

**EVALUACION ECONOMICA DEL PILOTO DE INYECCION CICLICA  
DE CO<sub>2</sub> CAMPO DE LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL  
MAGDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)**

**DANISSA MAYERLY RODRIGUEZ MENDOZA**

**FABIAN ENRIQUE MENDEZ MONSALVE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**2009**

**EVALUACION ECONOMICA DEL PILOTO DE INYECCION CICLICA  
DE CO2 CAMPO DE LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL  
MAGDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)**

**DANISSA MAYERLY RODRIGUEZ MENDOZA**

**FABIAN ENRIQUE MENDEZ MONSALVE**

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el  
título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Ing. Jorge Andrés Sáchica Ávila**

**Codirector**

**Ing. Juan Eduardo Rivera De La Ossa**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**2009**

## DEDICATORIA

*A Dios que le debo la existencia.*

*A mis amados padres Ricardo Manuel Rodríguez y Myriam Cecilia Mendoza  
que siempre me han apoyado y les debo lo que soy.*

*A mi hermana Adriana Marcela Rodríguez quien siempre ha estado para mí,  
sin importar el lugar o las circunstancias.*

*A toda mi familia que siempre ha estado al lado mío brindándome amor.*

*A mis amigos: que siempre me acompañaron y apoyaron.*

*DANISSA MAYERLY RODRIGUEZ MENDOZA*

## DEDICATORIA

*A Dios Padre, Hijo y Espíritu Santo por todo lo que él ha permitido en mi vida.*

*A mis padres Fabio Enrique Méndez Espinosa y Blanca Beatriz Monsalve Mendoza por ser los mejores padres que un hombre pueda tener.*

*A mi hermano Sergio Andrés Méndez Monsalve a quien debo la inspiración de salir adelante.*

*A mis abuelos Gilberto Monsalve y Ana Virginia Mendoza por su motivación incansable y a mi familia que siempre me ha acompañado.*

*A mi novia Andrea Gómez por su gran amor y por todo el apoyo y motivación brindado a lo largo de mi carrera.*

*A mis amigos por su compañía y apoyo incondicional.*

*FABIAN ENRIQUE MENDEZ MONSALVE*

## AGRADECIMIENTOS

*Especialmente a nuestro director el Ingeniero Jorge Andrés Sáchica Ávila por la confianza depositada en nosotros y su gran colaboración durante el desarrollo de nuestro proyecto, igualmente a nuestro codirector el Ingeniero Juan Eduardo Rivera de la Ossa por su cooperación y tiempo prestado.*

*A nuestros calificadores Samuel Fernando Muñoz y Oscar Vanegas por su valiosa orientación y recomendaciones.*

*Al Ingeniero William Navarro García por la ayuda y asesoría prestada para la elaboración de este trabajo y a todas las personas que de una u otra forma nos colaboraron.*

*DANISSA MAYERLY RODRIGUEZ MENDOZA*

*FABIAN ENRIQUE MENDEZ MONSALVE*

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	2
1. RECUPERACIÓN DE ACEITE POR INYECCION DE DIOXIDO DE CARBONO, PROCESO “HUFF AND PUFF” .....	3
1.1 PROPIEDADES DEL CO2 .....	3
1.2 EFECTOS DEL CO2 EN INYECCION .....	6
1.3 MISCIBILIDAD Y MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO .....	11
1.3.1 Empuje de gas en solución. ....	11
1.3.2 Empuje con CO2 inmiscible. ....	11
1.3.3 Inyección continua de CO2. ....	12
1.3.4 Inyección de un tapón de CO2.....	13
1.3.5 Inyección de tapones alternos de CO2 y agua. ....	13
1.3.6 Inyección simultanea de CO2 y agua. ....	13
1.3.7 Empuje miscible Hidrocarburo- CO2.....	14
1.3.8 Empuje miscible dinámico.....	14
1.4 MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD .....	15
1.5 FACTORES QUE DETERMINAN LA EFICIENCIA DEL RECOBRO EN EL PROCESOS DE INYECCION. ....	18
1.5.1 Eficiencia de desplazamiento.....	19
1.5.2 Eficiencia de movilización. ....	19
1.6 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES EN INYECCIONES DE CO2.....	20
1.7 PROCESO DE INYECCION DE CO2 “HUFF AND PUFF” .....	23
2. CONCEPTOS DE INGENIERIA ECONOMICA .....	26
2.1 FLUJO DE CAJA .....	26
2.2 VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO .....	29
2.2.1 Interés Simple.....	30
2.2.2 Interés Compuesto .....	30
2.3 VIABILIDAD Y FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS .....	31
2.4 METODOS EVALUATIVOS.....	32
2.4.1 El Valor Presente Neto.....	32
2.4.2 La Tasa Interna de Retorno .....	33
2.4.3 El Costo de Capital.....	33
2.4.4 La Razón Costo Beneficio.....	33
2.4.5 El Valor Anual Equivalente.....	35
2.4.6 El Valor Futuro .....	35
2.4.7 El Método del Pay Back .....	36
3. INYECCIONES DE CO2 .....	38
3.1 INYECCIONES DE CO2 EN COLOMBIA .....	38
3.1.1 INYECCIÓN DE CO2 EN EL CAMPO GALÁN.....	38
3.1.1.1 Antecedentes del Campo Galán .....	38
3.1.1.2 Inyección “Huff and Puff” del Campo Galán.....	41
3.1.2 INYECCIÓN DE CO2 EN EL CAMPO ORITO.....	55
3.1.2.1 Antecedentes del Campo Orito.....	55
3.1.2.2 Inyección “Huff and Puff” del Campo Orito .....	55

3.2 INYECCIONES EN EL MUNDO .....	60
3.2.1 Inyección En El Campo Little Creek.....	60
3.2.2 Inyección en el Campo Bati Raman .....	65
4. PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE CO2 “HUFF AND PUFF” EN EL CAMPO LLANITO .....	70
4.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LLANITO .....	70
4.1.1 Historia de Producción .....	70
4.1.2 Geología Regional.....	72
4.1.3 Geología Estructural.....	74
4.1.4 Estratigrafía Área Llanito.....	75
4.2 DISEÑO DEL PROCESO DE INYECCIÓN “HUFF AND PUFF” DEL CAMPO LLANITO .....	76
4.3 REPORTE DE INYECCIÓN DE CO2 POZO LLANITO 108 .....	91
5. ANALISIS ECONOMICO.....	101
5.1 Resultados del Piloto .....	101
5.2 Evaluación Económica del Piloto .....	103
5.3 Simulación del Piloto y Análisis Económico .....	107
CONCLUSIONES .....	118
RECOMENDACIONES .....	119
BIBLIOGRAFIA .....	120
ANEXOS .....	121

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Curva de equilibrio para el Dióxido de Carbono.....	5
Figura 2. Coeficiente de Hinchamiento vs Contenido de CO2 del Campo Galán .....	7
Figura 3. Hinchamiento del Crudo de Galán con CO2 respecto a la Presión. ....	8
Figura 4. Reducción de la viscosidad con CO2 del Campo Galán.....	9
Figura 5. Viscosidad del crudo en función de la Fracción molar de CO2.....	10
Figura 6. Comportamiento del Metano y del CO2 durante el desplazamiento miscible. .....	16
Figura 7. Recobro Total en función de la presión del Campo Galán.....	18
Figura 8. Relación entre la Presión y Cantidad de asfaltenos precipitados. ....	21
Figura 9. Relación entre la Presión y la Concentración Molar de CO2 para el crudo de Galán.....	22
Figura 10. Variación de la Permeabilidad con la inyección de la Mezcla Crudo-CO2. ....	23
Figura 11. Área de la prueba piloto de CO2 en el Campo Little Creek. ....	62
Figura 12. Área del Campo Bati Raman .....	67
Figura 13. Área del Piloto de CO <sub>2</sub> del Campo Bati Raman. ....	68
Figura 14. Mapa de Localización Área Llanito.....	73
Figura 15. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y tipos de roca asociados al sistema petrolífero. ....	75
Figura 16. ESTADO MECÁNICO ANTES DE LA INYECCIÓN .....	80
Figura 17. ESTADO MECANICO DURANTE LA INYECCIÓN.....	81
Figura 18. Tanquero PRAXAIR.....	83
Figura 19. Booster.....	84
Figura 20. Gasificador de alta respuesta .....	85
Figura 21. Bomba Triplex BJ SERVICES .....	86
Figura 22. Facilidad de superficie para inyección.....	87
Figura 23. Fracban.....	88
Figura 24. Centro de Operaciones.....	88
Figura 25. Efecto Joul Thomson .....	89
Figura 26. Cold Down .....	90
Figura 27. Facilidad para inyectar varsol .....	91
Figura 28. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 13 de 2008 .....	92
Figura 29. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 14 de 2008 .....	93
Figura 30. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 15 de 2008 .....	94
Figura 31. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 16 de 2008 .....	95
Figura 32. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 17 de 2008 .....	96
Figura 33. Comportamiento Presión - Caudal de CO2 Marzo 18 de 2008.....	97
Figura 34. Comportamiento Presión - Caudal de CO2 Marzo 19 de 2008.....	98
Figura 35. Comportamiento Presión - Caudal de CO2 Marzo 20 de 2008.....	99
Figura 36. Barriles Incrementales vs Relacion Beneficio Costo .....	106
Figura 37. GRID .....	108
Figura 38. Producción con 7 días de Inyección.....	111
Figura 39. Producción con 14 días de Inyección.....	114
Figura 40. Producción con 7 y 14 días de Inyección.....	115
Figura 41. Curva de producción Básica y Curva de Producción con 7 y 14 días de Inyección.....	116

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del piloto de Inyección de Agua del Campo Galán .....	39
Tabla 2. Propiedades del Piloto de Inyección de Agua Carbonata del Campo Galán .	40
Tabla 3. Resumen de Producción del piloto de Inyección de CO2 de Galán.....	42
Tabla 4. Resumen del piloto de inyección de CO2 en Galán .....	54
Tabla 5. Resumen de Inyección y Tiempo de Remojo del primer ciclo del Piloto en el Campo Orito.....	58
Tabla 6. Resumen de Inyección y Tiempo de Remojo del segundo ciclo del Piloto en el Campo Orito.....	59
Tabla 7. Datos del yacimiento y fluido del Campo Little Creek .....	61
Tabla 8. Resumen de los datos de Inyección y Producción de piloto en el Campo Little Creek.....	65
Tabla 9. Datos del yacimiento y fluido del Campo Bati Raman.....	66
Tabla 10. Propiedades físicas de la roca y los fluidos del Campo Galán.....	76
Tabla 11. Propiedades físicas de la roca y los fluidos del Campo Llanito.....	77
Tabla 12. Resumen de los parámetros a tener en cuenta en la inyección del Campo Llanito.....	77
Tabla 13. Volúmenes de Inyección.....	78
Tabla 14. Volúmenes inyectados y Porcentaje de Recobro en el Campo Galán.....	78
Tabla 15. Elementos del estado mecánico.....	82
Tabla 16. Resumen inyección de CO <sub>2</sub> ECOPEPETROL S.A.....	100
Tabla 17. Resumen de Producción del Pozo.....	101
Tabla 18. Resumen de Producción del Pozo.....	102
Tabla 19. Resultados de la Evaluación.....	105
Tabla 20. Parámetros de entrada al simulador.....	109
Tabla 21. Parámetros de entrada al simulador.....	109
Tabla 22. Parámetros de entrada al simulador sensibilizando la tasa de inyección. .	112
Tabla 23. Resumen de los resultados de producción en la simulación.....	113
Tabla 24. Resultados del Análisis económico a los datos de Simulación .....	117

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: PRODUCCION DE LOS POZOS DE GALAN ANTES DE LA INYECCION DE CO2.....	121
ANEXO B: TENDENCIA DE DECLINACION DE LOS POZOS DE GALAN ANTES DE LA INYECCION DE CO2.....	127
ANEXO C: TENDENCIA DE DECLINACION DE LOS POZOS DE GALAN DESPUES DE LA INYECCION DE CO2.....	132
ANEXO D: PRODUCCION DE LOS POZOS DE GALAN DESPUES DE LA INYECCION DE CO2.....	140
ANEXO E: TENDENCIA DE DECLINACION Y PRODUCCION LLANITO 108 ANTES DEL CICLO DE INYECCION.....	149
ANEXO F: TENDENCIA DE DECLINACION LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION.....	151
ANEXO G: TENDENCIA DE PRODUCCION LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION.....	153
ANEXO H: POTENCIAL DE EMISIONES DE LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA.....	155

## RESUMEN

### TITULO:

**EVALUACION ECONOMICA DEL PILOTO DE INYECCION CICLICA DE CO2 CAMPO DE LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)\***

### AUTORES:

**DANISSA MAYERLY RODRIGUEZ MENDOZA  
FABIAN ENRIQUE MENDEZ MONSALVE\*\***

### PALABRAS CLAVES:

**CO2, aceite, Huff'n Puff, Evaluación Económica, Recobro Mejorado, Gerencia Regional del Magdalena Medio (GRM).**

### DESCRIPCION

La inyección de CO2 en yacimientos, como mecanismo de Recobro Mejorado de aceite, ha recibido una considerable atención por parte de la industria. Este interés se ha mantenido ya que se han obtenido buenos resultados en los pilotos desarrollados en los campos Galán y Orito. Es de este punto que nace la necesidad de implementar nuevos métodos de recobro tendientes a obtener un mayor recobro último de aceite.

Este proyecto evalúa la viabilidad económica del proyecto Huff'n Puff desarrollado por ECOPETROL en el campo Llanito de La Gerencia Regional del Magdalena Medio. En este trabajo se hace un breve recuento de los dos proyectos desarrollados por ECOPETROL en los campos Galán y Orito y se determina un panorama de producción planeado para el piloto de Llanito basados en los antecedentes del campo Galán, al cual se le hace un análisis económico basados en conceptos como Flujo de Caja, Valor del Dinero en el Tiempo e Interés Simple y Compuesto, utilizando una metodología de evaluación fundamentada en el Valor Presente Neto, Taza Interna de Retorno y Razón Costo Beneficio.

Se describe la metodología desarrollada durante la inyección de CO2 en el campo y se muestran los resultados de producción arrojados por el piloto. Se simula un modelo académico mediante la herramienta ECLIPSE 300 y se desarrolla un análisis a los resultados.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,  
Director: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila

## ABSTRACT

**TITLE:**

**ECONOMIC EVALUATION OF THE PILOT OF CYCLICAL INJECTION OF CO<sub>2</sub> FIELD OF LLANITO OF THE REGIONAL MANAGEMENT OF THE MAGANDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)\***

**AUTHORS:**

**DANISSA MAYERLY RODRIGUEZ MENDOZA  
FABIAN ENRIQUE MENDEZ MONSALVE\*\***

**KEYWORDS:**

**CO<sub>2</sub>, oil, Huff'n Puff, Economic Evaluation, Improved Recovery, Regional Management of the MAGANDALENA MEDIO (GRM).**

**DESCRIPTION**

The injection of CO<sub>2</sub> in reservoirs, as a mechanism of enhanced Oil Recovery, has received considerable attention from the industry. This interest has persisted since good results have been achieved in the pilots developed in Galán and Orito fields. From this point it is born the need to implement new methods of recovery tending to obtain a major estimated ultimated recovery of oil.

This project evaluates the economic viability of the project Huff'n Puff developed by ECOPETROL in the Llanito field of The Regional Management of the Magdalena Medio. In this work there is a brief resume of the two projects developed by ECOPETROL in the Galán and Orito fields and it is define a production scheme for the Llanito field's pilot based on the precedents of the Galán field, to which an economic analysis is done based on concepts as Cash flow, Value of the Money through Time and Simple and Compound Interest, using a methodology of evaluation based on the Net Present Value, Internal rate of return and cost benefit rate.

Here is described the methodology developed during the injection of CO<sub>2</sub> in the field and the results of production thrown by the pilot. An academic model is simulated by the tool ECLIPSE 300 and an analysis of the results is developed.

---

\* Degree Project.

\*\* Physical-Chemical Engineerings Faculty, Petroleum Engineering, Director: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila

## INTRODUCCION

Desde el año 1960 se han venido realizando numerosos estudios mostrando el potencial del uso del Dióxido de Carbono en el recobro mejorado de crudos pesados. De igual forma el Instituto Colombiano del Petróleo ICP ha desarrollado pruebas utilizando CO<sub>2</sub> en crudos de los campos de Lisama, Galán y Tibú y la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. ha desarrollado proyectos de estimulación con CO<sub>2</sub> en los campos de Galán, San Silvestre y Orito.

Basados en los buenos resultados obtenidos en los Campos Galán y Orito y en la necesidad de aplicación de nuevas tecnologías de recuperación secundaria, para incrementar los recobros de aceite en los diferentes campos, ECOPETROL ejecutó un proyecto piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el Campo Llanito.

Este trabajo presenta los resultados y las características del proyecto "Huff and Puff" realizado en el Campo Llanito; el análisis económico de este para una producción planeada de acuerdo a los antecedentes de Galán y el análisis económico para una producción esperada determinada por medio de simulación. Además presenta un breve resumen de los dos proyectos antes realizados por ECOPETROL en los Campos Galán y Orito así como un pequeño panorama de proyectos a nivel mundial.

## 1. RECUPERACIÓN DE ACEITE POR INYECCION DE DIOXIDO DE CARBONO, PROCESO “HUFF AND PUFF”

El uso de dióxido de carbono como un agente de recobro en yacimientos de petróleo se ha investigado por muchos años, estableciéndose que puede incrementar en forma considerable el factor de recobro.

### 1.1 PROPIEDADES DEL CO2

#### Ficha De Seguridad

- *Estado Físico, Aspecto Y Peligros Físicos:* Gas licuado comprimido, incoloro e inodoro. El gas es más denso que el aire y puede acumularse en las zonas más bajas produciendo una deficiencia de oxígeno. Cuando los niveles de flujo son rápidos pueden generarse cargas electrostáticas las cuales pueden provocar una explosión en caso de presencia de una mezcla inflamable. El dióxido de carbono en estado líquido se condensa rápidamente para formar hielo seco el cual es extremadamente frío.

- *Peligros Químicos:* La sustancia se descompone al calentarla intensamente por encima de 2000°C, produciendo humos tóxicos de monóxido de carbono. Reacciona violentamente con bases fuertes y metales alcalinos. Algunos polvos metálicos tales como magnesio, circonio, titanio, aluminio, cromo y manganeso pueden ignitar y explotar cuando se calientan en presencia de dióxido de carbono.

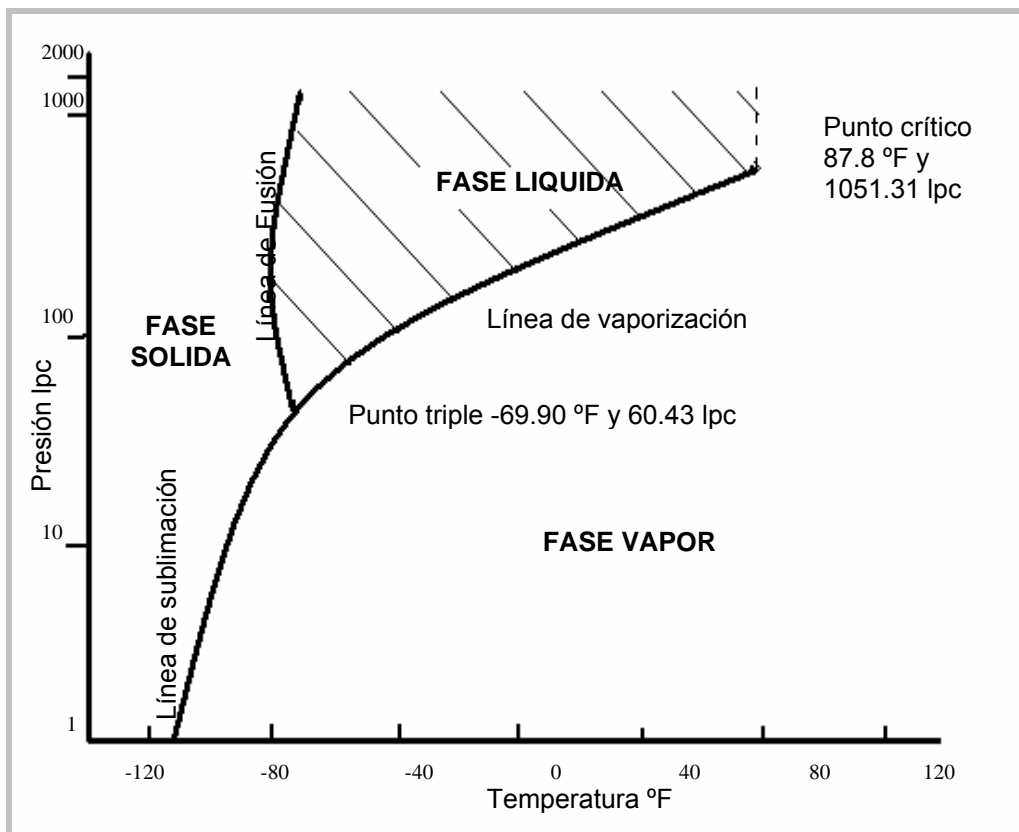
- *Vías De Exposición:* La sustancia se puede absorber por inhalación.

- *Riesgo De Inhalación:* Al producirse pérdidas en zonas confinadas este líquido se evapora muy rápidamente originando una saturación total del aire con grave riesgo de asfixia.
- *Efectos De Exposición De Corta Duración:* La inhalación de altas concentraciones de este gas puede originar hiperventilación y pérdida del conocimiento. La evaporación rápida del líquido puede producir congelación.
- *Efectos De Exposición Prolongada O Repetida:* La sustancia puede afectar al metabolismo.
- *Propiedades Físicas:* Punto de sublimación: -79°C Punto de fusión: -56.6 a 5.2 atm Solubilidad en agua, ml/100 ml a 20°C: 88. Presión de vapor, kPa a 20°C: 5720 Densidad relativa de vapor (aire = 1): 1.5

El CO<sub>2</sub> puede existir simultáneamente como gas, líquido y sólido en el punto triple, cuando la presión es 60,43 lpc y la temperatura es -69.9 °F. Debido a esta característica peculiar es muy importante que la presión se mantenga por encima de 60.42 lpc durante la inyección y transporte del CO<sub>2</sub> para prevenir la formación de sólidos que no son nada deseables en un proyecto de recuperación mejorada. La presión y temperatura crítica son los valores de presión y temperatura donde el líquido saturado y vapor saturado son idénticos. Para el caso del CO<sub>2</sub>, la presión y temperatura críticas son 1087 lpc y 87.8 °F respectivamente como se puede observar en la Figura 1. A valores por encima de la temperatura crítica, para cualquier valor de presión, no existe fase líquida.

La recuperación mejorada de aceite con CO<sub>2</sub> se obtiene como:

- Inyección de CO<sub>2</sub> líquido cuando el yacimiento está por debajo de 87.8 °F (Zona sombreada de la Figura 1).
- Inyección de CO<sub>2</sub> gaseoso cuando la temperatura del yacimiento está por encima de 87.8 °F (Por encima de esta temperatura a cualquier presión no existe fase líquida).



**Figura 1. Curva de equilibrio para el Dióxido de Carbono.**

*Fuente: Tecnología actualizada del desplazamiento inmisible de crudos pesados con CO<sub>2</sub> y agua. Gonzalo Rojas, SM Farouq Ali.*

De acuerdo con Berilgen H.<sup>1</sup> el “CO<sub>2</sub> gaseoso” es considerablemente más soluble en hidrocarburos que en agua. La solubilidad de un gas

<sup>1</sup> BERILGEN, Hulusi D. Enhanced recovery methods in petroleum production. Betchtel, October, 1980. Chap 5.

incrementa al aumentar la presión y disminuye cuando se aumenta la temperatura. Los sistemas CO<sub>2</sub> (gaseoso) y petróleo (líquido) siguen bastante bien estas leyes generales de las soluciones. Cuando se disuelve CO<sub>2</sub> en el petróleo se reduce la viscosidad de éste, en proporción a la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelto. Esta reducción de la viscosidad incrementa la razón de movilidad del aceite en el yacimiento, lo cual aumenta el recobro último del aceite.

La solubilidad del “CO<sub>2</sub> líquido” en el petróleo, no es afectada por la presión, mientras que, incrementa con el aumento de la temperatura. Esto indica que la máxima solubilidad del CO<sub>2</sub> líquido en el aceite se puede obtener a la más alta temperatura a la cual el CO<sub>2</sub> se encuentra todavía en estado líquido. Esta temperatura, por supuesto, es la temperatura crítica del CO<sub>2</sub>, la cual es 87.8 °F. Si se aumenta la temperatura por encima de este valor manteniendo la presión constante, el CO<sub>2</sub> es gaseoso y al seguir aumentando la temperatura, se invierte el proceso, disminuyendo la solubilidad del CO<sub>2</sub> gaseoso en el petróleo.

## **1.2 EFECTOS DEL CO<sub>2</sub> EN INYECCION**

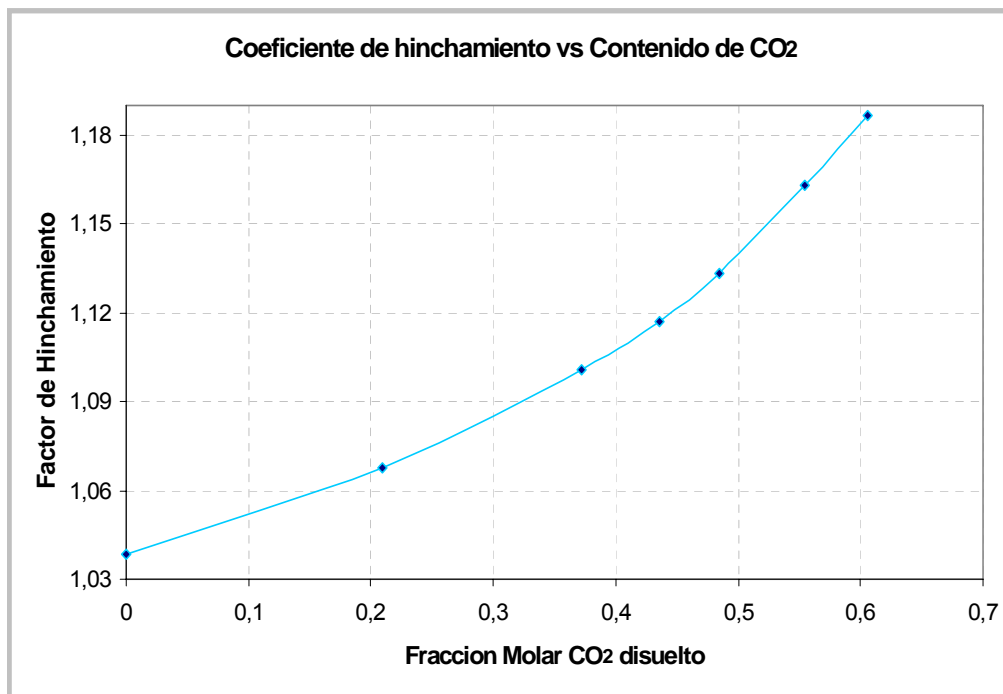
El CO<sub>2</sub> se comporta de la siguiente forma:

1. Promueve el hinchamiento del aceite.
2. Reduce la viscosidad del aceite.
3. Incrementa la densidad del aceite.
4. Es soluble en el agua.
5. Ejerce un efecto ácido sobre la roca.
6. Puede vaporizar y extraer porciones livianas del aceite crudo.

7. Es transportado cromatográficamente a través de la roca porosa.

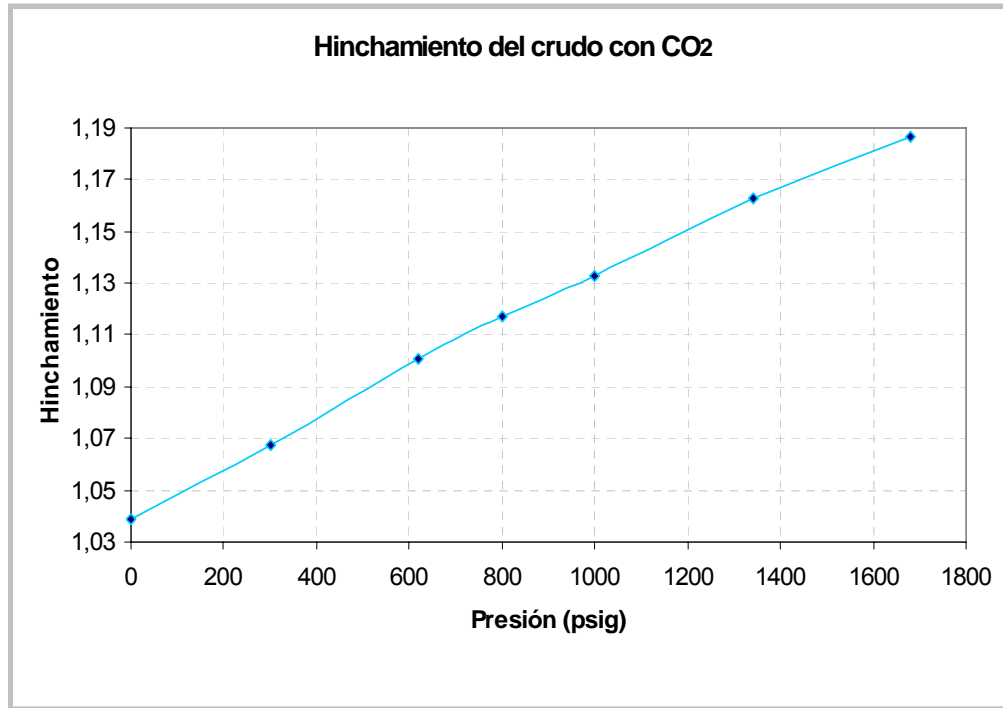
La alta solubilidad del CO<sub>2</sub> en el aceite causa el hinchamiento del mismo. El hinchamiento del aceite ayuda a mejorar el factor de recobro permitiendo dejar una menor saturación de aceite en el yacimiento.

La Figura 2 muestra el coeficiente de hinchamiento, volumen de aceite crudo saturado con CO<sub>2</sub>/volumen de aceite crudo libre de gas a la misma temperatura, como función del contenido de CO<sub>2</sub> del Campo Galán; de la Figura 2 se concluye que se produce mayor hinchamiento en el crudo a una mayor fracción molar de CO<sub>2</sub> [XCO<sub>2</sub>] contenida en el crudo.



**Figura 2. Coeficiente de Hinchamiento vs Contenido de CO<sub>2</sub> del Campo Galán**  
*Fuente: Ecopetrol-ICP*

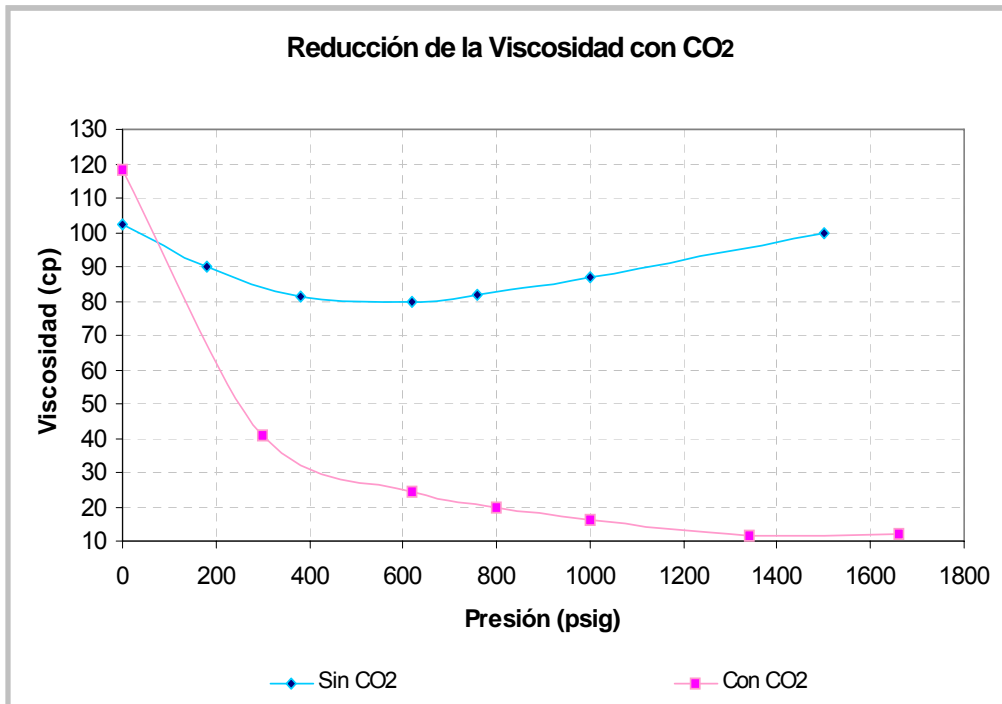
En la Figura 3 se puede ver la relación entre el Hinchamiento y la presión para el crudo de Galán.



**Figura 3. Hinchamiento del Crudo de Galán con CO2 respecto a la Presión.**

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

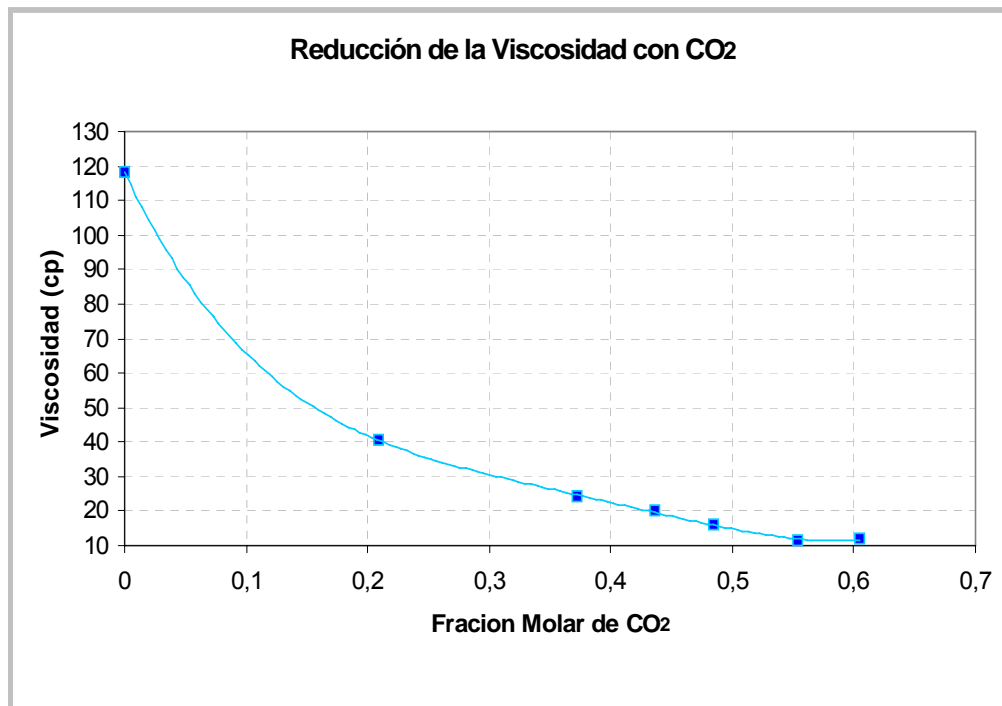
Una gran reducción de la viscosidad del aceite crudo ocurre a medida que es saturado con CO2 a presiones crecientes, conforme el CO2 entra en solución en el aceite, se genera una liberación de livianos que se traduce en un incremento de la densidad del aceite. En la Figura 4 se puede observar la diferencia de viscosidades, entre el crudo del campo Galán saturado con CO2 y el crudo del mismo sin CO2, a una misma temperatura de 122 °F a medida que la presión aumenta.



**Figura 4. Reducción de la viscosidad con CO2 del Campo Galán**  
*Fuente: ECOPETROL-ICP*

La reducción de la viscosidad de un crudo depende de la presión de saturación del CO2 a la cual se desarrolla el proceso. Para cualquier presión de saturación la reducción de la viscosidad es grande, comparándola con la alta viscosidad del aceite original. Para una misma presión de saturación hay una mayor reducción en la relación de viscosidades -viscosidad de la mezcla crudo CO2 [ $\mu\text{m}$ ] a la viscosidad del crudo original [ $\mu\text{o}$ ]- para los crudos mas pesados.

En la Figura 5 se puede observar el comportamiento de la viscosidad del crudo de Galán respecto a la Fracción Molar de CO2.



**Figura 5. Viscosidad del crudo en función de la Fracción molar de CO<sub>2</sub>**

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

La efectividad del mecanismo de reducción de viscosidad depende de:

1. La habilidad de la difusión del CO<sub>2</sub> en el petróleo
2. La tasa de absorción del petróleo
3. La eficiencia de la inyección del CO<sub>2</sub> para contactar el

petróleo

Las variables importantes para la aplicación de este proceso son:

- 1 Volumen total de CO<sub>2</sub> inyectando
- 2 Tiempo de remojo y rata de producción
- 3 Composición del gas inyectado
- 4 Heterogeneidades en el yacimiento (como estratificación,

zonas de agua y capa de gas)

### **1.3 MISCIBILIDAD Y MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO**

El desplazamiento inmisible ocurre cuando el CO<sub>2</sub> se inyecta a una presión inferior a la mínima presión de miscibilidad. Por lo regular en petróleos con baja gravedad API (medianos – pesados).

La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del yacimiento para formar una fase homogénea simple.

Al inyectar CO<sub>2</sub> se puede tener diferentes mecanismos de desplazamiento de acuerdo a la miscibilidad. Entre los diferentes mecanismos involucrados en el desplazamiento de aceite por dióxido de carbono incluyen: (1) Empuje por gas en solución, (2) Empuje de CO<sub>2</sub> inmisible, (3) Empuje miscible hidrocarburo- CO<sub>2</sub>, (4) Empuje miscible dinámico de múltiple contacto.

#### **1.3.1 Empuje de gas en solución.**

Así como el CO<sub>2</sub> es un gas que puede solubilizarse en el aceite a medida que se incrementa la presión, este puede liberarse con la reducción de la misma. Al inyectar en el yacimiento un volumen de CO<sub>2</sub> a alta presión, permitirá una solubilización acelerada en el aceite y posteriormente al generarse caída de presión en el pozo productor se logrará su liberación. La disminución de la solubilidad del CO<sub>2</sub> es acompañada por una liberación de energía interna en el yacimiento que permite recuperar parte del aceite remanente.

#### **1.3.2 Empuje con CO<sub>2</sub> inmisible.**

La invasión inmisible con CO<sub>2</sub> para un aceite moderadamente pesado es un método de recobro bien conocido para yacimientos marginales,

con bajos espesores; los cuales son poco viables para procesos de recobro térmico.

Básicamente hay cuatro procesos inmiscibles diferentes con el dióxido de carbono que pueden ser usados para recuperar aceite pesado: inyección continua de dióxido de carbono –miscible o inmiscible-, inyección de un tapón de CO<sub>2</sub>, inyección de tapones alternos de CO<sub>2</sub> y agua, inyección simultánea de CO<sub>2</sub> y agua.

### **1.3.3 Inyección continua de CO<sub>2</sub>.**

En este proceso, el dióxido de carbono es inyectado continuamente hasta que una máxima relación dióxido de carbono-aceite producido se alcance, lo cual está determinado por el límite económico del proyecto.

La aplicación de este método es limitada debido a la falta de control de la movilidad y el drenaje gravitacional.

*Sayegh y Main<sup>2</sup>* llevaron a cabo pruebas de desplazamiento con CO<sub>2</sub> en núcleos encontrando bajos recobros de aceite –menores al 3% del volumen poroso de hidrocarburos- a la ruptura de CO<sub>2</sub>. Sin embargo la prueba piloto de inyección continua de CO<sub>2</sub> en el campo OVEJA (Venezuela) fue exitosa, determinándose que el proceso trabajó bien gracias a un moderado espesor de formación y buena segregación gravitacional.

---

<sup>2</sup> U.S. Department of Energy: *Economics of Enhanced Oil Recovery*, Report DOE/ET/12072-2 (1981) 17-18

#### **1.3.4 Inyección de un tapón de CO<sub>2</sub>.**

El tapón de dióxido de carbono es inyectado por inyección continua seguidamente por agua con el fin de empujar el CO<sub>2</sub> a través del yacimiento. *Rojas y Farooq Ali*<sup>3</sup> reportaron rápida ruptura de dióxido de carbono debida a la digitación y a una marcada influencia de la tasa de inyección sobre el proceso. La recuperación durante la inyección de la fase gaseosa disminuye con un aumento en la tasa de inyección de CO<sub>2</sub> y se incrementa durante la inyección.

#### **1.3.5 Inyección de tapones alternos de CO<sub>2</sub> y agua.**

Los tapones de dióxido de carbono y agua son inyectados hasta que el volumen deseado de CO<sub>2</sub> ha sido alcanzado, el proceso es seguido por una inyección continua. La razón WAG es la relación del volumen total de agua inyectada al volumen total de CO<sub>2</sub> inyectado a condiciones de yacimiento.

Varios investigadores han encontrado que la relación WAG del proceso, progresivamente reduce la razón de movilidad y promueve una distribución más uniforme del CO<sub>2</sub> a través del yacimiento. Este proceso es económicamente más favorable y recupera más aceite que los anteriormente citados.

#### **1.3.6 Inyección simultanea de CO<sub>2</sub> y agua.**

A pesar de ser el proceso con mayor factor de recobro –relativo a empuje de CO<sub>2</sub> inmiscible-, presenta los siguientes problemas:

- 1 Altos costos de completamiento y operación para sistemas de inyección dual.

---

<sup>3</sup> *Klins, M.A.: "Carbono Dioxide Flooding": Base Mechanisms and Project Desing", IHRDC, Boston (1984)*

2 Inyectividad reducida asociada con la inyección de dos fases diferentes (líquido y gas).

3 Corrosión de las facilidades de inyección debida a la naturaleza acida del sistema dióxido de carbono-agua, reduciendo significativamente la vida del equipo.

### **1.3.7 Empuje miscible Hidrocarburo- CO<sub>2</sub>.**

El CO<sub>2</sub> y los hidrocarburos livianos son completamente miscibles a presiones relativamente bajas, haciendo posible llevar a cabo un desplazamiento miscible usando un bache de hidrocarburo de bajo peso molecular que preceda la invasión con CO<sub>2</sub>. Esta técnica fue ensayada en un piloto del campo Bradford usando un bache de gasolina equivalente al 8% del volumen poroso seguido por un tapón del 15% del volumen poroso y culminando el proceso con la inyección de agua. El proceso no fue exitoso puesto q la gasolina no desplazó eficientemente al aceite, por el contrario la gasolina se propagó a través del aceite y lo diluyó. Lo anterior generó la canalización del CO<sub>2</sub> a través de las zonas de aceite diluido que conllevó a un factor de recobro terciario muy bajo.

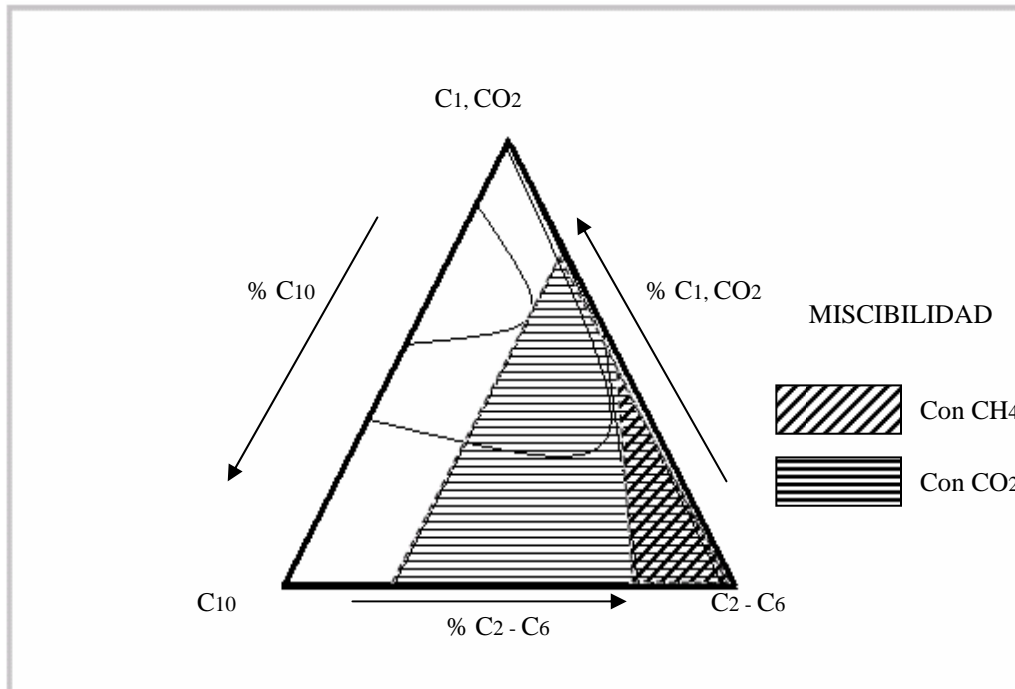
### **1.3.8 Empuje miscible dinámico.**

El CO<sub>2</sub> vaporiza o extrae hidrocarburos del aceite de yacimiento hasta que una cantidad suficiente de estos hidrocarburos existe en el frente de desplazamiento, lográndose que el aceite sea desplazado misciblemente. En este punto, el mecanismo de vaporización se detiene hasta que el frente miscible que ha sido desarrollado sea interrumpido por el mecanismo de dispersión. Cuando la miscibilidad deja de existir, la vaporización otra vez toma lugar restableciendo la miscibilidad.

Los procesos de desplazamiento con gas seco a altas presiones requieren cantidades sustanciales de C2-C6 en el aceite de yacimiento, con el objetivo de desarrollar el desplazamiento miscible a condiciones de invasión prácticas. Esto podría eliminar los yacimientos depletados como candidatos para la aplicación de este proceso. No obstante la invasión con CO<sub>2</sub>, aun a presiones bajas puede desarrollar desplazamiento miscible con poco o nada de los componentes C2-C4 presentes en el aceite crudo.

#### **1.4 MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD**

Para obtener un recobro miscible se requiere de una presión mayor o igual a la Mínima Presión de Miscibilidad (MPM). Esta presión de Miscibilidad se define como la Presión más baja requerida para el desplazamiento miscible de un yacimiento dado. En el diagrama ternario de la Figura 6 se indica la presión de miscibilidad, PM, para una temperatura y grado de pureza del CO<sub>2</sub> (contiene metano, C1) específicas. Como la temperatura, las características del aceite del yacimiento y el grado de pureza del CO<sub>2</sub> cambian en cada proyecto, la presión de miscibilidad también es diferente



**Figura 6. Comportamiento del Metano y del CO<sub>2</sub> durante el desplazamiento miscible.**

*Fuente: Tecnología actualizada del desplazamiento inmisible de crudos pesados con CO<sub>2</sub> y agua. Gonzalo Rojas, SM Farouq Ali.*

La presión de Miscibilidad es un importante parámetro para seleccionar los yacimientos apropiados para inyección de CO<sub>2</sub>. Para que el recobro de aceite sea más alto, el yacimiento escogido debe ser capaz de resistir una presión mayor que la presión de miscibilidad del CO<sub>2</sub>.

Factores que afectan la miscibilidad CO<sub>2</sub> – petróleo. Teóricamente la presión de miscibilidad se alcanza en el momento en que comienza la extracción de hidrocarburos, sin embargo, se requieren mayores presiones para extraer suficiente cantidad de hidrocarburos que aseguren la miscibilidad a grandes distancias.

Los principales factores que afectan la MMP son los siguientes:

- 1 Composición del Petróleo
- 2 Temperatura
- 3 Pureza del CO<sub>2</sub>

Para determinar la Mínima Presión de Miscibilidad en el Campo Galán se llevaron a cabo desplazamientos en el “Slim Tube” con presiones de hasta 3500 psi sin lograr miscibilidad, presentándose taponamiento severo a presiones mayores de 1700 psi por precipitación de asfaltenos por el efecto del CO<sub>2</sub>. La presión de desplazamiento no se pudo incrementar por encima de 3500 por taponamiento en el sistema de empaquetamiento del “Slim Tube” por lo que fue imposible obtener la Mínima Presión de Miscibilidad para este crudo debido a sus características.

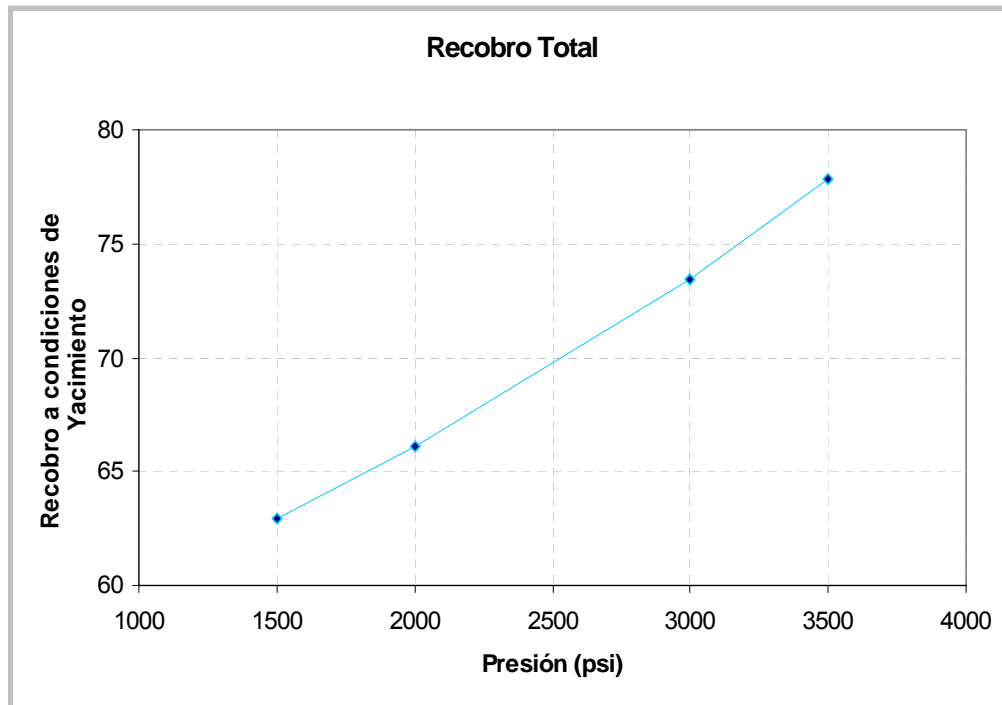
Debido a los problemas mencionados anteriormente se determinó empíricamente el valor de la MPM (por 3 diferentes correlaciones a través de software CMGPROG), entre 5500-7000 psi.

Esta presión tan alta de miscibilidad definió que el proceso a desarrollar en el campo Galán era de tipo inmisible por limitaciones en la presión de fractura (presión límite 2000 psi). El CO<sub>2</sub> que se utilizó era de una pureza del 99%.

Simultáneamente en esta prueba se determinó el recobro con CO<sub>2</sub> al incrementarse gradualmente la presión de desplazamiento.

En la Figura 7 se muestra gráficamente el comportamiento del recobro en el Slim Tube, en función de la presión de desplazamiento. En ella se

observa como para una presión de 1500 psi se alcanza un recobro de 63%.



**Figura 7. Recobro Total en función de la presión del Campo Galán.**  
*Fuente: ECOPETROL-ICP*

### **1.5 FACTORES QUE DETERMINAN LA EFICIENCIA DEL RECOBRO EN EL PROCESOS DE INYECCION.**

La eficiencia total en un método de recobro es el producto de las eficiencias individuales del proceso. La eficiencia total está dada por la siguiente ecuación:

$$ER = EA * EV * ED * EM$$

Donde ER = Eficiencia total de recobro.

EA = Eficiencia de barrido areal.

EV = Eficiencia de barrido vertical.

ED = Eficiencia de desplazamiento.

EM = Eficiencia de movilización.

El efecto primario de la invasión miscible con CO<sub>2</sub> es mejorar la eficiencia de desplazamiento y el efecto secundario es mejorar la eficiencia de movilización.

### **1.5.1 Eficiencia de desplazamiento.**

El principal objetivo de la invasión con CO<sub>2</sub> es disminuir la viscosidad efectiva del fluido desplazado relativo al fluido desplazante (en la mayoría de los casos agua); obteniéndose una reducción en la razón de movilidad, acompañada por una menor saturación de aceite promedio en la zona barrida y una mayor eficiencia de desplazamiento.

### **1.5.2 Eficiencia de movilización.**

El proceso de invasión inmisible con CO<sub>2</sub> disminuye la relación de fuerzas capilares y viscosas, por reducción de la tensión interfacial entre las fases desplazante y desplazada. Esto trae consigo una disminución de la saturación de aceite residual y un incremento en la eficiencia de movilización.

La inyección de CO<sub>2</sub>, artificialmente incrementa el factor volumétrico de formación de aceite [BoF] a medida que el aceite es saturado, mejorando la eficiencia de movilización.

## 1.6 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES EN INYECCIONES DE CO<sub>2</sub>.

Existen diferentes inconvenientes encontrados en la experimentación en campo y laboratorio que complican el buen desarrollo de un proceso de inyección de CO<sub>2</sub>.

Los principales problemas que se pueden encontrar en un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> son:

- Corrosión como consecuencia del ácido carbónico formado entre el CO<sub>2</sub> y el agua de formación
- Precipitación de asfaltenos lo cual causa disminución en las permeabilidades y porosidades del yacimiento ya que pueden obstruir severamente el espacio poroso.

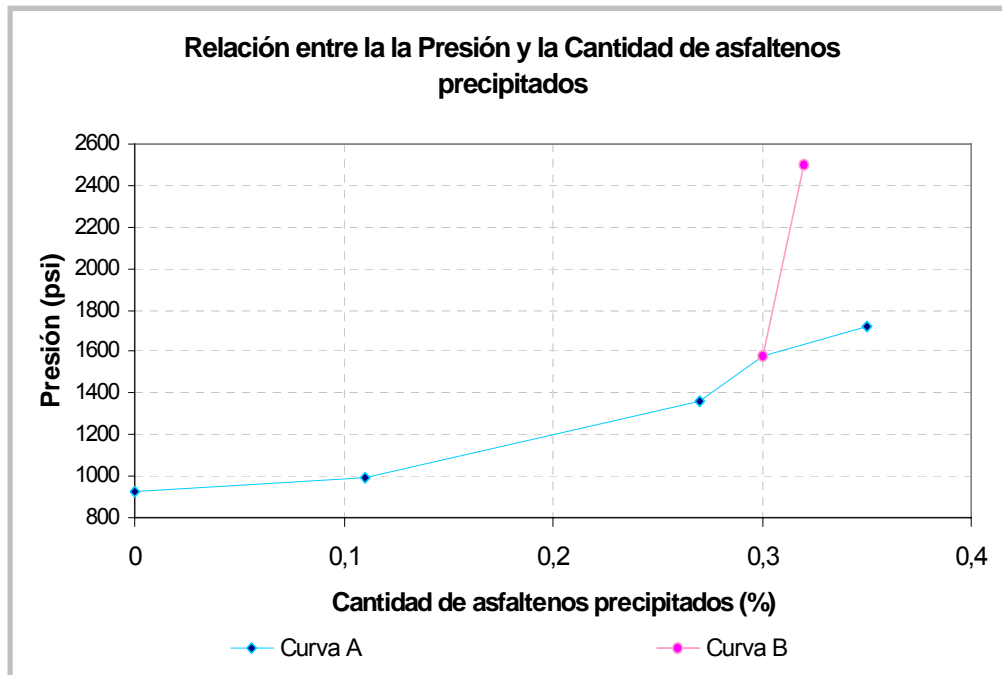
Los asfaltenos, las resinas y el resto del petróleo forman un sistema coloidal en el que las fuerzas de adsorción se encuentran en equilibrio. Las resinas se encuentran envolviendo las partículas asfálticas, protegiéndolas de agentes precipitantes; sin embargo cuando la concentración de las resinas disminuye o la concentración parafínica aumenta, la solución asfáltica es menos estable y puede ocurrir precipitación.

La fuerte tendencia de los asfaltenos a auto-asociarse puede estimularse con la adición de un solvente como el CO<sub>2</sub> o el cambio de las condiciones de presión y temperatura.

Las pruebas realizadas muestran la existencia de un 3,34% en peso de asfaltenos presentes en el petróleo del campo Galán, la cual se puede considerar relativamente alta.

La Figura 8 presenta el comportamiento de la presión de saturación del CO<sub>2</sub> y la Cantidad de asfaltenos precipitados, observándose una relación directamente proporcional entre ambos, esto es, a medida que

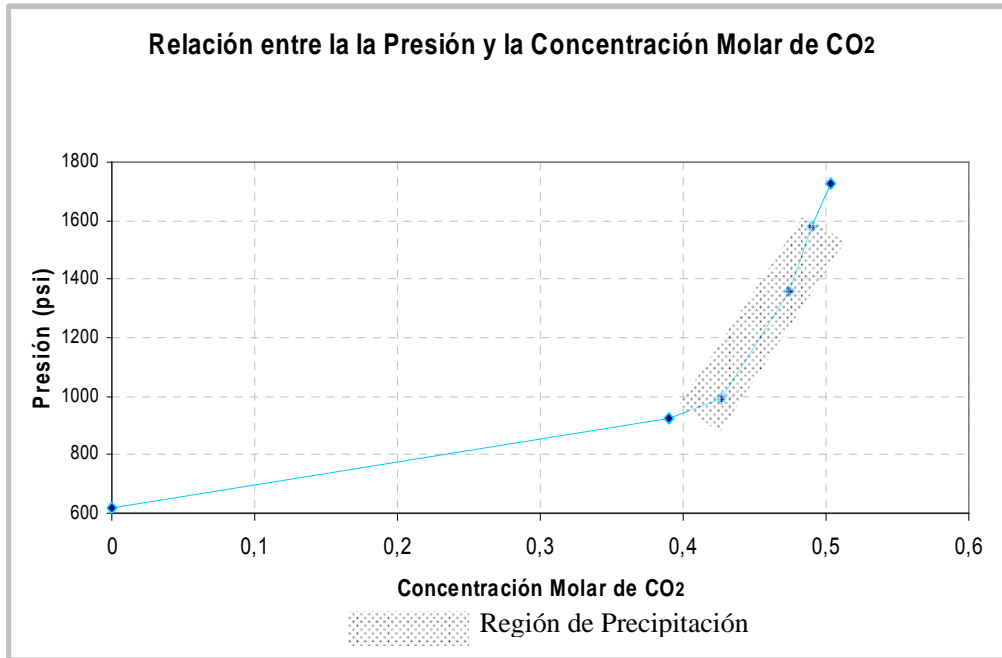
se incrementa la presión y por ende la concentración de CO<sub>2</sub> en el petróleo, aumenta la cantidad de asfaltenos precipitados.



**Figura 8. Relación entre la Presión y Cantidad de asfaltenos precipitados.**

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

En la Figura 9 se puede observar que el umbral de precipitación de asfaltenos para el crudo de Galán, que es la mínima concentración de CO<sub>2</sub> en el petróleo, en la cual el asfalteno permanece en solución, se encuentra a 0,396% molar de CO<sub>2</sub>, que corresponde a una presión de 925 psi.

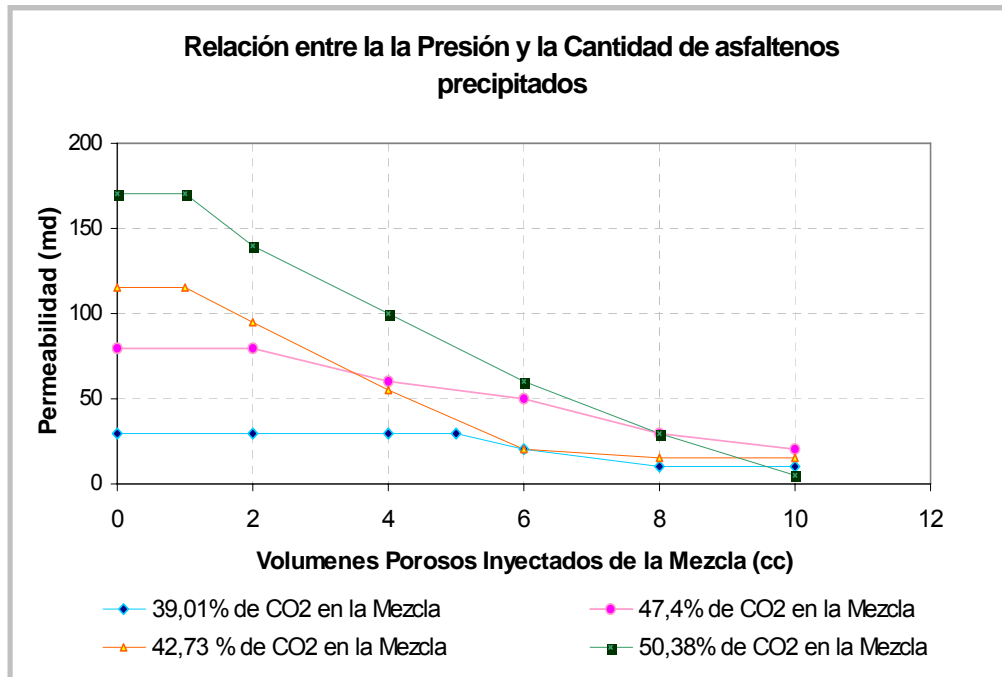


**Figura 9. Relación entre la Presión y la Concentración Molar de CO2 para el crudo de Galán.**

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

Con el propósito de corroborar el efecto precipitante del CO<sub>2</sub> al entrar en contacto con el petróleo y teniendo en cuenta que no existen corazones disponibles del campo Galán, a título de comparación se realizaron pruebas de desplazamiento con la mezcla petróleo/CO<sub>2</sub> a corazones del pozo La Cira 1880, de la Zona A (Formación Colorado).

En la Figura 10 se observa el efecto de reducción de permeabilidad (hasta del 90%) a causa de la precipitación de asfaltenos, presentándose mayor daño a concentraciones más altas de CO<sub>2</sub>.



**Figura 10. Variación de la Permeabilidad con la inyección de la Mezcla Crudo-CO<sub>2</sub>.**

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

### 1.7 PROCESO DE INYECCION DE CO<sub>2</sub> “HUFF AND PUFF”

Estas operaciones Huff'n Puff se han venido desarrollando en los últimos años mostrando notables resultados y cada vez mayor acogida, ya que es un proceso viable económicamente en varios casos, y representa una buena alternativa para mitigar el impacto ambiental producido por la industria.

Es una técnica de estimulación de pozo la cual conlleva, la inyección de CO<sub>2</sub> (como gas) dentro de un pozo el cual se encuentra produciendo, el cierre del pozo para permitir el remojo (disperse y disuelva), y el pozo vuelto a producción. En estos procesos se pueden dar varios ciclos.

Este procedimiento incrementa el recobro de aceite, reduce la viscosidad incrementando el flujo, incrementa el contenido de gas disuelto en el aceite, y el hinchamiento del aceite incrementa el aceite residual. El secuestro de CO<sub>2</sub> se puede llevar a cabo en disolución en aceite remante y en la absorción de CO<sub>2</sub> en la superficie del mineral.

Para desarrollar una operación Huff'n Puff se deben tener en cuenta criterios de selección entre los cuales se encuentran: profundidad, presión de formación, temperatura de formación, estratigrafía significativa, análisis del sitio, modelo y diseño actual del pozo, condición del casing, proximidad a una fuente existente de CO<sub>2</sub>, tasa de producción y proximidad a pozos horizontales e inyectores de CO<sub>2</sub> que puedan causar interferencia. Los yacimientos depletados de aceite son los preferidos para implementar esta operación.

Serías investigaciones han reportado que la inyección de CO<sub>2</sub> reduce la producción de agua. En muchas operaciones involucrando inyección de gas, una baja producción de agua es observada sobre el avance del gas.

Es posible que en algunas situaciones, esta disminución de producción de agua sobre el aumento de la saturación de gas cerca de la cara del pozo proporcione ventajas suficientes en términos de tasas de aceite para hacer operaciones de Huff'n Puff de CO<sub>2</sub> que valgan la pena.

El límite en el uso del CO<sub>2</sub> es fuertemente dependiente sobre el costo del CO<sub>2</sub> entregado en la cabeza de pozo y del precio del petróleo.

El diseño de las operaciones Huff'n Puff debe estar basado tanto en la producción de aceite como en los costos del pozo.

Dependiendo de situaciones específicas, la producción del pozo evaluado podría ser ayudada por presurización, liberación/expansión de CO<sub>2</sub>, reduciendo la viscosidad del aceite, y/o estimulando las condiciones de pozo. El rendimiento puede ser ayudado por inyección

de agua o drenaje gravitacional bajo condiciones específicas de yacimiento.

Algunos factores favorables para las operaciones Huff'n Puff son la presencia de altas saturaciones de aceites, intervalos viables económicamente, una leve presión de apoyo para la producción, intervalos de remojo de 3 a 4 semanas, altos volúmenes de inyección y una óptima profundidad del yacimiento. Se dan 3 ciclos como máximo.

## **2. CONCEPTOS DE INGENIERIA ECONOMICA**

Cuando se dispone de algún capital para realizar un proyecto de inversión surgen varios interrogantes que limitan la decisión; algunos de esos interrogantes pueden ser: Se recuperará ese desembolso en cantidades más grandes? Ese dinero extra ganado, es lo suficientemente grande para merecer el esfuerzo y riesgos asociados con el proyecto? Se ganaría más dinero al darle otro uso? Todas estas inquietudes y aun mas permanecen mientras no se haga una evaluación detallada de la propuesta de inversión.

En la Ingeniería Económica se encuentran las técnicas, los criterios, los conceptos y los métodos que permitan la evaluación y comparación de alternativas para tomar una decisión antes que el proyecto sea una realidad; de esta forma se determina si esa propuesta se debe llevar a cabo o no.

Para una industria, firma o incluso para un país es muy importante llevar a cabo la evaluación económica y actuar sobre ella según la decisión final. Las inversiones apropiadas permiten permanecer competitivamente por más tiempo en el mercado.

### **2.1 FLUJO DE CAJA**

Una asignación económica consiste en listar los flujos de entrada y salida de caja como resultado de un proyecto particular y de ese patrón de flujos determinar que tan atractivo es el proyecto.

El flujo de salida de caja, en efectivo pagado por la firma, puede subdividirse dentro de los siguientes tipos<sup>4</sup>:

- Inversiones de capital.
- Capital de trabajo
- Costos fijos anuales
- Costos variables
- Impuestos
- Amortización

En las inversiones de capital se encuentran los dineros desembolsados como pagos no-periódicos. Este grupo se puede subdividir en “maquinaria y equipo”.

El Capital de Trabajo es el dinero gastado durante el proyecto, el cual se recuperará al final del mismo. Este desembolso se puede obtener por ejemplo, de la materia prima a pagar antes que sea vendido el producto, de los productos mantenidos en stocks normales, etc.

Los Costos Fijos anuales se refieren a los dineros pagados cada año independientemente del proceso de producción. En el están incluidos los costos por varios conceptos: Supervisión, dirección, gastos generales como los impuestos del local, seguros y algunos costos de agua y energía.

---

<sup>4</sup> ALLEN, D.H. Economic Avaluation Proyects. London. 1972.

El grupo de los costos variables incluye los pagos que son directamente proporcionales al proceso de producción. En este grupo se encuentran los costos de la materia prima, la parte de la mano de obra contratada directamente para el proceso de producción, parte de los gastos de agua y energía, etc.

Los impuestos también reflejan un flujo de salida de caja, este impuesto es calculado según las leyes de cada país.

Dentro de la amortización de inversiones se encuentran los gastos preliminares de instalación o desarrollo de adquisición de marcas y los costos intangibles sujetos a demerito. La amortización es una deducción para recuperar inversiones originadas por la actividad comercial. La amortización se hace en un término de cinco años.

En el flujo de entrada de caja, el ingreso, también puede dividirse<sup>5</sup>, esto es:

- Ingreso por ventas
- Ingreso por material
- Ingreso por capital de trabajo

El ingreso por ventas es la mayor razón para la existencia de un proyecto. Es calculado como la suma de:

$$\text{Cantidad vendida} \times \text{Precio}$$

---

<sup>5</sup> ALLEN, D.H. Economic Avaluation Proyects. London. 1972.

El ingreso por material desechado se presenta cuando una planta se cierra por su propio bien, en este caso su equipo es vendido como equipo de segunda mano o como metal desechado.

El ingreso por capital de trabajo es simplemente la recuperación del dinero desembolsado durante el proyecto.

Según los flujos de caja descritos se puede obtener una clasificación general que defina completamente un proyecto de inversión, esta es:

- Inversiones de capital.
- Costos fijos anuales
- Costos variables por unidad de producción
- Ingreso por ventas
- Ingreso por material desechado
- Capital de trabajo

Estos conceptos son importantes para representar una propuesta de inversión y con base en ellos evaluar la rentabilidad del proyecto.

## **2.2 VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO**

Existe una relación entre el dinero y el tiempo que da origen al concepto del valor del dinero en el tiempo. Esto significa que el dinero disponible en un futuro no tendrá el mismo valor si se tuviera en este momento. De donde se deduce que el dinero tiene potencial de ganancias que

permiten que el dinero original después de un cierto tiempo genere una riqueza. La riqueza expresada como un porcentaje de la suma presente, introduce el concepto de la tasa de interés.

Otra razón que verifica el concepto del valor del dinero en el tiempo es el poder adquisitivo. Según la economía inflacionaria que se vive en este país los bienes que se compran con una cantidad disponible ahora disminuyen según se prolongue la fecha de compra.

En la evaluación de alternativas económicas se describen los ingresos y egresos en el momento que ocurren, es necesario por lo tanto, tener en cuenta el valor del dinero a través del tiempo y el interés en términos monetarios. Según lo anterior se deben conocer los métodos para calcular el interés y así determinar el rendimiento esperado de una alternativa.

### **2.2.1 Interés Simple**

“Presupone que al final de cada periodo se pagan o se reciben intereses calculados sobre la cantidad original, ignorando intereses que se hayan capitalizado durante los periodos precedentes. En la mayoría de los casos la deuda permanece constante pues se pagan o se reciben exactamente los intereses causados”<sup>6</sup>.

### **2.2.2 Interés Compuesto**

El interés compuesto es el de mayor uso en el análisis económico y evaluación de alternativas debido a que toma en consideración el dinero realmente involucrado en cada uno de los periodos para un proyecto particular.

---

<sup>6</sup> VARELA, Rodrigo. Evaluación Económica de Alternativas Operacionales y Proyectos de Inversión. Bogotá. 1982.

“Presupone que al final de cada periodo se pagan o se reciben intereses calculados sobre el saldo o capital no amortizado, razón por la cual se puede pagar o recibir una cantidad mayor o menor a los intereses ocasionados durante el periodo y la deuda o capital no amortizado puede crecer disminuir o permanecer constante durante el periodo de uso del dinero”<sup>7</sup>.

### **2.3 VIABILIDAD Y FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS**

Anteriormente se enunciaba que con la ayuda de la ingeniería económica, era posible determinar si se debía o no llevar a cabo un proyecto de inversión, además de esta ayuda existen otros aspectos, también determinantes, para la aceptación o rechazo de la propuesta; estos son, los fondos disponibles para la inversión. Estos son de gran interés pues con ellos es posible establecer si se cubren todos los egresos requeridos por el proyecto. Si es así, se dice que la inversión es viable y por consiguiente se puede hacer.

Una vez determinada la viabilidad del proyecto es posible establecer la conveniencia económica del mismo, esto es; cuánto dinero se necesita para llevar a cabo la inversión.

Estos aspectos, la viabilidad y la conveniencia económica son parte importante del análisis de proyectos de inversión y forman lo que es un estudio de factibilidad.

---

<sup>7</sup> ALLEN, D.H. Economic Avaluation Projects. London. 1972.

## 2.4 METODOS EVALUATIVOS

### 2.4.1 El Valor Presente Neto

El valor presente se utiliza para hacer comparaciones cuantitativas de sumas de dinero gastadas en tiempos diferentes

Para un proyecto de inversión complicado, con flujos de entradas y salidas de dinero durante su vida, es posible reducir cada flujo de dinero a su valor presente, luego sumar estos valores presentes en términos de suma de dinero ahora.

Si el valor presente es negativo el proyecto no es atractivo, por lo tanto no se debe realizar, si por el contrario es positivo significa que se debe aceptar el proyecto pues este tiene un rendimiento mayor al interés que se uso en el cálculo, finalmente si el resultado es cero entonces el proyecto ha ganado por lo menos un interés igual al empleado en el cálculo

El Valor Presente Neto está definido por:

$$VPN = \sum_{n=0}^m [(Ing)_n - (Egr)_n](1+i)^{-n}$$

Donde  $Ing$  representa el flujo de ingresos para el año  $n$  y  $Erg$  representa el flujo de egresos generados por el proyecto para el año  $n$ , finalmente  $m$  representa el horizonte del proyecto.

El  $VPN$  calcula la cantidad total fluctuando dentro de una organización como resultado de un proyecto, después de pagar todo el capital usado a un interés normal.

#### **2.4.2 La Tasa Interna de Retorno**

La Tasa Interna de Retorno es el valor de  $i$  cuando la ecuación del  $VPN$  es cero, este valor de  $i$  es la tasa de interés ganada por los dineros invertidos en el proyecto; por consiguiente la tasa interna de retorno puede ser comparada con otras tasas de interés disponible y así determinar si ese proyecto es mejor o peor que las otras alternativas existentes.

El criterio es muy usado en los círculos económicos debido al énfasis que tiene sobre la rentabilidad de cada peso que continua invertido.

#### **2.4.3 El Costo de Capital**

La tasa de interés  $i$  se usa para la evaluación del  $VPN$  o para comparar el resultado de los cálculos de la  $TIR$ . Esta tasa es llamada el costo de capital.

El costo de capital es una tasa promedio que representa el costo del dinero proveniente de fuentes externas mediante la venta de acciones, venta de bonos y préstamos bancarios.

“El costo de capital se convierte en una medida básica del desarrollo financiero y determina la aceptabilidad de todas las oportunidades de inversión”<sup>8</sup>.

#### **2.4.4 La Razón Costo Beneficio**

El uso del  $VPN$  y la  $TIR$  tiene ciertas desventajas: En el primero la rentabilidad no se refiere al capital invertido; el proyecto puede tener un  $VPN$  muy alto pero este requiere un desembolso de capital muy alto que no lo hace atractivo. En el segundo caso, la  $TIR$  puede matemáticamente tener dos o más soluciones y esto no lo hace

---

<sup>8</sup> INFANTE V., Arturo. Evaluación Económica de Proyectos de Inversión. 1977. p.178.

aplicable en todos los casos. La otra desventaja se presenta por que la “tasa interna de rentabilidad no toma en cuenta lo que pasa con los fondos que se liberan y que cuando se escoge con base en este índice, se está suponiendo implícitamente que los fondos liberados se reinvirtieron a la tasa interna de retorno”<sup>9</sup>.

Las anteriores desventajas son superadas con el empleo de la Razón Beneficio Costo, el factor de interés usado es el costo de capital estimado.

$$B/C = \frac{\sum_{n=0}^m [(Ing)_n - (Egr)_n](1+i)^{-n}}{\sum_{n=0}^m [In(1+i)^{-n}]}$$

Donde  $Ing$  y  $Erg$  representan los flujos de caja excluyendo el capital y  $In$  es el capital invertido en un año  $n$ .

Cuando la tasa es menor que 1 el proyecto ni siquiera cubre el costo de capital, cuando es mayor que 1 gana más que el costo capital. De hecho, la  $(R B/C - 1)$  es el  $VPN$  del proyecto expresado como una fracción de capital incluido, por lo tanto la magnitud de la rentabilidad puede ser juzgada, con un simple vistazo, por aquellas personas acostumbradas a tratar con el costo de capital de los proyectos; esta razón es particularmente manejable por ingenieros.

Escrita matemáticamente sería:

---

<sup>9</sup> PHILIPPATOS, George C. Fundamentos de Administración Financiera. 1975. p178

$$R \ B/C - 1 = \frac{\sum_{n=0}^m [(Ing)_n - (Egr)_n](1+i)^n}{\sum_{n=0}^m [(In)(1+i)^{-n}]}$$

$$= \frac{VPN}{\text{El capital total descontado}}$$

La razón  $B/C$  es por lo tanto una medida relativa al capital empleado.

#### 2.4.5 El Valor Anual Equivalente

El valor Anual Equivalente  $VAE$  es la suma constante anual con que un proyecto contribuye a las finanzas de la firma, después que el capital ha sido pagado.

$$VAE = VPN \left( \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^{n-1}} \right)$$

El  $VAE$  permite a un directivo apreciar rápidamente la importancia de las ganancias con relación al balance de la compañía.

#### 2.4.6 El Valor Futuro

“Consiste en desplazar al final del período  $n$  todos los ingresos o egresos de cada de cada alternativa o proyecto” <sup>10</sup>. En algunas inversiones el valor futuro es mucho mas significante que el valor presente neto, tal es el caso de una inversión donde el dinero es revertido anualmente para recuperar una suma única al final del proyecto.

El valor futuro está dado por:

$$VF = \sum_{n=0}^m [Sn(1+i)^{(m-n)}]$$

---

<sup>10</sup> VARELA, Rodrigo. Evaluación Económica de Alternativas Operacionales y Proyectos de Inversión. Bogotá. 1982. P. 78.

Donde  $S_n$  es la suma lineal, invertida por  $m$  años.

La relación entre  $VF$  y el  $VPN$  es lineal:

$$VPN = \sum_{n=0}^m [S_n(1+i)^n] = VF (1+i)^{-m}$$

El valor futuro de una suma constante invertida por años es dada por:

$$VF = S_n \frac{(1+i)^m - 1}{i}$$

#### 2.4.7 El Método del Pay Back

El método más simple de avalúo de la inversión, basado en la consideración de un flujo de caja lineal, es el método del Pay Back. El Pay Back es el tiempo tomado desde el comienzo del proyecto hasta antes que el flujo de caja para el proyecto llegue a ser positivo.

Matemáticamente esto es:

$$PB = m$$

Donde  $m$  satisface la ecuación:

$$In = \sum_{n=0}^m [(Ing)_n - (Egr)_n] = 0$$

Donde  $In$  es la única inversión inicial de capital y los flujos de caja están dados por los ingresos,  $Ing$ , y los egresos,  $Egr$ .

Este criterio tiene una amplia utilización en pequeñas compañías; ya que indica que tan arriesgado es el proyecto y además da una medida de por cuánto tiempo se hará un esfuerzo sobre la liquidez de la firma,

pero ignora el aspecto del flujo de caja después de la recuperación del capital<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> ZITZMAN, W y JIMENEZ DE ZITZMAN, María L. Finanzas. 1983. p. 160.

### **3. INYECCIONES DE CO<sub>2</sub>**

#### **3.1 INYECCIONES DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA**

En Colombia, a la fecha, se han desarrollado tres procesos de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> de los cuales dos corresponden a la empresa Colombiana de Petróleos y otro a la compañía Harken de Colombia.

Las inyecciones de CO<sub>2</sub> realizadas por la Empresa Colombiana de Petróleos han sido con fines investigativos por lo cual se han desarrollaron en forma de Pilotos en los campos Galán y Orito.

##### **3.1.1 INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> EN EL CAMPO GALÁN**

Los resultados positivos en los distintos pilotos desarrollados en el Campo Galán, la necesidad de seguir evaluando el uso del CO<sub>2</sub> como método de recuperación de aceite, los aspectos económicos y la disponibilidad de CO<sub>2</sub> por parte del Complejo Industrial de Barrancabermeja justifican plenamente el desarrollo de Pilotos de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> "Huff and Puff".

###### **3.1.1.1 Antecedentes del Campo Galán**

- **Inyección de Agua en el Campo Galán**

En febrero de 1974, se inicio el ensayo de inyección de agua en la zona A del Campo Galán.

**Tabla 1. Propiedades del piloto de Inyección de Agua del Campo Galán**

ÁREA	25 acres
VOLUMEN EFECTIVO	2440 AP
ESPESOR PROMEDIO NETO	130 ft

*Fuente: Los Autores*

Se desarrollo en un sistema de 5 puntos, de los cuales cuatro pozos eran inyectores (Galán-90, Galán-91, Galán-92 y Galán-51) y uno productor (Galán-39).

Los objetivos del piloto eran definir la factibilidad de aplicar un proyecto de Recuperación Secundaria a gran escala, inyectando agua dulce o agua salada en un sistema cerrado. El objetivo era establecer la capacidad de inyección en las arenas, probar la continuidad de las arenas y valorar los sistemas empleados en el control de la arena.

Los resultados que se obtuvieron fueron que la inyectividad de las arenas era del orden de 10 BPD/pie neto de arena recibiendo agua, el pozo productor tuvo una respuesta positiva a los efectos de la inyección, ya que la producción varió de 20 BPD de aceite a 300 BPD con un 60% de agua y se comprobó que el problema de arena está presente tanto en los pozos inyectores como productores.

La inyección de agua fue cerrada en diciembre de 86 debido a problemas de represión y canalización.

- **Inyección de Agua Carbonatada en el Campo Galán**

El objeto de este estudio fue evaluar el comportamiento del ensayo piloto de CO<sub>2</sub> en forma de agua carbonatada en las arenas superiores (Zona A) del Campo Galán - San Silvestre y establecer la eficacia de

este fluido como método de recuperación secundaria para proyectar su aplicación en todo el campo Galán o en otros campos de la Empresa. Se inicio en febrero 4 de 1981 y se dio hasta octubre de 1982, con un modelo de 5 pozos, de los cuales 4 eran inyectores (San Silvestre 39, San Silvestre 40, Galán 113 y Galán 114) y uno productor (San Silvestre 8). El objetivo era evaluar el comportamiento de este piloto hasta octubre de 1982, cuando fue suspendido por problemas mecánicos.

**Tabla 2. Propiedades del Piloto de Inyección de Agua Carbonata del Campo Galán**

ÁREA (MODELO)	25 Acres
VOLUMEN (MODELO)	450AP
ESPESOR PETROLÍFERO	18 pies
ÁREA (TOTAL)	104 Acres
VOLUMEN (TOTAL)	1.500 AP
ESPESOR PETROLÍFERO (TOTAL)	14 pies

*Fuente: Los Autores*

Se inyectó una cantidad de agua total de 281.085 BLS (70.246 BLS fueron efectivos al modelo), del cual el 98% del agua inyectada se consideraba como agua carbonatada. El CO<sub>2</sub> inyectado fue 58,7 MMPCS (proviene de la planta de parafina del CIB) y de este se considera efectivo 14,3 MMPCS. Se estimó que la eficiencia vertical podía estar entre 60% -100%.

Se comenzó con caudales de inyección de agua de 600 BPD para los 4 pozos pero fue disminuyendo hasta 300 BPD cuando se cerró el piloto, esto se debió a los problemas presentados por la fuerte corrosión del

agua carbonatada y a que la planta central de inyección de agua también tuvo períodos inactivos. La inyección de CO<sub>2</sub> inició en un orden de 200MPCSD la cual fue disminuyendo por día hasta tener al final ratas del orden de 50 MPCSD, esta disminución se atribuye principalmente a deficiencias en el suministro de CO<sub>2</sub> desde el complejo industrial.

El principal problema durante la inyección de agua carbonatada fue la corrosión, ya que dejó inutilizables los cuatro pozos inyectoros lo cual llevó al cierre del piloto, el daño total del estado mecánico del pozo productor central con roturas en su liner empaquetado y los frecuentes arenamientos quedando también inutilizable.

Los resultados que se obtuvieron fueron la asignación de una producción del orden de 26.300 Bls en el área del piloto distinto al modelo central. El recobro de aceite para el piloto total se estimó en 46.700 BLS de los cuales 41.500 BLS se deben al efecto del CO<sub>2</sub>, de esta forma el recobro promedio para el piloto fue de 31Barriles/Acre-Pie con 61% BSW

### **3.1.1.2 Inyección “Huff and Puff” del Campo Galán**

La Empresa Colombiana de Petróleos realizó una prueba piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el pozo Galán 61, con el propósito de determinar la presión óptima, la presión máxima, el caudal de inyección y la respuesta del yacimiento a la estimulación. Esta información y la obtenida de pruebas de laboratorio permitirían en el futuro decidir la factibilidad de inyectar CO<sub>2</sub> en el Campo Galán como proceso de recuperación mejorada de aceite para incrementar su recobro último.

Debido a los resultados obtenidos en el pozo Galán 61, el piloto se extendió a otros pozos del campo Galán.

Se realizaron estimulaciones de primer ciclo a los pozos Galán -61, Galán -49, Galán -35, Galán -9, Galán -11 y Galán -117 y en segundo ciclo a los pozos Galán -61 y Galán -49.

Para el pozo Galán 117 se tuvo en cuenta toda su producción como incremental (222 Bls) por ser un pozo inyector que no aportaba producción.

**Tabla 3. Resumen de Producción del piloto de Inyección de CO<sub>2</sub> de Galán**

RESUMEN DE PRODUCCION			
POZO	CICLO	ACUMULADO TOTAL BLS	INCREMENTAL CO <sub>2</sub> BLS
GALAN 61	1	8303	5120
GALAN 61	2	6526	4075
GALAN 49	1	6041	3720
GALAN 49	2	4249	2188
GALAN 35	1	4232	2168
GALAN 45	1	4031	2606
GALAN 9	1	2997	1381
GALAN 11	1	1262	165
GALAN 117	1	267	267
TOTAL		37908	21690

*Fuente: Los Autores*

- **Galán-61**

**Historia.** Fue completado en la zona A (intervalos 3615' a 3256') en Septiembre de 1959 fluyendo con una producción inicial de 295 BPD, BSW 0,01%. En julio de 1977 formó parte como productor del proyecto

de inyección de agua. En esta etapa incremento su producción primaria de 10 BPD a un máximo de 50 BPD declinando rápidamente a sus niveles primarios (*Ver ANEXO A*).

A partir de Enero de 1982 registró un nuevo aumento en producción por el efecto lateral del piloto de agua carbonatada (iniciado en Febrero de 1981), alcanzando una producción máxima de 90 BPD. Posterior a la suspensión del piloto de agua carbonatada (Junio de 1982) el pozo declinó a un nivel sostenido de 15 BPD, como resultado de trabajos de limpieza. (*Ver ANEXO B*).

Con posterioridad al empaquetamiento (Enero de 1982), se han efectuado varios trabajos de limpieza de arena, ocasionados posiblemente por la inyección de agua y agua carbonatada.

Antes de iniciar la inyección de CO<sub>2</sub> se midió la producción por 15 días (Agosto 26-Septiembre 9 de 1989) arrojando un valor de 10 BPD, BSW 10% (GOR de 4345 PCS/BL, Neta de 9 BPD), este valor difiere el calculado por medio de su historia de producción de forma 9 (7 BPD), debido a que el pozo estaba inactivo, presentando valores altos de producción los primeros 10 días de la prueba. También se midió la presión de fondo estática y de flujo al tope de la primera perforación (3196') presentando valores de 900 psi y 680 psi respectivamente con un gradiente de fluido de 0,393 psi/pie.

**Inyección.** El CO<sub>2</sub> provino de las plantas de Unidad de Balance y de Parafina, las cuales producen un total de 4,8 MPCS/Día y 1,2 MPCS/Día respectivamente, con una pureza de 98,62% molar de CO<sub>2</sub>.

El primer ciclo de inyección se inició el 18 de Octubre de 1989 y terminó el 3 de Diciembre de 1989 (47 días). Un total de 8,3 MPCS (0,15 MPCS/pie) de CO<sub>2</sub> fueron inyectados a una rata de 180 MPCS/Día y presión en superficie de 830 psi. Durante la inyección se midió valores

de presión y temperatura, arrojando valores de 1016 psi y 115°F a 3196’.

El segundo ciclo de inyección se inició el 23 de Julio de 1991 y finalizó el 3 de Septiembre de 1991 (93 días), la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectado fue de 12 MPCS (0,22 MPCS/pie) a presión y rata promedio de 800 psi (Presión en fondo 1003 psi) y 300 MPCS/Día respectivamente.

La rata de inyección en este ciclo fue mayor a una presión menor comparada con la del primer ciclo, debido a que el área estimulada se encontraba más depletada.

La pureza del CO<sub>2</sub> inyectado fue de 81,73% molar, presentando un significativo porcentaje de impurezas de 9,19% molar de metano y 3,17% molar de hidrógeno.

**Producción.** Después del primer ciclo de inyección el pozo fue cerrado por 32 días con el fin de permitir una mayor interacción del CO<sub>2</sub> con el petróleo. Durante el periodo de remojo se monitoreó la presión en superficie disminuyendo de 830 psi (presión en fondo 980 psi) a un valor estabilizado de 780 psi, (presión en fondo de 970 psi). La corta relajación en fondo (10 psi) se debió a que la presión de inyección (1016 psi) fue cercana a la presión del yacimiento (895 psi), por lo anterior, el efecto de recobro por energía adicional será mínimo, actuando solamente los mecanismos de hinchamiento y reducción de viscosidad.

El 4 de Enero de 1990 el pozo fue abierto a producción fluyendo inicialmente gas a una rata de 298 MPCS/Día, con 98% molar de CO<sub>2</sub>. Los siguientes 10 días produjo a un promedio de 20 BPD brutos en flujo con un BSW de 37% y un GOR de 3400 PSC/BBL.

A partir del 17 de Enero de 1990 el pozo se activó en bombeo mecánico. Durante los primeros meses de producción se presentaron

problemas por la alta producción de gas y frecuentes arenamientos. Posteriormente, la producción se estabilizó en el orden de los 30 BPD.

La producción acumulada del primer ciclo (Enero 4 de 1990 - Junio 15 de 1991) fue de 8303 BLS (19 BPD), de los cuales 5120 BLS (11BPD), son atribuidos al efecto del CO<sub>2</sub>, el incremento en producción fue de 1,8 veces la producción básica (Básica 7 BPD). (Ver ANEXO C)

Al finalizar el primer ciclo en Abril de 1991 la concentración de CO<sub>2</sub> era de 16,73% y la de metano de 78,98% y la presión del yacimiento era de 460 psi a 3196 pies, disminuyendo en 440 psi con respecto a la presión inicial (900 psi).

Después del segundo ciclo el pozo fue cerrado por 20 días. El tiempo de remojo se redujo con respecto al del primer ciclo que fue de 32 días, con miras a evaluar el comportamiento de la producción al variar este factor.

Para el segundo ciclo de producción el pozo se abrió en Octubre 10 de 1991, y aunque durante el primer mes presentó una producción de 9 BPD y varios días de inactividad (3 días), a partir del segundo mes aumentó a un promedio de 20 BPD.

La producción acumulada del segundo ciclo a la fecha (Diciembre de 1992) es de aproximadamente 6526 BLS (15 BPD) de los cuales 4075 BLS (9 BPD) son debido a la inyección de CO<sub>2</sub>, el incremento en producción fue de 1,6 veces la básica (Básica 6 BPD).

En marzo de 1992 la concentración de CO<sub>2</sub> era de 51,58% y de metano 35,30% molar.

- **Galán-49**

**Historia.** Fue completado en la zona A (intervalos 3670' a 3296') en Julio de 1959, con una producción inicial de 40 BPD y BSW 20%.

Durante su vida productiva se han presentado frecuentes arenamientos, los cuales fueron reducidos al empaquetarse el pozo en Enero de 1964 con grava 4-8 mallas y liner ranurado de 3 ½”.

En Octubre formó parte como productor del proyecto de inyección de agua desarrollado en el campo sin obtenerse una respuesta positiva en la producción del pozo. Antes de iniciar el proceso de inyección cíclica el pozo fue medido en producción desde el 26 de agosto hasta el 15 de septiembre de 1989 observándose una producción promedia de 10 BPD, (Neta 7 BPD) BSW del 10% y GOR de 345 PCS/BBL. Esta producción es relativamente alta con la promedia del pozo calculada por forma 9, (7 BPD) debido a que presentaba varios días de inactividad antes de la prueba.

Después de la prueba de producción se midió la presión estática de fondo de 350 psi y de flujo de 250 psi, ambos al tope de la primera perforación (3296’). El gas de formación contiene 92,16% de metano.

**Inyección.** El primer ciclo de inyección se inició el 10 de Octubre de 1990 y la captación de CO<sub>2</sub> provino de la Unidad de Balance por encontrarse la Planta de Parafina en mantenimiento. Debido a lo anterior se obtuvieron caudales de inyección del orden de 155 MPCS/Día y presión de 630 psi, correspondiente a una presión de fondo de 760 psi. La cantidad de CO<sub>2</sub> inyectada fue de 4,3 MPCS (0,13 MPC/pie). El período de inyección finalizó en Noviembre 7 de 1990 (28 días).

El segundo ciclo de inyección inicio en Noviembre 12 de 1991 Se inyectaron 10,7 MPCS (0,31 MPCS/pie) en 42 días de inyección (finalizó el 30 de Diciembre de 1991) para una rata promedio de 223 MPCS/Día a una presión de 750 psi (presión fondo 930 psi). Durante este período se recibió CO<sub>2</sub> de la Unidad de Balance y Planta de Parafina.

**Producción.** Después del primer ciclo de inyección, el pozo estuvo en remojo por 10 días disminuyendo ligeramente la presión en este tiempo de 630 a 620 psi. El incremento de presión de 350 psi a 630 psi evidencia el efecto de la energía adicional suministrada por el CO<sub>2</sub>. El 19 de Noviembre de 1990 se abrió a producción fluyendo inicialmente gas con escasos líquidos (+/- 3 BPD).

A partir del día 24 de Noviembre de 1990, el pozo se activó en bombeo mecánico, durante este período de producción no se presentaron problemas de arenamiento, ni de daño en la bomba de subsuelo.

Al finalizar el ciclo de producción la presión de fondo era de 220 psi a 3296', 130 psi menos que la presión que la presión antes de iniciar el período de inyección que era 350 psi.

La producción promedia durante este ciclo (Noviembre 19 1990 - Noviembre 11 de 1991) fue de 16 BPD para un acumulado de 6041 BLS de los cuales 3720 BLS (10 BPD) se atribuyeron al efecto del CO<sub>2</sub>. El incremento de producción fue de 1,4 veces la básica (Básica de 7 BPD).

El contenido de CO<sub>2</sub> en la corriente de gas al terminar el ciclo según el análisis cromatográfico tomado en Septiembre de 1991 era de 32,9% molar.

Después de la inyección del segundo ciclo el pozo permaneció cerrado (en remojo) 21 días cayendo la presión ligeramente de 750 psi a 725 psi. Esta pequeña caída de presión durante el cierre, teniendo en cuenta que la presión del yacimiento era de 220 psi antes de efectuar el segundo ciclo de inyección, es indicativo del grado de represionamiento y el grado de discontinuidad de las arenas petrolíferas observadas en este pozo.

A la fecha, Diciembre de 1992, el pozo ha producido en el segundo ciclo un acumulado de 4249 BLS (12 BPD) de los cuales 2188 BLS (6 BPD)

son por el efecto de CO<sub>2</sub>, el incremento de producción fue de 1,0 veces la básica (Básica de 6 BPD). La producción actual se encuentra por debajo del pronóstico básico o primario.

La presión estática (Enero de 1993) del pozo es de 280 psi, similar a la presión que tenía al finalizar el primer ciclo de producción (220 psi).

- **Galán-35**

**Historia.** Fue completado en la zona A (intervalos 3780' a 3278') en Diciembre de 1955, con una producción inicial de 235 BPD y BSW 0.6%. En Julio de 1977 formó parte como productor en el proyecto de inyección de agua.

Durante su vida productiva ha presentado constante arenamiento, en Junio de 1979 se empaquetó con grava 8-12 mallas y liner ranurado de 2 7/8". La producción antes de iniciar la estimulación era de 8 BPD y la presión de fondo estática al tope de la primera perforación (3278') era de 550 psi.

**Inyección.** La inyección de CO<sub>2</sub> se inició el 23 de abril de 1991 y terminó el 23 de Julio de 1991 (92 días de inyección). En este período se inyectaron un total de 18,1 MPCS. La rata promedio de inyección fue de 200 MPCS/Día y la presión de superficie de 960 psi (presión en fondo 1250 psi).

**Producción.** Después del ciclo de inyección el pozo fue dejado en remojo por 20 días. Durante este período la presión en superficie disminuyó de 950 psi (presión en fondo 1180 psi) a un valor estabilizado de 840 psi (presión en fondo de 1060 psi).

El 12 de agosto de 1991 el pozo fue abierto a producción fluyendo por baches varios días un promedio de 12 BPD. El 18 de agosto de 1991 se activó en bombeo mecánico. Durante esta etapa de producción el pozo ha presentado 300 días de inactividad debido al constante arenamiento y bloqueo del sistema de bombeo mecánico por alta producción de arena. El pozo se ha limpiado más de cuatro veces con tope de arena por encima del liner (aproximadamente 800' de arena) y así mismo se han realizado trabajos de varilleo para cambios de bomba de subsuelo. La producción acumulada (Diciembre de 1992) es de 4232 BLS (13 BPD), de los cuales 2168 BLS (7 BPD), son atribuidos al efecto de CO<sub>2</sub>, el incremento de producción fue de 1,0 veces la básica (Básica de 8 BPD).

La presión del yacimiento en Enero de 1992 era de 655 psi, manteniéndose por encima en 105 psi con respecto a la presión inicial (550 psi).

- **Galán-45**

**Historia.** Fue completado en la zona A (intervalos 3600' a 3372') en Mayo de 1957, con una producción de 137 BPD y BSW 1.1%. En Julio de 1977 formó parte como productor en el proyecto de inyección de agua. Durante esta etapa no respondió a la inyección.

Debido al constante arenamiento, en Mayo de 1979 se empaquetó con grava de 8-12 mallas y liner rasurado de 2 7/8", aún después de este trabajo el pozo continuó arenándose. La producción antes de iniciar la estimulación era de 4 BPD y la presión de fondo estática al tope de la primera perforación (3372') era de 780 psi.

**Inyección.** La inyección de CO<sub>2</sub> se inició el 23 de Septiembre de 1991 y terminó el 2 de Noviembre de 1991 (50 días de inyección). En este período se inyectaron un total de 10,6 MPCCS con una pureza del 95,8 % molar de CO<sub>2</sub>. La rata promedio fue de 210 MPCSPD y la presión en superficie de 870 psi (presión en fondo de 1150). Durante la inyección se tuvo problemas de captación del CO<sub>2</sub> debido a que suspendió el suministro de la planta de balance por 25 días para mantenimiento de la misma.

**Producción.** Después del ciclo de inyección el pozo fue dejado en remojo por 22 días. Durante este período la presión en superficie disminuyó de 860 psi (presión en fondo 1100 psi) a un valor de 330 psi (presión en fondo 470 psi).

El 3 de Diciembre de 1991 el pozo fue abierto a producción fluyendo solo gas. Al segundo día se activó en bombeo mecánico, los siguientes meses se presentó problemas frecuentes de no bombeo por alta producción de gas.

La producción acumulada (Diciembre de 1992) es de 4031 BLS (11 BPD), de los cuales 2606 BLS (7 BPD), son atribuidos al efecto del CO<sub>2</sub>, la producción incremental fue de 1,8 veces la básica (Básica de 4 BPD).

- **Galán-9**

**Historia.** Fue completado en la zona A (intervalos 3835' a 2998') en Marzo de 1953, con una producción inicial de 1018 BPD y BSW 0.1%. El pozo se encuentra confinado entre dos fallas, ubicado en la parte alta de la estructura, en el sector que no fue sometido a inyección de agua.

Se empaquetó con grava de 8-12 mallas y liner ranurado de 3 1/2", antes de iniciar el ciclo de inyección de CO<sub>2</sub> la producción era de 8 BPD y la presión de fondo estática al tope de la primera perforación (2998') era de 166 psi.

**Inyección.** La inyección de CO<sub>2</sub> se inició el 31 de Diciembre de 1991 y terminó el 16 de Mayo de 1992 (137 días de inyección). En este período se inyectaron un total de 27,4 MPCPS con una rata promedio de 180 MPCSPD y una presión final en superficie de 840 psi (presión en fondo de 1040). Durante la inyección se presentaron problemas de captación del CO<sub>2</sub> por mantenimiento de la Planta de Parafina.

**Producción.** Después del ciclo de inyección el pozo fue dejado en remojo por 20 días. Durante este período la presión se sostuvo en 830 psi (presión en fondo 1020 psi) la poca relajación en presión indica la presencia de límites cercanos (2 fallas) que permiten el represionamiento del área.

El 6 de Junio de 1992 el pozo fue abierto a producción fluyendo petróleo a una rata promedio de 30 BPD (BSW 50%) por aproximadamente un mes. Posteriormente el pozo se activó en bombeo mecánico. Durante el período de producción se han presentado arenamientos hasta de 670 pies de arena, tapando la mayoría de los intervalos productores.

La producción acumulada (Diciembre de 1992) es de 2997 BLS (15 BPD), de los cuales 1381 BLS (7 BPD), son atribuidos al efecto del CO<sub>2</sub>, la producción incremental fue de 1,0 veces la básica (Básica de 8 BPD).

La presión estática del pozo (Enero de 1993) es de 551 psi, la cual se encuentra 385 psi más alta que la presión antes de estimular.

- **Galán-11**

**Historia.** Fue completado en la zona A (intervalos 3752' a 2913') en Abril de 1953, con una producción de 200 BPD y BSW 0.2%. Este pozo se encuentra ubicado en el mismo sector del Galán 9 sin hacer parte del proyecto de inyección de agua.

Se empaquetó con grava de 8-12 mallas y liner ranurado de 3 1/2", antes de iniciar el ciclo de inyección de CO<sub>2</sub> la producción era de 10 BPD y la presión de fondo estática al tope de la primera perforación (2913') era de 390 psi.

**Inyección.** La inyección de CO<sub>2</sub> se inició el 17 de Mayo de 1992 y terminó el 18 de Agosto de 1992 (93 días de inyección). En este período se inyectaron un total de 19,8 MPCPS con una rata promedio de 210 MPCSPD y una presión final en superficie de 780 psi (presión en fondo de 1060). Durante la inyección se presentaron problemas de captación del CO<sub>2</sub> por mantenimiento de las dos plantas generadoras.

**Producción.** Después del ciclo de inyección el pozo fue dejado en remojo por 20 días. Durante este período la presión se declinó de 780 psi (presión en fondo 1050 psi) a 620 psi (presión en fondo 750 psi). La presión aumento en 360 psi con respecto a la inicial. Al igual que el G-9, el alto grado de represionamiento se debe a la presencia de las dos fallas que confinan el área.

El 8 de Septiembre de 1992 el pozo fue abierto a producción fluyendo petróleo a una rata promedio de 50 BPD (BSW 50%). Posteriormente el pozo se activó en bombeo mecánico. El período de producción de este pozo ha sido muy corto registrando una producción acumulada

(Diciembre de 1992) de 1262 BLS (11 BPD), de los cuales 165 BLS (1 BPD), son atribuidos al efecto del C CO<sub>2</sub>, en este pozo no se ha registrado incremento en producción.

La presión estática del pozo (Enero de 1993) es de 530 psi, la cual se encuentra 140 psi más alta que la presión antes de estimular.

**Tabla 4. Resumen del piloto de inyección de CO2 en Galán**

RESUMEN INYECCION/PRODUCCION														
POZO	CICLO	ACUMULADO TOTAL BLS	INCREMENTAL CO <sub>2</sub> BLS	PROD INICIAL BPD	PROD ANTES INYEC BPD	DIAS INYEC	DIAS REMOJO	TOTAL INYECTADO MPCs	TASA INYECCION MPCs/DIA	PRESION INYEC PSI	DISMINUCION PRESION PSI	PROD FLUJO NATURAL DIAS	PROD FLUJO NATURAL BPD	PROD BOMBEO BPD
G - 61	1	8303	5120			47	32	8,3	180	830	830-780	10	20	30
G - 61	2	6526	4075			93	20	12	300	800	-	-	-	20
G - 49	1	6041	3720			28	10	4,3	155	630	630-620	5	3	16
G - 49	2	4249	2188			42	21	10,7	223	750	750-725	-	-	-
G - 35	1	4232	2168	235	8	92	20	18,1	200	960	950-840	6	12	-
G - 45	1	4031	2606	137	4	50	22	10,6	210	870	860-330	0	0	-
G - 9	1	2997	1381	1018	8	137	20	27,4	180	840	830 ESTABLE	30	30	-
G - 11	1	1262	165	200	10	93	20	19,8	210	780	780-620	-	50	-
G - 117	1	267	267	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		37908	21690											

*Fuente: Los Autores*

### **3.1.2 INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> EN EL CAMPO ORITO**

En Orito, el gas producido por la formación Caballos tiene un contenido de CO<sub>2</sub> de 60% -75%, de ahí surgió la propuesta de inyectar este gas con miras a recuperar petróleo adicional de la formación Pepino, la cual produce esencialmente por empuje de gas en solución y a la fecha del proyecto de inyección, presentaba bajos niveles de presión y un bajo factor de recobro estimado del 12% de, al menos, 270 MBLS de petróleo original en sitio –POES-

#### **3.1.2.1 Antecedentes del Campo Orito**

En junio de 1971 se inicio la inyección del gas de Caballos que continuó hasta agosto de 1977. Se inyectaron 4474 MPCS de gas. El propósito de esta inyección fue mantener la presión del yacimiento. Este proyecto fue suspendido por canalización del gas.

En octubre de 1980 accidentalmente se inyectó gas del sistema “Gas Lift” en el pozo Orito 61, pasando de una producción de 0 BOPD a 487 BOPD, después de un mes la producción declino a 82 BOPD.

En septiembre de 1984 se inyectaron 1.4 MPCS de gas rico en el pozo Orito 92, fluyendo después de esto a 26 BOPD. En “Gas Lift” el pozo produjo 76 BOPD declinando después de un mes a su nivel inicial de producción.

#### **3.1.2.2 Inyección “Huff and Puff” del Campo Orito**

El piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> o de gas rico en CO<sub>2</sub> en el Campo Orito se realizó con el objetivo de determinar el comportamiento

experimental del crudo de la formación Pepino al ser sometido al contacto con gas rico en CO<sub>2</sub>, incrementar la tasa de producción y evaluar la reducción de la viscosidad del crudo, el incremento de la energía del yacimiento, el hinchamiento del crudo (swelling), la limpieza de hidrocarburos sólidos, el aumento de la permeabilidad por disolución de carbonatos, la estabilización de arcillas, la mínima presión de miscibilidad y la precipitación de asfaltenos.

Para verificar esto, la Empresa Colombiana De Petróleos desarrollo el piloto de inyección cíclica, de proceso inmisible en el pozo Orito 93 de la formación Pepino.

- **Orito 93**

**Historia.** La perforación del pozo Orito-93 se inició el 24 de Julio y finalizó el 1 de Agosto de 1985, con una profundidad total de 1805'. El pozo fue completado en la formación Pepino - Arena Y- , se cañoneo el intervalo 1642'-1654' con Casing Gun Hyperjet de 4" a 2 TPP, se realizó fracturamiento hidráulico tipo "My-T-Oil" -fluido de fracturamiento ACPM – al intervalo abierto. Presión de Fractura 1200 psi.

Inicialmente el pozo se probó con el sistema de levantamiento Gas Lift intermitente y produjo 36 BOPD, este sistema de levantamiento fue retirado por problemas de contaminación. En noviembre de 1985 se rediseñó el sistema de levantamiento, se instaló sistema de bombeo por cavidades progresivas -PCP- y el pozo no respondió, un mes después se realizó nuevamente un rediseño -Bombeo Mecánico- sin obtener resultados debido al excesivo bloqueo por gas. En 1986 se instaló "Loc no plunger" la producción fue de 25 BOPD, 0% de BSW y 1000 RGA.

En el mes de Mayo de 1986 se realizó nuevamente un fracturamiento hidráulico tipo "My- T-Oil" al intervalo 1655'-1666' con Casing Gun

Hyperjet de 4" a 2 TPP y se reinstaló sistema de levantamiento Gas Lift, la producción obtenida después de la intervención fue de 10 BOPD, 0% de BSW y 1400 RGA, dicho sistema de levantamiento fue cambiado por Bombeo Mecánico en Junio de ese mismo año, aumentando la producción a 25 BOPD.

En el mes de Junio del año 2006 se realizó cambio de sistema de levantamiento a PCP con una de producción de 4 BOPD a tanque.

De las últimas pruebas de producción realizadas -a tanque- -Julio de 2007- se obtuvieron 7 BOPD -12% de BSW.

**Inyección.** La inyección del primer ciclo inició el 15 de septiembre de 2007 con una presión promedio del sistema de 840 psi y una tasa promedio de 509.75 MSCFD. El primer ciclo de inyección fue de 7 días, con 158 horas de inyección acumuladas, en las cuales el volumen total acumulado inyectado a condiciones de superficie fue de 2475 MSCF y el volumen total acumulado a condiciones de yacimiento fue de 19965 MSCF. Para este primer ciclo el tiempo de remojo fue de 7 días en los cuales la presión THP promedio del sistema fue de 100.82 psi.

**Tabla 5. Resumen de Inyección y Tiempo de Remojo del primer ciclo del Piloto en el Campo Orito.**

FECHA	T HR	THP PROM PSI	CHP PROM PSI	PROM P SISTEMA PSI	Q GAS PROM/HR MSCKD	PROM INY/HR CS	PROM INY/HR C YTO	VOL ACUM INYE CS MSCF	VOL ACUM INYE C YTO MSCF
15/09/2007	14	295,76	472,3	840	509,75	21,23	171,669	298	2412
16/09/2007	38	249,16	335,41	836,875	482,77	20,13	162,01	781	6301
17/09/2007	62	227,083	337,5	838,33	551,64	22,99	185,16	1333	10745
18/09/2007	86	215,41	318,33	840,41	530,17	22,11	178,4	1863	15027
19/09/2007	110	154,16	226,66	630	401,95	16,75	135,15	2265	18272
20/09/2007	134	131,04	240	837,5	185,55	7,725	62,4	2451	19770
21/09/2007	158	106,95	0	0	0	0	0	2451	19770
22/09/2007	182	96,58	0	0	0	0	0	2451	19770
23/09/2007	206	88,91	135,62	0	0	0	0	2451	19770
24/09/2007	230	85,7	115,41	0	0	0	0	2451	19770
25/09/2007	254	77	100	0	0	0	0	2451	19770
26/09/2007	278	75,41	100	0	0	0	0	2451	19770
27/09/2007	302	99,16	107,5	35	24,16	1	8,125	2475	19965
28/09/2007	313	145	120	0	0	0	0	2475	19965

*Fuente: Los Autores*

La inyección del segundo ciclo inició el 18 de Diciembre de 2007 con una presión promedio del sistema de 840 psi y una tasa promedio de 33.67 MSCFD. El segundo ciclo de inyección fue de 4 días, con 87 horas de inyección acumuladas, en las cuales el volumen total acumulado inyectado a condiciones de superficie fue de 1008 MSCF y el volumen total acumulado a condiciones de yacimiento fue de 14766 MSCF. Para este segundo ciclo el tiempo de remojo fue de 16 días en los cuales la presión THP promedio del sistema fue de 170.50 psi.

**Tabla 6. Resumen de Inyección y Tiempo de Remojo del segundo ciclo del Piloto en el Campo Orito.**

FECHA	T HR	THP PROM PSI	CHP PROM PSI	P SISTEMA PROM PSI	Q GAS PROM/HR MSCKD	PROM INY/HR CS	PORM INY/HR C YTO	VOL ACUM INYE CS	VOL ACUM INYE C YTO
18/12/2007	15	83	378,66	840	533,67	22,24	180,7	333,5	2711
19/12/2007	39	55,2	325,83	843,33	528,05	22,01	178,31	861,6	6991
20/12/2007	63	70	400	851,66	563,26	23,47	192,22	1424,9	11604
21/12/2007	87	90,83	357,5	571,66	383,54	15,97	131,72	1008	14766
22/12/2007	111	166,45	160	0	0	0	0	1008	14766
23/12/2007	135	189,16	144,58	0	0	0	0	1008	14766
24/12/2007	159	193,16	129,37	0	0	0	0	1008	14766
25/12/2007	181	185,59	134,09	0	0	0	0	1008	14766
26/12/2007	205	170	120	0	0	0	0	1008	14766
27/12/2007	229	170	120	0	0	0	0	1008	14766
28/12/2007	253	174,79	120	0	0	0	0	1008	14766
29/12/2007	277	178,33	120	0	0	0	0	1008	14766
30/12/2007	301	180	120	0	0	0	0	1008	14766
31/12/2007	325	179,79	120	0	0	0	0	1008	14766
01/01/2008	349	170	120	0	0	0	0	1008	14766
02/01/2008	373	170	120	0	0	0	0	1008	14766
03/01/2008	397	170	120	0	0	0	0	1008	14766
04/01/2008	421	170	120	0	0	0	0	1008	14766
05/01/2008	445	170	120	0	0	0	0	1008	14766

*Fuente: Los Autores*

**Producción.** En términos de producción se incremento en un 89 % con respecto a la producción antes de iniciar el piloto. (Antes: 5 BOPD; Después: 9 BOPD).

La reducción de agua fue evidente pues el BSW del pozo disminuyo 11,86 puntos porcentuales. (Antes: 12%, Después: 0,14%).

El aumento de la gravedad API demostró la interacción del gas rico en condensados (5 gpm) y CO<sub>2</sub> con el crudo en el yacimiento, este incremento facilita la extracción del crudo con el sistema de levantamiento adecuado. (Antes: 27,9° API, Después: 29° API) con una disminución de la viscosidad y el BSW a 0.8%.

El pozo Orito 93 no fue el indicado para la aplicación de este método de recobro terciario, pues presenta canalización con el pozo Orito 52, por tal razón no se obtuvo el efecto de confinamiento de presión en los alrededores del pozo buscado. Disminuyendo así mismo la interacción entre el gas y el crudo. (Disolución).

## **3.2 INYECCIONES EN EL MUNDO**

### **3.2.1 Inyección En El Campo Little Creek**

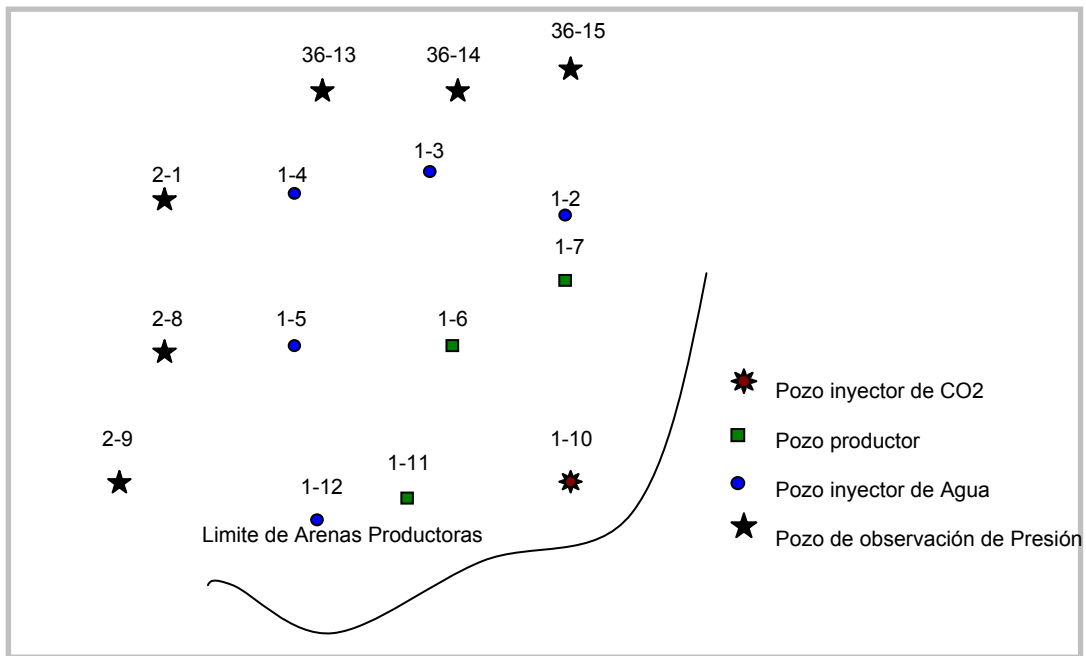
El Campo Little Creek está localizado al suroeste de Mississippi y fue descubierto por Shell Oil Company en enero de 1958. El yacimiento tiene un Original Oil in Place estimado en 101.9 MMBO de 39° API. El mecanismo de empuje primario para el yacimiento fue expansión de fluidos y empuje por gas en solución con un flujo de agua limitado. El recobro primario fue de aproximadamente 25 MMBO. En el campo fue conducida una inyección de agua periférica de 1962 a 1970. 22 MMBO fueron producidos como resultado de las operaciones de inyección de agua.

**Tabla 7. Datos del yacimiento y fluido del Campo Little Creek**

<b>DATOS DEL YACIMIENTO Y FLUIDO</b>	
ÁREA DEL PILOTO	31 Acres
VOLUMEN DEL PILOTO	693 NAF
ACEITE RESIDUAL EN EL PILOTO	200 M STB
POROSIDAD	0,234
PROMEDIO DE LA SOR	0,21
SATURACIÓN INICIAL DE ACEITE	0,44
PERMEABILIDAD	33 md
PRESIÓN INICIAL DEL YACIMIENTO	4840 psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	248° F
GOR	555 Scf/STB
GRAVEDAD DEL ACEITE	39° API
Bo A PRESIÓN INICIAL	1,32 RB/STB
M A PRESIÓN INICIAL	0,40 cp

***Fuente: History Match Analysis of The Little Creek CO<sub>2</sub> Pilot Test. Paper SPE 8200.***

El objetivo de la prueba piloto en el Campo Little Creek era evaluar más claramente el potencial para la aplicación de este proceso en grandes yacimientos.



**Figura 11. Área de la prueba piloto de CO<sub>2</sub> en el Campo Little Creek.**

**Fuente:** *History Match Analysis of The Little Creek CO<sub>2</sub> Pilot Test. Paper SPE 8200.*

Iniciando Septiembre se empezó a inyectar agua en los pozo 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 y 1-12 con el objetivo de incrementar la presión en el área del piloto para obtener una presión operacional inicial superior a 5000 psig, la cual era suficiente para asegurar miscibilidad del CO<sub>2</sub> y el aceite. La inyección de CO<sub>2</sub> debía ser iniciada con cerca de 4 MMscf/Día sujeta a una presión de inyección en cara de pozo de 3500 psi. Las limitaciones de la presión en cara de pozo fueron destinadas a lograr la igualdad en la presión de inyección para el agua y el CO<sub>2</sub> ligeramente por encima de 7000 psig, justo por debajo de la presión de fractura. La inyección de

CO<sub>2</sub> se inició el 6 de Febrero de 1974 con un promedio de 3,6 MMscf/Día y una presión de 2000 psig.

Toda la producción de la corriente de gas, en promedio 97% de CO<sub>2</sub>, fue comprimida y reinyectada y este reciclado de CO<sub>2</sub> constituyó el 53% del CO<sub>2</sub> inyectado. La presión en el área del piloto al inicio de la prueba incrementó rápidamente a más de 6000 psi y después cayó por debajo de 5000 psi. La presión en los pozos de observación fue cualitativamente la misma, esta incrementó significativamente en el inicio de la prueba y luego declinó lentamente. El rompimiento del CO<sub>2</sub> en el aceite ocurre en el pozo 1-11, cual experimentó un temprano rompimiento de CO<sub>2</sub>, produciendo sólo el 14% del aceite terciario a un GOR acumulado de 31 MMscf/STB; por otro lado el pozo 1-7 que es simétrico con el 1-11 produjo 51% de aceite a un GOR de 17 MMscf/STB.

Los pozos 1-6 y 1-7 fueron puestos en producción en Marzo de 1974, con una producción de 65 BWPD y 73 BWPD respectivamente.

El pozo 1-11 empezó a producir en abril con una tasa de 607 BWPD, durante el mes de mayo la producción de los pozos 1-6, 1-7 y 1-11 fue de 1.0713, 5.084 y 6.398 respectivamente. En Junio 5 de 1974 la primera producción de aceite fue notada en el pozo 1-11, probada en 3 BOPD y 233 BWPD con 1360 psig de presión en el tubing. A mediados de junio la producción de este pozo había incrementado a 87 BOPD y 193 BWPD con un GOR de 4000 scf/STB (85% CO<sub>2</sub>), esta rata no era indicativa del potencial del pozo, ya que este venía siendo limitado por un choke de 5.5/64 in durante julio para poder promover el movimiento de fluidos en el yacimiento hacia los otros dos pozos productores y mantener aproximadamente igual retiradas volumétricas de los tres pozos productores. Para evitar ventear grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> del pozo 1-11, el pozo en julio fue cerrado, posteriormente fue solo abierto

por periodos cortos para hacer pruebas hasta que el compresor de gas producido empezó a funcionar en marzo de 1975.

En agosto 30 el pozo 1-7 experimento prueba de rompimiento de aceite con 32 BOPD y 277 BWPD. En septiembre 3 el rompimiento de aceite ocurrió en el pozo 1-6, la producción inicial fue de 30 BOPD con 656 BWPD.

A finales de de noviembre de 1974 empezaron una serie de problemas como colapsos, precipitación de parafinas y asfaltenos que afectaron las operaciones del piloto. Durante 5 meses el promedio de producción decayó el 50 %.

La producción de aceite del piloto en Octubre y Noviembre de 1975 llegó a su máximo en una rata diaria promedio de 194 y 196 BOPD, en estas condiciones el GOR producido fue de aproximadamente 16 MScf/STB.

A finales de 1975 la producción de aceite del piloto asumió una tendencia de declinación exponencial, después de 80.000 bls de producción del piloto la relación del radio gas-aceite y los datos de producción también empezaron a exhibir una tendencia definitiva. En diciembre de 1975 el pozo inyector original 1-2 fue convertido a productor y para remplazarlo el pozo 36-15 fue convertido a inyector de agua. Al final de junio de 1977 la producción del piloto había declinado a 35 BOPD con 297 BWPD y 1.410 MScf de gas.

**Tabla 8. Resumen de los datos de Inyección y Producción de piloto en el Campo Little Creek**

<b>DATOS DE INYECCION Y PRODUCCION</b>			
<b>PRODUCCION</b>			
<b>POZO PILOTO</b>	<b>ACEITE Bls</b>	<b>AGUA Bls</b>	<b>GAS Mscf</b>
1-2	-	51,083	-
1-6	42,523	578,175	644,554
1-7	61,796	180,692	996,489
1-11	17,88	113,956	568,683
<b>TOTAL</b>	<b>122,199</b>	<b>923,906</b>	<b>2,209,726</b>
<b>INYECCION DE GAS</b>			
	<b>CO2 ADQUIRIDO Mscf</b>	<b>GAS RECICLADO Mscf</b>	<b>GAS TOTAL Mscf</b>
1-10	1,589,899	1,782,907	3,372,806

*Fuente: History Match Analysis of The Little Creek CO<sub>2</sub> Pilot Test. Paper SPE 8200.*

### **3.2.2 Inyección en el Campo Bati Raman**

El Campo Bati Raman está localizado en el Sur Oeste de Turquía, siendo el campo más grande de este país. Este campo fue descubierto en 1961 por la TPAO. El yacimiento tiene un Original Oil in Place de 1,8 Billones de Barriles. El mecanismo de empuje es por expansión del fluido y de la roca, con una presencia menor de un acuífero semi-activo. La formación productora es la caliza Garzan del Cretáceo. La trampa estructural es un anticlinal asimétrico orientado en dirección Este – Oeste, con una longitud de 17 Km. El crudo presente en este campo es muy pesado. El recobro primario se desarrollo entre 1961 a 1986, recuperando el 2% del OOIP. En este tiempo la presión declinó de 1800

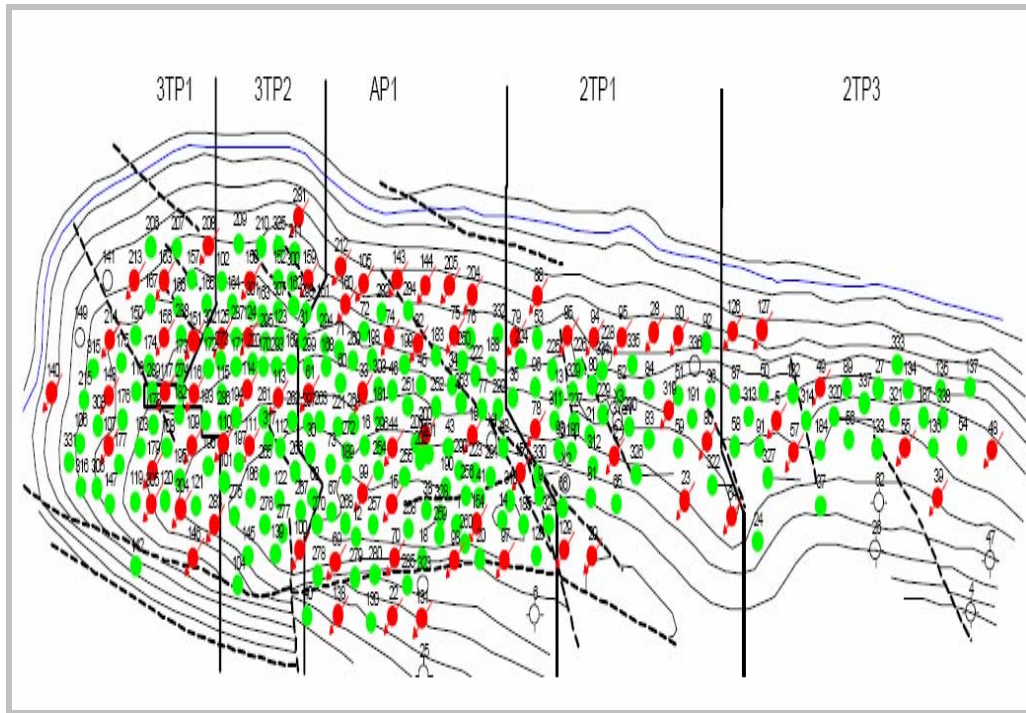
psig a 400 psig, y la producción cayó de 9000 Bbls/día a 1600 Bbls/día. Entre 1971 y 1978 se inyectaron 3,2 millones de barriles de agua.

**Tabla 9. Datos del yacimiento y fluido del Campo Bati Raman**

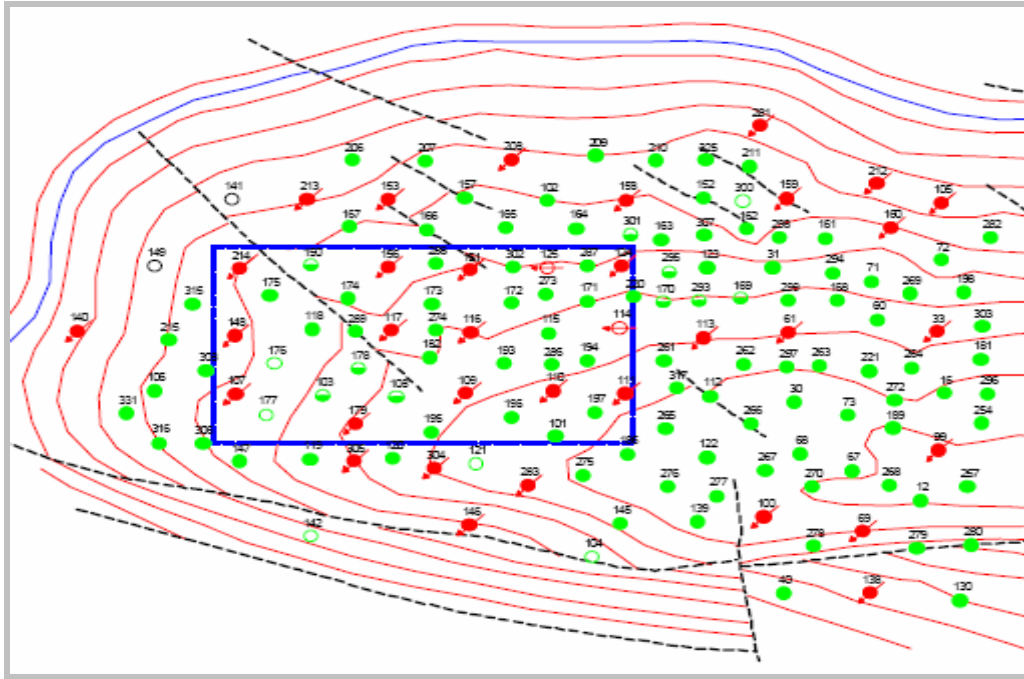
DATOS DEL YACIMIENTO Y FLUIDO	
ÁREA DEL PILOTO	1200 Acres
OOIP	1,8 Billones
ACEITE RESIDUAL EN EL PILOTO	1,764 Billones
POROSIDAD PROMEDIO	0,18
ESPESOR NETO DE LA FORMACIÓN	210 ft
PROFUNDIDAD MEDIA	4300 ft
PERMEABILIDAD	10 a 100 md
PRESIÓN INICIAL DEL YACIMIENTO	1800 psi
GOR	18 SCF/STB
GRAVEDAD DEL ACEITE	9,7 a 15,1° API
μ A CONDICIONES DE YACIMIENTO	450 a 1000 cp

***Fuente: Bati Raman Field Immiscible CO<sub>2</sub> Application: Status Quo and Future Plans Paper SPE 106575.***

Conocido el limitado factor de recobro de la recuperación primaria, se realizaron pruebas de laboratorio concernientes a la implementación de una técnica EOR. Viendo en estas pruebas el beneficio del CO<sub>2</sub>, y la gran disponibilidad de CO<sub>2</sub> proveniente del campo vecino DODAN a 55 millas de distancia, se inició en marzo de 1986 el piloto de inyección de CO<sub>2</sub> en la parte oeste del campo, con una extensión de 1200 acres que contienen 33 pozos.



**Figura 12. Área del Campo Bati Raman**  
**Fuente: Bati Raman Field Immiscible CO<sub>2</sub> Application: Status Quo and Future Plans Paper SPE 106575.**



**Figura 13. Área del Piloto de CO<sub>2</sub> del Campo Bati Raman.**  
*Fuente: Bati Raman Field Immiscible CO<sub>2</sub> Application: Status Quo and Future Plans Paper SPE 106575.*

Iniciando en 1986 el piloto de inyección, se vieron respuestas diferentes en cada pozo, que pueden ser agrupadas en dos categorías. Los pozos localizados en la parte noroeste del área del piloto presentaron un baja inyectividad, y un aumento de la presión en cabeza hasta 1200 a 1400 psi antes de inyectar grandes cantidades de CO<sub>2</sub>. De otra parte, los pozos presentes en la parte este y sur del piloto, fueron capaces de recibir el CO<sub>2</sub> en volúmenes de 1 – 2 MMSCFD, con presiones estabilizadas en cabeza de 700 psi. La presión en fondo paso de ser de 400 psi a 1300 – 1800 psi durante la inyección de CO<sub>2</sub>. Se observó que el CO<sub>2</sub> generalmente tiende a emigrar a áreas porosas, fracturadas y a las partes estructuralmente más altas. El 22 de

septiembre se comenzó a inyectar agua en 4 pozos, para ayudar a que el CO<sub>2</sub> permanezca en la zona del piloto.

En dos años del piloto se determinó implantar la inyección de CO<sub>2</sub> al resto del campo, dado este proceso por etapas y sin contemplar un modelo de inyección. En este mismo periodo TPAO decidió reciclar el CO<sub>2</sub> producido, para lo cual tuvo que construir nuevas facilidades de superficie para tratar el CO<sub>2</sub>, obteniendo una capacidad de reciclado de 20 MMSCFD, con un costo de 1 SCF de CO<sub>2</sub> similar al producido en el campo DODAN.

En 1993 se alcanzó una producción máxima diaria de 13000 STB/D, comparándolo con los 1600 STB/D que se producían antes de la inyección de CO<sub>2</sub>. Asimismo, el promedio de producción por pozo pasó de ser de 25 BPD a 100 BPD, mostrando algunos pozos una producción máxima de 200 a 300 BPD. En este mismo año se determinó que el 95% de los pozos del campo han sufrido el efecto de la inyección de este fluido. Habiendo TPAO visto el aumento de producción por pozo, decidieron perforar pozos infill y reducir el espaciado a solo 31 acres, a 2006 se perforaron 102 pozos infill.

En los 90's algunos pozos presentaron un GOR de 20 a 30 MSCF/STB, pero se controló mediante la reducción de la inyección en esa zona. Sin embargo a finales de 1992 el GOR del campo empezó a aumentar, definiendo así un tope máximo de 10 SCF/STB por pozo.

Hasta diciembre de 2006, se ha inyectado un total 274,4 BSCF de CO<sub>2</sub>, 195,0 BSCF han sido producidos y 75,7 BSCF de CO<sub>2</sub> han sido reciclados. La producción diaria del campo es aproximadamente de 7000 STB de los 204 pozos productores. Un total de 94 Millones de STB de aceite han sido recuperados, representando el 5% del OOIP estimado, teniendo un incremental de aceite de 57,9 Millones de STB.

#### **4. PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE CO<sub>2</sub> “HUFF AND PUFF” EN EL CAMPO LLANITO.**

##### **4.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LLANITO**

El área productiva Llanito - Gala – Galán – Cardales fue descubierta en los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos y se encuentra localizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiente al sector más Norte del tren productivo del sistema de fallas de Casabe.

El área tiene una extensión aproximada de 70 Km<sup>2</sup>, se han perforado alrededor de 254 pozos (103 pozos activos, 98 inactivos, 24 abandono total, 29 abandono parcial), su explotación ha sido de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. La calidad del crudo producido varía entre 17 y 22° API y el agua de formación es de alta salinidad que varía entre 28.000 y 35.000 ppm de Cl<sup>-</sup>.

##### **4.1.1 Historia de Producción**

1961-1964: Se inicia la explotación del campo Llanito con una producción de 1,400 BOPD, porcentaje de agua menor del 10% y

relación gas-aceite de 600 pc/bbl. En este período se completó lo que se conoce como el primer ciclo de desarrollo, habiéndose perforado hasta ese entonces 42 pozos productores.

1964-1976: Este periodo se caracterizó inicialmente por el mantenimiento en la producción del área en un promedio de 3,400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediales.

A partir de 1968, se observa una declinación constante en la producción de aceite, del 12 % anual aproximadamente y un incremento paulatino del porcentaje de agua del área, finalizando este periodo con una producción promedio de 2,200 bapd, 50% BSW y relación gas-aceite de 350 pc/bbl.

1976-1981: Se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1,800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales.

1981-1984: Se observa la tendencia ascendente en la producción del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5.500 BOPD y un corte de agua del 40%.

1989-1999: La producción del área ha venido con una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de Cañoneo adicional especialmente en los campos Llanito y Gala, el área produce 2,034 BOPD con un BSW promedio del 70% y 51 pozos activos.

2004-2008: Durante los años 2004-2005 se adelanto una campaña de perforación en los campos Llanito, Gala-Cardales, Galán acompañada con el constante programa de mantenimiento de pozos. Durante el periodo comprendido de enero a marzo de 2008 se ha alcanzado una producción de 2.888 BPD en el campo Llanito.

#### **4.1.2 Geología Regional**

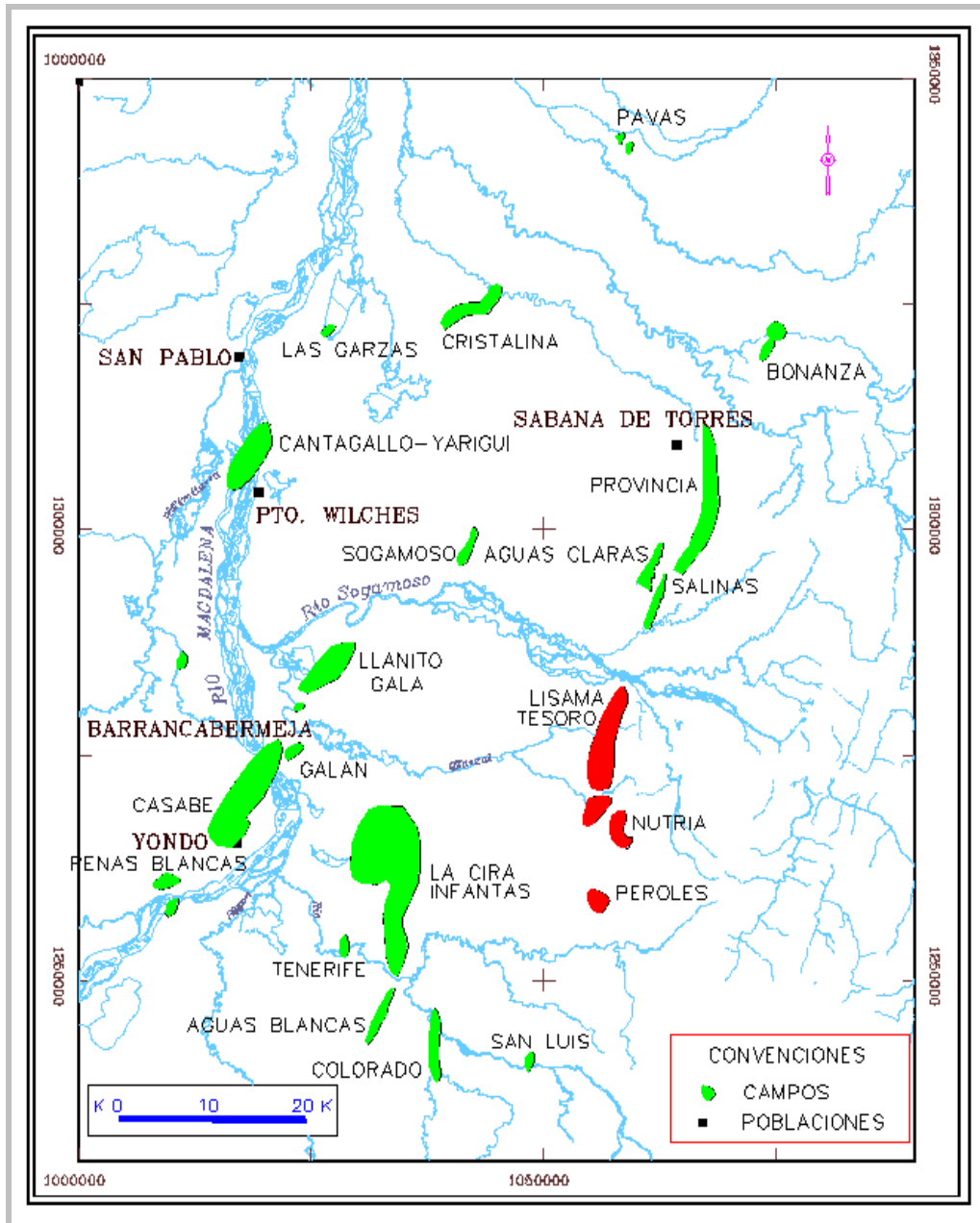
##### **LOCALIZACIÓN AREA LLANITO**

Los campos del área Llanito, se encuentran ubicados al Norte de la Concesión de Mares en el Departamento de Santander, Valle Medio del Magdalena, al Norte de Barrancabermeja; Estos campos están conformados por bloques parcialmente independientes, limitados por fallas normales y constituido por yacimientos complejos correspondientes a arenas de canal de tipo meandriformes, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. El campo se ha mantenido en producción por aproximadamente 45 años, con 72 millones de barriles de petróleo producidos hasta Marzo de 2008 y un factor de recobro estimado del 12.8%.

El bloque de producción de Llanito está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas:

- 1 Área de Llanito
- 2 Área de Gala

- 3 Área de Galán
- 4 Área de Cardales.



**Figura 14. Mapa de Localización Área Llanito.**  
*Fuente: ECOPETROL*

### **4.1.3 Geología Estructural**

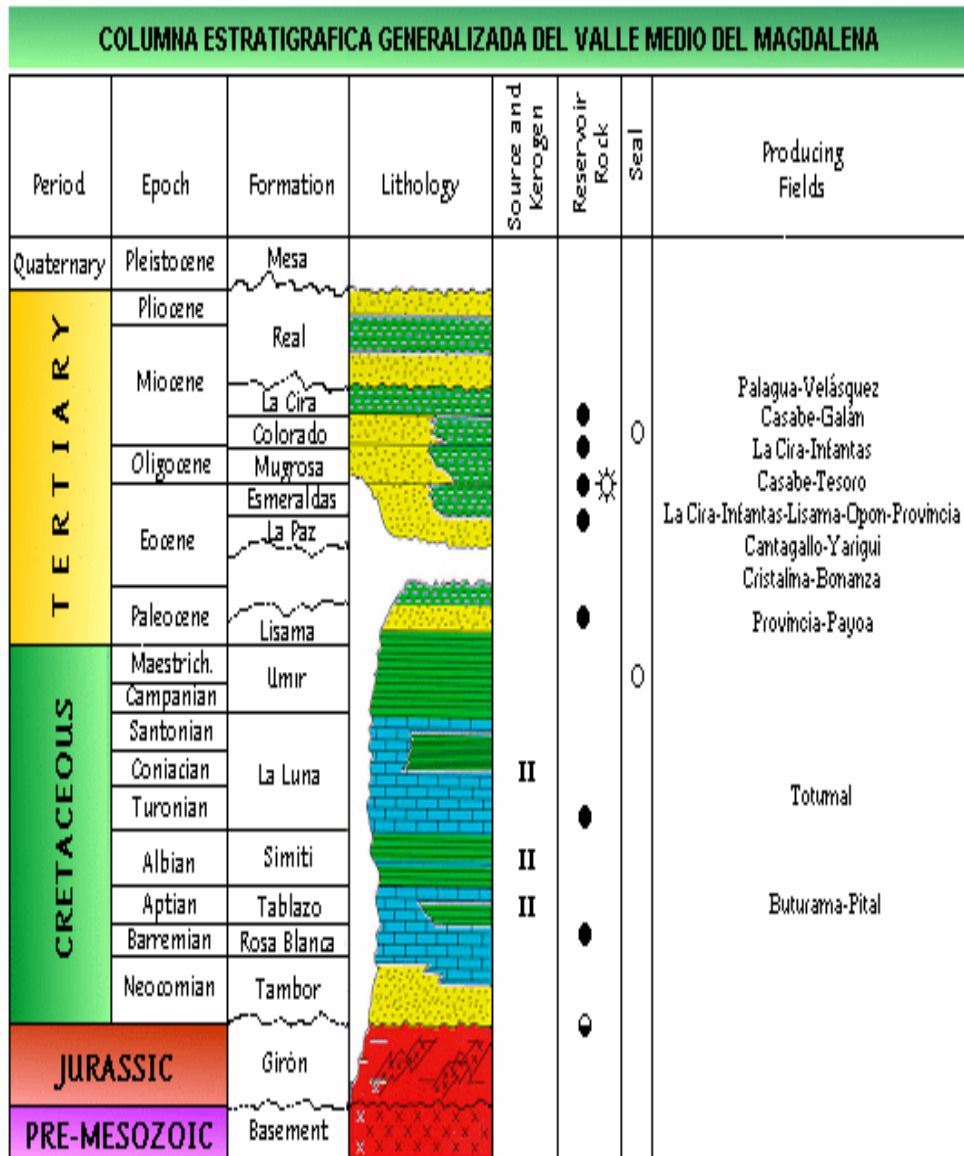
La Tectónica presente en el Campo Llanito obedece a un régimen transtensivo dextral, la cual consta de una componente extensiva provocando fallamiento normal y además presenta un movimiento relativo de dos bloques adyacentes en sentido derecho.

Este tipo de fallamiento puede tener una gran extensión lineal como la falla de Bucaramanga – Santa Marta, o puede ocurrir dentro de áreas locales o subregionales limitadas como un sistema de longitud finita. Este sistema algunas veces es referido como compartimental debido a la deformación independiente a ambos lados de la falla.

En el campo como se mencionó anteriormente existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (NE-SW) relacionado al fallamiento Casabe-Galán-Llanito y un sistema de fallas normales transversales (E-W) relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso. El fallamiento regional de Casabe-Galán-Llanito es un “Trend” estructural de tipo normal, que genera un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte. El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales.

#### 4.1.4 Estratigrafía Área Llanito

La Figura 15 presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



**Figura 15. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y tipos de roca asociados al sistema petrolífero.**

*Fuente: ECOPETROL*

## 4.2 DISEÑO DEL PROCESO DE INYECCIÓN “HUFF AND PUFF” DEL CAMPO LLANITO.

### 4.2.1 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LLANITO 108

Para desarrollar el piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el Campo Llanito se seleccionó el pozo Llanito 108 de acuerdo a las siguientes características:

- Bajo corte de agua.
- Alto potencial de producción.
- Arena productora formación Mugrosa B.
- Buen estado mecánico.
- Infraestructura civil.

Para determinar los criterios de inyección en el Campo Llanito se recurrió a las pruebas realizadas en el Campo Galán debido a la similitud de las propiedades de los dos Campos, las cuales se pueden apreciar en la Tabla 10 y 11.

**Tabla 10. Propiedades físicas de la roca y los fluidos del Campo Galán.**

PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS	
PRESIÓN DE SATURACIÓN (120 °F), PSI	1590
GRAVEDAD API DEL ACEITE (60 °F), °API	19
VISCOSIDAD DEL CRUDO (120 °F), cp	52
RELACIÓN GAS-ACEITE ORIGINAL, FT <sup>3</sup> /BL	125
FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN ORIGINAL, BL/BF	1,09

*Fuente: Los Autores*

**Tabla 11. Propiedades físicas de la roca y los fluidos del Campo Llanito.**

<b>PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS</b>	
PRESIÓN DE SATURACIÓN (120 °F), PSI	1952
GRAVEDAD API DEL ACEITE (60 °F), °API	19,8
VISCOSIDAD DEL CRUDO (P atm), cp	70,3
RELACIÓN GAS-ACEITE ORIGINAL, FT <sup>3</sup> /BL	122
FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN ORIGINAL, BL/BF	1.096

*Fuente: Los Autores*

Teniendo en cuenta la similitud de las propiedades de los fluidos de los dos campos se determinó que al igual que en el campo Galán la inyección de CO<sub>2</sub> para Llanito sería con un proceso inmisible ya que por límites de presión de fractura no se podía alcanzar la PMM.

**Tabla 12. Resumen de los parámetros a tener en cuenta en la inyección del Campo Llanito.**

PRESIÓN MÁXIMA DE INYECCIÓN	1500 psi
SOLUBILIDAD	300 ft <sup>3</sup> /BI
COMPRESIBILIDAD DEL CO <sub>2</sub>	0,275
PESO MOLECULAR PROMEDIO DEL CO <sub>2</sub>	41,52
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL CO <sub>2</sub>	1,433207

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

Para el piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> se pensó inicialmente en inundar el 10% del volumen poroso que sería igual a 34.529,37 ft<sup>3</sup> y teniendo en cuenta que la solubilidad es de 300 ft<sup>3</sup>/BI el volumen de CO<sub>2</sub> a condiciones de yacimiento sería 1'844.846 ft<sup>3</sup> (Ver Tabla 13). Este

valor llevado a condiciones de superficie y teniendo en cuenta el precio del CO<sub>2</sub> suministrado (cerca de 14 dólares/1000Scf), sería un impedimento económico.

**Tabla 13. Volúmenes de Inyección.**

PROPIEDAD	VALOR
Re (pies)	107,00
ESPESOR (pie)	40,00
POROSIDAD (%)	0,24
VOLUMEN POROSO TOTAL (pie <sup>3</sup> )	345.293,71
VOLUMEN A AFECTAR (%)	10,00
VOLUMEN POROSO A AFECTAR CY (pie <sup>3</sup> )	34.529,37
VOLUMEN POROSO A AFECTAR CY (bbl)	6.149,49

CY=Condiciones de Yacimiento

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

Por tal motivo nuevamente se recurrió a la información de Galán y se determinó que al igual que en el pozo Galán 69 se podía inyectar 12'000.000 ft<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> con un panorama optimista de acuerdo a lo sucedido en el Campo Galán ya que no había una gran diferencia entre el porcentaje de recobro entre una inyección de 4'200.000 ft<sup>3</sup> para el pozo Galán 42 y una de 12'000.000 ft<sup>3</sup> para el pozo Galán 69.

**Tabla 14. Volúmenes inyectados y Porcentaje de Recobro en el Campo Galán**

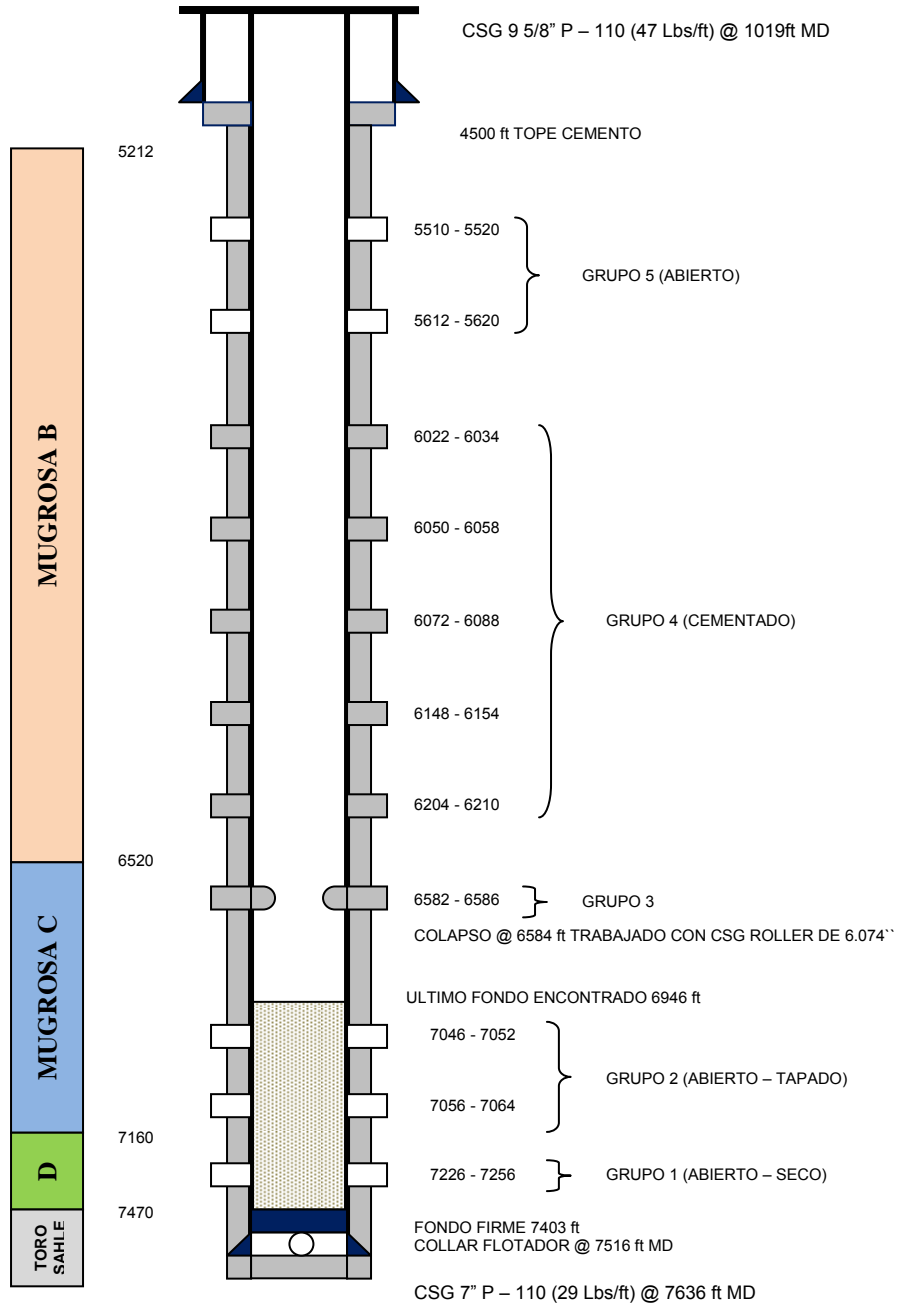
	GALÁN 49 MMSCF	% Atribuido al CO <sub>2</sub>	GALÁN 61 MMSCF	% Atribuido al CO <sub>2</sub>
<b>CICLO 1</b>	4.2	62.6	8.3	63.2
<b>CICLO 2</b>	10.7	72.1	12.0	63.8

*Fuente: Los Autores*

La inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el Campo Llanito se realizó con CO<sub>2</sub> en estado líquido ya que la empresa que lo suministraba (PRAXAIR) lo entregaba así en cabeza y la operadora que intervino en la operación de inyección (BJ SERVICE) contaba con los equipos necesarios para inyectarlo líquido.

Para llevar a cabo el ciclo de inyección de CO<sub>2</sub> se debió adecuar el estado mecánico del pozo, aislando los intervalos productores del Grupo 1 y Grupo 2 para evitar problemas de corrosión ya que estos aportaban gran cantidad de agua. Para lograr esto se sentó un retenedor Baker N-1 a 6010 pies de profundidad, quedando solo los intervalos productores del Grupo 5 abiertos para la estimulación con CO<sub>2</sub>.

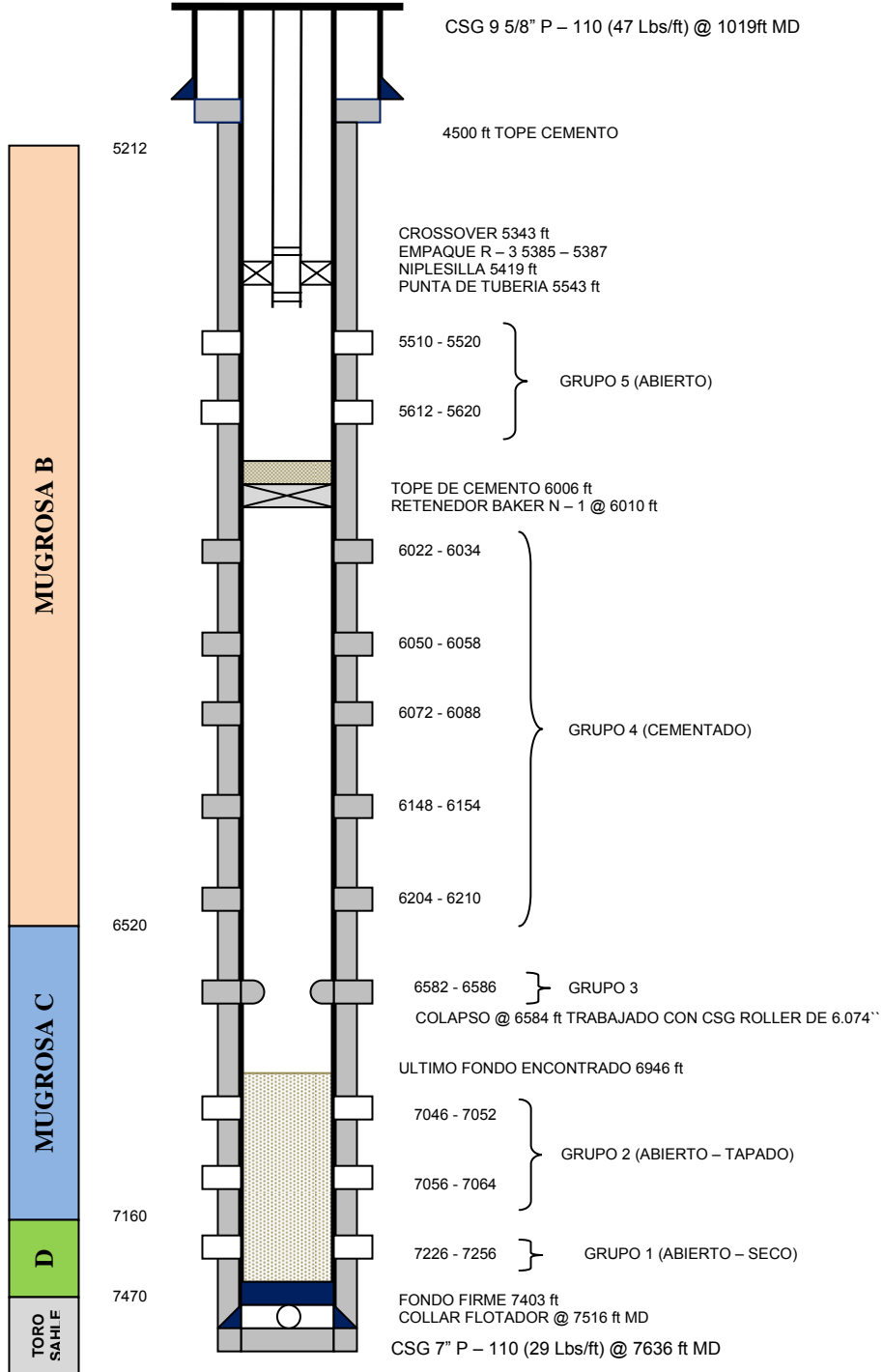
## POZO LLANITO 108



**Figura 16. ESTADO MECÁNICO ANTES DE LA INYECCIÓN**

*Fuente: ECOPEL-ICP*

# POZO LLANITO 108



**Figura 17. ESTADO MECANICO DURANTE LA INYECCIÓN**

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

**Tabla 15. Elementos del estado mecánico**

DESCRIPCIÓN	LONG	TOPE	BASE
DIF. DE MESA ROTARIA	16,00	0,00	16,00
174 JUNTAS 2-7/8" EUE J-55	5366,75	16,00	5382,75
R-3 DOBLE AGARRE CC ARRIBA	2,61	5382,75	5385,36
R-3 DOBLE AGARRE CC ABAJO	2,00	5385,36	5387,36
1 JUNTA DE 2-7/8" J-55 EUE	30,94	5387,36	5418,30
NIPLE SILLA 2-1/2"	1,00	5418,30	5419,30
4 JUNTAS DE 2-7/8" J-55 EUE	123,70	5419,30	5543,00
TOTAL LONGITUD BHA	160,25		
LONG BHA A CENTRO DE CAUCHOS	5369,36		

*Fuente: ECOPETROL-ICP*

En la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el Campo Llanito, el CO<sub>2</sub> se transportó en Tanqueros (Cisternas) desde la Planta de CO<sub>2</sub> de PRAXAIR hasta el campo Llanito. Cada Tanquero posee una capacidad máxima de carga de 25 Toneladas.

#### **4.2.2 PROCESO DE INYECCION**

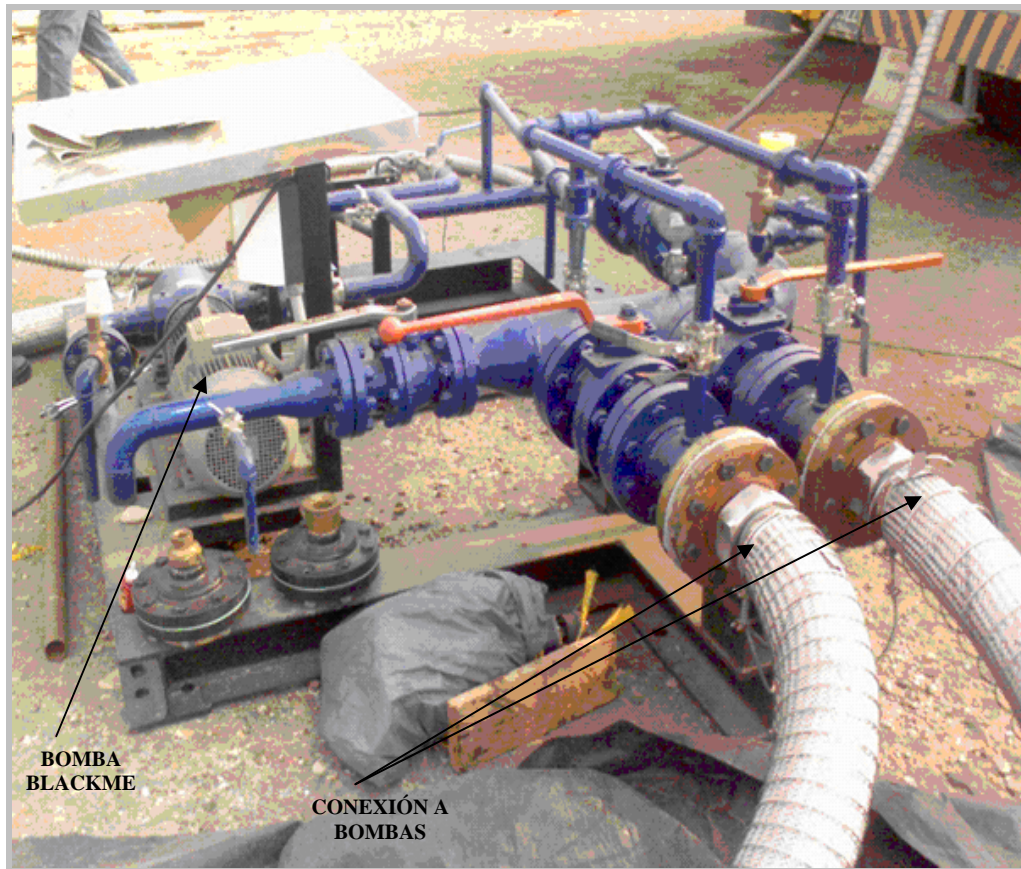
En la operación se trabajó con dos tanqueros, RUBI y FOCA, los cuales presentan bombas de descarga diferentes.



**Figura 18. Tanquero PRAXAIR**

*Fuente: Los autores*

El tanquero descarga el CO<sub>2</sub> a 300 psi de presión, este CO<sub>2</sub> entraba al BOOSTER, el cual tenía una bomba Blackmer independiente. Este arreglo incorporó dos receptores directos del tanquero: uno de entrada de fluido gaseoso y otra para fluido líquido, además contó con válvulas de alivio. Las líneas de este arreglo soportaban una presión máxima de operación de 600 psi.



**Figura 19. Booster**

*Fuente: Los autores*

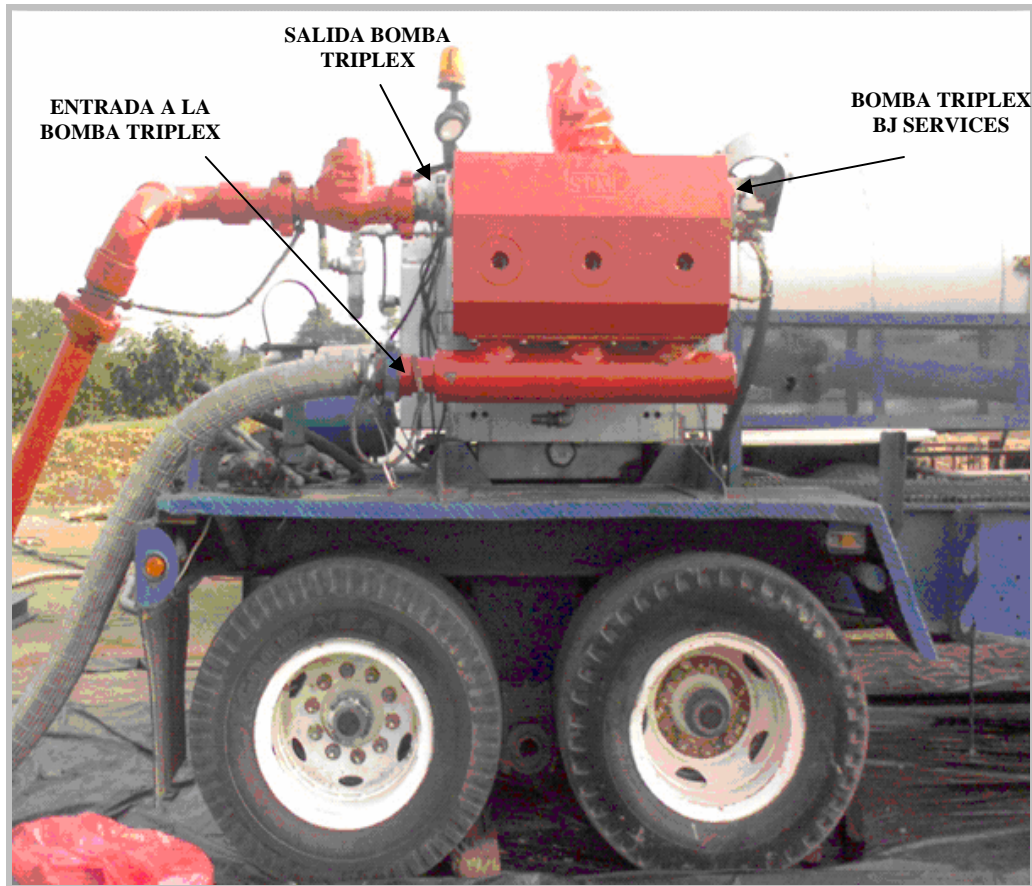
Cuando declinaba la presión de descarga del tanquero, se abría una válvula la cual desviaba parte del CO<sub>2</sub> líquido al intercambiador de calor, resultando CO<sub>2</sub> gaseoso el cual se inyectaba al tanquero con el fin de mantener una óptima presión de descarga. El intercambiador de calor o gasificador de alta respuesta para CO<sub>2</sub> tenía una capacidad de 22000 scf/h (c/u).



**Figura 20. Gasificador de alta respuesta**

*Fuente: Los autores*

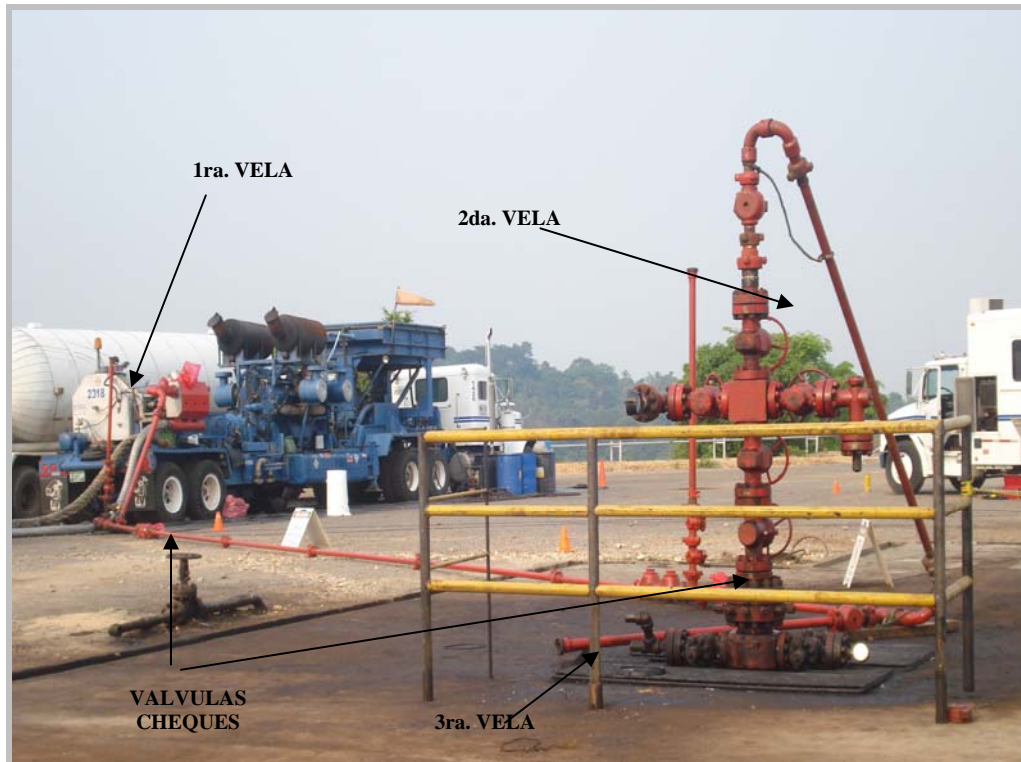
El CO<sub>2</sub> era conducido del BOOSTER a la bomba Triplex de BJ SERVICES, esta bomba recibía el fluido a una presión de 300 psi y lo entregaba a 1000 – 1200 psi de presión. La tubería de inyección desde la bomba Triplex al pozo soportaba 15000 psi de presión.



**Figura 21. Bomba Triplex BJ SERVICES**

*Fuente: Los autores*

La inyección se iniciaba con un Cold Down o prueba de línea. En esta fase se inyectaba CO<sub>2</sub> en estado gaseoso, con el fin de evitar la formación de nieve carbónica dentro de la tubería, una vez finalizaba el Cold Down se abría el árbol de navidad inyectando CO<sub>2</sub> líquido. La tubería de inyección consta de tres velas las cuales sirven como venteo al momento de la pruebas de líneas, presenta dos válvulas CHEQUES y tres sensores de presión, uno en la salida de la bomba TRIPLEX, otro continuo a la primera vela y otro después de la segunda vela.



**Figura 22. Facilidad de superficie para inyección**

*Fuente: Los autores*

La presión de inyección era controlada en la FRACBAN mediante los sensores ubicados a través de la línea de inyección, la cual también controlaba el caudal de inyección.



**Figura 23. Fracban**

*Fuente: Los autores*



**Figura 24. Centro de Operaciones**

*Fuente: Los autores*

Durante la inyección se da el efecto JOUL THONMSON, debido a que el CO<sub>2</sub> está a -17° C. creando una película de escarcha en la tubería, en la bomba TRIPLEX y en el árbol de navidad.



**Figura 25. Efecto Joule Thomson**

*Fuente: Los autores*



**Figura 26. Cold Down**

*Fuente: Los autores*

Al final de la inyección de CO<sub>2</sub> se inyectó un tapón de Varsol con 24 barriles con el objetivo de desplazar el CO<sub>2</sub> dentro del yacimiento, para obtener una mayor interacción entre este fluido y el aceite.



**Figura 27. Facilidad para inyectar varsol**

*Fuente: Los autores*

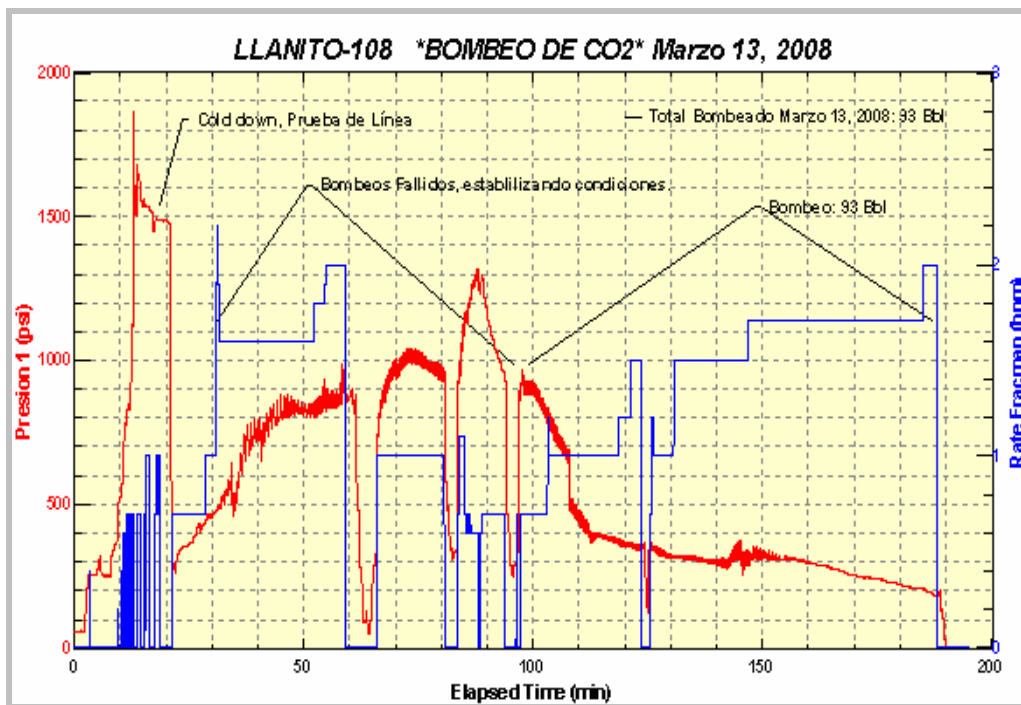
#### **4.3 REPORTE DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> POZO LLANITO 108**

El 13 de marzo de 2008 en el Campo Llanito se inició un ciclo de inyección de CO<sub>2</sub> que comprendió los periodos de inyección, remojo y producción, terminando el periodo de inyección el día 20 de marzo con un acumulado de 12.058.924 pies cúbicos de CO<sub>2</sub> en superficie.

##### **DETALLE DIARIO DE OPERACIONES**

El jueves 13 de marzo de 2008, se inició la inyección de dióxido de carbono luego de finalizar la instalación de los equipos tanto de BJ "prestador de servicios" como de Praxair "proveedor de CO<sub>2</sub>". Se

probaron líneas de succión e inyección, detallando tres puntos de fuga: uno crítico en el motor de la bomba triplex de BJ y dos en flanges y uniones en el patín de Praxair, el cual requirió de soldadura. Se inició la inyección de CO<sub>2</sub> procedente del Tanquero FOCA, presentando 3 bombes fallidos por variación de presión y un último bombeo donde se inyectaron 93 Barriles de dióxido de carbono, terminando el pozo con una presión de 250 psi en el Tubing y 25 psi en el Casing.

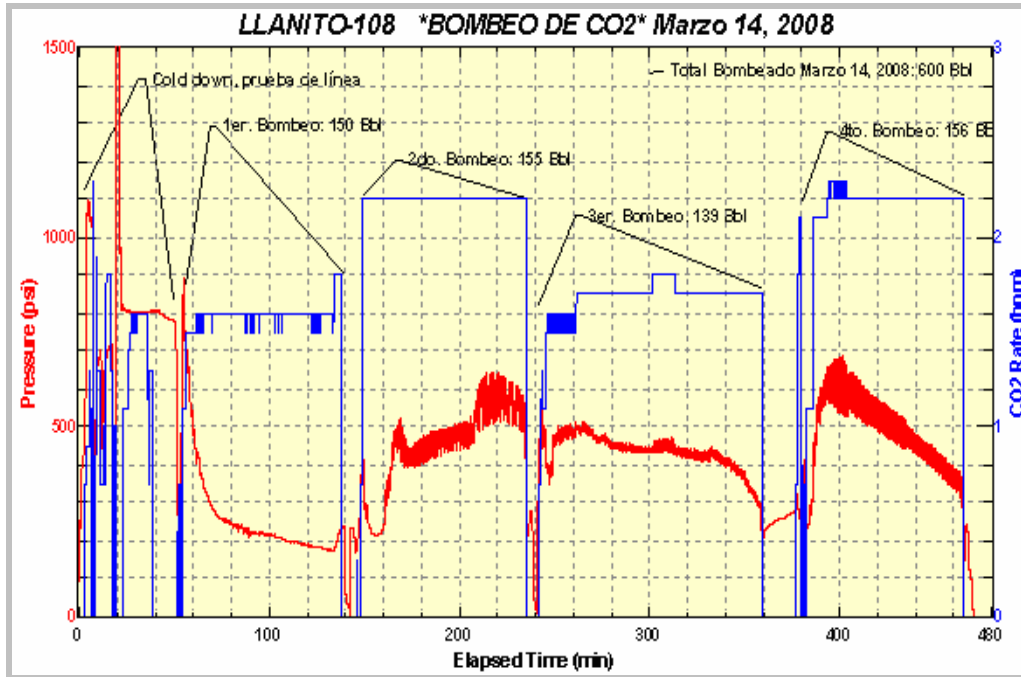


**Figura 28. Comportamiento Presión y Caudal de CO<sub>2</sub> Marzo 13 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

El viernes 14 de marzo de 2008, se reinició la inyección de dióxido de carbono con presiones de CHP 25 psi, y THP 800 psi. Se presentaron problemas de gasificación por lo que se paró la inyección y se realizó purga hasta congelar las líneas nuevamente. Se utilizaron los dos

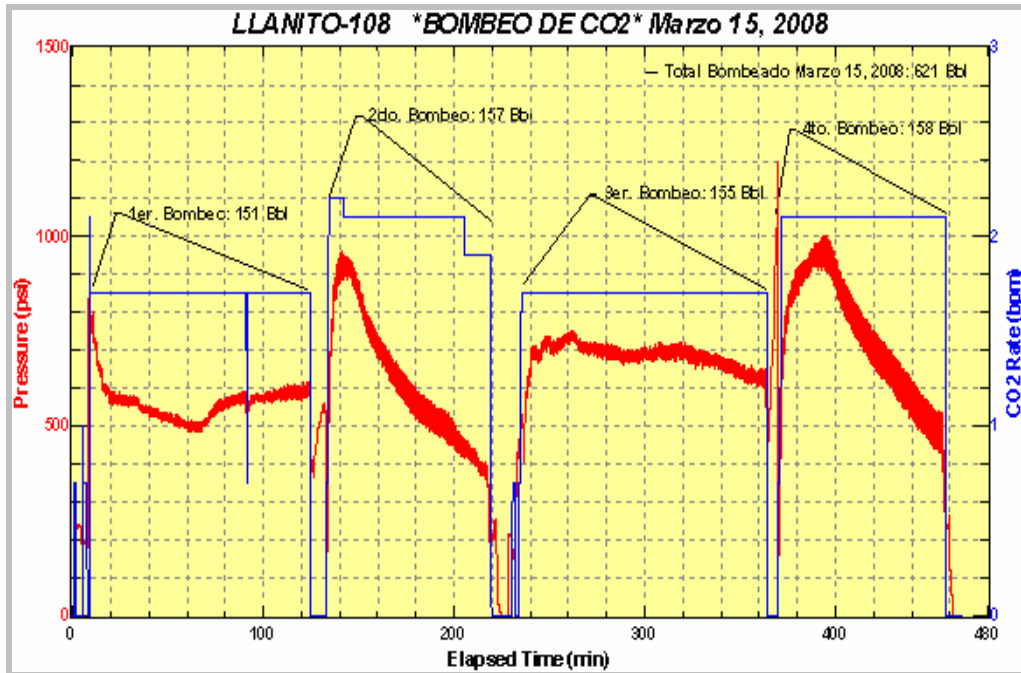
tanqueros cada uno con dos entregas de dióxido de carbono sumando un acumulado en el día de 600 Barriles de CO<sub>2</sub>. El caudal promedio del tanquero RUBI fue 1,6 BPM y el del tanquero FOCA fue de 2,0 BPM. Se finalizó el día con 693 Barriles totales durante la inyección.



**Figura 29. Comportamiento Presión y Caudal de CO<sub>2</sub> Marzo 14 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

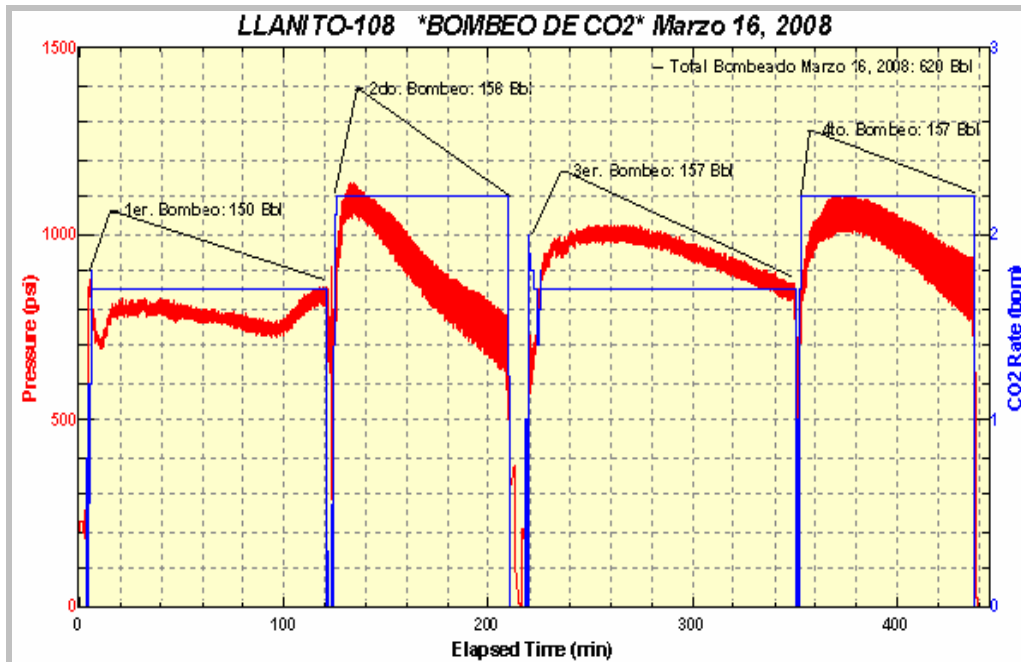
El sábado 15 de marzo de 2008, se reinició la inyección de dióxido de carbono con presiones en cabeza de THP 830 psi y CHP 25 psi. El caudal manejado por el tanquero RUBI fue de 1,7 BPM y el del tanquero FOCA fue de 2,1 BPM, el acumulado del día de los dos tanqueros fue de 621 Barriles de dióxido de carbono, finalizando la inyección a las 16:00 horas con un acumulado total de CO<sub>2</sub> de 1314 Barriles de CO<sub>2</sub> líquido.



**Figura 30. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 15 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

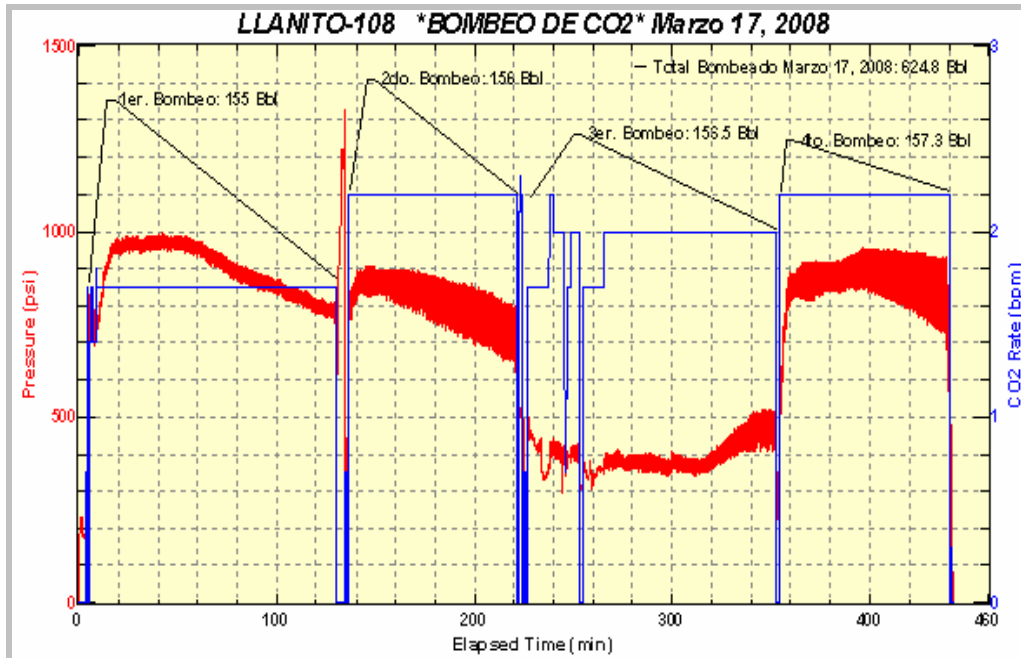
El domingo 16 de marzo de 2008, se reinició la inyección de dióxido de carbono con presiones en cabeza de THP 860 psi y CHP 25 psi. El caudal de inyección manejado en el tanquero RUBI fue de 1,7 BPM y el del tanquero FOCA es de 2,2 BPM, el acumulado del día de los dos tanqueros fue de 621 Barriles de dióxido de carbono. Con esto se completó la inyección de 1935 Barriles de CO<sub>2</sub> líquido equivalente a 6 Millones de pies cúbicos, completando así el 50% de la inyección programada.



**Figura 31. Comportamiento Presión y Caudal de CO<sub>2</sub> Marzo 16 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

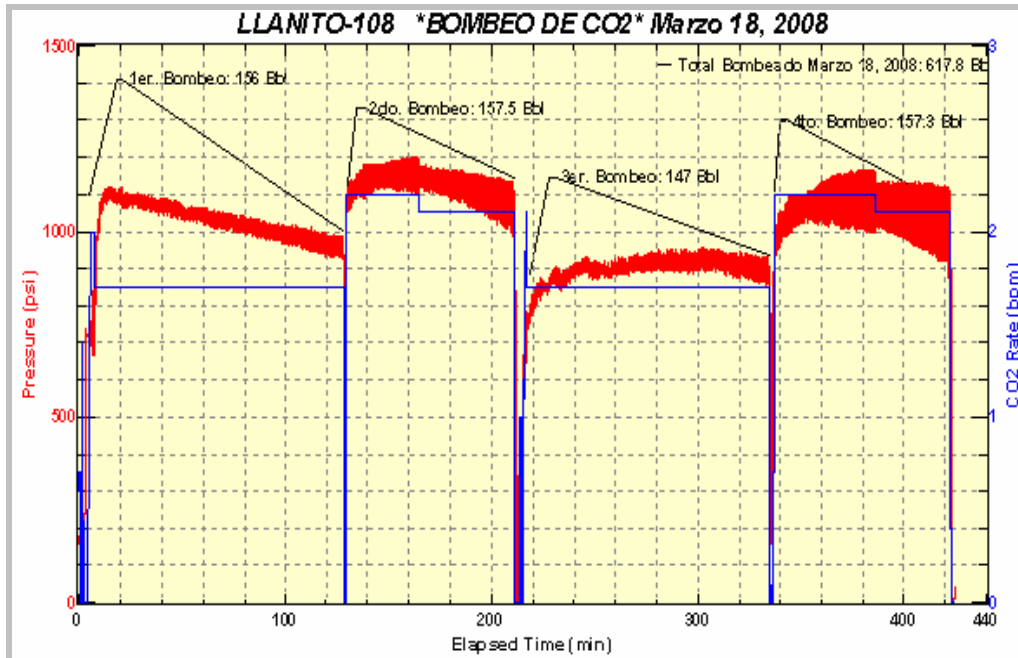
El lunes 17 de marzo de 2008, se reinició la inyección de dióxido de carbono con presiones en cabeza de THP 802 psi y CHP 25 psi. Se presentó una reducción en la presión en promedio de 450 psi, por lo que se decidió parar y recongelar las líneas, verificar presiones en pozo y verificar patín de Praxair. Las presiones se monitorearon en THP 450 psi y CHP 25 psi. El acumulado de la inyección del día fue de 620 Barriles de dióxido de carbono, completando un acumulado total 2560 Barriles de CO<sub>2</sub> líquido equivalente a 8 Millones de pies cúbicos, obteniendo el 66% de la inyección programada.



**Figura 32. Comportamiento Presión y Caudal de CO2 Marzo 17 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

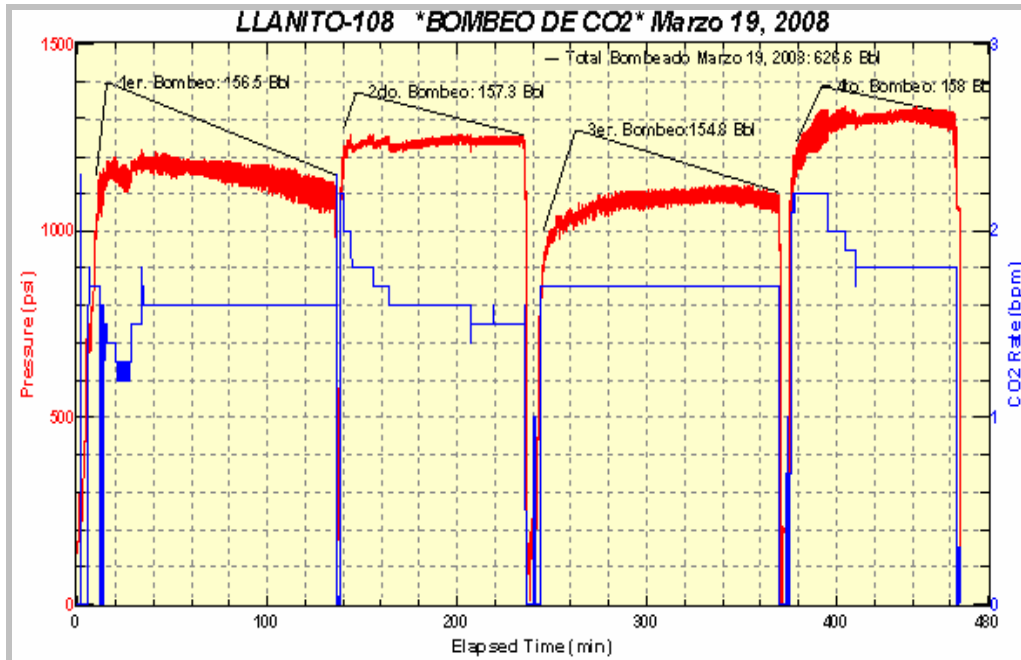
El martes 18 de marzo de 2008, se reinició la inyección de dióxido de carbono con presiones en cabeza de THP 740 psi y CHP 25 psi. El caudal manejado por el tanquero RUBI fue de 1,7 BPM y el tanquero FOCA empezó con 2,2 BPM y bajó en ambas intervenciones a 2,1 BPM, con el objetivo de disminuir la gran oscilación de la presión de inyección. En el día se inyectaron 618 Barriles, completando un acumulado total de inyección de 3178 Barriles de CO<sub>2</sub> líquido equivalente a 9,8 Millones de pies cúbicos, llegando al 82% de la inyección programada.



**Figura 33. Comportamiento Presión - Caudal de CO2 Marzo 18 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

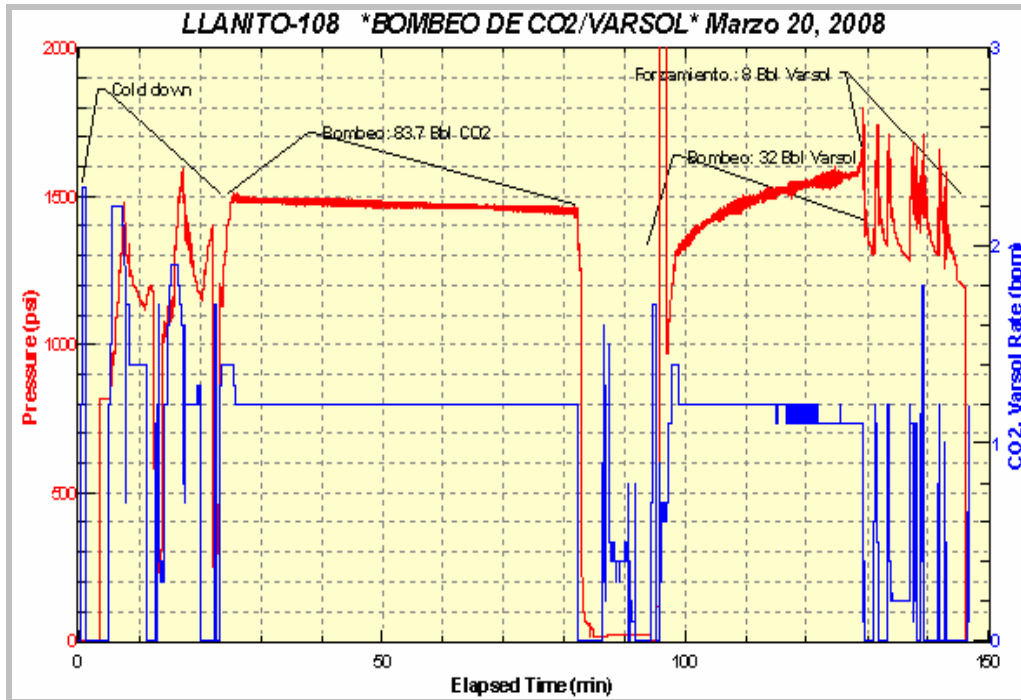
El miércoles 19 de marzo de 2008, se reinició la inyección de dióxido de carbono con presiones en cabeza de THP 750 psi y CHP 25 psi. Debido al aumento en la presión de inyección se bajó el caudal de inyección de ambos tanqueros, el tanquero RUBI bajó su caudal a 1,6 - 1,7 BPM y el tanquero FOCA bajó a 1,6 – 1,8 BPM, respecto al caudal manejado en los días previos de inyección. El acumulado de inyección del día fue de 626,6 Barriles, completando un acumulado total de 3804 Barriles de CO<sub>2</sub> líquido equivalente a 10,8 Millones de pies cúbicos, obteniendo el 98% de la inyección programada.



**Figura 34. Comportamiento Presión - Caudal de CO2 Marzo 19 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

El jueves 20 de marzo de 2008, se reinició la inyección de dióxido de carbono con presiones en cabeza de THP 850 psi y CHP 25 psi. Se cambió el equipo fracturador debido a daños en el sistema de bombeo y se inició la conexión del nuevo sistema para poder realizar el bombeo. Debido a que la presión de inyección alcanzó los 1500 psi se bajó el caudal de inyección a 1,2 BPM del tanquero RUBI, completando en el día 83,7 Barriles de dióxido de carbono inyectado. Se completó la inyección total con 3888,3 Barriles de CO<sub>2</sub> líquido equivalente a 12,5 Millones de pies cúbicos, es decir el 100%. Se hizo desplazamiento de CO<sub>2</sub> con 32 Barriles de varsol inhibido, se hizo aislamiento seguro y posteriormente el cierre del pozo.



**Figura 35. Comportamiento Presión - Caudal de CO<sub>2</sub> Marzo 20 de 2008**

*Fuente: ECOPETROL*

Al finalizar el primer ciclo de inyección de dióxido de carbono se logró un volumen de 12,06 millones de pies cúbicos inyectados, alcanzando el 100.49% del volumen programado (12 millones de pies cúbicos de CO<sub>2</sub>). Teniendo en cuenta las pérdidas por enfriamiento de la línea de inyección (etapa necesaria para transferir el CO<sub>2</sub> líquido desde los tanqueros hasta la cabeza del pozo) se estimó que la inyección real en fondo fue de 11.808.635 pies cúbicos de CO<sub>2</sub>, resultando una eficiencia del 97,9%.

**Tabla 16. Resumen inyección de CO<sub>2</sub> ECOPETROL S.A.**

ANQUE NUMERO	FECHA	TANQUERO DIARIO	NOMBRE TANQUE	TONELADAS INYECTADAS	TONELADAS ACUMULADAS	BLS INYECTADOS	BLS ACUMULADOS	MPC INYECTADOS	MPC ACUMULADOS	% DEL PROCESO
1	13/03/2008	1	FOCA	15	15	92,957537	92,957537	288.795	288.795	2,41%
2	14/03/2008	1	RUBI	24,21	39,21	150,0334647	242,9910017	466.115	754.910	6,29%
3	14/03/2008	2	FOCA	24,97	64,18	154,7433133	397,734315	480.747	1.235.658	10,30%
4	14/03/2008	3	RUBI	22,43	86,61	139,0025037	536,7368186	431.845	1.667.502	13,90%
5	14/03/2008	4	FOCA	25,13	111,74	155,7348603	692,4716789	483.828	2.151.330	17,93%
6	15/03/2008	1	RUBI	24,35	136,09	150,9010684	843,3727473	468.811	2.620.141	21,83%
7	15/03/2008	2	FOCA	25,34	161,43	157,0362658	1000,409013	487.871	3.108.012	25,90%
8	15/03/2008	3	RUBI	25,03	186,46	155,1151434	1155,524157	481.903	3.589.914	29,92%
9	15/03/2008	4	FOCA	25,46	211,92	157,7799261	1313,304083	490.181	4.080.096	34,00%
10	16/03/2008	1	RUBI	24,17	236,09	149,7855779	1463,089661	465.345	4.545.441	37,88%
11	16/03/2008	2	FOCA	25,24	261,33	156,4165489	1619,50621	485.946	5.031.386	41,93%
12	16/03/2008	3	RUBI	25,29	286,62	156,7264074	1776,232617	486.908	5.518.295	45,99%
13	16/03/2008	4	FOCA	25,34	311,96	157,0362658	1933,268883	487.871	6.006.166	50,05%
14	17/03/2008	1	RUBI	25,1	337,06	155,5489452	2088,817828	483.250	6.489.416	54,08%
15	17/03/2008	2	FOCA	25,22	362,28	156,2926055	2245,110434	485.561	6.974.977	58,12%
16	17/03/2008	3	RUBI	25	387,28	154,9292283	2400,039662	481.325	7.456.302	62,14%
17	17/03/2008	4	FOCA	25	412,28	154,9292283	2554,96889	481.325	7.937.627	66,15%
18	18/03/2008	1	RUBI	25	437,28	154,9292283	2709,898119	481.325	8.418.952	70,16%
19	18/03/2008	2	FOCA	25	462,28	154,9292283	2864,827347	481.325	8.900.277	74,17%
20	18/03/2008	3	RUBI	25	487,28	154,9292283	3019,756575	481.325	9.381.602	78,18%
21	18/03/2008	4	FOCA	25	512,28	154,9292283	3174,685804	481.325	9.862.927	82,19%
22	19/03/2008	1	RUBI	25	537,28	154,9292283	3329,615032	481.325	10.344.252	86,20%
23	19/03/2008	2	FOCA	25	562,28	154,9292283	3484,54426	481.325	10.825.577	90,21%
24	19/03/2008	3	RUBI	25	587,28	154,9292283	3639,473489	481.325	11.306.902	94,22%
25	19/03/2008	4	FOCA	25	612,28	154,9292283	3794,402717	481.325	11.788.227	98,24%
26	20/03/2008	1	RUBI	13,506	625,786	83,69896631	3878,101683	260.031	12.048.258	100,40%

*Fuente: ECOPETROL*

## 5. ANALISIS ECONOMICO

### 5.1 Resultados del Piloto

Cuando se terminó el período de remojo, en vista de no tener respuesta por flujo natural, se decidió ingresar equipo de Workover para convertir el pozo de inyector a productor con Bombeo Mecánico, desarrollando esta operación se presentó un reventón, por lo que la operación fue suspendida. Finalmente el pozo se adecuó en Bombeo Mecánico y la producción inicial que presentó durante los seis primeros días fue de:

**Tabla 17. Resumen de Producción del Pozo**

PRUEBA BRUTA	PRUEBA BSW	PRUEBA NETA	BÁSICA NETA	INCREMENTAL NETA	ACUMULADO BLS
8	0%	8	82	-	-
128	15%	109	82	27	27
101	18%	83	82	1	28
120	32%	82	82	0	28
145	5%	137	82	56	83
147	16%	123	82	42	125

*Fuente: ECOPETROL*

En la Tabla 17 se puede observar que en estos seis días de producción se obtuvieron 125 Barriles de producción incremental. Desafortunadamente el pozo presentó problemas quedándose sin disparo y al día siguiente se probó tubería con aceite resultando rota. Se realizó el cambio de bomba, sacando y probando tubería hasta encontrar daño. Posteriormente a este trabajo se dejó en producción,

quedando pegado al parecer por arenamiento en pocas horas de producción.

Se le hizo limpieza, se re-cañoneó y se realizó tratamiento orgánico, se bajo el diseño de bombeo mecánico y cuando inicio su producción cambió totalmente su comportamiento con los siguientes datos:

**Tabla 18. Resumen de Producción del Pozo**

<b>PRUEBA BRUTA</b>	<b>PRUEBA BSW</b>	<b>PRUEBA NETA</b>	<b>BÁSICA NETA</b>	<b>INCREMENTAL NETA</b>	<b>ACUMULADO BLS</b>
141	21%	111	82	29	154
144	32%	98	82	16	170
106	20%	85	82	0	170
39	20%	31	82	0	170
75	39%	45	82	0	170
96	51%	47	82	0	170
109	60%	44	82	0	170
109	73%	29	82	0	170
57	67%	19	82	0	170
90	61%	35	82	0	170
92	70%	28	82	0	170
81	70%	24	82	0	170
81	68%	26	82	0	170
81	80%	16	81	0	170
81	73%	22	81	0	170
81	75%	20	81	0	170

*Fuente: ECOPETROL*

La producción se estabilizó y nuevamente se volvieron a presentar problemas operacionales ya que se rompió la tubería.

## 5.2 Evaluación Económica del Piloto

Debido a estos problemas operacionales no se pudo realizar la evaluación económica con datos reales, ya que como podemos observar en la Tabla 17 y 18 sólo se pudo contar con 22 datos de producción en diferentes meses, los cuales no son suficientes y no muestran un comportamiento de producción ni declinación definido. Por lo tanto decidimos realizar la evaluación económica con los datos planeados para este piloto y determinar con que datos de producción inicial sería viable este proyecto.

Para llevar a cabo el Análisis Económico se realizó una macro en Excel en la cual se establece una producción básica del pozo antes de la estimulación, la producción básica del pozo después de la estimulación, la tasa de declinación del pozo previa a la estimulación, la tasa de declinación del pozo posterior a la estimulación, el precio del barril, los costos de la operación, los días de producción diferida, la tasa de oportunidad y el impuesto de renta.

Con estos datos previamente establecidos, se determina el CAPEX y el OPEX, se realiza un análisis de producción para determinar la producción incremental, se efectúa un análisis Ingresos-Egresos y finalmente se ejecuta un Flujo de Caja en el cual se determina el VPN, la TIR y la RCB.

La producción básica de Llanito 108 previa a la estimulación era de 82 Bls por día con una declinación exponencial estimada en el 14% anual (ver ANEXO E). Teniendo en cuenta los antecedentes del Campo Galán

la producción esperada para Llanito 108 era de 2,8 veces la básica, es decir una producción de 230 Bls por día, con una declinación exponencial del 9% mensual (ver Anexo D).

Partiendo de estos datos y tomando los días de producción diferida planeada, un precio de US\$ 30 por barril, una tasa de oportunidad del 10% y el impuesto de renta del 32% se realizó la evaluación económica con la producción planeada para el piloto.




De igual forma se tomaron estos datos para determinar bajo que condiciones de producción el proyecto sería viable económicamente y debido a que el pozo se puso en producción 50 días después de lo planeado, se desarrollo un análisis tanto para los costos planeados como para los costos reales, teniendo en cuenta que la única diferencia entre estos dos son los días de producción diferida.

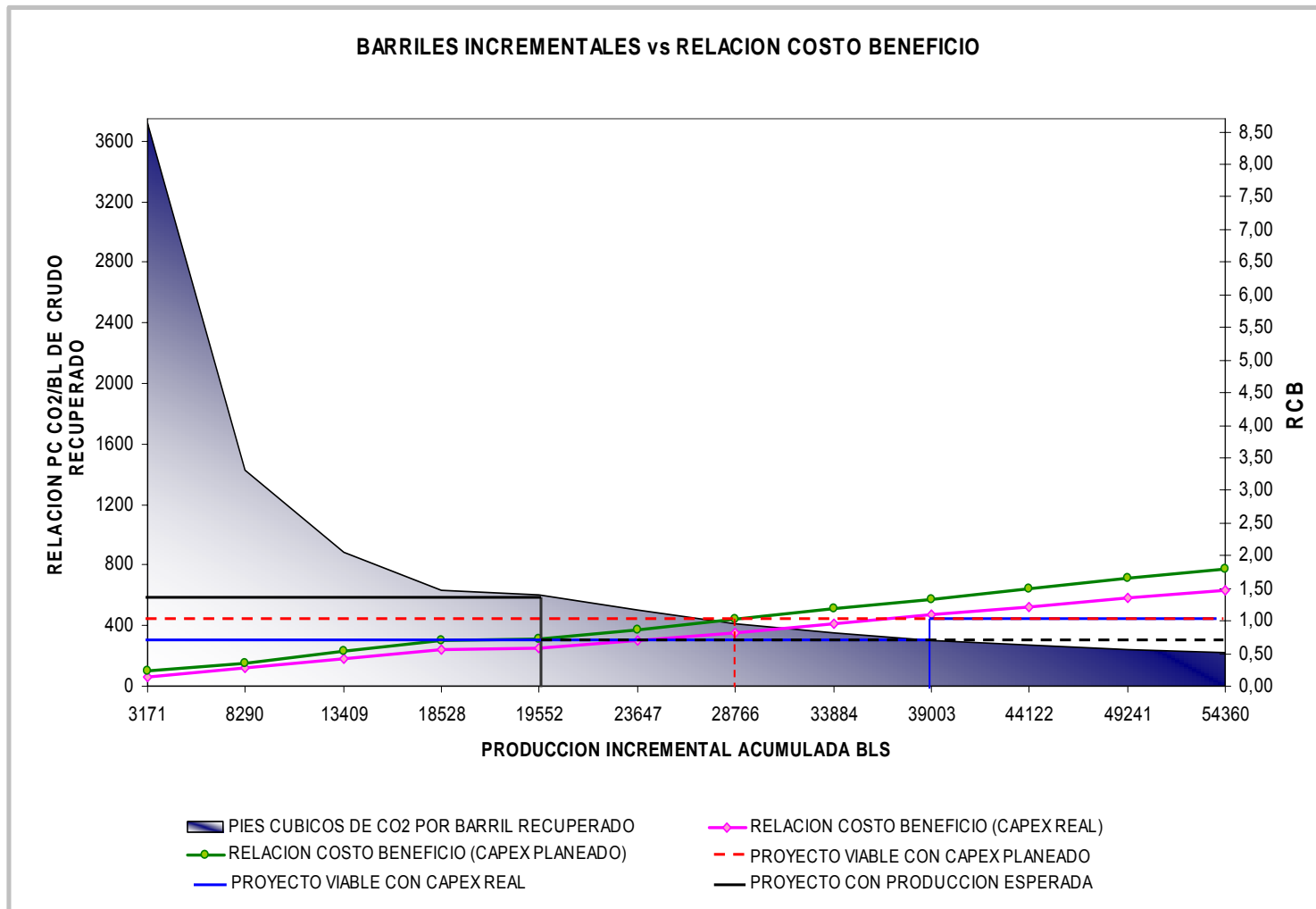
Los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla 19 y la Figura 36.

**Tabla 19. Resultados de la Evaluación**

PRODUCCION DIARIA INICIAL	PRODUCCION INCREMENTAL	RELACIÓN PC DE CO2/BARRIL DE CRUDO RECUPERADO	CAPEX REAL			CAPEX PLANEADO		
			UTILIDAD ACUMULADA	TIR	RCB	UTILIDAD ACUMULADA	TIR	RCB
150	3171	3723	24726	-	0,15	24726	-	0,24
175	8290	1424	117315	-	0,29	117315	-	0,36
200	13409	881	209904	-	0,43	209904	-	0,53
225	18528	637	302493	-16%	0,56	302493	-11%	0,69
230	19552	604	321011	-14%	59%	321011	-10%	0,73
250	23647	499	395083	-9%	0,69	395083	-5%	0,86
275	28766	411	487672	-5%	0,83	487672	0%	1,02
300	33884	348	580261	-1%	0,96	580261	4%	1,18
325	39003	303	672850	2%	1,09	672850	8%	1,34
350	44122	268	765439	5%	1,22	765439	12%	1,50
375	49241	240	858029	8%	1,35	858029	15%	1,65
400	54360	217	950618	11%	1,47	950618	18%	1,80

*Fuente: Los autores*

 Proyecto con producción planeada.
  Proyecto viable con CAPEX planeado.
  Proyecto viable con CAPEX real.



**Figura 36. Barriles Incrementales vs Relacion Beneficio Costo**

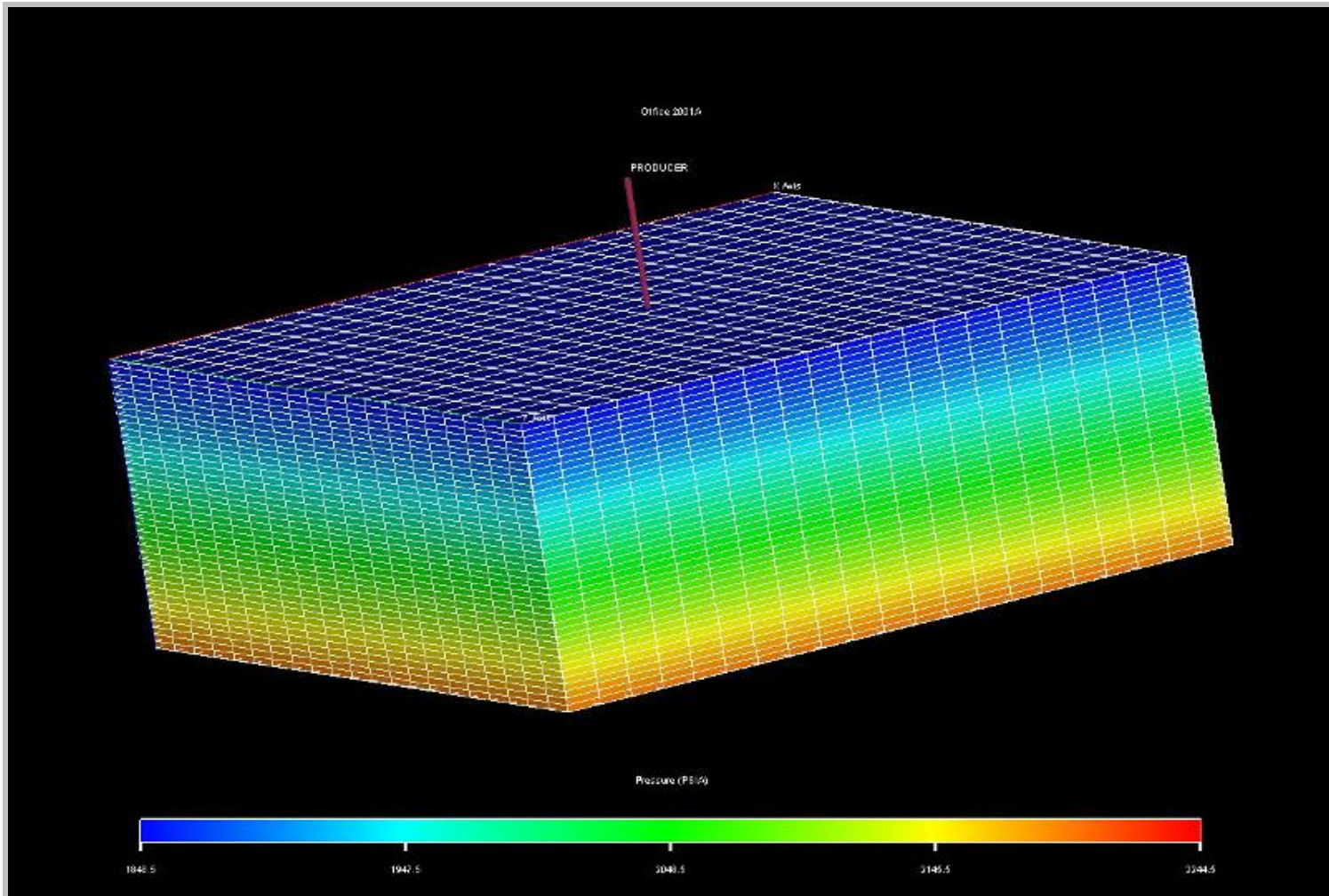
*Fuente: Los autores*

### **5.3 Simulación del Piloto y Análisis Económico**

Debido a la necesidad de validar el panorama esperado de producción para el piloto, ya que no se contó con datos de producción suficientes, se decidió realizar una simulación y así determinar cuál sería la producción del pozo después de la estimulación.

Para llevar a cabo la simulación se utilizó la herramienta ECLIPSE 300, ya que previamente se determinó que el proceso era inmisible y mediante este software podríamos llevar a cabo el proceso determinado. Con los datos suministrados de composición del crudo, los resultados de las pruebas de liberación diferencial y expansión a volumen constante se generó el PVT del campo en el simulador. Se utilizaron los datos de curvas de permeabilidad relativa, net to gross, contacto agua aceite y se planteó el modelo de simulación.

Este modelo simuló parte de la formación mugrosa con un espesor total de 840 pies, de los cuales sólo el intervalo estimulado era arena petrolífera. Este espesor fue dividido en deltas de 20 pies para facilitar la simulación del intervalo estimulado ya que este fue de 20 pies. La longitud del GRID fue de 2100 pies de ancho y 2100 de largo, los cuales se dividieron en deltas de 100 pies cada uno. Se situó un pozo productor en las celdas 11 11 3 3 quedando en la mitad del GRID con el tercer intervalo en Z abierto, el cual se puede observar en la Figura 37.



**Figura 37. GRID**  
*Fuente: Los autores*

**Tabla 20. Parámetros de entrada al simulador**

PARAMETROS SIMULACION	
$\Delta X$	100 PIES
$\Delta Y$	100 PIES
$\Delta Z$	20 PIES
$\Phi$	20%
KZ	125 md
KX	125 md
KY	125 md
NTG	60%
CWO	5.620 PIES
TOPS	5.450 PIES

*Fuente: Los autores*

Después de ubicar el pozo productor, se llevó el modelo a las condiciones de la fecha de inyección, ya que este fue planteado con los datos iniciales de presión, producción y saturación.

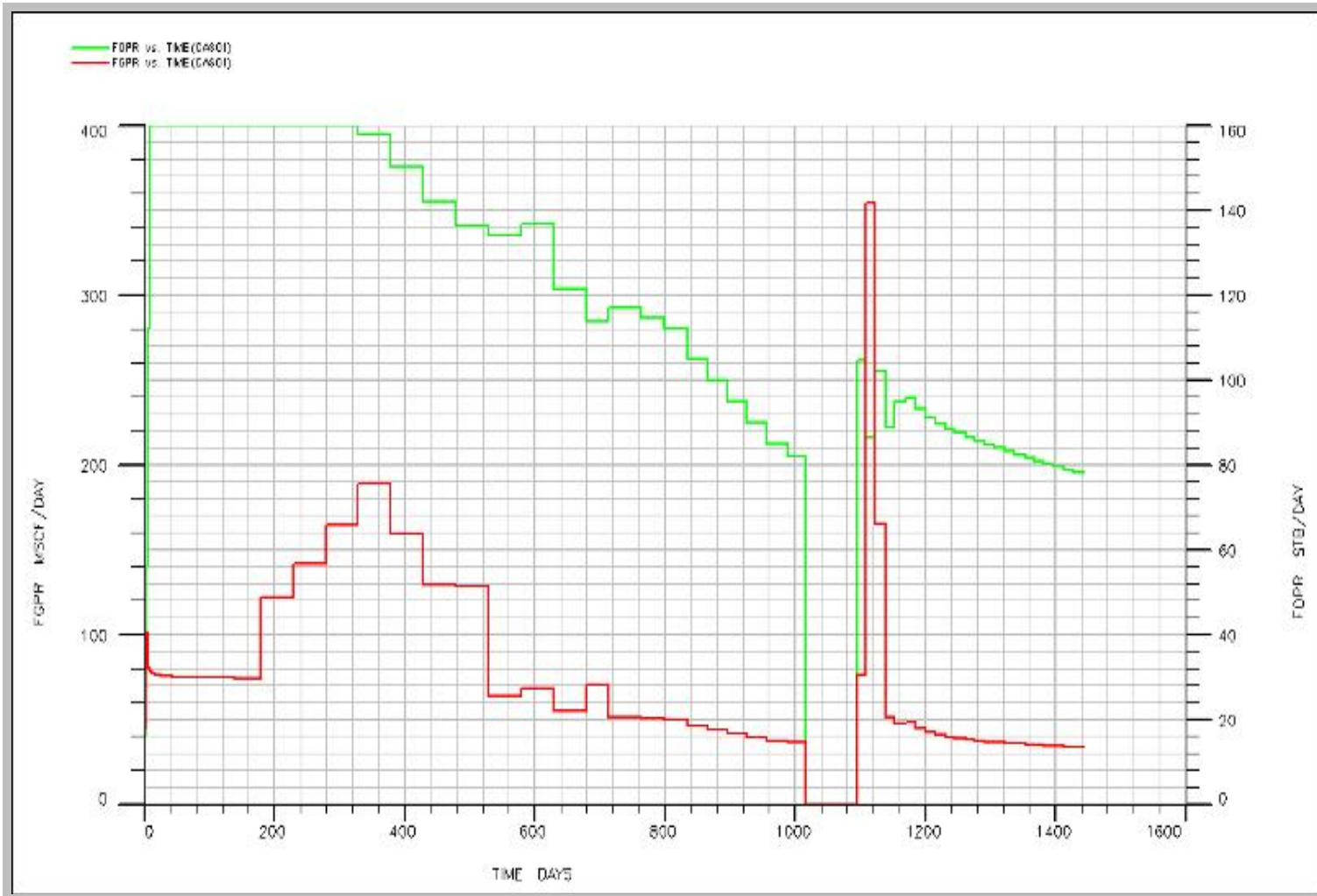
Teniendo en cuenta el cronograma desarrollado durante la inyección, se cerró el pozo productor y se ubicó un pozo inyector en el mismo lugar del productor ya que el proceso fue “Huff and Puff” y así se llevó a cabo el ciclo de inyección de acuerdo a los siguientes parámetros:

**Tabla 21. Parámetros de entrada al simulador**

PARAMETROS DE INYECCION	
PRESIÓN MÁXIMA DE INYECCIÓN	1200 psi
TASA MÁXIMA DE INYECCIÓN	1.507Mscf/día
DÍAS DE INYECCIÓN	7

*Fuente: Los autores*

Al terminar el ciclo de inyección se cerró el pozo inyector y se esperó el tiempo de remojo estimado en el cronograma.



**Figura 38. Producción con 7 días de Inyección**  
*Fuente: Los autores*

Luego del ciclo de remojo se abrió el pozo productor, el cual inició con una tasa de 105 Bls/Día, declinó rápidamente llegando a 88 Bls/Día e inició nuevamente en 96 Bls/Día en donde empezó a declinar a una razón de 2.34% mensual (*VER ANEXO F*), como se observa en la Figura 38.

Al obtener un resultado en el cual la producción era mayor a la producción básica antes de la estimulación, se decidió hacer una predicción de producción, sensibilizando el volumen total de inyección de CO<sub>2</sub>, duplicándole volumen de CO<sub>2</sub> inyectado realmente. El tiempo de remojo y demás condiciones se mantuvieron iguales en este caso.

**Tabla 22. Parámetros de entrada al simulador sensibilizando la tasa de inyección.**

PARAMETROS DE INYECCION	
PRESIÓN MÁXIMA DE INYECCIÓN	1200 psi
TASA MÁXIMA DE INYECCIÓN	1.507Mscf/día
DÍAS DE INYECCIÓN	14

*Fuente: Los autores*

Como la tasa de inyección diaria no se podía modificar, ya que se había establecido de acuerdo a la capacidad de la bomba de inyección y al horario permitido de trabajo, se duplico el número de días de inyección.

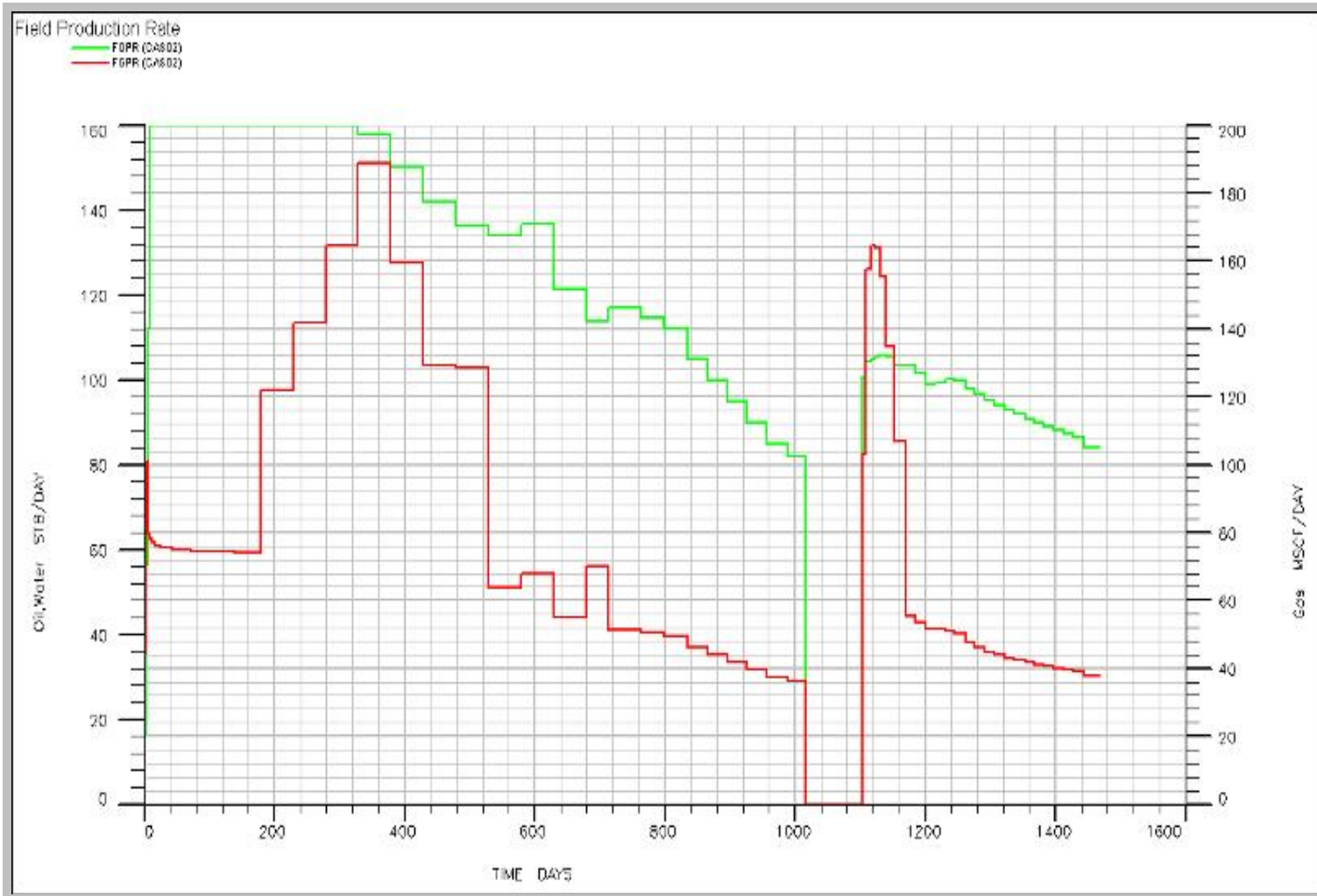
Al abrir el pozo productor este inició con una tasa de 105 Bls/Día, declinó rápidamente llegando a 98 Bls/Día e inició nuevamente en 102

Bls/Día en donde empezó a declinar a una razón de 2.01% mensual (VER ANEXO F), como se puede observar en la Figura 39

**Tabla 23. Resumen de los resultados de producción en la simulación**

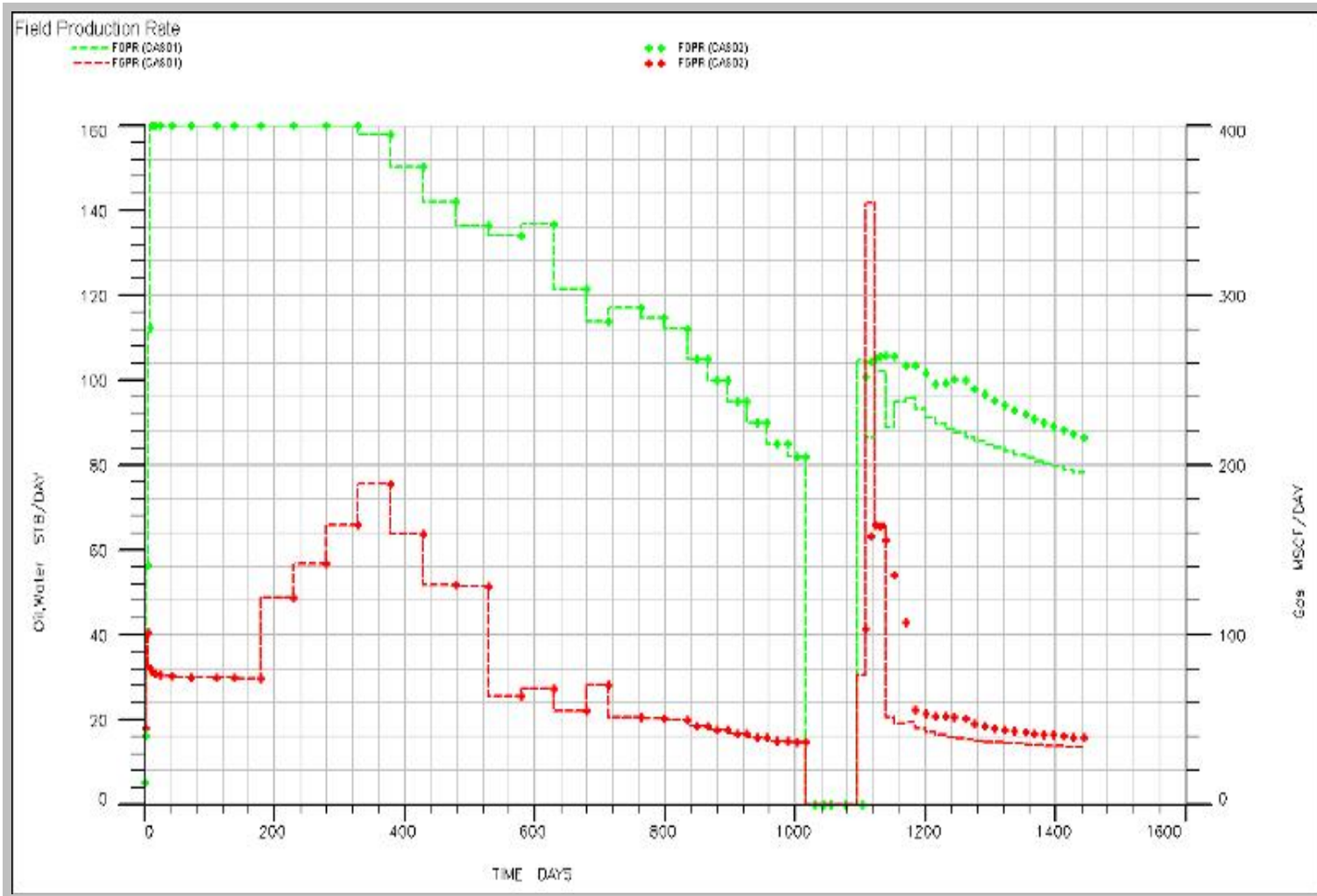
<b>PARAMETROS DE INYECCION</b>	
PRODUCCIÓN INICIAL CON 7 DÍAS DE INYECCIÓN	105 Bls
TASA DE DECLINACIÓN CON 7 DÍAS DE INYECCIÓN	2.34%
PRODUCCIÓN INICIAL CON 14 DÍAS DE INYECCIÓN	105 Bls
TASA DE DECLINACIÓN CON 14 DÍAS DE INYECCIÓN	2.01 %

*Fuente: Los autores*

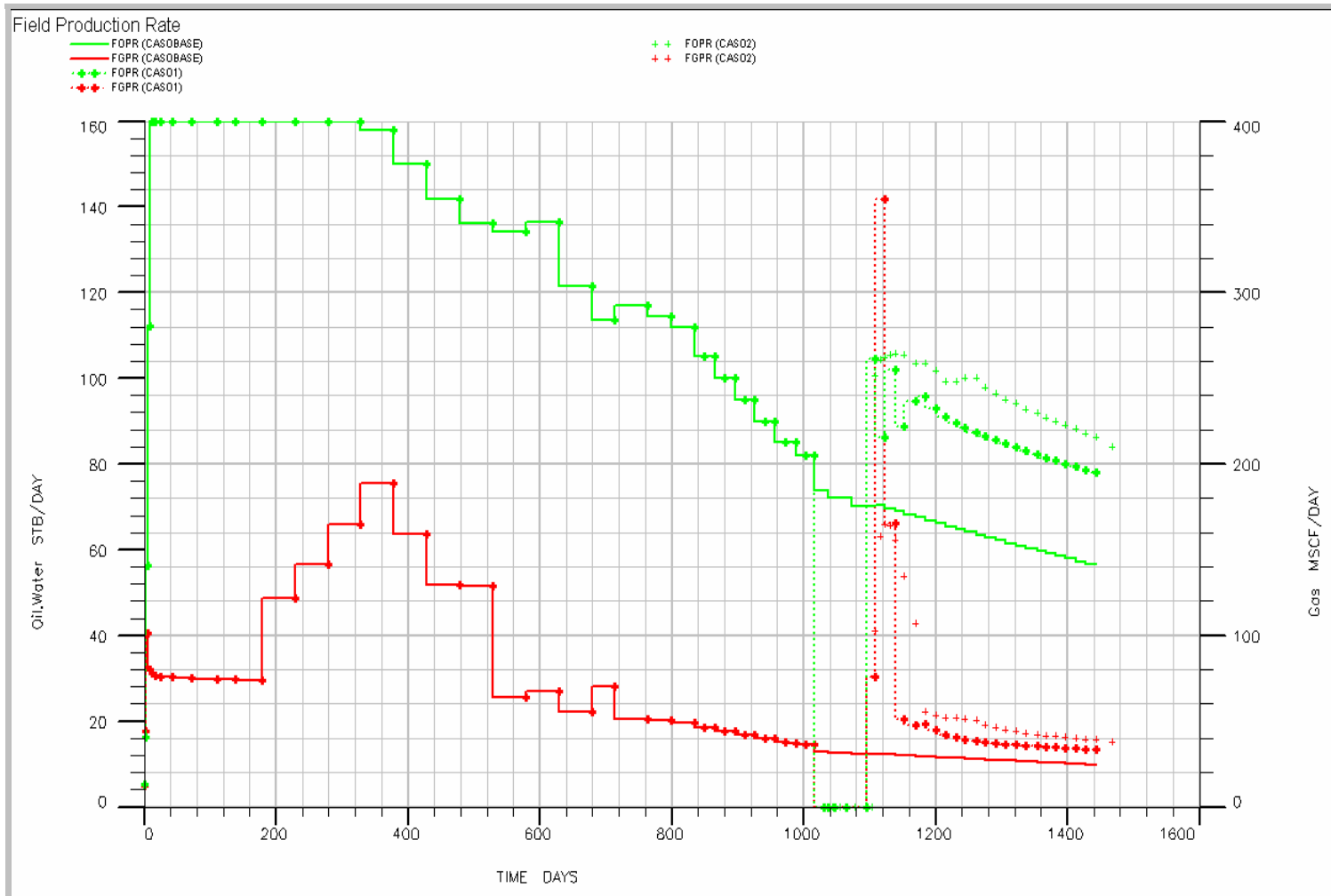


**Figura 39. Producción con 14 días de Inyección**

*Fuente: Los autores*



**Figura 40. Producción con 7 y 14 días de Inyección**  
*Fuente: Los autores*



Como se observa en la Tabla 23 y Figuras 40 y 41, los resultados de producción en los dos casos simulados están por encima de la producción básica, por lo cual se realizó un análisis económico a los datos arrojados por la simulación para los dos casos, los resultados se pueden observar en la Tabla 24.

**Tabla 24. Resultados del Análisis económico a los datos de Simulación**

DIAS DE INYECCION	PROD. DIARIA INICIAL	PROD. INCREMENTAL	RELACIÓN CC DE CO2/BARRIL DE CRUDO RECUPERADO	CAPEX PLANEADO		
				UTILIDAD ACUMULADA	TIR	RCB
7	105	4.277	2.761	51.443	-	0,16
14	105	6.429	1.837	93.769	-	0,23

*Fuente: Los autores*

## CONCLUSIONES

- Debido a los problemas operacionales presentados en el piloto no se pudo realizar la Evaluación Económica real, ya que sólo se contó con 22 datos de producción de diferentes meses que no reflejan ninguna tendencia y son insuficientes para determinar un comportamiento de producción.
- De acuerdo a los antecedentes en Galán la producción planeada para Llanito era de 2,8 veces la básica, es decir 230 Bls/Día. Después de realizar el análisis económico se puede concluir que la producción incremental acumulada a un año es de 19.552 la cual no es suficiente para pagar el piloto de inyección ya que la RCB es de 0,73 (Ver Tabla 19).
- 275 Bls/D es la producción mínima requerida para que el piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> con los gastos planeados se pague y 325 Bls/D es la producción mínima requerida para que el piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> con los gastos reales se pague.
- Al desarrollar el análisis económico a los datos de la simulación se puede concluir que a pesar de obtener producción incremental en los dos casos planteados, esta no es suficiente para pagar el proyecto de inyección ya que la producción acumulada en cada caso es de 4277 Bls y 6429 Bls con una RCB menor a 1 y el piloto debería obtener una producción incremental acumulada a un año de 28766 Bls.

## RECOMENDACIONES

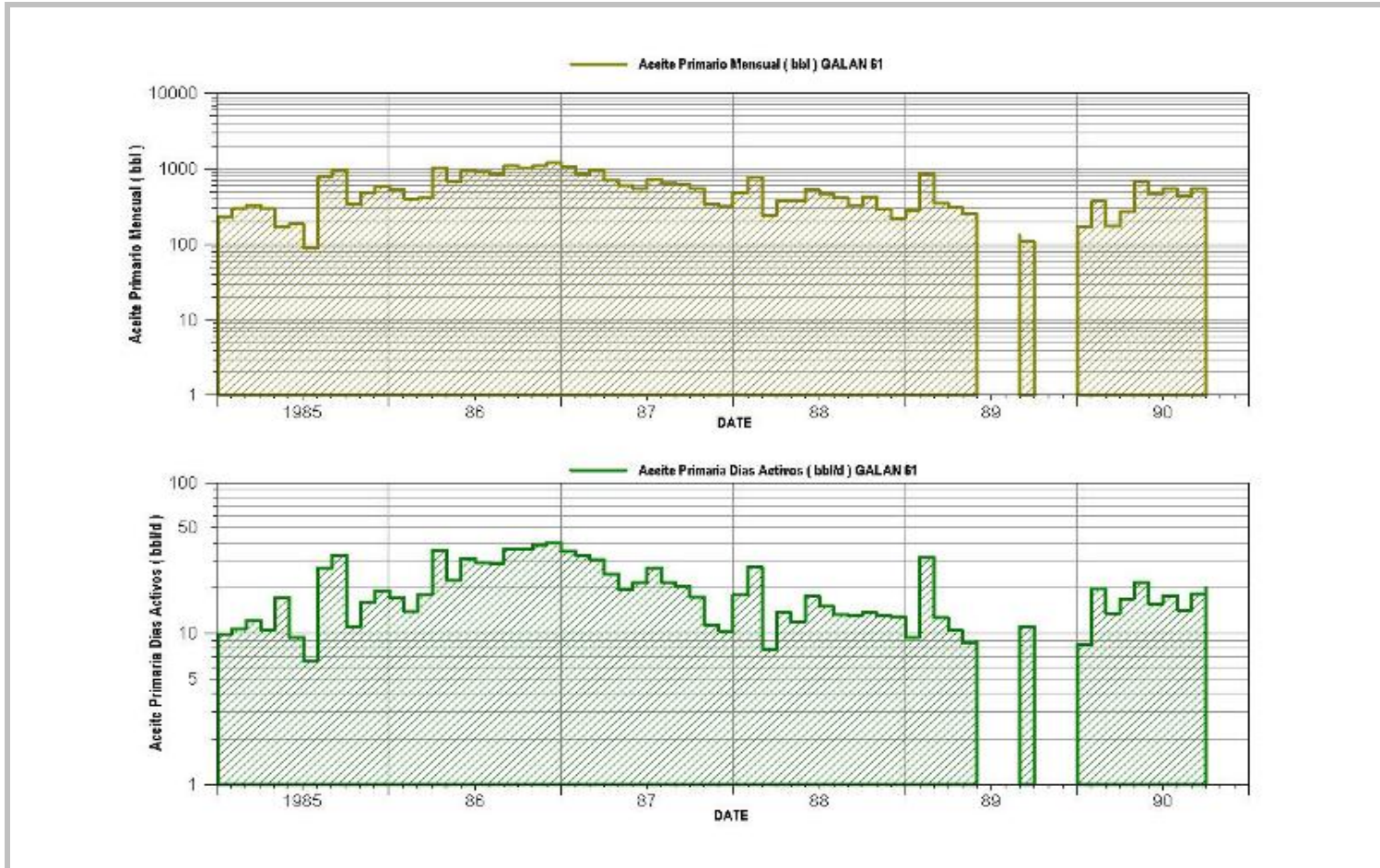
- Previo a la realización del proyecto se recomienda desarrollar inicialmente un análisis del diseño de inyección y un modelo de simulación para llegar a tener idea de los resultados que se van obtener.
- Revisando archivos del Potencial de Emisiones de la Refinería de Barrancabermeja se recomienda estudiar la posibilidad de utilizar el CO<sub>2</sub> de refinería, ya que según un estudio de 1999 (*VER ANEXO H*) este es de 2,5 MMTM/AÑO y de esta forma se reducirían costos para un proyecto futuro.
- Para reducir los costos en futuros proyectos de Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub> se recomienda estudiar la posibilidad de llevar a cabo el Proceso de Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub> en cabeza de pozo sin necesidad de cambiar la sarta de producción y de igual forma reducir el tiempo de producción diferida.

## BIBLIOGRAFIA

- Enhanced Oil Recovery. DON W. Gren, G. Paul. WILLHITESCIENTIFIC SOFTWARE – INTERCOMP.
- Recuperación Terciaria. ABAD, Boris P.
- Oil Recovery by Carbon Dioxide. S.M. ALI, Farouq.
- Improved Oil Recovery. POETTMAN, F.H.
- Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales. MANNUCHI, Jesús E.
- Proyecto Piloto de Inundación con Agua Campo Galán – Zona A. DELGADO, Fernando.
- Informe Sobre el Cierre de la Inyección de Agua en el Campo Galán. GOMEZ, Roberto.
- Evaluación del Ensayo Piloto de Inyección de Agua Carbonatada del Campo Galán – San Silvestre. OJEDA, Yolanda
- SPE 100044. Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff and Puff Operations. MOHAMMED – SINGH, L. – SINGHAL, A. K. y SIM, S.
- CO<sub>2</sub> Huff and Puff Process in a Light Oil Shallow Shelf Carbonate Reservoir. WEHNER, Scott y KOVAR, Mark.
- Recuperación Mejorada Mediante Inyección de Dióxido de Carbono. Eduardo Algemiرو Amell Aguilera y Luís Enrique Sarmiento Tirado. 1989
- Determinación de la Presión Mínima De Miscibilidad (PMM) del CO<sub>2</sub> Para Crudos, a Tasa Constante y a Presión Constante de Inyección. Robinson Cuadros García, Flaminio Guarín Arenas. 1994

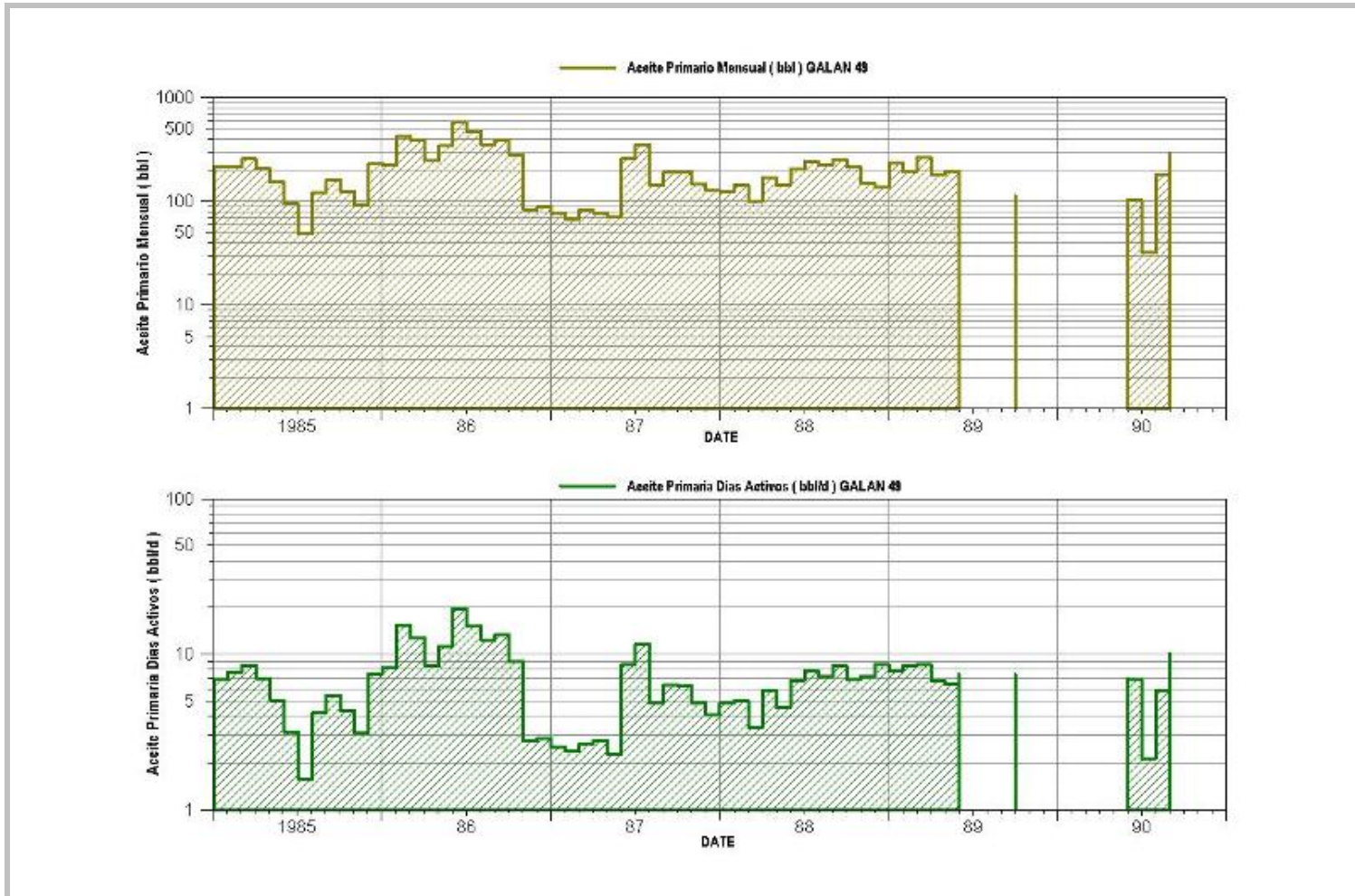
## **ANEXOS**

**ANEXO A: PRODUCCION DE LOS POZOS DE GALAN ANTES DE LA INYECCION DE CO2  
A01: PRODUCCION DE GALAN 61 ANTES DEL CICLO DE INYECCION**



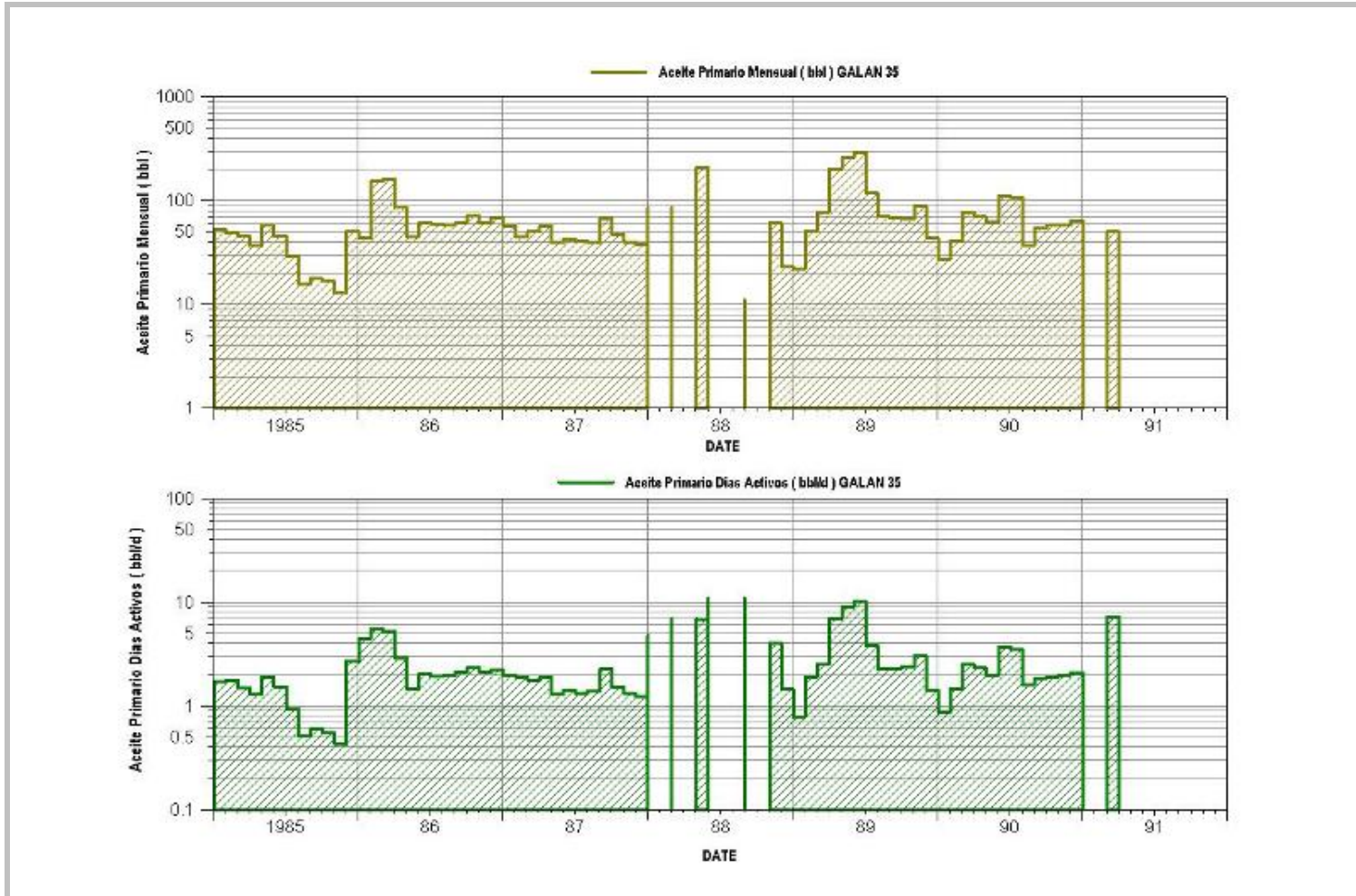
*Fuente: Los autores*

## A02: PRODUCCION DE GALAN 49 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



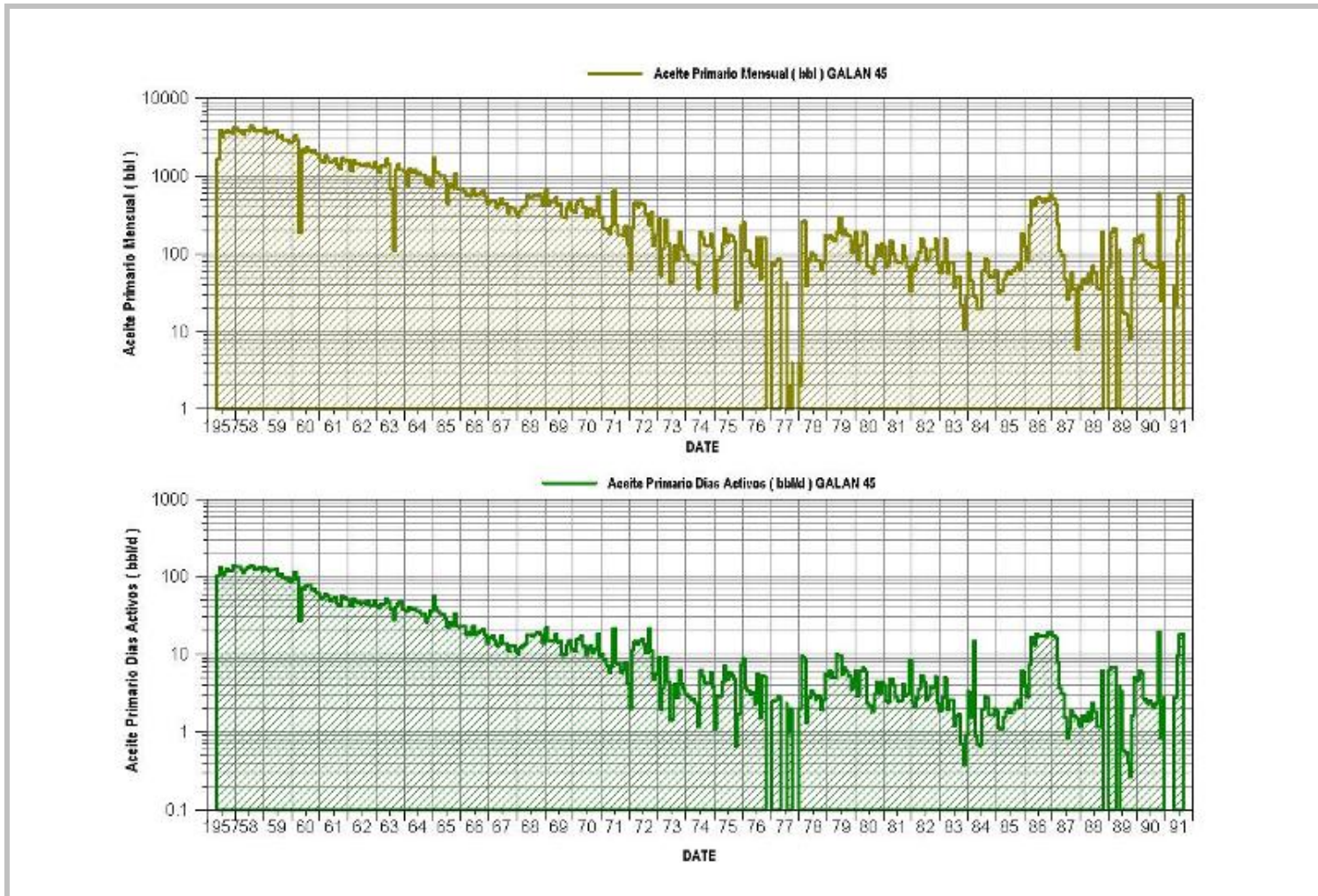
*Fuente: Los autores*

### A03: PRODUCCION DE GALAN 35 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



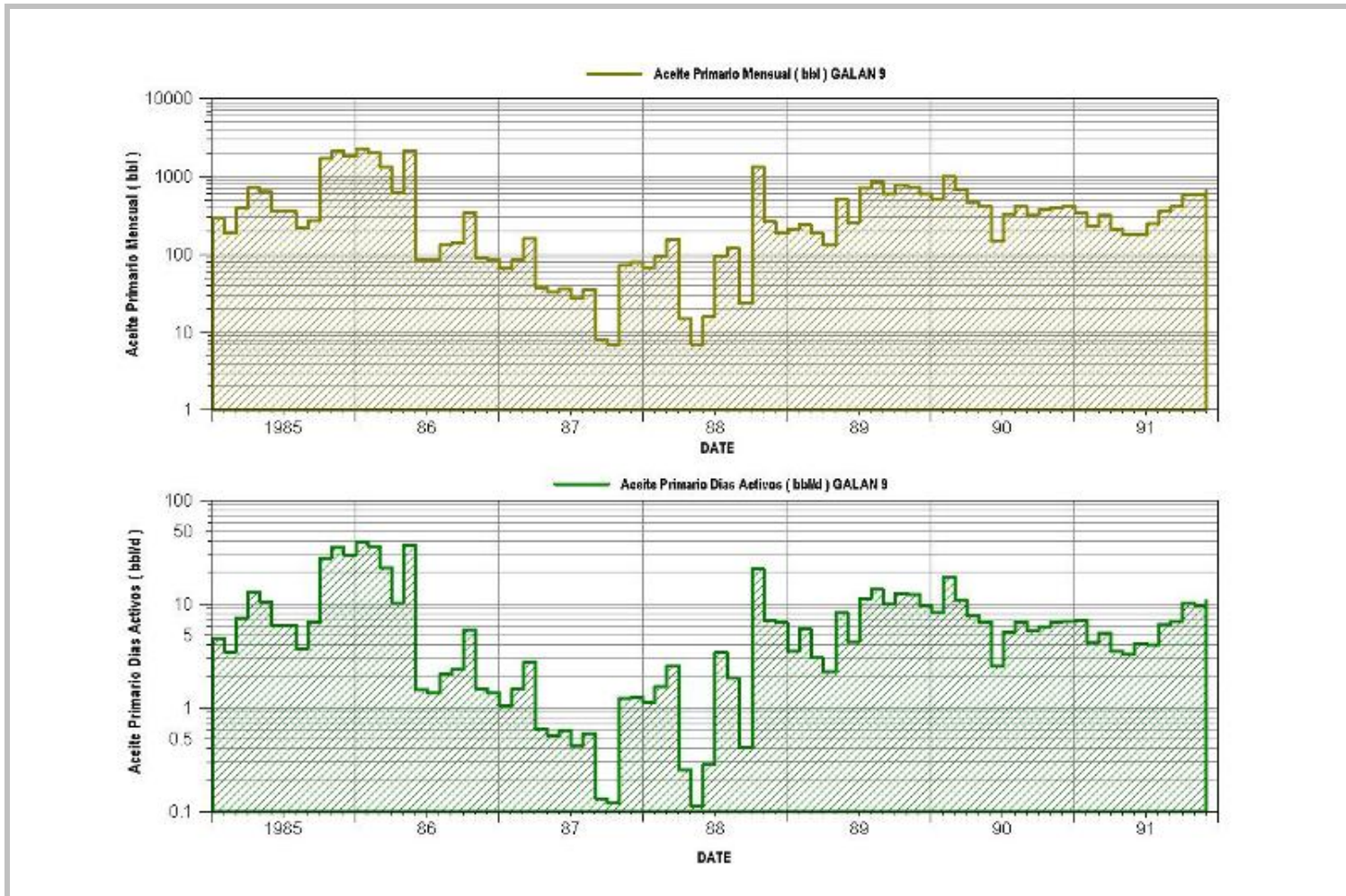
Fuente: Los autores

#### A04: PRODUCCION DE GALAN 45 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



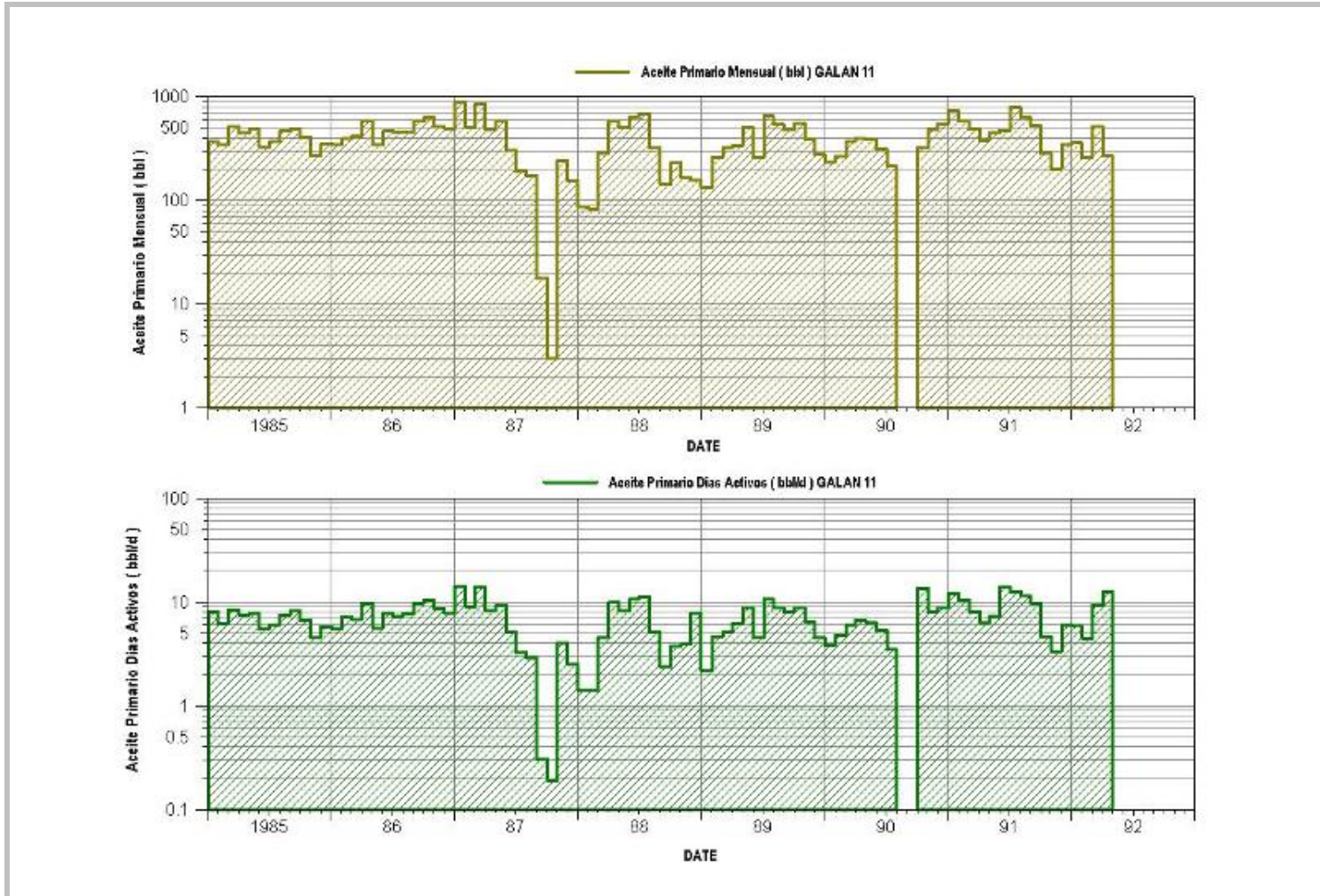
*Fuente: Los autores*

## A05: PRODUCCION DE GALAN 9 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



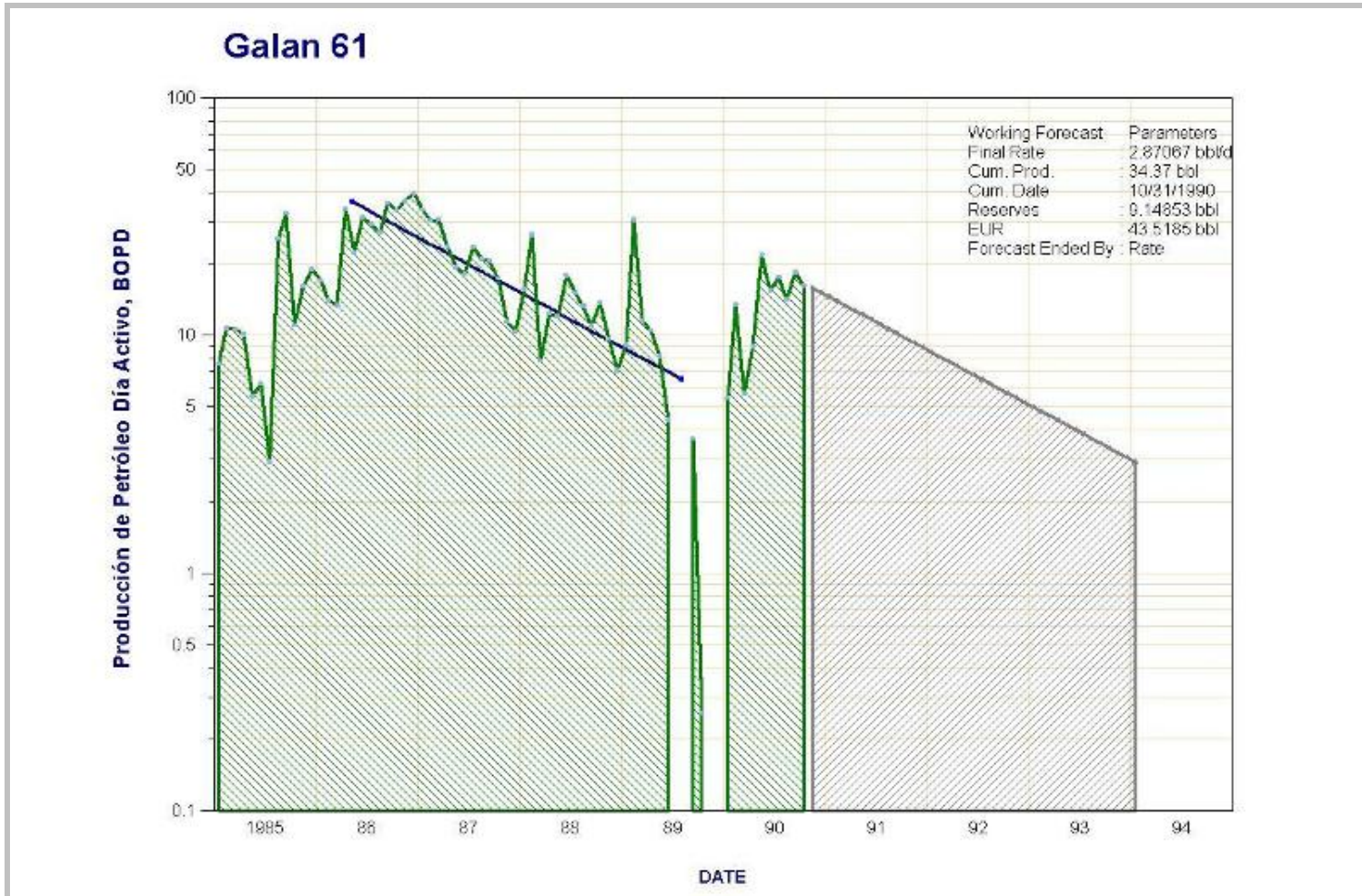
*Fuente: Los autores*

## A06: PRODUCCION DE GALAN 11 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



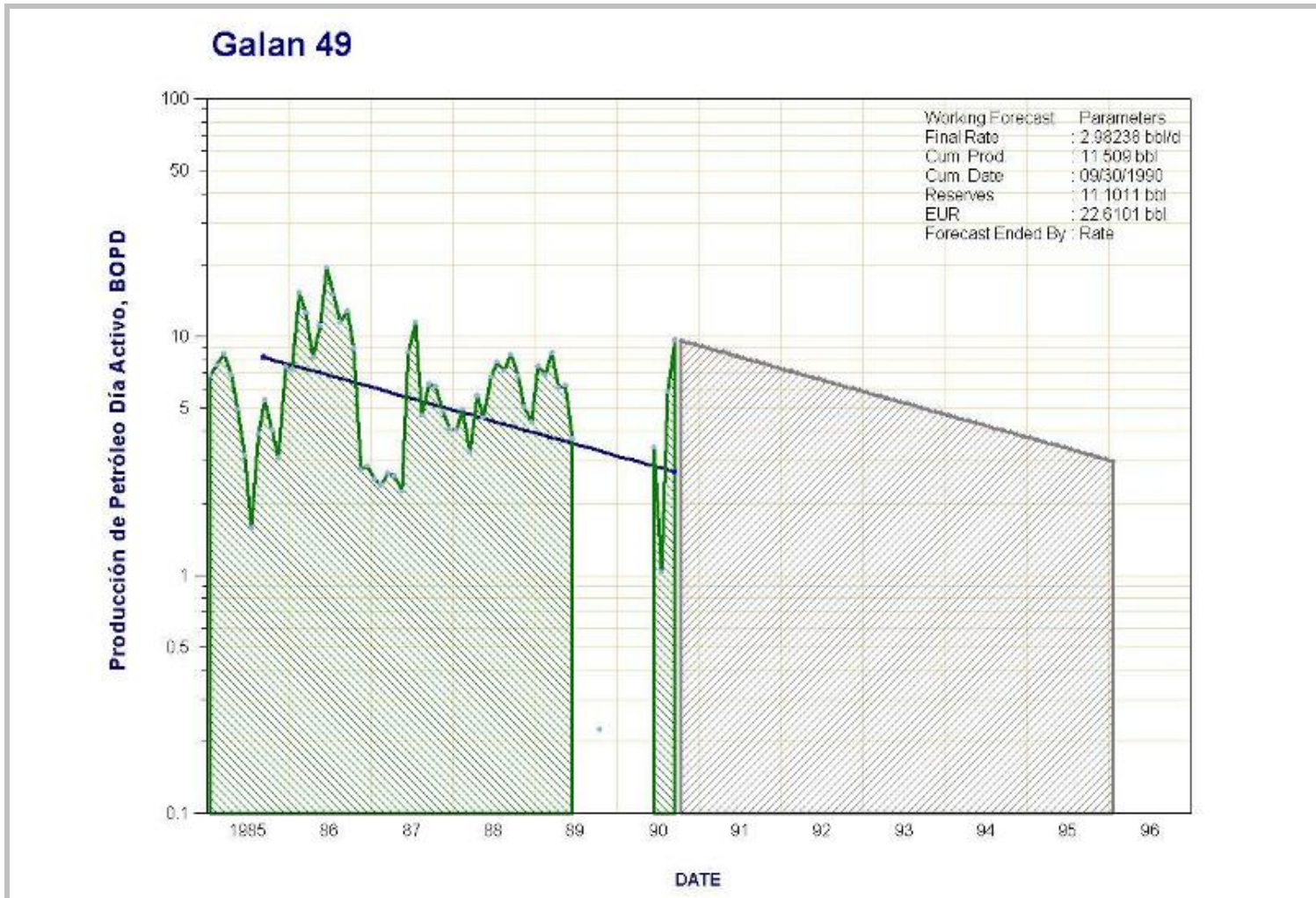
*Fuente: Los autores*

**ANEXO B: TENDENCIA DE DECLINACION POZOS DE GALAN ANTES DE LA INYECCION DE CO2  
B01: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 61 ANTES DEL CICLO DE INYECCION**



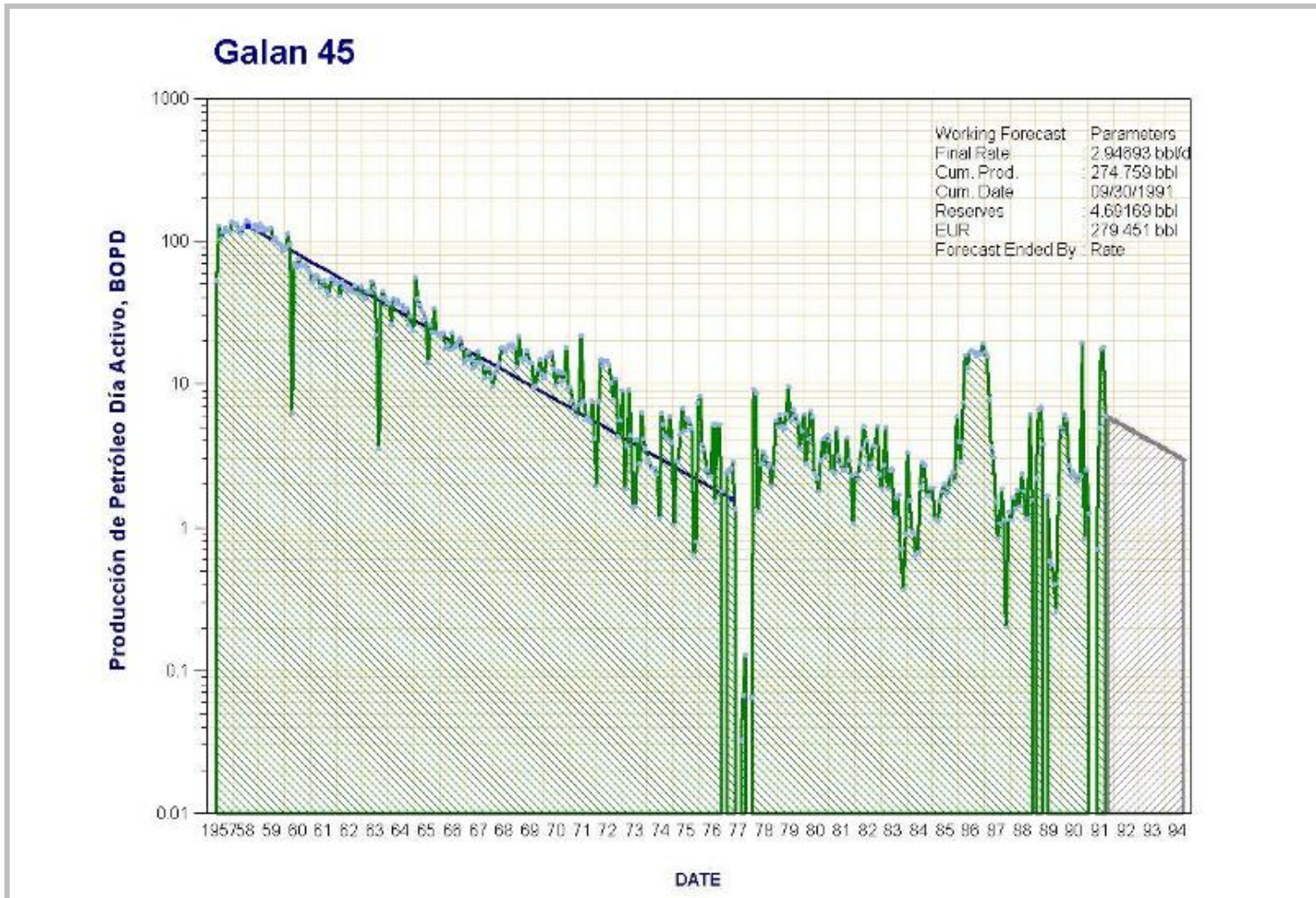
*Fuente: Los autores*

## B02: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 49 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



*Fuente: Los autores*

### B03: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 35 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



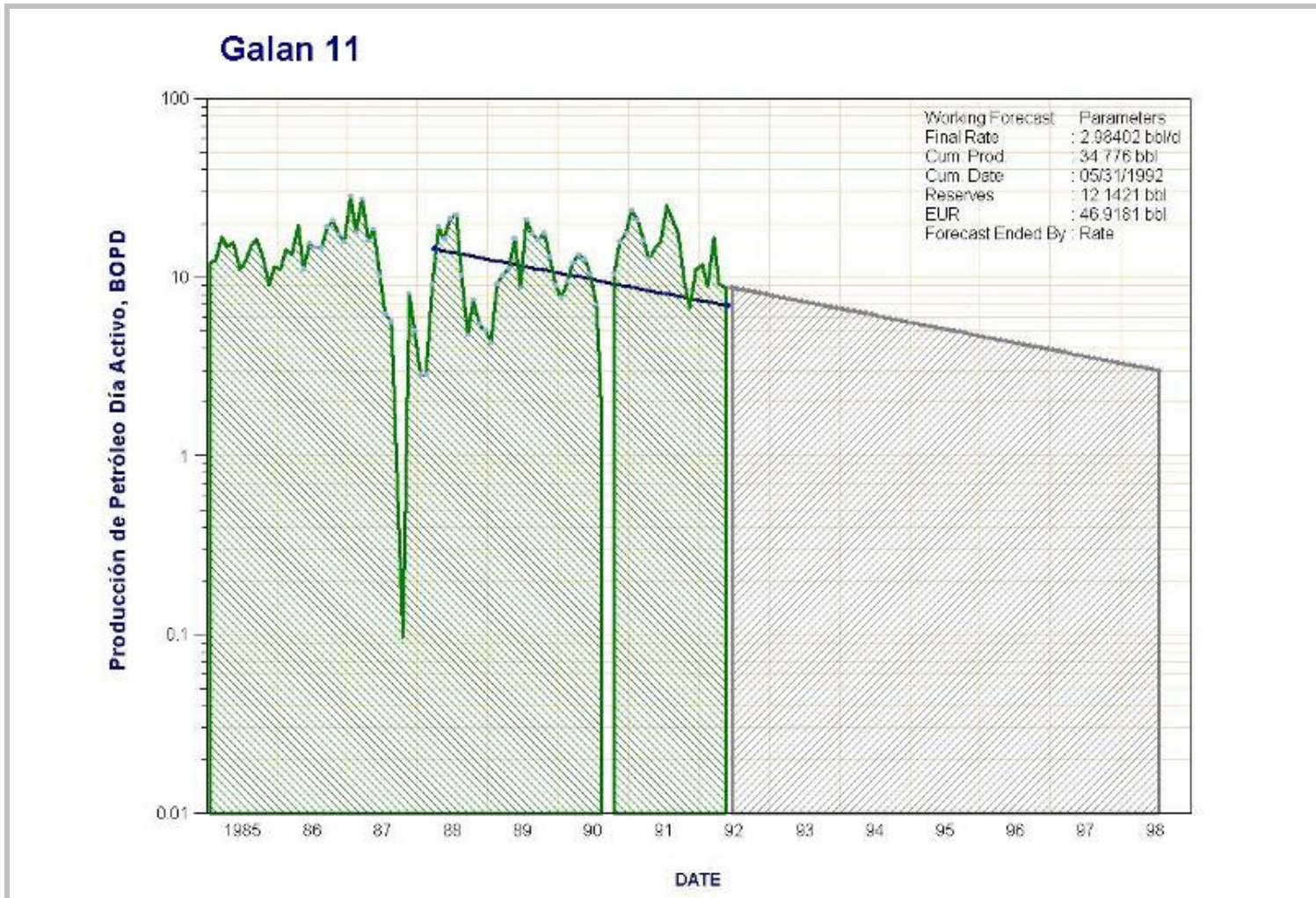
*Fuente: Los autores*

## B04: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 9 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



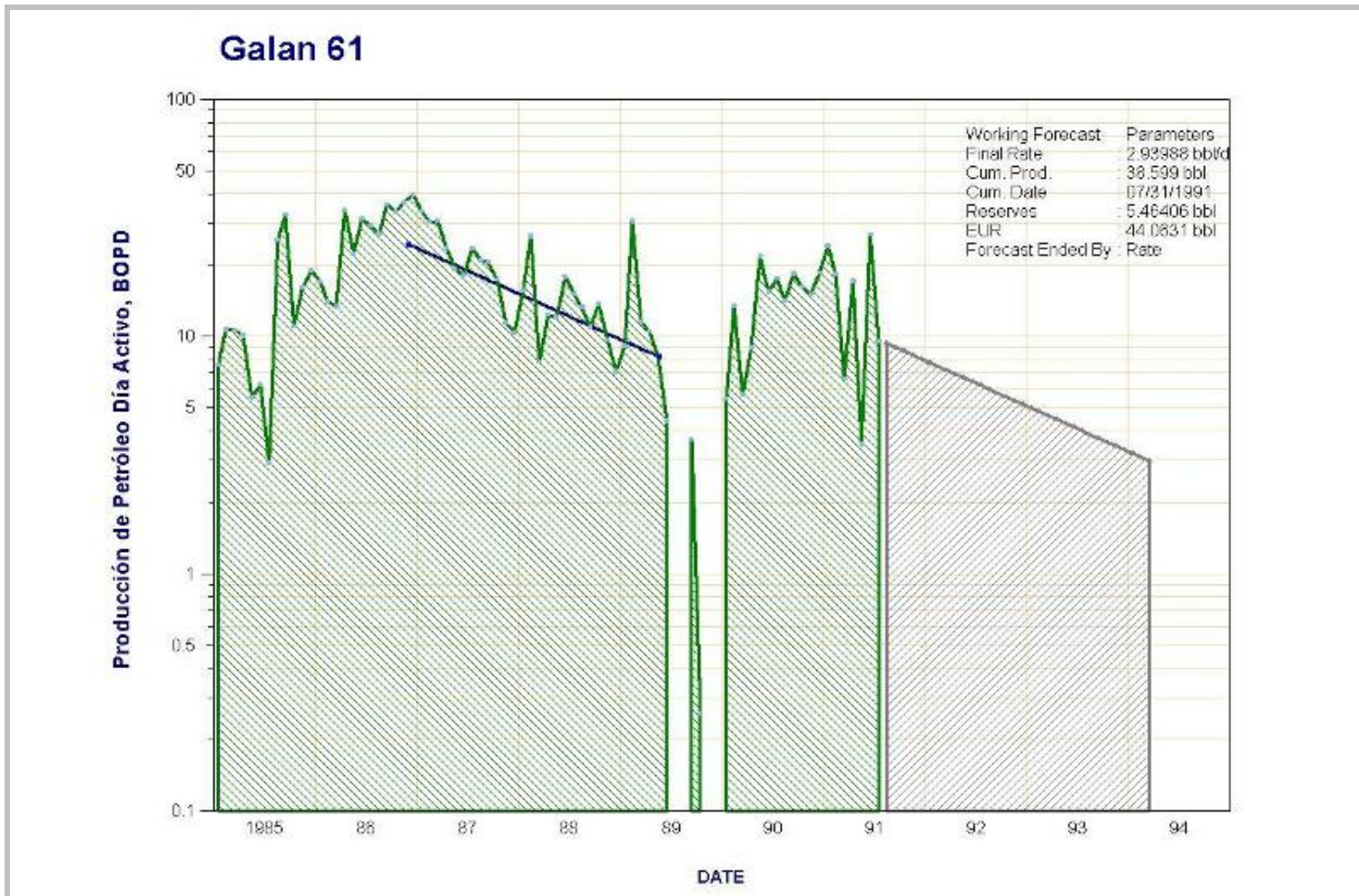
*Fuente: Los autores*

## B05: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 11 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



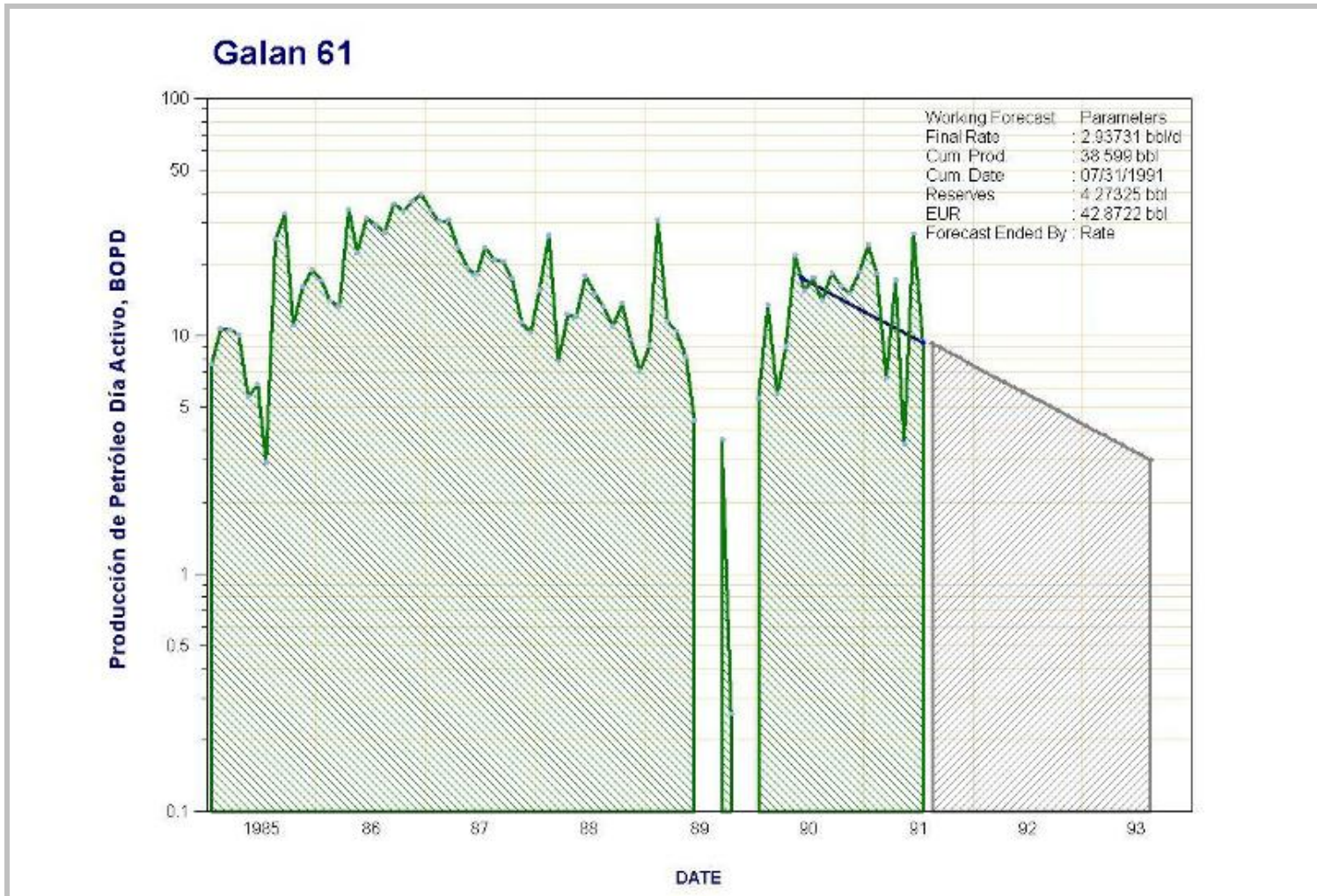
*Fuente: Los autores*

**ANEXO C: TENDENCIA DE DECLINACION POZOS GALAN DESPUES DE LA INYECCION DE CO2  
C01: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 61 DESPUES DEL PRIMER DEL CICLO**



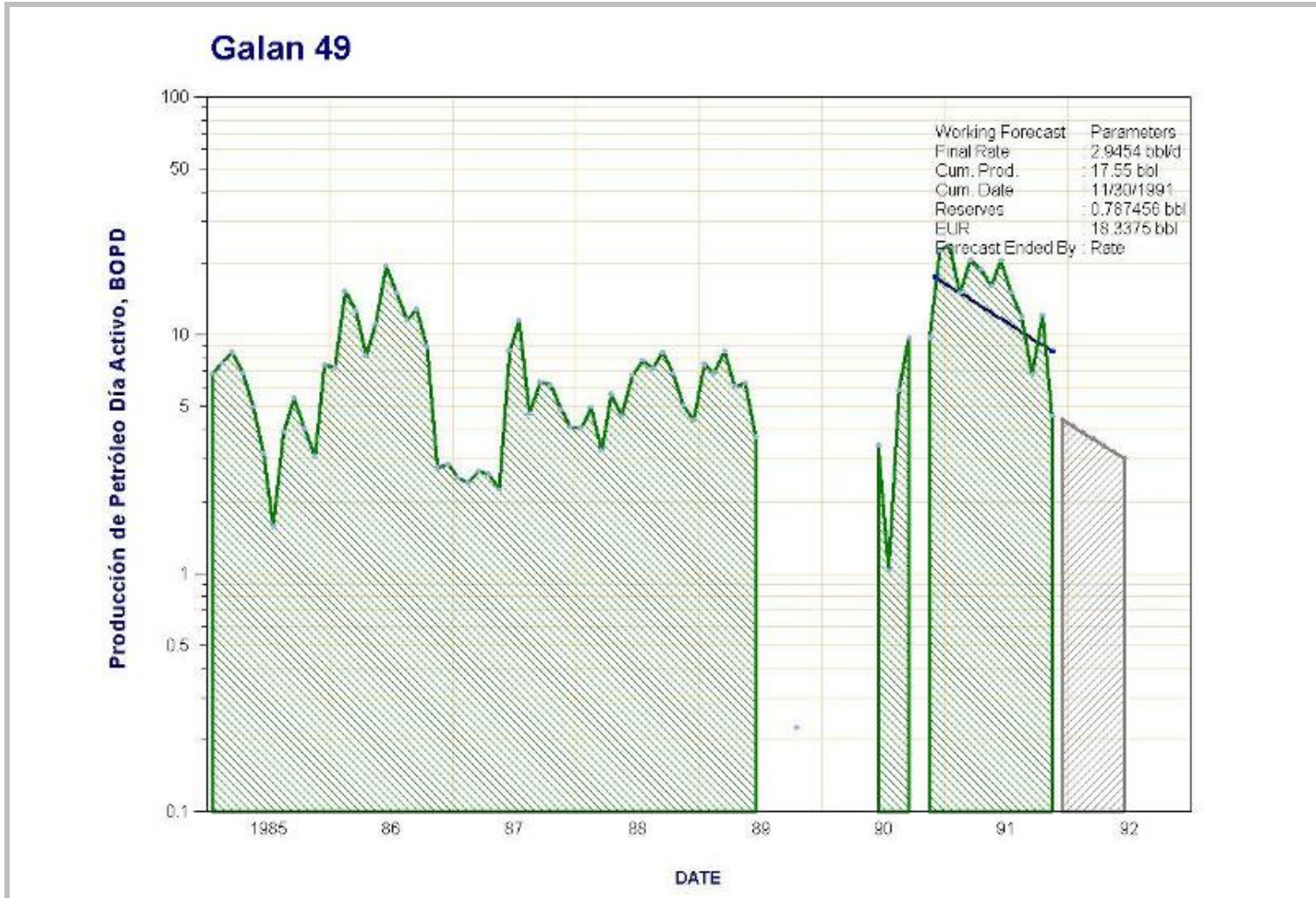
*Fuente: Los autores*

## C02: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 61 DESPUES DEL SEGUNDO CICLO



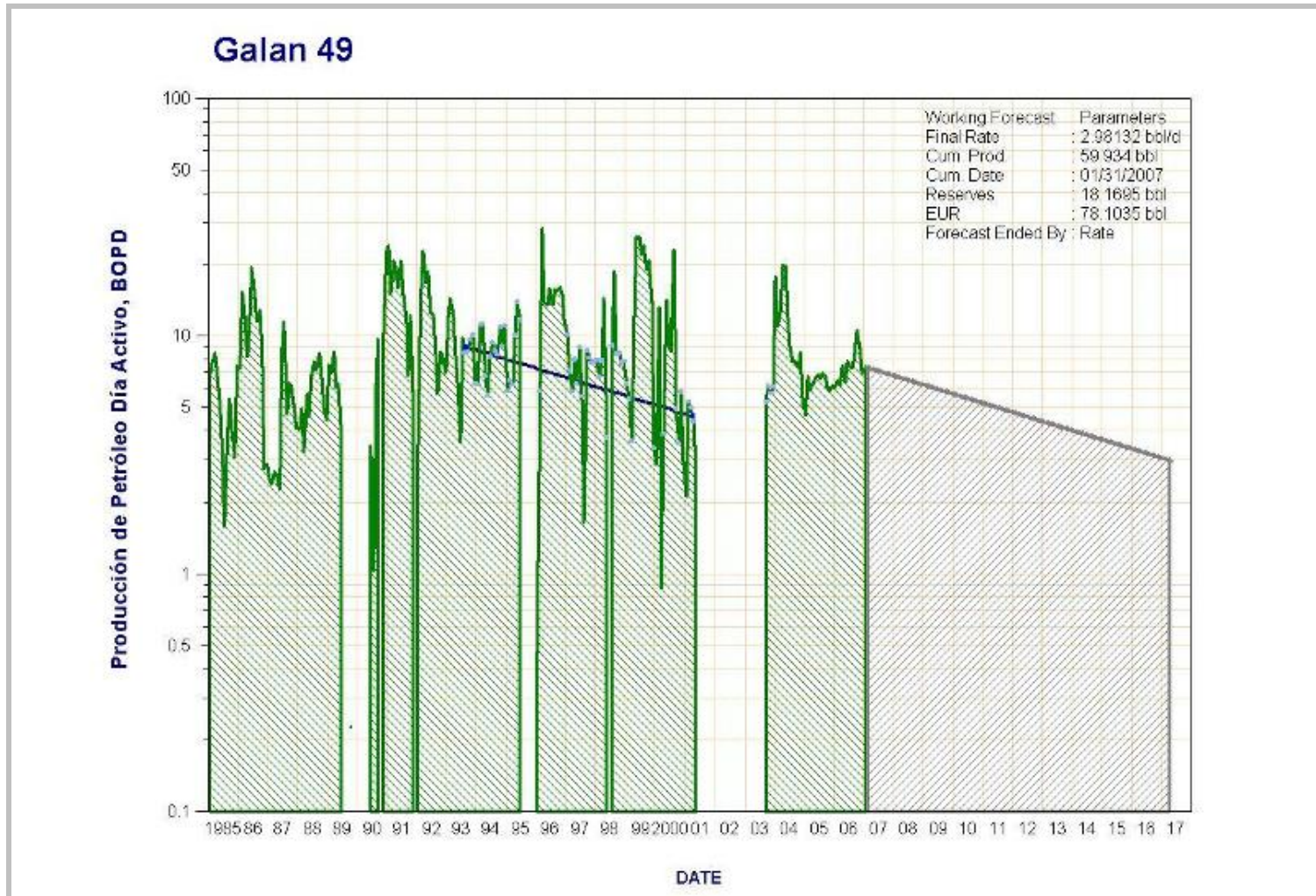
*Fuente: Los autores*

### C03: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 49 DESPUES DEL PRIMER CICLO



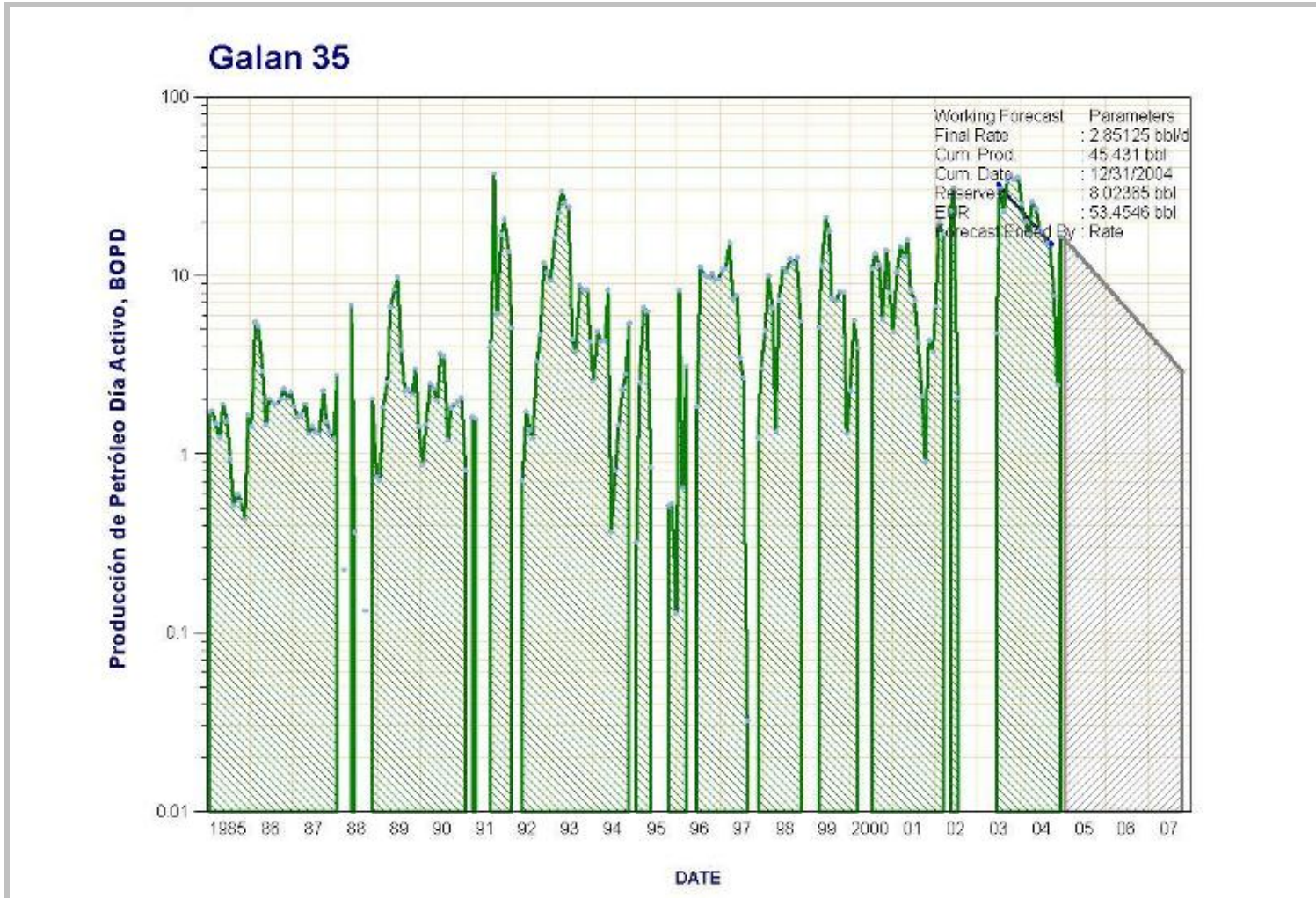
*Fuente: Los autores*

**C04: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 49 DESPUES DEL SEGUNDO CICLO**



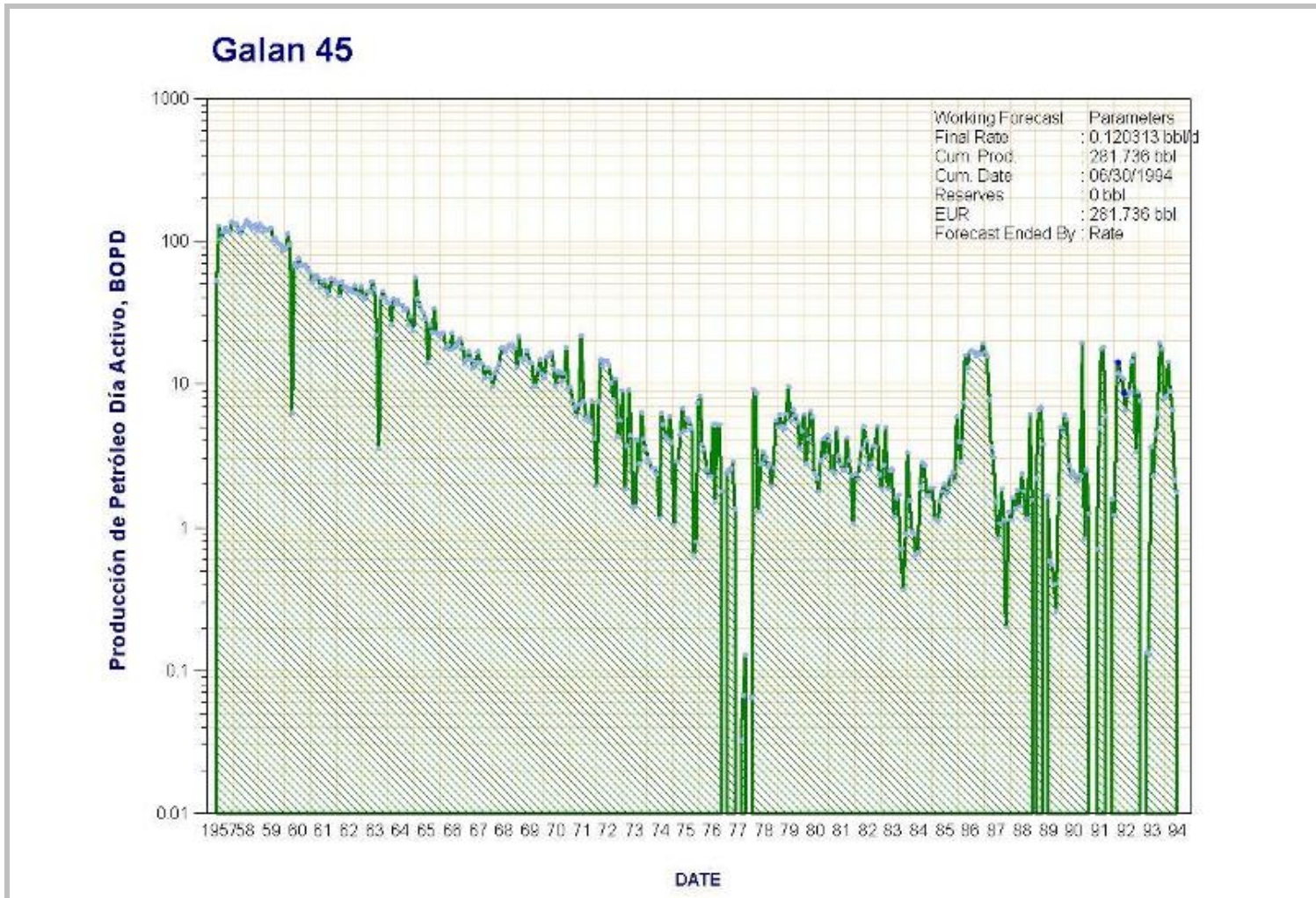
*Fuente: Los autores*

### C05: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 35 DESPUES DEL CICLO



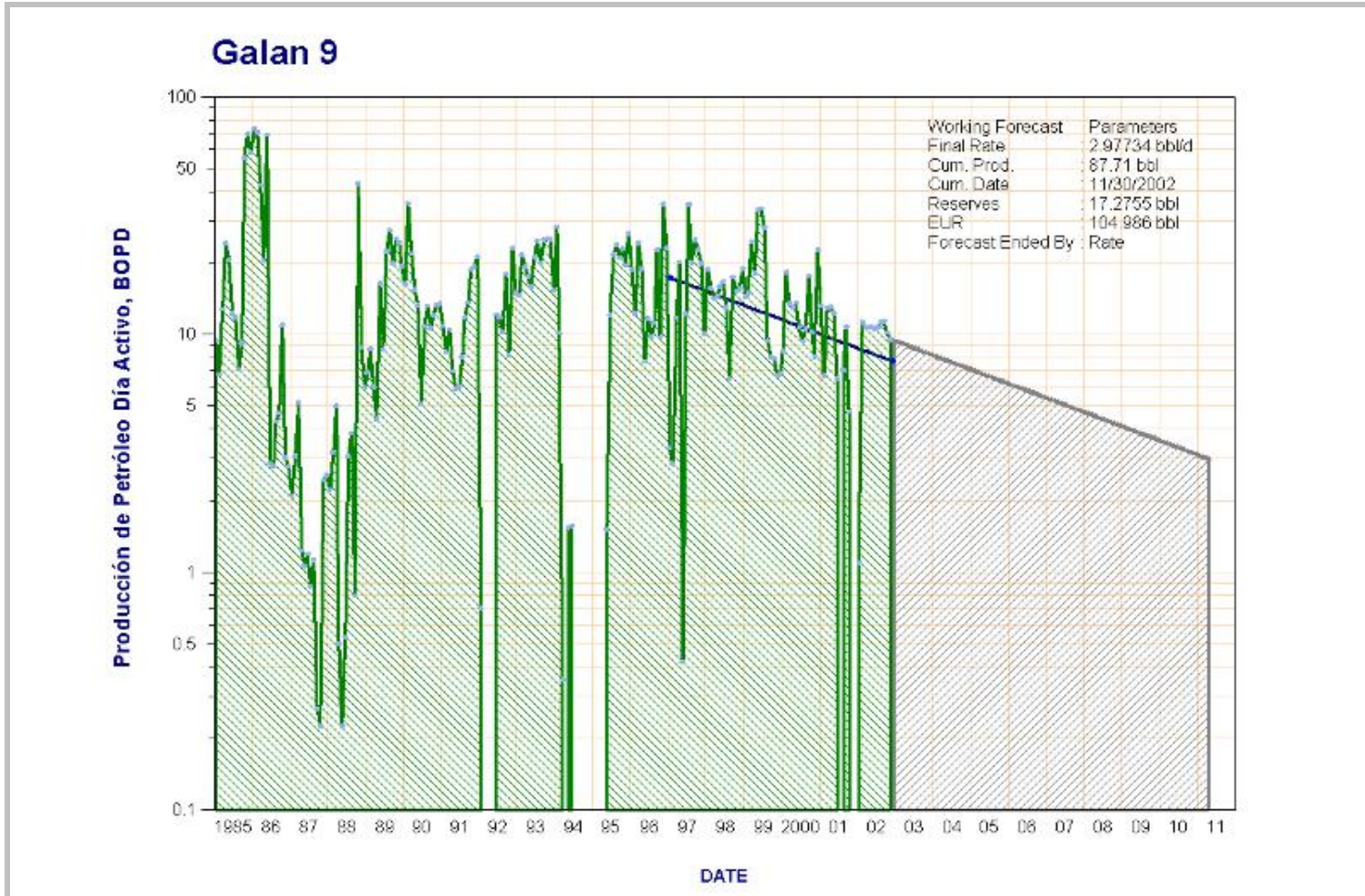
Fuente: Los autores

## C06: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 45 DESPUES DEL CICLO



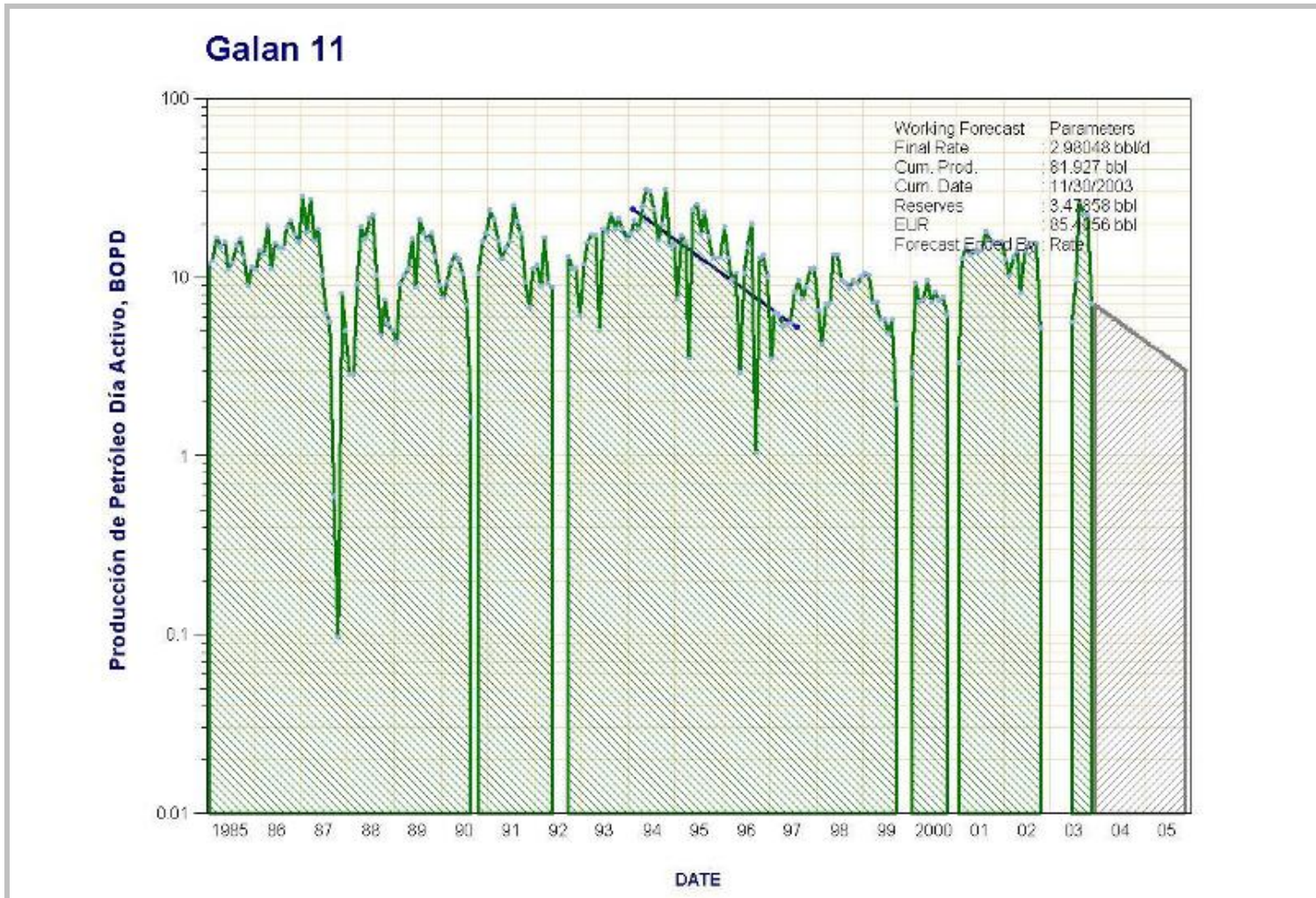
*Fuente: Los autores*

### C07: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 9 DESPUES DEL CICLO



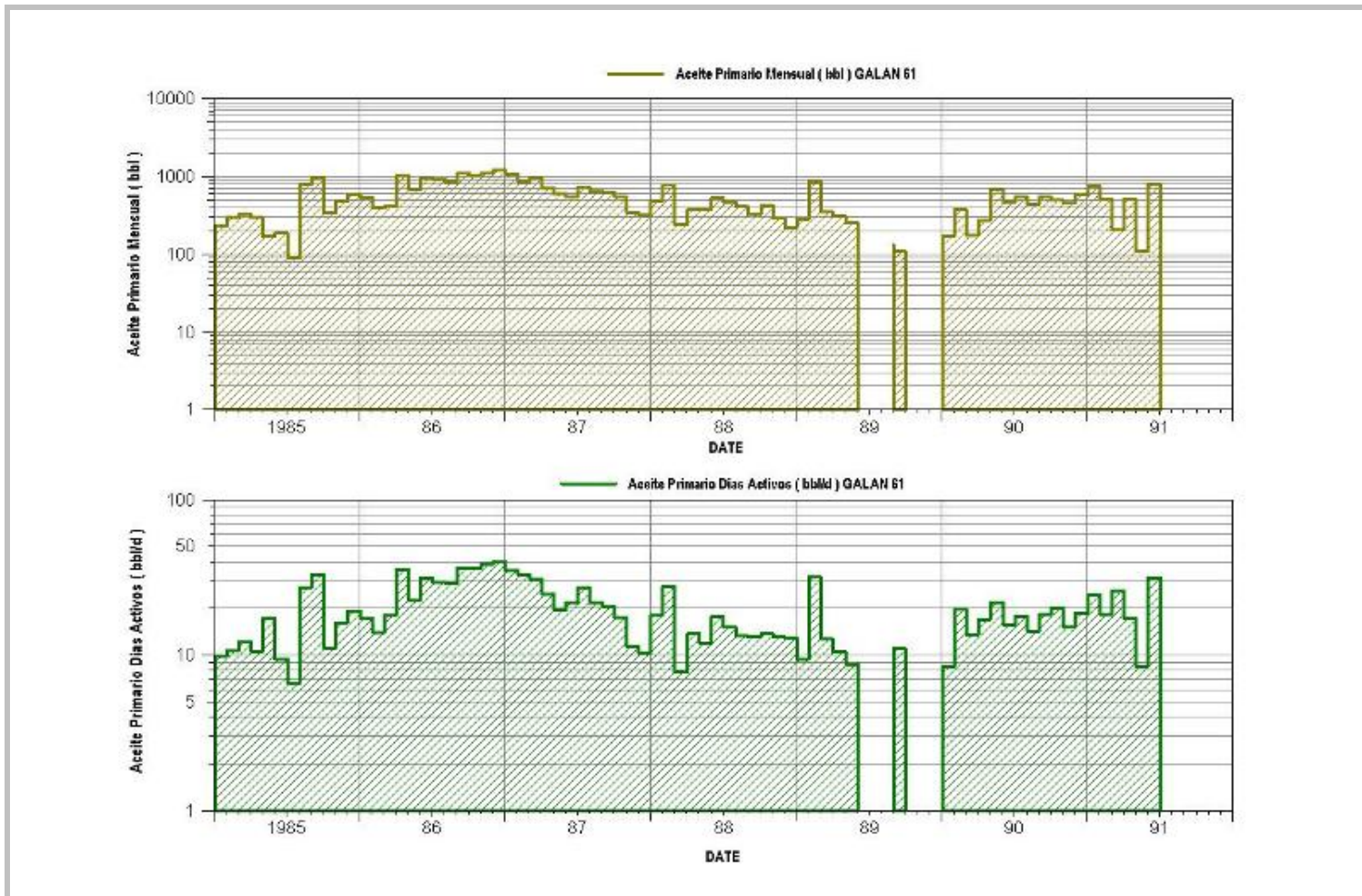
Fuente: Los autores

### C08: TENDENCIA DE DECLINACION DE GALAN 11 DESPUES DEL CICLO



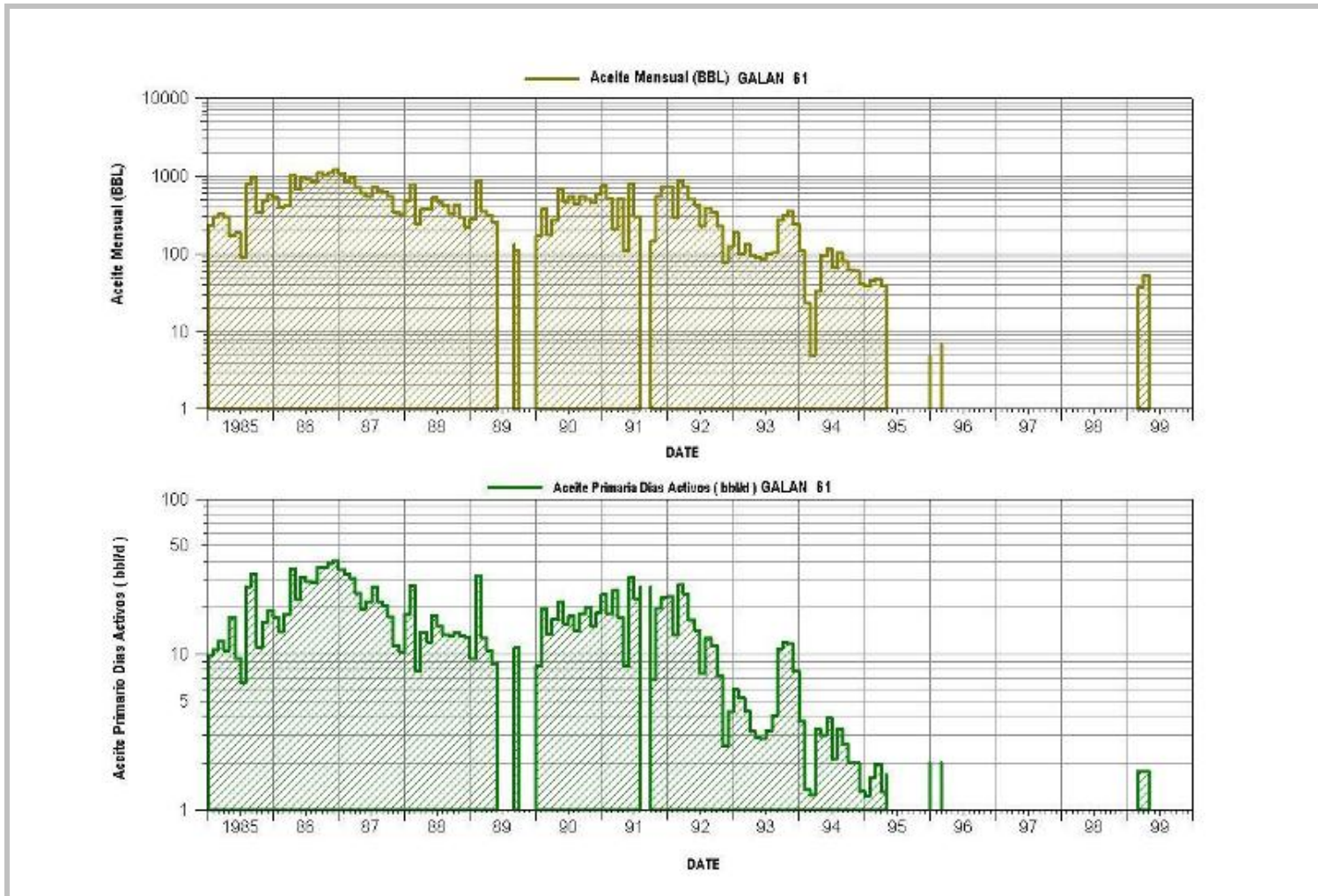
*Fuente: Los autores*

**ANEXO D: PRODUCCION DE LOS POZOS DE GALAN DESPUES DE LA INYECCION DE CO2  
D01: PRODUCCION DE GALAN 61 DESPUES DEL PRIMER CICLO DE INYECCION**



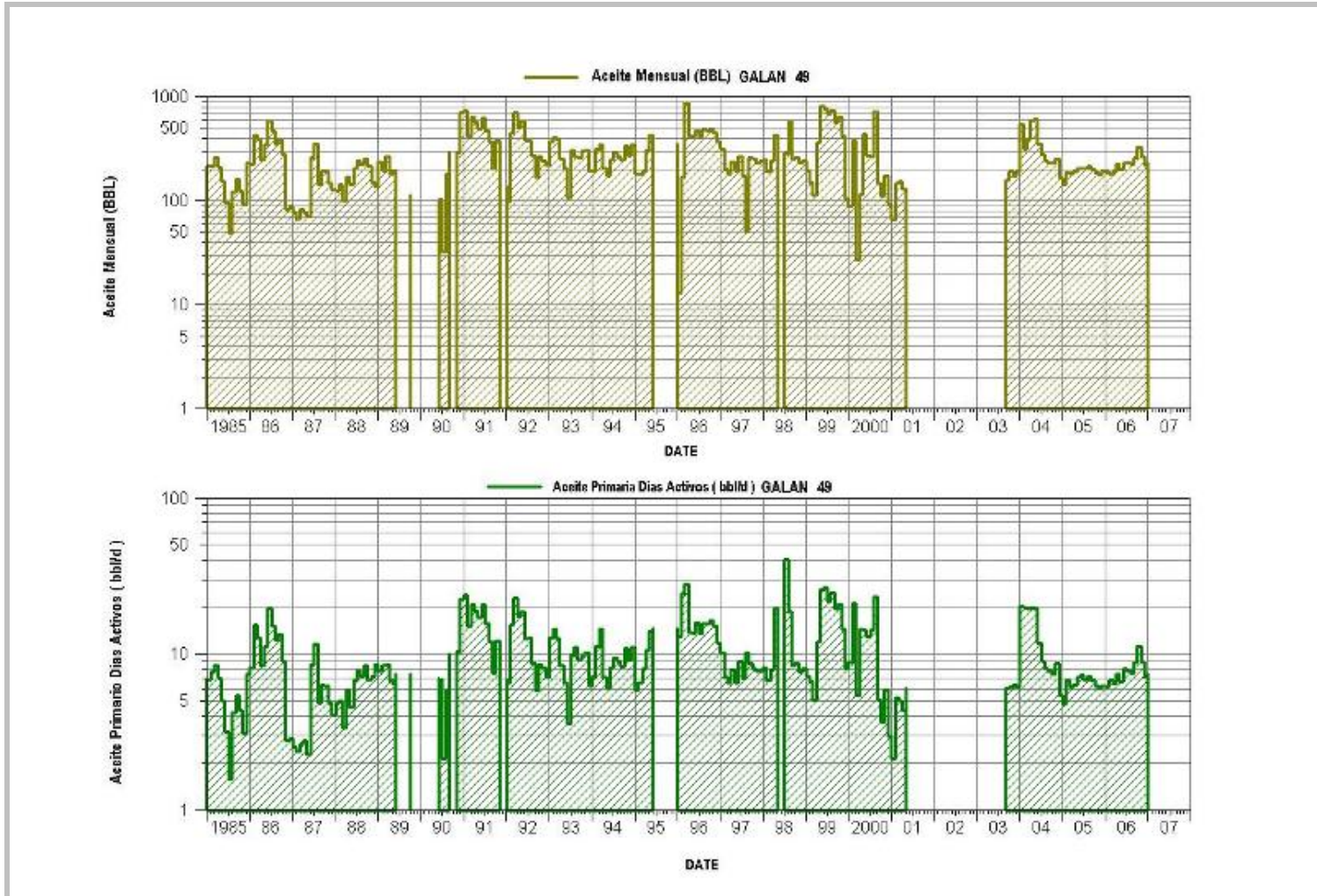
*Fuente: Los autores*

## D02: PRODUCCION DE GALAN 61 DESPUES DEL SEGUNDO CICLO DE INYECCION



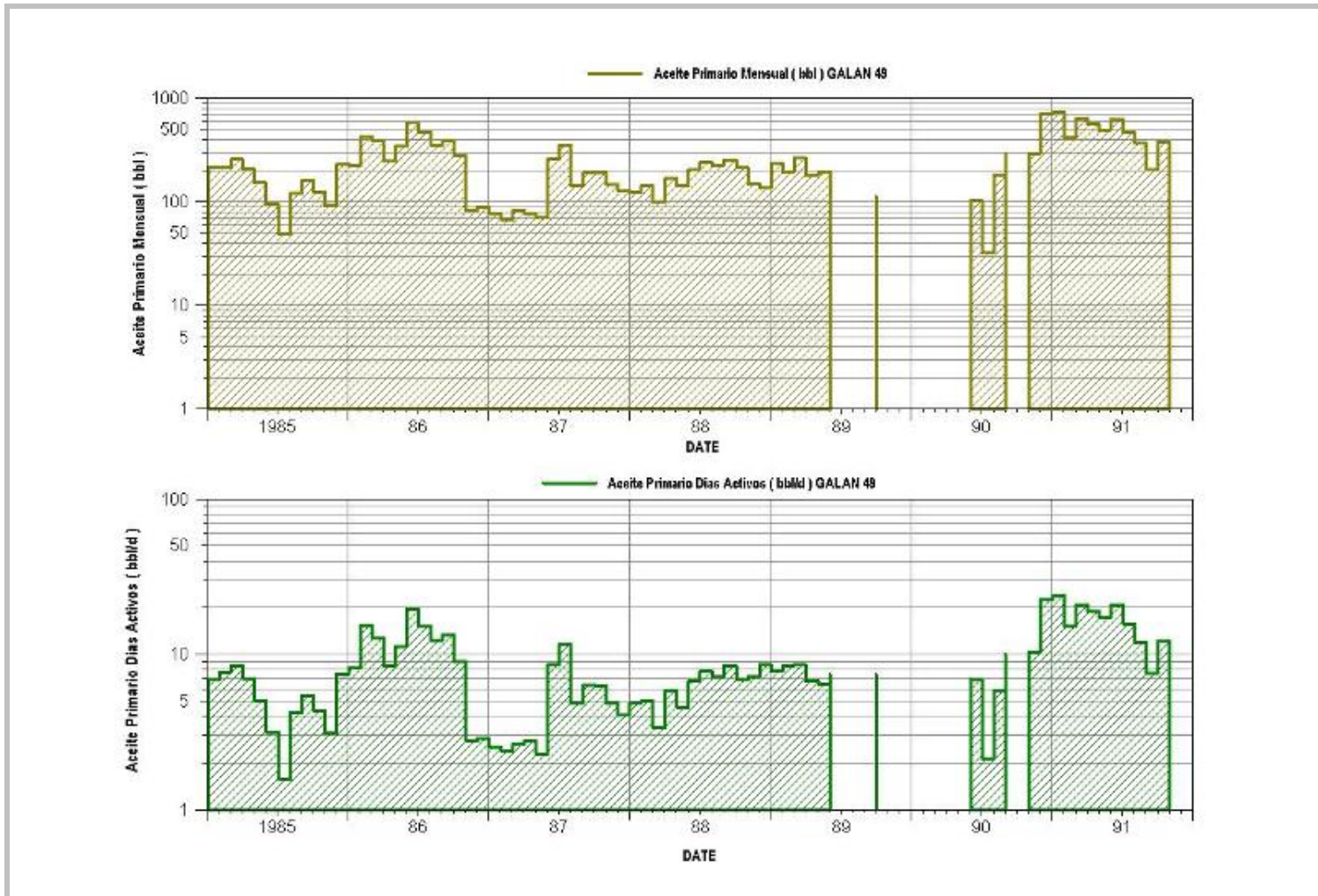
*Fuente: Los autores*

### D03: PRODUCCION DE GALAN 49 DESPUES DEL PRIMER CICLO DE INYECCION



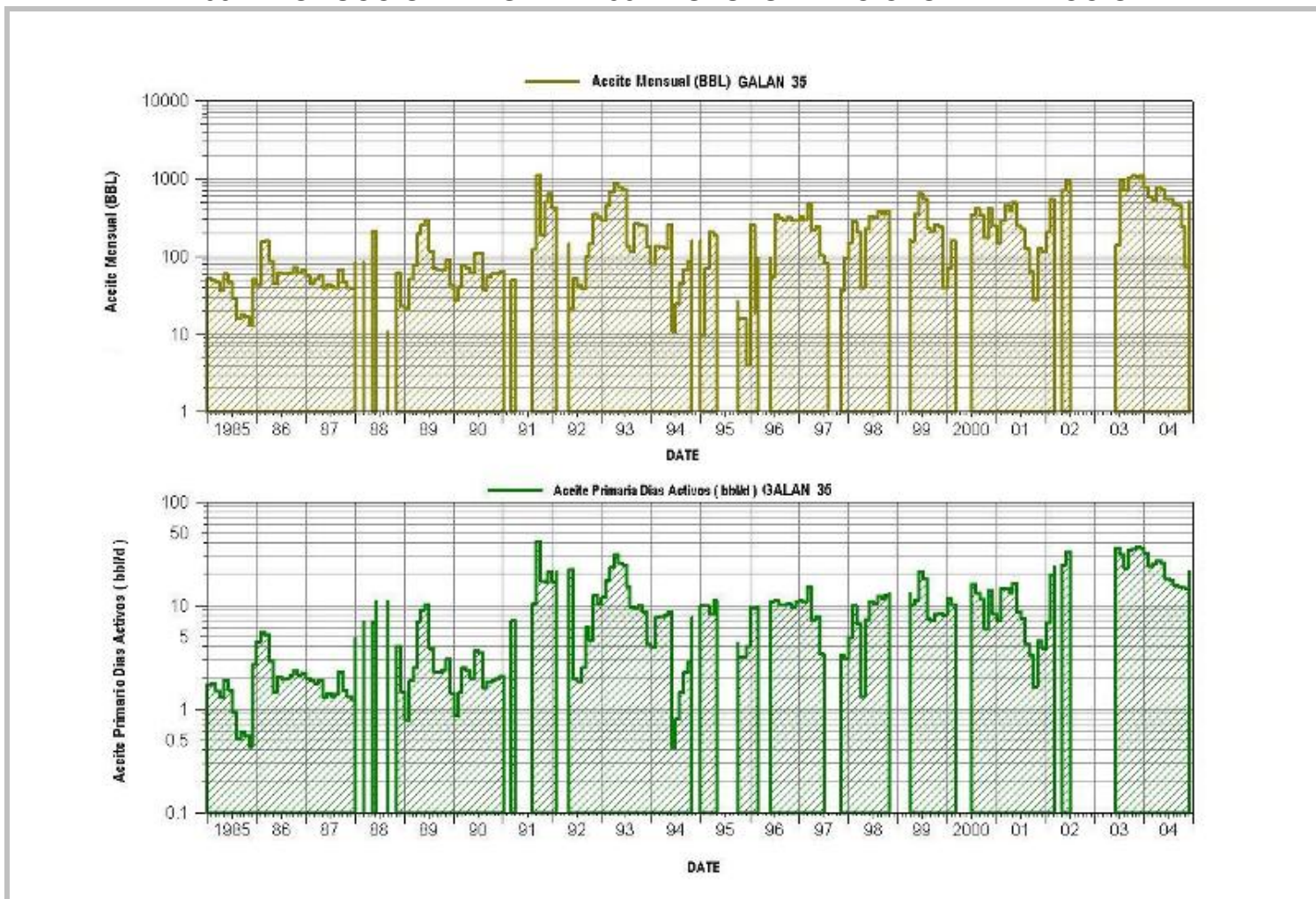
Fuente: Los autores

#### D04: PRODUCCION DE GALAN 49 DESPUES DEL SEGUNDO CICLO DE INYECCION



*Fuente: Los autores*

## D05: PRODUCCION DE GALAN 35 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION



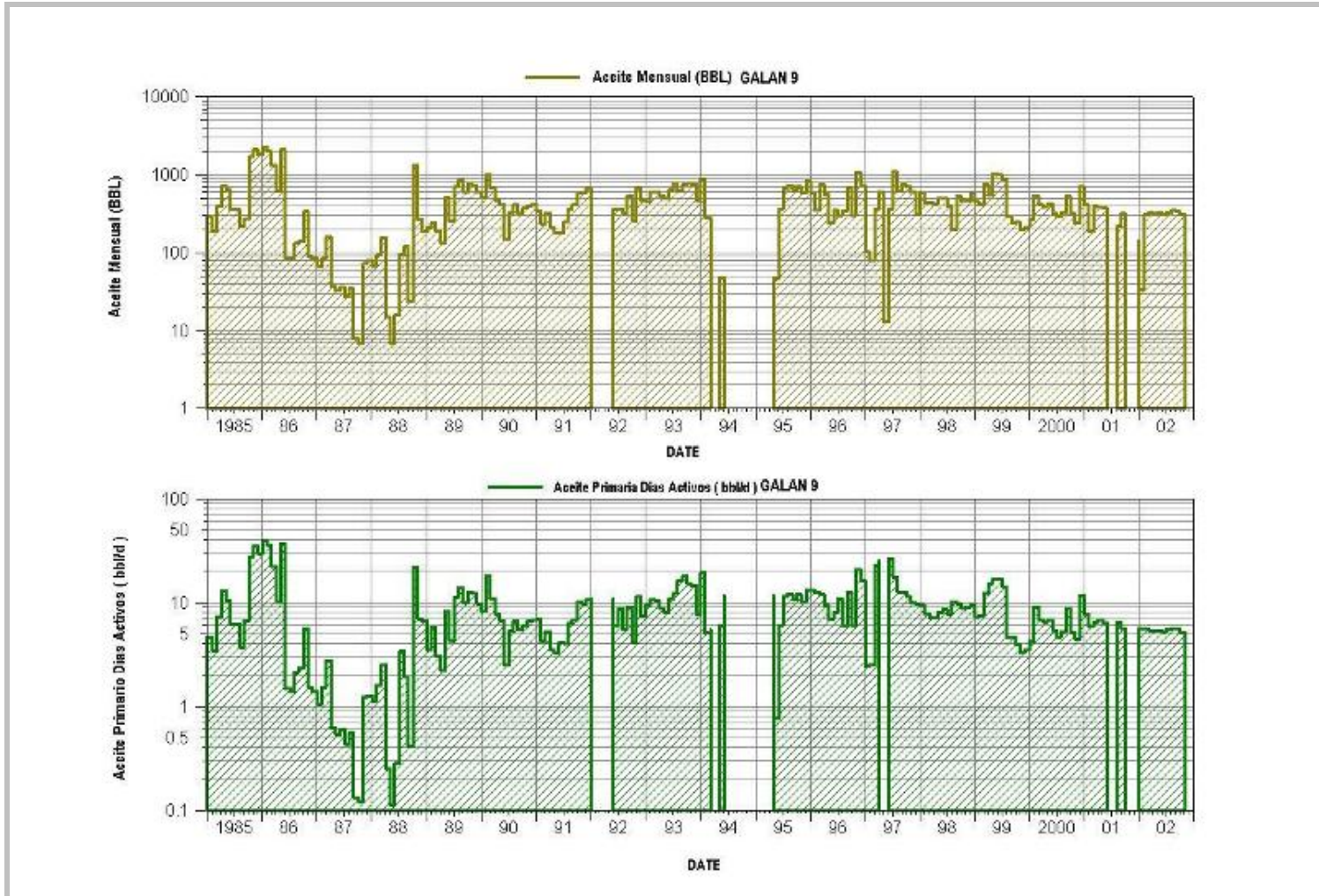
*Fuente: Los autores*

## D06: PRODUCCION DE GALAN 45 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION



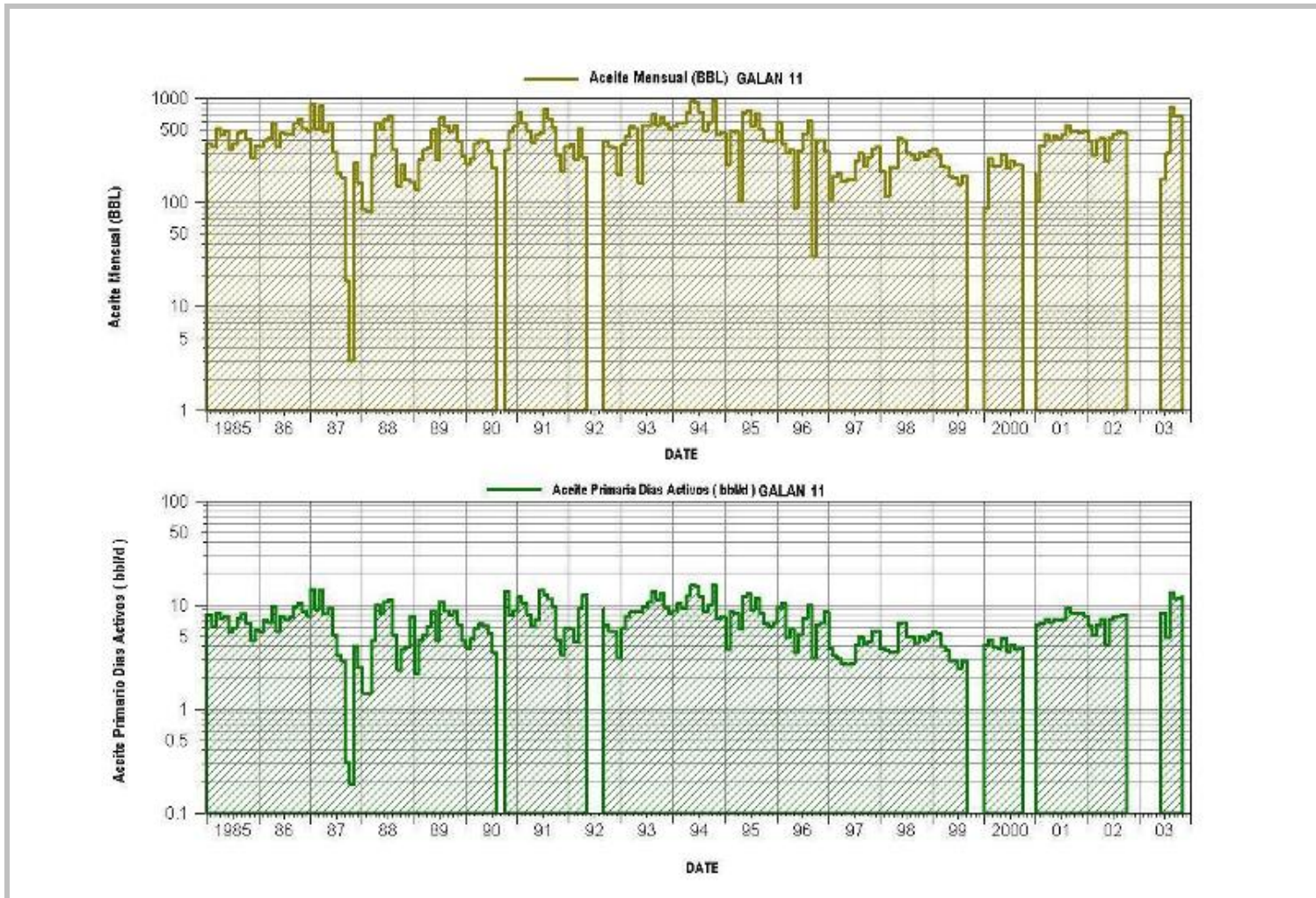
*Fuente: Los autores*

### D07: PRODUCCION DE GALAN 9 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION



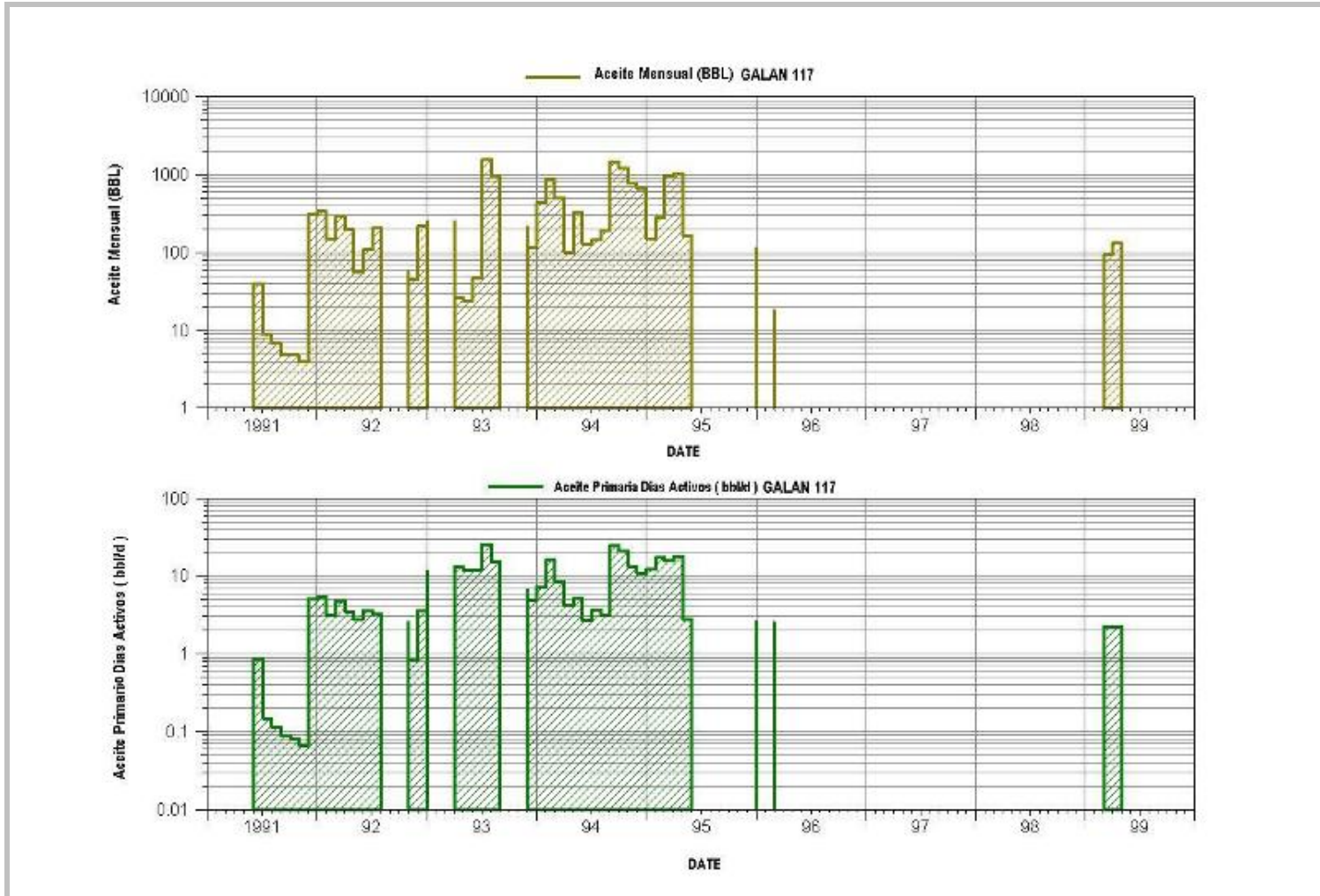
Fuente: Los autores

## D08: PRODUCCION DE GALAN 11 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION



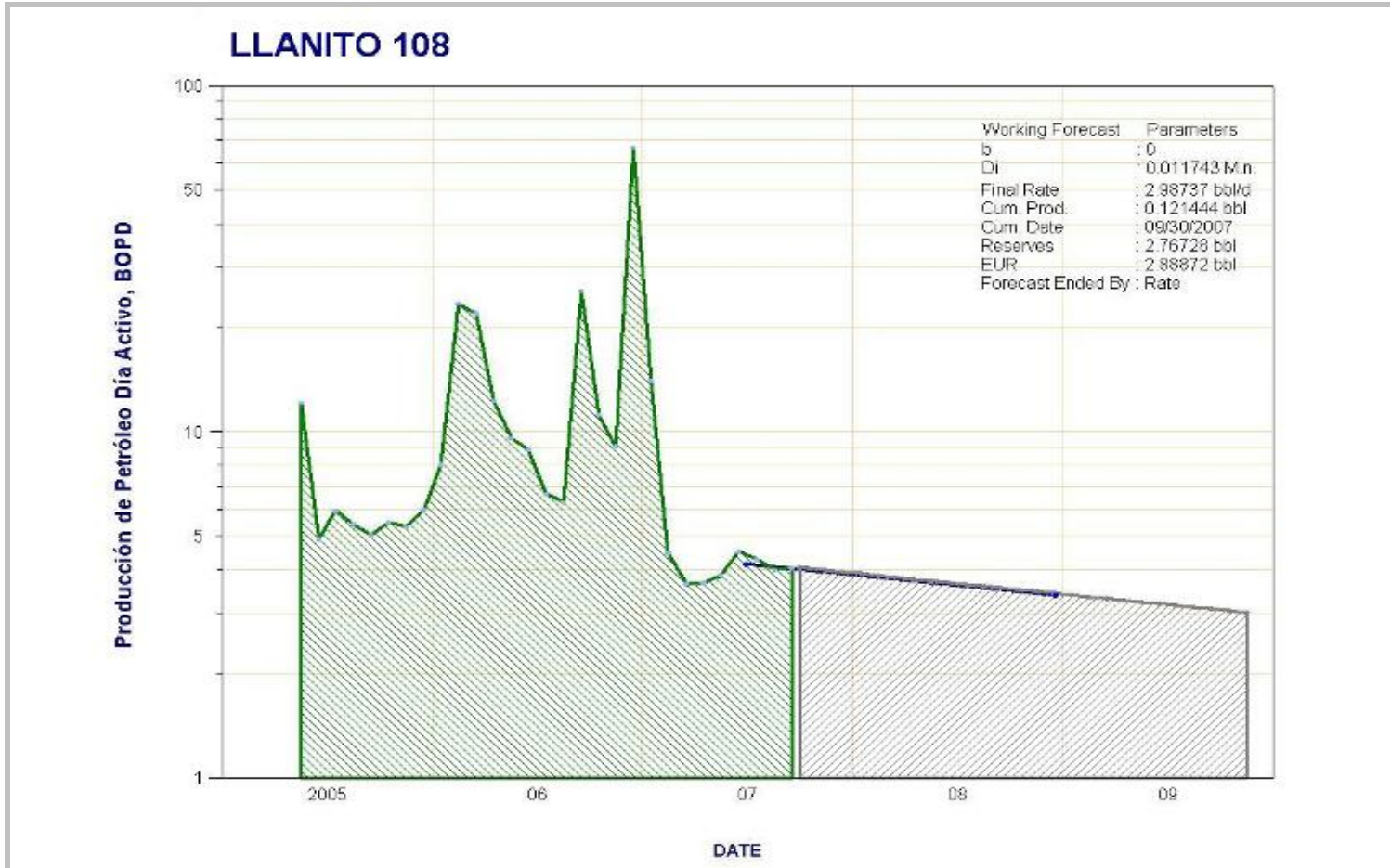
*Fuente: Los autores*

### D09: PRODUCCION DE GALAN 117 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION



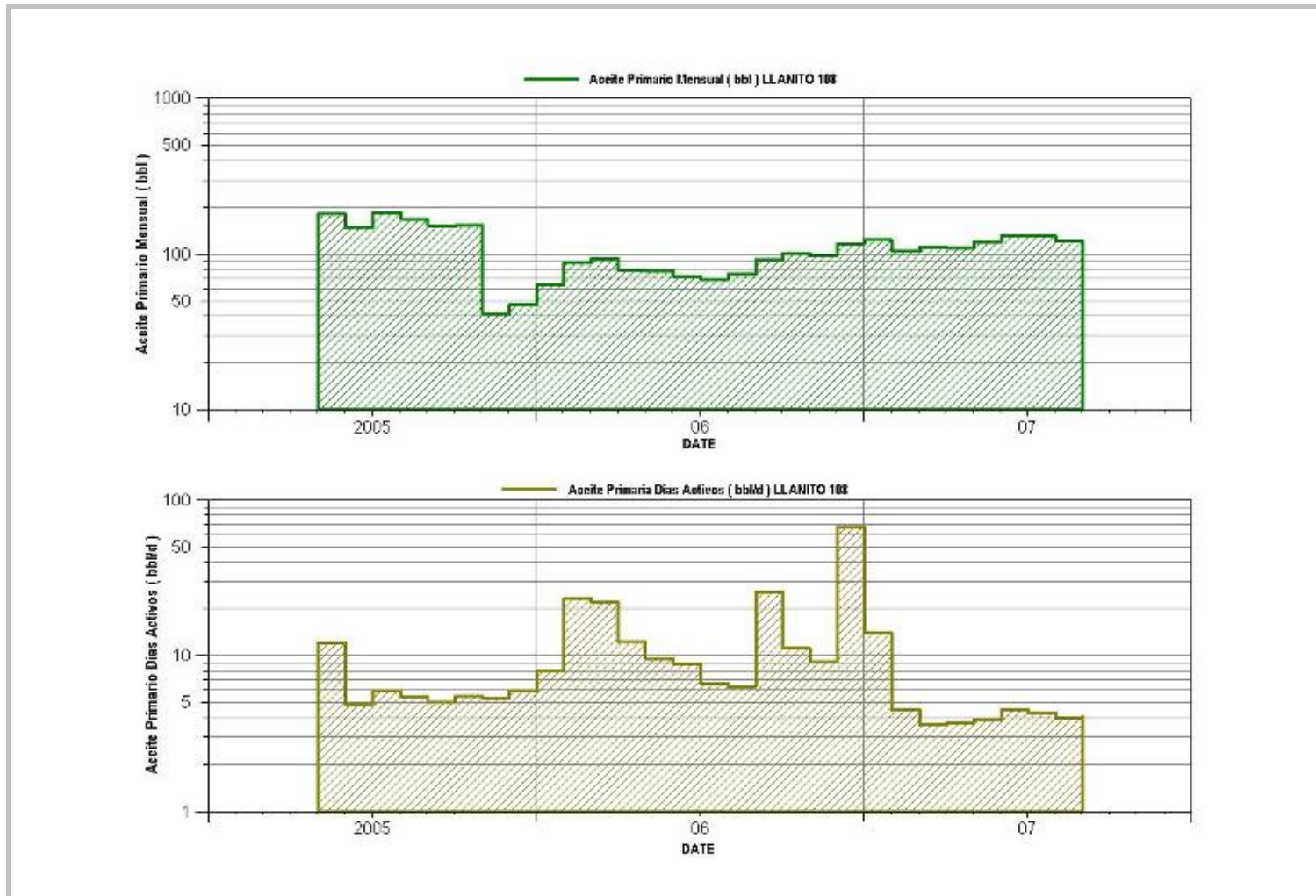
*Fuente: Los autores*

**ANEXO E: TENDENCIA DE DECLINACION Y PRODUCCION LLANITO 108 ANTES DEL CICLO  
E01: TENDENCIA DE DECLINACION DE LLANITO 108 ANTES DEL CICLO DE INYECCION**



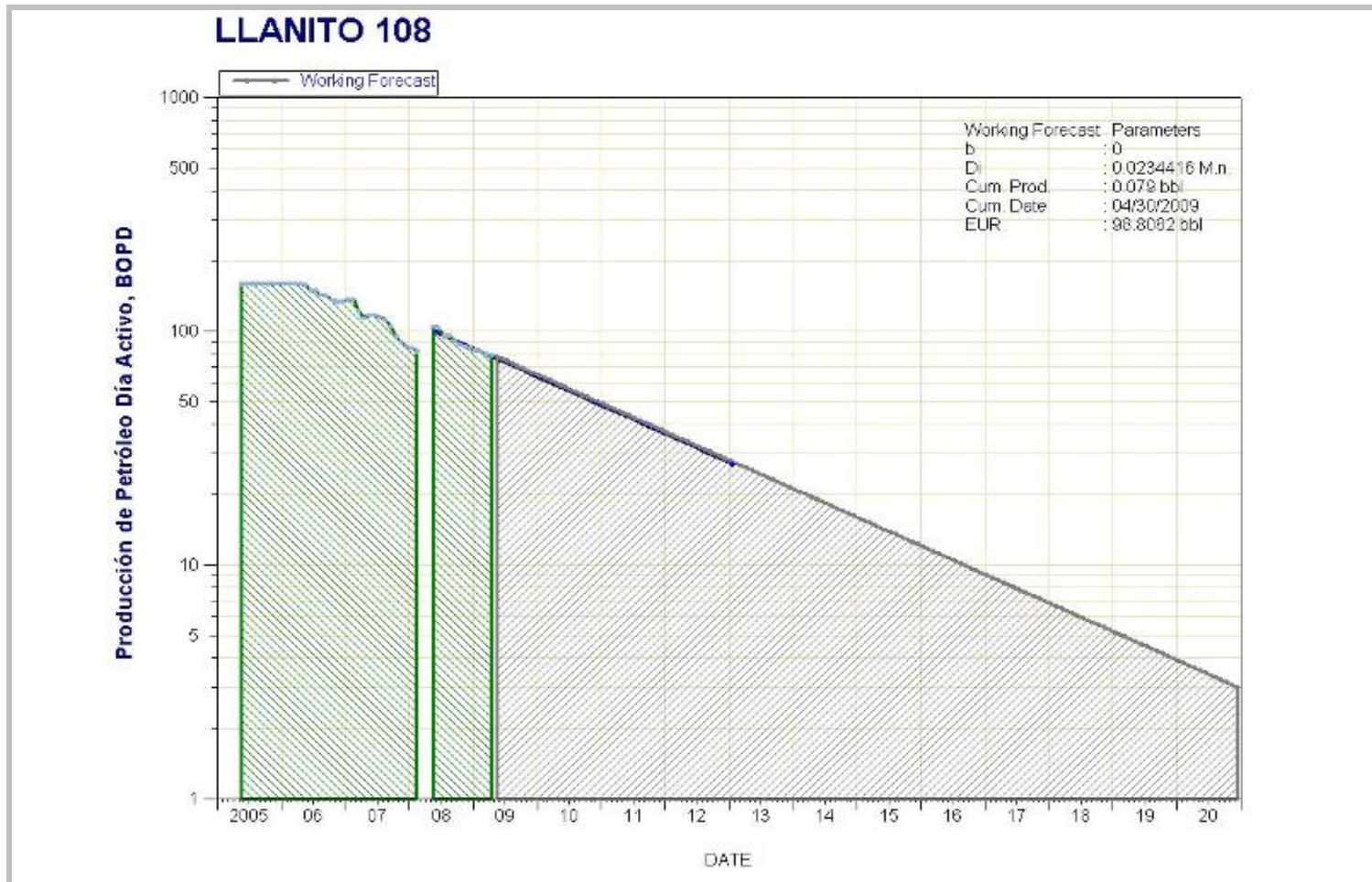
*Fuente: Los autores*

## E02: PRODUCCION DE LLANITO 108 ANTES DEL CICLO DE INYECCION



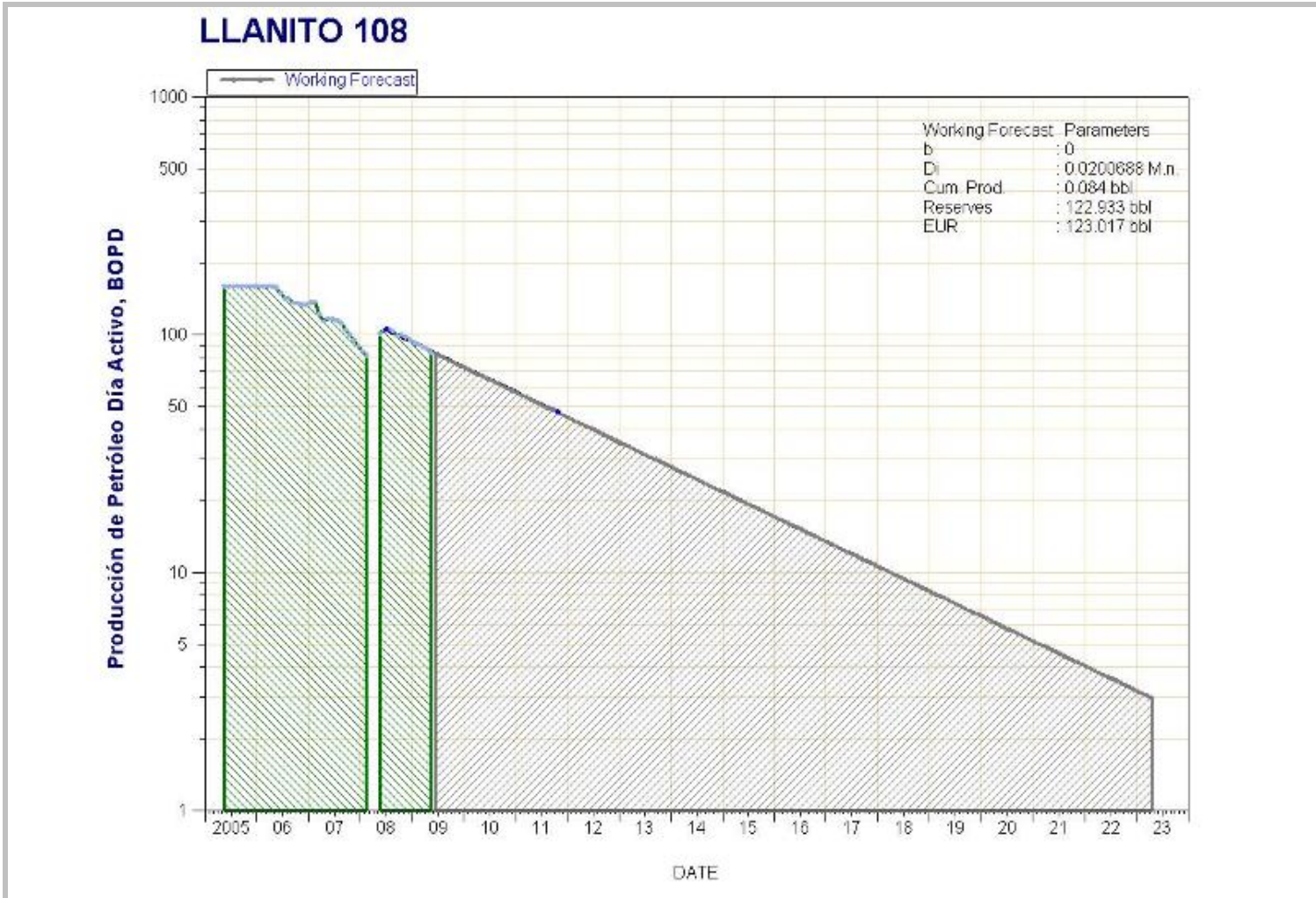
*Fuente: Los autores*

**ANEXO F: TENDENCIA DE DECLINACION LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION**  
**F01: TENDENCIA DE DECLINACION DE LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE 7 DIAS**



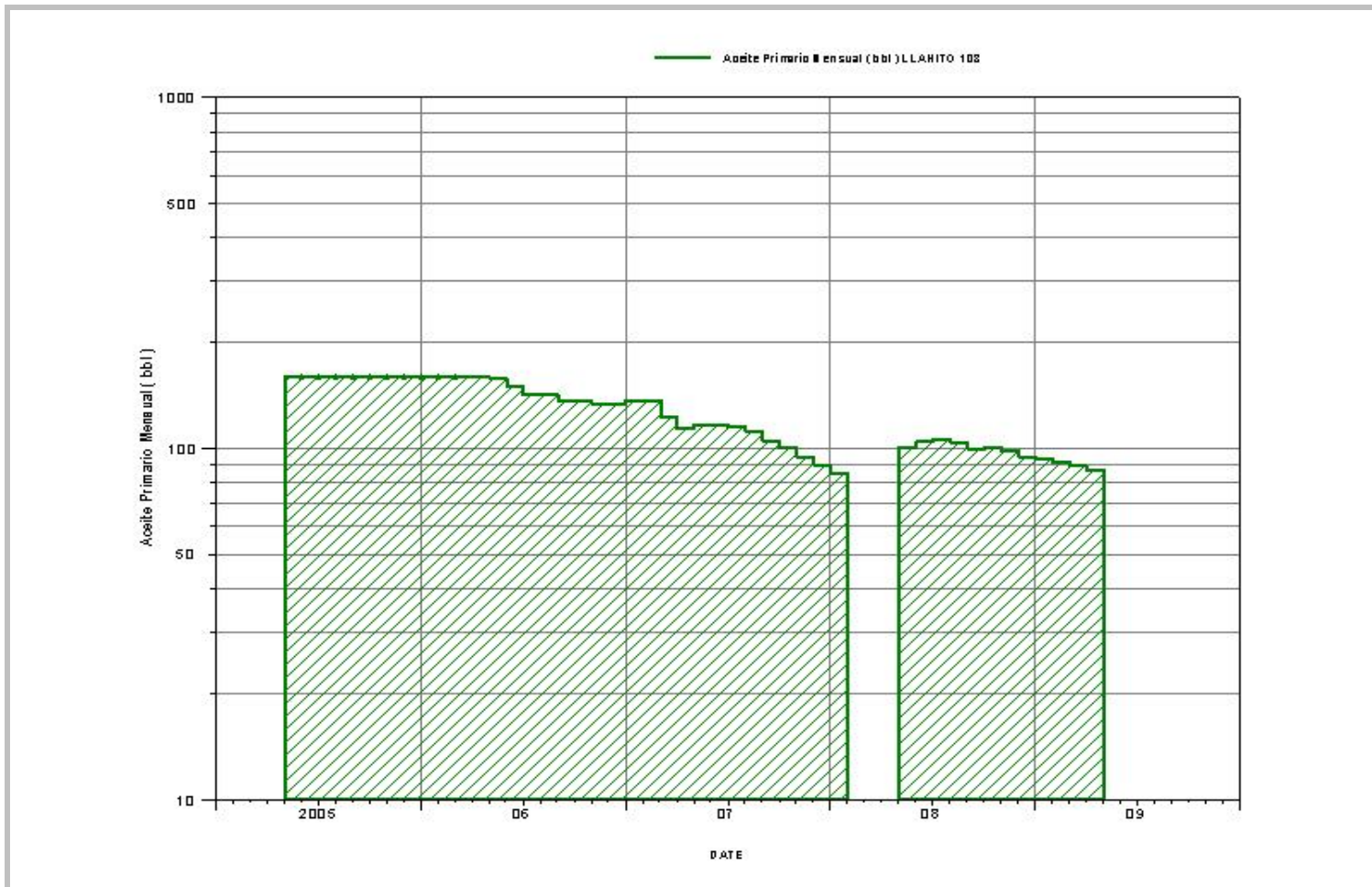
*Fuente: Los autores*

**F02: TENDENCIA DE DECLINACION DE LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE 14 DIAS**



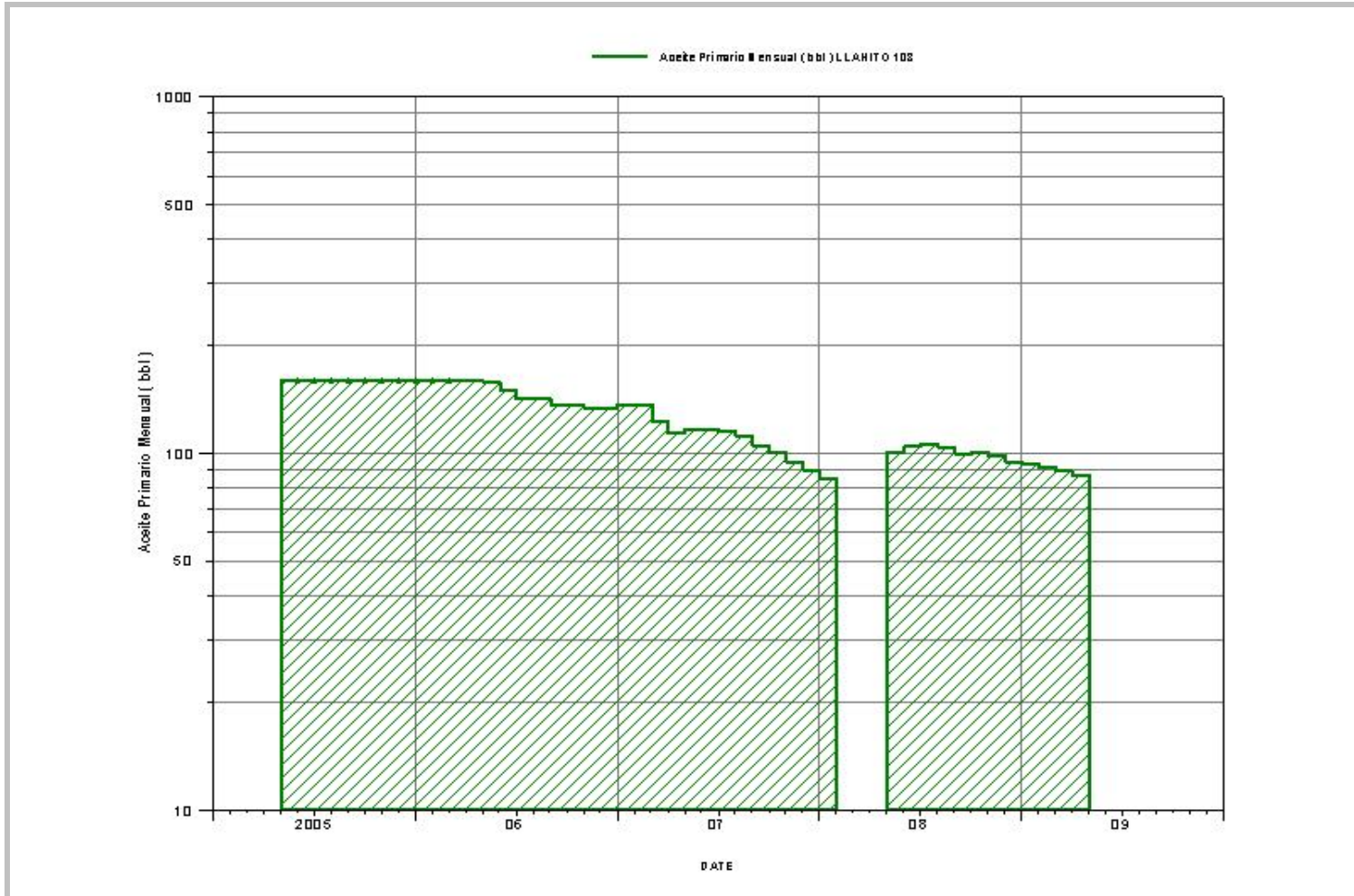
*Fuente: Los autores*

**ANEXO G: TENDENCIA DE PRODUCCION LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION**  
**G01: PRODUCCION LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION DE 7**



*Fuente: Los autores*

## G02: PRODUCCION LLANITO 108 DESPUES DEL CICLO DE INYECCION DE 14 DIAS



*Fuente: Los autores*

**ANEXO H: POTENCIAL DE EMISIONES DE LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA**


**H01: EMISIONES A LA ATMOSFERA EN 1999 CONTAMINANTES**

(gr/seg)

UNIDADES / GERENCIA		Días	CONTAMINANTES (gr/seg)
PLANTA	EQUIPO	registro	CO <sub>2</sub>
<b>REFINACION DE CRUDOS:</b>			
TOPPING 150 VACIO	H-131	364	90,96
TOPPING 150 ATM	H-150	364	512,33
TOPPING 200 ATM	H-201	362	3843,36
TOPPING 200 ATM	H-202	362	631,50
TOPPING 250 ATM	H-250	363	921,88
TOPPING 250 ATM	H-251	363	418,20
TOPPING 250 ATM	H-252	363	47,24
TOPPING 2000 ATM	H-2001	197	719,86
TOPPING 2000 ATM	H-2002	197	327,95
TOPPING 2100 ATM	H-2101	362	1129,26
TOPPING 2100 ATM	H-2102	343	162,97
AZUFRE I	H-532	307	20,88
MODELO IV	R-302	328	1890,55
ORTHOFLOW	R-501	256	2257,92
ACIDO	H-471	357	36,11
ACIDO	H-486	180	27,84
ETILENO I	H-552	307	4,54
Subtotal de emisiones contaminantes (gr/seg):			13043
<b>GERENCIA REFINACION DE FONDOS:</b>			
AZUFRE II	H-2881	68	17,58
AZUFRE III	H-4361	329	6,89
AZUFRE III	H-4362	365	62,92
DEMEX	H-2501	365	880,30
HIDROGENO-UBAL	H-2601	324	1002,02
UNIBON	H-2651	365	329,52
UNIBON	H-2652	358	39,51
VISCORREDUCTORA II	H-2801	362	2012,00
URC-UOP I	R-501	237	2806,38
URC-UOP I	H-2751	183	15,98
URC-UOP II	D-4203	364	2752,51

URC-UOP II	H-4201	5	152,97
ETILENO IV	H-4301	188	42,01
Subtotal de emisiones contaminantes (gr/seg):			10121
<b>GERENCIA PETROQUIMICA:</b>			
ETILENO II	H-4100A/B/C/D	317	1707,31
TURBOEXPANDER	H-2450	365	5,85
TURBOEXPANDER	D-2494	365	0,61
DESASFALTADO CON PROP.	H-1001	344	676,35
TTO H <sub>2</sub> ACEIT. PARAF.	H-1101	313	52,50
TTO H <sub>2</sub> ACEIT. NAFT.	H-1111	344	227,73
TTO H <sub>2</sub> CERAS	H-1121	350	39,37
GENERACION DE H <sub>2</sub>	H-1151	353	187,10
FENOL	H-751/2	365	245,26
UNIFINING	H-1301	361	46,77
Subtotal de emisiones contaminantes (gr/seg):			3189
<b>SERVICIOS INDUSTRIALES:</b>			
Consumo de gas natural:			
CENTRAL DEL NORTE	B-2401	344	2907,48
CENTRAL DEL NORTE	B-2402	324	2828,65
CENTRAL DEL NORTE	B-2403	364	2578,25
CENTRAL DEL NORTE	B-2404	358	3748,18
CENTRAL DEL NORTE	B-2405	356	3723,52
CENTRAL DEL NORTE	B-2401/5	365	2112,16
UNIDAD BALANCE	B-2952	260	3757,17
UNIDAD BALANCE	B-2953	345	3527,34
UNIDAD BALANCE	B-2954	310	3861,00
UNIDAD BALANCE	B-2955	330	3960,25
UNIDAD BALANCE	B-2951/5	365	2112,16
FOSTER WHEELER	B-901	227	1697,51
FOSTER WHEELER	B-902	364	1935,92
FOSTER WHEELER	B-903	364	1916,78
FOSTER WHEELER	B-904	359	1741,32
FOSTER WHEELER	B-901/4	365	2112,16
DISTRAL	B-951	228	1480,39
DISTRAL	B-952	325	1829,24
DISTRAL	B-954	360	2346,48
DISTRAL	B-955	359	2496,93
DISTRAL	B-956	285	2565,22
DISTRAL	B-951/6	365	2112,16
Subtotal de emisiones contaminantes (gr/seg):			57350
<b>TOTAL DE EMISIONES GCB (gr/seg):</b>			<b>83703</b>

**H02: EMISIONES A LA ATMOSFERA EN 1999 CONTAMINANTES  
(TM/AÑO)**

		EMISIONES A LA ATMOSFERA EN 1999	
<b>GERENCIA COMPLEJO INDUSTRIAL DE BARRANCABERMEJA</b>			
UNIDADES / GERENCIA		Días	CONTAMINANTES (lb/año)
PLANTA	EQUIPO	registro	CO <sub>2</sub>
<b>REFINACION DE CRUDOS:</b>			
TOPPING 150 VACIO	H-131	364	6621724,799
TOPPING 150 ATM	H-150	364	37297422,31
TOPPING 200 ATM	H-201	362	278259063,1
TOPPING 200 ATM	H-202	362	45720525,96
TOPPING 250 ATM	H-250	363	66928547,79
TOPPING 250 ATM	H-251	363	30361132,04
TOPPING 250 ATM	H-252	363	3429738,646
TOPPING 2000 ATM	H-2001	197	28362633,02
TOPPING 2000 ATM	H-2002	197	12921107,12
TOPPING 2100 ATM	H-2101	362	81758351,78
TOPPING 2100 ATM	H-2102	343	11179648,01
AZUFRE I	H-532	307	1281838,827
MODELO IV	R-302	328	124020088,9
ORTHOFLOW	R-501	256	115605530,9
ACIDO	H-471	357	2578214,147
ACIDO	H-486	180	1002354,235
ETILENO I	H-552	307	278661,0684
Subtotal de emisiones contaminantes (lb/año):			847606582,7
Subtotal de emisiones contaminantes (TM/AÑO):			384471,8238
<b>GERENCIA REFINACION DE FONDOS:</b>			
AZUFRE II	H-2881	68	239155,2277
AZUFRE III	H-4361	329	453645,2399
AZUFRE III	H-4362	365	4592946,226
DEMEX	H-2501	365	64261742,53
HIDROGENO-UBAL	H-2601	324	64931002,58
UNIBON	H-2651	365	24054956,34
UNIBON	H-2652	358	2828903,65
VISCORREDUCTORA II	H-2801	362	145668949,5
URC-UOP I	R-501	237	133022606,8
URC-UOP I	H-2751	183	584980,7004
URC-UOP II	D-4203	364	200382576,3
URC-UOP II	H-4201	5	152968,876

ETILENO IV	H-4301	188	1579488,053
Subtotal de emisiones contaminantes (lb/año):			642753922
Subtotal de emisiones contaminantes (TM/AÑO):			291538,0424
<b>GERENCIA PETROQUIMICA:</b>			
ETILENO II	H-4100A/B/C/D	317	108243312,4
TURBOEXPANDER	H-2450	365	370860,394
TURBOEXPANDER	D-2494	365	44320,46252
DESASFALTADO CON PROP.	H-1001	344	46532665,1
TTO H <sub>2</sub> ACEIT. PARAF.	H-1101	313	3286783,239
TTO H <sub>2</sub> ACEIT. NAFT.	H-1111	344	15667757,28
TTO H <sub>2</sub> CERAS	H-1121	350	2755647,623
GENERACION DE H <sub>2</sub>	H-1151	353	13209431,72
FENOL	H-751/2	365	17904233,48
UNIFINING	H-1301	361	3376711,298
UNIFINING	H-1302	0	0
UNIFINING	H-1303	0	0
Subtotal de emisiones contaminantes (lb/año):			211391723
Subtotal de emisiones contaminantes (TM/AÑO):			95886,65654
<b>SERVICIOS INDUSTRIALES:</b>			
Consumo de gas natural:			
CENTRAL DEL NORTE	B-2401	344	200034582,7
CENTRAL DEL NORTE	B-2402	324	183296805,9
CENTRAL DEL NORTE	B-2403	364	187696761,1
CENTRAL DEL NORTE	B-2404	358	268369350,2
CENTRAL DEL NORTE	B-2405	356	265114539,2
CENTRAL DEL NORTE	B-2401/5	365	154187865,8
UNIDAD BALANCE	B-2952	260	195372667,9
UNIDAD BALANCE	B-2953	345	243386336,7
UNIDAD BALANCE	B-2954	310	239382196
UNIDAD BALANCE	B-2955	330	261376375,3
UNIDAD BALANCE	B-2951/5	365	154187865,8
FOSTER WHEELER	B-901	227	77067145,51
FOSTER WHEELER	B-902	364	140935269,2
FOSTER WHEELER	B-903	364	139541289,4
FOSTER WHEELER	B-904	359	125026580,6
FOSTER WHEELER	B-901/4	365	154187865,8
DISTRAL	B-951	228	67505918,98
DISTRAL	B-952	325	118900917,2
DISTRAL	B-954	360	168946655,4
DISTRAL	B-955	359	179279385,1
DISTRAL	B-956	285	146217570,7
DISTRAL	B-951/6	365	154187865,8
Subtotal de emisiones contaminantes (lb/año):			3824201810
Subtotal de emisiones contaminantes (TM/AÑO):			1734646,562

<b>TOTAL DE EMISIONES GCB (lb/año):</b>	5525954038
<b>TOTAL DE EMISIONES GCB (TM/AÑO):</b>	2506543,084

*Fuente: ECOPETROL-ICP*