos de explotación, este punto se puede considerar solventado. En el Apéndice C se anexa un ejemplo de validación de esta información para un campo, donde

se pueden observar los resultados obtenidos antes y después de aplicar la metodología de validación.

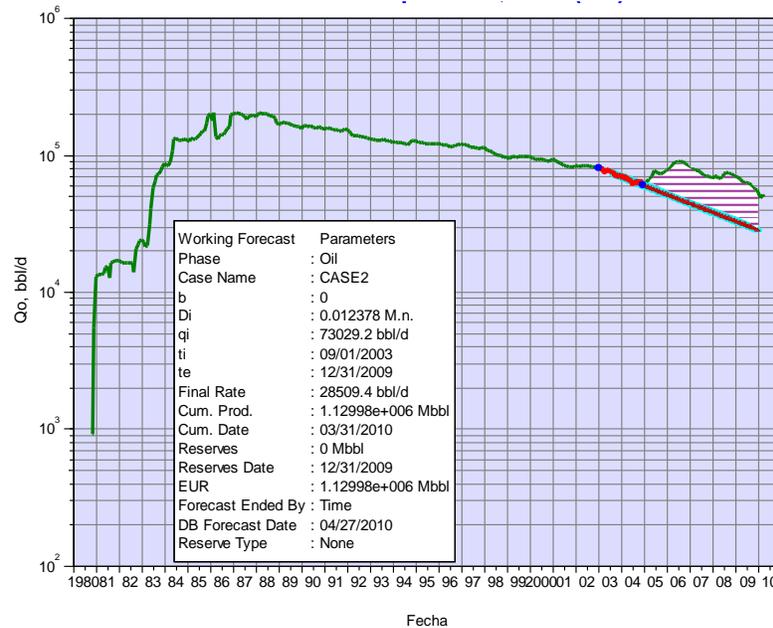


Figura 5.2 – Periodos y volúmenes de inyección del campo.

Para realizar la validación de los intervalos disparados, es necesario revisar la historia de perforación del pozo, así como los registros de cementación, spectrascan, y *PLT*. Aún con lo anterior, cierta incertidumbre sigue presente, debido a que un registro *PLT* indica en algunos casos qué y cuánto produce cierto intervalo, pero no cuándo empezó a producir.

Cuando esta información no se encuentra validada, se presentan casos como los siguientes:

- Se contabilizan como activos intervalos que no fueron disparados.
- Se consideran como productores intervalos que no aportan fluidos.
- No se tienen detectadas roturas de TR, anomalías mecánicas, comunicación de los fluidos del yacimiento por detrás de TR por mala cementación, incluso con algunas tecnologías recientes como los empacadores hinchables, los cuales al no sellar bien permiten el flujo de fluidos por el espacio anular entre la formación y la TR.

Este estudio no sólo es importante para analizar la producción atribuible, sino también para evaluar los avances de los *CGA* y *CAA*, el comportamiento de las presiones y modificar las estrategias del proyecto de AOR en función del comportamiento de fluidos en el yacimiento, así como definir zonas con reserva potencialmente extraíble, etcétera.

5.2.3.2 Análisis de Información necesario para la aplicación de la metodología.

La información a considerar es la siguiente:

- Ubicación del pozo.

-
- Intervalos disparados.
Definir las zonas de aporte cualitativa y cuantitativamente y en el caso de agregar o aislar un intervalo, detectar los decrementos o incrementos asociados a esta operación.
 - Eventos operativos tales como: estimulaciones, limpiezas, cambios de estranguladores, limpiezas de porta estranguladores, instalación u optimización de SAP, anomalías en el estado mecánico de los pozos, etcétera, así como operaciones en instalaciones superficiales que contribuyen al comportamiento de producción.
 - Comparación entre la producción oficial vs producción medida en aforos.
Existe diferencia de producción entre lo reportado y lo medido. Hay pozos que no observan declinación durante periodos sostenidos, sin embargo los datos medidos en aforos si declinan o viceversa y esto ocurre también en los volúmenes de agua y gas reportados.
 - Información de análisis de muestras de agua. Principalmente se tiene que identificar el agua que efectivamente proviene del acuífero asociado y el agua de mantenimiento a pozos.
 - Comportamiento de presiones por pozo o por zonas. Lo recomendable o lo ideal es que cuando se implementa un proceso de AOR, el plan de monitoreo contemple sensores de fondo en tiempo real o de memoria, pero en el caso donde no se haga, se trabaja con los datos de los registros de *PFC*, por lo que es importante definir adecuadamente los gradientes de agua, ya que a veces se confunden con gradientes de aceite.
 - Considerar un límite económico para el gasto de aceite. El cierre de pozos de producción e inyección ineficientes en algunas áreas, dejan reservas potencialmente recuperables, por lo que es necesario limitar las reservas de un pozo debido a un alto corte de agua o alta RGA, incluso si conserva algún potencial en términos de aceite.

5.2.3.3 Aplicación de la metodología pozo a pozo

El análisis se realiza para todos los pozos activos y cerrados durante el periodo que esté activo el proyecto de AOR. Estos últimos se analizan para descartar su cierre por el proceso.

1. Se analiza el comportamiento de producción mensual y acumulado, para identificar periodos de declinación
2. Se grafican los comportamiento de producción oficial vs. producción medida en aforos, para observar las posibles diferencias que hay entre las mediciones y los datos oficiales. Con el objetivo de descartar casos donde la declinación no cambia a pesar de variaciones en las mediciones de aforos y viceversa. Además de identificar pozos que no cuenten con mediciones por periodos largos.
3. Se analiza el comportamiento de las variables de control en el monitoreo. Estas variables de control dependen del tipo de método de AOR que se esté aplicando, y se verán afectadas por el proceso.

4. Se analizan los eventos operativos y se asocian con los pasos anteriores sobre todo con las variables de control para establecer el periodo de declinación adecuado.
5. Se determina la declinación del Gasto de Aceite Oficial, para estimar el volumen producido o el volumen que se dejó de producir por el proceso de AOR.
6. En caso de proyectos de mantenimiento de presión por inyección de gases, se realiza la declinación del Gasto de Agua Oficial, con el objetivo de evaluar el volumen de agua que se dejó de producir que permita calcular el volumen de aceite producido.

Una vez que se aplicó la metodología a cada uno de los pozos del campo, se procede a realizar la aritmética necesaria para cuantificar la producción de aceite atribuible al proceso. En el **Apéndice B**, se anexa la metodología y el análisis completo para un pozo, además de algunas tablas de los resultados obtenidos.

5.2.3.4 Cálculo de producción atribuible

El cálculo se realiza en dos formas: considerando los pozos que tienen incrementos y decrementos de producción atribuibles al proceso de inyección y considerando únicamente los pozos que presentan incrementos de producción atribuibles al proceso de inyección. En algunos pozos se observa disminución de agua producida, lo cual se traduce en un volumen de aceite producido. Este efecto se considera determinando la declinación del agua producida (pronóstico) esto es lo que se reporta en el área azul. Las **Figura 5.3** y **Figura 5.4** muestran los resultados obtenidos para cada caso considerado.

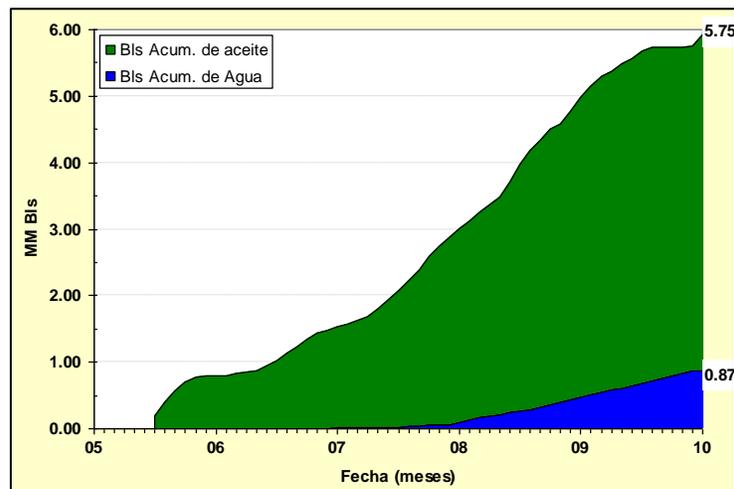


Figura 5.3 – Producción atribuible para el Caso 1 considerando los pozos que tienen incrementos y decrementos de producción atribuibles al proceso de inyección.

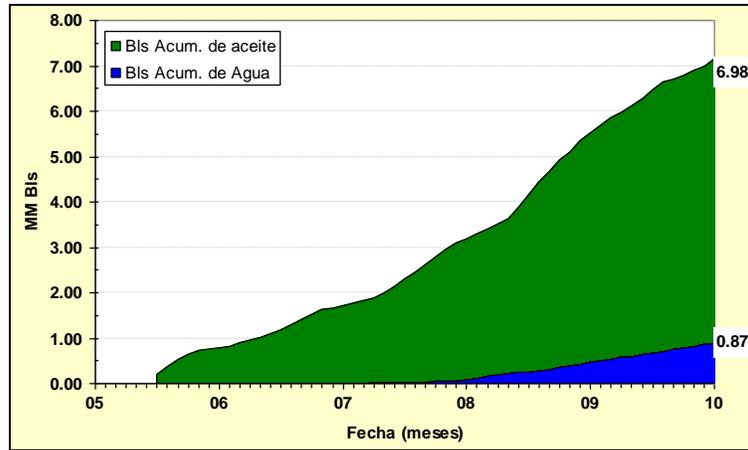


Figura 5.4 – Producción atribuible para el Caso 2, considerando únicamente los pozos que presentan incrementos de producción atribuibles al proceso de inyección.

Los resultados de los cálculos obtenidos son los siguientes:

Tabla 5.2 – Producción atribuible total obtenida para los casos considerados.

Casos estudiados	Producción total obtenida (MMb)
Considerando pozos con incrementos y decrementos de producción	5.75
Considerando únicamente pozos con incrementos de producción	6.98

Se puede apreciar que el resultado obtenido en el primer caso es menor, debido a que se consideran incrementos y decrementos de producción, mientras que en el caso 2 sólo se suman los volúmenes de aceite atribuibles a la inyección. Haciendo una comparación de los volúmenes obtenidos por la metodología propuesta vs la metodología tradicional, se observa que hay una diferencia en $Np=39.62$ MMb, los cuales están atribuidos a todas las operaciones que se tienen asociados a un campo en desarrollo.

En este análisis no se pretende abordar de fondo las practicas llamadas Gerencia del Riesgo, Evaluación de un Proyecto, etcétera, lo que se busca es detectar las prácticas aplicadas que llevaron al resultado final del proyecto. Para poder realizar una buena identificación de prácticas aplicadas, se debe realizar un análisis extensivo y no evitar los puntos conflictivos, por lo tanto se requiere de un alto grado de autocrítica y profesionalismo. Aun cuando este análisis se realizó a una determinada fecha, se puede concluir con base a los resultados de producción obtenidos en el campo, que los resultados del proyecto no son satisfactorios.

5.3 Problemas identificados en los resultados obtenidos del campo Jujo-Tecominoacán

5.3.1 Planeación

El proyecto estaba sustentado en la inyección de 65 *MMpcd* de N_2 , volumen definido basado en estudios de laboratorio, análisis de factibilidad y criterios económicos. Se utilizaron algunos criterios de preselección con base a las propiedades del yacimiento y con ello se determinó que para la inyección de N_2 en todo el campo y de acuerdo con la reserva calculada, dimensiones de la estructura, características del yacimiento y estudio de factibilidad, el número de pozos inyectoros sería de 3. Se contempló la necesidad de una planta modular generadora de 65 *MMpcd* de N_2 para abastecer el campo durante 15 años (programado para 2003-2017). La inyección de N_2 requeriría un horizonte de 15 años (2003-2017) 9816 *MM\$* de inversión generando un *VPND* en 10% de 42,675.3 *MM\$*.

5.3.1.1 Riesgos

Un paso dentro del proceso de la administración del riesgo es la identificación del mismo, sin embargo, administrarlo depende de la postura que se quiera tomar: evitarlo, prevenirlo o controlarlo. Y en el caso de riesgos técnicos en la implementación de un proyecto de AOR, este se debe controlar y esto depende prácticamente de la toma de información. En el caso de este proyecto, se consideraron diferentes riesgos en la planeación del proyecto:

5.3.1.2 Geológicos-Petrofísicos

Que la caracterización del yacimiento en ese momento (sísmica-geológica) no describiera los sistemas de fallas presentes en las áreas de inyección, dado que la información sísmica disponible era 2D era de regular calidad y baja densidad de líneas, por lo que era necesario realizar un levantamiento sísmico 3D con el objetivo de tener una mejor descripción del modelo geológico estructural. En cuanto a la petrofísica del yacimiento no se contaba con núcleos para análisis especiales debido a la imposibilidad de su recuperación para este tipo de análisis. En 1999 se seleccionaron muestras de núcleos para hacer pruebas de doble desplazamiento, permeabilidad relativa, etcétera y estos fueron enviados a laboratorios especializados en Houston, Texas, sin obtener los análisis y resultados deseados. Hasta la fecha no se ha subsanado esta deficiencia.

5.3.1.3 Simulación numérica de yacimientos

Con el simulador utilizado en el momento (COMP V), las fallas geológicas no pueden ser reproducidas (inclinación) como se tienen identificadas con información sísmica y registros geofísicos de pozos, se utilizan valores de transmisibilidad empleados para ajustar el movimiento de fluidos a través de estas fallas geológicas, por lo que existía un alto riesgo en las predicciones al considerar la inyección de gas. Se carecía de pruebas de laboratorio con núcleos completos para definir saturación de aceite residual y otros parámetros necesarios. La SNY es una herramienta poderosa que proporciona buenos resultados dependiendo de la calidad de información que ésta tenga. Por lo tanto, es necesario que la

mayoría de la información que alimenta al modelo sea de calidad, y en caso de YNF, es necesario contar con un modelo de fracturas incluido en la SNY. En el caso de las fallas conductivas, hoy en día los simuladores actuales no son capaces de modelar las fallas conductivas, y menos se podría modelar el movimiento de fluidos por canalizaciones detrás de la TR o espacios anulares.

5.3.2 Proyecto ejecutado

El proyecto se llevó a cabo con 3 pozos inyectoros (como se planeó con base a los resultados obtenidos con el modelo de simulación numérica), el volumen inyectado de N_2 fue de 90 $MMpcd$ y no de 65 $MMpcd$ (según lo planeado). Este volumen de gas se distribuyó en 10 $MMpcd$ (inyectado en ventana de aceite) en el área 1 y 80 $MMpcd$ en el área 2.

Debido a la pronta irrupción de N_2 en los pozos productores, 6 meses posterior al inicio de la inyección se reinyectó el $GASA + N_2$ en el área 2, lo que generó que en esta área se inyectarán 110 $MMpcd$ de gas. Los efectos de la inyección fueron diversos, se identifican algunas características y prácticas que impactaron directamente en el comportamiento de fluidos producidos del yacimiento:

- Declinación de la producción de aceite
- Avance irregular de los CAA y CGA
- Irrupción de gas inyectado en superficie

La **Figura 5.5** muestra los efectos asociados al proyecto de inyección de gases en un YNF con fallas conductivas.

Es importante, tener en consideración todos los resultados obtenidos antes de masificar el proyecto, debido a que el éxito de este depende del buen manejo de los resultados observados en las pruebas. El Monitoreo Integral diario del comportamiento de la inyección, no da la solución sino se tiene la infraestructura necesaria y requerida para implementar las estrategias.

5.3.2.1 Estrategias implementadas para control de gas

- El cierre de pozos con alta relación gas nitrógeno (RNA) y alta RGA , para administrar la energía del yacimiento fue una de las principales estrategias, lo cual generó que la producción de aceite se viera afectada.
- Reparación de pozos con problemas mecánicos, las cementaciones forzadas para control de gas no fueron efectivas. En este caso, es necesario asegurar que los pozos sustitutos perforados obtengan las condiciones mecánicas óptimas para evitar la irrupción de gas hidrocarburo y N_2 . El uso de empacadores hinchables no es buena práctica debido a que el sello entre la formación y la TR no fue efectivo y en consecuencia, esto también contribuyó con el avance irregular de los fluidos, por lo menos eso se observó a profundidades mayores a 4500 m .

-
- Debido a que el gas utilizado es N_2 primero se aplicó venteo y posteriormente se reinyectó al yacimiento, lo cual generó sobre inyección en el área B, así como afectación de pozos. Se tiene que considerar, que en un proceso de inyección de gas, no es posible derivar el volumen de inyección a cualquier zona de una forma simple, ya que se tiene que tener habilitados los ductos necesarios para este proceso, por lo cual esta estrategia debería de estar contemplada en la planeación, para poder aplicarla. Aunque se quiera implementar no es posible si no se tiene la infraestructura, incluyendo pozos con buena admisión. Aun cuando los volúmenes inyectados fueron variando en función de los pozos disponibles y sobre todo de la admisión de estos, la inyección siempre estuvo concentrada en grandes volúmenes en el Área 2.

5.3.2.2 Indicadores para evaluar de proyectos de mantenimiento de presión.

Para evaluar los proyectos de mantenimiento de presión, se utilizan indicadores como el FRe. Cuando este indicador es 1, automáticamente se puede decir que se está cumpliendo con el objetivo “el volumen que se extrae es igual al volumen que se inyecta”. Sin embargo hay que recordar que las estructuras de los yacimientos no son ideales son estructuras complejas, por lo que este indicador, se vuelve relativo.

Los bloques del yacimiento están siendo explotados a diferentes ritmos de reemplazo, no ocurre una distribución homogénea del gas inyectado para proporcionar los beneficios buscados o esperados por el proyecto de mantenimiento de presión. Debido a que este yacimiento es compartamentalizado, presenta un comportamiento dinámico diferente dependiendo del área (más de 70 km^2), los resultados observados, también son compartamentalizados:

- Donde se concentra la inyección, se refleja un mantenimiento de presión, pero no un buen comportamiento de la producción.
- Donde se concentra la inyección, se refleja disminución parcial en el volumen de agua producido en algunos pozos pero el volumen de gas producido aumenta para finalmente dejar al pozo sin producir.
- Existen zonas donde la inyección de gas no se percibe, por lo tanto esto hace que el avance irregular de los fluidos, esté en función del ritmo de extracción.
- En zonas de inyección de gas en la ventana de aceite su avance ocurrirá de forma radial, por lo cual se manifestará en los pozos vecinos naturalmente, independientemente que el volumen de inyección sea poco como ocurrió en el área 1 (10 MMpcd).

5.3.2.3 Toma de información

Hay ausencia de programas de toma de información para identificar los problemas y en su caso implementar estrategias que apoyen favorablemente el comportamiento del campo. En este caso el monitoreo del yacimiento estuvo basado en variables de producción y un fuerte

programa de análisis cromatográfico a muestras de gas tomadas a boca de pozos y baterías de producción. El monitoreo del proceso de inyección careció de:

- Inyección de trazadores para conocer los caminos preferenciales de flujo del N_2 inyectado, debido a que en la misma zona había 2 o 3 pozos inyectoros, el N_2 no podía fungir como trazador.
- Instalación de sensores de fondo en tiempo real o de memoria, para registrar las variaciones de presión en el yacimiento debido al cierre o apertura de pozos en las tres zonas de interés del yacimiento (casquete de gas, ventana de aceite y zona del acuífero), con esto se lograría caracterizar dinámicamente el yacimiento.
- Programa de registros de producción para conocer las condiciones de los pozos productores.

5.3.2.4 Servicios contractuales

El carácter de un yacimiento es de tipo dinámico, por lo que cuando se inyecta un fluido ajeno a él, el comportamiento será dinámico, por lo tanto, los requerimientos de inyección al yacimiento, no siempre serán los mismos. Entonces, los contratos realizados para suministro de algún servicio a los campos deben de ser flexibles, es decir deben estar pensados en el comportamiento dinámico de este y los resultados observados conforme avanza el proceso, se debe de contar con flexibilidad operativa para asegurar el beneficio programado de lo contrario el proceso queda gobernado por los servicios contratados y no por el comportamiento del yacimiento.

Además del volumen de fluidos inyectados al yacimiento, otro ejemplo es el servicio contratado de compresores a boca de pozo para suministrar gas de *BN*. Debido a que el propósito es suministrar energía, llegará un momento en que los pozos no requieran del gas inyectado debido a un incremento de presión en el yacimiento o porque habrá irrupción de gas en los pozos y estos se convertirán en fluyentes, es entonces cuando los servicios de compresión a boca de pozo o la red de bombeo neumático, se hacen innecesarios. Por lo que estos comportamientos deben de estar contemplados en el plan del proyecto, y poder prescindir de ellos o tener la flexibilidad de transferirlos a otro activo o cancelarlos, ya que impactan directamente en la productividad de los pozos, al no encontrarse operando con el volumen de gas óptimo requerido por el pozo.

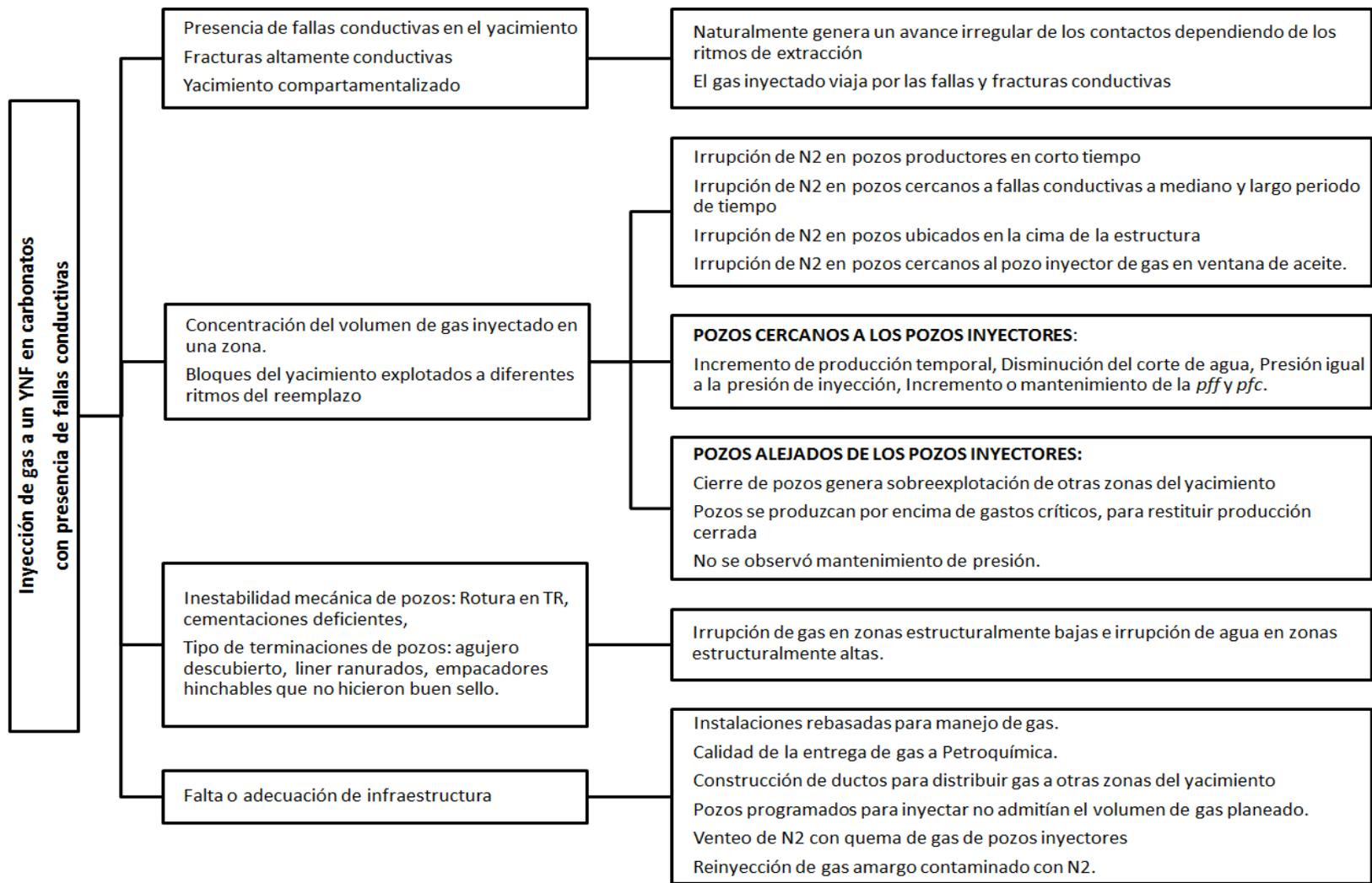


Figura 5.5 – Efectos observados en un YNF con fallas conductivas sometido a inyección de gas para mantenimiento de presión.

Capítulo 6

Modelo Propuesto

El modelo propuesto para la Ejecución de Proyectos de AOR, plantea que tanto la Planeación como la Ejecución de los proyectos sea de forma regional.

La premisa está basada en que los eventos geológicos tectónicos y sedimentarios, los cuales dieron origen a la acumulación de hidrocarburos en las trampas, ocurrieron de forma regional (sincronía en espacio y tiempo), por lo tanto en una determinada región habrá cierta cantidad de yacimientos análogos producto de los mismos eventos geológicos. La definición de un yacimiento análogo “es la porción de trampa geológica intercomunicada hidráulicamente con condiciones de yacimiento, mecanismos de empuje y propiedades de roca y fluidos similares a las de otra estructura de interés, pero que típicamente se encuentra en una etapa de desarrollo más avanzada que está, proporcionando de esta forma un apoyo para su interpretación a partir de datos limitados, así como para la estimación de su FR” (30).

Para sustentar esta premisa, se toma como referencia la Provincia Petrolera Sureste, la cual contempla las estructuras de la cadena plegada y cabalgadura de Chiapas-Reforma-Akal y las Cuencas de Macuspana y Salinas del Istmo. Esta provincia, tiene un origen común en lugar, tiempo y espacio, ligado a diferentes eventos tectónicos, estructurales y sedimentarios. En estos yacimientos ubicados en esta Provincia Petrolera, se concentra más del 80% de las reservas probadas de *pce* del país.

6.1 Provincia petrolera del Sureste.

6.1.1 Marco Geológico Regional

La **Figura 6.1** muestra la ubicación y límites geológicos de esta provincia, la cual se localiza en la planicie costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México e incluye campos terrestres. Abarca el sur del Estado de Veracruz, el norte Chiapas, casi todo el estado de Tabasco y el extremo suroccidental de Campeche, mientras que el área marina ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isobata de 500 *m* hasta la línea de costa.

6.1.2 Marco tectónico regional

Esta provincia está limitada al sur por el cinturón plegado del a Sierra de Chiapas, al norte, por la extensión en aguas profundas de la provincia Salina del Istmo, al oriente por la plataforma de Yucatán, al Occidente por el complejo volcánico de los Tuxtlas y la porción sur de la Cuenca de Veracruz.

La Provincia petrolera Sureste se divide en tres Provincias Geológicas

1. Cuenca Salina del Istmo: Abarca desde el frente de la Sierra de Chiapas en el sur hasta la isobata de 300 m al norte, limitando al oeste con la Cuenca de Veracruz y al este con el Pilar Reforma-Akal. Incluye en su porción sureste a la subcuenca de Comalcalco, por su origen asociado a la carga de sedimentos y evacuación de sal.
2. Provincia pilar reforma Akal: Limitado al oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este por el sistema de fallas frontera, el alineamiento de diapiros arcillosos Amate-Barrancas y la falla Topén-Nispero; limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al norte con la Plataforma de Yucatán.
3. Provincia Macuspana: Limitada al este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la plataforma de Yucatán, destacando la falla Xicalango, al noroeste-oeste por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento diapírico de Amate-Barrancas y la falla Topén-Nispero, y al sur por el cinturón plegado de Chiapas.

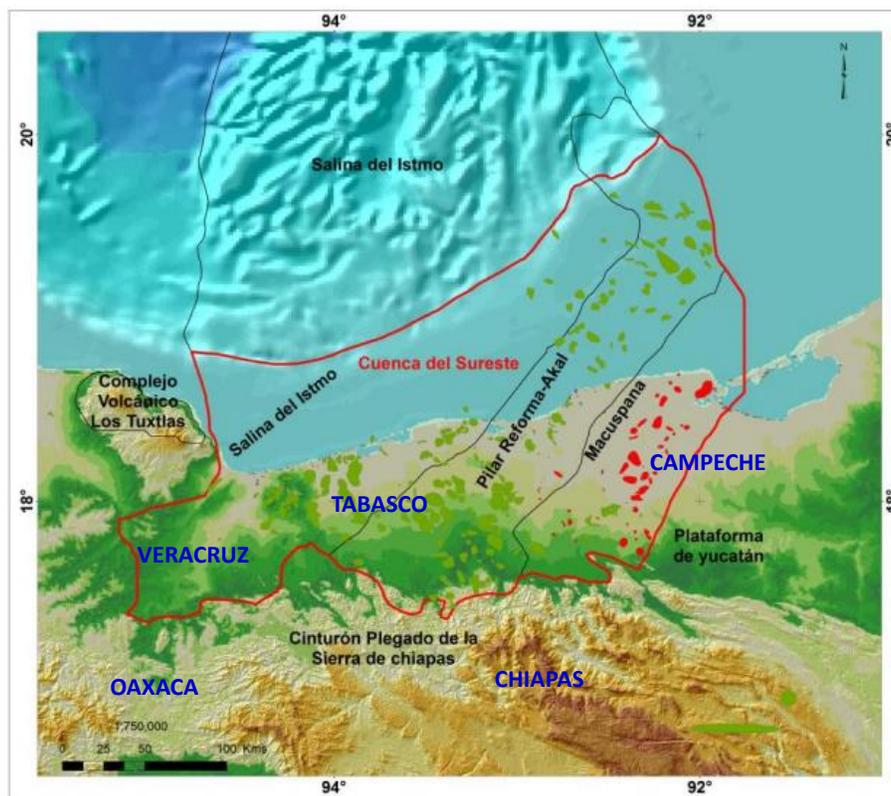


Figura 6.1 – Ubicación y límites geológicos de la Provincia Petrolera Sureste (31).

De acuerdo a Padilla (junio 2005) (32), la evolución tectónica y sedimentaria del Golfo de México se caracterizó por una subsidencia lenta que continua hasta hoy. Se depositaron sedimentos carbonatados de varios kilómetros de espesor en las extensas plataformas someras que bordeaban la cuenca. La Orogenia Laramide deformó las rocas de la parte occidental del Golfo, formando los pliegues y fallas de las Sierras Madre Oriental y la de Zongólica, mientras que en el sureste mexicano continuaba la sedimentación de carbonatos

sobre la parte norte del macizo de Chiapas y sobre el Bloque Yucatán. El evento Chiapaneco forma la cadena plegada y cabalgadura de Chiapas-Reforma-Akal, a partir de un decollement a nivel de la sal calloviana, formando pliegues orientados NW-SE y convergencia al noreste. Asociado al nivel de despegue, un volumen importante de sal se movilizó hacia el norte-noroeste, causando a su vez que las estructuras de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal se bascularan en la misma dirección y crearan así nuevos depocentros, en donde desde entonces hasta fines del neógeno, se depositaron sedimentos clásticos de varios kilómetros de espesor, que empezaron a deslizarse por gravedad también hacia el norte-noroeste, es decir en la misma dirección en la que se inclinaban los pliegues de la cadena Reforma-Akal. El peso de estos sedimentos propició que la secuencia discordante miocénica tardía comenzara un deslizamiento gravitacional hacia el NNW, iniciando así grandes fallas normales lítricas, orientadas WSW-ENE, es decir, casi perpendiculares a la orientación de los pliegues de la cadena Chiapas-Reforma-Akal; estas fallas normales regionales, sintéticas y antitéticas, constituyeron los límites de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y de Macuspana. Durante el Pleistoceno las cuencas recién formadas bajo un régimen tectónico extensional sufren una compresión, desarrollándose en ellas pliegues propios de inversión tectónica

Dentro de estas provincias geológicas, se encuentran localizadas las regiones petroleras económicamente más importantes del país: región de producción en aguas someras y región de producción en campos terrestres (exceptuando activos de producción Veracruz y Poza-Rica Altamira), las cuales concentran una importante cantidad de reservas probadas. La **Tabla B.1** muestra las características geológicas de éstas regiones.

6.2 Modelo propuesto

Continuando con la premisa original se establece que:

1. En una determinada área habrá una cantidad de campos los cuales compartirán el origen, características geológicas y comportamientos dinámicos como consecuencia de su origen común, lo cual los convierte en campos análogos. En el caso de eventos geológicos posteriores que afecten a una parte de la totalidad de los campos, estos se convierten en análogos entre sí.
2. Si algún método de AOR ha sido aplicado a alguno de los campos análogos, se pueden estimar resultados similares en la aplicación del mismo método a los campos restantes.
3. Debido a que conforme avanza un proyecto, se requerirá menos fluido de inyección, este se encuentra disponible para su utilización.
4. La infraestructura necesaria para ejecutar la misma técnica en otros campos también se encuentra disponible.
5. Si no son campos análogos, se puede realizar pruebas piloto para su posible aplicación o para descartar la aplicación del método.

Este modelo establece un método práctico de planeación y ejecución de los proyectos de AOR en una forma. La **Figura 6.2** muestra el modelo práctico propuesto.

La **Figura 6.3** muestra la secuencia lógica simplificada del modelo propuesto, con lo cual se espera **maximizar la recuperación de aceite de los campos**.

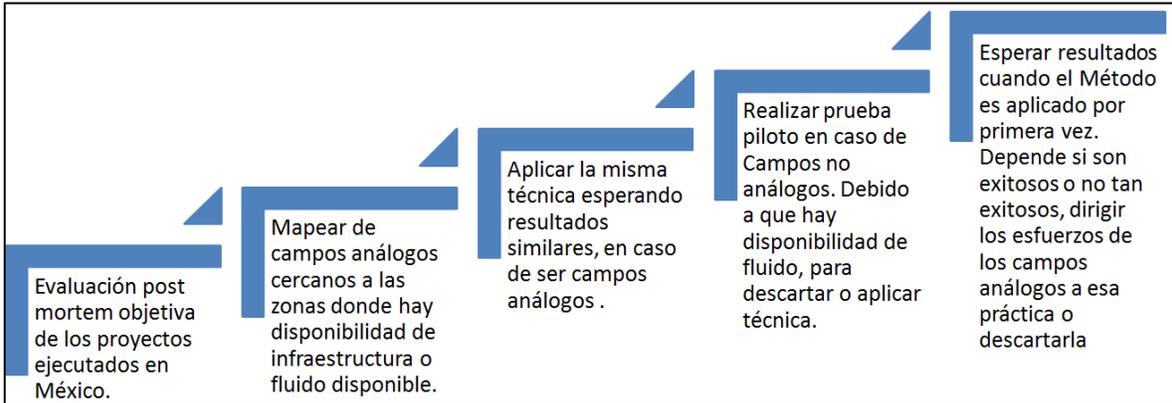


Figura 6.2 – Modelo propuesto para la Planeación y Ejecución de los proyectos de AOR basado en resultados observados.

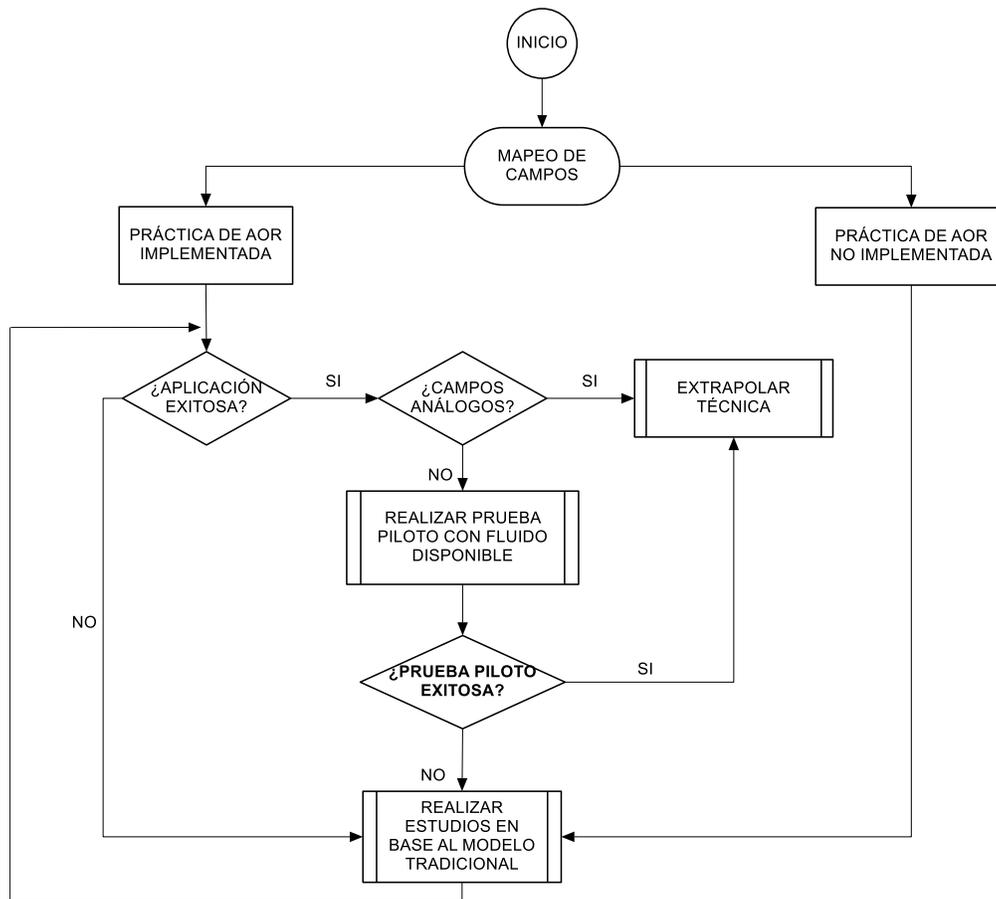


Figura 6.3 – Diagrama de flujo del modelo propuesto.

6.2.1 Beneficios potenciales del modelo propuesto.

Ya que los campos que actualmente sostienen la producción del país, (más de 400) quedaron bajo la administración de PEMEX después de la Reforma Energética (agosto 11´2014), éste puede tomar ventaja inmediata de los beneficios de este modelo debido a que un gran número de ellos se encuentran en etapas avanzadas de explotación y por lo tanto requerirán de la implementación de métodos de AOR para incrementar su FR.

Este esquema permite reducir la asignación de recursos destinados hacia actividades no sustantivas del proceso de implementación de un proceso de recuperación adicional mediante el modelo propuesto, el cual además permite integrar los resultados obtenidos de las diversas pruebas realizadas en los campos sujetos del proceso de recuperación adicional a los campos considerados como análogos haciéndolos susceptibles o no de aplicar el mismo método. Con lo anterior, los efectos resultado de la disminución de la inversión en el campo se pueden transferir hacia la totalidad de la organización, en este caso, PEMEX al utilizar los productos derivados de los estudios realizados en todo aquel proyecto susceptible de la aplicación de un método de recuperación adicional, terminando con el aislamiento característico de los trabajos realizados hasta la fecha y generando un nuevo modelo en el cual la cooperación entre la diferentes regiones permita maximizar el valor económico de los proyectos de recuperación adicional.

6.2.1.1 Recuperación Secundaria

Debido a la naturaleza del proceso, este puede masificarse regionalmente simplificando su implementación con base en las siguientes consideraciones:

- Pruebas de laboratorio: no se realizarían pruebas de laboratorio con diferentes fluidos, sino con el que se encuentra disponible. Generalmente se realizan pruebas de laboratorio con diferentes fluidos con base a los resultados de la SNY y técnico-económicos y se concluye que el mejor fluido no se encuentra disponible. Por lo tanto, debido a que el fluido disponible ya se probó con efectividad en un campo análogo, se espera que se obtengan los mismos resultados.
- Prueba piloto: no se realizaría prueba piloto. Esto no es nuevo, es algo que ya está establecido, si los campos son análogos se espera que el resultado a escala de campo sea el mismo. La diferencia se encuentra en la disponibilidad del fluido.
- En caso de que los campos no sean análogos y se encuentren cercanos a la infraestructura, se puede realizar una prueba piloto en este, el beneficio es que no se tendría que construir infraestructura para realizarla. Es probable que el fluido que se encuentre disponible proporcione buenos resultados al campo o en el caso de resultados no factibles, es una técnica que se descartaría de forma práctica y este resultado se puede extrapolar a sus campos análogos.

- Se aprovecharía infraestructura ya en operación para realizar pruebas piloto. Generalmente debido al avance del proyecto en ejecución y dependiendo del comportamiento del yacimiento, es probable que se requiera menos fluido de inyección, el cual se puede disponer para los otros campos.

6.2.1.2 Recuperación Mejorada

Debido a que la experiencia en estas prácticas es relativamente baja y considerando la naturaleza de los campos y los métodos, se tiene que “aprender haciendo”, por lo tanto el aprovechamiento de los recursos ayudaría a disminuir el tiempo de aprendizaje e incrementar el éxito obteniendo experiencia en las prácticas implementadas.

Lo que se observaría sería el comportamiento de los campos bajo el método aplicado, y posteriormente los esfuerzos de laboratorio se concentrarían dependiendo de la técnica en obtener el traje a la medida para cada campo.

Ejemplos de esto son el Campo Akal que cuenta con una serie de estudios avanzados a nivel de laboratorio y de campo de inyección de Surfactantes, el Campo Cárdenas, que cuenta con un gran avance en estudios de Combustión in Situ, el Campos Samario Somero, proyecto en ejecución a través de la inyección alterna de vapor y el Campos Artesa y Sitio Grande, donde se llevó a cabo la inyección de CO_2 en forma miscible.

Si los resultados de estos son satisfactorios, entonces no se realizaría el screening tradicional que nuevamente llevaría a realizar evaluaciones técnicas y económicas, así como estudios de SNY para definir que lo mejor, son fluidos que no se tienen en existencia.

Con lo anteriormente planteado, se reducen los tiempos de ejecución de los proyectos desde que se inicia la planeación hasta la ejecución de una prueba piloto, lo cual impactaría directamente en costos. Si es recuperación secundaria, también se gana tiempo para la planeación y ejecución de la EOR. Si debido a su complejidad o las condiciones del yacimiento se considera que un proyecto de recuperación secundaria no es factible, entonces se pasaría directamente a planear la EOR.

6.3 Mapeo de campos

Debido a que los yacimientos que posee México en su mayoría son maduros, prácticamente se tienen caracterizados geológicamente. Sin embargo en el caso de campos donde no se tenga un modelo geológico validado, es necesario realizarlo, aun cuando se puede intuir que por su cercanía con yacimientos bien caracterizados y por encontrarse dentro de la misma área, sea probable que compartan muchas de las características importantes para la implementación de un proyecto de EOR.

El mapeo de los campos tiene como objetivo identificar esas características particulares que comparten los yacimientos y que impactan el comportamiento dinámico de los yacimientos

sometidos a explotación. En este punto se considera que se tiene un alto porcentaje de avance, dados los niveles de explotación de los campos.

6.3.1 Campos de la región de producción en aguas someras en México

La **Tabla 6.1** muestra algunas características importantes que comparten los yacimientos en la región de producción en aguas someras, y que los hacen “tan diferentes” de los otros campos del mundo. Es importante mencionar que estas características, tan bondadosas de este tipo de yacimientos, son los que le brindan esa alta productividad en el comportamiento primario y secundario. Sin embargo, esas mismas características son las que dificultan aplicación de un método de EOR.

El aceite remanente en la matriz después de la recuperación secundaria, sigue representando fuertes volúmenes comerciales, tanto en Akal, como en los yacimientos contemplados como susceptibles de aplicar inyección de gas para mantenimiento de presión.

La **Figura 6.4** muestra marcado en rojo, algunos campos análogos al campo Akal productores en la brecha terciaria del paleoceno y algunos en la Brecha del Cretácico Superior donde la permeabilidad se ve disminuida, como Abkatun-Pool-Chuc y otros, con profundidades máximas de 4000 m, los campos marcados en color amarillo son productores en JSK y son más profundos.

Tabla 6.1 – Características y comportamientos de los campos de la región de producción en aguas someras.

COMPORTAMIENTO DINÁMICO	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN
<ul style="list-style-type: none"> - Segregación Gravitacional por grandes espesores y fuertes relieves estructurales. - Imbibición en zona de agua. - Almacenamiento y flujo por porosidad secundaria y terciaria. - Comunicados dinámicamente a través del acuífero. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta permeabilidad por fracturas y vóculos - Grandes espesores de las rocas productoras. - Porosidad total entre 6 y 12%. - Porosidad de vóculos y fracturas > 30%. 	<ul style="list-style-type: none"> - En una primera etapa se observan altos ritmos de producción (aporte de fluidos vóculos y fracturas) - Posteriormente ocurre una fuerte declinación que solo se detiene cuando los fluidos almacenados en la matriz son cedidos al sistema de vóculos y fracturas. - En la etapa anterior (también conocida como transición), los gastos de aceite se ven fuertemente reducidos.
<ul style="list-style-type: none"> - Las permeabilidades en la brecha del Paleoceno suelen ser altas, mientras que en los yacimientos del Cretácico son menores. - En la recuperación de aceite, se obtiene una mayor eficiencia por inyección de gas debido a la segregación gravitacional. La inyección de agua en este caso sería menos eficiente. - La mojabilidad en este tipo de yacimientos carbonatados es de tipo intermedia. - En la primera etapa de producción es posible lograr una plataforma sostenida por periodos prolongados a través de la perforación de pozos intermedios. - Una vez que el yacimiento se encuentra en la etapa de declinación, la perforación de pozos intermedios no contribuye a revertirla. 		

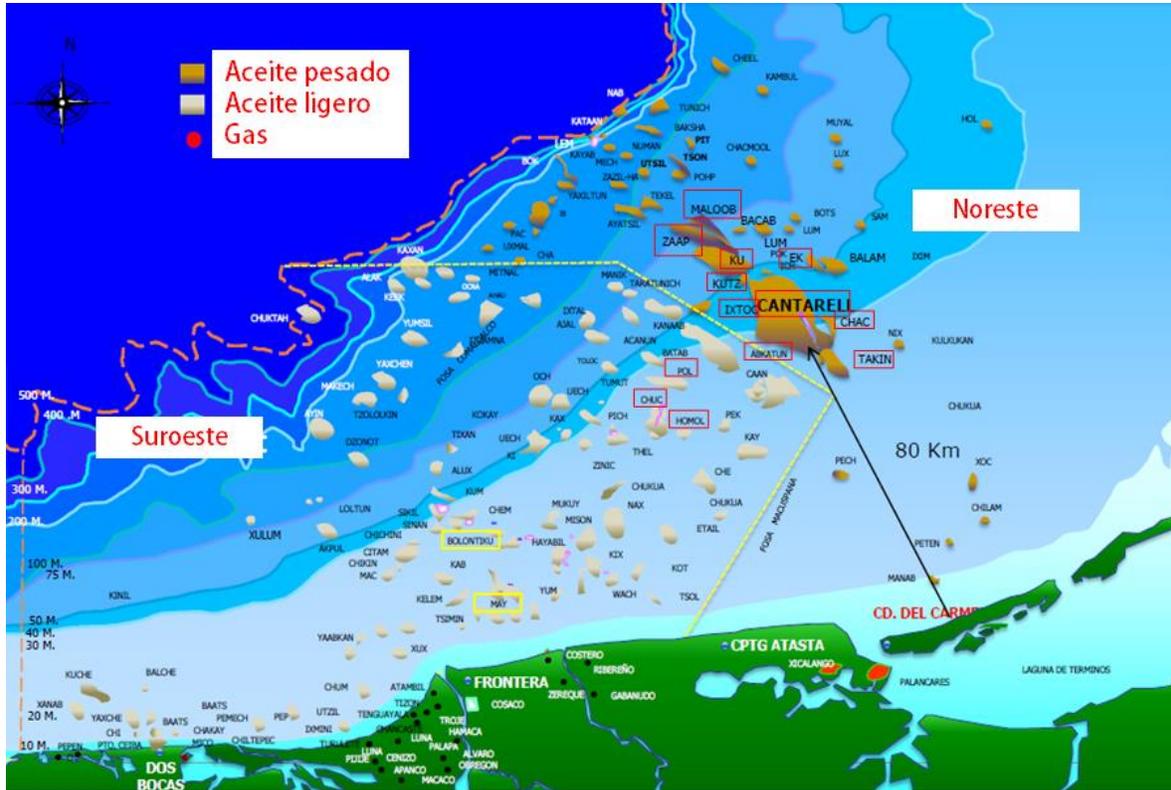


Figura 6.4 – Campos análogos de la región de producción en aguas someras (23).

6.3.2 Campos terrestres en el Sur de México

Los campos terrestres en el sur de México, se ubican geológicamente sobre el área de la Cuenca Chiapas-Tabasco, son YNF en rocas carbonatadas, con presencia de fallas de tipo conductivo, moderada permeabilidad en fracturas así como profundidades promedio de 5000 m. Generalmente el tipo de fluido que producen es de alto valor comercial mayor a 30° API. Las otras áreas que componen esta área son la Cuenca de Macuspana y la Cuenca Salina del Istmo, donde hay yacimientos productores de gas, así como formaciones productoras en arenas.

La **Tabla 6.2** muestra algunas características importantes que comparten los yacimientos de campos terrestres en el sur de México, las cuales son las que los hacen “tan diferentes” de los otros campos del mundo.

Los campos análogos a JT, poseen mojabilidad intermedia o son preferencialmente mojados por aceite, por lo cual la inyección de agua en estos resultaría ineficiente. En el caso de la inyección de gas y particularmente inyección de N_2 , de forma general también resultó ineficiente. Ahora, el volumen de aceite remanente que contienen este tipo de yacimiento aún sigue siendo grande, sin embargo, se les confieren pocas posibilidades de aplicación de algún método de EOR, debido sobre todo a la baja porosidad de matriz. Por lo que posiblemente la combustión in situ sea una de las pocas opciones a evaluar para este

tipo de yacimientos una vez que esta se aplique en el campo Cárdenas, de acuerdo con los resultados que se obtengan.

En el caso de inyección de gases, una de las principales causas de los resultados obtenidos, son los grandes volúmenes de gas inyectados en una sola área, y en el caso de CAJB considerar todo el proyecto como un solo campo. En este caso es recomendable definir las acumulaciones de gas en las partes altas de la estructura e inyectar en éstas pequeños volúmenes. Se recomienda evitar la inyección en la formación productora, debido a que el gas irrumpirá automáticamente en los pozos productores al desplazarse en forma radial y tener mayor movilidad que el aceite a través de las fracturas, afectando la productividad de los pozos.

Tabla 6.2 – Características y comportamientos de los campos terrestres en el sur de México.

COMPORTAMIENTO DINÁMICO	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN
<ul style="list-style-type: none"> - Grandes espesores y alto relieve estructural. El efecto de Segregación Gravitacional se ve disminuido: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Parte del gas que se libera se produce y el que se acumula forma bolsas de gas en partes altas de la estructura. No un casquete. ▪ El gas inyectado forma caminos preferenciales de flujo. ▪ Existe alta permeabilidad relativa al gas. - Yacimientos compartamentalizados. - Comunicación hidráulica por sistema de fallas. - Almacenamiento y flujo en porosidad secundaria y la matriz tiene baja porosidad o permeabilidad. - FR controlado por intensidad de fractura, permeabilidad de la matriz, mojabilidad y mecanismos de empuje. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja permeabilidad en fracturas. - Fallas conductivas. - Baja porosidad de matriz. - Fracturamiento heterogéneo (alta densidad de fracturas cerca de las fallas) - Porosidad de matriz entre 3 y 5 %. - Permeabilidad de fracturas: entre 3 y 150 mD. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fuerte declinación al alcanzar el gasto máximo. - Se puede atenuar la declinación con perforación de pozos intermedios durante la primera etapa. - La recuperación del aceite en la matriz es muy baja debido a la poca comunicación existente entre el sistema matriz-fractura. - En yacimientos como el campo JT, hay pocas opciones para extraer el aceite de la matriz a través de algún método de EOR. - La entrada de agua ocurre de forma temprana. - Una vez que el yacimiento se encuentre en la etapa de declinación, la perforación de pozos intermedios no contribuye a la atenuación de esta.

La **Figura 6.5** muestra un mapa de los campos terrestres del sur de México, en ella los cuadros en color azul marcan los campos identificados como análogos al campo JT.

En las **Figura 6.4** y **Figura 6.5** se muestran todos los campos que se clasifican como análogos con base a la información disponible para este propósito. Es posible que se puedan añadir aún más.

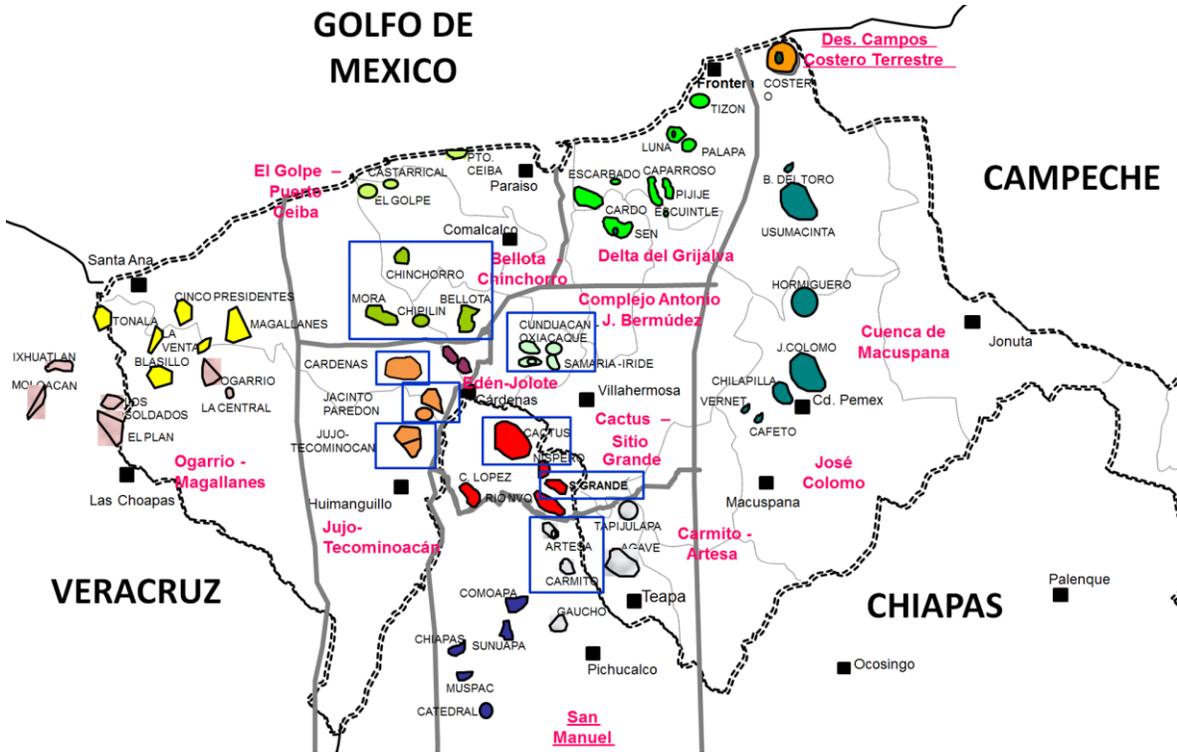


Figura 6.5 – Yacimientos análogos en los campos terrestres del sur de México. Modificado de PEMEX Exploración y Producción (33).

En la **Figura 6.6** y **Figura 6.7** se muestran gráficamente características y propiedades de algunos campos pertenecientes a la Provincia petrolera del Sureste, observándose que los yacimientos que se encuentran geográficamente en la misma zona tienden a seguir una misma tendencia. Los puntos en color azul y amarillo, representan los campos de la región de producción en aguas someras y los puntos en color rojo a los campos terrestres en el sur de México.

Por ejemplo en el caso de la variable *presión inicial*, se observa que los campos May y Bolontiku se separan del comportamiento normal del resto, esto se debe a que son productores en *JSK* y no en la brecha, son más profundos, su permeabilidad es muy baja y muy parecida a la de los del Área Chiapas-Tabasco, así como el tipo de aceite que producen y la temperatura a la cual se encuentran. Estos campos son análogos con los campos terrestres en el sur de México, se encuentren intersectados por fallas conductivas y otras características en común.

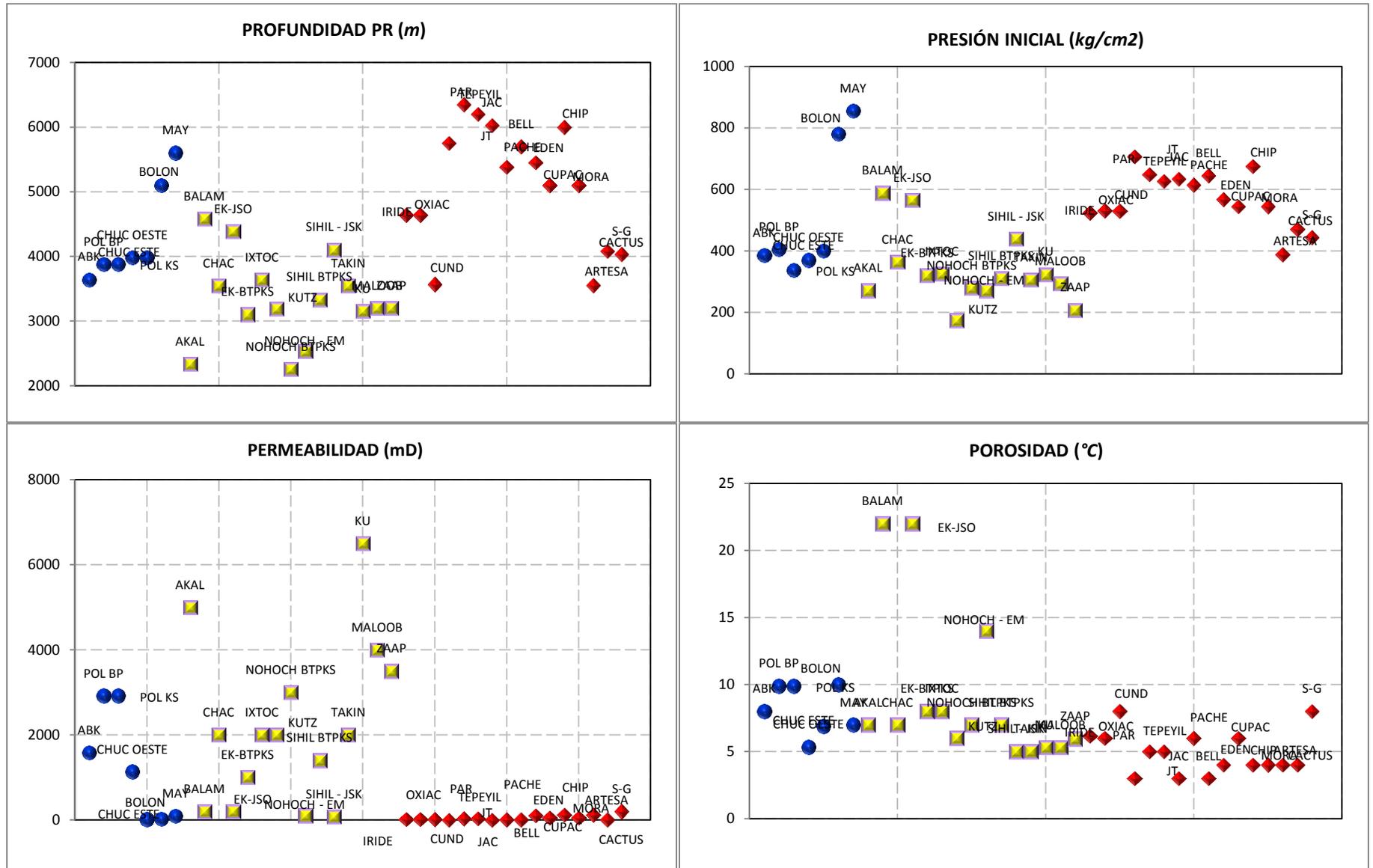


Figura 6.6 – Profundidad (m), presión inicial (kg/cm²), permeabilidad (mD) y porosidad (%) de algunos campos ubicados sobre la Provincia Geológica del Sureste. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7) (19) (33).

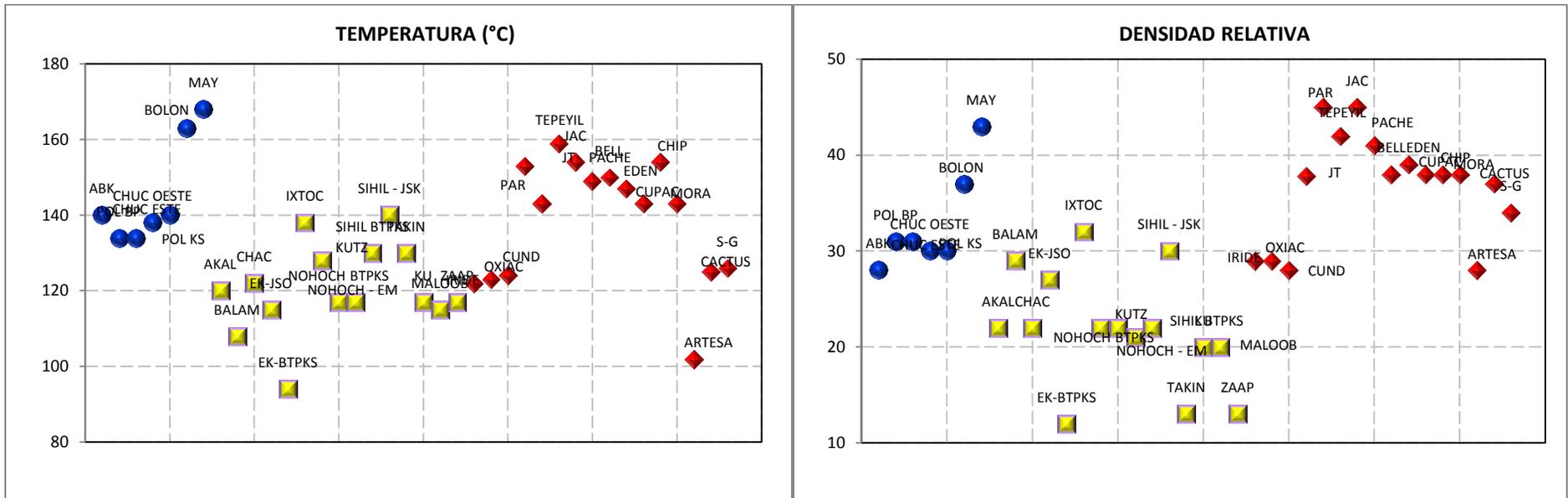


Figura 6.7 – Temperatura (°C) y densidad relativa de algunos campos ubicados sobre la Provincia Geológica del Sureste. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (7) (19) (33).

6.4 Aplicabilidad del modelo.

Este modelo funciona si se desea extrapolar la técnica de AOR tanto a un campo análogo como a uno no análogo.

6.4.1 Campos análogos.

La técnica de inyección de N_2 se extrapola del campo Akal a los campos Ku, Maloob y Zaap. Existía disponibilidad de fluido al tener una planta de N_2 de gran magnitud, era necesario aprovechar la su disponibilidad. Por otro lado, en Akal, los resultados siempre han estado disponibles, por lo tanto realizar prueba piloto en los campos Ku, Maloob y Zaap, no fue necesario, pues se espera que los resultados sean los mismos, aun cuando los datos indican que los volúmenes de gas inyectado no han alcanzado el óptimo de inyección, debido a que no se observa un volumen promedio. La **Figura 6.8** muestra la aplicación del modelo práctico en la región de producción en aguas someras.

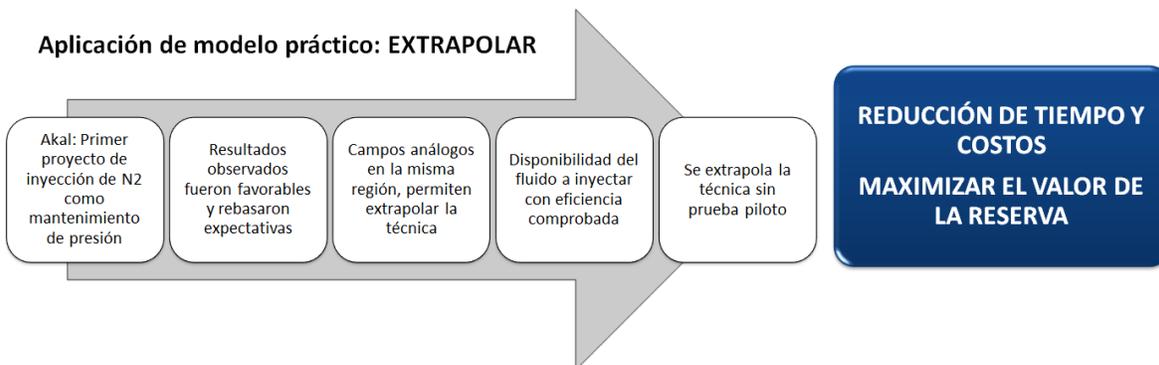


Figura 6.8 – Aplicación de Modelo práctico en la región de producción en aguas someras, del campo Akal a los campos Ku, Maloob y Zaap.

Debido a que el campo Akal cuenta con estudios avanzados de inyección de surfactantes, el modelo indica que una vez que se obtengan resultados a nivel de campo y dependiendo de estos, se aplique o deseche la misma técnica con su respectivo surfactante específico a los otros yacimientos análogos. Es decir, los resultados de la inyección de un surfactante específico no pueden extrapolarse a todos los surfactantes especialmente diseñados para cada yacimiento.

El “Cambio de Paradigmas”, que se menciona en este trabajo implica aceptar el costo en estudios de todo tipo por fuerte que estos sean, de reconocer cuando una técnica no es la indicada para su aplicación en un yacimiento. En este caso, si los surfactantes no representan una buena opción debido a la segregación del fluido, así como el tiempo que tardaría en penetrar a la matriz para poder actuar en esta, no deben aplicarse y aceptar la necesidad de buscar otra técnica. Se puede afirmar lo anterior, con base al objetivo principal que supone encontrar la fórmula adecuada para explotar este tipo de yacimientos para posteriormente aplicarla a la totalidad de los campos identificados como análogos en

caso de aplicar una técnica cuyos resultados no son los esperados, se estaría afectando el desarrollo de los otros campos.

La **Figura 6.9** muestra el comportamiento de producción e los campos Akal, Ku y Sihil, observándose que el comportamiento de producción es similar considerando que se trata de escalas diferentes, esto se debe en gran medida a que se trata de campos análogos y a que se aplican las misma estrategias de desarrollo.

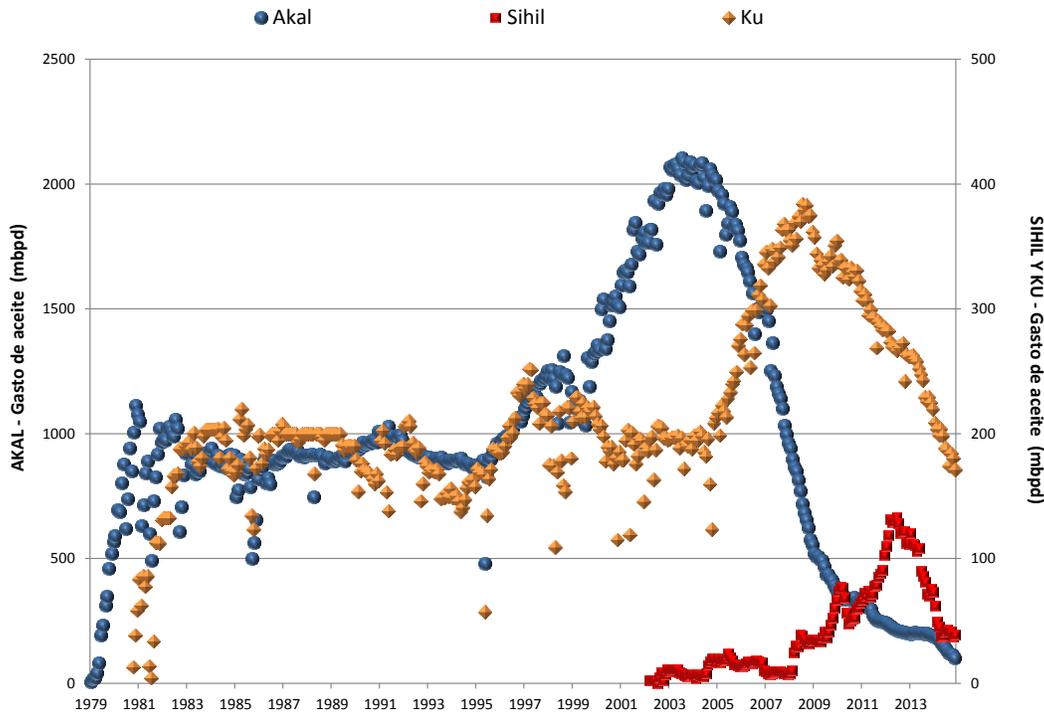


Figura 6.9 – Comportamiento de Producción de los campos Akal, Ku y Sihil. Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (34).

6.4.2 Campos no análogos.

La técnica de inyección de N_2 se extrapoló del campo de Akal a los campos terrestres en el sur de México: JT y los pertenecientes al CAJB, los cuales no son campos análogos.

En la **Figura 6.10** en la parte superior se observa el comportamiento de producción del campo Akal después de la inyección de N_2 , que muestra en excelente comportamiento. En la parte inferior se observa que los comportamientos de producción del campo JT y del CAJB, después de la inyección muestran un ligero incremento y ninguna variación respectivamente.

Al no ser campos análogos, los resultados observados no fueron los mismos. Incluso las estrategias implementadas en el campo Akal para control de gas se intentaron imitar en los campos terrestres en el sur de México: inyección de espumas para control de gas y cerrar pozos esperando que los fluidos se segregaran, sin que se observaran efectos favorables.

Los pozos se cierran por meses, y al abrirlos nuevamente éstos continúan produciendo el mismo volumen de gas previo al cierre y en algunos pozos incluso mayores. En contraste, en la región de producción en aguas someras, los pozos se cierran incluso por algunos días y los fluidos se segregan de forma casi inmediata (estos pozos producen en formaciones con mayor permeabilidad) y al ser abiertos producen solamente aceite.

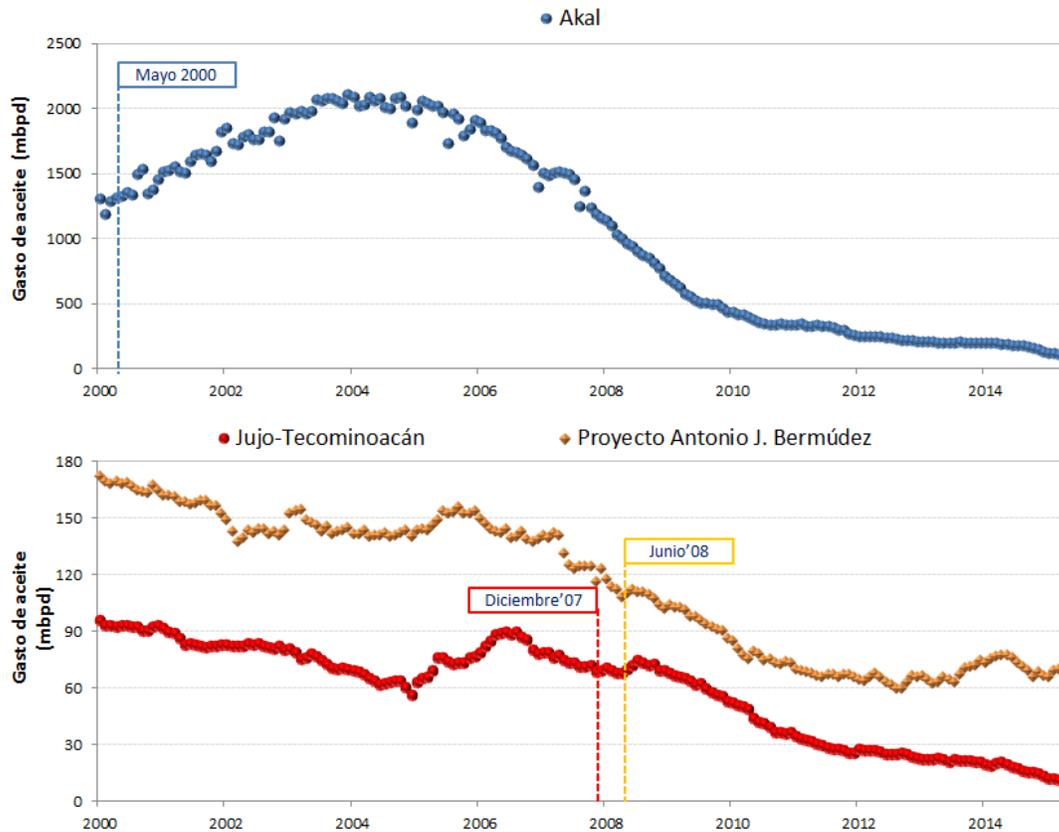


Figura 6.10 – Comportamiento de Producción de los campos Akal, JT y el CAJB (34) (35).

La **Figura 6.11** muestra el comportamiento de producción de los campos pertenecientes al proyecto CAJB, donde se puede observar que el campo Cunduacán muestra un incremento en su producción, sin embargo este también está asociado a eventos operativos en el campo así como la perforación de pozos intermedios.

Con base a lo anterior, se debe realizar el mapeo de campos análogos a estos y no extrapolar la técnica de la inyección de N_2 , ya que los resultados observados serán similares. La **Figura 6.12** muestra la aplicación del Modelo Práctico que se debe seguir en caso de que los campos no sean análogos, con el objetivo de no repetir los resultados.

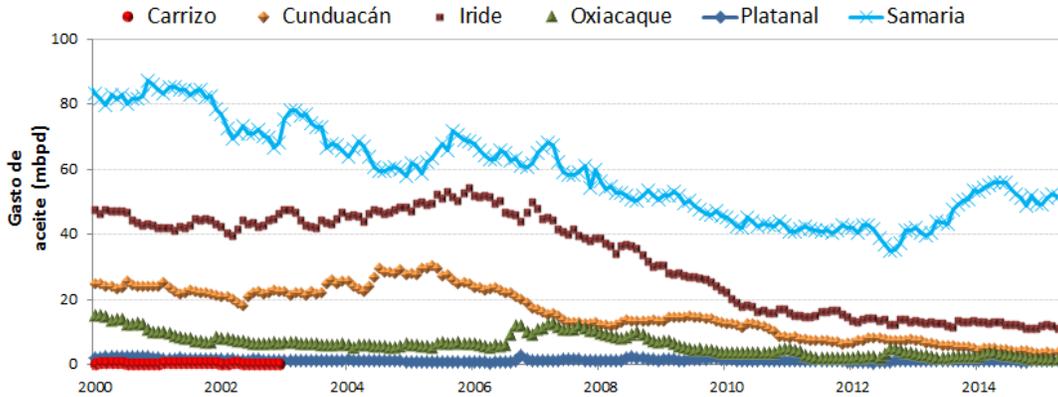


Figura 6.11 – Comportamiento de Producción de los campos pertenecientes al CAJB. .
Elaborada a partir de datos de PEMEX Exploración y Producción (35).

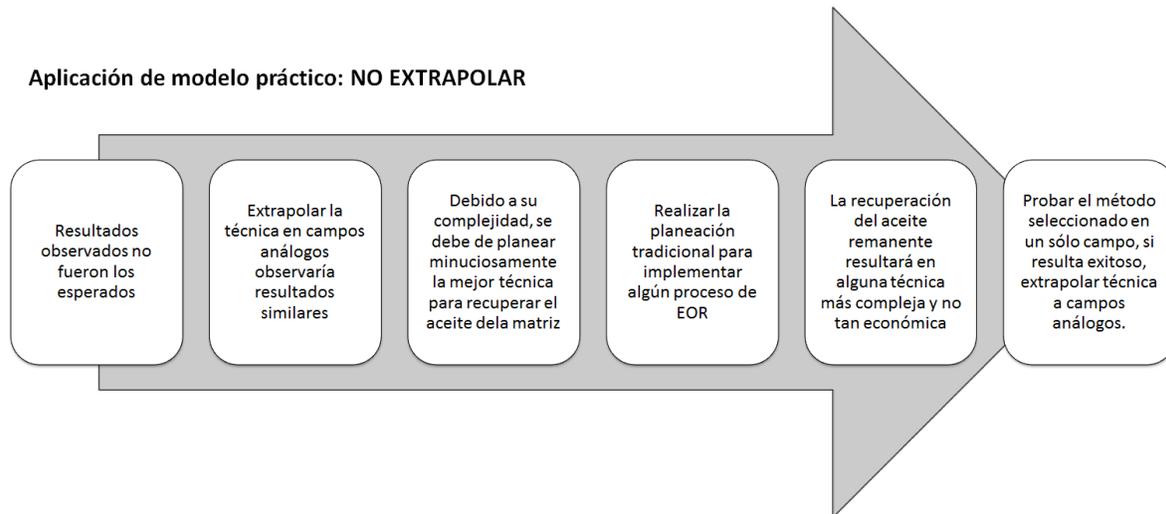


Figura 6.12 – Aplicación del modelo práctico a los campos terrestres en el sur de México, análogos a los yacimientos perteneciente del CAJB y JT.

6.4.3 Análisis de resultados de estos campos

Con base al análisis de las características de los campos mencionados y su comportamiento de presión y producción, se pueden establecer diferencias sustanciales entre los resultados obtenidos en el campo Akal, con respecto a los obtenidos en los campos JT, Oxiacaque y Cunduacán. Probablemente previsible al revisar y comparar las propiedades básicas de los yacimientos.

Los yacimientos pertenecientes a los campos terrestres del sur de México, comparten su geografía, su origen, las estructuras, los eventos tectónicos ocurridos durante el terciario, así como características petrofísicas y físicas. Están caracterizados como *YNF*, productores en calizas dolomitizadas, poseen porosidad vugular y alto fracturamiento y los mecanismos de producción presentes debido al relieve estructural que poseen favorece la producción por drene gravitacional, entre otras características.

Los yacimientos pertenecientes a los campos terrestres del sur de México, de igual forma, comparten su ubicación geográfica, sus formaciones productoras, sus estructuras están disectadas por fallas normales que las dividen en bloques principales y menores, comunicadas hidráulicamente, son anticlinales, afectados por domos salinos, forman varios bloques comunicados hidráulicamente. Muestran una fuerte relación con eventos de tectonismo salino que influyeron en forma determinante en la columna estratigráfica, donde también actuaron otros fenómenos orogénicos compresivos y distensivos que imprimieron la gran complejidad tectónico-sedimentaria a la arquitectura de los yacimientos, el grado de fracturamiento es heterogéneo, la porosidad de la matriz es baja.

Con base a las mencionadas diferencias, los resultados de un proyecto de mantenimiento de presión a través de la inyección de gases, también resultan diferentes. Favorable en el caso de yacimientos de la región de producción en aguas someras, por las bondades que presentan, y no tan favorable en los campos terrestres del sur de México, debido principalmente a lo complejo de las estructuras, las profundidades, las fallas que poseen y estar comunicados hidráulicamente.

El proyecto de mantenimiento de presión en el campo Akal, está considerado como exitoso debido a que aceleró la recuperación del aceite del yacimiento, de forma impresionante, por lo que con base a lo analizado, se esperaría que la inyección de N_2 en los campos Ku, Maloob y Zaap, tenga un efecto favorable, siempre y cuando se alcance el volumen óptimo de inyección y la explotación del campo sea de forma racional, es decir, sin rebasar los gastos críticos para poder aprovechar al máximo la energía agregada al yacimiento.

Por otro lado, los yacimientos de los campos terrestres del sur de México, se piensa y se espera basado en su complejidad geológica, que en aquellos que tienen las mismas características, al inyectar gas para tratar de mantener la presión, se tendrán los mismos efectos negativos como: canalización del gas inyectado en forma temprana a través de las fallas conductivas y los planos de alta permeabilidad, imposibilidad para controlar el avance irregular del CAA, probablemente este solo sea controlado en los pozos cercanos a las zonas de inyección, cierre de pozos por alto contenido de RNA y por ende declinación en la producción, de igual forma, el mantenimiento de presión solo se observa en las zonas cercanas a los pozos inyectoras, sin que este llegue a generalizarse

Ahora, debido a que este tipo de yacimientos se encuentran preferencialmente mojados por aceite o poseen una mojabilidad intermedia, un desplazamiento a través de agua, tampoco se presenta como una buena opción y en el caso de la implementación de un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de agua, el fluido inyectado tiende a desplazarse por los canales de alta permeabilidad de las fracturas y por las fallas comunicadas hidráulicamente.

6.5 ¿Aplicar un método a un campo con base a disponibilidad de la infraestructura es factible?

La respuesta a esta pregunta es positiva. En el caso de inyección de agua en los campos Abkatun-Pol-Chuc, la planta de inyección de agua con capacidad de 1 *MMbd*, se encontraba disponible esta se construyó para inyectar agua en el Complejo Cantarell.

Previo al proceso de inyección de agua en forma masiva, se realizó una prueba piloto (también conocida como “Inyección de agua anticipada al proyecto Abkatun-Pol-Chuc”), de mayo 1985 a marzo 1988, con una capacidad de inyección de la planta de 30,000 *bd*. También se realizaron diferentes pruebas de interferencia en las cuales se detectaron canalizaciones al inyectar cerca CAA, rápida surgencia entre pozo inyector y productor y comunicación hidráulica.

La ejecución del proyecto de inyección de agua, se llevó a cabo de marzo’1991 a 2007, el gasto máximo inyectado fue de 400,000 *Mbd* en promedio (programa era de 720,000).

Los resultados observados reportados en un análisis Post-Mortem (36):

- Mantenimiento de presión no total, pero ayudo a tener relativamente alta p_y .
- Mayores FR en menor tiempo de explotación.

La **Figura 6.13** muestra el comportamiento de producción del proyecto Abkatun-Pol-Chuc. Al igual que en el CAJB, estos campos se presentan de forma conjunta en sus respectivos informes como proyecto, lo que dificulta el análisis de las distintas variables en la verificación de los resultados del proceso pues al presentarse de esta forma los resultados se enmascaran los comportamientos individuales. Estos campos también observan comunicación hidráulica a través del acuífero asociado, de forma similar a los campos Ku-Maloob-Zaap.

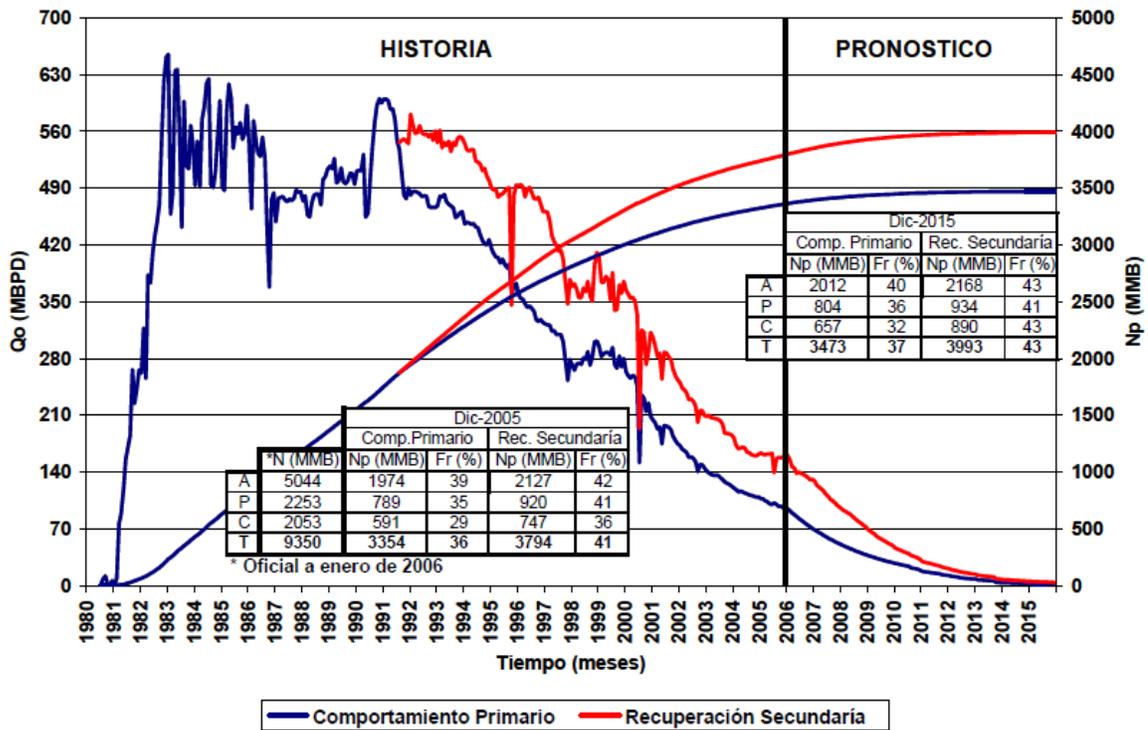


Figura 6.13 – Comportamiento de Producción de los campos Abkatun-Pol-Chuc, sometidos a inyección de agua periférica para mantenimiento de presión (36).

6.5.1 Infraestructura y fluidos disponibles

PEP ha realizado diferentes proyectos de recuperación secundaria y algunos de recuperación mejorada. Por lo tanto se cuenta con infraestructura que puede ser evaluada para su reutilización. Algunos ejemplos son los siguientes:

Planta de N_2 de Atasta

Posee 5 módulos y cada uno genera 300 $MMpcd$ de N_2 . La capacidad de producción de la planta es de 1500 $MMpcd$. Al mes de mayo de 2015, en el campo Akal se inyectan 700 $MMpcd$ de N_2 y 1150 $MMpcd$ de gas. Actualmente esta planta también le distribuye N_2 a los campos Ku, Maloob, Zaap.

Planta de N_2 JT

Planta de N_2 terminó sus servicios el 18 de febrero del año en curso, la planta que es propiedad del proveedor tiene dos meses posteriores al término del contrato para desmantelar. Los patines de medición de N_2 que estaban localizados fuera de la planta de nitrógeno ya están desmantelados, por lo que el proceso ya inicio.

Infraestructura de inyección de agua Abkatun-Pol-Chuc

El complejo de plataformas unidas por puentes, acueducto que une este complejo con 5 plataformas donde se ubicaron los pozos inyectoros.

-
- Fueron acondicionadas colocando endulzadoras de gas y un sistema de compresión de gas de *BN*, actualmente este complejo se llama Abkatun-N1.
 - Acueducto principal y ramales que alimentaban los pozos inyectores están fuera de operación igual que los pozos inyectores.
 - Algunos pozos inyectores son usados para inyectar recortes de perforación

Infraestructura de inyección de CO_2 -Carmito Artesa

Al parecer, la infraestructura utilizada existe aún en Artesa (hasta hace 3 años) y es la misma planta de separación de CO_2 que se utilizó en Sitio Grande, el sistema de compresión era rentado.

Es posible levantar un inventario de la infraestructura disponible para PEP que pueda ser reutilizada. Esta práctica en cierta forma ya se ha venido aplicando, muestra de ello es el caso de la planta de N_2 de Atasta, una vez que el campo Akal ya no requirió los volúmenes producidos por la planta, estos se han utilizado para los campos Ku, Maloob y Zaap.

Conclusiones

1. La aplicación de las técnicas de AOR en el mundo, se encuentran mayormente concentrado en secuencias de areniscas someras, crudos pesados y extrapesados, siendo los métodos térmicos las técnicas más aplicadas y con mayor éxito.
2. En EU las técnicas de AOR más utilizadas son los métodos térmicos y la inyección de gases, principalmente la inyección de CO_2 , debido a su adecuada disponibilidad en algunos estados, y en los cuales se ha desarrollado infraestructura para su aprovechamiento, así como para la captura de gases de combustión para su obtención.
3. El mayor porcentaje de las reservas 2P que posee México, se encuentran almacenadas en YNF carbonatados y maduros con alto nivel de complejidad. En lo que se refiere a los yacimientos de la región de producción en aguas someras, éstos poseen características petrofísicas idóneas para el almacenamiento y flujo de fluidos, mismas que le confieren un comportamiento dinámico particular. Mientras que en los yacimientos de los campos terrestres del sur de México, debido a su moderada permeabilidad poseen comunicación hidráulica preferentemente a través de los sistemas de fallas.
4. Las características de estos tipos de yacimientos, representan un reto no sólo para aplicar algún método de Recuperación Secundaria, sino también para aplicar el aceite remanente de la matriz a través de EOR, ya que éstas características son las principales causas de la complejidad de estos yacimientos.
5. México se ha concentrado en obtener el máximo beneficio del barril del corto y mediano plazo, explotando los campos por recuperación primaria y secundaria (inyección de N_2 y agua), intentando contrarrestar la caída de producción por declinación natural de los campos con producción de campos nuevos sin que esto se haya logrado aún y la inversión realizada ha sido la mínima necesaria para seguir obteniendo los beneficios hasta ahora alcanzados.
6. El desarrollo de un proyecto de AOR, es de largo plazo y los beneficios económicos esperados se obtienen a mediano y largo plazo, además los costos por barril extraído son mayores que los costos de recuperación primaria de tal forma que la variabilidad en los precios del petróleo causa incertidumbre sobre el nivel de rentabilidad en los proyectos.
7. Los beneficios de los proyectos de AOR representan bajos niveles de producción y beneficios en apariencia mínimos en una etapa inicial de su desarrollo, sin embargo, una vez que se masifiquen se obtendrán, beneficios como la reducción de tiempo en

- la planeación de los proyectos, reducción de costos y se adquirirá experiencia que se reflejará en la curva de aprendizaje.
8. Un alto porcentaje de las reservas de México se encuentran en *YNF*, siendo este un parámetro con una gran cantidad de paradigmas asociados, los cuales han contribuido en gran medida al bajo número de proyectos de AOR desarrollados hasta la fecha.
 9. Los proyectos de recuperación secundaria en México consisten básicamente en la inyección de agua y N_2 . Con respecto a la inyección de N_2 , han sido 7 los yacimientos en los cuales se ha inyectado éste fluido, y los resultados observados han sido diversos. Con base a un análisis temporal y de la estructura de planeación, se infiere que se esperaban resultados similares en los proyectos de recuperación secundaria aplicados en las regiones marina y sur, sin embargo, los resultados de producción de los campos terrestres del sur de México, no son los esperados.
 10. De los proyectos que se han implementado y con base a lo analizado en los anuarios emitidos por PEP, se observa una ausencia generalizada de análisis post mortem en la mayoría de proyectos ejecutados, por lo cual es difícil evaluar la eficiencia de la recuperación del proyecto, por lo mismo no es posible conocer los beneficios de estos, ni las prácticas aplicadas que los llevaron a su estatus final.
 11. Cada uno de los métodos utilizados para estimar la producción de aceite atribuible tales como: balance de materia, simulación numérica y curvas de declinación, tiene asociado un alto grado de incertidumbre, de estos, el más utilizado es el de curvas de declinación, debido a la facilidad en el manejo y disponibilidad de la información.
 12. La metodología propuesta “*Cálculo de producción atribuible a un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, aplicando curvas de declinación pozo a pozo*”, consiste en analizar pozo a pozo los principales parámetros de monitoreo para identificar los efectos observados debido al proceso implementado, discretizando los volúmenes de aceite producidos debido a diferentes eventos operacionales, con esto se identifican los periodos de declinación y se calculan los volúmenes de producción atribuibles al proceso.
 13. Con la metodología propuesta se realiza un análisis detallado para identificar los incrementos y decrementos de producción de aceite, sin embargo, se sigue teniendo incertidumbre debido a las diferencias existentes entre los datos de producción oficial y medidos, por lo que determinar los períodos de declinación de producción resulta complejo, quedando a criterio del analista.
 14. Otros factores que afectan este cálculo son los trabajos que se realizan para mantenimiento de la producción en pozos, la expansión del casquete de gas y el efecto del avance del acuífero en pozos productores.
 15. El mapeo de los yacimientos análogos tiene como objetivo identificar las características geológicas y dinámicas particulares que comparten y que impactan en el comportamiento de producción de los yacimientos.

-
16. Existe una gran cantidad de yacimientos que por sus bajos niveles de producción, no han sido caracterizados de forma adecuada.
 17. El modelo propuesto para la Ejecución de Proyectos de AOR, plantea que tanto la Planeación como la Ejecución de los proyectos sea de forma regional, basado en que los eventos geológicos tectónicos y sedimentarios, que dieron origen a la acumulación de hidrocarburos en las trampas, ocurrieron de manera simultánea en la cuenca petrolera, por lo tanto, en esa cuenca habrá cierta cantidad de yacimientos análogos producto de los mismos eventos geológicos.
 18. El modelo propuesto plantea un ejemplo con base a la historia geológica de la Provincia petrolera del Sureste, donde en una determinada área existen yacimientos que comparten un origen común, características geológicas y comportamientos dinámicos, lo cual los convierte en yacimientos análogos, de tal forma que si algún método de AOR ha sido aplicado a alguno de los yacimientos con buenos resultados, se pueden esperar resultados viables en la aplicación del mismo método a los yacimientos con características similares.
 19. El modelo propuesto plantea el reúso de la infraestructura disponible así como del fluido excedente en caso de plantas generadoras o de tratamiento de fluidos, con lo cual. También plantea que en el caso de no ser yacimientos análogos, se puede realizar pruebas piloto para su posible aplicación o para descartar la aplicación del método.
 20. En el caso de la recuperación secundaria, entre los beneficios potenciales observados se encuentra la reducción en el tiempo utilizado en la planeación de un proyecto, así como sus costos asociados, al simplificarse su implementación, ya que se evitaría realizar pruebas de laboratorio, pruebas piloto e inversiones en infraestructura debido a que se utilizaría la disponible y/o los excedentes de fluido. En caso de que los yacimientos no sean análogos y se encuentren cercanos a la infraestructura, se pueden realizar pruebas piloto.
 21. En el caso de la EOR, y debido a que la experiencia en estas prácticas es relativamente baja y considerando la naturaleza de los campos y los métodos, se establece la premisa de “aprender haciendo”, por lo tanto el aprovechamiento de los recursos ayudaría a disminuir el tiempo de aprendizaje e incrementar el éxito obteniendo experiencia en las prácticas implementadas.
 22. Se debe observar el comportamiento de los yacimientos bajo el método aplicado, y posteriormente los trabajos en laboratorio deben concentrarse, en obtener el traje a la medida para cada uno, dependiendo de la técnica. Si los resultados de estos son satisfactorios, entonces no es necesario realizar el screening, que implica nuevas evaluaciones técnicas y económicas, además de estudios de SNY que muy probablemente arrojen como mejor opción, fluidos que no se tienen en existencia.
 23. La aplicación del modelo funciona si se desea extrapolar la técnica de AOR tanto a un yacimiento análogo como a uno no análogo.
 - La técnica de inyección de N_2 se extrapoló del campo Akal a los campos Ku, Maloob y Zaap, debido a la disponibilidad de fluido, al tener una planta de

-
- N_2 de gran magnitud, era necesario aprovechar su disponibilidad. Por otro lado, en Akal, los resultados siempre han estado disponibles, por lo tanto realizar prueba piloto en los campos Ku, Maloob y Zaap, no fue necesario, pues se espera que los resultados sean los mismos.
- La técnica de inyección de N_2 se extrapola del campo de Akal a los campos terrestres del sur de México: JT y los pertenecientes al CAJB, los cuales no son yacimientos análogos. Los resultados observados fueron altos volúmenes recirculados de N_2 en superficie, cierre de pozos con alto porcentaje de N_2 , ligero incremento de producción al inicio del proceso, el avance del CAA así como los incrementos de producción fueron de manera local.
24. Con lo anteriormente planteado, se reducen los tiempos de ejecución de los proyectos desde el inicio de la planeación hasta la ejecución de una prueba piloto, lo cual impactaría directamente en costos si se trata de un proyecto de recuperación secundaria, reduciendo también el tiempo necesario para la planeación y ejecución de la EOR. En caso de que debido a su complejidad o las condiciones del yacimiento se considera que un proyecto de recuperación secundaria no es factible, entonces se pasaría directamente a planear la EOR.
 25. Con respecto al modelo de negociación de PEMEX, este esquema permite reducir la asignación de recursos destinados hacia actividades no sustantivas del proceso de implementación de un proceso de AOR mediante el modelo propuesto, el cual además permite integrar los resultados obtenidos de las diversas pruebas realizadas en los campos sujetos del proceso de AOR a los yacimientos considerados como análogos haciéndolos susceptibles o no de aplicar el mismo método.
 26. Los efectos resultado de la disminución de la inversión en el campo se pueden transferir hacia la totalidad de la organización, en este caso, PEMEX al utilizar los productos derivados de los estudios realizados en todo aquel proyecto susceptible de la aplicación de un método de recuperación adicional, terminando con el aislamiento característico de los trabajos realizados hasta la fecha y generando un nuevo modelo en el cual la cooperación entre la diferentes regiones permita maximizar el valor económico de los proyectos de recuperación adicional.

Recomendaciones

1. Se recomienda que los proyectos de AOR, se aprovechen los conocimientos y las nuevas tecnologías adquiridas a través de los diferentes proyectos desarrollados, formar grupos multidisciplinarios capacitados en aquel país en proyectos de ejecución para integrar las prácticas técnicas y disciplinarias utilizadas. Se debe aprovechar los resultados existentes e incorporarlos en el menor tiempo posible, bajo el riesgo de quedar rezagados en esta importante área de oportunidad.
2. Es importante cambiar los paradigmas fomentados con respecto al tipo de yacimientos que posee México, ya que esto sirve como justificación para no trascender a la aplicación de estas y otras prácticas.
3. Se deben de aprovechar los conocimientos adquiridos en cada uno de los proyectos ejecutados y/o en ejecución por toda la organización deben estar disponibles para todo aquel miembro que lo requiera, con la finalidad de que otros activos puedan obtener los beneficios de las mejores prácticas y aprender de los errores cometidos con el objetivo de evitar que estos se repitan.
4. Se recomienda elaborar y validar el modelo geológico de los yacimientos que no lo posean, sin importar la cercanía con otros mejor caracterizados y dentro de la misma área aun y cuando debido a lo anterior se piense que comparten las mismas características importantes para la implementación de un proyecto de AOR.
5. Ya que los campos que actualmente sostienen la producción del país, (más de 400) quedaron bajo la administración de PEP, se recomienda tomar ventaja inmediata de los beneficios de este modelo debido a que un gran número de éstos se encuentran en etapas avanzadas de explotación y por lo tanto requerirán de la implementación de métodos de AOR para incrementar su FR.
6. El “Cambio de Paradigmas” necesario, implica aceptar el costo monetario en estudios de todo tipo por fuerte que estos sean y reconocer cuando una técnica no es la indicada para su aplicación en un yacimiento.

Apéndice A

Producción atribuible con metodología pozo a pozo a través de curvas de declinación.

A.1 Ecuación general de ajuste de las curvas de declinación

Para el cálculo del volumen de aceite atribuible al proceso de inyección de gas se aplicó el método de *curvas de declinación de producción*.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

Donde q es el gasto de producción a un tiempo t (bd), q_i es el gasto inicial de producción a $t=0$ (bd), b exponente de declinación ($adim$), D es la declinación (dia^{-1}), t es el tiempo (días)

Tipo de Análisis

Análisis Estadístico	Análisis Matemático
Método de la relación de Producción $\frac{q/\Delta q}{\Delta t} = D_i \rightarrow$ Gasto declinado	1. Ecuación diferencial $\frac{q}{dq/dt} = D_i$ 2. Integrando y eliminando constantes $q = q_i e^{D_i t}$

Tipos de Declinación

La **Figura A.1** muestra el comportamiento gráfico de los tipos de declinación.

1. Exponencial ($b=0$) $\rightarrow q(t) = q_i e^{D_i t}$

En este tipo de declinación la variación de q_o vs t es exponencial y q_o vs N_p es lineal. Es el método más simple, conservador y ampliamente utilizado por las siguientes razones:

- Muchos pozos y campos siguen ese tipo de declinación durante una gran parte de su vida productiva y se desvían de ese comportamiento al final de su agotamiento.
- El ajuste matemático es más sencillo.
- La diferencia entre la curva obtenida por declinación exponencial y las otras dos curvas, se presenta luego de varios años de producción.

2. Hiperbólica ($0 < b < 1$) $\rightarrow q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$

- En este tipo de declinación la variación de q_o vs. t es hiperbólica.

3. Armónica ($b=1$) $\rightarrow q(t) = \frac{q_i}{1+D_i t}$

- Es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando $b=1$. se caracteriza por la variación lineal de $\text{Log } q_o$ vs. N_p .

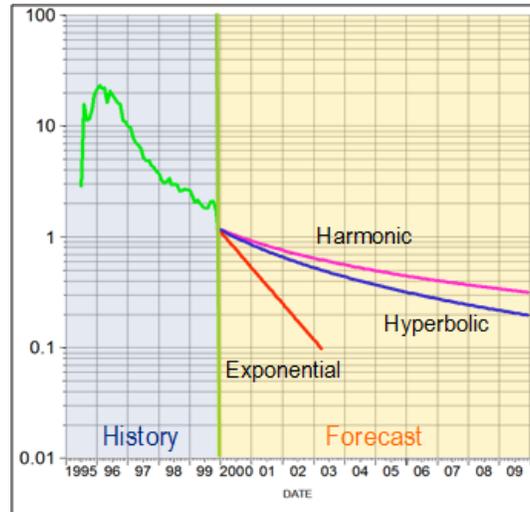


Figura A.1 – Comportamiento gráfico de los tipos de declinación.

A.1.1 Ejemplo de cálculo para un pozo

Es necesario contar con la información de los intervalos disparados validados. Debido a que basados en estos datos se desarrollan una gran cantidad de estudios y se toman decisiones que impactan en la recuperación de las reservas. En el caso de AOR, los fluidos se canalizan por zonas donde no se tenía contemplado, ya sea por roturas de TR u otras condiciones mecánicas.

La siguiente **Tabla A.1** muestra los intervalos disparados históricamente del pozo 1, en donde se indica cuál es su estatus y en qué formación fueron evaluados. Lo anterior es para establecer los periodos de producción en el momento de evaluar el proceso de inyección. La **Tabla A.2** muestra los periodos y porcentaje de producción obtenido en ese periodo.

Tabla A.1 – Características Geológicas de las Regiones comerciales más importantes del país.

Intervalo probado		Resultado	Formación o capa	Fecha de inicio a producción	Fecha en que dejó de fluir o se obturó
mbmr	mbmr				
5585	5610	Productor	JST2	ene'06	fluye
5658	5678	IAS obtdo.	JSK5	dic'05	Obtdo.
5687	5702	IAS obtdo.	JSK6	dic'05	Obtdo.
5735	5770	Productor	JSK6	sep'02	TXC dic'05

Tabla A.2 – Distribución de la producción de los intervalos disparados y formaciones.

		CAPA	% PRODUCCIÓN
5735-5770	Septiembre'02-Diciembre'05	JSK6	100.00
5585-5610	Enero'06-fluye	JST2	100.00

1. Se analiza el comportamiento de producción mensual y acumulado, para identificar periodos de declinación

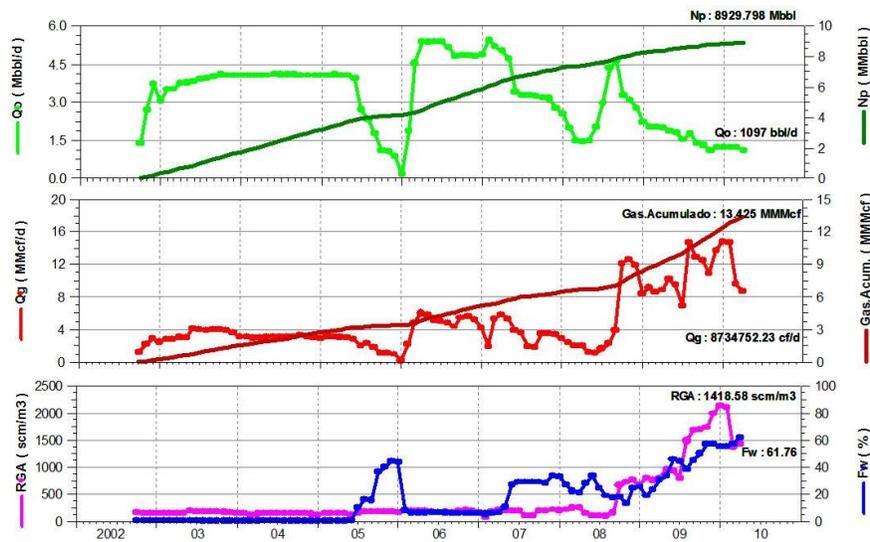


Figura A.2 – Comportamiento de producción mensual y acumulada del pozo 1.

2. Se grafican los comportamiento de producción oficial vs. producción medida en aforos, para observar las posibles diferencias que hay entre las mediciones y los datos oficiales. Con el objetivo de descartar casos donde la declinación no cambia a pesar de variaciones en las mediciones de aforos y viceversa. Además de identificar pozos que no cuenten con mediciones por periodos largos.

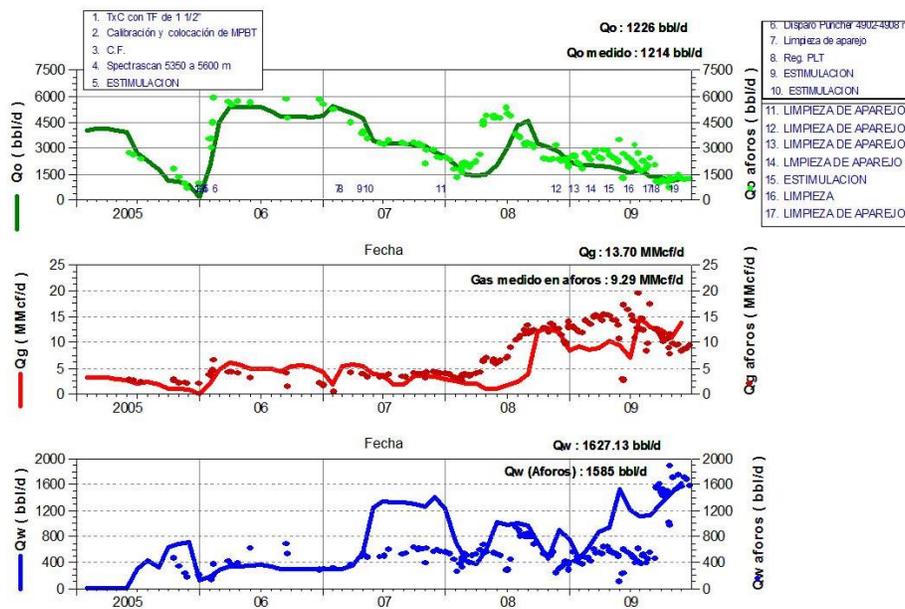


Figura A.3 – Comportamiento de producción oficial y producción medida en aforos del pozo 1.

Se analiza el comportamiento de las variables de control en el monitoreo. Estas variables de control dependen del tipo de método de AOR que se esté aplicando, y se verán afectadas por el proceso.

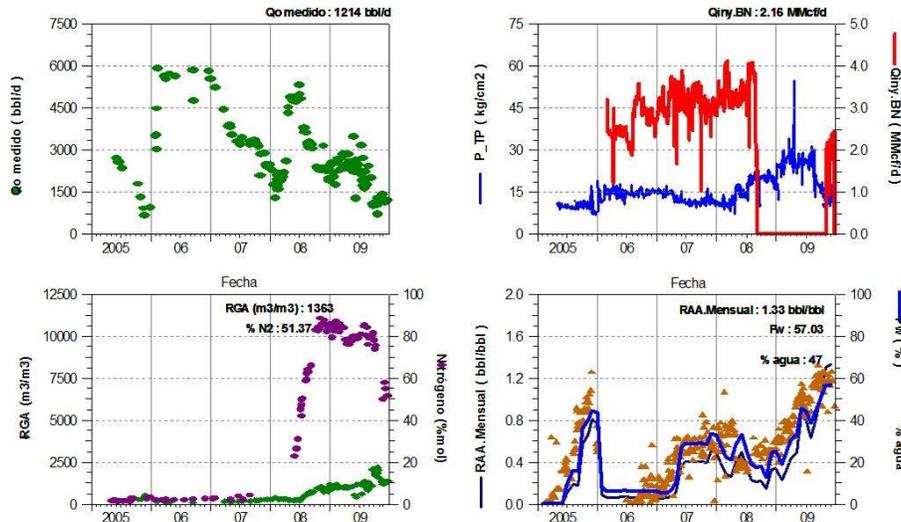


Figura A.4 – Comportamiento gráfico de variables de control asociadas a la producción.

3. Se analizan los eventos operativos y se asocian con los pasos anteriores sobre todo con las variables de control para establecer el periodo de declinación adecuado.
 - El pozo inició producción de la formación JSK6 en septiembre de 2002 y se realizó una cementación forzada en este intervalo por incremento del % de agua en diciembre de 2005.
 - Después de una reparación mayor en enero de 2006 el pozo quedó produciendo en JST2 con un gasto mensual mayor al presentado en la historia del intervalo productor de JSK6, y se mantuvo en un promedio de 5300 *bd* entre febrero de 2006 y enero de 2007 declinando la producción desde esta fecha con un aumento en el corte de agua.
 - La inyección de N_2 inicia en diciembre de 2007 y la producción refleja un aumento a partir de abril de 2008 de 3277 *bd* entre los aforos de febrero y mayo, manteniendo un control en el % de agua por lo menos hasta septiembre de 2009.
 - Cabe destacar que en febrero de 2008 se cambió la unidad de N_2 y en abril se reajustó el volumen inyectado en el pozo, lo cual debe haber influido en el aumento de la producción.
 - Se aprecia que disminuyó la declinación del pozo después de la inyección de N_2 recuperándose un volumen adicional de aceite por este efecto.
 - El volumen total recuperado está influenciado por la disminución de la producción de agua después del inicio de la inyección de N_2 .
 - Según el estudio del comportamiento de presiones actual este pozo pertenece al Bloque I donde se encuentran la mayor cantidad de los pozos del área B y en la formación JST-KI se observa un efecto de mantenimiento de presión después del 2005.

- Se determina la declinación del Gasto de Aceite Oficial, para estimar el volumen producido o el volumen que se dejó de producir por el proceso de AOR.

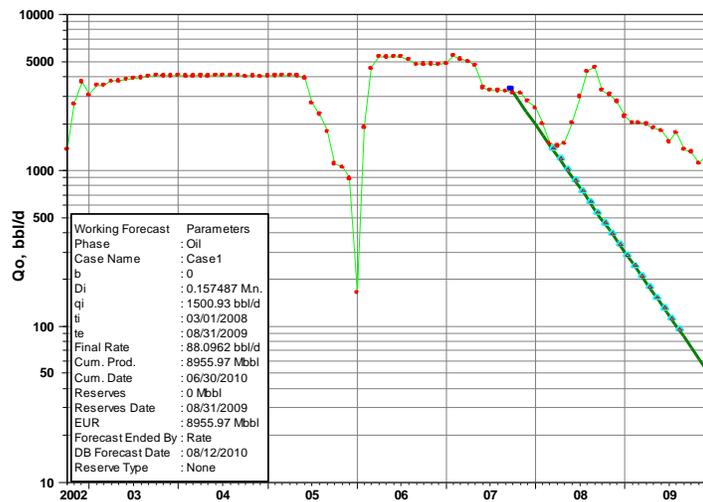


Figura A.5 – Declinación de producción del gasto de aceite oficial.

- En este caso, se realizó la declinación del gasto de agua oficial, con el objetivo de evaluar el volumen de agua que se dejó de producir que permita calcular el volumen de aceite producido.

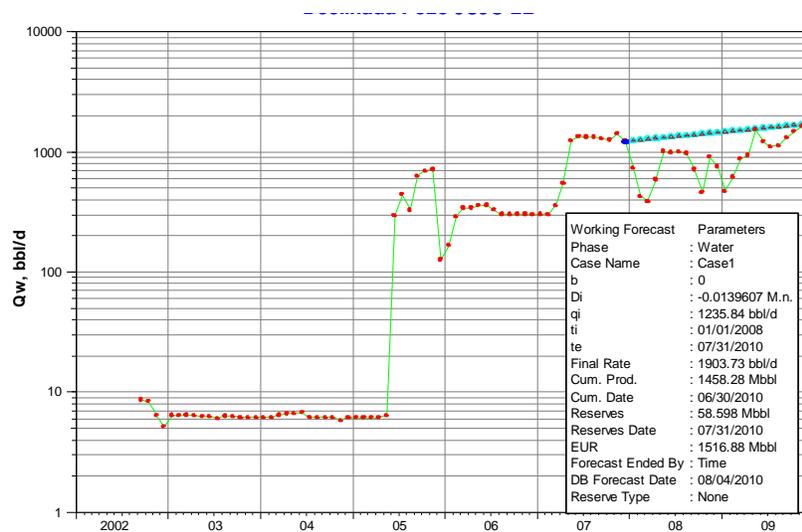


Figura A.6 – Declinación de producción del gasto de agua oficial.

Este procedimiento se realiza para cada uno de los pozos, con la finalidad de identificar los volúmenes de aceite incremental atribuibles al proceso, así como los volúmenes no recuperados. La **Tabla A.3** muestra los cálculos realizados a través de la declinación identificada para este pozo.

Tabla A.3 – Cálculos realizados con la declinación estimada para calcular el volumen de aceite producido atribuible al proceso de inyección de gas.

Resumen de Resultados											
Fecha	Qo oficial (bd)	Qo S/Iny. (bd)	Diferencia (bd)	Prod. mensual (Mbd)	Dias	Fecha	Np S/Iny. (Mb)	Np oficial (Mb)	Volum mensual ofic.	Volum mensual dec.	Diferencia (Mb)
31/12/07	2535.65	2535.7	0.0	0.0	31	31/12/07	7264.6	7264.6	78.60515	78.61	0.00
31/01/08	2001.71	2001.7	0.0	0.0	31	31/01/08	7326.6	7326.6	62.05301	62.05	0.00
29/02/08	1500.93	1500.9	0.0	0.0	29	29/02/08	7370.2	7370.2	43.52697	43.53	0.00
31/03/08	1442.26	1497.1	-54.8	-1.7	31	31/03/08	7416.6	7414.9	44.71006	46.41	-1.70
30/04/08	1496.6	1383.7	112.9	3.4	30	30/04/08	7458.1	7459.8	44.898	41.51	1.69
31/05/08	2036.94	1182.8	854.1	26.5	31	31/05/08	7494.8	7522.9	63.14514	36.67	28.17
30/06/08	2987.77	1010.9	1976.8	59.3	30	30/06/08	7525.1	7612.6	89.6331	30.33	87.47
31/07/08	4351.39	864.2	3487.2	108.1	31	31/07/08	7551.9	7747.4	134.89309	26.79	195.58
31/08/08	4589.9	736.7	3853.2	119.4	31	31/08/08	7574.7	7889.7	142.2869	22.84	315.02
30/09/08	3276.33	629.7	2646.6	79.4	30	30/09/08	7593.6	7988.0	98.2899	18.89	394.42
31/10/08	3081.19	538.3	2542.9	78.8	31	31/10/08	7610.3	8083.5	95.51689	16.69	473.25
30/11/08	2775.57	460.1	2315.5	69.5	30	30/11/08	7624.1	8166.8	83.2671	13.80	542.72
31/12/08	2233.45	393.3	1840.2	57.0	31	31/12/08	7636.3	8236.0	69.23695	12.19	599.76
31/01/09	2025.39	335.3	1690.1	52.4	31	31/01/09	7646.7	8298.8	62.78709	10.39	652.16
28/02/09	2034.57	288.0	1746.6	48.9	28	28/02/09	7654.7	8355.8	56.96796	8.06	701.06
31/03/09	1989.87	247.5	1742.4	54.0	31	31/03/09	7662.4	8417.5	61.68597	7.67	755.08
30/04/09	1881.57	211.5	1670.0	50.1	30	30/04/09	7668.8	8473.9	56.4471	6.35	805.18
31/05/09	1811.32	180.8	1630.5	50.5	31	31/05/09	7674.4	8530.1	56.15092	5.61	855.72
30/06/09	1532.03	154.5	1377.5	41.3	30	30/06/09	7679.0	8576.0	45.9609	4.64	897.05
31/07/09	1761.19	132.1	1629.1	50.5	31	31/07/09	7683.1	8630.6	54.59689	4.10	947.55
31/08/09	1369.26	112.6	1256.6	39.0	31	31/08/09	7686.6	8673.1	42.44706	3.49	986.50
30/09/09	1322.13	96.3	1225.9	36.8	30	30/09/09	7689.5	8712.8	39.6639	2.89	1023.28
31/10/09	1120.32		1120.3	34.7	31	31/10/09	7689.5	8747.5	34.72992	0.00	1058.01
30/11/09	1225.83		1225.8	36.8	30	30/11/09	7689.5	8784.3	36.7749	0.00	1094.78
31/12/09	1238.39		1238.4	38.4	31	31/12/09	7689.5	8822.6	38.39009	0.00	1133.17
Atribuible				1133.2		Diferencia					1133.2

La **Tabla A.4** muestra los cálculos realizados del volumen de agua que se dejó de producir el cual se traduce en un volumen de aceite producido por efecto del control del avance del CAA.

Tabla A.4 – Cálculos realizados con el pronóstico de producción de agua, para calcular el aceite que se produjo por efecto de detener el avance del CAA con el proceso de inyección de gas.

Fecha	Qw oficial (bd)	Qw Incr. (bd)	Diferencia (bd)	Prod. mensual (Mb)	Fecha	Wp Incr. (Mb)	Wp oficial (Mb)	Dias
31/12/07	1235.84	1235.84	0.00	0.00	31/12/07	582.4	582.4	31
31/01/08	734.29	1243.62	509.33	15.79	31/01/08	618.4	605.1	31
29/02/08	427.03	1258.81	831.78	24.12	29/02/08	657.4	617.5	29
31/03/08	387.68	1274.43	886.75	27.49	31/03/08	695.7	629.5	31
30/04/08	587.53	1290.26	702.73	21.08	30/04/08	735.7	647.1	30
31/05/08	1012.58	1306.28	293.70	9.10	31/05/08	774.9	678.5	31
30/06/08	989.07	1322.50	333.43	10.00	30/06/08	815.9	708.2	30
31/07/08	1002.1	1339.19	337.09	10.45	31/07/08	857.4	739.3	31
31/08/08	972.45	1355.81	383.36	11.88	31/08/08	898.1	769.4	31
30/09/08	715.27	1372.65	657.38	19.72	30/09/08	940.6	790.9	30
31/10/08	458.23	1389.69	931.46	28.88	31/10/08	982.3	805.1	31
30/11/08	908.3	1406.94	498.64	14.96	30/11/08	1025.9	832.3	30
31/12/08	754.71	1424.70	669.99	20.77	31/12/08	1070.1	855.7	31
31/01/09	470.16	1441.80	971.64	30.12	31/01/09	1110.4	870.3	31
28/02/09	620.57	1459.11	838.54	23.48	28/02/09	1155.7	887.7	28
31/03/09	870.16	1477.23	607.07	18.82	31/03/09	1200.0	914.7	31
30/04/09	936.93	1495.57	558.64	16.76	30/04/09	1246.4	942.8	30
31/05/09	1528.32	1514.14	-14.18	-0.44	31/05/09	1291.8	990.1	31
30/06/09	1213.07	1532.94	319.87	9.60	30/06/09	1339.3	1026.5	30
31/07/09	1109.16	1552.28	443.12	13.74	31/07/09	1387.4	1060.9	31
31/08/09	1128.65	1571.55	442.90	13.73	31/08/09	1434.6	1095.9	31
30/09/09	1318.67	1591.07	272.40	8.17	30/09/09	1483.9	1135.5	30
31/10/09	1470.03	1610.82	140.79	4.36	31/10/09	1532.2	1181.0	31
30/11/09	1627.13	1630.82	3.69	0.11	30/11/09	1582.8	1229.9	30
31/12/09	1558.32	1651.40	93.08	2.89	31/12/09	1634.0	1278.2	31
				355.58	Diferencia		355.81	

La **Tabla A.5** muestra los resultados obtenidos para un grupo de pozos analizados, incluyendo el volumen de agua que se dejó de producir. La última fila, representa el total del volumen del aceite producido por el proceso de inyección de gas por pozo. Se pueden observar valores negativos, los cuales representan el volumen de aceite que no se produjo debido a que el pozo se vio afectado negativamente por el proceso.

Tabla A.5 – Cálculos realizados con el pronóstico de producción de agua, para calcular el aceite que se produjo por efecto de detener el avance del CAA con el proceso de inyección de gas.

PRODUCCION ATRIBUIBLE A UN PROCESO DE INYECCIÓN DE GAS

Casos	1	2	4	4	4	3	1	4	4	4	4	1	4	4	4
Efecto por Iny G.A			G.A				G.A	G.A	G.A	G.A			G.A	G.A	G.A
Formación	ene-06	nov-05	Mar-00 Feb-05	nov-03	oct-82	jun-06	Dic-96 Nov-04	jun-06	01/04/1984 01/04/2009	Sep,05	Nov'85 - Jul'08, Abr'2009	nov-02	abr-05	abr-05	ago-03
FECHA	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10	Pozo 11	Pozo 12	Pozo 13	Pozo 14	Pozo 15
31/12/2007	0.0	0.0	-2.05	19.57	0.00	0.00	13.41	-0.96	34.02	3.28		0.00	-0.31	-1.57	4.37
31/01/2008	0.0	-3.7	-1.72	17.71	12.93	1.48	6.96	0.37	36.13	-1.01		-3.91	0.02	-0.97	4.62
29/02/2008	0.0	-1.0	-1.55	14.52	8.49	3.13	4.46	1.27	34.41	-0.84		-5.75	0.20	-0.24	4.30
31/03/2008	-1.7	1.2	-1.60	16.35	7.68	5.06	4.95	2.25	37.15	-0.58		-5.92	0.39	0.35	4.83
30/04/2008	3.4	3.6	-1.49	16.09	0.31	6.57	4.99	-0.55	36.58	-0.48		-5.63	0.57	0.87	4.76
31/05/2008	26.5	6.2	-1.47	12.24	-3.08	8.50	5.89	-0.59	38.60	-0.47		-5.77	0.79	1.46	4.95
30/06/2008	59.3	8.0	-1.37	10.74	-16.39	9.75	21.39	0.24	37.93	-1.63		-5.46	0.95	1.91	4.76
31/07/2008	108.1	9.4	-1.36	0.21	0.75	-4.30	22.24	-7.88	30.37	-1.61		-5.58	-3.65	2.48	5.53
31/08/2008	119.4	16.7	-1.26	-11.47	-8.22	-24.48	30.69	-18.43	0.52	-1.53		-5.11	-9.57	2.98	6.34
30/09/2008	79.4	18.0	-1.33	-27.84	-5.15	5.40	42.26	-17.12	-27.08			0.00	-9.09	-0.41	5.68
31/10/2008	78.8	17.2	-1.17	-36.99	-16.44	1.27	48.54	-16.97	-36.59			0.00	-9.22	-0.07	6.40
30/11/2008	69.5	14.9	-1.09	-44.83	-21.98	-1.75	41.57	-15.76	-57.20			0.00	-8.76	8.18	6.23
31/12/2008	57.0	-1.1	-1.12		-23.36	13.36	26.03	-15.63				0.00	-8.89	5.45	6.26
31/01/2009	52.4	-6.8	-1.02		-21.34	8.25	26.33	-14.99				0.00	-8.72	5.24	-2.10
28/02/2009	48.9	4.4	-0.87		-18.39	4.62	23.46	-13.01				0.00	-7.74	5.20	-1.81
31/03/2009	54.0	13.3	-0.91		-20.85	6.14	17.30	-13.84				0.00	-8.41	6.12	0.04
30/04/2009	50.1	5.7	-1.96		-28.29	5.79		-12.85				14.41	-7.99	6.28	3.08
31/05/2009	50.5	-0.5			-27.01	1.17		-12.74			0.28	20.77	-8.11	6.94	6.77
30/06/2009	41.3	11.3			-47.14	2.19		-11.83			11.82	16.56	-7.70	2.34	3.04
31/07/2009	50.5	28.0			-51.84	3.18		-11.73			6.95	10.14	-7.81	3.41	3.94
31/08/2009	39.0	-1.3			-60.42	2.25		-11.25			1.23	7.02	-7.67	-3.94	-0.56
30/09/2009	36.8	5.3			-66.06	1.51		-10.45			-3.75	5.95	-7.28	-6.51	-2.35
31/10/2009	34.7	8.5			-72.95	3.09		-10.36			-0.64	6.23	-7.39	-6.36	-1.30
30/11/2009	36.8	17.4			-88.61	-1.28		-9.62			-1.07	5.79	-7.02	-5.72	-1.15
31/12/2009	38.4	19.4			0.00	-0.49		-9.54			-1.12	6.49	-7.12	-5.58	-1.12
Prod Total (Mb)	1133.2	194.2	-23.3	-13.7	-567.4	60.4	340.5	-232.0	164.8	-5	34	50.3	-139.5	27.8	75.5
Vol de Agua que se dejo de Prod	355.6		5.2	6.8					22.2	359.3		2.8	32.8	22.2	359.3
Total (Mb)	1488.8	194.2	-18.2	-6.9	-567.4	60.4	340.5	-232.0	187.0	354.4	34.3	53.0	-106.8	50.0	434.8

Apéndice B

Características geológicas de las regiones comerciales más importantes del país.

Tabla B.1 – Características Geológicas de las regiones comerciales más importantes del país.

	REGIÓN MARINA SUROESTE	REGION MARINA NORESTE	REGIÓN SUR Cuenca Salina del Istmo, Subcuenca de Comalcalco, Cuenca de Macuspana y el área Chiapas Tabasco
DELIMITACIÓN GEOGRÁFICA	Plataforma continental y el talud del golfo de México. Delimitada por la Región Marina Noreste, estados de Veracruz, Tabasco y Campeche. Al este la limita el Mar Caribe y al Oeste, la parte central del Golfo de México.	Plataforma continental y el talud del Golfo de México, hacía la porción noroccidental de la Plataforma de Yucatán. Situada dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.	Norte colinda con la Región Norte y con la costa del Golfo de México. Sureste limitado por el Mar Caribe, Belice y Guatemala. Sur Océano Pacífico. (390,000 km2)
MARCO GEOLÓGICO:	Ubicada al Occidente de la plataforma cretácica de Yucatán, con rasgos estructurales similares a los del área Chiapas Tabasco	Ubicada al Occidente de la plataforma cretácica de Yucatán (rasgos estructurales similares a los del área Chiapas-Tabasco)	Abarca los Estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.
COLUMNA SEDIMENTARIA:	Periodos Jurásico al Terciario	Periodos Jurásico al Terciario	Periodos Jurásico al Terciario
AMBIENTES DE DEPÓSITO:	Varían de plataforma a cuenca	Varían de plataforma a cuenca	Cuenca Salina del Istmo: Cuenca de Macuspana: Área Chiapas-Tabasco: Ambiente de depósito, variando entre cuenca y plataforma, conformando brechas de calcarenitas y calciduritas.
SECUENCIA DEPOSICIONAL:	En la secuencia depositacional, se presentan varias discordancias, destacando la del cretácico-terciario, oligoceno-mioceno y la existente entre el triásico jurásico tardío.	En la secuencia depositacional se presentan varias discordancias, destacando la del Cretácico-Terciario, Oligoceno-Mioceno y la existente entre el Triásico-Jurásico Tardío.	Cuenca Salina del Istmo: Cuenca de Macuspana: Área Chiapas Tabasco: Se tienen fuertes discordancias (ausencia del cretácico medio y temprano)
PROVINCIA GEOLÓGICA:	Sonda de Campeche	Sonda de Campeche	Cuenca Salina del Istmo, Cuenca de Macuspana y Área Chiapas Tabasco.
ROCAS:	Brechas calcáreas dolomitizadas del paleoceno. Calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico. Calizas dolomitizadas y dolomías del JSK. Areniscas eólicas del JSO.	Calizas dolomitizadas y dolomías del JSK Calizas y Brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico Brechas calcáreas dolomitizadas del Paleoceno.	Cuenca Salina del Istmo: Cuerpos arenosos en las formaciones: Depósito, Encanto del Mioceno Superior y Concepción Inferior, Concepción Superior y Filisola del Mioceno Medio, Paraje Solo del Mioceno Tardío Cuenca de Macuspana: Cuerpos arenosos en las formaciones: Amate Inferior y Superior del Mioceno temprano Encajonado y Zargazal del Mioceno Medio y Belén Inferior y Superior del Mioceno Tardío Área Chiapas Tabasco: Calcarenitas, dolomías y micritas con fracturamiento del Cretácico y Jurásico Tardío. Se tienen fuertes discordancias (ausencia del cretácico medio y temprano)
TRAMPAS:	Plegamientos anticlinales afallados	Paleorelieves, plegamientos anticlinales o nariz estructural, estratigráficas asociadas a zonas pre y post arrecifales, así como a rellenos de paleocanales.	Cuenca Salina del Istmo: Estructurales-Estratigráficas situado dentro de una estructura anticlinal con presencia de intrusiones salinas, formando fallas de tipo normal Cuenca de Macuspana: Estructurales, tipo anticlinal, debido a pliegues del área y a la intrusión de masas salinas con deformaciones dómicas. Estratigráficas, tipo acufamiento y discordancias. Área Chiapas-Tabasco: Estructuras de tipo anticlinal alargadas de forma cómica, orientada generalmente NO a SE, paralelas al anticlinorio de la Sierra de Chiapas, la presencia de fallas asimétricas normales e inversas hace que no se formen sinclinales.
FORMACIONES PRODUCTORAS:	BTP, KS, KM, KI, JSK y se han encontrado algunos yacimientos de gas.	BTP, KS, KM, KI, JSK, hay algunos yacimientos en formaciones del Eoceno y JSO	Cuenca Salina del Istmo: Encanto, CS, CI, Filisola, Paraje Solo Cuenca de Macuspana: Área Chiapas Tabasco: Paraje Solo, Filisola, CI, CS, Encanto, Méndez, Agua Nueva, KM, KI, JST y JSK

Apéndice C

Otros proyectos

C.1 Proyectos de inyección de agua

Los proyectos de inyección de agua implementados en México son 27 (7), de los cuales 16 fueron suspendidos (entre ellos Sitio Grande), terminados (1) (Abkatun-Pol-Chuc), en planeación (1) y en operación (9). Sin embargo en este anexo, solo se va a mencionar el proyecto Sitio Grande. La **Tabla C.1** muestra las características generales del campo Sitio Grande, así como las características de los campos Abkatun, Pol y Chuc, mencionado en el **Capítulo 5**.

C.1.1 Campo Sitio Grande

Se localiza al norte del estado de Chiapas, aproximadamente a 30 *km* al suroeste de la ciudad de Reforma Chiapas. Geológicamente, se ubica dentro de la provincia geológica Cuencas terciarias del Sureste, en el pilar tectónico Reforma-Akal. La formación productora es el *KM*, carbonatos naturalmente fracturados, con trampa de tipo estructural.

El objetivo del proyecto de inyección de agua dulce en forma periférica a este campo, fue reemplazar el volumen de fluidos extraídos, mantener la presión e incrementar el FR. El agua fue inyectada a la zona del acuífero. La **Figura C.1** muestra la línea de tiempo para el proyecto de inyección de agua dulce al campo Sitio Grande.

C.1.1.1 Análisis de resultados

La **Figura C.1** muestra el comportamiento de los fluidos producidos, inyectados y presión de forma histórica. En la cual se puede observar lo siguiente:

1. Se alcanza un pico máximo de producción (127,000 *bd*) en 1977. En este periodo se observa que la presión se reduce sustancialmente hasta \pm la presión de saturación (315 *kg/cm²*), con un promedio de 24 pozos productores.
2. Se observa que del pico máximo de producción, ocurre una caída hasta 29,000 *bd* quedando productores 17 pozos, lo cual se debe a que este campo es el descubridor de la Cuenca *CH-T*, por lo cual no se contaba con la infraestructura suficiente para el manejo de la producción.
3. Cuando inicia la inyección de agua, incrementa la producción sin incrementar el número de pozos productores activos. Alcanza un máximo de producción 100,000 *bd* y posteriormente comienza a disminuir la producción observándose que los cortes de agua en este periodo van incrementando, mientras que el número de pozos activos va disminuyendo.

4. Posterior a 1992, el corte de agua incrementa de forma paulatina hasta alcanzar a 2010 el 80%. Por lo que los gastos de aceite se vieron reducidos sustancialmente.

Con base al comportamiento de los parámetros de la **Figura C.2** se puede observar que este proyecto fue exitoso. Lo anterior debido a que se observa un incremento de producción de 29,000 a 100,000 *bd*, lo cual hace que cambie la declinación en este campo. Aun cuando hubo cierre de pozos por falta de infraestructura para manejar el volumen de aceite producido, (lo cual enmascara el comportamiento primario), si se hubiera continuado con ese ritmo de extracción, la presión habría caído por debajo de la presión de saturación, lo cual no ocurre debido a la inyección de agua dulce observando un mantenimiento efectivo de presión del campo. El número de pozos productores, se observa prácticamente constante, por lo cual el incremento de producción no está asociado a un incremento de pozos productores.

El proyecto atravesó por diferentes etapas, las cuales normalmente están contempladas en un plan de inyección, tales como un incremento gradual del volumen de agua dulce inyectado hasta alcanzar el volumen de inyección programado, cierre del proceso por altos cortes de agua, nuevas distribuciones de los volúmenes de agua dulce inyectada y un periodo largo inyectando el mismo volumen de agua para finalmente concluir la inyección de agua dulce, debido a que el proceso contribuía con la presión, pero no con la producción del campo. Finalmente, debido a la disponibilidad de pozos inyectoros habilitados, estos fueron utilizados para inyectar aguas residuales, del mismo campo y otros campos vecinos. De tal forma que el éxito de este proyecto es observable quizás a simple vista con el comportamiento de los parámetros monitoreados en el campo.

Tabla C.1 – Características generales de los campos Sitio Grande y Abkatun-Pol-Chuc (36) (37).

NOMBRE DEL CAMPO	Sitio Grande	Abkatun	Pol		Chuc	
FORMACIÓN PRODUCTORA	KM-KI	BP, KS, KM, KI	BP	KS	OESTE BP-KM-KI	ESTE BP-KM-KI
FECHA DE DESCUBRIMIENTO	1972	01/01/1980	30/09/1979	30/09/1979	31/01/1982	31/01/1982
FECHA DE INICIO DE EXPLOTACIÓN	1972	01/01/1980	01/03/1981	01/03/1981	31/08/1982	31/08/1982
VOLUMEN ORIGINAL (<i>mmb</i>)	1153	5044	2253		889	1164
EXTENSIÓN AREAL (<i>km2</i>)	29.5	71.02	57.53	57.53	20.26	22.74
TIPO DE TRAMPA	Estructural	Estructural- Anticlinal	Estructural -Anticlinal	Estructura- Anticlinal	Estructura-Anticlinal	Estructura-Anticlinal
PRESIÓN INICIAL (<i>kg/cm2</i>)	443	386	405	337	369.7	399
TIPO DE YACIMIENTO	Naturalmente Fracturado	Heterogeneo	Heterogeneo	Heterogeneo	Heterogeneo	Heterogeneo
PROFUNDIDAD AL PLANO DE REFERENCIA (<i>m</i>)	4,035	3,640	3,880	3,880	3,985	3,985
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (<i>°C</i>)*	126	140	134	134	138	140
TIPO DE ROCA	Carbonatos	Calizas Dolomitizadas	Calizas Dolomitizadas	Caliza	Caliza Dolomitizada	Caliza Dolomitizada
ESPESOR BRUTO (<i>m</i>)	343	850	127.7	127.7	264.07	264.07
ESPESOR NETO (<i>m</i>)	Aceite negro	Aceite ligero	Aceite ligero	Aceite ligero	Aceite ligero	Aceite ligero
TIPO DE FLUIDO	0.3	0.585	0.266	ND	0.4936	0.4936
VISCOSIDAD @ <i>Ty Y pb (cp)</i>	2.2	1.6	1.8	1.713	1.615	1.615
PRESIÓN DEL YACIMIENTO <i>py @PR (m)</i>	449.6	386	405	233.8	369	399
PRESIÓN DE SATURACIÓN (<i>kg/cm²</i>)	315.4	175.4	240.3	229.8	213	213
DENSIDAD DEL FLUIDO (<i>°API</i>)	34	28	31	31	30	30
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (<i>ppm</i>)	150000	53000	48000	56000	53000	61000
CONTACTO ORIGINAL AGUA-ACEITE (<i>m</i>)	4,180	3,810	3,960	3,960	4,140	4,140
POROSIDAD (%)	8	8	9.9	9.9	5.35	6.88
PERMEABILIDAD (<i>mD</i>)	1-5, 10-40 y 100-900	1000-5000	1000-4000		1,130	10
SATURACIÓN PROMEDIO INICIAL DE AGUA (%)	14	13	14.8	14.8	25	21.1
MAXIMA PRODUCCIÓN ALCANZADA (<i>mbspd</i>)	Noviembre'1974, 127 mbspd y 215.61 mmpcd	Marzo'1983 503 mbspd	Marzo 1991, 169 mbspd		Enero'1999 160 mbspd	

Los volúmenes originales de Ku-Maloob-Zaap, son calculados al 1 de enero de 2005

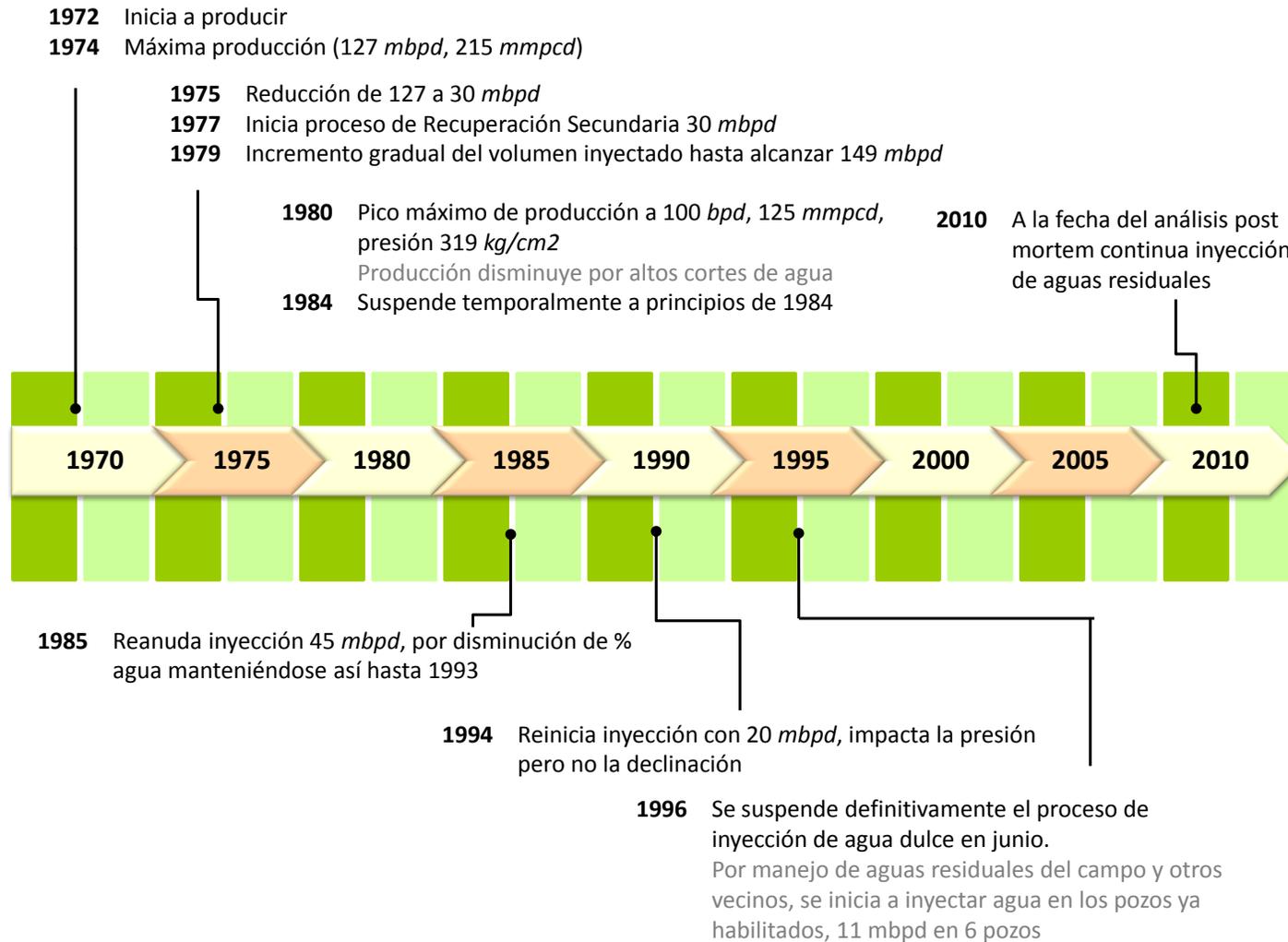


Figura C.1 – Línea de tiempo para el proyecto de inyección de agua dulce al campo Sitio Grande.

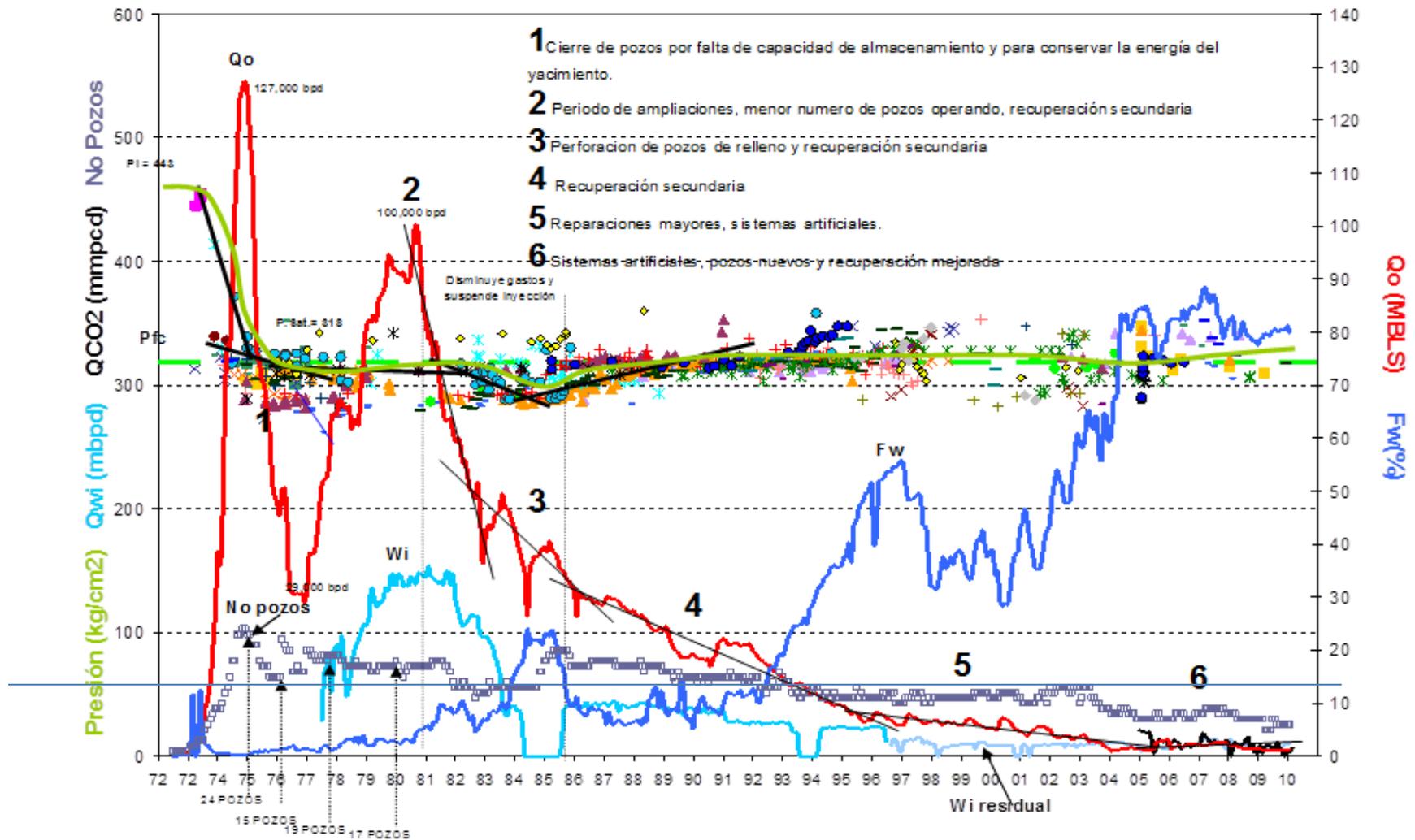


Figura C.2 – Comportamiento de fluidos producidos e inyectados, presión y pozos inyectoros en el campo Sitio Grande (37).

Bibliografía

1. Administration, U.S. Energy Information. <http://www.eia.gov/>. [En línea] Precio histórico del barril WTI, 2015.
2. Koottungal, L. 2014 worldwide EOR survey. 2014. págs. 79-91.
3. Farouq Ali, S.M. The unfulfilled promise of enhanced oil recovery - What lies ahead? *H.O.R. Heavy oil recovery technologies Ltd. University of Calgary*.
4. Vello K., Matt W. CO2-EOR set for growth as new CO2 supplies emerge. s.l. : Oil & Gas Journal, 2014. págs. 66-78.
5. Petróleos Mexicanos. *Principales elementos del Plan de Negocios de PEMEX y sus organismos subsidiarios*. 2014-2018.
6. Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Factores de Recuperación de aceite y gas en México*. 2010 Junio. Documento Técnico (DT-1).
7. PEMEX Exploración y Producción. *Recuperación Secundaria y Mejorada en México*. s.l. : Subdirección Técnica de Explotación, 2009. Informe anual 2009.
8. PEMEX Exploración y Producción. *Producción y Distribución promedio del año 2015*. 2015, abril.
9. P. Di Pietro and P. Balash, and Wallasce. A note on sources of CO2 supply for Enhanced-Oil-Recovery operations. s.l. : National Energy Technology Laboratory & Advanced Resources International, 2012.
10. Domínguez Vargas, G. C. Un análisis de Petróleos Mexicanos con una visión técnica. México, D.F. : Comisión Nacional de Hidrocarburos, Agosto'2013.
11. Secretaría de Energía. SIE. <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas&fromCuadros=true>. [En línea] 2015.
12. Petróleos Mexicanos. Solicitud que Petróleos Mexicanos somete a consideración de la Secretaría de Energía para la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción, a través de asignaciones, en terminos del Transitorio Sexto. http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex%206oTransitorio.pdf. [En línea] 21 de Marzo de 2014.
13. Secretaría de Energía. *Ronda cero - Asignación de áreas de exploración y campos en producción*. México, D.F. : s.n., 2014.

-
14. Arévalo Villagrán, J. A. Tesis de maestría. *Recuperacion mejorada de aceite mediante la inyeccion de nitrógeno*. México, D.F. : s.n., UNAM, 1994.
 15. Alvarado, V. *Enhanced Oil Recovery*. 3a. Tulsa : s.n., 2010.
 16. Mungan , N. *Preliminary Design of a pilot test of pressure maintenance by gas injection into Jujo-Tecominoacán*. N. Mungan, Ph.D., P. Eng Petroleum Engineering Consultant. 1999, march 2.
 17. PEMEX Exploración y Producción. *Evaluación Técnica-Económica de alternativas para el suministro de N2 a los campos Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán*. Villehermosa : Gerencia de Planeación Región Sur, Diciembre'2000.
 18. PEMEX Exploración y Producción-Activo de Produccion Bellota-Jujo. *Proyecto de Explotación Jujo-Tecominoacán*. 2012 Septiembre. Presentación.
 19. PEMEX Exploración y Producción-Activo de Producción Samaria Luna CAJB. *Monitoreo de mantenimiento de presión*. Febrero'2014. Presentación.
 20. Sánchez, J.L.; A. Astudillo; F. Rodríguez; . Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results after four years of operation. Rio de Janeiro, Brazil : s.n., 2005.
 21. Fong Aguilar, Jose Luis; Villavicencio Pino. Proyecto Integral Complejo Antonio J. Bermúdez: Retos y Oportunidades. 2004.
 22. Guerrero Altamirano, R. y Mandujano Santiago, H.A. Estrategias de incremento de la producción de aceite en el complejo Antonio J. Bermúdez: próximo reto despues de lograr el mantenimiento de presión. Noviembre de 2012.
 23. Serrano Lozano, J. Global Gas Flaring Reduction a Public-Private Parthership. 24 & 25 de October de 2012.
 24. PEMEX Exploración y Producción-Activo de Producción Cantarell. *Declinaciones por Campo del Activo de Producción Cantarell*. Agosto'2013. Presentación.
 25. Nelson, R.A. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. s.l. : Gulf Professional Publishing, 2001.
 26. Bejarano, L. E. Alternativas de solución para mantener el gas en calidad. Noviembre de 2013.
 27. PEMEX Exploración y Producción. *Datos historicos de producción KMZ*. 2015.
 28. Cuautli Hernández, M.E. y Alcalá Rodríguez, M. Análisis de Pozos para el cálculo de la producción de aceite atribuible al Proceso de Inyección de Gas para Mantenimiento de Presión en el Campo Jujo-Tecominoacán. Cárdenas, Tabasco : PEMEX Exploración y Producción, 2010 Mayo.
 29. Energy Reserves Group. *Orcutt Field Study. Production Optimization Analysis*. 2004.

-
30. PEMEX Exploración y Producción. *Las reservas de hidrocarburos de México. 1 de enero de 2013.* 2013. Informe anual.
31. PEMEX Exploración y Producción. Subdirección de Exploración. Provincia Petrolera Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana). <http://cnh.gob.mx/rig/PDF/CUENCAS/Sureste.PDF>. [En línea] 2013.
32. Padilla y Sánchez, J. Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del golfo de México. 2007. págs. 19-42.
33. PEMEX Exploración y Producción % Energy Oil and Gas Services, S.A. de C.V. *I.D.R. de diferentes campos pertenecientes al Proyecto Bellota-Chinchorro.* 2010. Informe de Resultados.
34. PEMEX Exploración y Producción. *Producción mensual campos pertenecientes a la RMNE.* 2015.
35. —. *Producción mensual de los campos pertenecientes a la RSUR.* 2015.
36. PEMEX Exploración y Producción. *Inyección de agua en yacimientos naturalmente fracturados asociados a un acuífero común.* s.l. : Red de Expertos en Recuperación Secundaria y Mejorada, 2006.
37. Activo Integral Muspac Coordinación de Diseño de Proyectos de Explotación. *Análisis de resultados del proceso de recuperación secundaria por inyección de agua al campo Sitio Grande.* 2010-2011.