

EXPERIENCIA DE PEMEX EN REINYECCIÓN DE CO₂

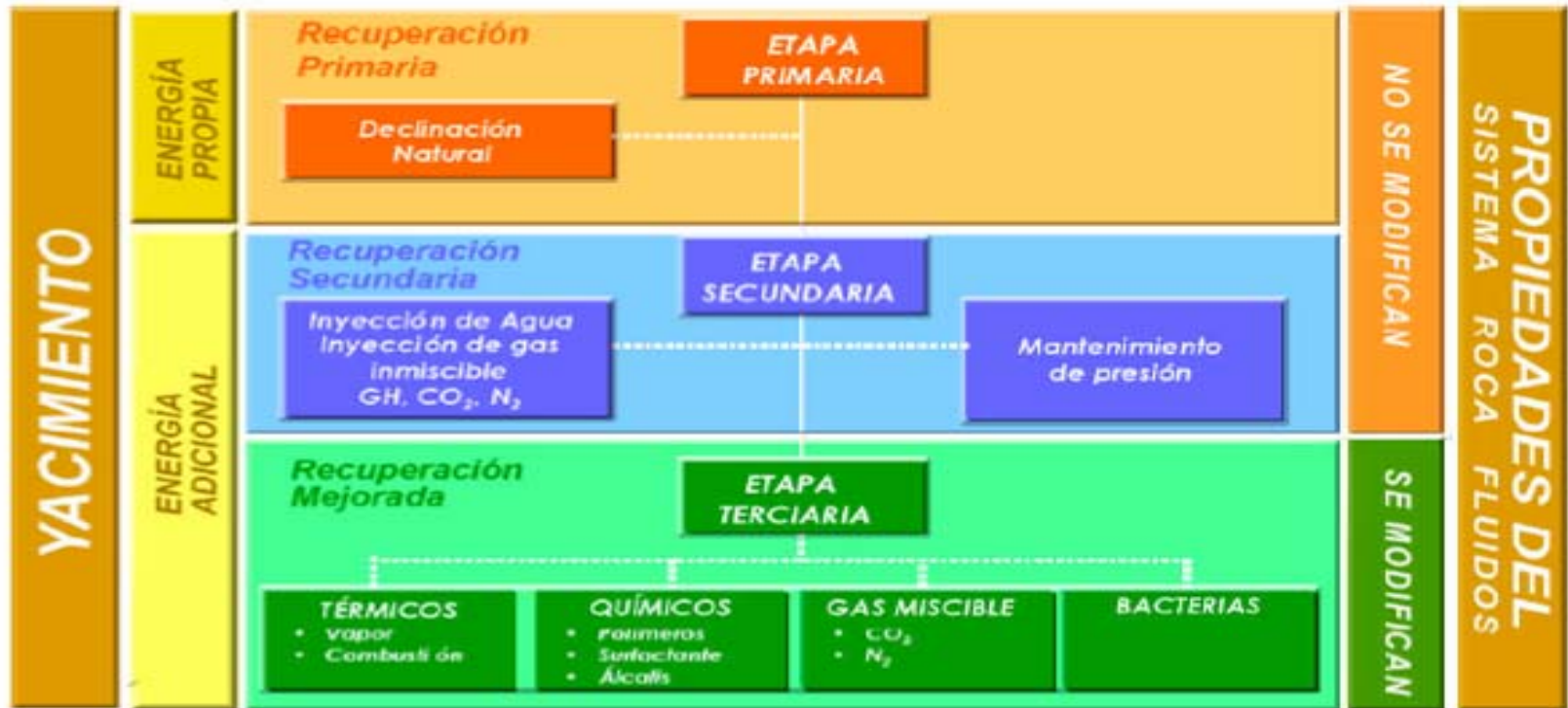
**JOSE LUÍS SÁNCHEZ BUJANOS
RODOLFO G. CAMACHO VELÁZQUEZ
J. SALVADOR FLORES MONDRAGÓN
EDGAR A. MEZA PÉREZ**

09 de julio de 2008

- ***Antecedentes***
- ***Metas estratégicas de PEP***
- ***Proyectos de inyección de CO₂ en México***
- ***Próximos pasos***
- ***Conclusiones***

ANTECEDENTES

- Los proyectos de recuperación adicional en México, inician con la inyección de agua en el campo Poza Rica en marzo de 1951.
- De acuerdo a la literatura especializada y a proyectos de EOR en campos petroleros del extranjero, el CO₂ y/o los gases de combustión, representan una alternativa para la implementación de procesos de Recuperación Mejorada (EOR) en México.
- Debido a la alta producción de CO₂ asociado con el gas y condensado en el Campo Carmito, se planeó separar el CO₂ mediante un proceso de membranas para continuar con su explotación.
- En noviembre del 2000, se implementó la inyección de CO₂ en el campo Artesa, Región Sur, siendo éste el primer proceso de recuperación mejorada en México, con la ventaja adicional de evitar el venteo a la atmósfera.
- En enero del 2005, se implementó la inyección de CO₂ en el campo Sitio Grande, Región Sur, siendo éste el segundo proceso de recuperación mejorada en México, con la ventaja adicional de evitar el venteo a la atmósfera.



Clasificación de procesos y etapas de la recuperación de hidrocarburos

	Rango de recuperación
Yacimientos de aceite:	
• Recuperación Primaria	5-20% OOIP
• Recuperación Secundaria	20-45% OOIP
• Recuperación Mejorada	45-65% OOIP
Yacimientos de gas:	
• Recuperación Primaria	70-80 % OGIP

OOIP.- volumen original de aceite en el yacimiento.
OGIP.- volumen original de gas en el yacimiento.

Fuente: Recuperación Secundaria y Mejorada en México Informe Anual 2007, Gerencia de Explotación de Yacimientos, SCTET, PEP.

Factores totales de recuperación en yacimientos

2.2. Volumen original y factores de recuperación por PRSyM

De los valores reportados de volumen original descubierto de aceite en las cédulas de reservas al 1 de enero de 2007, el 25.18 % tiene proceso de recuperación adicional, observándose que el potencial del volumen original de aceite descubierto, susceptible de aplicarle un proceso de recuperación adicional, es de 217.95 mmbb (74.82 %). Figura 2.2.

Volumen original descubierto de aceite: 291.3 mmbb

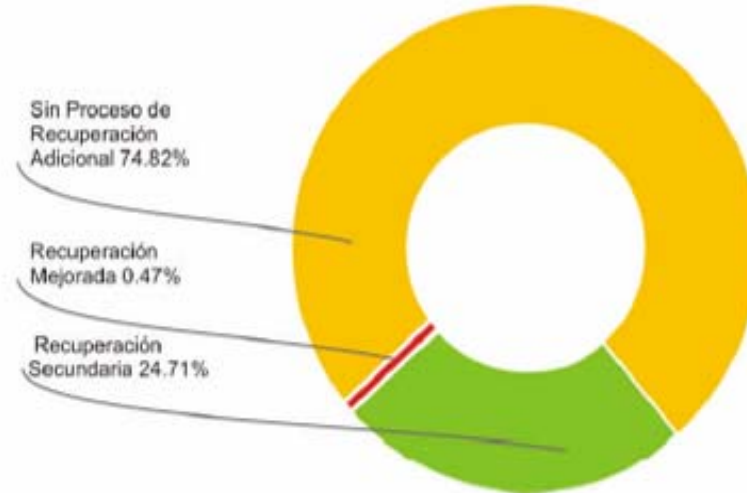


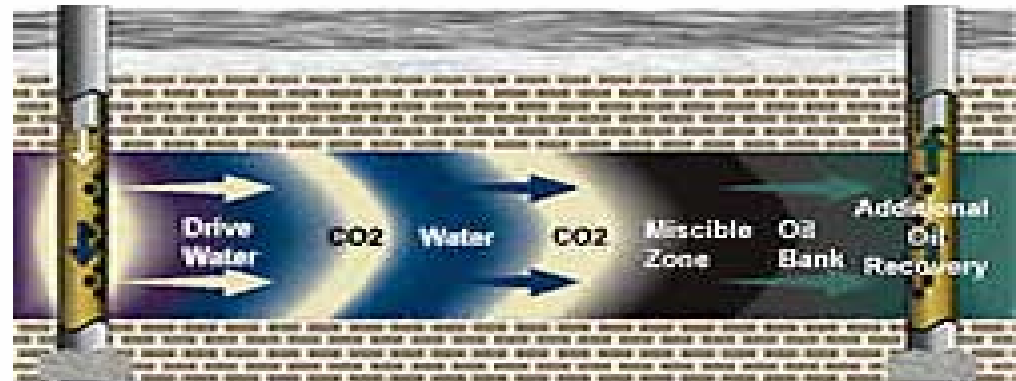
Figura 2.2. Volumen original descubierto sujeto a procesos de recuperación adicional y potencial de aplicación.

$$217,950 \times 0.45 = 98,078 \text{ mmb}$$

$$217,950 \times 0.65 = 141,668 \text{ mmb}$$

CO₂ Injection Offers Considerable Potential Benefits

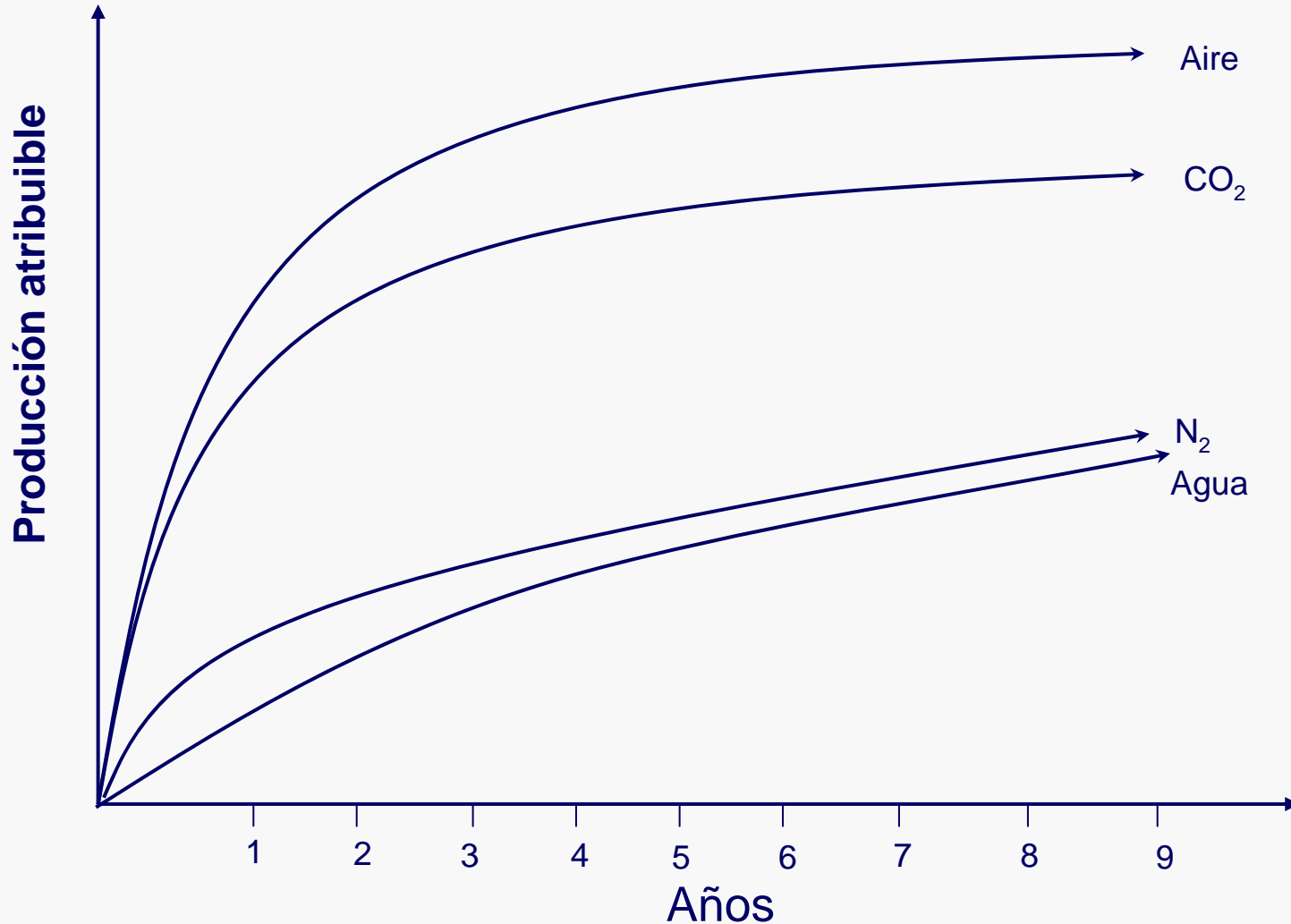
The EOR technique that is attracting the most new market interest is carbon dioxide (CO₂)-EOR. First tried in 1972 in Scurry County, Texas, CO₂ injection has been used successfully throughout the Permian Basin of West Texas and eastern New Mexico, and is now being pursued to a limited extent in Kansas, Mississippi, Wyoming, Oklahoma, Colorado, Utah, Montana, Alaska, and Pennsylvania.



Graphic of CO₂ enhanced oil recovery.
Courtesy of Occidental Petroleum Corp.

Until recently, most of the CO₂ used for EOR has come from naturally-occurring reservoirs. But new technologies are being developed to produce CO₂ from industrial applications such as natural gas processing, fertilizer, ethanol, and hydrogen plants in locations where naturally occurring reservoirs are not available. One demonstration at the Dakota Gasification Company's plant in Beulah, North Dakota is producing CO₂ and delivering it by a new 204-mile pipeline to the Weyburn oil field in Saskatchewan, Canada. Encana, the field's operator, is injecting the CO₂ to extend the field's productive life, hoping to add another 25 years and as much as 130 million barrels of oil that might otherwise have been abandoned.

Yacimientos fracturados, en donde el yacimiento está invadido por agua y un alto porcentaje de aceite matricial no ha sido drenado



METAS ESTRATÉGICAS DE PEP

- **Fortalecer la ejecución de los proyectos de desarrollo para mejorar el factor de recuperación y desarrollar nuevas reservas.**
- **Elaborar nuevos esquemas de ejecución para incrementar el factor de recuperación y desarrollar campos marginales y maduros de forma rentable.**
- **Alcanzar y mantener a mediano y largo plazo una cuota de producción de 3.1 MMbpd y 6.0 MMMpcd. ➡**

PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN MÉXICO

A) Campo Artesa:

Se seleccionó al campo Artesa para la inyección de CO₂, con 2 pozos inyectoros de CO₂ (A-13 y A-15), con un volumen de inyección promedio de 25 mmpcd de CO₂ y 4 pozos productores (A-22, A-21, A-1 y A-3).

La inyección de CO₂ al Campo Artesa, ha sido el primer proyecto a nivel nacional de esta naturaleza

Los estudios experimentales y de simulación mostraron que se podía recuperar una importante cantidad adicional de aceite, por lo que se desarrolló como un proyecto de recuperación mejorada.

B) Campo Sitio Grande

Tomando como base la infraestructura existente usada en el proyecto de inyección de CO₂ al campo Artesa, y después de acondicionar las instalaciones necesarias, el 27 de enero del 2005 se inicia oficialmente la inyección de CO₂ al campo Sitio Grande con un volumen de inyección de 24 mmpcd de CO₂ a través del pozo Sitio Grande 801.

Diagrama del Proceso de Inyección Campo Artesa

SISTEMA DE COMPRESIÓN DE CO₂

5 Compresores de Gas

Capacidad= 8 mmpcd

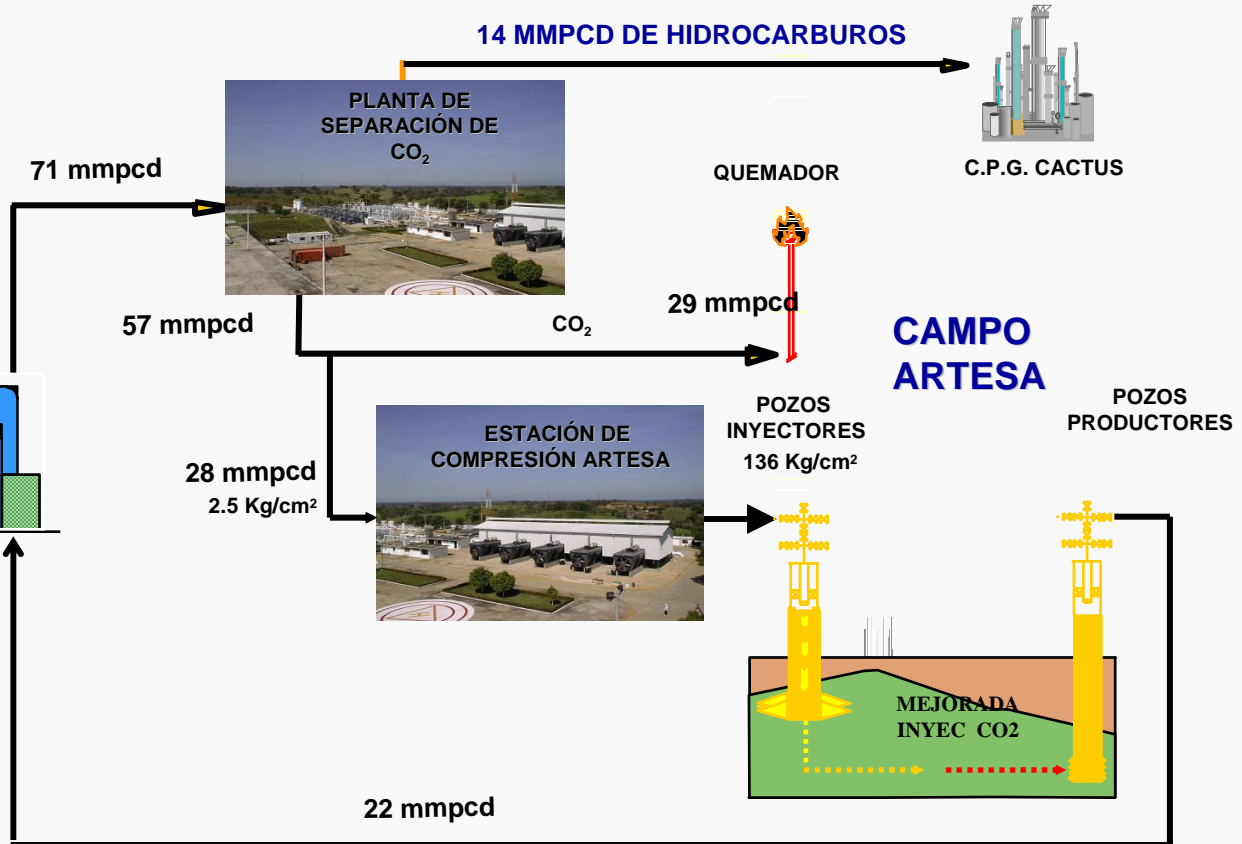
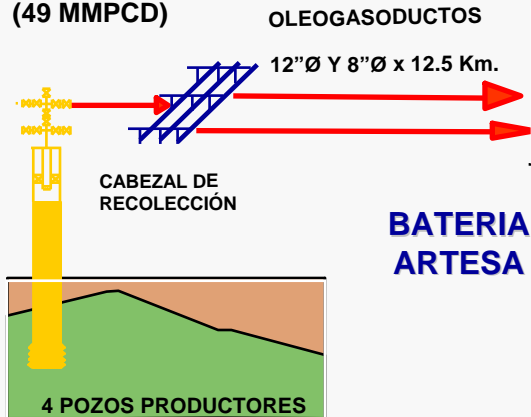
Compresor marca: Ariel

Motor : Caterpillar de 2,000 H.P. c/u

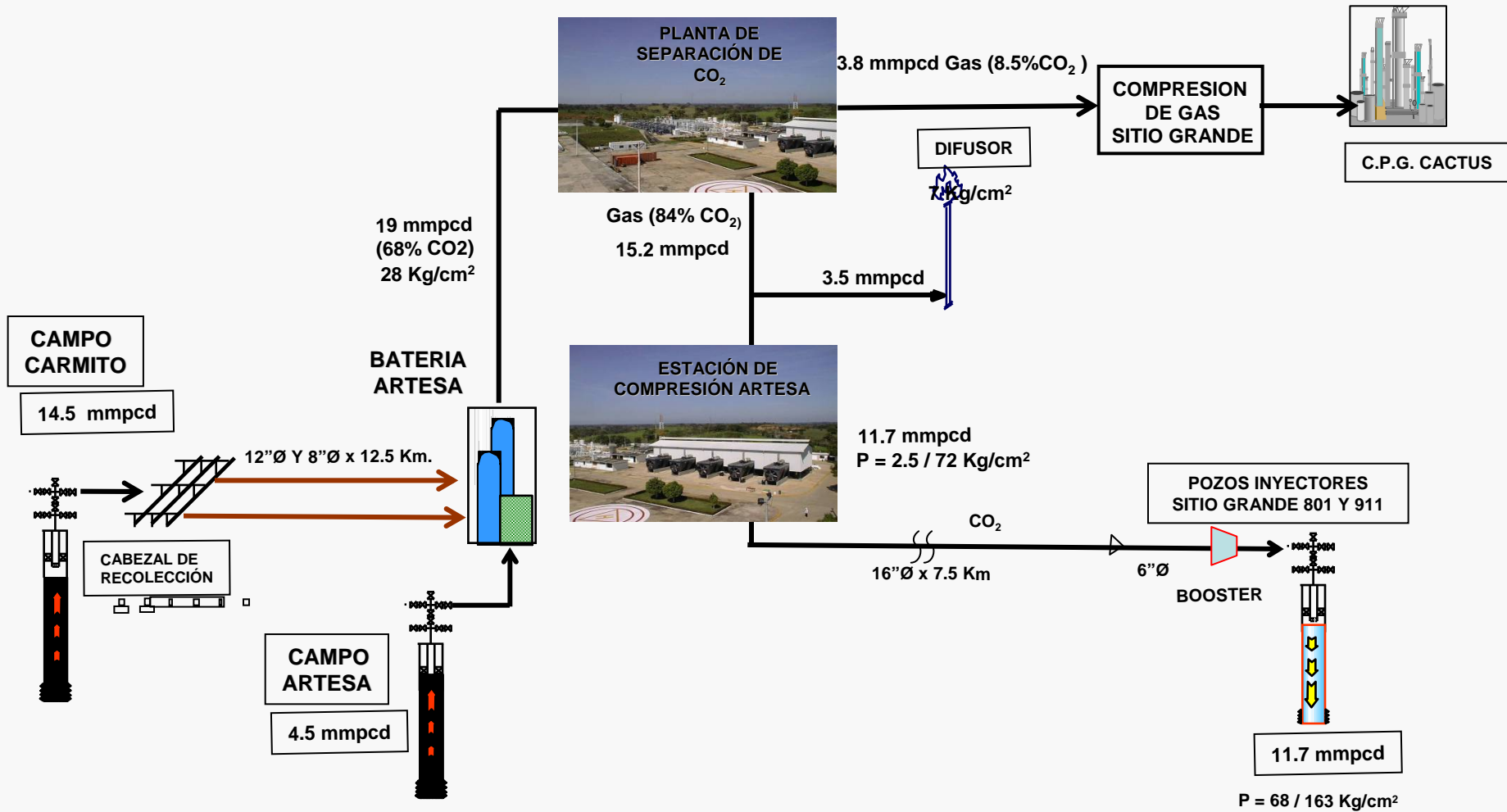
Presión succión = 30 Psig

Presión descarga = 1,600 psig.

CAMPO CARMITO (49 MMPCD)



Sistema inicial de separación e inyección Periodo de operación enero 2005 a junio 2006



- Se dejó de ventear a la atmósfera un volumen de CO₂ de: 30 MMMPC
- Volumen adicional de aceite obtenido por Rec. Mejorada: 952 MBLS
- Volumen adicional de gas hidrocarburo recuperado durante la inyección 2.4MMMPC
- Incremento en el factor de recuperación 0.4 %
- Se logró controlar el avance de la entrada de agua a los pozos.
- Al ser el primer proyecto a nivel nacional, se obtuvo la experiencia para el manejo de inyección del CO₂.

Beneficios del proceso Campo Sitio Grande

- La producción mensual atribuible al proceso de inyección de gas es de 889 BPD de aceite, acumulando 1.37 MMBL.
- A la fecha, el volumen inyectado acumulado de gas es de 14.5 MMMPC.
- El volumen a recuperar mediante la Inyección de agua y gas (Carmito, Artesa y Gaucho) es de 6.5 MMbbls.

PRÓXIMOS PASOS

Opciones tecnológicas de aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada para los proyectos estratégicos.

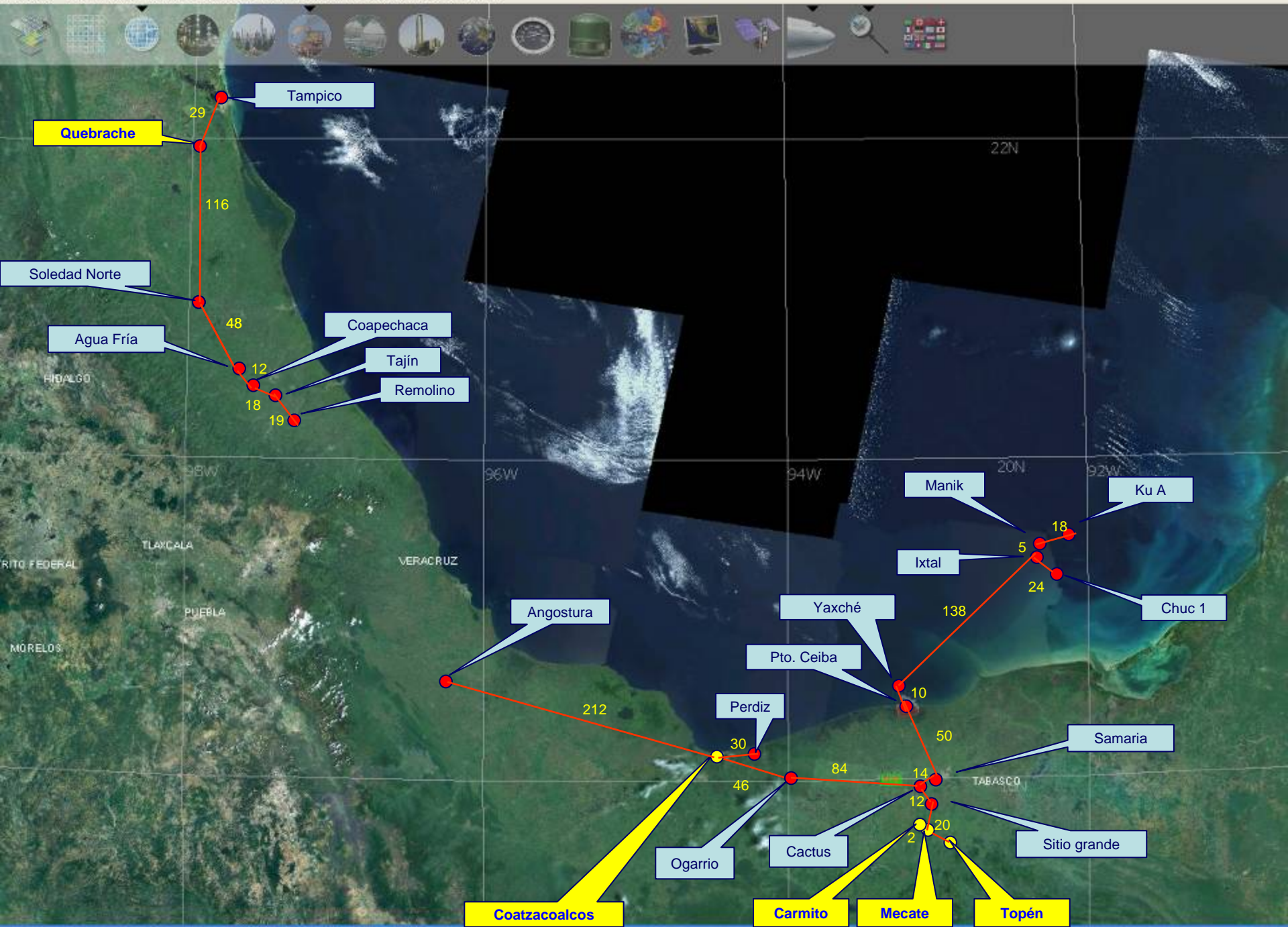
Total de Tecnologías Aplicables en Yacimientos	PROYECTOS																
	ATG	Cactus - S.G.	CAJB	Cantarell	Chuc	CLM	DDG	Ixtal-Manik	Jujo-Teco	KMZ	Ogarrio-Magallanes	EL Golpe-Puerto Celba	Yaxche	Burgos	Macuspana	San Manuel	Veracruz
Rec. Sec. Mantto. De presión (inyección agua)	■					■						■					
Rec. Sec. (doble desplazamiento)		■	■	■	■			■	■			■	■				
Rec. Sec. Mantto. De presión (inyección de gas hcs.)	■		■													■	
Rec. Sec. Mantto. De presión (inyección de CO ₂)	■								■		■						
Rec. Sec. Mantto. De presión (inyección de N ₂)	■	■	■					■	■	■							
Rec. Mej. (Inyección de agua con químicos)	■					■		■			■	■					
Rec. Mej. (CO ₂ miscible)	■	■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■				
Rec. Mej. (Gas Hcs. Miscible)	■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■				
Rec. Mej. (Inyección de químicos)	■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■				
Rec. Mej. (Inyección de aire)	■	■	■					■			■	■					
Rec. Mej. (Inyección de vapor)	■		■								■	■					
Rec. Mej. (Procesos microbiales)	■		■					■			■						
Agentes reductores de presión capilar (solventes, alcoholes)														■	■	■	■

■ Inmediato

■ Corto Plazo (1 a 2 años)

■ Mediano Plazo (3 a 5 años)

■ Largo Plazo (6 a 15 años)



- Definir el o los procesos susceptible a implementarse en el corto plazo en Chicontepec que mejores ventajas económicas ofrezca.
- Evaluar la eficiencia de recuperación del aceite residual en los bloques de matriz en la zona invadida por agua en el campo Akal, mediante la aplicación de Surfactantes o CO₂.
- Continuar con el diseño e implementación de las pruebas piloto de inyección de vapor y de aire.

- **Participar con la SCTER en la evaluación de la reserva de CO₂ en el campo Quebrache.**
- **Dar seguimiento al programa de la SCTER en la evaluación reservas de CO₂ en la Región Sur.**
- **Evaluar el potencial de aplicación de procesos de recuperación mejorada en PEP con enfoque en los proyectos estratégicos.**
- **Dar seguimiento y colaborar con los consorcios y alianzas de PEP en esta materia.**

CONCLUSIONES

A) ES POSIBLE INYECTAR EL CO₂ EN:

- **YACIMIENTOS DE ACEITE PARA PROCESOS DE EOR**
- **EN POZOS PARA FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS**
- **EN YACIMIENTOS AGOTADOS PARA SU ALMACENAMIENTO**

B) ES NECESARIO REALIZAR ESTUDIOS ECONÓMICOS PARA EVALUAR LA RENTABILIDAD DE CUALQUIER INICIATIVA.

EXPERIENCIA DE PEMEX EN REINYECCIÓN DE CO₂



GRACIAS

JOSE LUÍS SÁNCHEZ BUJANOS
RODOLFO G. CAMACHO VELÁZQUEZ
J. SALVADOR FLORES MONDRAGÓN
EDGAR A. MEZA PÉREZ

09 de julio de 2008