

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN  
POZOS HORIZONTALES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, BLOQUE  
CARABOBO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Dávila Pérez María José  
Para optar por el Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2021

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN POZOS HORIZONTALES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, BLOQUE CARABOBO**

Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Dávila Pérez María José  
Para optar por el Título de  
Ingeniero de Petróleo

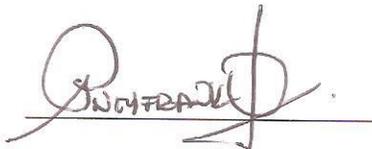
Caracas, 2021

Caracas, 28 Julio del 2021

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la bachiller Dávila, P, María J, titulado:

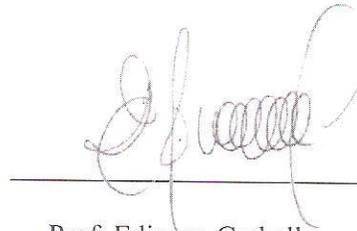
**“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO  
EN POZOS HORIZONTALES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,  
BLOQUE CARABOBO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



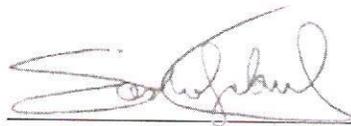
Prof. Neyfrank Ortuño

Jurado



Prof. Edinson Carballo

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Tutor

**DEDICATORIA**

*A mi madre María Pérez y mi padre José Ramón Dávila, gracias por darme la vida, por su amor, sacrificio y entrega. Por ser la fuente de mi inspiración, por estar conmigo en cada momento, por creer en mí y apoyarme incondicionalmente, porque gracias a ustedes he podido llegar hasta aquí y ser quién soy. Son los héroes que más admiro en este mundo.*

*Con todo mi cariño y dedicación, esto es para ustedes. ¡Los amo!*

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios por darme vida y salud a mí y a todos mis seres queridos, por brindarme la oportunidad de crecer en la familia que tengo, por iluminar mi camino y conceder la fuerza y coraje de hacer este sueño realidad.*

*A mi mamá, María Pérez, por ser la constante guía en este largo camino a recorrer, por ser mi pilar fundamental que hizo posible cumplir esta meta, por su amor incondicional, apoyo, paciencia, y consejos, por ver las cosas que no se ven a simple vista, por ser una gran madre y amiga, porque estar agradecida no es gesto suficiente para retribuirte.*

*A mi papá, José Ramón Dávila, por siempre estar junto a mí y ser testigo de este logro, gracias por seguir brindándome amor, cariño, paciencia, comprensión y enseñanza del valor al esfuerzo. Eres un padre ejemplar y digno de admirar. Sabes que sin tu ayuda no sería igual mi vida, porque todo lo que tengo que agradecerte no cabe en estas páginas.*

*A mis hermanos, quienes han estado allí apoyándonos a mí y a nuestros padres, en todo lo posible. Agradecida porque de alguna manera contribuyeron en la realización de un sueño, mi sueño. Gracias totales.*

*A mis amadas sobrinas, Bárbara y Alison (Cuchi), sus ocurrencias alegran mis días. Las quiero muchísimo.*

*A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser cuna del aprendizaje y permitir vencer mis sombras. Siempre estaré orgullosa de ser ucevista.*

*A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería, en especial a los profesores de mi escuela de Petróleo, que, a pesar de las adversidades, cada día dieron lo mejor de sí, que*

*inculcaron sus valores y conocimientos a lo largo de mi carrera. Marcaron un antes y un después durante toda esta etapa. Muchísimas gracias por todo.*

*A mi querido tutor Sandro Gasbarri, por estar detrás de cada paso y cada letra de este trabajo con su infinito apoyo, paciencia, valiosa ayuda y buen trato. Valores totales de un excelente profesional y ser humano. Gracias profe, sin su ayuda, esta tesis no hubiera sido posible.*

*Al profesor Alexis Gammiero, por toda la ayuda brindada, su valiosa colaboración y acertados comentarios en este trabajo.*

*A Maritza Salazar por siempre estar dispuesta a ayudarme, gracias por tu colaboración y solidaridad en el momento preciso.*

*A mis queridas compañeras y amigas de residencia, Yose, Grexi y Dania, gracias por brindarme su amistad, apoyo y paciencia durante estos últimos años, por su ánimo y buenas intenciones, también fue parte importante para lograr cumplir esta meta.*

*Mi gratitud y respeto a la Sra Norbeida y su esposo Jesús, por el apoyo y ayuda durante todos estos años, siempre tendrán mi eterno agradecimiento.*

*A mis compañeros y amigos, que, a lo largo de esta carrera, su amistad y los buenos momentos que pudimos compartir, será aquello que siempre llevaré en mis recuerdos.*

*Gracias a todas las personas que estuvieron presentes y que, de una u otra manera hicieron de esto una realidad.*

*A todos con todo mi corazón, muchísimas gracias.*

**Dávila P., María José**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN  
POZOS HORIZONTALES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, BLOQUE  
CARABOBO**

**Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.  
Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2021, 155 p.**

**Palabras Claves:** Relación gas petróleo, Crudo extrapesado, Pozos Horizontales, Faja Petrolífera del Orinoco, Simulación, Análisis de Sensibilidad y Cotejo Histórico.

**Resumen:** En los últimos años se ha incrementado la construcción de pozos horizontales e inclinados a nivel mundial, en búsqueda de optimizar la producción del reservorio, ya que estos pozos presentan numerosas ventajas en comparación con los verticales bajo ciertas condiciones. En esta investigación se analizó el comportamiento de la relación gas-petróleo en pozos horizontales en un modelo a condiciones de yacimiento para sistemas compuestos por arena no consolidada y crudo extrapesado representativos de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para ello se generó un modelo de simulación base en el programa Builder *IMEX* (CMG, 2019.1), partiendo de datos provenientes de diversas fuentes bibliográficas. En este sentido, se realizó un estudio de sensibilidad, con el fin de identificar cuáles variables son las que tienen mayor influencia en la relación gas-petróleo, acumulado de gas, tasa de petróleo y presión del yacimiento. Para verificar que el modelo representa el comportamiento del yacimiento en forma adecuada, fue necesario llevar a cabo un ajuste de los parámetros primarios monitoreando el histórico de producción. Para este estudio se efectuó una sensibilidad de manera manual, modificando una variable o parámetro a la vez, en el Builder. Según lo realizado, la Saturación gas crítica y las permeabilidades direccionales formaron parte de las variables que predominan en el impacto de este análisis. Posteriormente al disponer de la herramienta *CMOST*, se evaluó de nuevo el procedimiento de manera automatizada y programada. Se seleccionó como método de cálculo la metodología que integra la superficie de respuesta, donde múltiples parámetros son ajustados en conjunto. Con este método se obtuvo que la Permeabilidad I, Permeabilidad J, Saturación de gas crítica, Saturación de petróleo residual al gas, Permeabilidad relativa del petróleo a la Saturación gas crítica, y Permeabilidad relativa del gas a la Saturación petróleo residual, influyeron significativamente en el estudio realizado. En el proceso realizado por medio de la aplicación *CMOST*, se pudo apreciar que un margen de error mínimo de 20%.

**Índice de Contenido**

DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN .....	vi
LISTA DE TABLAS .....	xii
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	3
Planteamiento del Problema .....	3
Objetivo General .....	2
1.3 Alcance de la investigación .....	2
1.4 Justificación.....	3
1.5 Limitaciones de la investigación .....	3
CAPÍTULO II .....	4
MARCO TEÓRICO .....	4
2.1 Faja Petrolífera del Orinoco .....	4
2.2 Características Geológicas De La Faja Petrolífera Del Orinoco .....	5
2.3 Pozos Horizontales .....	6
2.3.1 Beneficios de los Pozos Horizontales .....	7
2.3.2 Limitaciones de los Pozos Horizontales .....	8
2.3.3 Aplicaciones de los pozos horizontales .....	8
2.4 Propiedades de la roca .....	9
2.4.1 Porosidad.....	9
Porosidad absoluta.....	10
Porosidad efectiva .....	10
Porosidad no efectiva .....	10
2.4.2 Saturación.....	10
Saturación irreducible (Swirr) .....	11
Saturación residual (Sxr) .....	11

Saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ).....	12
Saturación crítica de una fase ( $S_{xc}$ ).....	12
2.4.3 Permeabilidad.....	12
2.4.4 Tipos de permeabilidad .....	13
Permeabilidad absoluta: .....	13
Permeabilidad efectiva:.....	13
Permeabilidad relativa: .....	14
Permeabilidad a dos fases .....	15
2.5 Curvas de permeabilidad relativa.....	18
2.5.1 End points:.....	19
2.6 Relación Gas-Petróleo .....	19
Relación Gas en Solución-Petróleo ( $RGsP, R_s$ ).....	19
Relación Gas-Petróleo Instantánea ( $RGP, R$ ).....	19
Relación Gas-Petróleo Acumulada ( $R_p$ ).....	19
2.7 Simulación de yacimientos .....	20
2.7.1 Simulador de yacimientos .....	20
2.7.2 Clasificación de los simuladores de yacimientos .....	21
Simuladores de petróleo negro .....	21
Simuladores composicionales .....	21
Simuladores de procesos térmicos .....	21
Simuladores de procesos químicos .....	22
2.7.3 <i>IMEX®</i> , <i>CMG</i> .....	22
Builder 2019.10.....	23
Results Graph 2019.10.....	23
Results 3D 2019.10.....	24
2.7.4 Funciones de un simulador de yacimientos.....	24
2.7.5 Análisis de sensibilidad .....	24
2.7.6 Cotejo Histórico .....	25
Objetivos del Cotejo Histórico .....	25
2.7.7 <i>CMOST</i> .....	25

CAPÍTULO III .....	27
MARCO METODOLÓGICO .....	27
3.1 Tipo de investigación.....	27
3.2 Nivel de la investigación .....	28
3.3 Población y muestra.....	28
3.4 Revisión bibliográfica y recopilación de información .....	29
3.5 Definición de premisas para la selección de los pozos a evaluar en el yacimiento de estudio.....	29
3.6 Diseño y elaboración de la base de datos .....	29
3.7 Estudio del comportamiento de producción de los pozos con alto RGP .....	30
3.8 Metodología de Simulación .....	31
3.8.1 Selección del software de simulación .....	31
3.8.2 Selección de los datos del modelo .....	31
3.8.3 Construcción del modelo de simulación homogéneo .....	31
Malla (Grid 15x35x19).....	32
Refinamiento.....	33
Construcción del caso base de simulación: .....	35
3.9 Curvas de Permeabilidad Relativa .....	36
3.10 Selección y definición de los parámetros .....	37
3.11 Ajuste y ejecución de las propiedades del modelo de simulación, proceso del análisis de sensibilidad (AS) y cotejo histórico (CH) de los datos experimentales. ....	38
3.11.1 Proceso del Análisis de Sensibilidad a través de Builder <i>IMEX</i> (CMG, 2019.1).....	39
Con respecto a los End points: .....	39
Con respecto a las permeabilidades direccionales:.....	39
3.11.2 Proceso del Análisis de Sensibilidad a través de <i>CMOST</i> . ....	40
3.11.3 Metodología del Análisis de Sensibilidad .....	43
3.11.4 Proceso de Cotejo Histórico ( <i>History Match</i> ) .....	44
3.11.5 Adicionando nuevas funciones Objetivos .....	45
3.11.6 Alterando el Tipo de Estudio Para Cotejo Histórico.....	45
3.11.7 Error del Cotejo Histórico .....	46
CAPÍTULO IV .....	48
ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	48

4.1 Revisión y recopilación de información .....	48
4.1.1 Comportamiento histórico general de los pozos de la Macolla 4.....	48
4.1.2 Gráficas de histórico de producción de cada uno de los pozos en estudio .....	52
Histórico de producción del pozo 0402 .....	53
Histórico de producción del pozo 0403 .....	55
Histórico de producción del pozo 0407 .....	56
Histórico de producción del pozo 0408 .....	58
4.2 Simulación Numérica .....	60
4.2.1 Resultados obtenidos manualmente del Análisis de Sensibilidad para el pozo 0402 a través de Builder <i>IMEX</i> (CMG, 2019.1).....	61
Con respecto a los End points: .....	61
Con respecto a las permeabilidades direccionales: .....	66
4.2.2 Resultados del Análisis de Sensibilidad de los parámetros de entrada del simulador. <i>CMOST</i> (CMG, 2019.1).....	75
4.2.3 Análisis de las funciones Objetivos .....	76
4.2.4 Resultados del Cotejo Histórico.....	79
4.2.5 Análisis del Cotejo Histórico por pozo.....	80
Mejor ajuste del pozo 0402 .....	85
Mejor ajuste del pozo 0403 .....	86
Mejor ajuste del pozo 0407 .....	87
Mejor ajuste del pozo 0408 .....	88
CONCLUSIONES .....	90
RECOMENDACIONES .....	92
BIBLIOGRAFÍA .....	93
NOMENCLATURA.....	96
APÉNDICES .....	97
Apéndice A. Diseño y elaboración de la base de datos.....	97
Apéndice B. Descripción de las secciones donde se ingresan los parámetros de entrada para generar el <i>dataset</i> con el pre-procesador <i>Builder</i> .....	152
Apéndice C. Formato de los archivos especiales de extensión <i>.fhf</i> ( <i>Field History File</i> ) que contienen los datos de producción. ....	154

Apéndice D. Formato de los archivos especiales de extensión .fhf (*Field History File*) que contienen los datos de presión..... 155

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Longitud de celda para el grid 15x35x19.....	34
Tabla 3.2 Condiciones generales del modelo. ....	35
Tabla 3.3 Condiciones operacionales del modelo .....	36
Tabla 3.4 Propiedades del fluido .....	36
Tabla 3.5 Propiedades de la roca (homogénea) .....	36
Figura 3.5 Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo. ....	37
Tabla 3.6 <i>End points</i> para la curva de permeabilidad relativa del gas y el petróleo versus la saturación de gas .....	37
Tabla 3.7 Parámetros de estudio con sus respectivas unidades. ....	41
Tabla 3.8. Matriz de los parámetros evaluados. ....	41
Tabla 4.1 Descripción de los pozos en estudio.....	53
Tabla 4.2 Valores modificados en la Sgc y en las curvas de permeabilidad relativas. Escenario 4 .....	65
Tabla 4.3. Resumen de los resultados obtenidos mediante el análisis de Sobol:.....	79
Tabla 4.4. Valores óptimos de los parámetros del caso de mejor ajuste, representado por cada pozo.....	84

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 2.1 Localización y división de la Faja Petrolífera del Orinoco..... 5

Figura 2.2 Visualización de un pozo horizontal. Barberi, 1998 ..... 7

Figura 2.4 Matriz rocosa y espacio poroso. Halliburton, 2001..... 10

Figura 2.5 Representación de la Ley de Darcy. Rivera,2004 ..... 13

Figura 2. 6 Modelo capilar en sistema mojado por agua. Paris,2009..... 15

Figura 2.7 Permeabilidades relativas de un sistema agua-petróleo. Paris, 2009 ..... 16

Figura 2.8 Permeabilidades relativas de un sistema gas-petróleo. Paris, 2009..... 18

Figura 2.9. Relación gas-petróleo producido típica. Dake, 2011 ..... 20

Figura 3.1. Base de datos del histórico de producción..... 30

Figura 3.2 Malla utilizada en la simulación del caso base. (Vista 3D de *CMG*, 2019)..... 33

Figura 3.3 Vista j-k de la malla. (Vista 2D de *CMG*, 2019)..... 35

Figura 3.4 Curva de permeabilidad relativa petróleo-agua..... 36

Figura 3.5 Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo. .... 37

Figura 3.6 Formato de ingreso de los keywords modificados. .... 42

Figura 3.7 Parámetros y límites máximos y mínimos evaluados en el proceso de análisis de sensibilidad ..... 42

Figura 3.8 Funciones objetivos en el proceso de análisis de sensibilidad. *CMOST (CMG, 2019.1)*). ..... 43

Figura 3.9 Selección de la metodología utilizada en el proceso de análisis de sensibilidad..... 44

Figura 3.10 Función error global como función objetivo para el estudio de ajuste histórico ..... 45

Figura 3.11 Selección del tipo estudio y método de cálculo para Ajuste Histórico. .... 46

Figura 4.1 Comportamiento de Producción de los Pozos 0401, 0402, 0403 y 0405 de la Macolla 4. .... 49

Figura 4.2 Comportamiento de Producción de los Pozos 0406, 0407, 0408 y 0409 de la Macolla 4. .... 50

Figura 4.3 Comportamiento de Producción de los Pozos 0410, 0411, 0412 y 0413 de la Macolla 4. .... 51

Figura 4.4 Comportamiento de Producción de los Pozos 0414 y 0418 de la Macolla 4..... 52

Figura 4.5 Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0402..... 54

Figura 4.6 Comportamiento de la presión y RPM del pozo 0402. .... 54

Figura 4.7 Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0403..... 56

Figura 4.8 Comportamiento de presión y RPM del pozo 0403. .... 56

Figura 4.9 Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0407..... 58

Figura 4.10 Comportamiento de presión y RPM del pozo 0407.....	58
Figura 4.11 Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0408.....	60
Figura 4.12 Comportamiento de presión y RPM del pozo 0408.....	60
Figura 4.13. Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	61
Figura 4.14. Resultados de la tasa de petróleo con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	62
Figura 4.15. Resultados de la tasa de petróleo con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	62
Figura 4.16. Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	63
Figura 4.17. Resultados de la Presión de yacimiento con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	63
Figura 4.18. Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	65
Figura 4.19. Resultados de la Presión de yacimiento con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	65
Figura 4.20. Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	65
Figura 4.21. Resultados de la Presión de yacimiento con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.....	65
Figura 4.22. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402 .	66
Figura 4.23. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.....	67
Figura 4.24. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa del pozo 0402 .	67
Figura 4.25. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402 .	68
Figura 4.26. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.....	68
Figura 4.27. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa del pozo	69
Figura 4.28. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402	69

Figura 4.29. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.....	70
Figura 4.30. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402. ....	70
Figura 4.31. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402 . ....	71
Figura 4.32. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.....	71
Figura 4.33. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402. ....	72
Figura 4.34. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402 . ....	72
Figura 4.35. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.....	73
Figura 4.36. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402. ....	73
Figura 4.37. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402 . ....	74
Figura 4.38. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.....	74
Figura 4.39. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402. ....	75
Figura 4.40. Campos necesarios en el programa <i>CMOST</i> . ....	75
Figura 4.41. Finalización de la corrida en el programa <i>CMOST</i> .....	76
Figura 4.42 Porcentaje de efecto sobre la funciones objetivos.....	78
Figura 4.43 Finalización del Cotejo Histórico por pozo en el programa <i>CMOST</i> .....	81
Figura 4.45. Variaciones y mejor ajuste arrojado por <i>CMOST</i> para el pozo 0403. ....	83
Figura 4.46. Variaciones y mejor ajuste arrojado por <i>CMOST</i> para el pozo 0407. ....	83
Figura 4.47. Variaciones y mejor ajuste arrojado por <i>CMOST</i> para el pozo 0408.....	84
Figura 4.48. Resultados del mejor ajuste arrojado por <i>CMOST</i> para el pozo 0402. ....	85
Figura 4.49. Resultados del mejor ajuste arrojado por <i>CMOST</i> para el pozo 0403. ....	86
Figura 4.50. Resultados del mejor ajuste arrojado por <i>CMOST</i> para el pozo 0407.....	88
Figura 4.51. Resultados del mejor ajuste arrojado por <i>CMOST</i> para el pozo 0408_.....	89

## **INTRODUCCIÓN**

Actualmente existe un creciente interés económico asociado al combustible fósil, que trae como consecuencia el agotamiento de los recursos asociados a hidrocarburos livianos y medianos, por lo cual se persigue el aprovechamiento de recursos provenientes de yacimientos no tradicionales cuyas características suponen mayores retos para la producción, como lo son en este caso de estudio los asociados a sistemas roca- fluido conformados por arenas no consolidadas saturadas de crudo pesado y extrapesado. En el caso de Venezuela, estos crudos lo encontramos en yacimientos asociados a la acumulación gigante de la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual representa una de las reservas más grande a nivel mundial.

Una actividad común en las operaciones diarias de un ingeniero es estimar el comportamiento de producción de los pozos de petróleo. A partir de esta información se pueden plantear los diferentes esquemas de desarrollo de un campo, con el fin de evaluar los mismos, para determinar el proyecto óptimo y así diseñar el equipo de producción tanto de subsuelo como de superficie.

En los últimos años se ha incrementado la construcción de pozos horizontales e inclinados a nivel mundial, en búsqueda de optimizar la producción del reservorio, ya que estos pozos presentan numerosas ventajas en comparación con los verticales bajo ciertas condiciones. En Venezuela se ha venido incrementando la perforación de pozos horizontales debido a sus aplicaciones en la faja petrolífera del Orinoco (FPO) por la alta viscosidad del crudo.

La relación gas-petróleo de muchos de estos pozos ha incrementado por encima de los valores esperados causando fallas en la bomba de levantamiento artificial. Es por ello, que en la siguiente investigación se analizará mediante herramientas de simulación numérica de yacimientos, el comportamiento de la relación gas- petróleo (RGP) que permitan estudiar diferentes escenarios de producción, mediante la interpretación de principales problemas que se presentan en este tipo de pozos.

De esta manera se puede tener una base de ingeniería que permita definir las causas que afecta este comportamiento, corrigiendo así las fallas presentes, y visualizar posibles soluciones que permitan incrementar la vida del yacimiento y tener una recuperación óptima de las reservas, ya que una explotación con valores de RGP muy altos pueden causar daños irreversibles al recobro de los hidrocarburos.

Con la disminución acentuada de los precios del petróleo en la última década la producción de petróleo ha ido disminuyendo. Al mismo tiempo La industria ha tenido un declive en la dedicación de personal para la optimización de la producción de petróleo en Venezuela. Esto pude haber originado los problemas asociados a la excesiva producción de gas.

## CAPÍTULO I

### FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

#### **Planteamiento del Problema**

La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. El petróleo cuya gravedad es igual o menor a los 10 °API, se conocen como extrapesados, ultrapesados o súperpesados porque algunas veces son más densos que el agua. La acumulación más grande de petróleo que se conoce es la Faja Petrolífera del Orinoco, en Venezuela, la cual dispone de un petróleo en sitio de 300.878 millones de barriles de petróleo extrapesado, cuya gravedad está comprendida entre 6 y 12° API.

Este hecho reitera a Venezuela como uno de los países más importantes en el ámbito energético, que además se enlaza a esto la crítica situación de demanda a nivel mundial que crece cada día más, donde todavía el combustible fósil sigue siendo el recurso más accesible y rentable existente, colocando a la vista del mundo esta riqueza certificada con el fin de conseguir explotarla de la manera más apropiada y eficiente posible.

Las acumulaciones importantes de crudo pesado y viscoso, generalmente, ocurren a poca profundidad y en arenas o areniscas de alta porosidad y permeabilidad. Por otra parte, la muy alta viscosidad del crudo se debe a la combinación de su composición y la baja temperatura del yacimiento por la profundidad somera. Ambos factores inciden negativamente en la productividad. Evidentemente, a ese nivel de productividad y recordando que la presión inicial es baja debido a la profundidad, los pozos verticales pueden resultar sin atractivo.

económico o alrededor de tal clasificación. Por lo tanto, la utilidad de los pozos horizontales está en la mayor productividad que puedan dar bajo estas condiciones. Muchos de estos pozos horizontales de la FPO en la actualidad presentan un comportamiento irregular de la relación gas-petróleo debido a diversas causas. Esto ocasiona un incremento del flujo de gas en las bombas, generalmente bombas de cavidades progresivas, y a su vez, fallas en estos sistemas. También generan una disminución importante de la producción de petróleo. En este trabajo se analizarán estas causas y sus posibles consecuencias y correcciones.

### **Objetivo General**

Analizar el comportamiento de la relación gas-petróleo en pozos horizontales de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **Objetivos específicos**

- Identificar los problemas de los pozos horizontales en la FPO.
- Realizar un estado del arte del comportamiento de la producción y la relación gas líquido de dichos pozos.
- Evaluar el comportamiento de producción de gas de los pozos de la FPO
- Definir los parámetros relevantes en la producción de pozos horizontales.
- Generar la matriz de simulación con los pozos a modelar.
- Realizar cotejos históricos del comportamiento de la producción de petróleo y gas mediante simulación.
- Identificar causas de los problemas de alta producción de gas en estos pozos.

### **1.3 Alcance de la investigación**

El análisis del comportamiento de la relación gas- petróleo permitirá conocer las diferentes causas a los problemas asociados a la producción de gas, considerando parámetros relevantes en la producción de pozos horizontales. Por consiguiente, se validarán los datos disponibles de algunas macollas de Petromonagas, se construirá un modelo dinámico de

simulación de yacimientos para cotejar los históricos del comportamiento de la producción de petróleo y gas mediante simulación. Al final del proceso de simulación, se identificará las causas de los problemas de alta producción de gas en estos pozos.

#### **1.4 Justificación**

Actualmente existe gran interés en los pozos horizontales, debido principalmente a que éstos incrementan la producción en crudos de alta viscosidad para hacer rentable su producción. Esta investigación está dirigida a evaluar el comportamiento de la relación gas-petróleo, mediante la simulación numérica en pozos horizontales de la FPO, con la finalidad de identificar las causas de los problemas de alta producción de gas en estos pozos y con ello, poder interpretar y comprender las correcciones pertinentes, apuntando hacia una optimización de la productividad en el mismo.

#### **1.5 Limitaciones de la investigación**

En el modelo de simulación numérico se utilizarán datos obtenidos a partir de correlaciones existentes, tesis anteriores, libros y artículos técnicos.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

Los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, han sido objeto de investigación en los últimos años debido a la complejidad para la extracción del petróleo extrapesado. Se esperan altos factores de recuperación y altas tasas de producción inicial, lo que no se predice usando prácticas convencionales de caracterización y simulación.

El marco teórico o marco referencial es el producto de la revisión documental, bibliográfica y consiste en una recopilación de ideas, posturas de autores, conceptos y definiciones que sirven de base a la investigación por realizar (Arias, 2012).

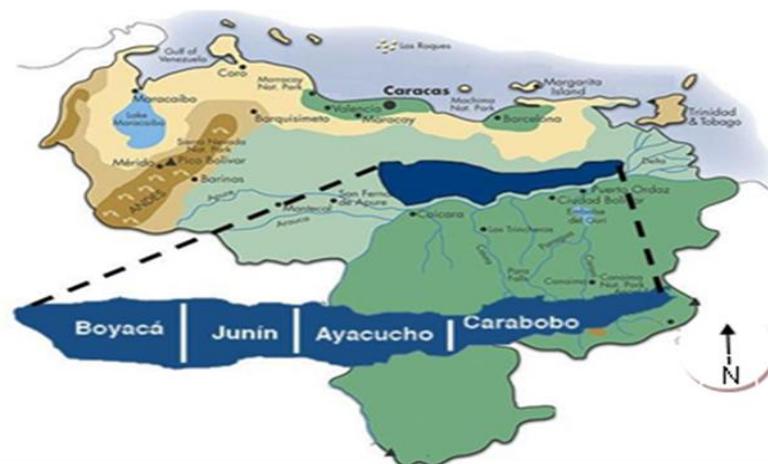
#### **2.1 Faja Petrolífera del Orinoco**

La faja Petrolífera del Orinoco tiene unos 700 kilómetros de largo y se extiende desde Tucupita, Delta Amacuro y atraviesa los estados Monagas, Anzoátegui y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 kilómetros y su área abarca unos 55.314 kilómetros cuadrados.

Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco ya que limita con este río. El delineamiento de su parte norte se fue construyendo desde mediados de los años treinta, a medida que el taladro exploraba la cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección este- oeste y viceversa hacia al sur. Una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos extrapesados y pesados es que las arenas son no consolidadas, es decir, que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí por lo tanto son bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad, pero al ser perforado, la pared del hoyo es bastante inestable y de requerirse tomar núcleos mediante métodos convencionales la operación es muy difícil de ejecutar. (Barberi, E, 1998).

El petróleo contenido en la Faja Petrolífera del Orinoco es principalmente considerado como extrapesado, es decir, con valores de gravedad API menores a 10°. Las propiedades petrofísicas y geológicas de las diferentes zonas difieren entre ellas, pero aun así es posible afirmar que la porosidad se encuentra en el rango del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcies. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras.

La Faja Petrolífera del Orinoco está dividida en cuatro zonas de exploración y producción: Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). El área actual en explotación es de 11.593 kilómetros cuadrados. En la figura 2.1 se muestra la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y su división.



**Figura 2.1** Localización y división de la Faja Petrolífera del Orinoco.  
Essenfeld y Barberii, 2006

## **2.2 Características Geológicas De La Faja Petrolífera Del Orinoco**

Los sedimentos de los horizontes productores de petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se caracterizan por ser en parte de un sistema que, mayormente tuvo su origen en los sedimentos precámbricos del sur de Venezuela. No presenta plegamientos importantes, sino deformaciones de poca magnitud que han dado origen a declives menores

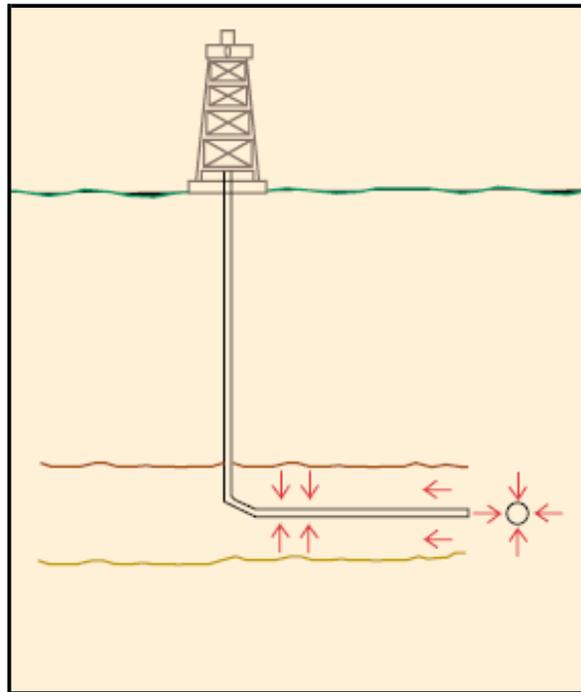
y que tienen su expresión en un homoclinal fallado con buzamiento suave, de 2 a 3 grados, hacia el Norte. Posee un potencial petrolífero de edad Cretácica y Terciario Superior, con ambientes de sedimentación poco profundos formados, principalmente, por procesos de transgresión y regresión. La secuencia de rocas sedimentarias reposa sobre un Basamento de origen ígneo- metamórfico de edad Precámbrica. (Cabrales Sergio, Jarohueh Jorge, 2011).

### **2.3 Pozos Horizontales**

Los pozos horizontales son perforados idealmente paralelos a los planos horizontales de un yacimiento de determinado espesor. Esta técnica se utiliza para aumentar el área de contacto del pozo con el yacimiento, lo cual conlleva a la optimización de la productividad y del recobro de reservas, tienen amplia aplicación en yacimientos que muestran alta permeabilidad vertical, o exhiben problemas de conificación de agua y/o gas. La figura 2.2 muestra la visualización de un pozo horizontal. La longitud de la sección horizontal dependerá de la extensión del yacimiento, del área que se estime drenar y las condiciones tanto de perforación como de producción. Generalmente esta sección no está cementada. (Barrios, 2011).

Los pozos horizontales pueden acelerar el proceso de recobro por segregación gravitacional, esto debe ser considerado cuando se planifica el desarrollo de un campo. Son utilizados para proyectos que requieren la inyección de fluidos, en donde existe una amplia área de drenaje y como consecuencia un aumento en la inyectividad, lo cual se traduce en un aumento en el recobro de las reservas.

El término “pozo horizontal” se refiere a pozos de 90 grados de inclinación con respecto a la vertical, pero también se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de desviación no menor de 86 grados. Este presenta una fractura de conductividad infinita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo. (Vogel, J.V, 1968).



**Figura 2.2** Visualización de un pozo horizontal. Barberi, 1998

### **2.3.1 Beneficios de los Pozos Horizontales.**

- Tienen mayor área de contacto con el yacimiento.
- Para igual caudal de producción, los pozos horizontales ocasionan menor caída de presión que uno vertical.
- El volumen de drenaje inducido por el pozo o sección horizontal es de tal configuración geométrica que los fluidos del yacimiento transitan menor distancia en llegar al pozo.
- Aprovechan mucho más la capacidad de transporte de fluidos ofrecida por el hoyo que en el caso vertical.
- Para producir la misma cantidad de petróleo; se necesitan menos pozos horizontales que verticales. Lo cual resulta en reducción de instalaciones de superficie, como locaciones, tuberías, entre otros.
- Incremento de la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación secundaria, debido a que brindan una distribución más uniforme del avance del frente desplazante, por lo que se espera aumente el recobro final de los yacimientos.
- Posibilidad de explotar yacimientos con bajos porcentajes de recobro de hidrocarburos.

- Altas tasas en comparación a los pozos verticales. Lo cual resulta en menor costo de operación por barril de petróleo producido.
- Aumenta la inyectividad, en caso de inyección de fluidos.
- Permiten llegar desde instalaciones terrestres a yacimientos cercanos ubicados en zonas marinas.

### **2.3.2 Limitaciones de los Pozos Horizontales**

- Generalmente con un sólo pozo horizontal se puede producir una arena a la vez. Si el yacimiento tiene múltiples zonas, espaciadas entre ellas con grandes espesores verticales, o grandes diferencias en permeabilidad, no es fácil drenar todas las capas usando solamente un pozo horizontal; se deben utilizar completaciones inteligentes con control de zonas en fondo.
- Altos costos en comparación a un pozo vertical, debido a que se requiere mayor tiempo de perforación y esto incrementa el riesgo a presentar problemas operacionales, además se aumenta la cantidad de tubería a utilizar.
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia del barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo.
- Requieren fluidos especiales y libres de sólidos durante la perforación para prevenir el daño a la formación, debido a las altas tasas de flujo presente.
- Dificulta la utilización de algunas de las herramientas de medición, como consecuencia de una trayectoria ondulada.
- Dificulta la implementación óptima de algunos mecanismos de producción convencional, como los balancines cerca de la formación productora.

### **2.3.3 Aplicaciones de los pozos horizontales**

Los pozos horizontales han sido utilizados en una gran variedad de aplicaciones de yacimiento, tales como: zonas delgadas, yacimientos naturalmente fracturados, reservorios con problemas de conificación de agua y gas, yacimientos de baja permeabilidad, reservorios de gas, yacimientos de petróleo pesado, invasión de agua y aplicaciones de

recuperación mejorada de petróleo (EOR). (Joshi, S.D, 2003). En el caso de la Faja Petrolífera se utiliza para incrementar el contacto con el yacimiento y así contrarrestar el efecto de la alta viscosidad del crudo.

## **2.4 Propiedades de la roca**

### **2.4.1 Porosidad**

Se define como la fracción del volumen total de la roca ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fraccional o decimal.

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Representa los volúmenes de petróleo y/o de gas que pueden estar presentes en un yacimiento petrolífero. Todas las operaciones de producción, y recuperación adicional de los hidrocarburos, se basan en su valor (Rivera, 2004).

Usualmente está definida como la relación del volumen poroso y el volumen total del medio (Ecuación 1):

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad \text{Ec (1)}$$

Donde:

$\emptyset$  = Porosidad

$V_p$  = Volumen de poroso

$V_t$  = Volumen total

$V_s$  = Volumen de sólidos

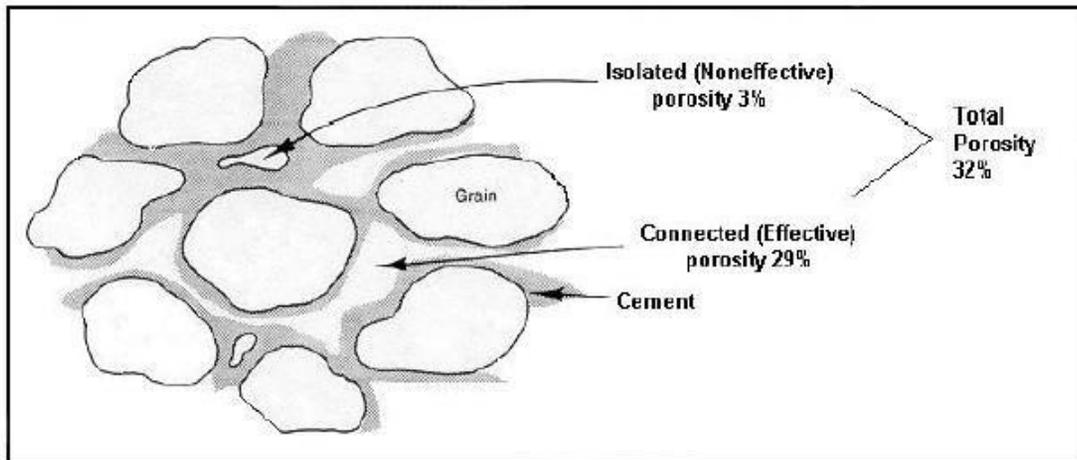


Figura 2.4 Matriz rocosa y espacio poroso. Halliburton, 2001

Existen diferentes tipos de porosidad que se clasifican de la siguiente manera:

- **Porosidad absoluta**

Es la relación que existe entre el espacio poroso total y el volumen bruto de la roca:

$$\phi_{abs} = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de granos}}{\text{Volumen total}}$$

Ec. (2)

- **Porosidad efectiva**

Es la relación entre el espacio poroso interconectado y el volumen total de la roca.

- **Porosidad no efectiva**

Relación entre la porosidad no interconectada y el volumen total de la roca, puede por lo tanto obtenerse mediante la diferencia entre la porosidad absoluta y la efectiva.

### 2.4.2 Saturación

La saturación es el porcentaje del volumen poroso ocupado por un determinado fluido (Parra, 2018), y está definido en la ecuación 3 como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100 = \%$$

Ec. (3)

Donde:

$S_{fluido}$  = Porcentaje del fluido que satura el espacio poroso

$V_f$  = Volumen del fluido dentro del espacio poroso

$V_p$  = Volumen poroso

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua tenemos que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec (4)}$$

Donde:

$S_w$  = Saturación de agua

$S_o$  = Saturación de petróleo

$S_g$  = Saturación de gas

- **Saturación irreducible ( $S_{wirr}$ )**

Se define como la máxima saturación de agua que permanece como fase discontinua en el medio poroso. La discontinuidad son regiones con agua separadas por zonas sin agua, es decir que están aisladas, de tal manera que a las condiciones necesarias el agua no puede fluir por el sistema cuando se aplican diferencias de presión (Parra, 2018).

- **Saturación residual ( $S_xr$ )**

La saturación residual de una fase, generalmente expresada como  $S_xr$ , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), representa la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. (Parra, 2018).

- **Saturación de petróleo residual (Sor)**

Se define como el petróleo que queda en la zona barrida después de un proceso de desplazamiento. El mecanismo de este atrapamiento depende de: la estructura de los poros en el medio poroso, las interacciones roca-fluido relacionadas con la mojabilidad, las interacciones fluido-fluido reflejadas en la tensión interfacial y la razón de movilidad. Este petróleo remanente no puede fluir debido a los efectos capilares que lo retienen en los poros. Por la existencia de: canales de flujo o poros de diferente tamaño, canales de flujo o poros de diferente permeabilidad o fuerzas capilares adversas. (Parra, 2018).

- **Saturación crítica de una fase (S<sub>xc</sub>)**

La saturación crítica de una fase, generalmente expresada como S<sub>xc</sub>, donde (x) indica la fase (petróleo, agua o gas), el cual corresponde a la mínima saturación requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento, es decir, indica la máxima saturación a la cual la permeabilidad relativa de dicha fase es cero. (Parra, 2018).

### **2.4.3 Permeabilidad**

Es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se puedan mover a través de la red de poros interconectados. Es un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento, ya que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso, no obstante, no existe una determinada relación de proporcionalidad entre porosidad y permeabilidad (Rivera, 2004). La permeabilidad se mide en unidades Darcy, en honor al ingeniero hidráulico francés Henry Darcy, quien formuló la ecuación que lleva su nombre, la cual dice: “la velocidad del flujo de un líquido a través del medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo” (ver figura 2.5). En la industria petrolera, las normas API para determinar la permeabilidad (K) de las rocas definen permeabilidad como “el régimen de flujo en mililitros por segundo de un fluido de 1 centipoise de viscosidad que pase a través de una sección de 1 cm<sup>2</sup> de roca, bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760mmHg) por centímetro cuadrado, y en condiciones de flujo viscoso” (Rivera, 2004).

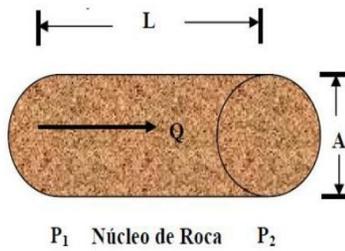


Figura 2.5 Representación de la Ley de Darcy. Rivera,2004

La permeabilidad (K) se representa de la siguiente manera (Ecuación 5):

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta p} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

K = Permeabilidad (Darcys).

$\mu$  = Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cP).

L = Distancia que recorre el fluido (cm).

A = Sección transversal (cm<sup>2</sup>).

$\Delta P = (P_2 - P_1)$  Diferencia de presión (atm).

Q = Tasa de producción (cm<sup>3</sup>/s).

#### 2.4.4 Tipos de permeabilidad

Existen tres tipos de permeabilidad: absoluta, efectiva y relativa (Sepúlveda, J., Escobar, F., 2005).

- **Permeabilidad absoluta:**

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

- **Permeabilidad efectiva:**

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, y por ende siempre las permeabilidades efectivas son menores

que la permeabilidad absoluta. Se representa por  $K_o$  (permeabilidad al crudo),  $K_w$  (permeabilidad al agua) y  $K_g$  (permeabilidad al gas).

- **Permeabilidad relativa:**

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo ( $S_{or}$ ) o a la saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) se tiene que  $k_f \approx k_{abs}$ . Si un 2-3 % de fase no mojante se introduce, esta se mete en los poros grandes y se obstaculiza el flujo de la mojante. Las permeabilidades de los fluidos que se pueden encontrar en un yacimiento son (Ecuación 6,7 y 8):

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Ec. (6)}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{Ec. (7)}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde:

$K$  = Permeabilidad absoluta

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa al petróleo

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa al agua

$K_{rg}$  = Permeabilidad relativa al gas

$K_o$  = Permeabilidad efectiva al petróleo

$K_w$  = Permeabilidad efectiva al agua

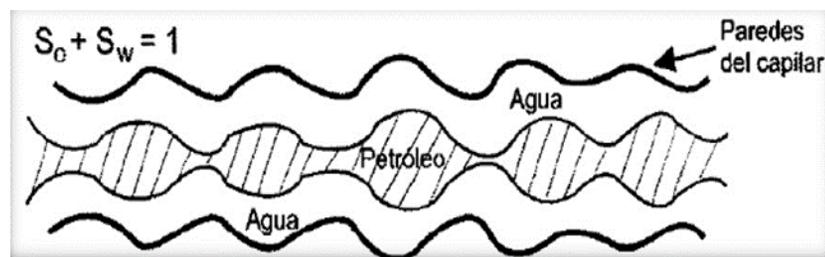
$K_g$  = Permeabilidad efectiva al gas

- **Permeabilidad a dos fases**

La existencia de dos o más fluidos en una roca porosa requiere de términos como presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad bien definida. Cuando solo existe un fluido, habrá solo un conjunto de fuerzas a ser considerada que es la atracción entre las rocas y el fluido. Cuando más de un fluido está presente, existen al menos tres fuerzas activas afectando la presión capilar y la movilidad. Es necesario considerar la fuerza interactuando en la interface de los fluidos inmiscibles que se encuentran en contacto. (Rivera, 2004).

La permeabilidad relativa se determina, por lo general, para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con agua connata inmóvil, y se representa gráficamente mediante un par de curvas comúnmente referidas como curva de permeabilidad relativa para la fase no mojante ( $K_{nm}$ ) y curva de permeabilidad relativa para la fase mojante ( $K_m$ ). Cuando una fase mojante y otra no mojante fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una de ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus características mojantes, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojante y la no mojante.

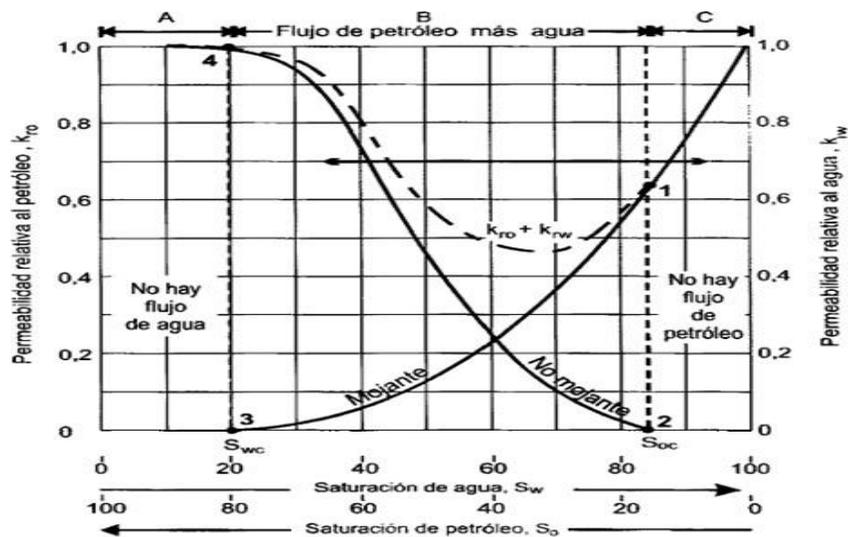
Si consideramos el modelo capilar mostrado en la figura 2.6 se observa que las fuerzas capilares hacen que la fase mojante se encuentre dentro del espacio poroso cercano a las paredes, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños. Estos canales no contribuyen al flujo, y por lo tanto, la presencia de saturaciones bajas de la fase mojante afectará la permeabilidad de la fase no mojante solo hasta cierto punto (Paris, 2009).



**Figura 2. 6** Modelo capilar en sistema mojado por agua. Paris,2009

Si la fase no mojante se localiza en la parte central, ocupa el espacio poroso más grande, contribuyendo así al flujo del fluido a través del yacimiento y, por lo tanto, las bajas saturaciones de la fase no mojante podrán reducir drásticamente la permeabilidad de la fase

mojante. La figura 2.7 presenta un par de curvas típicas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo, considerando el agua como la fase mojante



**Figura 2.7** Permeabilidades relativas de un sistema agua-petróleo. Paris, 2009  
En la figura anteriormente mostrada se ilustran cuatro puntos de interés:

- **Punto 1:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que una saturación pequeña de la fase no mojante reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojante. La razón de esto es que la fase no mojante ocupa los espacios de los poros más grandes, lo cual facilitará el flujo de dicha fase.

- **Punto 2:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que esta comienza a fluir a saturaciones relativamente bajas.

En el caso de que ésta sea petróleo, la saturación en este punto se denomina saturación de petróleo crítica ( $S_{oc}$ ).

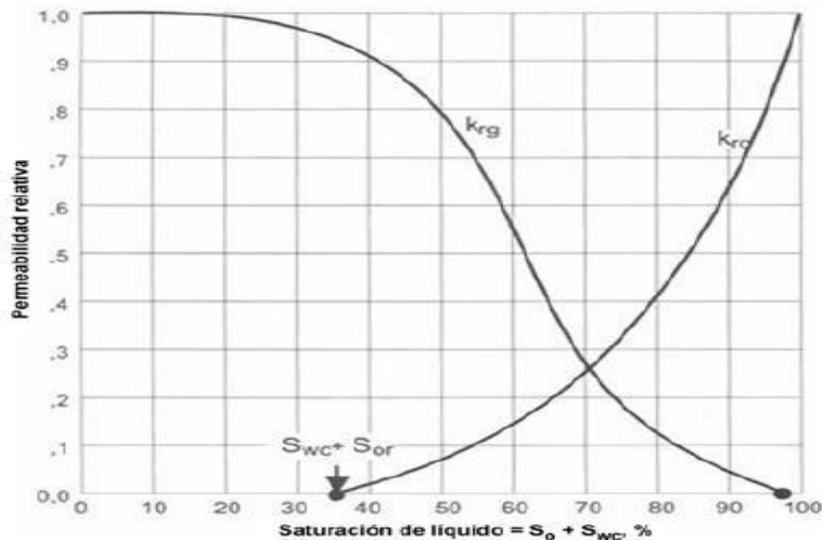
- **Punto 3:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que esta cesa de fluir a saturaciones relativamente grandes. Esto se debe a que dicha fase ocupa preferencialmente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en este punto se refiere como a saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) o saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) (ambos términos son intercambiables).

• **Punto 4:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que, a bajas saturaciones de la fase mojante, los cambios en la saturación de esta última tienen poco efecto en la magnitud de dicha curva. La razón es que, a bajas saturaciones, el fluido de la fase mojante ocupa los espacios porosos más pequeños y materialmente no contribuye al flujo, por lo tanto, al cambiar la saturación de éstos su efecto en el flujo de la fase no mojante es mínimo. Esto indica que una porción del espacio poroso disponible, aunque esté interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos. Este proceso puede visualizarse en reverso. En la figura anterior se ha considerado que la fase no mojante es el petróleo y la fase mojante es el agua. Las curvas mostradas, que son típicas para las fases mojante y no mojante, se pueden invertir para visualizar el comportamiento de un sistema donde el petróleo sea la fase mojante. (Paris, 2009).

Además, existen 3 regiones características, zona A, zona B y zona C reflejadas en la figura anterior:

- **Región A:** representa el valor de la saturación de agua que varía desde cero a la saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) o saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ), valor mínimo de saturación de agua que podemos encontrar en un yacimiento.
- **Región B:** varía entre la  $S_{wirr}$  y  $1 - S_{or}$ , mostrando la relación existente entre ambas fases, en esta zona la suma de la permeabilidad relativa al petróleo y la permeabilidad relativa al agua es menor que uno, ya que cuando hay dos fases inmiscibles en un medio poroso se obstaculizan el flujo entre ellas.
- **Región C:** representa la  $S_{or}$ , y muestra el petróleo que queda atrapado en la roca después de un flujo normal inmisible en un sistema agua/petróleo durante un proceso de desplazamiento.

Este comportamiento puede extrapolarse a un sistema gas-petróleo, donde el petróleo se comportará como la fase mojante y el gas como la no mojante.



**Figura 2.8** Permeabilidades relativas de un sistema gas-petróleo. Paris, 2009

A su vez, hay factores determinantes que ayudan a estudiar las curvas de permeabilidad relativa, uno de ellos es la saturación de la muestra, de ella depende si el proceso de desplazamiento será por drenaje o imbibición. En la figura 2.8 donde la fase mojante es el agua e inicia saturando la roca, los datos de permeabilidad relativa se obtendrán disminuyendo la saturación de la misma mientras fluye el fluido no mojante que en este caso es el petróleo, este proceso será llamado drenaje. Por el contrario, si los puntos de permeabilidad relativa se obtienen aumentando la saturación de agua, el proceso será llamado imbibición (Paris, 2009).

## 2.5 Curvas de permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad relativa representan de manera gráfica el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso. Se definen por parámetros físicos de la roca como: distribución del tamaño de grano, mineralogía de la roca, contenido y tipo de arcillas, parámetros de la interacción roca fluidos como tensión interfacial, presión capilar, mojabilidad, historia de saturación, entre otros.

Estos parámetros físicos se ven representados gráficamente por: la curvatura de las curvas, y la ubicación de los end-points.

### **2.5.1 End points:**

Los experimentos solo tienen sentido práctico entre los límites del rango de saturación en el cual los dos fluidos son móviles. Se denominan end-points ya que como se observa en la gráfica de la Figura 2.8, son los puntos finales de las curvas.

## **2.6 Relación Gas-Petróleo**

También conocida como GOR por sus siglas en inglés, es el resultado de dividir una cantidad de gas a condiciones normales por determinada cantidad de petróleo, también a condiciones normales. Generalmente se expresa en PCN/BN. Existen varios tipos de relación gas-petróleo). (Craft y Hawkins, 1977).

- **Relación Gas en Solución-Petróleo (RGsP, Rs)**

Gas en solución (a condiciones normales), generalmente en PCN, por unidad volumétrica de petróleo (a condiciones normales), generalmente BN. (Craft y Hawkins, 1977). Este valor viene determinado por análisis de pruebas PVT del crudo cuando está en su etapa inicial de producción. Generalmente coincide con la RPG de producción, también en las etapas iniciales de producción.

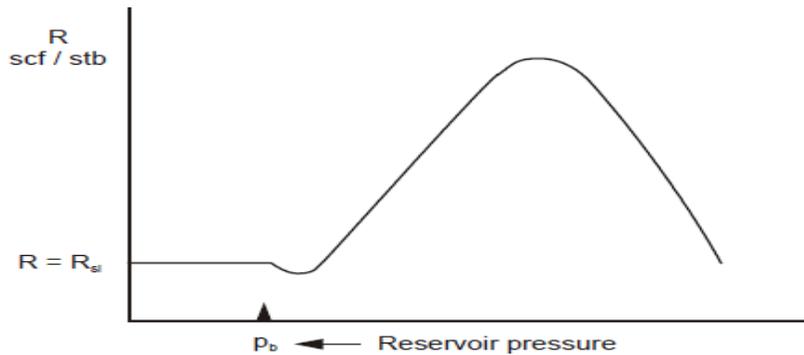
- **Relación Gas-Petróleo Instantánea (RGP, R)**

También se le conoce con el nombre de razón gas producido-petróleo o razón gas- petróleo de producción. Es la RGP producida (obtenida) en un momento dado (de allí el nombre de instantánea durante la vida de un yacimiento. Por lo tanto, es una cantidad que cambia constantemente. (Craft y Hawkins, 1977).

- **Relación Gas-Petróleo Acumulada (Rp)**

A veces denominada razón gas petróleo acumulativa. Es el resultado de dividir la cantidad de gas producida acumulada por la cantidad de petróleo producida acumulada, ambas a un mismo tiempo. (Craft y Hawkins, 1977).

En la figura 2.9 se representa el comportamiento de la Relación Gas-Petróleo Instantánea durante un agotamiento de presión “normal”. En este trabajo especial de grado se estudia este parámetro y su efecto en la producción de los crudos extrapesados.



**Figura 2.9.** Relación gas-petróleo producido típica. Dake, 2011

## 2.7 Simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos es una ciencia que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y la programación de computadores que permiten desarrollar herramientas para pronosticar el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación, con el fin de predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y lograr optimizar las condiciones operacionales para lograr el mejor factor de recobro.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos, consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acoplado con ecuaciones representativas al flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través de medios porosos. (Sepúlveda, J., Escobar, F., 2005).

### 2.7.1 Simulador de yacimientos

Un simulador de yacimientos es aquel que, mediante algoritmos matemáticos, soluciona numéricamente las distintas ecuaciones del modelo matemático que representan el yacimiento y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones (Fanchi, 1997).

### **2.7.2 Clasificación de los simuladores de yacimientos**

Debido a la necesidad de la industria petrolera en desarrollar procesos de recuperación más complejos, se han creado una serie de simuladores, los cuales pueden clasificarse en función a las características del yacimiento que se desea estudiar o el tipo del proceso físico que se desea reproducir. Estos pueden ser denominados de la siguiente manera: petróleo negro, composicional, térmico y químico.

- **Simuladores de petróleo negro**

Los simuladores de petróleo negro (Black oil) pueden modelar el flujo de fluidos en yacimientos donde se asume que la conservación de la masa coexiste en tres fases distintas: agua, petróleo y gas. Este tipo de simulador cuenta con mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de petróleo como: la expansión del sistema roca-fluido, desplazamiento, segregación gravitacional e imbibición.

(Sepúlveda, J., Escobar, F., 2005).

- **Simuladores composicionales**

Los modelos de simulación composicional se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no son factibles las suposiciones hechas en modelo de petróleo negro. En esta categoría se incluyen los yacimientos de gas y condensado con condensación retrógrada y los yacimientos de petróleo volátil, cuya composición varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y/o temperatura. Este tipo de simuladores supone en cambio, que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla formada por  $n$ -componentes. (Sepúlveda, J., Escobar, F., 2005).

- **Simuladores de procesos térmicos**

Este tipo de simulador es similar al composicional con la diferencia de que pueden modelar procesos no isotérmicos. Para ello deben utilizar una ecuación adicional para cuantificar la conversión de energía.

Este tipo de simulador es muy útil para la optimización de recobros en procesos térmicos (inyección alterna y continua de vapor, combustión en situ) y predicciones de campo o de cotejo de datos de laboratorio.

- **Simuladores de procesos químicos**

Este tipo de simuladores modelan el flujo de fluidos y el transporte de masa ocasionado por la dispersión, adsorción, fraccionamiento y comportamientos complejos de fase. Los modelos de flujo químico incluyen a los procesos de inyección de polímeros, geles, surfactantes y álcalis.

Los procesos químicos involucran interacciones complejas roca/ fluido como el intercambio iónico, la adsorción de los químicos en la roca, el flujo de tres o más fases y los esfuerzos viscosos de corte. (Velásquez, A, 2006).

Este tipo de simuladores deben ser considerados con un grado de complejidad bastante elevado ya que ellos pueden estudiar la interacción que existe entre los fluidos de tratamiento y los fluidos existentes en el yacimiento. (Sepúlveda, J., Escobar, F., 2005).

En el mismo orden de ideas, cabe destacar que el simulador *IMEX®*, *CMG* es la herramienta computacional mediante la cual se llevará a cabo los estudios pertinentes para lograr cumplir el objetivo principal de esta investigación, es importante definirlo, así como conocer su estructura y otros tópicos de interés relacionados con el mismo.

### **2.7.3 *IMEX®*, *CMG***

*CMG (Computer Modelling Group Ltd)* es un software de ingeniería y consultoría de empresa dedicada al desarrollo, venta y transferencia de tecnología de software de simulación de yacimientos. La empresa *CMG* empezó como una compañía destacada por su conocimiento sobre petróleo pesado, y expandió su experiencia en todos los aspectos del modelado de flujo. En los últimos 30 años, *CMG* se ha enfocado en el desarrollo y la entrega de las tecnologías de simulación de yacimientos que ayudan las compañías del petróleo y gas a determinar las capacidades de almacenamiento y llevar al máximo la recuperación potencial.

En la actualidad es común encontrar numerosos programas que cumplan una función similar o que se utilicen para un fin parecido. De esta forma, queda a juicio del usuario qué programa tiene que elegir para elaborar una tarea específica. Indudablemente no será lo mismo trabajar con un programa que con otro: su presentación, facilidad, complejidad e incluso costo monetario serán factores decisivos a la hora de determinar cuál se va a

emplear. En simulación de yacimientos son muchos los paquetes de simulación que se pueden elegir para llevar a cabo la compleja tarea de simular un yacimiento. Los programas que desarrolla *CMG* son: *Builder*, *STARS*, *GEM*, *WinProp*, *Results* y finalmente *IMEX*® que es quizás el más popular. *IMEX*® es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (*black oil*). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento y de recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado, así como el comportamiento de yacimientos fracturados.

Con *IMEX*® es posible modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos de modo que sea posible estar más cerca de lo que ocurre en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser introducidas como un dato o generadas como una respuesta por parte del programa.

Este simulador necesita los datos de entrada generados por el pre – procesador **Builder** para poder realizar las corridas de simulación.

- **Builder 2019.10**

*Builder* es un pre – procesador de la compañía *Computer Modelling Group*, que se utiliza para crear archivos de entrada de simulación para los simuladores *CMG*. *Builder* cubre todas las áreas de los datos de entrada, incluyendo crear e importar el mallado y sus propiedades, localizar pozos, importar datos de producción por pozos e importar o crear modelos de fluidos, propiedades de la roca – fluido y condiciones iniciales del yacimiento. A su vez, la plataforma contiene herramientas para la manipulación de la data, creando tablas a través de correlaciones y revisando los datos de entrada, de esta manera se puede visualizar y revisar la data antes de la corrida de simulación.

- **Results Graph 2019.10**

*Results Graph* es un post – procesador desarrollado por *Computer Modelling Group*, permite visualizar curvas en el tiempo de los resultados del proceso de simulación, estas curvas son cargadas a través de los archivos de salida generados por el simulador. Las curvas utilizadas más típicas versus tiempo son petróleo acumulado, gas acumulado, agua

acumulada, tasa de petróleo, tasa de gas y tasa de agua a condiciones normales.

- **Results 3D 2019.10**

Results 3D es un post – procesador que permite visualizar tanto en segunda como en tercera dimensión las propiedades del mallado y su variación en el tiempo a través del archivo de salida generado después del proceso de simulación. Fue desarrollado por la compañía *Computer Modelling Group*.

#### **2.7.4 Funciones de un simulador de yacimientos**

Básicamente la función de un simulador numérico de yacimientos es calcular a lo largo del tiempo saturaciones, presiones y de esa manera evaluar y predecir el comportamiento de un yacimiento. Para ello un simulador se fundamenta en ciertos aspectos:

- El yacimiento debe dividirse en un número finito de celdas.
- Los pozos están localizados parcial o totalmente en las celdas.
- Se proporcionan datos para cada celda, estos datos corresponden a propiedades básicas de la roca y de los fluidos.
- La producción de los pozos es suministrada en función del tiempo.
- El simulador básicamente calcula saturaciones, presiones y estima la producción de un pozo, y las ecuaciones que contiene están dispuestas para ello (Fanchi, 1997).

#### **2.7.5 Análisis de sensibilidad**

El análisis de sensibilidad es utilizado para determinar la variación de los resultados de la simulación cuando son usados diferentes valores en los parámetros de entrada, como las propiedades del yacimiento, con el fin de visualizar cuáles de esos parámetros tienen mayor influencia en las funciones objetivas definidas.

El análisis de sensibilidad utiliza un número limitado de corridas de simulación para determinar los parámetros que pueden ser alterados en estudios posteriores y el rango de valores en que pueden ser evaluados. La información obtenida es usada para apoyar el proceso de toma de decisiones en la planeación de estudios, como el ajuste histórico y optimización, los cuales requieren de un número mayor de corridas de simulación.

### **2.7.6 Cotejo Histórico**

El cotejo histórico consiste en simular el comportamiento pasado del yacimiento y compararlo con la simulación actual, esto permitirá identificar la debilidad en los datos, sugiere modificaciones que son necesarias para mejorar el modelo, y demuestra la calidad de la descripción del yacimiento que es eventualmente aceptado. Si los cambios que se hagan en el modelo para forzarlo a que simule el comportamiento histórico son consistentes con una descripción comprensiva y racional del yacimiento, este proceso de cotejo histórico puede ser especialmente útil y una técnica poderosa de descripción del yacimiento (Mattax y Dalton, 1990).

#### **Objetivos del Cotejo Histórico**

- En el ajuste histórico, se intenta reducir el error entre los resultados de simulación y la data medida en campo.
- Al hacer coincidir el modelo de simulación con el comportamiento histórico, tenemos más confianza en que el modelo podrá predecir el comportamiento futuro.
- Al crear un modelo de simulación, puede haber incertidumbre en los parámetros de entrada. Estos serán los parámetros que deben ajustarse cuando el historial coincida.

### **2.7.7 CMOST**

Es un software de *CMG* que trabaja en conjunto con los simuladores de yacimientos de *CMG*. Es una herramienta novedosa que combina técnicas avanzadas para el desarrollo de diseños experimentales, superficie de respuesta y modelos proxy entre otros. Se tiene que uno de los objetivos es incrementar significativamente el valor de la simulación de yacimientos, reducir drásticamente la duración de los estudios de yacimientos.

Dentro de las funcionalidades de *CMOST* están: análisis de sensibilidad, ajuste histórico, predicciones probabilísticas, optimización, análisis de incertidumbre y optimización robusta.

Archivos necesarios antes de ejecutar *CMOST*:

- Archivo base (.dat, .irf, .mrf)
- Archivo master (cmm, incluye los comandos para ejecutar *CMOST*)
- Archivo histórico, en el caso de ajuste histórico

## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo presenta en forma detallada el desarrollo de la metodología y las actividades llevadas a cabo para el cumplimiento de los objetivos de este Trabajo Especial de Grado. Arias (2004) expone que “la metodología del proyecto incluye el tipo de investigación, las técnicas y los procedimientos que serán utilizados para llevar a cabo la indagación. Es el “como” se realizará el estudio para responder al problema” (p.45).

#### 3.1 Tipo de investigación

Según Arias (1999), el tipo de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado. Según el autor, se clasifican de tres maneras:

- a) **Investigación documental:** es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos, provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.
- b) **Investigación de campo:** consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.
- c) **Investigación experimental:** consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

Para el Trabajo Especial de Grado se desarrolló una investigación del tipo experimental, debido a que, para alcanzar los objetivos propuestos, se pretende realizar análisis de sensibilidades de las distintas variables independientes, para evaluar qué efecto produce en la respuesta del mismo en términos de RGP, factor de recobro, entre otros (variable dependiente).

### **3.2 Nivel de la investigación**

Según Arias (1999), el nivel de la investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno. Según el autor, el nivel de investigación se clasifica de tres maneras:

- a) **Investigación exploratoria:** es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto.
- b) **Investigación descriptiva:** consiste en la caracterización de un hecho o fenómeno con la finalidad de establecer su estructura o comportamiento.
- c) **Investigación explicativa:** se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

El tipo de investigación que caracteriza a este trabajo es de tipo descriptiva, puesto que se pretende evaluar las características y resultados que establece el desarrollo de un sistema de yacimiento de roca no consolidada y crudo extrapesado, de acuerdo a los parámetros que más impacto tienen sobre la productividad de los pozos horizontales para poder caracterizar el comportamiento de la RGP.

### **3.3 Población y muestra**

Según Arias (1999) la población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación. La población objeto de estudio en esta investigación es un determinado yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco y datos de propiedades de los fluidos y petrofísicos típicos de la zona en estudio, sin embargo, las características de la FPO son similares en las diversas zonas de la Faja, dependientes principalmente de la profundidad de la zona productora, por lo que algunos resultados podrían extrapolarse a otras zonas.

Según Arias (1999) la muestra es un subconjunto representativo de un universo o población. Para el Trabajo Especial de Grado la muestra viene dada por datos de producción de unos 18 pozos para análisis estadísticos y unos 4 pozos característicos para análisis del sistema

de interacción roca-fluido con arena representativa de la faja y los fluidos asociados originalmente a ella.

### **3.4 Revisión bibliográfica y recopilación de información**

En esta etapa de la investigación se realizó una revisión exhaustiva de la bibliografía relacionada al comportamiento de RGP, donde se consultaron diferentes artículos técnicos, libros, trabajos especiales de grado, páginas web y publicaciones de la Sociedad de Ingeniero de Petróleo (SPE). Una vez recopilada dicha información se pudo enfocar la revisión bibliográfica en cuanto a la ubicación y descripción del área de estudio, características geológicas de la FPO, propiedades de los fluidos e interacción roca-fluido, así como definir antecedentes relacionados al trabajo, necesario para fundamentar una base teórica de todos los aspectos a desarrollar a lo largo de la investigación, que pudieran aportar mejoras que facilitarían el cumplimiento de los objetivos subsiguientes.

### **3.5 Definición de premisas para la selección de los pozos a evaluar en el yacimiento de estudio**

La selección de los pozos a evaluar estuvo determinada a la disposición de datos de cada pozo. De los 18 pozos que hacen parte del yacimiento, fueron seleccionados 4 pozos para la realización del estudio en base a tres razones; primero a la información disponible de estos pozos en cuanto a pruebas e históricos de producción, segundo se tomó como criterio que dichos pozos seleccionados presentarán alta producción de gas ( $Q_g$ ), de acuerdo a valores límites establecidos bajo criterios operacionales, tales como tasa de gas ( $Q_g$ )  $\geq$  300 MPCND, y relación gas-petróleo (RGP)  $\geq$  500 PCN/BN; y tercero se estableció que todos los pozos estuvieran completados en la misma arena.

### **3.6 Diseño y elaboración de la base de datos**

La etapa de revisión y recopilación de datos permitió crear la base de datos digitalizada, donde se clasificaron los datos de producción de las macollas disponibles, para luego organizar en una hoja de cálculo de Excel los archivos de interés. Se agrupó en un formato único, que hace sencillo y rápido el almacenamiento de los valores para cada una de la

fecha correspondiente. Parte de la información de la base de datos generada se muestra en la figura 3.1. (ver apéndice A)

Nombre Pozo (Operativo)	Fecha	RPM	Qo	Qg	RGP	Presión Estática
CGC 0402	12-dic-01	190	1.024	98	96	994
CGC 0402	3-ene-02	250	1.319	125	95	921
CGC 0402	5-ene-02	240	1.280	124	97	952
CGC 0402	9-feb-02	250	1.327	124	93	936
CGC 0402	20-mar-02	200	1.063	100	94	932
CGC 0402	1-abr-02	240	1.280	124	96	962
CGC 0402	7-abr-02	100	542	48	88	927
CGC 0402	11-abr-02	220	1.059	183	173	822
CGC 0402	26-abr-02	330	1.646	212	129	875
CGC 0402	9-jun-02	230	1.150	157	136	860
CGC 0402	21-ago-02	250	1.250	167	134	860
CGC 0402	2-sept-02	250	1.327	124	93	937
CGC 0402	4-oct-02	330	1.670	196	118	891
CGC 0402	20-oct-02	300	1.422	335	236	817
CGC 0402	12-nov-02	100	541	44	61	844
CGC 0402	4-abr-03	250	1.218	184	151	807
CGC 0402	4-may-03	230	1.071	202	189	806
CGC 0402	7-jun-03	210	958	206	215	796
CGC 0402	24-jun-03	210	974	189	194	805
CGC 0402	30-jul-03	180	817	182	223	793
CGC 0402	31-ago-03	180	821	195	228	791

**Figura 3.1.** Base de datos del histórico de producción

### 3.7 Estudio del comportamiento de producción de los pozos con alto RGP

A partir de los históricos de prueba, correspondientes a cada pozo el cual fue clasificada en la base de datos desde su inicio de producción, fue creado para cada uno de ellos mediante el uso de la herramienta Excel, un registro de los parámetros de velocidad de operación de la bomba (RPM), producción de crudo (Qo), relación gas/petróleo (RGP) y presión estática; dichos parámetros permitieron elaborar gráficos representativos, con el objetivo de observar el comportamiento de producción, determinar aquellos factores que posiblemente intervinieron en el comportamiento actual observado, y de esta manera estudiar la factibilidad de someter el pozo a un estudio de sensibilidades. Además de tomar en cuenta los resultados del análisis del monitoreo de las RPM, el cual son usados por parte del Dpto. de producción para tomar decisiones en cuanto al cambio de la producción de los pozos.

### **3.8 Metodología de Simulación**

#### **3.8.1 Selección del software de simulación**

El software empleado para el análisis de la relación gas-petróleo mediante simulación numérica fue el software *IMEX 2019.10* de la compañía *Computer Modelling Group, CMG*. *IMEX* es un simulador trifásico de aceite negro; que modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-aceite o agua-aceite-gas.

#### **3.8.2 Selección de los datos del modelo**

Basados en la información disponible en la industria para el proceso de análisis de la relación gas-petróleo se seleccionaron datos de interés para el estudio, con el fin de determinar las propiedades óptimas para la construcción del modelo de simulación. Adicionalmente se llegó a recopilar información de experiencias de campo y trabajos de simulación que puedan reforzar la selección de los datos. Las características principales de los fluidos a la presión actual del yacimiento serán obtenidas mediante las propiedades PVT ingresadas en el modelo del campo.

Estos datos fueron seleccionados teniendo en cuenta:

- Las diferentes experiencias obtenidas en simulación en los TEG de la Escuela de petróleo de la UCV.
- Datos coherentes y representativos de un determinado yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco, el cual contiene petróleo extrapesado.

#### **3.8.3 Construcción del modelo de simulación homogéneo**

La construcción de un modelo de simulación requiere en primera instancia establecer un caso base de simulación, que permita efectuar corridas de ajuste preliminares para analizar resultados previos obtenidos y de esta manera, corregir parámetros y propiedades que pueden haber sido mal seleccionados.

Para la elaboración de un modelo es necesario conocer las diferentes etapas, entre las cuales se encuentran: selección de propiedades petrofísicas, propiedades del fluido, geometría del modelo, restricciones operacionales de los pozos, entre otros. Con el fin de representar una

porción de un yacimiento homogéneo que permita evaluar el comportamiento de la RGP en los pozos horizontales.

El procedimiento que se llevó a cabo para construir el modelo de simulación fue el siguiente:

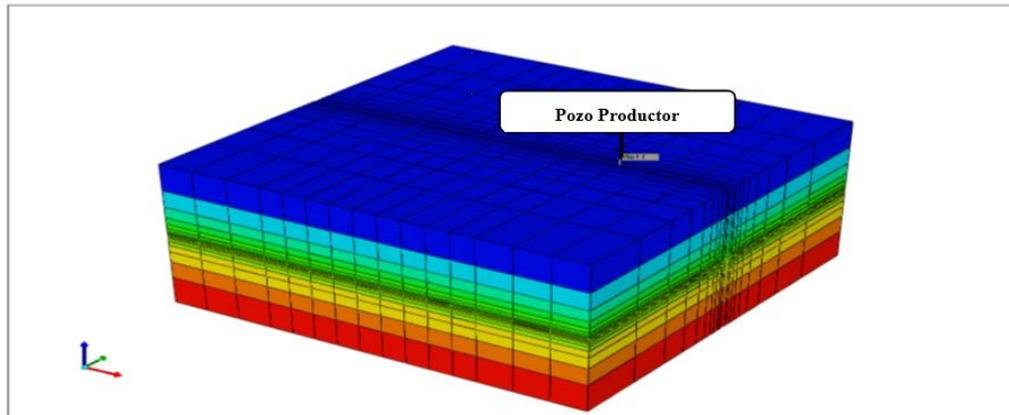
- **Selección de las grid de simulación:**

La selección del grid de simulación debe tener en cuenta los criterios de selección básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de corrida y evitar posibles errores que se puedan presentar en el balance de materia del yacimiento. Para esto se analiza la coherencia de los resultados obtenidos de diferentes casos de simulación previamente planteados, los porcentajes de variación entre ellos, y los tiempos de simulación de cada uno.

Para las dimensiones y el tamaño del grid de simulación se estableció un modelo general de 2700x2700x120 pies, distribuidas en 15x35x19 celdas en las direcciones i, j y k respectivamente, para un total de 9975 celdas y un espesor de 120 pies. Se planteó un enmallado cartesiano; este es un sistema simple, reducido y a que a su vez permite obtener resultados confiables.

- **Malla (Grid 15x35x19)**

En la **figura 3.2**, se puede observar el enmallado de 15x35x19 de diferentes dimensiones de celdas distribuido de tal modo que las zonas cercanas a los pozos presentan una mayor discretización y así es posible visualizar detalladamente el movimiento de los fluidos en el modelo.



**Figura 3.2** Malla utilizada en la simulación del caso base. (Vista 3D de CMG, 2019).

- **Refinamiento**

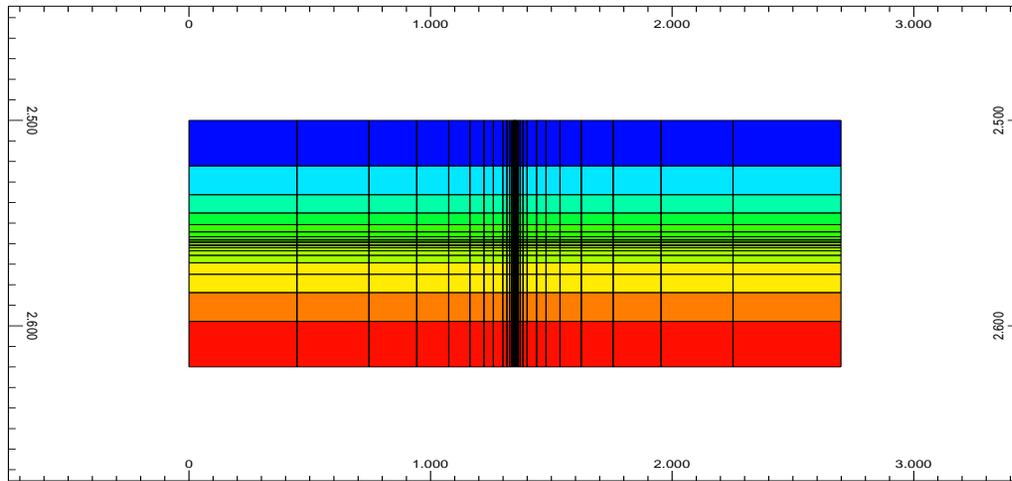
La malla posee un número de celdas de 9975, se decidió mantener constante dicho número y a cambio variar el espaciamiento entre celdas, de manera tal, que a medida que se esté más cerca del pozo el espaciamiento sea menor y viceversa, esto logrará modelar los cambios más bruscos en las propiedades de presión, saturación de fluidos, entre otros, con la finalidad de poder medir con mayor precisión esta serie de cambios.

Dado a que el pozo que será completado en la malla es de tipo horizontal y se hará en la dirección  $i$ , resulta importante realizar el ajuste de los espaciamientos sólo en las direcciones  $j$  y  $k$ .

El procedimiento para llevar a cabo el refinamiento del mallado se muestra a continuación: Para lograr esta distribución fue necesario establecer longitudes de celdas como se muestran en la tabla 3.1 respectivamente.

**Tabla 3.1** Longitud de celda para el grid 15x35x19

Número de celdas	Dimensiones (pies)		
	i	J	K
1	225	447	22.15
2	225	298	14.04
3	224	198	8.9
4	151	132	5.64
5	150	88	3.58
6	150	58	2.27
7	150	39	1.44
8	150	39	0.91
9	150	17	0.58
10	150	11.5	1
11	150	7.6	0.58
12	151	5.1	0.91
13	224	3	1.44
14	225	2.3	2.27
15	225	1.5	3.58
16		1	5.64
17		1	8.9
18		1	14.04
19		1	22.15
20		1	
21		1.5	
22		2.3	
23		3	
24		5.1	
25		7.6	
26		11.5	
27		17	
28		39	
29		39	
30		58	
31		88	
32		132	
33		198	
34		298	
35		447	



**Figura 3.3** Vista j-k de la malla. (Vista 2D de CMG, 2019).

- **Construcción del caso base de simulación:**

Se construye el caso base de acuerdo a desarrollos previos de modelado de yacimientos de la FPO realizados en la EIP (particularmente García & Martínez, 2008), el cual se basó en la completación de un único pozo horizontal con inclinación  $0^\circ$  en la mitad del yacimiento. Para la elaboración de este modelo se empleó criterios de enmallado y refinamiento expuesto anteriormente. Se introdujeron cada una de las propiedades de los fluidos que están presentes en el yacimiento. En donde las propiedades PVT usadas en el modelo de simulación, corresponden a las resultantes de un ajuste de las correlaciones de Standing, realizado con la información válida de fluidos consistentes y representativos del área de estudio.

Se procede a realizar corridas preliminares y se ajusta el modelo para efectuar sobre él el análisis de sensibilidad.

**Tabla 3.2** Condiciones generales del modelo.

Propiedad	Valor	Unidad
Profundidad del tope	2800	Pies
Presión inicial	1190	Psi
Espesor neto	120	Pies
Compresibilidad de la roca	8.2 e-6	1/psi
Temperatura de yacimiento	135	°F

**Tabla 3.3** Condiciones operacionales del modelo

Presión de fondo	100 psi
------------------	---------

**Tabla 3.4** Propiedades del fluido

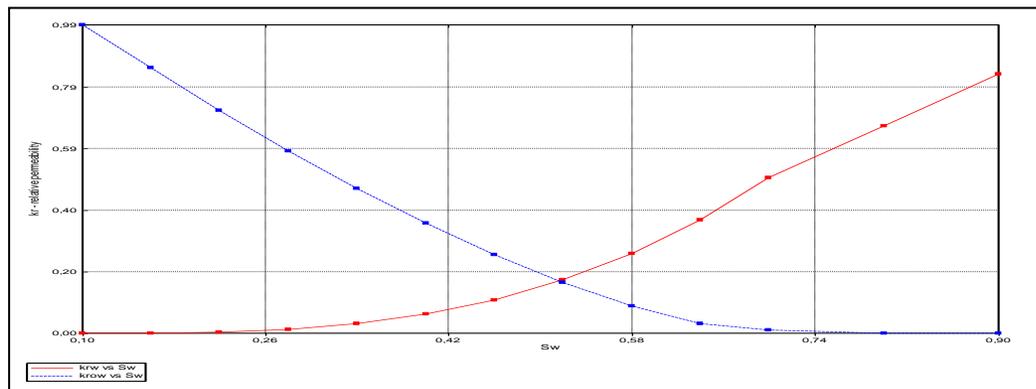
Propiedad	Valor	Unidad
Presión de burbuja	1200	Psi
Viscosidad del petróleo	2300	cP
Gravedad	8.5	API
Gravedad específica del gas	0.53	-
RGP inicial	80	PCN/BN

**Tabla 3.5** Propiedades de la roca (homogénea)

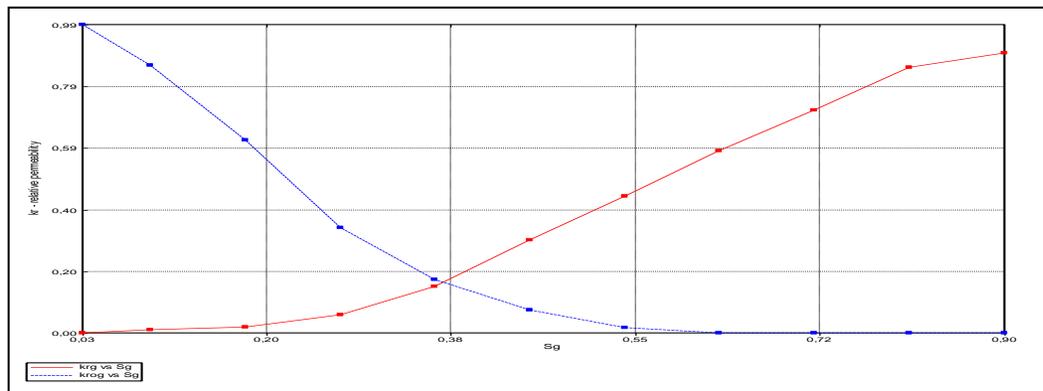
Propiedad	Valor	Unidad
Permeabilidad	10000	mD
Porosidad	30	%
Kv/Kh	0.8	-

### 3.9 Curvas de Permeabilidad Relativa

Las **figuras 3.4 y 3.5** muestran el comportamiento de las permeabilidades relativas usadas en el modelo de simulación. La figura 3.4 muestra la permeabilidad relativa del agua y el petróleo versus la saturación de agua. La figura 3.5 ilustra la permeabilidad relativa del gas y el petróleo versus la saturación de líquido, cuyos valores de *end points* son descritos en la tabla 3.6 respectivamente.



**Figura 3.4** Curva de permeabilidad relativa petróleo-agua.



**Figura 3.5** Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo.

**Tabla 3.6** End points para la curva de permeabilidad relativa del gas y el petróleo versus la saturación de gas.

Propiedad	Nombre del factor	Unidad	Valor
<b>Sorg</b>	Saturación residual de petróleo al gas	%	0.18
<b>Sgc</b>	Saturación de gas crítica	%	0.025
<b>Kro@Sgc</b>	Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc	%	0.99
<b>Krg@Sorg</b>	Permeabilidad relativa del gas a la Sor	%	0.9

### 3.10 Selección y definición de los parámetros

Antes de poder efectuar un estudio amplio en lo que respecta a los valores de entrada para un diseño experimental que pudiera posteriormente dar cabida a un proceso de análisis de sensibilidad, fue necesario hacer una búsqueda de los parámetros que más impacto tienen sobre la productividad de los pozos horizontales y al comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP).

Para esto se determinaron las variables de interés relacionadas con las propiedades de la roca y las propiedades roca-fluido, las cuales serán incluidas en el estudio de diseño de experimentos, y se mencionan a continuación:

De las variables relacionadas con las propiedades de la roca, se seleccionó la distribución de permeabilidades en dirección I y J ( $K_h$  y  $K_v$ ) y la relación de anisotropía ( $K_v/K_h$ ).

La relación de anisotropía del yacimiento es un factor clave cuando se trata de pozos horizontales, ya que tanto la permeabilidad horizontal como la vertical juegan un papel vital

en el flujo de fluidos de estos pozos, ésta es una de las razones de incluir este parámetro en la matriz de sensibilidades a estudiar.

Las variaciones de la presión del yacimiento en función de la producción de éste se encuentran directamente relacionada con el gas contenido en el mismo. De esta manera, el comportamiento de la presión promedio del yacimiento debe estar acompañada del correcto modelado del flujo de ambas fases en el medio poroso.

Por consiguiente, de las variables dinámicas a estudiar, se tomaron en consideración cuatro valores pertenecientes a los *end-points* de las curvas de permeabilidades relativas para un sistema gas- petróleo, las cuales son: saturación de gas crítica ( $S_{gc}$ ), saturación de petróleo residual al gas ( $S_{org}$ ), y las permeabilidades relativas a dichas saturaciones ( $K_{ro@S_{gc}}$  y  $(K_{rg@S_{org}})$ ). Los puntos extremos de saturación para un sistema gas-petróleo en el que se incluyen saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ) y saturación de gas crítica ( $S_{gc}$ ), identifican el límite de saturación en que una fase deja de comportarse de manera estática para presentar movilidad dentro del sistema poral. Dichos puntos extremos, particularmente la saturación residual de petróleo, juegan un rol principal en la evaluación de las eficiencias de desplazamiento, por tal sentido fueron seleccionados como variable de estudio.

### **3.11 Ajuste y ejecución de las propiedades del modelo de simulación, proceso del análisis de sensibilidad (AS) y cotejo histórico (CH) de los datos experimentales.**

Luego de haber recolectado la información derivada de las etapas anteriores, se procedió al montaje del modelo de simulación numérica, usando la interfaz del pre-procesador Builder, ingresando los parámetros requeridos en las secciones respectivas para construir el dataset, cuya descripción aparece en el apéndice B, y realizar las corridas con el simulador IMEX (CMG, 2019.1), para luego de inicializarlo, comenzar con el análisis de sensibilidades y posteriormente el cotejo histórico.

Se creó el modelo con un mallado cartesiano homogéneo, con un pozo horizontal ubicado en la parte central del área de estudio con propiedades homogéneas, luego se realizó un refinamiento manual, manteniendo el número total de celdas. Se ingresaron las propiedades del yacimiento tales como, presión de referencia, temperatura de yacimiento, presión de fondo fluyente, tasa de producción y las propiedades del fluido como la relación gas-

petróleo, gravedad específica del gas, viscosidad del petróleo, gravedad API; y las demás propiedades requeridas en las secciones de la interfaz del pre-procesador Builder, con lo que se logró la inicialización del modelo.

Cabe acotar que, para la ejecución del modelo, se estableció la presión de fondo en 100 lpc, como restricción, mientras se reproducía la tasa de petróleo real producido.

### **3.11.1 Proceso del Análisis de Sensibilidad a través de Builder *IMEX* (CMG, 2019.1)**

Una vez establecido el modelo base de simulación, se efectúan corridas adicionales, variando un parámetro a la vez, de tal manera que se pueda identificar cuáles de ellos tienen un mayor efecto en el objetivo planteado.

- **Con respecto a los End points:**

Para estudiar el efecto de estos parámetros, se procedió a mover una variable a la vez en la tabla de permeabilidad relativa gas-petróleo, para ir ajustando las curvas y esta manera hacerlas “continuas y homogéneas”. Se asignaron valores a la Sgc generando 3 escenarios diferentes y escogiendo escenario más preciso. Luego se llevó a cabo la variación de valores de la Krg hasta obtener el escenario más ajustado.

- **Con respecto a las permeabilidades direccionales:**

Para llevar a cabo el análisis del efecto de la permeabilidad en el modelo base, fue necesario dividir el estudio en tres partes:

1. Permeabilidad horizontal (Kh) constante y permeabilidad vertical (Kv) variable.
2. Permeabilidad vertical (Kv) constante y permeabilidad horizontal (Kh) variable.
3. Relación de permeabilidades (Kv/Kh) variable.

#### **1. Permeabilidad horizontal (Kh) constante y permeabilidad vertical (Kv) variable.**

Con base a los resultados anteriores, se decidió tomar el último escenario, en donde se mantuvo constante la permeabilidad horizontal, con un valor de 10000 mD y a su vez se realizaron corridas para diferentes valores de permeabilidad vertical (8000, 5000 y 3000 mD).

#### **2. Permeabilidad vertical (Kv) constante y permeabilidad horizontal (Kh) variable.**

Con el fin de estudiar el efecto de la variación de la permeabilidad horizontal en la relación

gas-petróleo, se realizaron corridas de simulación para cada uno de los siguientes valores de Kh: 15000, 8000 mD y se mantuvo constante el valor de Kv en 3000 mD.

### **3. Relación de permeabilidades (Kv/Kh) variable.**

Se fijó el escenario obtenido previamente, con una permeabilidad horizontal de 10000mD y una permeabilidad vertical de 3000mD y se comenzó a variar la relación de (Kv/Kh) con el valor de: 0.5.

#### **3.11.2 Proceso del Análisis de Sensibilidad a través de *CMOST*.**

Se realizó el (AS) de los resultados de salida del modelo de simulación con la aplicación *CMOST*, donde se sensibilizaron los parámetros de entrada que ajustan el comportamiento de los datos histórico.

Una vez introducidos en *CMOST* los valores descritos en la **tabla 3.7**, a través del archivo .dat que genera la simulación numérica, fueron modificados con ayuda de cEDIT, el cual es una herramienta de visualización y edición de archivos de datos (.dat). Recordando que los valores de una propiedad pueden ser modificados usando la palabra clave (keywords) según el parámetro a estudiar. En la **figura 3.6** se muestra el formato de ingreso de los keywords modificados y los multiplicadores aplicados.

Para realizar el análisis de sensibilidad de estas variables, se procedió a definir un margen de variación de 25% por debajo y por encima del valor ya prescrito, para los parámetros de: Multiplicador Permeabilidad I, Multiplicador Permeabilidad J y la Anisotropía. Para los últimos parámetros expuestos (ver **tabla 3.7**), se determinó un margen de 5% por debajo y por encima del valor predeterminado, para la Saturación de gas crítica, Saturación de petróleo residual al gas, Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc y la Permeabilidad relativa del gas a la Sor (ver **figura 3.7**). En la **tabla 3.8**, muestra la matriz de simulación establecida.

Cabe acotar que estos límites fueron asignados tomando en cuenta investigaciones anteriores (Cambas, 2015), y la revisión bibliográfica de artículos que tratan sobre las características de los yacimientos pertenecientes al área de estudio.

Después de haber adicionado los parámetros y los rangos correspondientes, fue necesario definir la relación gas-petróleo (RGP), producción acumulada de gas (Acum\_Gas), tasa de petróleo (Tasa\_petróleo) y la presión del yacimiento (Presión\_yac) como Función Objetivo en *CMOST* (ver **figura 3.8**), para las cuales se evaluó el efecto de los parámetros seleccionados. A finalizar el AS, se determinó cuales parámetros se deberían considerar en el cotejo histórico.

**Tabla 3.7** Parámetros de estudio con sus respectivas unidades.

Identificador (ID)	Nombre del parámetro	Unidad
MULT_PERMI	Multiplicador Permeabilidad I	mD
MULT_PERMJ	Multiplicador Permeabilidad J	mD
RELACION_KvKh	Anisotropía	adim
SGC	Saturación de gas crítica	%
SORG	Saturación de petróleo residual al gas	%
Kro@Sgc	Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc	%
Krg@Sorg	Permeabilidad relativa del gas a la Sor	%

**Tabla 3.8.** Matriz de los parámetros evaluados.

Identificador (ID)	Nombre del parámetro	Unidad	Modelo	Límite mínimo	Límite máximo
MULT_PERMI	Multiplicador Permeabilidad I	mD	1.0	0.6	1.2
MULT_PERMJ	Multiplicador Permeabilidad J	mD	1.0	0.6	1.2
RELACION_KvKh	Anisotropía	adim	0.8	0.45	1
SGCRIT	Saturación de gas crítica	%	0.025	0.02	0.04
SORG	Saturación de petróleo residual al gas	%	0.18	0.15	0.2
KROG Kro@Sgc	Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc	%	0.99	0.8	0.99
KRG Krg@Sorg	Permeabilidad relativa del gas a la Sor	%	0.9	0.8	0.9

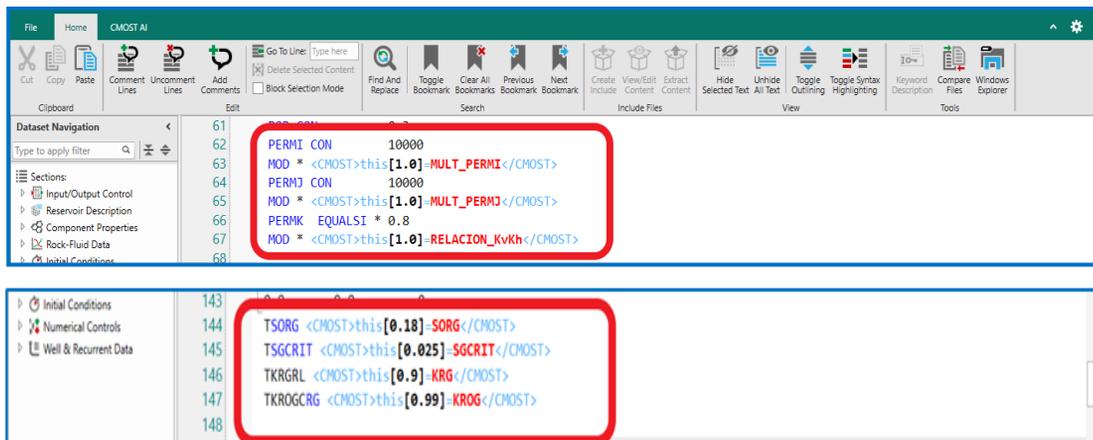


Figura 3.6 Formato de ingreso de los keywords modificados. cEDIT, *CMOST* (CMG, 2019.1)).

El significado de cada Keyword es el siguiente:

- TSORG: Saturación de petróleo residual al gas.
- TSGCRIT: Saturación de gas crítica.
- TKRGRL: Permeabilidad relativa del gas a la Sor.
- TKROGCRG: Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc.
- MOD: Modificador de parámetros.

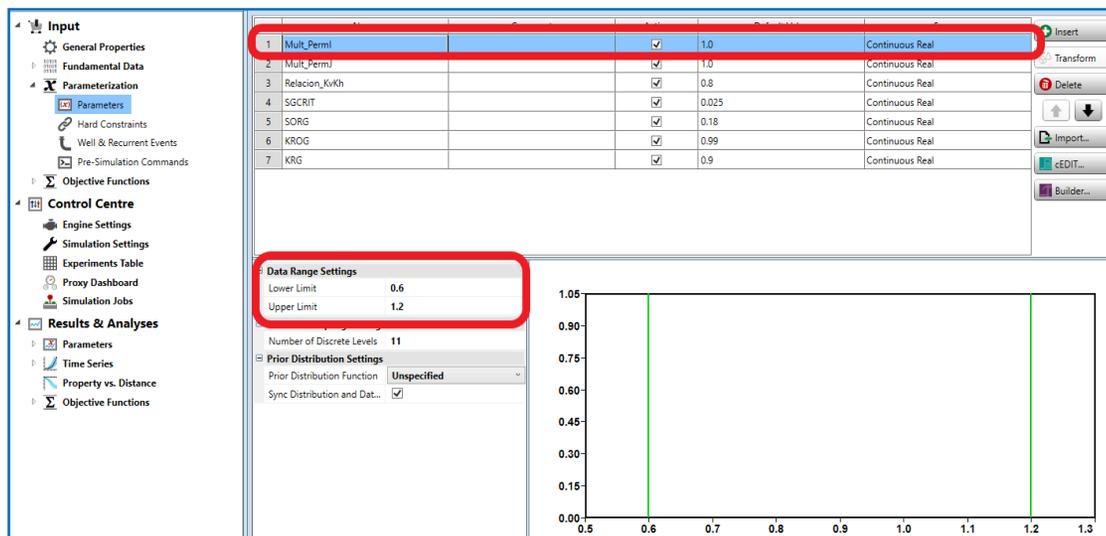
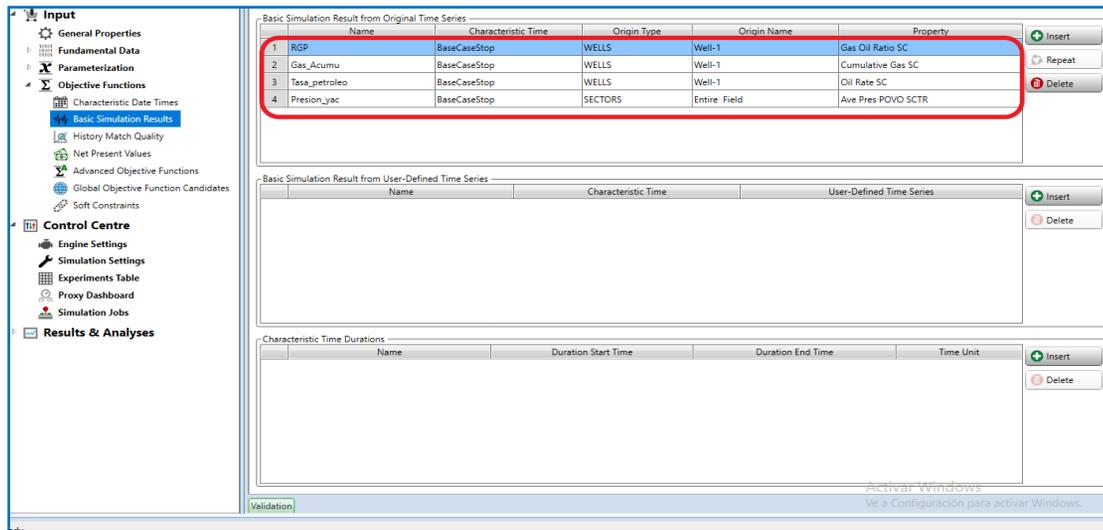


Figura 3.7 Parámetros y límites máximos y mínimos evaluados en el proceso de análisis de sensibilidad. *CMOST* (CMG, 2019.1)).



**Figura 3.8** Funciones objetivos en el proceso de análisis de sensibilidad. *CMOST* (CMG, 2019.1)).

### 3.11.3 Metodología del Análisis de Sensibilidad

Se debe tener en cuenta las metodologías disponibles en la aplicación *CMOST* para el proceso de análisis de sensibilidad, el cual consta de dos métodos:

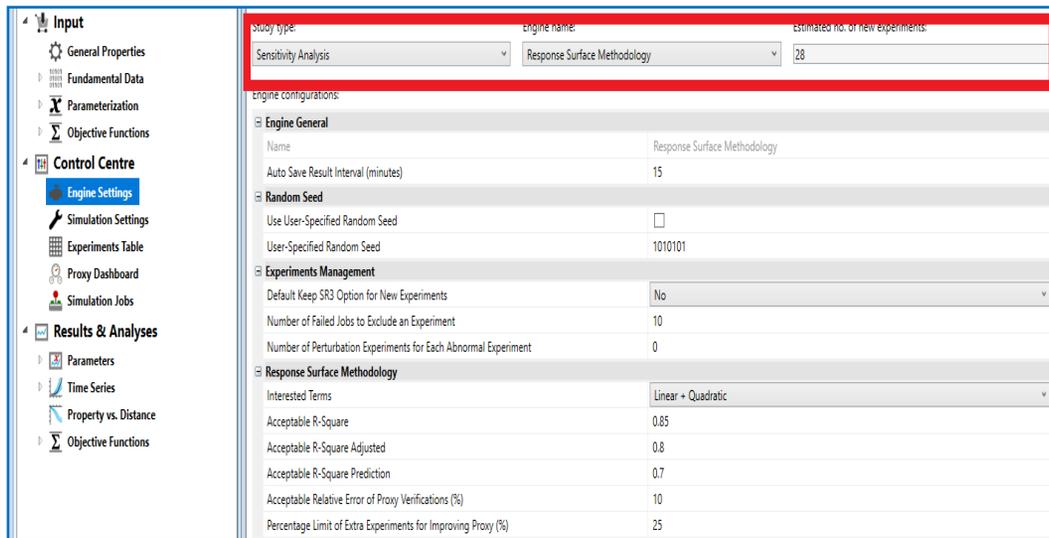
- **Un parámetro a la vez (OPAAT)**

Cada parámetro se analiza de forma independiente mientras que los parámetros restantes se fijan en su valor de referencia.

- **Superficie de Respuesta**

Múltiples parámetros son ajustados en conjunto y luego los resultados se analizan ajustando una superficie de respuesta (ecuación polinómica) a los resultados.

Para este caso se seleccionó como método de cálculo, la metodología de superficie de respuesta. En la **figura 3.9**, se observa el método seleccionado (*Response Surface Methodology*) y el número de experimentos estimados a realizar, según sea el caso a estudiar.



**Figura 3.9** Selección de la metodología utilizada en el proceso de análisis de sensibilidad. *CMOST (CMG, 2019.1)*.

### 3.11.4 Proceso de Cotejo Histórico (*History Match*)

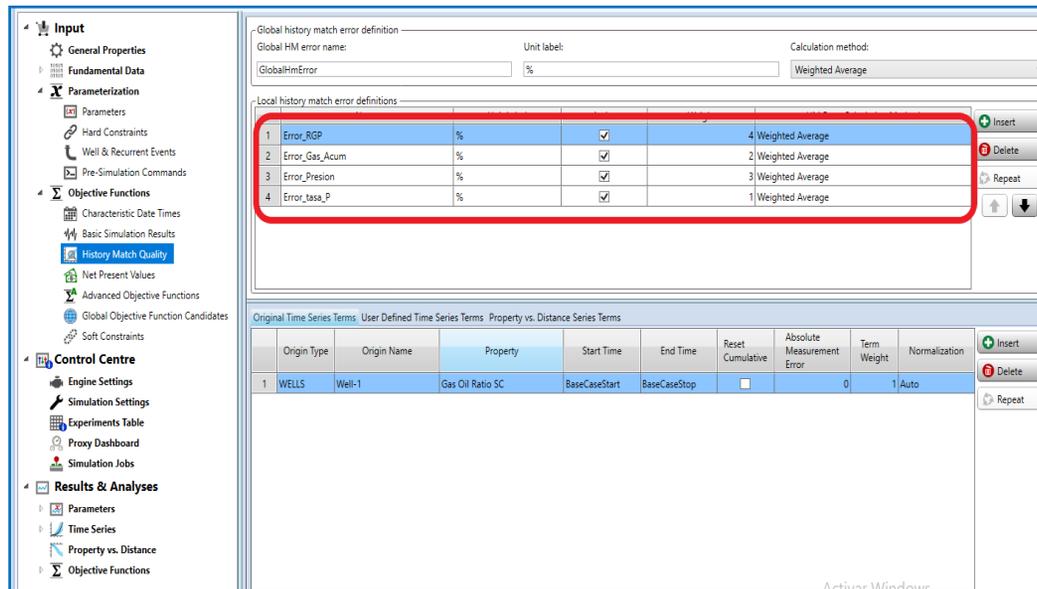
Esta fase consistió en emplear la aplicación *CMOST* para realizar el cotejo de los resultados de la simulación con los datos históricos del campo. Inicialmente este proceso se hizo manualmente durante unas 6 semanas obteniendo resultados aceptables. Sin embargo, el software usado dispone de una herramienta específicamente con ese fin y se esperan resultados más eficientes.

Los datos medidos utilizados para hacer coincidir el modelo de simulación con el comportamiento histórico son: la relación gas-petróleo (RGP), producción acumulada de gas, tasa de petróleo y la presión del yacimiento, cuyos datos fueron introducidos en los archivos de extensión .fhf (field history file), de acuerdo al formato admitido por el post-procesador Results Graph (**ver apéndice C y D**), a fin de validar la corrida del modelo de simulación y obtener el menor porcentaje de error en el ajuste.

Como punto de partida para el estudio de cotejo histórico, fueron utilizados los resultados del análisis de sensibilidad realizado por la herramienta *CMOST* previamente, cuyas variables de mayor efecto serán estudiadas en *CMOST*, para lograr el ajuste histórico del yacimiento.

### 3.11.5 Adicionando nuevas funciones Objetivos

Para el ajuste histórico se agregó una función objetivo global (*GlobalHmError*), la cual estará formada por los términos: Relación gas-petróleo (*Error\_RGP*), Acumulado de gas (*Error\_Gas\_Acum*), Presión del yacimiento (*Error\_Presion*), y Tasa de Petróleo (*Error\_tasa\_P*). Ver **figura 3.10**.



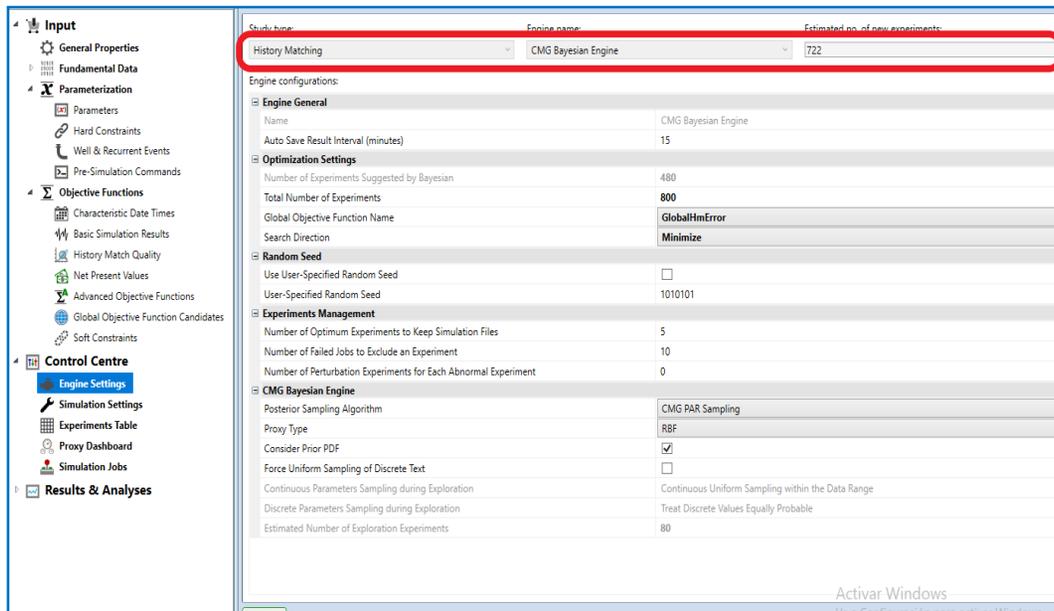
**Figura 3.10** Función error global como función objetivo para el estudio de ajuste histórico. *CMOST (CMG, 2019.1)*.

### 3.11.6 Alterando el Tipo de Estudio Para Cotejo Histórico

En esta sección se cambió el tipo de estudio a realizar, donde se seleccionó “History Matching” y como método (motor) de cálculo “*CMG Bayesian Engine*”, el cual admite un estimado número de experimentos por estudio (ver **figura 3.11**). El motor bayesiano *CMG* utiliza el teorema de Bayes (**Ecuación 9**), para definir una función de densidad de probabilidad posterior (PDF) que representa la incertidumbre del pronóstico del modelo al incorporar el desajuste entre los resultados de simulación y los datos de producción medidos.

$$P(model | data) = P(model) \frac{P(data | model)}{P(data)}$$

Ec. (9)



**Figura 3.11** Selección del tipo estudio y método de cálculo para Ajuste Histórico. *CMOST* (CMG, 2019.1).

### 3.11.7 Error del Cotejo Histórico

En las ecuaciones (10) y (11), muestran el cálculo de la función error utilizado por *CMOST* para el estudio de Ajuste Histórico. Su solución consiste en:

- Para cada punto de datos medidos, calculan la diferencia entre la simulación y el resultado medido.
- Se eleva al cuadrado para hacerlos positivos.
- Se realiza la sumatoria de todos los puntos en todo momento.
- Se divide por el número de medidas para obtener el cuadrado promedio.
- Se calcula la raíz cuadrada para obtener un error promedio.

$$\text{Error} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{Nt} (Y_t^s - Y_t^m)^2}{Nt}}$$

simuladas                      medidas  
Número de Medidas

Ec. (10)

Para la ecuación (11), *CMOST* aplica un procedimiento similar, pero calcula un error normalizado para comparar términos con diferentes unidades, el cual lo hace dividiendo por la diferencia máxima de valores medidos.

$$\text{Error} = \frac{\sqrt{\sum_{t=1}^{Nt} (Y_t^s - Y_t^m)^2}}{Nt} + 4 M \text{ error}$$

**$\Delta Y^m$**   
Diferencia máxima**Error de medición**

Ec. (11)

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se describen los resultados obtenidos en la evaluación del yacimiento, cumpliendo con los objetivos planteados al inicio de dicho Trabajo Especial de Grado. Se estudió el comportamiento de la productividad de 4 pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco, con alta producción de gas, así como también el análisis de los posibles parámetros que puedan estar afectando la productividad de los pozos horizontales en el yacimiento. El modelo de simulación construido intenta emular las características de la sección del yacimiento estudiado para tratar de reproducir su historia de producción.

#### **4.1 Revisión y recopilación de información**

Durante la revisión y recopilación de información, se localizó un análisis PVT realizado con muestras de fluidos de los pozos de interés; se creó un archivo de datos de producción promedio del cual se tomó la información necesaria para poder promediar el comportamiento de producción del yacimiento; y un archivo de pruebas realizadas a cada uno de los pozos, de la cual se tomaron los valores de RPM promedio de las bombas. A continuación, se hará una descripción del comportamiento de producción promedio de la Macolla 4 y de los pozos 0402, 0403, 0407 y 0408.

##### **4.1.1 Comportamiento histórico general de los pozos de la Macolla 4**

A continuación, se describen los pozos de la Macolla 4. La base de datos con la que se construyeron las curvas del comportamiento de los parámetros de producción se encuentra en el apéndice A.

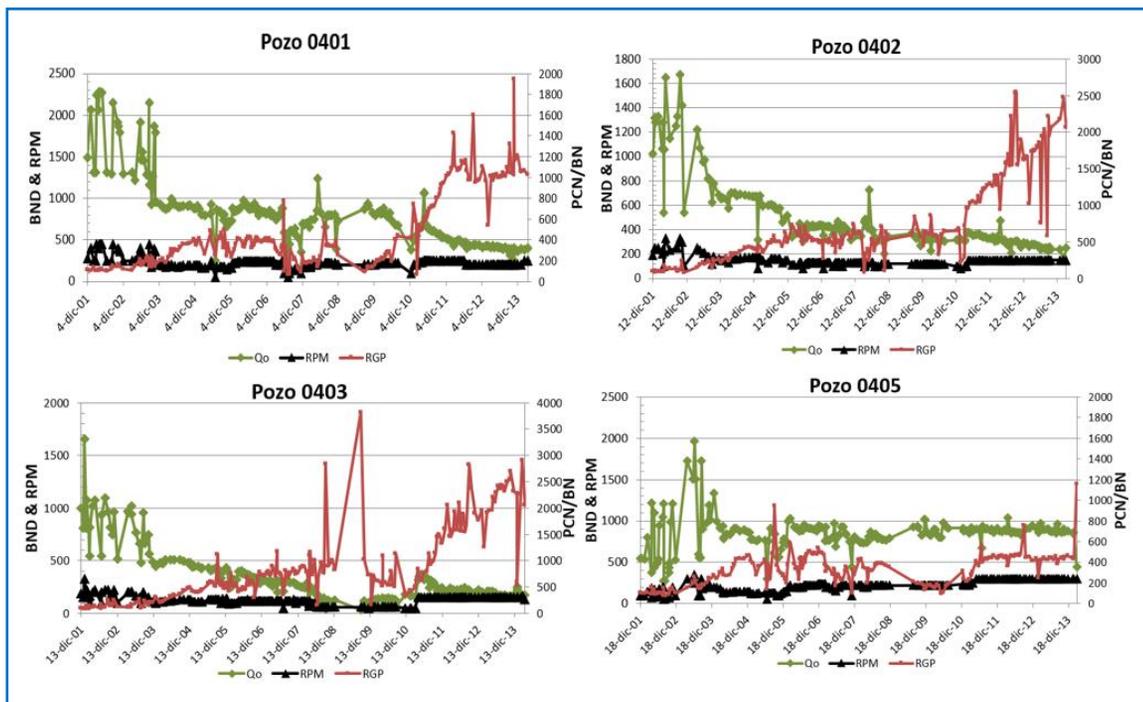
Se aprecia el pozo 0401 (figura superior izquierda), muy buen productor, más de 1500 BND por varios años. La RGP fue aumentando hasta llegar alrededor de 500 PCN/BN (2006). Las RPM se bajaron de 250 a 150 en el año 2007 y la RGP disminuyó a menos de 200 PCN/BN. En el año 2008 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 80 PCN/BN. Sin embargo, la RGP fue aumentando hasta llegar a 1000 PCN/BN aproximadamente, con una producción final (2014) de 400 BND. En la figura 4.1, se

muestra el comportamiento de la producción de petróleo ( $Q_o$ ), las revoluciones por minutos de las bombas (RPM) y la relación gas-petróleo (RGP). Esta última es vista en el eje vertical secundario.

El pozo 0402, muy buen productor, más de 1500 BND por varios años. La RGP fue aumentando hasta llegar a 500 PCN/BN (2005). Las RPM se bajaron de 180 a 100 en el año 2005 y la RGP disminuyó un poco y dejó de aumentar. En el año 2010 se aumentó las RPM de 100 a 180 y la RGP fue aumentando hasta llegar a 2000 PCN/BN, con una producción final (2014) de 200 BND. Ver figura superior derecha.

El pozo 0403 (inferior izquierda), comenzó alrededor de 1000 BND y fue aumentando su RGP hasta 2000 PCN/BN aproximadamente, mientras disminuyó su producción a menos de 200 BND.

El pozo 0405 es productor de 800 BND con RGP promedio de 400 PCN/BN. En el año 2008 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en menos de 200 PCN/BN. Ver figura inferior derecha.



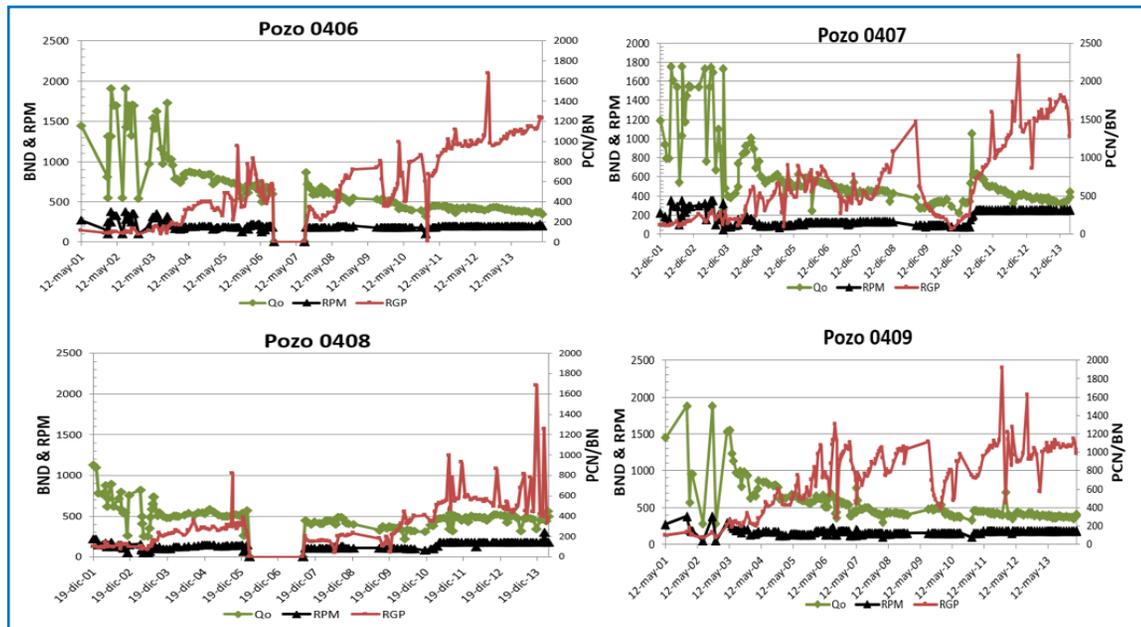
**Figura 4.1** Comportamiento de Producción de los Pozos 0401, 0402, 0403 y 0405 de la Macolla 4.

En la figura 4.2, se observa el pozo 0406 (superior izquierda), productor de 1500 BND disminuyendo, mientras para el inicio del año 2006, la RGP fue aumentando hasta llegar a 800 PCN/BN y las RPM en 200. Para el tercer trimestre del año 2006 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 200 PCN/BN. Sin embargo, para mediados del año 2008, la RGP fue aumentando hasta llegar a 600 PCN/BN. Para finales del año 2008, nuevamente estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 300 PCN/BN. Sin embargo, la RGP fue aumentando hasta llegar a 1200 PCN/BN.

El pozo 0407 (superior derecha), es similar al 0405, pero la RGP llegó a 1800 PCN/BN.

En la figura (inferior izquierda), el pozo 0408 es productor de 500 BND con RGP promedio de 300 PCN/BN. Las RPM promedio son de 120. En el año 2006 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en menos de 150 PCN/BN.

El pozo 0409 (inferior derecha), es productor de 600 BND con RGP promedio de 600 PCN/BN. Las RPM promedio son de 150. En 4 ocasiones se nota una disminución inmediata de la RGP (de 1000 a 600 PCN/BN) cuando se disminuyen las RPM.



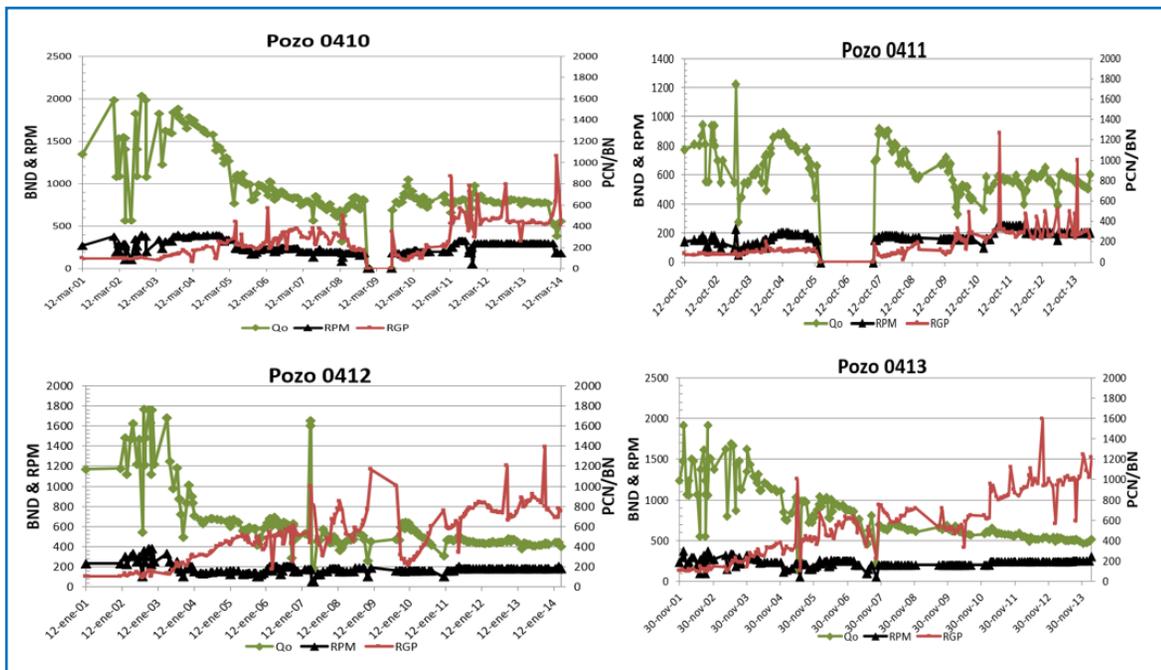
**Figura 4.2** Comportamiento de Producción de los Pozos 0406, 0407, 0408 y 0409 de la Macolla 4.

El pozo 0410 (figura superior izquierda), muy buen productor, más de 1500 BND por varios años. La RGP fue aumentando hasta llegar a 300 PCN/BN. Las RPM se bajaron de 250 hasta 150 progresivamente y la RGP disminuyó a menos de 200 PCN/BN. En el año 2008 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 80 PCN/BN. Sin embargo, la RGP fue aumentando hasta llegar a 400 PCN/BN.

El pozo 0411 (figura superior derecha), es productor de 600 BND con RGP promedio de 150 PCN/BN. Las RPM promedio son de 160. En el año 2011 se aumentó la RPM a 250 y la RGP subió a 250 PCN/BN.

El pozo 0412 (figura inferior izquierda), productor de 600 BND por varios años. La RGP fue aumentando hasta llegar a 500 PCN/BN. En el año 2008 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 200 PCN/BN. Sin embargo, la RGP fue aumentando hasta llegar a 800 PCN/BN con una producción final (2014) de 400 BND.

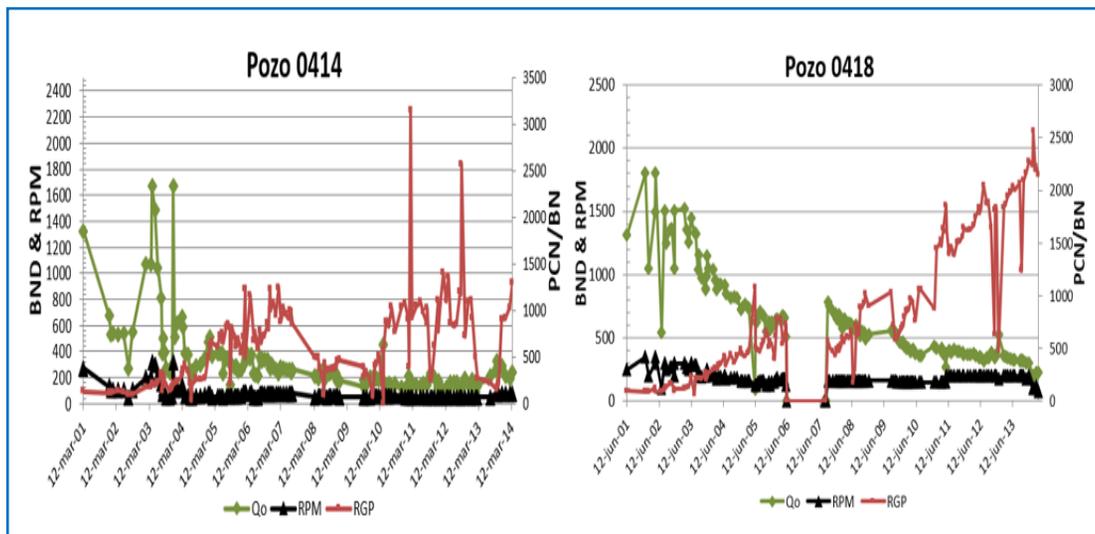
El pozo 0413 (figura inferior derecha), muy buen productor, más de 1200 BND por varios años. La RGP fue aumentando hasta llegar a 500 PCN/BN, mientras la producción fue disminuyendo hasta llegar a 400 BND.



**Figura 4.3** Comportamiento de Producción de los Pozos 0410, 0411, 0412 y 0413 de la Macolla 4.

Se observa en la figura 4.4, el pozo 0414 (figura izquierda), comenzó producción a más de 1000 BND y pronto bajó a 300 BND. La RGP fue aumentando hasta llegar a 1000 PCN/BN. En el año 2008 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 100 PCN/BN. Sin embargo, la RGP fue aumentando hasta llegar a 1000 PCN/BN, con una producción final (2014) de 200 BND.

El pozo 0418 (figura derecha), productor de 1400 BND disminuyendo y la RGP fue aumentando hasta llegar a 700 PCN/BN. Las RPM en 200. En el año 2006 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 400 PCN/BN. Sin embargo, la RGP fue aumentando hasta llegar a 1000 PCN/BN. En el año 2008 estuvo cerrado por un año y cuando comenzó la RGP arrancó en 500 PCN/BN. Sin embargo, la RGP fue aumentando hasta llegar a 2100 PCN/BN con una producción final (2014) de 200 BND.



**Figura 4.4** Comportamiento de Producción de los Pozos 0414 y 0418 de la Macolla 4.

#### 4.1.2 Gráficas de histórico de producción de cada uno de los pozos en estudio

Haciendo uso de la herramienta Excel se presentan a continuación de forma gráfica los históricos de producción de fluidos (Qo y RGP) vs tiempo, así como la presión, y las RPM de las bombas de cada uno de los pozos del yacimiento en estudio, como resultado de la data obtenida de pruebas de producción desde el año 2001 hasta el año 2014.

En la **tabla 4.1** son representados algunos datos para la fecha de la última prueba de producción.

**Tabla 4.1** Descripción de los pozos en estudio.

Pozo	Fecha de prueba	RPM	Q <sub>o</sub> (BND)	RGP (PCN/BN)
0402	15/03/2014	150	205	2269
0403	28/03/2014	150	183	1955
0407	06/04/2014	250	415	1357
0408	04/04/2014	210	495	597

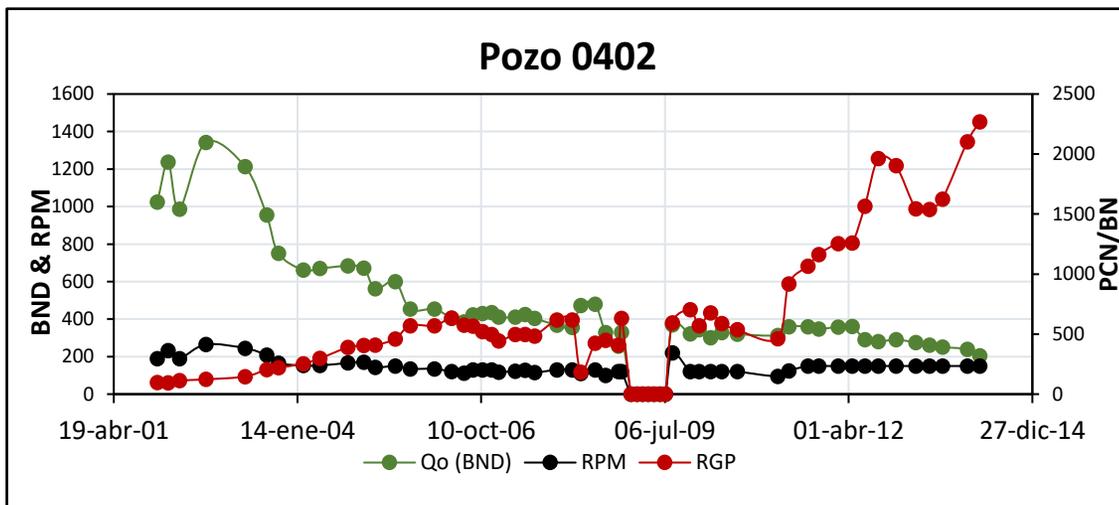
- **Histórico de producción del pozo 0402**

El pozo 0402 inicia su vida productiva en diciembre del 2001, En las figuras 4.5 y 4.6, se muestra el comportamiento de los parámetros de producción del pozo hasta marzo del 2014.

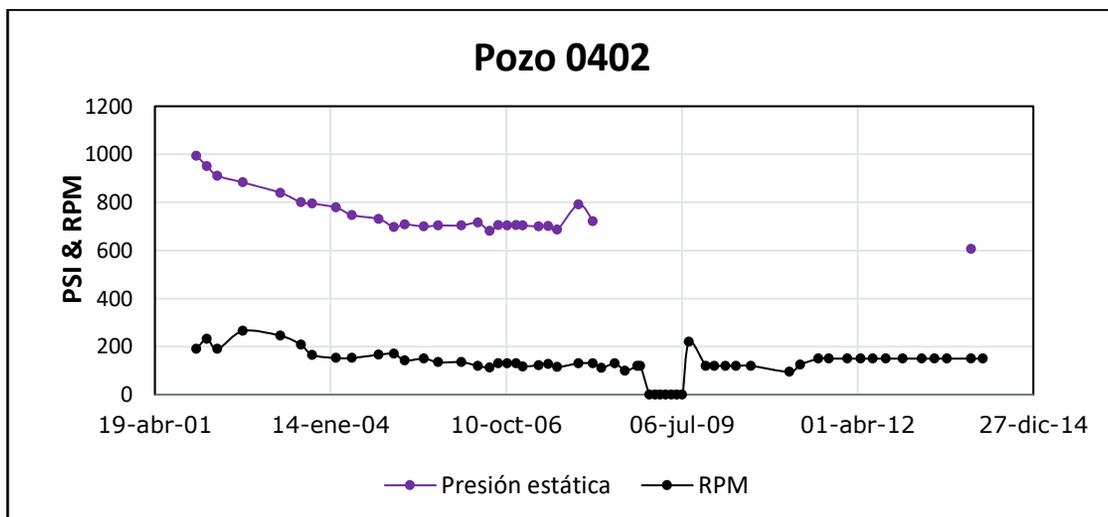
De acuerdo a las siguientes figuras, se aprecia inicialmente una producción de petróleo alrededor de los 1200 BND, con una velocidad de operación de la bomba de 204 RPM, y una relación gas/petróleo RGP promedio de 101 PCN/BN. Para febrero del 2004 disminuyeron las velocidades de operación de la bomba, produciendo una caída en la tasa de los fluidos, sin embargo, se puede evidenciar que para mayo del 2004 la producción de fluidos aumentó levemente. Para los años 2005, 2006 y 2007 la producción de crudo ha ido declinando progresivamente, mientras que la RGP aumenta. Para noviembre del año 2008, la producción de todo el yacimiento se detuvo por ocho meses hasta julio del 2009, sin embargo, el pozo fue reactivado para el tercer trimestre del año. En el año 2009 luego de la reactivación del pozo se retomaron las operaciones a una velocidad de 220 RPM, una producción de crudo aproximadamente de 370 BND. Por otra parte, según lo observado en el histórico de producción de las expuestas, la producción de crudo ha ido declinando progresivamente desde el año 2011 a causa del aumento significativo de la RGP, registrando incluso valores por encima de los 1900 PCN/BN para septiembre del 2012, afectando así la eficiencia de la bomba y acortando su vida útil. La presión estática inicial de la producción, está alrededor de 1000 psi, posteriormente va disminuyendo hasta febrero

del 2008, a partir de esa fecha no se volvieron a tomar mediciones sino hasta el año 2014, lo que genera un lapso de tiempo de 6 años en el cual no se tienen datos de presión del yacimiento.

La base de datos con la que se construyeron las curvas del comportamiento de los parámetros de producción del pozo 0402, se encuentra en el apéndice A.2.



**Figura 4.5** Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0402.



**Figura 4.6** Comportamiento de la presión y RPM del pozo 0402.

- **Histórico de producción del pozo 0403**

El pozo 0403 fue abierto a producción en diciembre del 2001, con una velocidad de 200 RPM, lo cual resultó en una producción de crudo por el orden de 1000 BND, y una RGP de 91 PCN/BN.

En las figuras siguientes, se pueden observar el histórico de producción del pozo 0403, la RGP desde el inicio de la actividad productiva del pozo hasta finales del año 2003, ha venido manejándose en un valor promedio de aproximadamente de 135 PCN/BN, y una producción de petróleo promedio de 887 BND, sin embargo, a partir del año 2005 se observa un alza importante en las RGP con valores alrededor de los 700 PCN/BN. Luego de la parada de producción del 2009, para el año siguiente 2010, el pozo se caracterizó por una disminución en las velocidades de operación a 60 RPM, lo que condujo a una disminución en la tasa de petróleo, y decrecimiento en las RGP desde alrededor de 1500 PCN/BN a 600 PCN/BN. Para junio del año 2011, hubo un aumento de 50 RPM a 150 RPM, acompañado con un incremento de la tasa de petróleo de 168 BND a 340 BND. La RGP aumentó a un ritmo mayor, llegando a 340 PCN/BN y 1900 PCN/BN para marzo del año 2014, mientras la tasa de crudo continuó a la baja con 190 BND.

Al comienzo de la producción, la presión estática se encuentra en 957 psi. Para los próximos años, inicia la declinación paulatinamente, no obstante, después de la parada de producción carece de información para las siguientes medidas de presión.

La base de datos con la que se construyeron las curvas del comportamiento de los parámetros de producción del pozo 0403, se encuentra en el apéndice A.3.

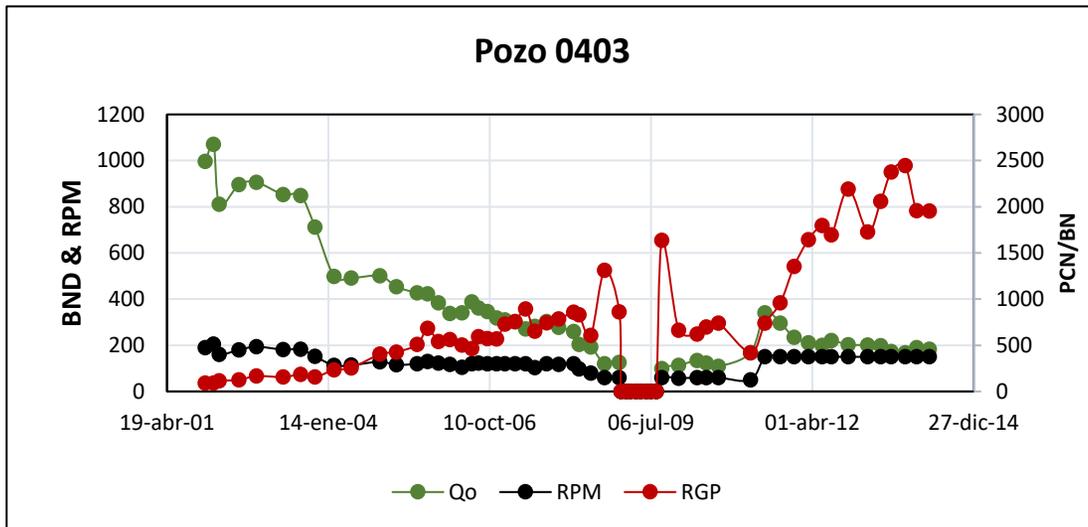


Figura 4.7 Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0403.

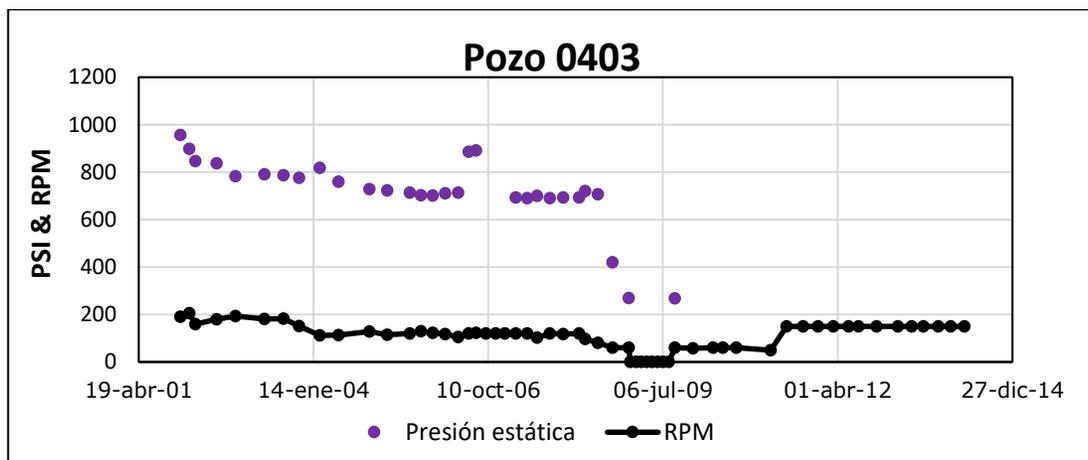


Figura 4.8 Comportamiento de presión y RPM del pozo 0403.

- **Histórico de producción del pozo 0407**

El pozo 0407 comienza la producción en diciembre del 2001, con una tasa de petróleo de 1189 BND y un RGP de 117 PCN/BN, a una velocidad de operación de 220 RPM. En las figuras 4.9 y 4.10, se muestra el comportamiento de los parámetros de producción del pozo hasta abril de 2014. De acuerdo a las siguientes figuras, la producción de crudo promedio para inicio de la producción del pozo se manejó en un valor promedio de 1160 BND y una relación gas/petróleo RGP promedio de 119 PCN/BN.

Para abril del 2004 disminuyeron las velocidades de operación de la bomba a 88 RPM, produciendo una caída importante en la tasa de los fluidos de 425 BND, sin embargo, se puede evidenciar que entre los meses julio y octubre del año 2004, la producción de fluidos aumenta al incrementar nuevamente las RPM.

Se puede apreciar que, para febrero del 2005, la producción de crudo ha venido declinando progresivamente, registrando una tasa de 492 BND para agosto del 2006, mientras que, para la RGP se observa un incremento de 706 PCN/BN. Para diciembre del 2006 marca un aumento en la RGP de 818 PCN/BN. Para septiembre del año 2007 es perceptible un descenso de la RGP de 398 PCN/BN.

Tras retomar las operaciones de producción del campo, luego del período de cierre por nueve meses en el año 2009, el pozo reinicia su actividad en el mes de septiembre mostrando tasas de crudo que no superan los 400 BND hasta febrero del año 2011. A partir de febrero del año 2012 se evidencia que la producción de petróleo empieza a declinar mientras que se presenta un aumento significativo en la RGP que alcanza valores mayores a 1357 PCN/BN, a causa de una disminución en la producción de crudo, producto del incremento en la liberación de gas, ya que este fluido tiene mayor movilidad que el petróleo tanto en el yacimiento como en la tubería.

La presión estática actual de la producción, está alrededor de 1000 psi, donde se conoce que va declinando sucesivamente para octubre del año 2004, mientras que para los siguientes pasos de tiempo no se registraron datos.

La base de datos con la que se construyeron las curvas del comportamiento de los parámetros de producción del pozo 0407, se encuentra en el apéndice A.6.

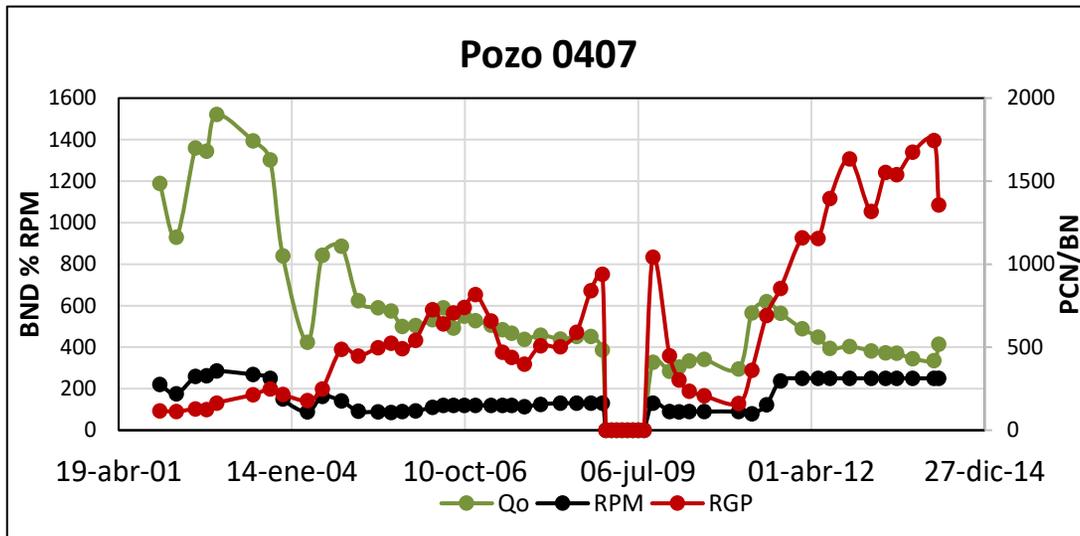


Figura 4.9 Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0407.

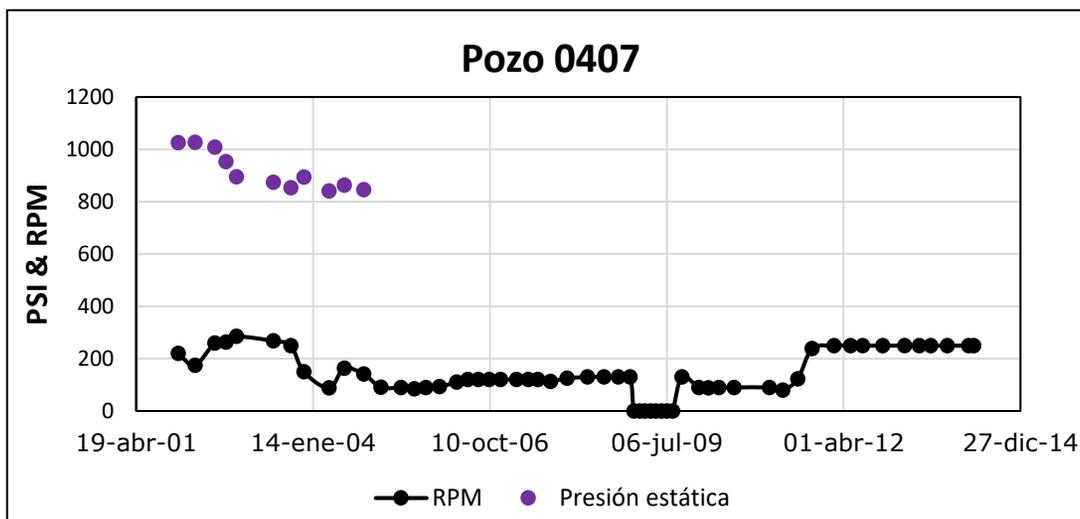


Figura 4.10 Comportamiento de presión y RPM del pozo 0407.

- **Histórico de producción del pozo 0408**

El pozo 0408 comienza producción en diciembre del 2001, con una tasa de petróleo de 1130 BND, y un RGP de 101 PCN/BN respectivamente a una velocidad de operación de 220 RPM.

En las siguientes figuras, se muestra una reducción en las velocidades de la bomba, hasta 97 RPM para noviembre del año 2002, en consecuencia, los valores de las tasas de petróleo promedio también disminuyen continuamente hasta 484 BND. Luego se observa entre agosto del año 2003 y agosto del 2005 una RGP alrededor de los 240 PCN/BN y una producción de 500 BND.

En enero del año 2006, la producción de crudo sufre una disminución luego para marzo del 2006, se registró un cierre en las actividades de producción del campo hasta agosto del 2007, sin embargo, el pozo fue reactivado para el tercer trimestre del año. En el año 2007 luego de la reactivación del pozo se retomaron las operaciones a una velocidad de 110 RPM, registrando una tasa de producción de 559 BND, A pesar de la estabilidad de las RPM desde agosto 2007 hasta diciembre del 2008 la producción empieza a declinar pasando de 559 BND a 402 BND, de la misma manera, se observa un descenso en la RGP, para ese mismo período de tiempo.

Un segundo cierre de producción, tuvo lugar en diciembre del año 2008 hasta septiembre del año 2009. Al ser retomadas las actividades de producción, se obtuvo una producción de petróleo promedio de 337 BND y una relación gas/petróleo (RGP) promedio de 231 PCN/BN para julio del año 2010 respectivamente.

A partir de febrero del año 2011 se evidencia que la producción de petróleo promedio es de 473 BND hasta finales de la producción, mientras se presenta un aumento en la RGP que llega a alcanzar valores de 597 PCN/BN para diciembre del año 2014.

La presión estática actual está alrededor de 800 psi, donde se conoce que va declinando sucesivamente para noviembre del año 2002, luego se puede observar una recuperación de la presión estática de 632 psi hasta 826 psi tras el primer cierre de la producción para agosto del año 2007.

La base de datos con la que se construyeron las curvas del comportamiento de los parámetros de producción del pozo 0408, se encuentra en el apéndice A.7.

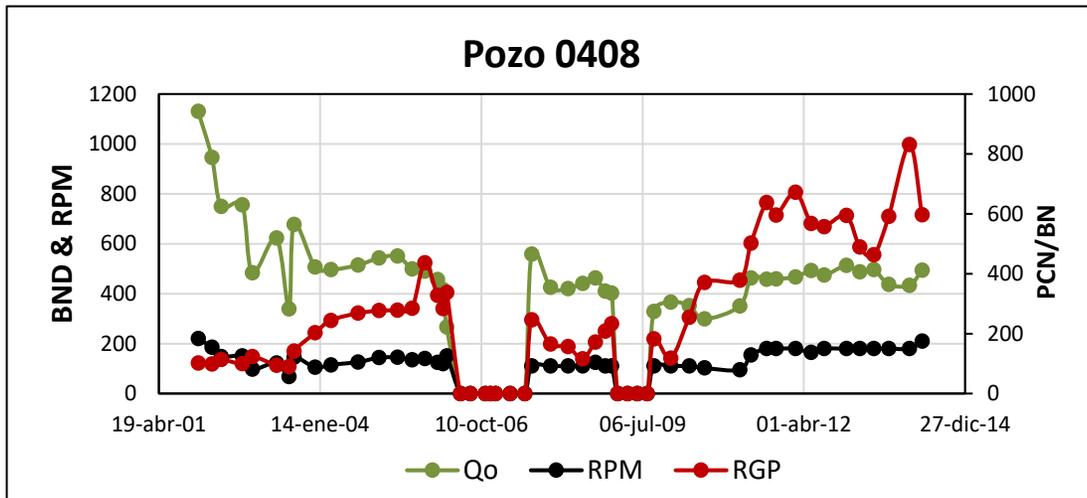


Figura 4.11 Comportamiento de Producción de petróleo, RGP y RPM del pozo 0408.

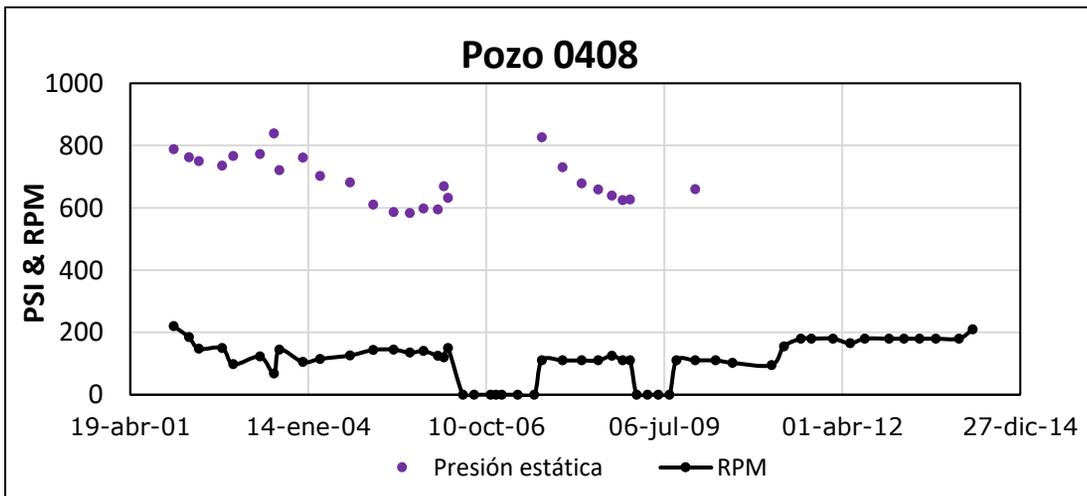


Figura 4.12 Comportamiento de presión y RPM del pozo 0408.

## 4.2 Simulación Numérica

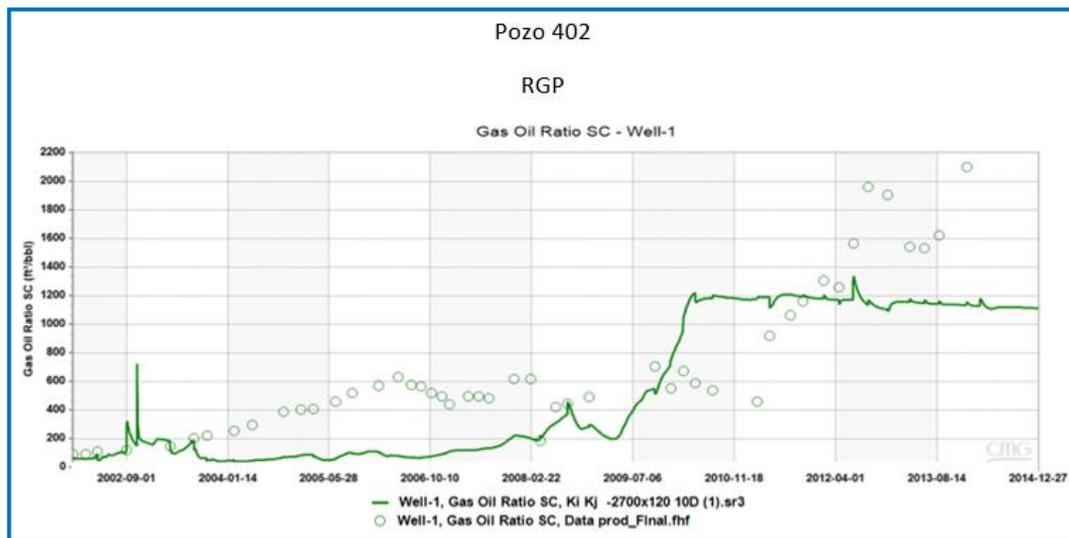
Como fue comentado en el capítulo anterior, el modelo de simulación previsto para este proyecto posee características promedias de la Faja Petrolífera del Orinoco, a continuación, se presentarán los resultados obtenidos del software de simulación.

#### 4.2.1 Resultados obtenidos manualmente del Análisis de Sensibilidad para el pozo 0402 a través de Builder *IMEX* (CMG, 2019.1)

- Con respecto a los End points:

##### Escenario 1

Se inició el proceso asignando el valor de 0.05 a la Sgc y manteniendo constante los valores de los end points restante. En la figura 4.13, muestra la RGP sube, pero mucho después de la realidad. En cambio, la producción se reproduce perfectamente y mantiene el mismo comportamiento para los siguientes cambios de Sgc (ver figura 4.14). La caída de presión se adapta muy bien hasta el año 2008, luego cuando aumenta la RGP la presión cae más de la real (ver figura 4.15).



**Figura 4.13.** Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.

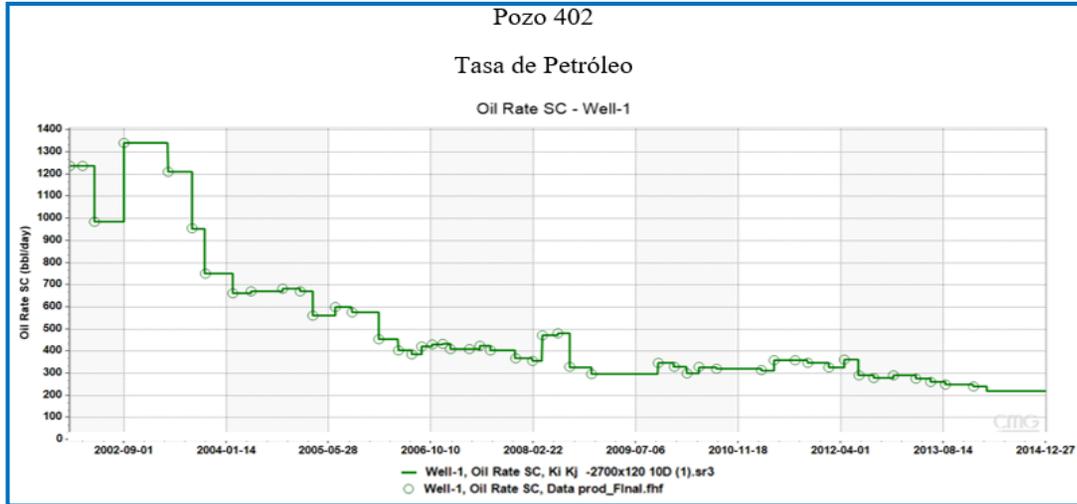


Figura 4.14. Resultados de la tasa de petróleo con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.

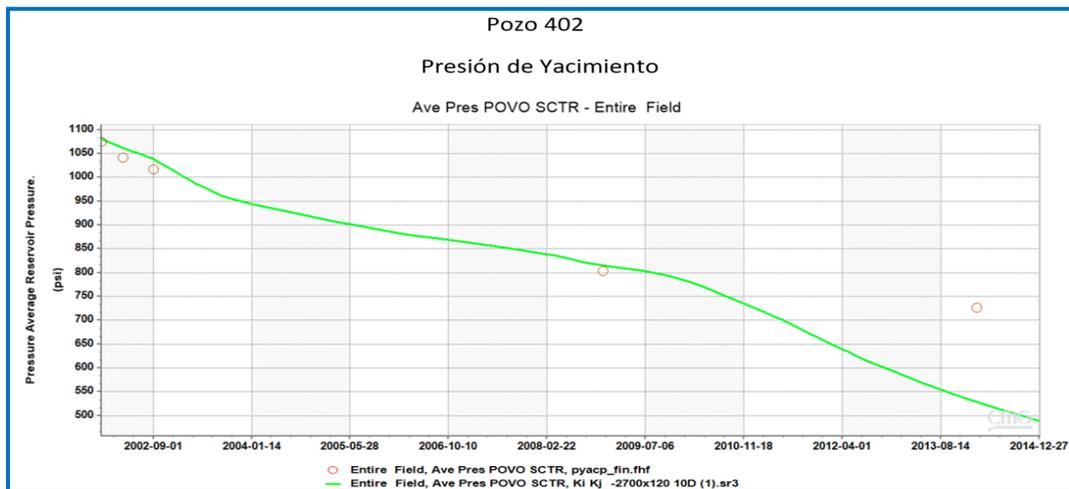
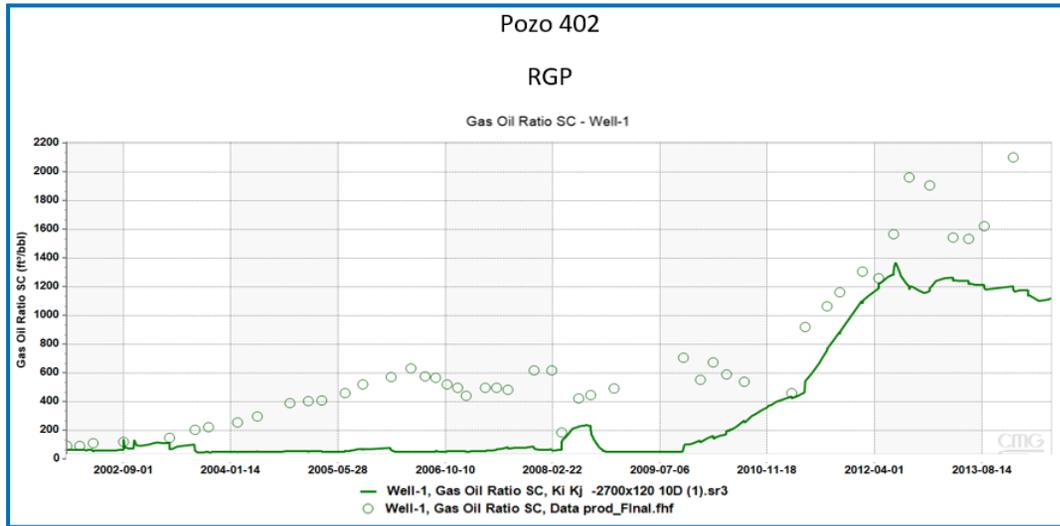


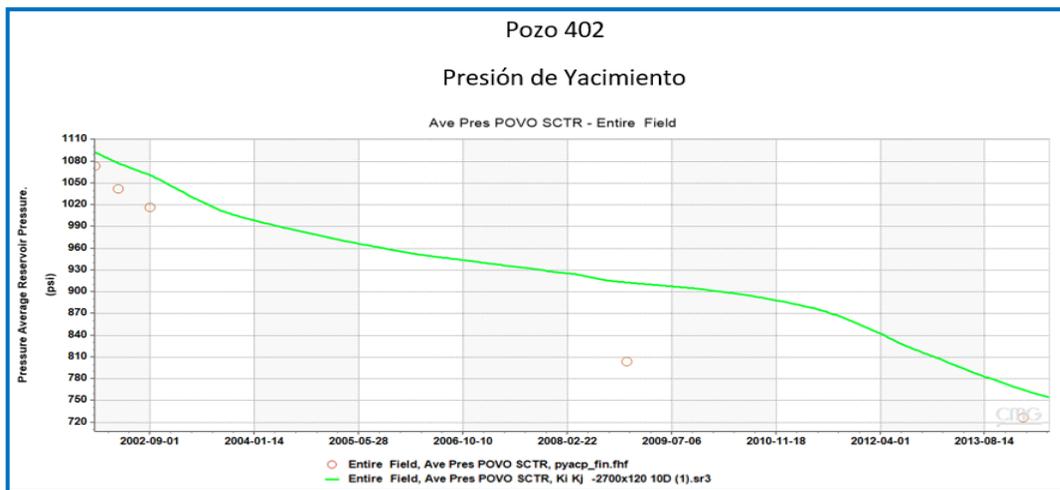
Figura 4.15. Resultados de la tasa de petróleo con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.

## Escenario 2

Para el siguiente escenario se cambió la Sgc de 0.05 a 0.04, donde arrojó para el intervalo comprendido entre el año 2002 y el año 2009 un comportamiento de la RGP del modelo que no se adaptó al comportamiento real (figura 4.16), luego para el siguiente año aumentó, tratando de ajustarse a la data histórica, sin embargo, se mantuvo constante hasta finalizar la producción. Mientras la caída de presión aumenta tras la disminución de la RGP (figura 4.17).



**Figura 4.16.** Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.



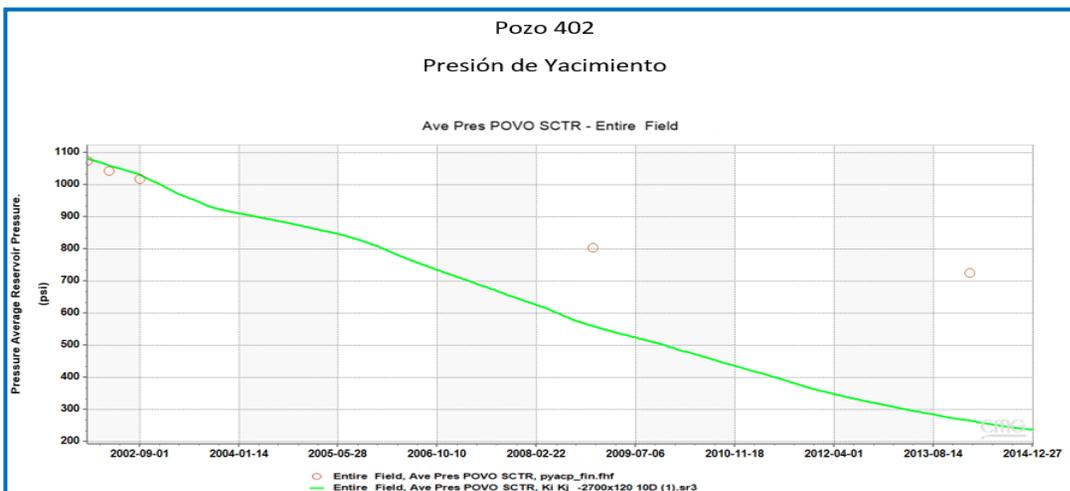
**Figura 4.17.** Resultados de la Presión de yacimiento con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.

### Escenario 3

En el siguiente caso, se siguió disminuyendo la Sgc, pero esta vez se modificó de 0.04 a 0.02. En la figura 4.18, se aprecia que inicialmente la RGP intenta ajustarse al comportamiento real, pero para el año 2005 aumenta considerablemente en comparación con la data real, el cual está alrededor de los 600 PCN/BN, luego se mantiene relativamente constante. La caída de presión se ajusta al comienzo de la producción, luego cae más de la real, producto del aumento de la RGP (figura 4.19).



**Figura 4.18.** Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.



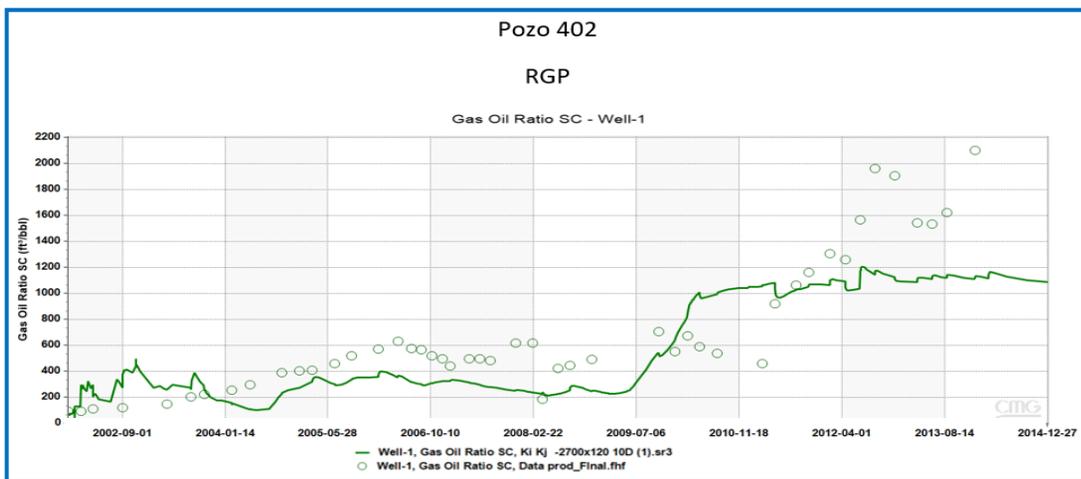
**Figura 4.19.** Resultados de la Presión de yacimiento con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.

#### Escenario 4

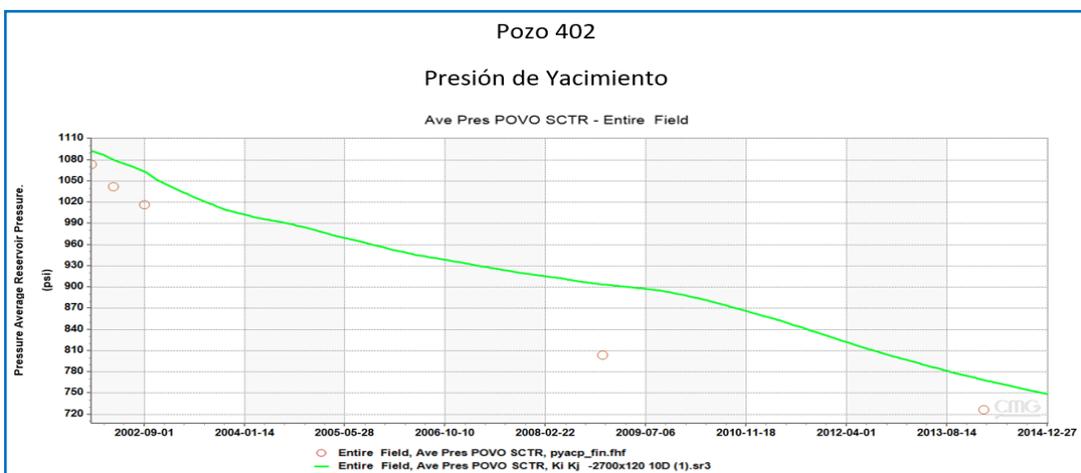
De acuerdo al comportamiento anterior, se mantuvo el valor de 0.02 para la Sgc y se procedió para este último caso, disminuir la krg a 0.88 (ver tabla 4.2), donde se puede observar en la figura 4.20, que la RGP aumenta antes de tiempo, arrojando una diferencia notable con la RGP real, luego intenta ajustarse. Para la presión del yacimiento, al inicio se muestra por encima de data real, posteriormente culminando la producción, disminuye esta diferencia (figura 4.21).

**Tabla 4.2** Valores modificados en la Sgc y en las curvas de permeabilidad relativas. Escenario 4

Sg	Krg	Kro
0.02	0	0.99
0.09	0.012	0.86
0.18	0.020	0.62
0.27	0.06	0.33886
0.36	0.15	0.17177
0.45	0.30	0.07484
0.54	0.44	0.01808
0.63	0.586	0.001511
0.72	0.716	0
0.81	0.854	0
0.9	0.88	0



**Figura 4.20.** Resultados de la RGP con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.



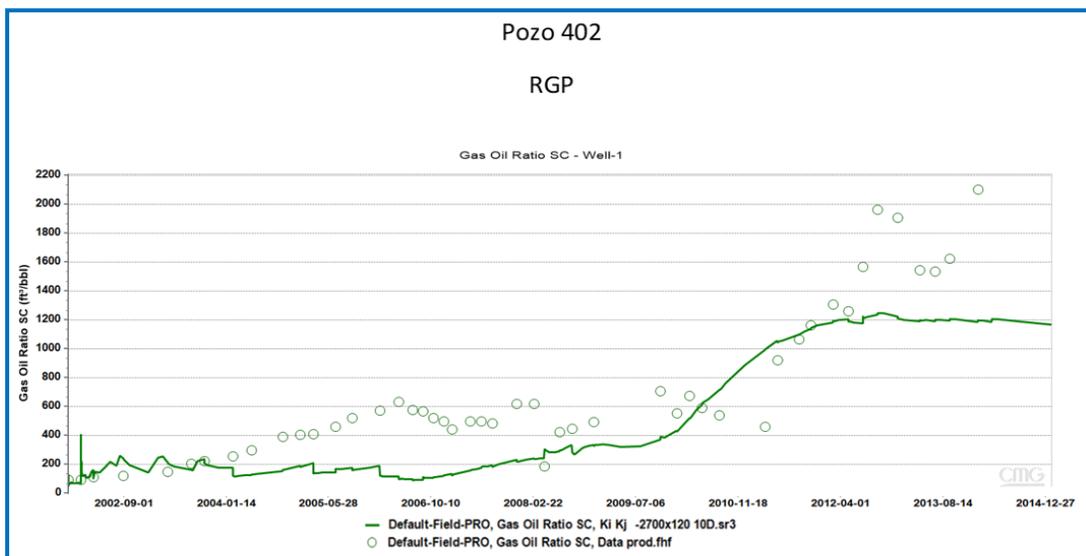
**Figura 4.21.** Resultados de la Presión de yacimiento con las variaciones en la Sgc y en las curvas de permeabilidades relativas para el pozo 0402.

- Con respecto a las permeabilidades direccionales:

**1. Permeabilidad horizontal (Kh) constante y permeabilidad vertical (Kv) variable.**

**Escenario 1 - Kh: 10000mD y Kv: 8000mD**

De los resultados obtenidos anteriormente, se procedió a fijar el último escenario y comenzar a variar las permeabilidades direccionales. Donde se mantuvo el valor de 10000 mD para la Kh y se le asignó el valor de 8000 mD para Kv. En la figura 4.22, se aprecia un intento de ajuste para el inicio de la producción, pero luego se mantiene por debajo de la real, finalizando la producción aumenta, pero no logra adoptar el comportamiento real. La presión de yacimiento no deja de mantenerse por encima de la data real, desde el inicio hasta el final de la producción (ver figura 4.23). Para la producción de petróleo pierde un pequeño desajuste al inicio, pero inmediatamente vuelve al comportamiento esperado (ver figura 4.24).



**Figura 4.22.** Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402.

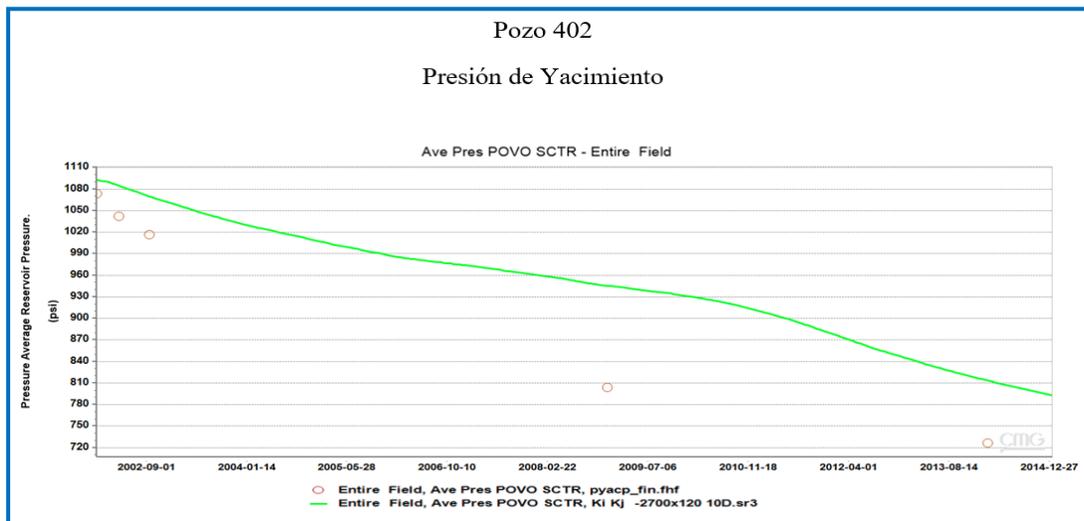


Figura 4.23. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402

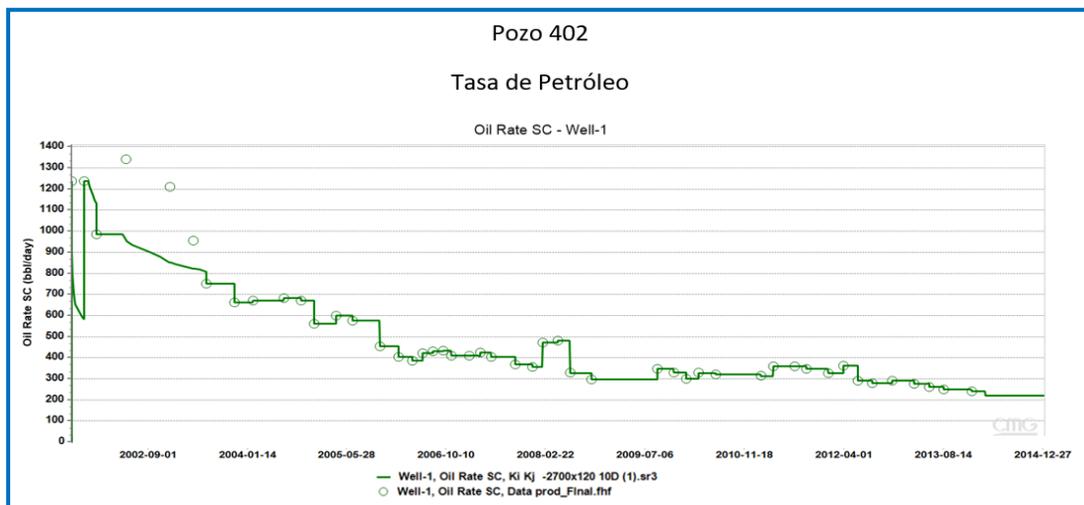
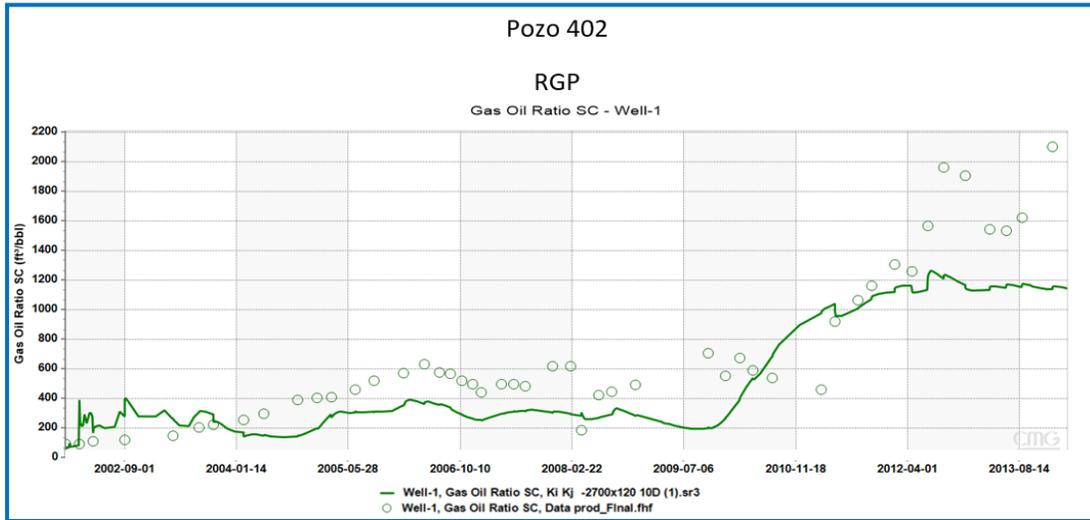


Figura 4.24. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa del pozo 0402.

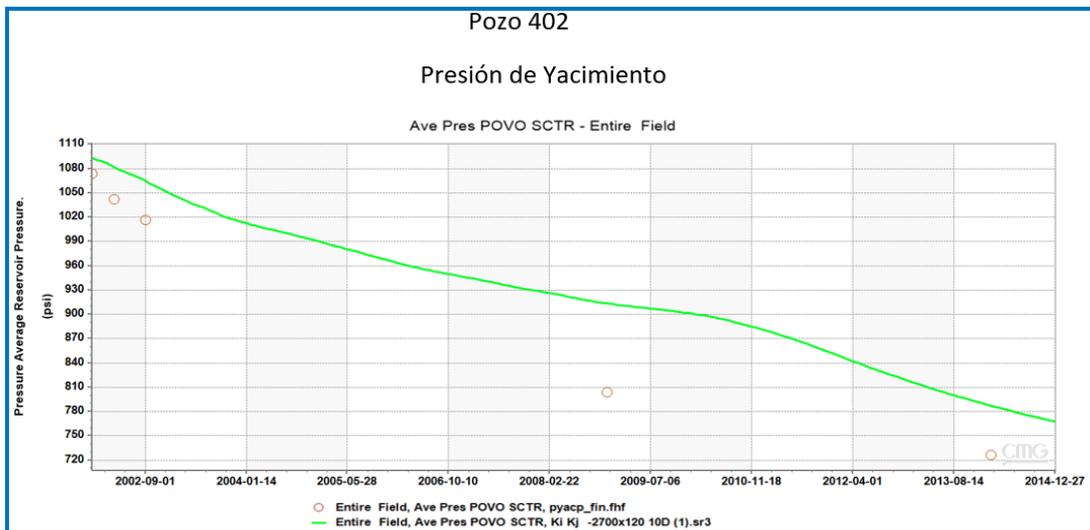
**Escenario 2 - Kh: 10000mD y Kv: 5000mD**

Se sigue manteniendo constante la Kh, y se modificó el valor de Kv a 5000 mD. Donde se obtuvo inicialmente un aumento en la RGP simulada (ver figura 4.25), luego en el año 2004 disminuye notándose una diferencia con la RGP real, sin embargo, para el año 2009 intenta ajustarse. La presión de yacimiento se encuentra muy por encima de la data real (ver figura 4.26). Para la producción de petróleo se evidencia un desajuste en dos puntos de la prueba,

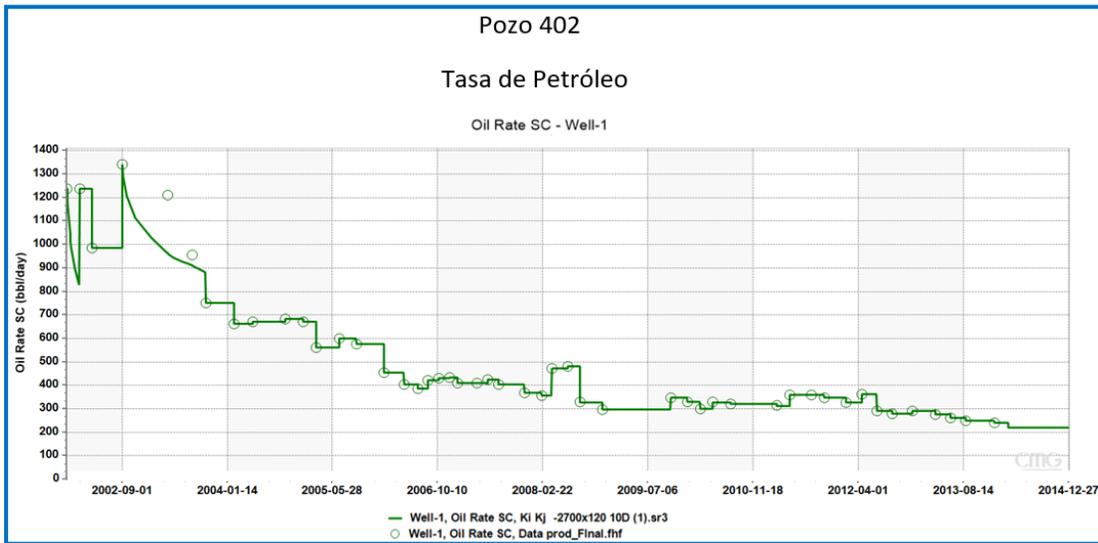
pero luego sigue con el ajuste esperado y sostiene un comportamiento similar para los siguientes cambios (ver figura 4.27).



**Figura 4.25.** Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402.



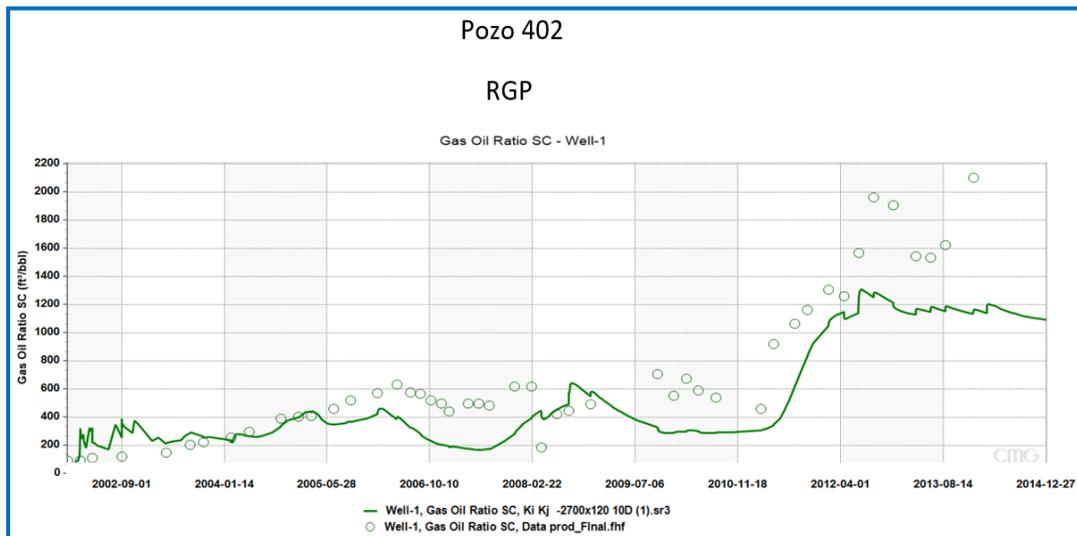
**Figura 4.26.** Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402



**Figura 4.27.** Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa del pozo 0402.

**Escenario 3 - Kh: 10000mD y Kv: 3000mD**

Finalmente para este escenario, se optó por establecer el valor de 3000 mD para la Kv, donde se obtuvo un ajuste aceptable tanto para la RGP (figura 4.28), como para la presión de yacimiento (figura 4.29). Mientras la producción continúa el comportamiento esperado (figura 4.30).



**Figura 4.28.** Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402.

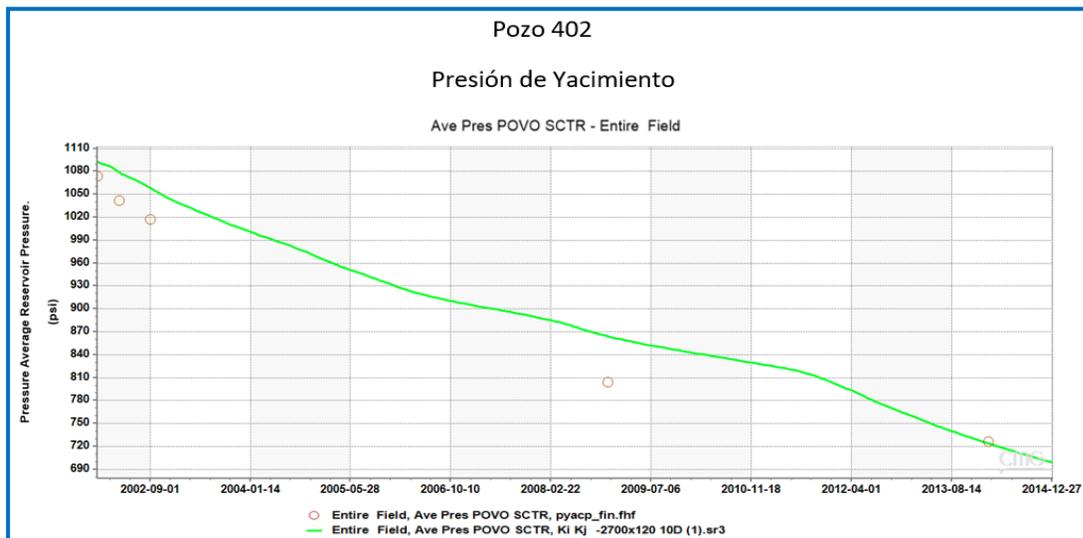


Figura 4.29. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.



Figura 4.30. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402.

## 2. Permeabilidad vertical ( $K_v$ ) constante y permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) variable.

### Escenario 1 – $K_h$ : 15000mD y $K_v$ :3000mD

En esta ocasión, se mantuvo el valor de  $K_v$ : 3000mD y ahora se comenzó a variar la  $K_h$  con un valor de 15000mD. La curva simulada de la RGP, no es capaz de adoptar el comportamiento de la data real en ningún tiempo de la producción (figura 4.31). Para la presión de yacimiento no hay un cambio relevante, se podría decir que mantiene el

comportamiento de desajuste similar a escenarios anteriores (figura 4.32). La producción de petróleo conserva el comportamiendo real (figura 4.33).

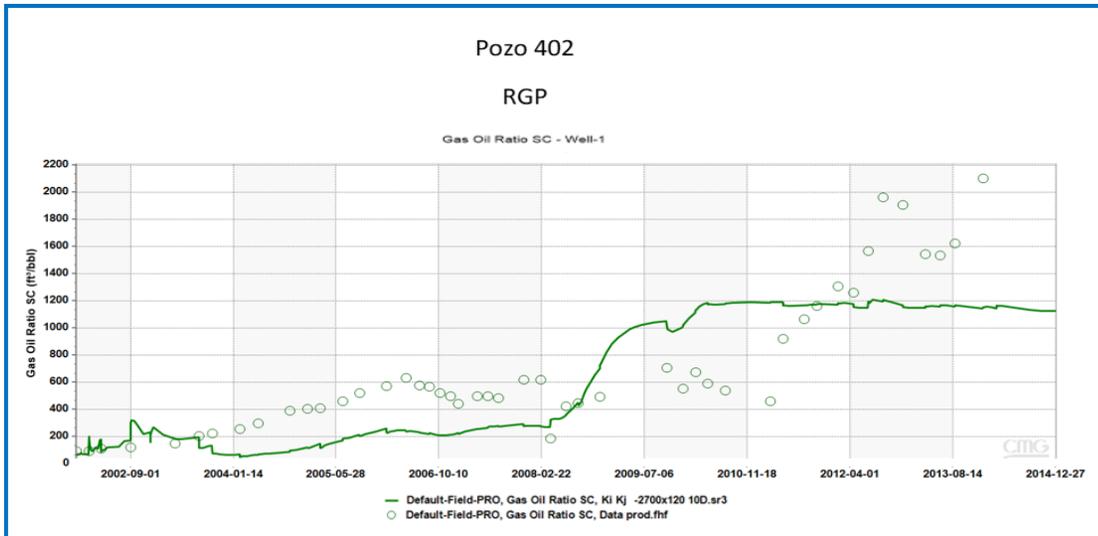


Figura 4.31. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402.

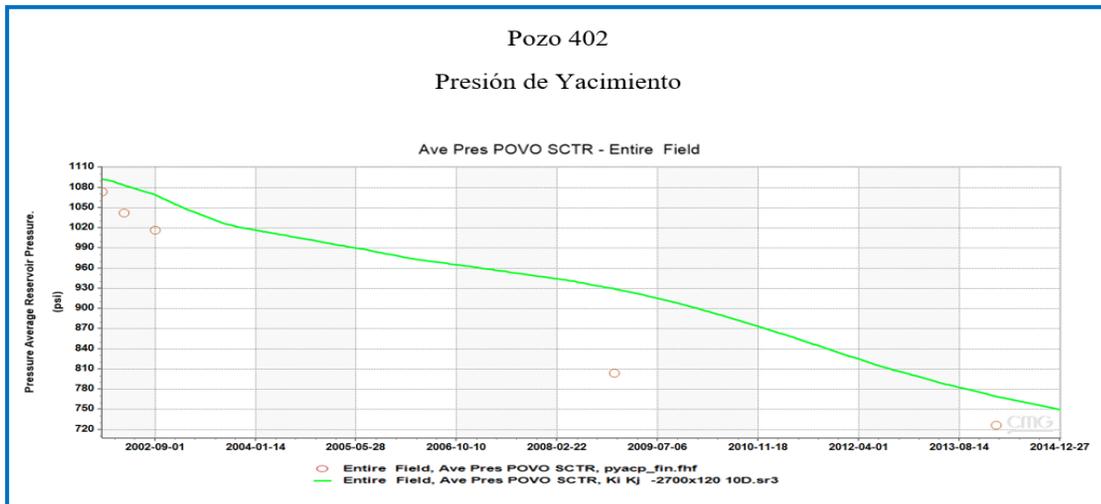


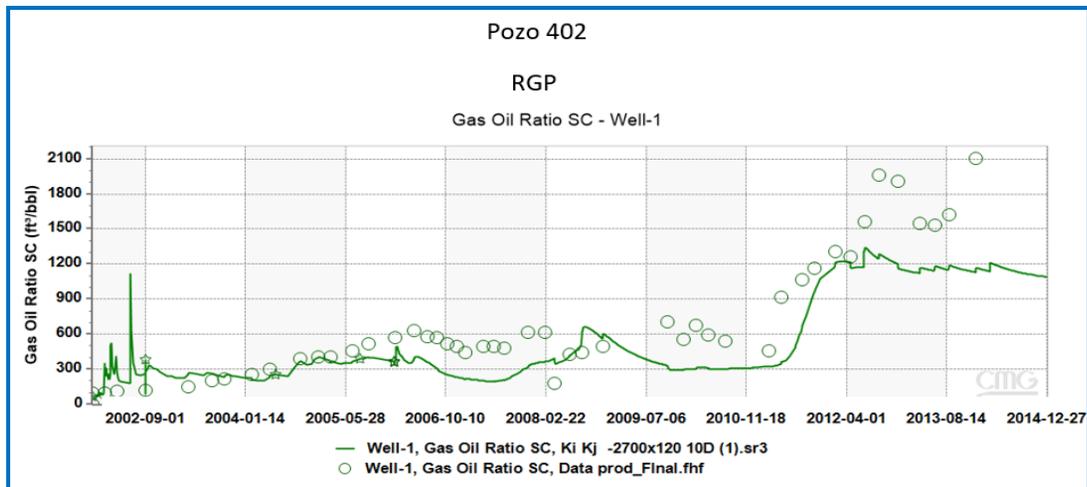
Figura 4.32. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.



**Figura 4.33.** Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402.

**Escenario 2– Kh: 8000mD y Kv:3000mD**

Para este escenario se disminuyó la Kh a 8000mD, y se mantiene fijo la Kv a 3000mD, dando como resultado una RGP simulada que tiende a adoptar el comportamiento de la RGP real (figura 4.34). La presión de yacimiento (figura 4.35), adopta de nuevo el ajuste aceptable del escenario anterior (Escenario 3 - Kh: 10000mD y Kv: 3000mD). Al inicio la curva simulada de la producción de petróleo cae un poco de la curva real, pero sin afectar el comportamiento esperado (figura 4.36).



**Figura 4.34.** Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402.

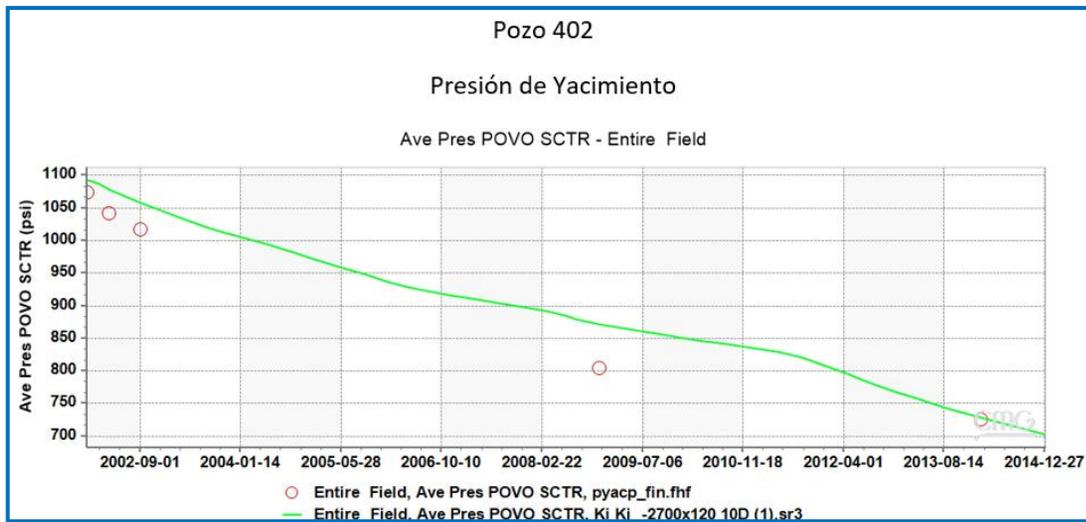


Figura 4.35. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.

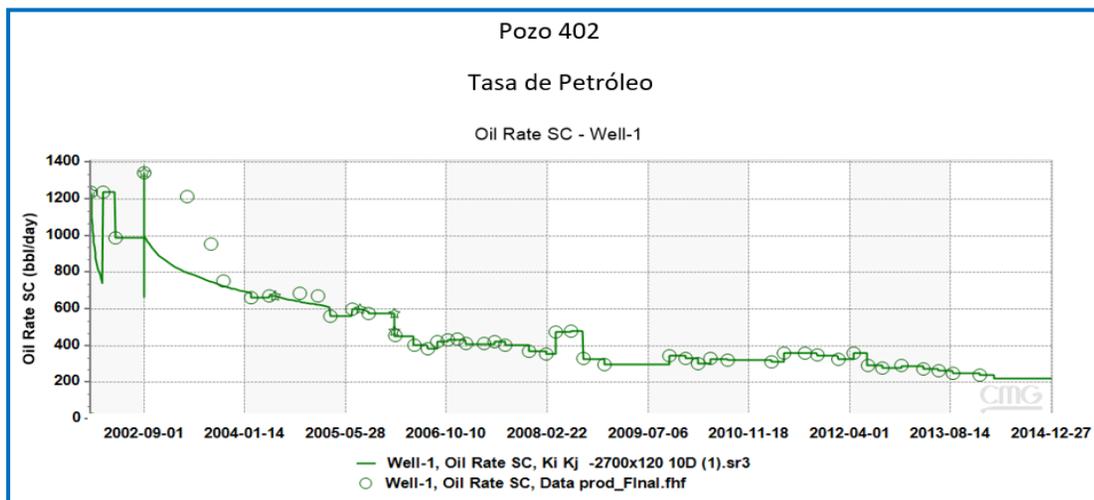


Figura 4.36. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402.

### 3. Relación de permeabilidades (Kv/Kh) variable.

- Escenario 1 - Kh: 10000mD; Kv: 3000mD; Kv/Kh: 0.5

Evaluando los resultados previamente obtenidos, se decidió seleccionar el escenario de Kh:10000mD y Kv:3000mD, el cual se mantuvo constante dichos valores e inmediatamente se comenzó a variar la relación de permeabilidades (Kv/Kh), asignando el valor de 0.5, cuyos resultados se puede observar que la RGP simulada mantiene relativamente la

tendencia de la curva real, sin embargo, para el año 2009 la curva simulada cae por debajo de la real, luego aumenta mucho después para el año 2010 (figura 4.37). La presión de yacimiento siempre se mantuvo por encima de la data real (figura 4.38). La producción de petróleo cumple con el comportamiento previsto (figura 4.39).

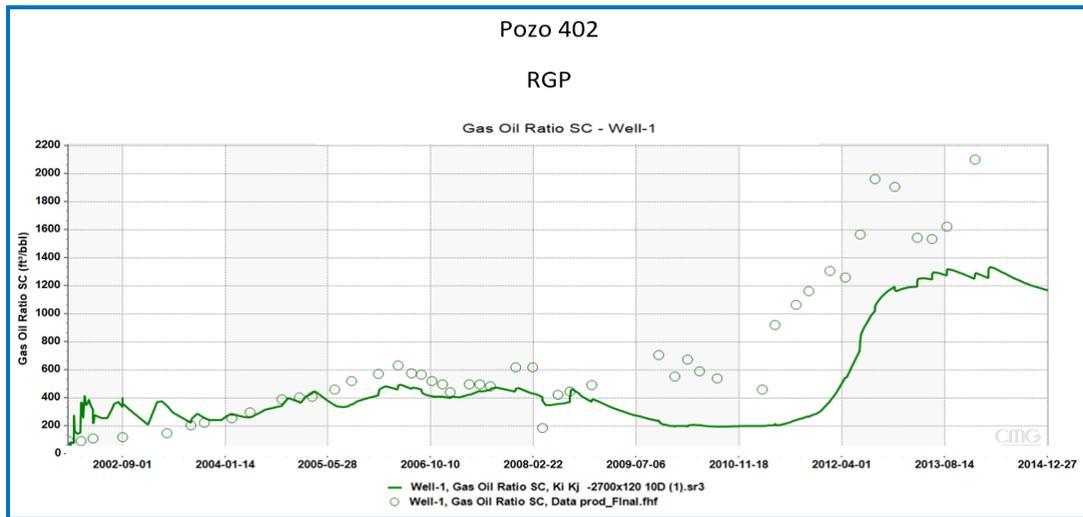


Figura 4.37. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la RGP del pozo 0402.

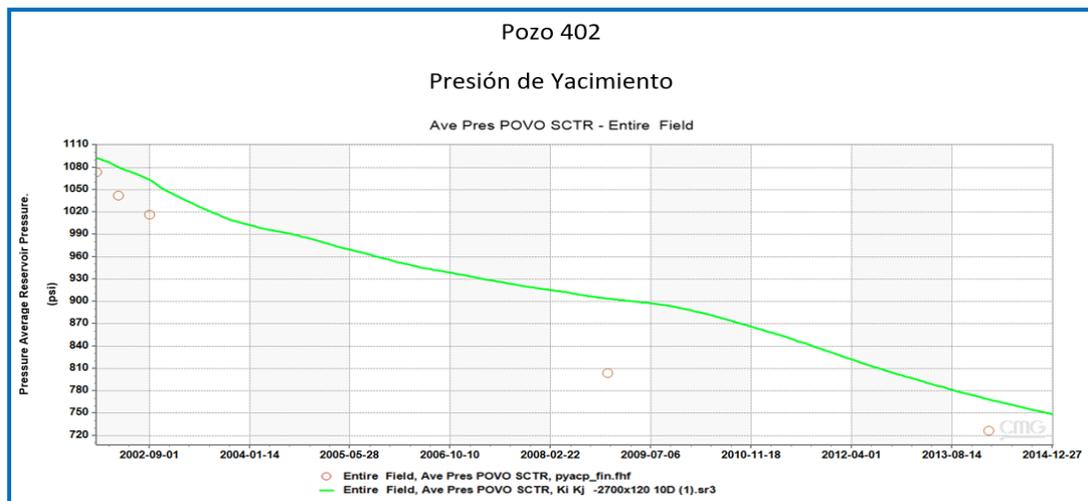


Figura 4.38. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la presión de yacimiento del pozo 0402.

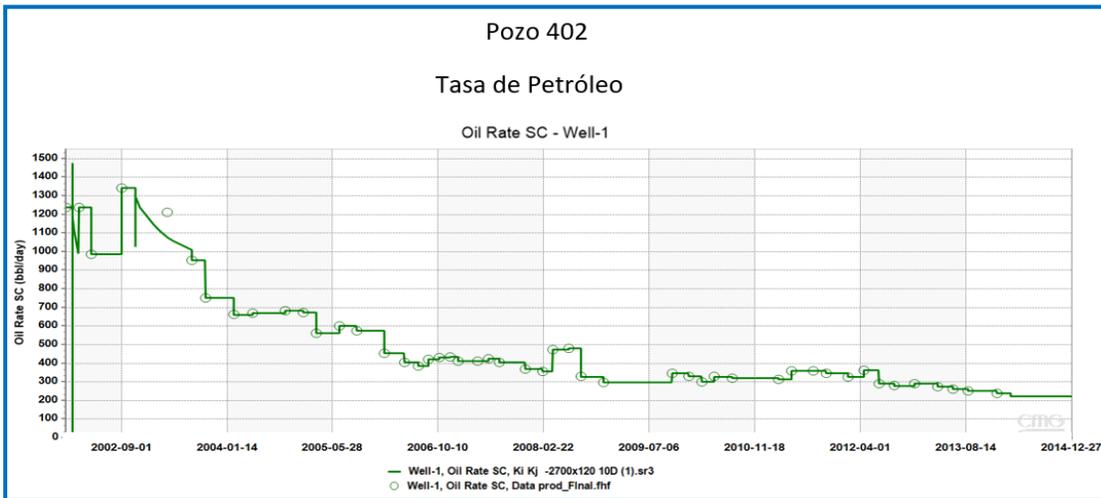


Figura 4.39. Resultados de las variaciones en las permeabilidades direccionales para la tasa de petróleo del pozo 0402.

#### 4.2.2 Resultados del Análisis de Sensibilidad de los parámetros de entrada del simulador. *CMOST* (CMG, 2019.1).

Introducidas las variables al programa *CMOST* y completados todos los campos, mostrados en la siguiente figura 4.40 necesarios para el análisis de sensibilidad:

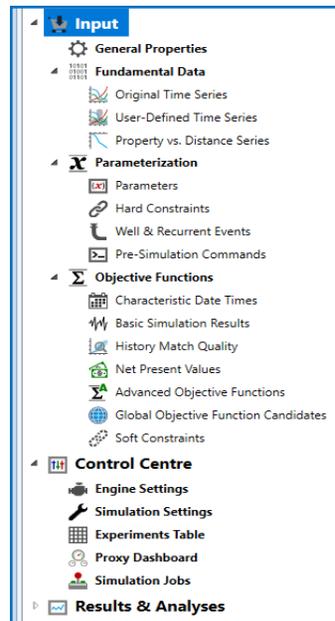
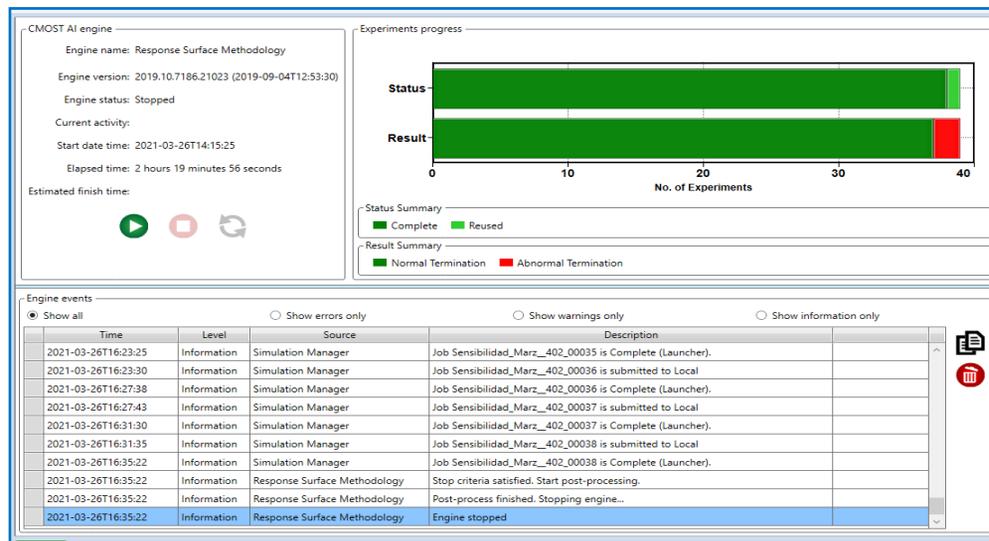


Figura 4.40. Campos necesarios en el programa *CMOST*.

Completados todos los campos y una vez corrido el programa, se mostrará la pantalla como se aprecia en la siguiente **figura 4.1**, donde realizó aproximadamente 40 corridas, en un tiempo de 2 horas con 19 minutos. Se registraron dos corridas con terminación anormal (barra roja), el resto (barra verde oscuro) fueron corridas satisfactorias y el caso base (barra verde claro) que indica que la corrida fue reutilizada por *CMOST* para el análisis de resultados.



**Figura 4.41.** Finalización de la corrida en el programa *CMOST*

### 4.2.3 Análisis de las funciones Objetivos

A continuación, se muestra los resultados obtenidos mediante el análisis de Sobol generado por la herramienta de *CMOST*, el cual toman en consideración el efecto de cada parámetro y la variación simultánea entre ellos.

Cuando se hacen estudios en los cuales se busca discriminar sobre los resultados cuales parámetros impactan en mayor medida un proceso, para luego enfocar un respectivo análisis, generalmente se toman aquellos que estén por encima de 2%, 5% o de 10% según sea el caso. Sin embargo, para esta investigación se optó por discriminar los resultados según aquellas variables que exceden el 2% de impacto sobre el modelo.

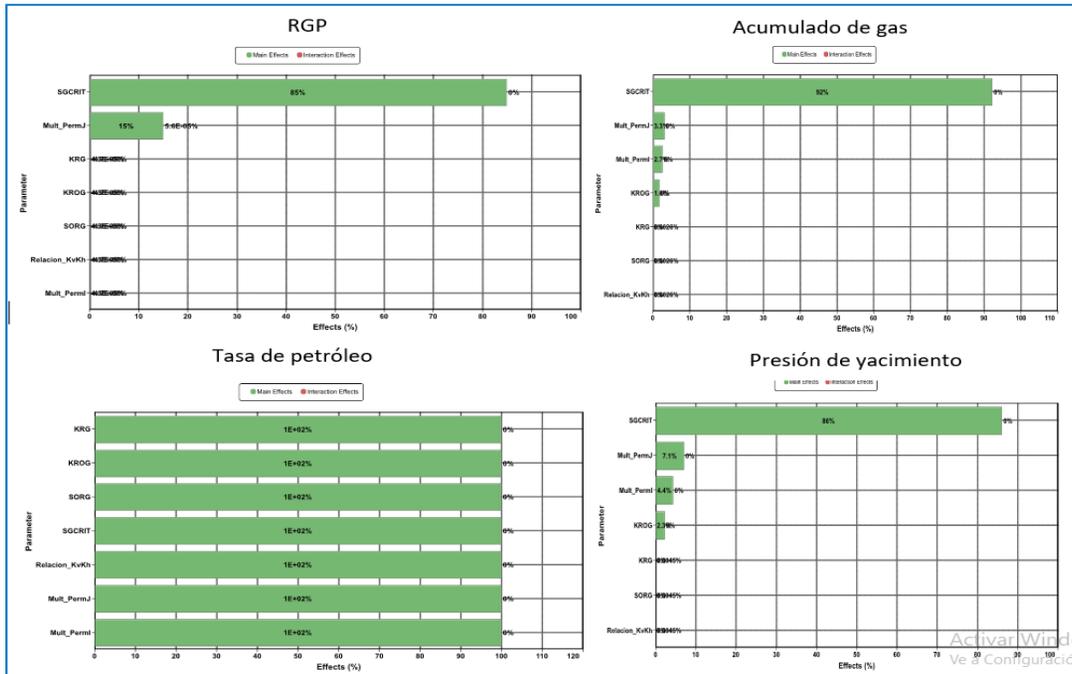
En la figura 4.42, se puede apreciar que la Saturación de gas crítica (SGCRIT) (superior izquierda), tiene un 85% de efecto sobre la función objetivo de relación gas-petróleo (RGP), es de esperarse este resultado, ya que, la RGP es controlada por el grado de segregación de gas permitido en el modelo y la saturación de gas crítica depende del proceso de desplazamiento. Luego le sigue un 15% de efecto del parámetro Multiplicador de Permeabilidad J (Mult\_PermJ), mientras que el resto de los parámetros considerados tiene un mínimo impacto, sin embargo, no muestra la cuantificación en cuanto está afectando la función objetivo.

Evaluando el acumulado de gas (superior derecha), se evidencia que la Saturación de gas crítica (SGCRIT) tiene un 92% de efecto sobre esta función objetivo, al mismo tiempo se detecta que los parámetros siguientes van perdiendo importancia, señalando un 3.3% de efecto que corresponde al parámetro de Multiplicador de permeabilidad J (Mult\_PermJ), un 2.7% para Multiplicador permeabilidad I (Mult\_PermI) y 1.8% para Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc (KROG). Los parámetros de Permeabilidad relativa del gas a la Sor (KRG), Saturación de petróleo residual al gas (SORG) y la Anisotropía (Relacion\_KvKh) quedan sin efecto.

Para la tasa de petróleo (inferior izquierda), es un caso particular donde se observa que todos los parámetros establecidos tienen exactamente la misma importancia, un 100% de efecto sobre la función objetivo. Esto sucede ya que el modelo está siendo controlado por tasas de petróleo, pero realmente esta función objetivo es poco relevante para el estudio de sensibilidades, porque se conoce de antemano que el modelo de simulación está reproduciendo exactamente la data histórica.

Finalmente, para la función objetivo de la presión de yacimiento (inferior derecha), la saturación de gas crítica impone el mayor impacto, registrando un 86% de efecto. Para los siguientes parámetros va decreciendo el porcentaje de efecto, donde arroja un 7.1% para el parámetro de Multiplicador de Permeabilidad J (Mult\_PermJ), un 4.4% para Multiplicador permeabilidad I (Mult\_PermI) y 2.3% para Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc (KROG).

Por otro lado, se puede notar que el porcentaje de interacción entre parámetros (barra roja), es prácticamente inexistente para todas las funciones objetivos, ya que el porcentaje es muy pequeño, esto es debido que la metodología de trabajo que se seleccionó, involucra ecuaciones lineales y cuadráticas, por lo tanto, se excluyó los términos de interacción entre parámetros.



**Figura 4.42** Porcentaje de efecto sobre la funciones objetivos.

En la **tabla 4.10** muestra el resumen de los resultados obtenidos mediante el análisis de Sobol, donde la Saturación de gas crítica (SGCRIT), tiene el mayor porcentaje de efecto sobre las funciones objetivos definidas, seguido por Multiplicador permeabilidad J (Multi\_PermJ), Multiplicador permeabilidad I (Multi\_PermI) y la Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc (KROG).

El resto de los parámetros establecidos, pierden impacto y cuyos efectos pueden despreciarse, sin embargo, la Saturación de petróleo residual al gas (SORG) y la Permeabilidad relativa del gas a la Sor (KROG), serán incluidos en el cotejo histórico, ya que pertenecen a los puntos extremos de la curva de permeabilidad relativa y pueden ser

necesario para ajustar los datos de comportamiento de producción acumulada de los fluidos y de presión registrada.

**Tabla 4.3.** Resumen de los resultados obtenidos mediante el análisis de Sobol:

Parámetro	Porcentaje de efecto (%) sobre la función objetivo			
	RGP	Acum_Gas	Tasa_petróleo	Presión_yac
Multi_PermI	Efecto mínimo	2.7	100	4.4
Multi_PermJ	15	3.3	100	7.1
Relacion_KvKh	Efecto mínimo	Efecto mínimo	100	Efecto mínimo
SGCRIT	85	92	100	86
SORG	Efecto mínimo	Efecto mínimo	100	Efecto mínimo
KROG	Efecto mínimo	1.8	100	2.3

#### 4.2.4 Resultados del Cotejo Histórico

El principal problema del yacimiento en estudio es la alta producción de gas que tiene un impacto importante en toda la producción del yacimiento, inicialmente el modelo no está cotejado, en cuanto se trata de la relación gas-petróleo (RGP), acumulado de gas y presión del yacimiento. Por lo tanto, se produjo a realizar un ajuste histórico, partiendo del resultado de un análisis de sensibilidades.

Del análisis de sensibilidad realizado previamente, se obtuvo que las variables que tendrían alguna influencia en el ajuste histórico serían:

- Multiplicador Permeabilidad I
- Multiplicador Permeabilidad J
- Saturación de gas crítica
- Saturación de petróleo residual al gas

- Permeabilidad relativa del petróleo a la Sgc
- Permeabilidad relativa del gas a la Sor

Las variables anteriormente mencionadas, fueron estudiadas en *CMOST*, para intentar reducir el error entre los resultados de simulación y la data medida en campo.

El mejor ajuste histórico será aquel experimento que presente el menor porcentaje de error de la función *GlobalHmError*.

#### **4.2.5 Análisis del Cotejo Histórico por pozo**

Una vez corrido el programa, se mostrará la pantalla como se aprecia en la siguiente figura (superior izquierda), donde realizó aproximadamente 184 experimentos, en un tiempo de 11 horas con 46 minutos, el cual arrojó un error menor al que se tenía inicialmente (caso base), de 11.4% hasta aproximadamente 9.08%. El caso de mejor ajuste o menor *GlobalHmError* se presentó en el experimento 89 para el pozo 0402.

Se puede observar para el pozo 0403 en la figura (superior derecha), ejecutó aproximadamente 200 experimentos, realizado en 23 horas con 21 minutos, es de hacer notar que, es un tiempo relativo, puesto que hubo lapso de tiempo en modo pausa, por criterios de la herramienta computacional utilizada. De todas las corridas, se destacó el caso número 44 con un menor *GlobalHmError*, disminuyendo el error de 22,39% hasta 13,65% relativamente, indicando el mejor ajuste para este caso.

Para el pozo 407 que se muestra en la figura (inferior izquierda), *CMOST* efectuó 230 corridas, llevado a cabo en 15 horas y 9 minutos. Registrando el caso 87 con el menor valor de la función *GlobalHmError*, el cual pasó de tener un error de 11,45% a 11,35% respectivamente.

En la figura (inferior derecha), se ejecutó para el pozo 408 un total de 239 experimentos, realizados en 15 horas y 20 minutos. Donde resalta un error inicial de 28,13%, el cual disminuye a 18,5% para el caso 233, indicando un ajuste óptimo para ese instante.

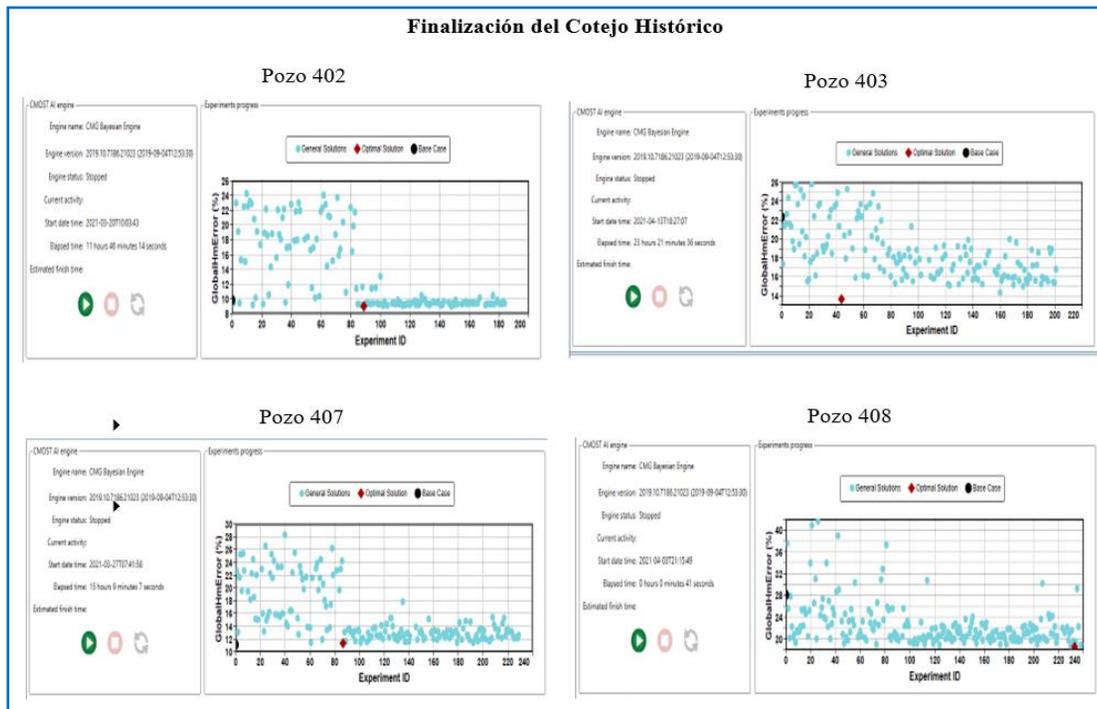


Figura 4.43 Finalización del Cotejo Histórico por pozo en el programa *CMOST*.

A continuación, se muestran las gráficas con las diferentes variaciones y mejor ajuste arrojado por *CMOST* para cada uno de los pozos en estudio.

En las siguientes figuras, se observa la curva (puntos azules) que representa la producción real (.fhf), la curva de color negro que corresponde a la corrida del simulador del caso base (.irf), la curva roja representa el caso óptimo encontrado y las curvas azules las diferentes variaciones que plantea *CMOST* para encontrar ese ajuste al mejor cotejo, tanto para la RGP, acumulado de gas, tasa de petróleo y presión de yacimiento para cada uno de los pozos en estudio.

Cabe acotar que para el pozo 0403, no se aprecia las variaciones (curva azul clara) para la producción de petróleo, ya que es un modelo que se está controlando por la tasa de petróleo, lo que quiere decir que, se obliga al pozo a producir la tasa de la data histórica. Por esa razón se observa que produce exactamente lo que debería producir. Sin embargo, para el caso de los pozos 0402,0407 y 0408 si se tiene algunas variaciones, el cual produce menos de la tasa de petróleo establecida, y precisamente es menos y no más porque está bajo este

control y a fijarla no hay ninguna opción para que el simulador produzca más que la tasa histórica fijada previamente.

Para los pozos 0403 y 0408, la variabilidad (curva azul clara) de la presión de yacimiento, se encuentra muy por encima de la data histórica, lo que no permite encontrar un ajuste aceptable para cada caso.

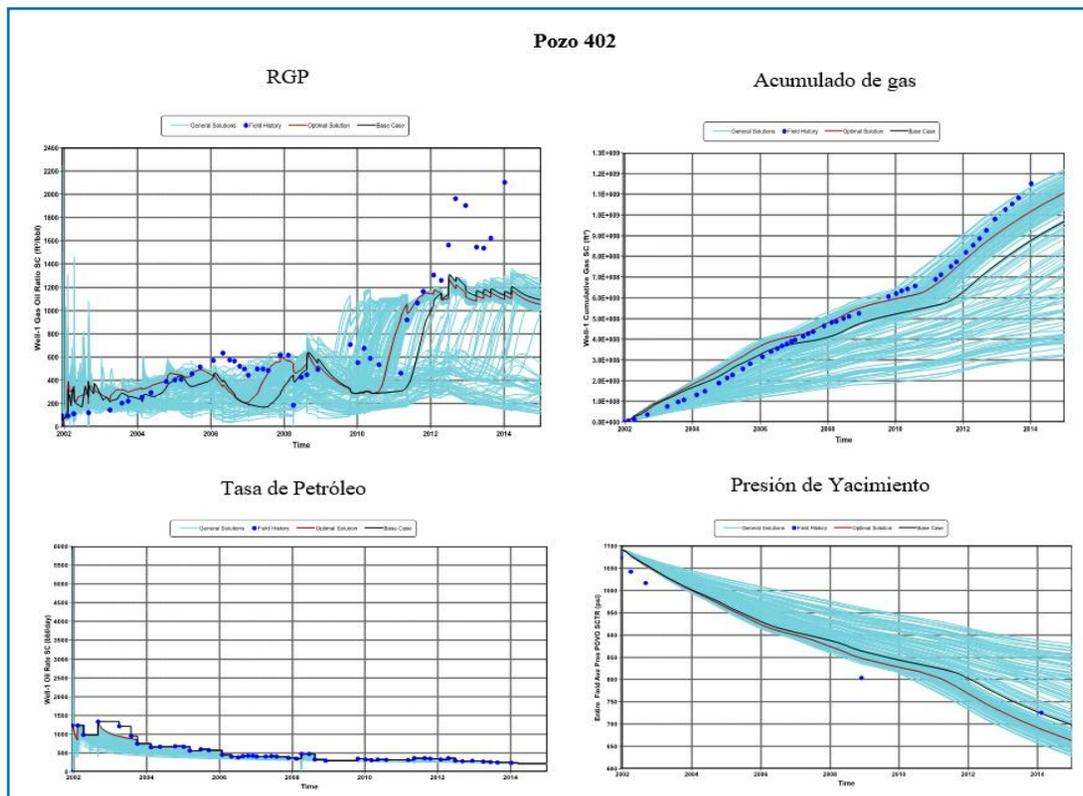


Figura 4.44. Variaciones y mejor ajuste arrojado por CMOST para el pozo 0402.

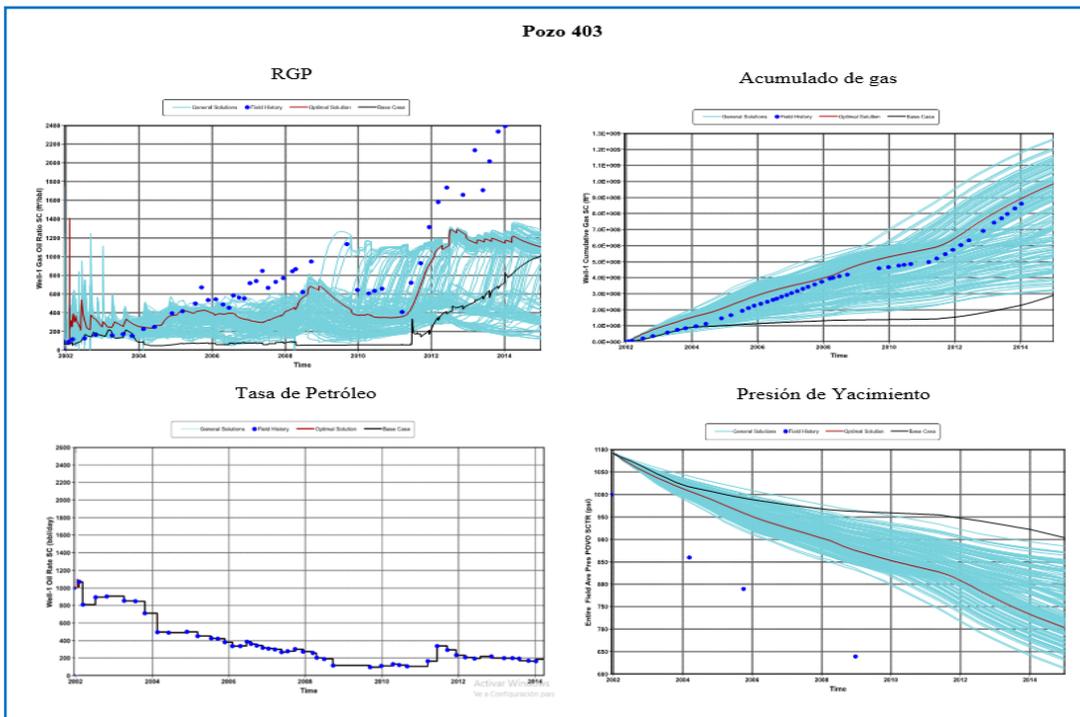


Figura 4.45. Variaciones y mejor ajuste arrojado por CMOST para el pozo 0403.

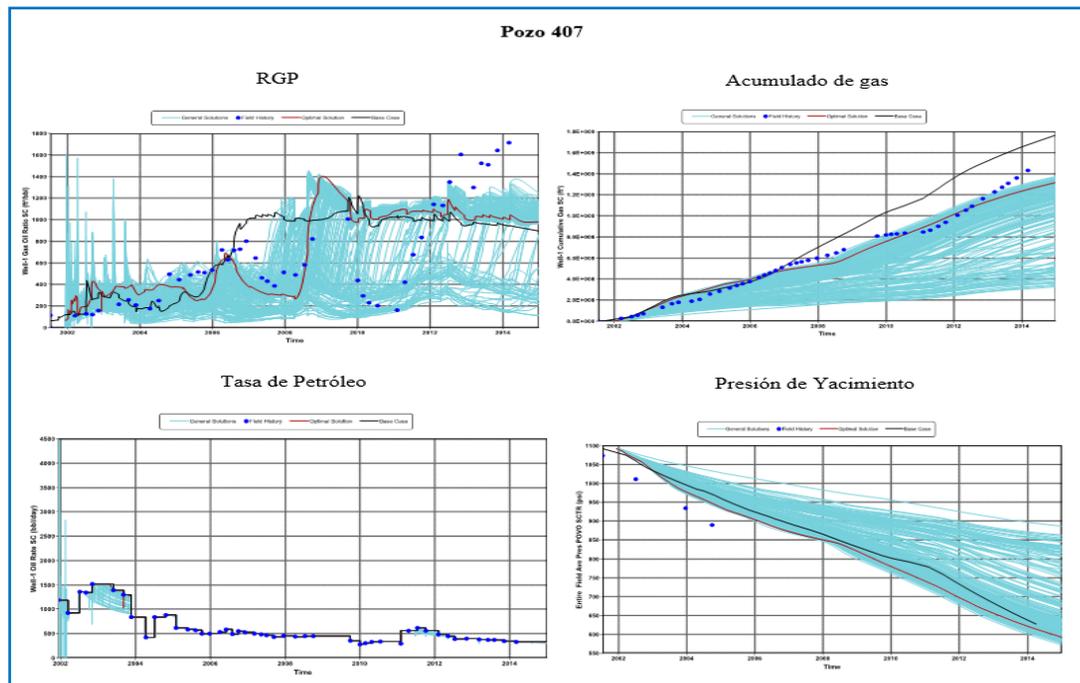


Figura 4.46. Variaciones y mejor ajuste arrojado por CMOST para el pozo 0407.

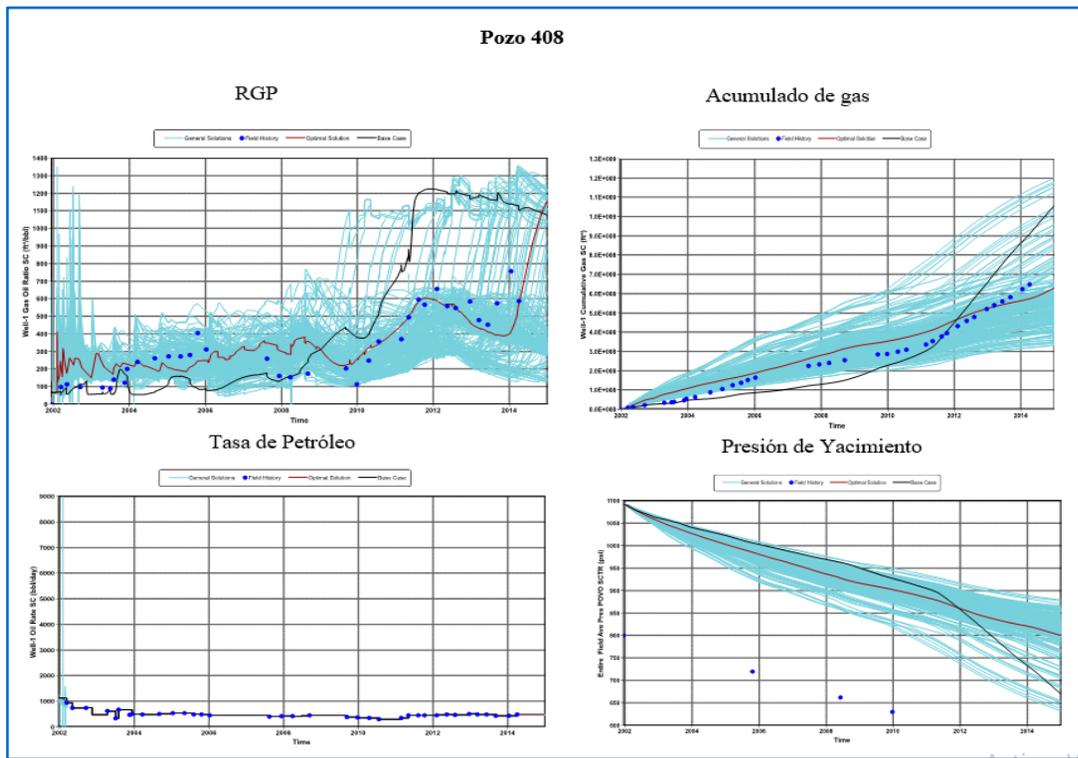


Figura 4.47. Variaciones y mejor ajuste arrojado por *CMOST* para el pozo 0408

De acuerdo al rango valores estudiado para cada una de las variables definidas, en general se obtuvo una mejor aproximación con respecto al caso base, cuyos valores de mejor ajuste se describe en la **tabla 4.11**, donde se muestra los valores óptimos de los parámetros del caso de mejor ajuste, representado por cada pozo. Esto forma parte de la matriz del diseño de superficie de respuesta, utilizado por *CMOST* para los experimentos realizados.

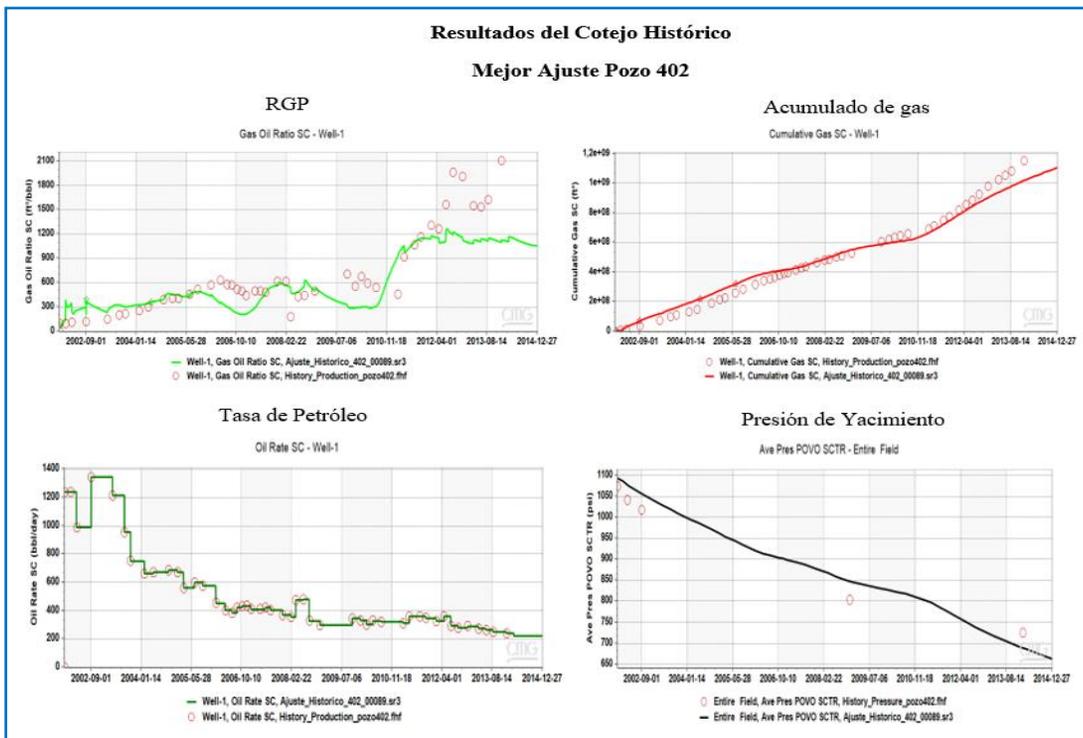
Tabla 4.4. Valores óptimos de los parámetros del caso de mejor ajuste, representado por cada pozo.

Parámetro	Valores Óptimos			
	Pozo 0402	Pozo 0403	Pozo 0407	Pozo 0408
Mult_PermI	1.04	0.7	1.02	0.69
Mult_PermJ	0.91	0.88	0.9	0.98
SGCRIT	0.022	0.021	0.028	0.025
SORG	0.16	0.18	0.19	0.19
KROG	0.91	0.98	0.88	0.81
KRG	0.84	0.81	0.87	0.88

Por lo consiguiente, se observó el resultado de la simulación en *Results* (ver **figuras siguientes**), que corresponde al mejor ajuste o menor *GlobalHmError*, donde es comparado con los datos históricos.

- **Mejor ajuste del pozo 0402**

Como se observa en la figura 4.48, el cotejo de la relación gas-petróleo (RGP) y producción acumulada de gas (gráfico superior izquierdo y superior derecho), tiende a mantener el comportamiento real (puntos rojos) de la data del campo, al igual que la presión, se aproxima muy bien a los datos de la prueba real de presión (inferior derecho). Mientras que para la tasa de petróleo reproduce exactamente la data histórica, esto se debe a que el control de la simulación se realizó por medio de la tasa de petróleo. En general, se obtuvo un cotejo aceptable con un error promedio de 9.08%.

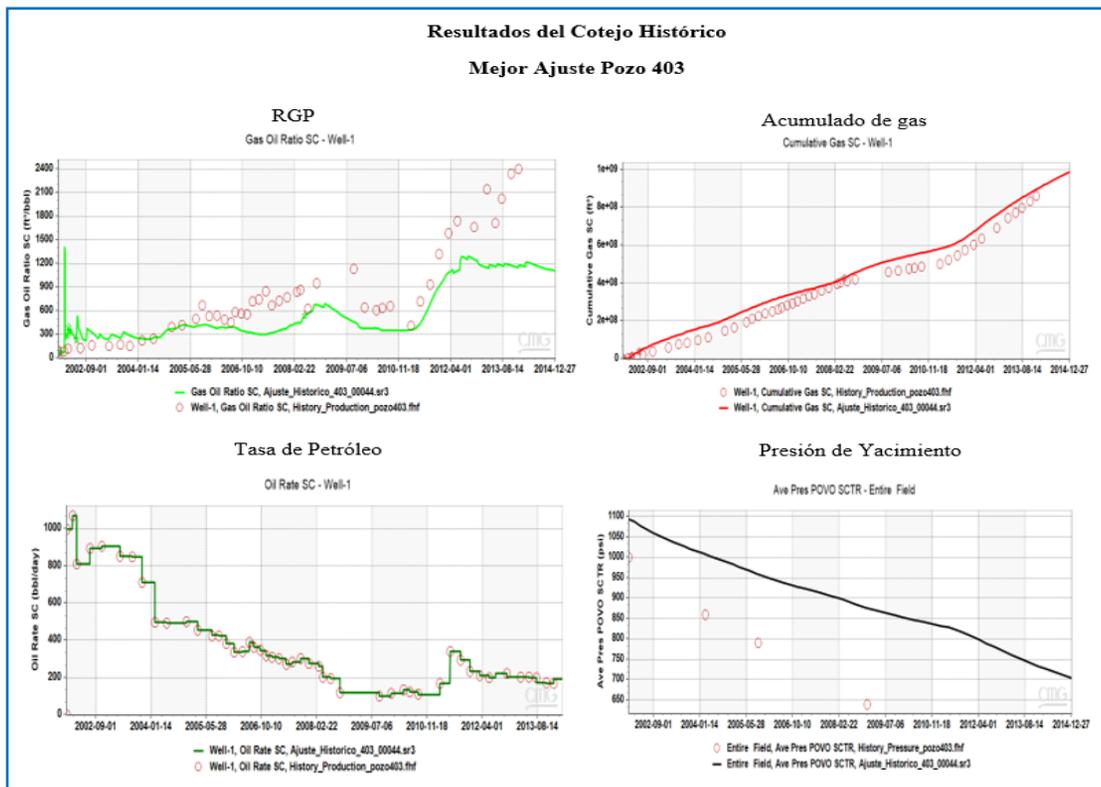


**Figura 4.48.** Resultados del mejor ajuste arrojado por *CMOST* para el pozo 0402.

- **Mejor ajuste del pozo 0403**

En la figura 4.49, se indica que la RGP real del campo (figura superior izquierda) se mantuvo relativamente constante hasta el año 2010, siguiendo aproximadamente la misma tendencia la RGP simulada, luego se percibe que la RGP aumenta considerablemente. Mientras que la figura (superior derecha), se observa que existe un buen ajuste entre el acumulado de gas simulado y el acumulado de gas real. En la figura (inferior derecha), la presión de yacimiento simulada se mantiene superior a la real, en consecuencia, se determinó que los puntos de presiones utilizados son insuficientes para lograr un ajuste representativo.

Para la tasa de petróleo se aprecia el ajuste histórico esperado (figura inferior izquierda). En este sentido, el experimento 44 presentó el menor porcentaje de error global de la función *GlobalHmError*, con un error de 13.65%.



**Figura 4.49.** Resultados del mejor ajuste arrojado por *CMOST* para el pozo 0403.

- **Mejor ajuste del pozo 0407**

En la siguiente figura 4.50, se observa que la RGP intenta ajustarse para el intervalo comprendido entre el año 2002 y 2008, sin embargo, para el año 2009, se aprecia que el comportamiento de la RGP simulada, crece por encima de la real para luego marcar un descenso y seguir constante hasta finalizar la producción (figura superior izquierda).

En la figura (superior derecha), se observa que, a excepción de algunos puntos, la curva de la producción acumulada de gas simulada, se ajusta al comportamiento del acumulado de gas real del pozo.

Para la presión de yacimiento (inferior derecha), se percata que la producción de gas jugó un papel clave en el cotejo de presiones, ya que como se pudo observar, la caída de presión real es suave, y la producción de gas para el mismo es relativamente baja, mientras que, para el caso de la curva simulada, aumentó la producción de gas notablemente y por consiguiente se logró acentuar la caída de presión, de esta manera se consiguió una buena representación de las condiciones reales. Mientras que, la tasa de petróleo muestra el ajuste histórico deseado.

Se logró alcanzar la mayoría de los resultados en la producción y presión, arrojando un error de 11.35%, lo que garantizó un cotejo aceptable.

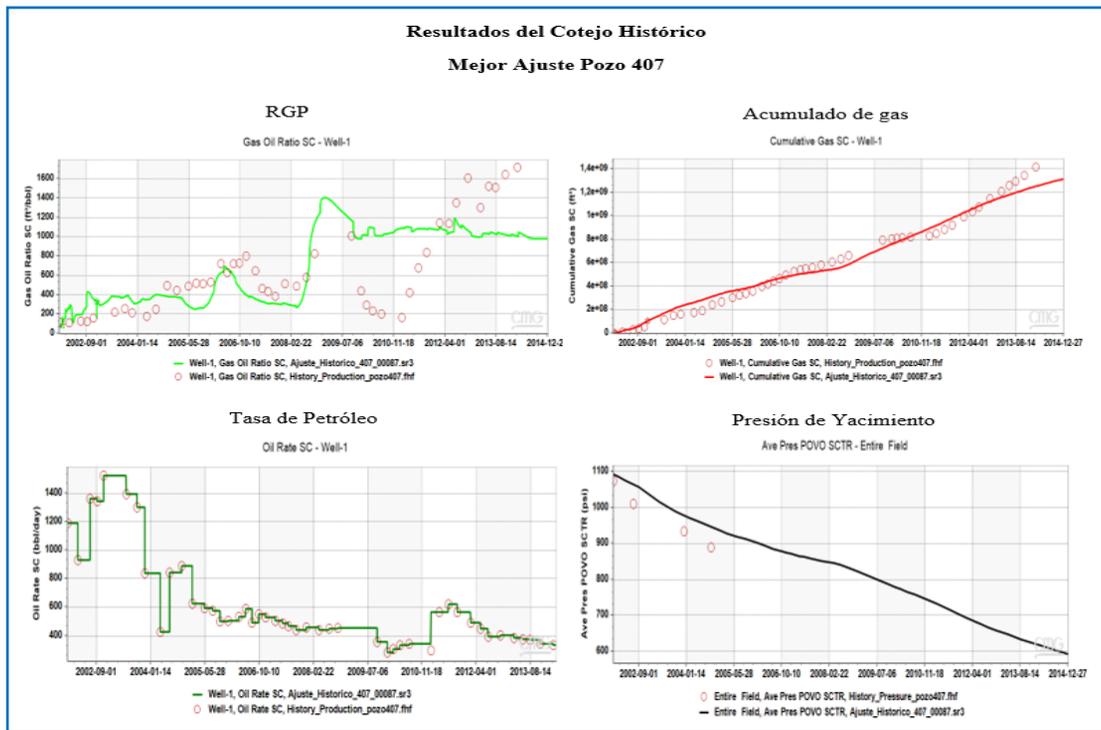


Figura 4.50. Resultados del mejor ajuste arrojado por CMOST para el pozo 0407.

- **Mejor ajuste del pozo 0408**

En la figura (superior izquierda), se indica que la curva de la RGP simulada tiene un comportamiento representativo de los puntos de RGP reales del pozo. Para la producción acumulada de gas (gráfico superior derecho), marca tendencia de ligeramente por encima de los puntos reales del acumulado de gas.

Por el otro lado, la presión de yacimiento (gráfico inferior derecho) difiere notablemente entre la curva simulada y la real. Esto puede deberse a errores en los valores medidos de la prueba real de presión. La figura (inferior izquierda), indica que la tasa de petróleo simulada se ajusta satisfactoriamente a la curva de la tasa de petróleo real del pozo. De acuerdo a los resultados arrojados, se obtuvo un error de 18.5%, el cual se puede considerar que el cotejo de dicho pozo es aceptable.

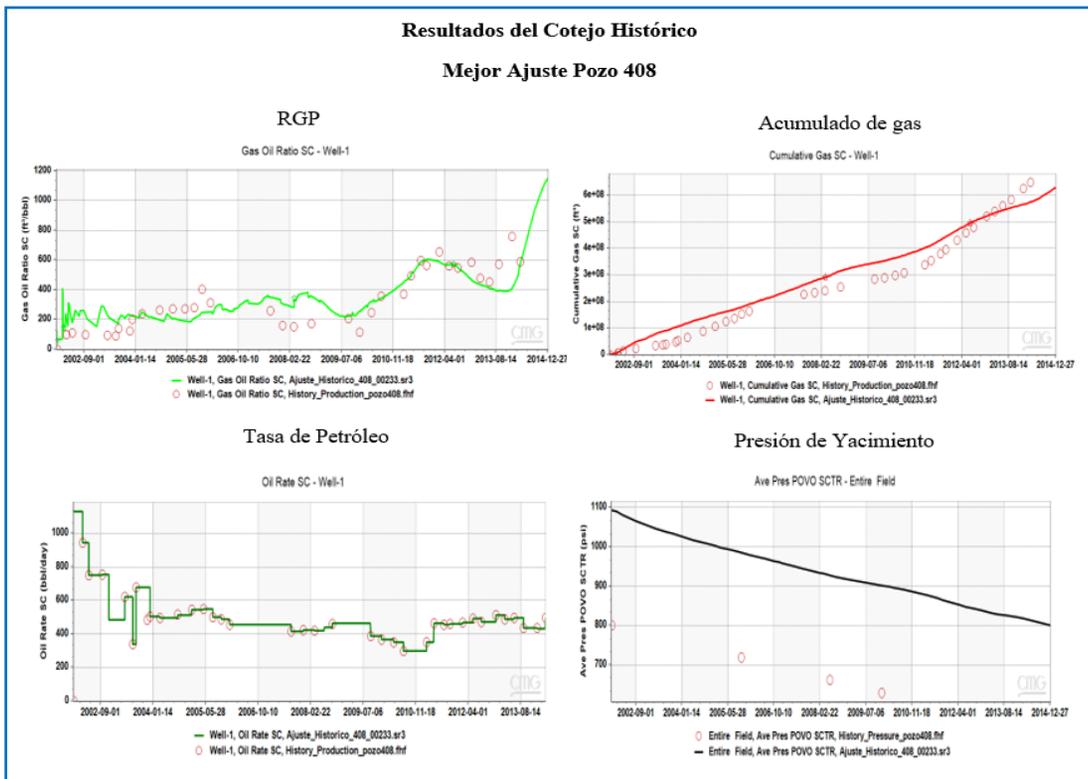


Figura 4.51. Resultados del mejor ajuste arrojado por *CMOST* para el pozo 0408.

## CONCLUSIONES

- Se cuenta con los históricos de producción de una serie de parámetros de varias macollas de la FPO. Los resultados de la simulación de un proceso dependerán de la calidad de los datos experimentales, ya que están fuertemente condicionados al comportamiento observado y su interpretación se basará en el conocimiento y experiencia del ingeniero de yacimientos.
- Los datos PVT fueron construidos con un modelo reproduciendo los valores de gas en solución, la presión de burbuja, la presión original y la temperatura del yacimiento con correlaciones empíricas. Puesto que los crudos de la FPO son bastante uniformes, dependiendo principalmente de la profundidad, este modelo produce algún grado de incertidumbre al momento de realizar el estudio.
- El procedimiento manual de los parámetros de entrada del simulador para ajustar los principales parámetros de producción: relación gas-petróleo, tasa de petróleo, producción de petróleo acumulado y presión de yacimiento, generó un entendimiento inicial del comportamiento de los pozos en función de las variables analizadas y, a su vez, se logró un ajuste muy aproximado para el pozo estudiado.
- Se utilizó el optimizador *CMOST* para ajustar de manera automática los parámetros de modelado del resto de los pozos en estudio. Se generó un modelo que relaciona las principales funciones objetivas significativas, como la relación gas-petróleo, producción de petróleo acumulado, tasa de petróleo y presión de yacimiento obteniendo así, un ajuste con el mínimo error generado.
- De los resultados del cotejo histórico, se puede apreciar que el margen de error que se tomó para poder decir que el modelo es representativo fue menor al 20%. Mediante este estudio, se determinaron los valores de varios parámetros para simulación de los

yacimientos de la FPO. Estos valores son muy diferentes a los encontrados en los crudos convencionales.

- Con los datos de presiones estáticas de algunos pozos, se pudo verificar el comportamiento de la presión estática medida en los pozos horizontales de la FPO. Se pueden observar tiempos de estabilización de meses para que la presión medida en los pozos se estabilice al valor de la presión estática.
- En los pozos también se notó que después del periodo de cierre, la mayoría de los pozos tenían una RGP de aproximadamente 400 PCN/BN y luego de esa parada de producción por varios meses, comenzaron con una RGP baja de aproximadamente 150 PCN/BN. Asimismo, en lo que se aumentó la RPM, aumentó la RGP progresivamente, registrando valores alrededor de 1000 PCN /BN.
- Las causas principales de la excesiva producción de gas y alta RGP, fueron principalmente las altas tasas de producción sometidas mediante las RPM de operación de la bomba. Otro parámetro influyente es el tiempo de explotación.

## **RECOMENDACIONES**

- Efectuar pruebas de presiones estáticas para conocer la distribución actual de las presiones en el yacimiento.
- Para el modelado en *CMOST*, Implementar una ponderación basada en la cantidad de datos por año con el fin de que los errores más representativos en la comparación se enfocasen en aquellos años con mayor acumulación de datos, debido a que una mayor densidad de datos reduce la incertidumbre.
- Tomar pruebas de presión de fondo fluyente para generar un cotejo histórico con mayor precisión en el comportamiento de los pozos

## **BIBLIOGRAFÍA**

Parra Ambar (2018). *Evaluación experimental de la caída de presión en un medio poroso no consolidado de la Faja Petrolífera del Orinoco a través de una prueba de agotamiento*. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Babu, D. K y Odeh, A. S. (1988). Productivity of a Horizontal Well. Artículo SPE 18298, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas.

Barberi, E. (1998). *El Pozo Ilustrado*, Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Caracas, Venezuela.

Barrios Rigo. (2011). *Diseño hidráulico del sistema de inyección de diluyente a fondo en bombas de BCP de los pozos CDB-058, CBD-060 y CBD-067, Macolla N-20-1, campo Cero Negro, FPO*. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Cabrales Sergio, Jarohueh Jorge (2011). *Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima de diluyente y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Cambas Yehimy (2015). *Identificación de las variables con mayor impacto en la producción de petróleo por agotamiento natural. Caso: Bloque 5, División Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco*. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Cermeño Diomar (2003). *Diseño de un programa de computación para la determinación de la productividad de fluidos incompresibles en pozos horizontales*. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Craft, B. y Hawkins, M. (1977). *Ingeniería Aplicada de Yacimiento Petrolíferos*. Madrid: TECNOS S.A.

Da Silva. (2018). Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Guía de ingeniería de yacimiento. (revisa el año, el estuvo por el 2010)

Dake, L.P. (1998). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier Science B.V. Netherlands.

Essenfeld, Martín y Barberii, Efraín. (2006) *Yacimientos de Hidrocarburos IV. Pozos y Secciones Horizontales*. Fundación Juan Jones Parra. Caracas. 2006. pp. 13-25. pp. 62-70. pp. 73-76. pp. 79-90

Fanchi, J. (1997). *Principles of Applied Reservoir Simulation*. EE.UU: Gulf Publishing Company Houston.

Joshi Sada. (1991) *Horizontal well technology*. PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA. 535 pp.

Joshi, S.D. (2003). *Cost/Benefits of Horizontal Wells*. Artículo SPE 83621, presentado en la SPE Western Regional Meeting, California.

Kuchuk, F. J., Goode, P.A., Brice, B. W., Sherrard D. W., y Thambynayagam Michael. (1990). *Pressure Transient Analysis for Horizontal Wells*. Journal of Petroleum Technology.

Maini, B. (1995). *A proposed dynamic model for foamy oil properties*. Paper SPE 3025 14p.

Maini, B. (2001). "Foamy oil flow". Paper SPE 68885, 7pp.

Mattax, C. y Dalton, R. (1990). *Reservoir Simulation*. SPE Monograph Volume 13. 173 p.

Rivera, J. (2004). *Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos*. Puerto La Cruz, Venezuela: Editorial Geopeca.

Rodríguez, R. (1980). *Apuntes de principios de mecánica de Yacimientos*. México: FI-DICT.

Sepúlveda, J., Escobar, F. (2005) *Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*. Editorial: Universidad Surcolombiana. Colombia, (2005).

Velásquez, A. (2006) *Estudio de Simulación numérica de yacimientos para la evaluación de la aplicación de un tratamiento de geles como método de control de agua en el yacimiento G-10 GF-1 del campo Guafita Norte, Estado Apure*, Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela.

Vogel, J.V. (1968) *Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells* JPT 83-92.

WEC (1997). *Evaluación de pozos*. Schlumberger oilfield services. Caracas, Venezuela.

## NOMENCLATURA

**API:** American Petroleum Institute.

**bn:** Barriles Normales.

**BND:** Barriles Normales Por Día.

**bpd:** Barriles Por Día.

**by:** Barriles de yacimiento.

**cP:** Centipoise.

**Ge:** Gravedad específica.

**°F:** Grados Fahrenheit.

**Kh:** Permeabilidad Horizontal, mD.

**Krg:** Permeabilidad relativa al gas.

**Kro:** Permeabilidad relativa al petróleo.

**Kv:** Permeabilidad Vertical, mD.

**mD:** Milidarcys.

**P:** Presión.

**pcn:** Pies Cúbicos Normales.

**Pe:** Presión Estática

**Prof:** Profundidad, pies.

**PVT:** Presión, Volumen y Temperatura.

**Qo:** Tasa de Petróleo.

**Qg:** Tasa de gas.

**RGP:** Relación gas -petróleo, pcn/bn.

**RPM:** Revoluciones por minuto.

**Sg:** Saturación de gas

**So:** Saturación de petróleo.

**T:** Temperatura.

**APÉNDICES**

**Apéndice A.** Diseño y elaboración de la base de datos

A continuación, se presenta el formato que contiene la clasificación de los datos de producción de cada uno de los pozos en estudio, El cual fue organizada en un libro Excel buscando manejar de forma fácil y eficiente la información necesaria para la realización del proyecto.

**Tabla A.1.** Base de datos del pozo 0401.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA ( PSI)
4-dic-01	280	1490	162	109	1104
8-ene-02	400	2066	218	106	1031
8-feb-02	250	1314	174	133	1059
27-feb-02	250	1309	135	103	1052
8-mar-02	445	2242	235	105	956
27-mar-02	400	2060	219	106	1013
5-abr-02	450	2284	249	109	989
19-abr-02	450	2275	253	111	970
4-may-02	450	2268	262	116	958
18-jun-02	250	1314	132	100	1026
12-ago-02	250	1290	153	119	934
26-ago-02	445	2150	316	147	936
9-oct-02	390	1917	272	142	938
20-oct-02	390	1871	303	162	914
29-oct-02	365	1789	264	148	917
9-dic-02	250	1290	153	119	934
4-mar-03	250	1312	143	109	957
4-abr-03	250	1218	184	151	807
29-may-03	400	1911	402	210	931
5-jun-03	300	1466	224	153	916
23-jun-03	320	1560	246	158	923
7-jul-03	300	1453	266	183	910
2-ago-03	250	1280	271	212	915
16-ago-03	250	1306	307	235	911

26-ago-03	445	2150	316	147	936
28-ago-03	240	1165	211	181	921
5-sept-03	240	1273	279	219	912
22-sept-03	180	929	128	138	936
3-oct-03	230	1262	282	223	914
18-oct-03	390	1871	303	162	914
28-oct-03	365	1789	264	147	917
30-oct-03	200	963	176	183	927
8-nov-03	200	960	170	177	923
16-dic-03	200	924	187	202	923
14-ene-04	190	893	192	215	924
11-feb-04	180	873	157	180	926
11-mar-04	190	891	204	229	922
8-abr-04	190				922
		891	204	229	
8-abr-04	200	993	306	308	913
15-abr-04	185	983	245	249	915
12-may-04	185	928	281	303	912
17-jun-04	180	896	266	297	909
9-jul-04	185	902	299	331	906
2-ago-04	190	911	329	361	902
23-sept-04	190	907	328	362	892
15-oct-04	190	921	338	367	890
22-nov-04	190	883	354	401	885
18-dic-04	190	876	306	350	881
2-ene-05	190	911	355	390	880
17-ene-05	190	871	360	413	877
10-feb-05	170	805	288	358	879
15-mar-05	170	793	208	262	879
13-may-05	190	819	396	484	867
16-may-05	240	929	374	403	
3-jul-05	50	251	63	251	917
16-jul-05	180	863	337	390	868
20-ago-05	180	847	363	429	861
1-sept-05	180	813	380	467	856
19-sept-05	180	741	240	324	862
1-oct-05	180	807	398	493	844

24-oct-05	150	668	164	246	864
10-nov-05	170	717	257	358	863
19-nov-05	170	707	210	297	
12-dic-05	170	732	170	232	
24-dic-05	220	880	237	269	838
9-ene-06	220	840	256	305	831
26-ene-06	220	851	307	361	833
14-feb-06	240	861	355	412	827
10-mar-06	240	877	357	407	828
15-abr-06	240	978	326	333	822
26-abr-06	240	950	314	331	813
5-may-06	240	934	351	376	812
16-may-06	240	929	374	403	811
1-jun-06	240	878	374	426	810
15-jun-06	240	871	372	427	716
26-jun-06	240	882	367	416	716
6-jul-06	240	887	286	322	
12-jul-06	240	876	286	326	
31-jul-06	240	915	322	351	
1-ago-06	240	935	331	353	
11-ago-06	240	892	348	390	
21-ago-06	240	875	337	385	
27-ago-06	240	864	363	420	
2-sept-06	240	842	353	419	
16-sept-06	240	799	319	399	
22-sept-06	240	859	332	386	
15-oct-06	240	842	319	379	
1-nov-06	240	831	324	390	
16-nov-06	240	838	330	394	
1-dic-06	240	816	337	413	
14-dic-06	240	826	320	387	
1-ene-07	240	851	347	408	
12-ene-07	240	807	311	385	
20-ene-07	240	800	311	389	
10-feb-07	240	818	310	379	
18-feb-07	240	809	312	386	
7-mar-07	200	745	237	318	

16-mar-07	200	748	226	302	
1-abr-07	200	770	218	284	
17-abr-07	200	813	212	261	
2-may-07	200	816	208	255	
13-may-07	240	879	284	323	
17-may-07	240	884	305	345	
28-may-07	200	592	459	775	
3-jun-07	100	435	42	97	
19-jun-07	130	528	173	328	804
9-jul-07	50	176	12	67	848
26-jul-07	100	447	32	72	
1-ago-07	140	610	120	196	825
8-ago-07	140	608	183	301	816
13-sept-07	140	580	121	208	
21-sept-07	150	635	141	222	
24-oct-07	150	525	66	125	
20-nov-07	100	354	32	90	
4-dic-07	180	692	179	259	
18-dic-07	180	686	128	187	
21-dic-07	180	697	123	177	
18-ene-08	180	701	124	177	
13-feb-08	180	654	123	188	
2-mar-08	180	741	137	185	
6-abr-08	200	751	165	220	
29-abr-08	200	849	165	195	756
11-may-08	220	1239	176	142	
6-jun-08	220	837	202	242	752
21-jul-08	220	654	361	552	
9-ago-08	220	785	267	340	
24-ago-08	220	796	277	348	
6-sept-08	220	797	272	341	
27-sept-08	220	800	269	336	
29-oct-08	220	809	277	342	790
11-nov-08	200	396	155	391	
1-dic-08	200	729	185	254	788
28-ago-09	200	872	82	94	
30-sept-09	200	939	123	131	

8-oct-09	200	908	125	138	
19-nov-09	200	824	115	140	
14-dic-09	200	792	131	165	
7-ene-10	220	827	168	203	
24-ene-10	220	844	168	199	
7-feb-10	220	817	172	211	
23-feb-10	220	822	182	221	
10-mar-10	220	878	187	212	
2-abr-10	220	807	202	250	
17-abr-10	220	786	218	277	
29-abr-10	220	805	227	282	
9-may-10	220	826	233	282	
2-jun-10	220	734	139	189	
8-jul-10	220	685	276	403	
2-ago-10	220	678	297	438	
18-dic-10	100	378	157	415	
9-ene-11	200	497	368	740	
4-feb-11	200	550	316	575	
12-feb-11	200	550	36	65	
9-mar-11	230	640	345	539	
27-mar-11	230	668	328	491	
7-abr-11	230	680	339	499	
25-abr-11	250	1055	640	607	
26-abr-11	250	1070	633	592	
13-may-11	250	676	399	590	
25-may-11	250	674	418	621	
10-jun-11	250	637	427	670	
20-jun-11	250	626	437	698	
14-jul-11	250	612	440	719	
4-ago-11	250	610	443	726	
2-sept-11	250	583	467	801	
2-oct-11	250	571	479	839	
10-oct-11	250	547	482	881	
20-oct-11	250	530	493	930	
10-nov-11	250	528	499	945	
12-dic-11	250	515	522	1014	
5-ene-12	250	509	525	1031	

2-feb-12	250	485	528	1089	
22-feb-12	250	433	617	1425	
6-mar-12	250	476	531	1116	
6-abr-12	250	497	531	1068	
25-abr-12	250	491	534	1088	
17-may-12	250	463	535	1156	
9-jun-12	250	467	529	1133	
25-jun-12	200	466	541	1161	
7-jul-12	200	402	427	1062	
27-jul-12	200	431	421	977	
9-ago-12	200	429	419	977	
10-sept-12	200	438	701	1600	
1-oct-12	200	442	421	952	
9-nov-12	200	436	426	977	
15-dic-12	200	409	450	1100	
16-ene-13	200	431	416	965	
8-feb-13	200	428	232	542	
9-mar-13	200	415	421	1014	
27-mar-13	200	427	416	974	
11-abr-13	200	412	420	1019	
7-may-13	200	418	431	1031	
21-may-13	200	414	414	1000	
5-jun-13	200	407	408	1002	
27-jun-13	200	405	409	1010	
11-jul-13	200	394	411	1043	
1-ago-13	200	406	411	1012	
21-ago-13	200	378	415	1098	
1-sept-13	200	391	411	1051	
14-sept-13	200	313	413	1319	
4-oct-13	200	394	410	1041	
26-oct-13	200	402	413	1027	
28-oct-13	200	254	494	1945	
2-nov-13	200	359	417	1162	
4-dic-13	200	365	440	1205	
6-ene-14	200	388	409	1054	
8-feb-14	250	379	404	1066	643
15-mar-14	250	399	411	1030	

**Tabla A.2.** Base de datos del pozo 0402.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)
12-dic-01	190	1024	98	96	994
9-feb-02	233	1237	118	95	951
11-abr-02	190	986	114	113	911
2-sept-02	265	1343	165	123	883
4-abr-03	245	1213	190	146	840
30-jul-03	208	955	195	205	800
2-oct-03	165	751	169	220	795
15-feb-04	153	662	168	254	779
15-may-04	153	670	201	298	747
14-oct-04	166	684	266	389	731
9-ene-05	170	672	272	405	697
12-mar-05	143	562	233	408	709
28-jun-05	150	600	276	460	700
18-sept-05	135	454	254	571	704
28-ene-06	135	454	254	571	704
2-may-06	120	405	257	634	716
8-jul-06	113	386	224	576	681
26-ago-06	130	423	239	567	706
16-oct-06	130	430	224	520	704
5-dic-06	130	434	217	499	705
13-ene-07	118	411	186	444	704
13-abr-07	123	410	205	498	700
6-jun-07	128	424	210	497	702
27-jul-07	115	405	197	485	686
25-nov-07	130	369	228	619	791
16-feb-08	130	356	220	617	721
4-abr-08	111	473	87	183	
20-jun-08	130	480	189	424	
17-ago-08	100	329	147	449	
25-oct-08	120	256	121	408	
12-nov-08	120	330	208	630	
3-ene-09	0	0	0	0	
4-feb-09	0	0	0	0	
5-mar-09	0	0	0	0	
6-abr-09	0	0	0	0	
7-may-09	0	0	0	0	
8-jun-09	0	0	0	0	
9-jul-09	0	0	0	0	

15-ago-09	220	370	120	594	
20-nov-09	120	322	228	703	
8-ene-10	120	345	195	570	
11-mar-10	120	301	199	676	
10-may-10	120	329	194	589	
3-ago-10	120	320	171	536	
11-mar-11	95	314	144	461	
11-may-11	125	360	334	919	
23-ago-11	150	359	383	1065	
21-oct-11	150	348	404	1164	
3-feb-12	150	358	437	1255	
19-abr-12	150	362	444	1260	
28-jun-12	150	291	454	1565	
9-sept-12	150	280	544	1962	
14-dic-12	150	290	554	1904	
2-abr-13	150	276	428	1544	
14-jun-13	150	262	409	1539	
24-ago-13	150	251	407	1624	
7-ene-14	150	240	503	2103	606
15-mar-14	150	205	455	2269	

**Tabla A.3.** Base de datos del pozo 0403

Fecha	RPM	Q <sub>o</sub> (BND)	Q <sub>g</sub> (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)
13-dic-01	190	997	91	91	957
2-feb-02	205	1070	97	90	897
10-mar-02	160	811	96	115	846
9-jul-02	180	895	115	124	837
25-oct-02	194	906	151	167	783
9-abr-03	181	853	136	156	790
26-jul-03	183	849	149	185	787
24-oct-03	151	712	111	155	776
19-feb-04	113	498	115	234	818
5-jun-04	114	492	126	255	759
29-nov-04	129	501	201	403	728
11-mar-05	115	454	194	427	723
18-jul-05	120	426	216	508	713
20-sept-05	130	423	289	684	703
26-nov-05	123	383	208	541	701
6-feb-06	118	338	187	560	711

21-abr-06	105	340	169	501	714
21-jun-06	120	388	179	462	885
2-ago-06	123	362	215	594	891
27-sept-06	120	346	198	573	
22-nov-06	120	318	179	568	
14-ene-07	120	310	226	729	
17-mar-07	120	301	227	756	693
21-may-07	120	270	233	892	690
17-jul-07	103	282	191	650	700
28-sept-07	120	303	225	743	690
13-dic-07	118	277	218	786	693
14-mar-08	120	259	222	858	693
17-abr-08	98	204	180	829	721
28-jun-08	80	193	122	607	706
21-sept-08	60	119	115	1310	420
22-dic-08	60	126	108	861	269
1-ene-09	0	0	0	0	
2-feb-09	0	0	0	0	
3-mar-09	0	0	0	0	
4-abr-09	0	0	0	0	
5-may-09	0	0	0	0	
6-jun-09	0	0	0	0	
7-jul-09	0	0	0	0	
8-ago-09	0	0	0	0	
12-sept-09	60	98	113	1637	269
25-dic-09	58	113	74	661	
19-abr-10	60	134	83	619	
14-jun-10	60	122	79	698	
29-ago-10	60	109	73	740	
15-mar-11	50	168	70	419	
13-jun-11	150	340	250	739	
16-sept-11	150	296	280	960	
10-dic-11	150	234	314	1355	
8-mar-12	150	211	340	1644	
2-jun-12	150	199	352	1797	
29-jul-12	150	220	371	1694	
10-nov-12	150	203	442	2193	
11-mar-13	150	202	352	1727	
30-may-13	150	199	408	2060	
4-ago-13	150	172	409	2377	
29-oct-13	150	168	410	2446	
8-ene-14	150	190	342	1957	
28-mar-14	150	183	337	1955	

**Tabla A.4.** Base de datos del pozo 0405.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA ( PSI)
18-dic-01	100	549	59	107	1126
21-dic-01	100	548	57	104	1126
29-ene-02	100	537	54	101	1126
2-mar-02	150	798	88	110	1114
10-abr-02	70	373	34	91	1105
14-abr-02	190	1221	190	155	1083
9-may-02	175	1098	154	140	1073
10-may-02	80	433	39	89	1103
10-jun-02	90	489	46	94	1102
20-jun-02	100	542	55	101	1101
27-jun-02	180	948	98	103	1086
6-ago-02	200	1051	108	103	1081
11-ago-02	200	1209	186	154	1060
14-ago-02	50	274	23	84	1110
26-ago-02	50	274	21	77	1140
5-oct-02	70	373	34	91	1105
6-oct-02	80	433	39	90	1103
7-oct-02	90	489	46	94	1102
9-oct-02	90	487	49	101	1101
23-oct-02	160	992	137	138	1075
9-nov-02	200	1210	186	154	1060
13-dic-02	100	533	54	101	1073
10-abr-03	300	1730	266	154	1000
8-jun-03	250	1509	299	198	969
23-jun-03	350	1964	510	260	950
6-jul-03	250	1509	299	198	969
7-ago-03	100	595	90	151	1009
12-ago-03	100	552	79	143	1016
22-ago-03	100	556	81	146	1020
4-sept-03	300	1730	266	154	1000
18-sept-03	180	906	170	188	1000
30-oct-03	200	979	198	202	1009
16-nov-03	240	189	294	247	990
4-dic-03	200	1018	245	241	977

10-ene-04	200	1334	365	274	959
7-feb-04	200	1001	242	242	974
9-mar-04	180	914	278	304	969
10-mar-04	180	917	278	303	968
9-abr-04	150	941	317	337	963
17-abr-04	130	801	222	277	966
18-abr-04	130	783	219	280	967
13-may-04	135	842	227	270	964
18-jun-04	135	834	229	275	962
16-jul-04	140	875	299	342	958
3-ago-04	145	910	346	380	954
23-ago-04	145	908	391	431	951
2-oct-04	145	877	381	434	944
11-nov-04	145	896	388	433	939
17-nov-04	145	885	388	438	940
19-dic-04	145	866	403	465	932
9-ene-05	145	865	401	464	930
24-ene-05	125	779	318	408	932
15-feb-05	125	777	304	391	934
19-mar-05	125	758	208	274	929
11-abr-05	130	774	279	361	926
15-jun-05	130	770	325	422	920
4-jul-05	50	297	42	141	944
22-jul-05	130	758	284	375	926
10-ago-05	130	915	218	238	910
28-ago-05	130	874	421	482	911
5-sept-05	130	850	411	484	911
21-sept-05	130	844	797	944	902
15-oct-05	100	563	209	371	918
4-nov-05	100	561	176	314	925
28-nov-05	120	658	196	298	916
16-dic-05	140	739	198	268	912
22-dic-05	150	782	218	279	908
8-ene-06	150	770	180	234	
20-ene-06	150	718	142	198	
3-feb-06	200	1000	379	379	
28-feb-06	220	1033	607	588	

14-abr-06	200	931	359	385	
25-abr-06	200	916	309	337	
8-may-06	200	918	318	346	
29-may-06	200	879	203	231	
8-jun-06	200	883	381	431	
19-jun-06	200	884	395	447	
3-jul-06	200	887	302	340	
23-jul-06	220	957	416	435	
29-jul-06	220	929	367	396	
9-ago-06	220	933	424	454	
18-ago-06	220	922	443	480	
6-sept-06	220	912	461	505	
21-sept-06	220	910	460	505	
17-oct-06	220	902	429	476	
6-nov-06	220	896	442	493	
29-nov-06	220	882	419	475	
12-dic-06	240	940	509	541	
24-dic-06	240	938	469	500	
5-ene-07	240	929	455	490	
24-ene-07	240	920	449	488	
9-feb-07	240	913	432	473	
21-feb-07	240	763	285	374	828
28-feb-07	200	926	286	309	828
3-mar-07	200	777	280	361	804
19-mar-07	200	770	270	351	
4-abr-07	200	766	256	334	805
10-may-07	180	811	226	279	828
25-may-07	240	974	329	338	828
5-jun-07	155	778	133	171	806
8-jun-07	155	693	164	237	810
8-jul-07	200	830	235	283	810
14-jul-07	200	829	211	255	805
2-ago-07	220	928	210	227	791
22-ago-07	220	931	221	237	785
14-sept-07	220	853	267	313	
23-sept-07	220	836	295	353	
25-oct-07	220	754	182	241	

22-nov-07	100	444	46	103	
3-dic-07	220	758	244	322	
17-dic-07	220	812	223	275	
30-ene-08	220	757	318	421	
12-feb-08	220	744	315	423	
26-feb-08	220	742	318	429	
23-mar-08	200	736	255	346	
19-abr-08	200	742	251	338	772
26-abr-08	200	741	147	198	776
9-may-08	220	811	271	334	768
31-may-08	220	868	275	317	
16-jun-08	220	799	256	320	760
17-jul-08	220	847	312	368	759
29-jul-08	220	812	309	381	759
12-ago-08	220	785	307	391	
8-sept-08	220	792	307	388	790
23-sept-08	220	776	304	392	797
7-oct-08	220	778	296	381	798
5-nov-08	220	767	283	369	798
9-dic-08	220	791	279	353	797
8-ago-09	220	927	200	216	
19-sept-09	220	939	184	196	
2-oct-09	220	918	178	194	
4-nov-09	220	824	156	189	
27-nov-09	220	849	150	177	
3-dic-09	220	1025	137	134	
10-dic-09	220	1011	139	137	
6-ene-10	220	852	153	180	
23-ene-10	220	836	149	178	
6-feb-10	220	830	150	181	
22-feb-10	220	849	142	167	
13-mar-10	220	900	136	151	
27-mar-10	220	899	143	159	
11-abr-10	220	833	152	182	
1-may-10	220	798	140	175	
22-may-10	220	799	77	96	
13-jun-10	220	981	103	105	

10-jul-10	220	927	157	169	
4-ago-10	220	914	171	187	
31-dic-10	240	914	286	313	
11-ene-11	220	875	212	242	
3-feb-11	220	889	190	214	
7-mar-11	220	850	200	235	
29-mar-11	250	921	256	278	
9-abr-11	250	876	270	309	
16-may-11	300	905	371	410	
14-jun-11	300	895	327	365	
11-jul-11	300	670	381	569	
19-jul-11	300	935	371	397	
9-ago-11	300	900	385	428	
29-ago-11	300	900	392	436	
4-sept-11	300	912	391	429	
7-oct-11	300	884	393	445	
23-oct-11	300	906	401	443	
9-nov-11	300	872	407	467	
13-nov-11	300	859	401	467	
18-dic-11	300	908	396	436	
8-ene-12	300	877	400	456	
5-feb-12	300	871	404	464	
29-feb-12	300	893	395	442	
17-mar-12	300	882	402	456	
4-abr-12	300	1042	381	366	
21-abr-12	300	890	397	446	
11-may-12	300	856	400	467	
23-may-12	300	868	398	459	
3-jun-12	300	871	398	457	
19-jun-12	300	860	398	463	
30-jun-12	300	863	404	468	
14-jul-12	300	863	406	470	
30-jul-12	300	864	401	464	
12-ago-12	300	837	401	479	
17-sept-12	300	881	669	759	
3-oct-12	300	911	406	446	
12-nov-12	300	914	414	453	

9-dic-12	300	945	391	414	
22-ene-13	300	909	397	437	
11-feb-13	300	860	214	249	
4-mar-13	300	974	380	390	
5-mar-13	300	923	383	415	
22-mar-13	300	905	385	425	
10-abr-13	300	893	395	442	
6-may-13	300	906	384	424	
20-may-13	300	900	383	426	
7-jun-13	300	878	387	441	
28-jun-13	300	869	384	442	
19-jul-13	300	890	380	427	
9-ago-13	300	854	389	456	
26-ago-13	300	964	371	385	
6-sept-13	300	882	374	424	
3-oct-13	300	863	385	446	
30-oct-13	300	906	388	428	
5-nov-13	300	873	395	452	
7-dic-13	300	875	404	462	
27-ene-14	300	854	378	443	
6-feb-14	300	858	372	434	
10-mar-14	300	445	516	1160	

**Tabla A.5.** Base de datos del pozo 0406.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA ( PSI)
12-may-01	270	1442	168	116	1032
30-ene-02	150	811	72	89	996
3-feb-02	250	1316	117	89	962
7-feb-02	100	549	47	85	982
4-mar-02	250	1316	117	89	962
8-mar-02	380	1907	176	92	
5-abr-02	330	1697	172	101	913
10-abr-02	330	1700	173	102	937
5-may-02	330	1697	172	101	913
3-jul-02	100	549	47	86	982
4-ago-02	380	1906	176	92	907

9-ago-02	280	1425	149	105	902
29-ago-02	280	1438	141	98	906
4-sept-02	330	1700	173	102	937
2-oct-02	250	1319	117	89	971
10-oct-02	350	1706	221	129	860
27-oct-02	350	1695	225	133	845
15-dic-02	100	544	42	76	891
1-abr-03	200	973	112	115	765
12-may-03	310	1538	164	107	840
21-may-03	310	1411	207	147	825
6-jun-03	300	1409	216	153	823
21-jun-03	350	1622	262	162	827
1-ago-03	250	1161	93	80	814
20-ago-03	220	974	133	137	821
2-sept-03	230	1091	170	156	818
4-oct-03	320	1731	150	86	856
17-oct-03	220	1031	161	156	831
9-nov-03	230	1031	178	172	816
27-nov-03	210	953	186	195	822
23-dic-03	170	788	134	170	834
15-ene-04	170	781	138	177	847
10-feb-04	160	734	123	167	840
12-mar-04	170	796	162	203	833
21-mar-04	180	845	205	243	829
24-mar-04	180	839	200	238	829
9-abr-04	190	859	271	315	822
14-may-04	190	875	292	334	816
11-jun-04	190	866	277	320	814
8-jul-04	195	862	308	357	802
29-ago-04	200	856	330	386	
27-sept-04	200	836	332	397	
22-oct-04	200	835	333	399	
24-nov-04	200	843	336	399	
20-dic-04	200	840	336	400	932
10-ene-05	160	720	243	338	
2-feb-05	170	746	233	312	
21-feb-05	180	788	254	322	

8-mar-05	180	784	262	334	
21-abr-05	190	776	200	258	
15-may-05	190	758	366	483	
16-jun-05	190	749	364	486	
19-jul-05	180	725	314	433	
8-ago-05	180	733	158	216	
4-sept-05	180	716	292	408	
22-sept-05	180	717	686	957	
4-oct-05	180	690	337	488	
2-nov-05	130	541	186	344	
2-dic-05	170	643	226	351	
26-dic-05	200	714	338	473	
3-ene-06	160	613	474	773	
21-ene-06	200	687	393	572	
2-feb-06	220	704	460	653	
26-feb-06	220	692	574	829	
30-mar-06	210	667	447	670	
18-abr-06	220	739	367	497	
30-abr-06	220	722	387	536	
15-may-06	160	580	301	519	
27-may-06	130	497	223	449	
4-jun-06	200	651	390	599	
16-jun-06	150	540	221	409	
27-jun-06	150	548	232	423	
12-jul-06	200	690	261	378	
3-ago-06	200	678	296	437	
13-ago-06	200	666	344	517	
22-ago-06	200	647	361	558	
29-ago-06	200	653	362	554	
11-sept-06	180	595	341	573	
26-sept-06	0	0	0	0	
31-jul-07	0	0	0	0	
4-ago-07	0	0	0	0	
18-ago-07	180	869	117	135	
7-sept-07	180	720	186	258	
25-sept-07	180	677	231	341	
27-sept-07	180	670	235	350	

29-oct-07	180	594	187	315	
17-nov-07	180	601	165	275	
30-nov-07	180	631	153	242	
15-dic-07	180	602	153	254	
19-ene-08	180	685	148	216	
13-feb-08	180	594	158	266	
3-mar-08	180	658	168	255	
9-abr-08	180	602	175	290	
26-may-08	180	601	179	298	
21-jun-08	180	576	198	344	
6-jul-08	200	592	302	511	
19-jul-08	200	602	238	395	
9-ago-08	200	565	315	558	
2-sept-08	200	555	330	594	
24-sept-08	200	543	342	631	
6-oct-08	200	528	349	661	
4-nov-08	180	496	312	629	
10-dic-08	200	546	393	720	
9-ago-09	180	530	390	736	
19-sept-09	180	518	415	801	
3-oct-09	180	543	339	624	
28-oct-09	180	521	184	353	
8-nov-09	180	490	179	365	
27-nov-09	180	474	183	386	
4-dic-09	180	514	181	352	
1-ene-10	180	494	205	415	
15-ene-10	180	508	219	431	
30-ene-10	180	493	231	469	
13-feb-10	180	496	248	500	
25-feb-10	180	482	252	523	
13-mar-10	180	456	263	577	
28-mar-10	180	410	406	990	
12-abr-10	180	441	288	653	
2-may-10	180	428	295	689	
23-may-10	180	423	168	397	
4-jun-10	180	418	170	407	
11-jul-10	180	401	316	788	

7-ago-10	180	396	316	798	
8-nov-10	180	392	339	865	
20-dic-10	100	320	193	604	
12-ene-11	180	421	3	8	
23-ene-11	180	428	288	673	
27-feb-11	180	453	295	651	
18-mar-11	180	448	306	683	
4-abr-11	180	450	317	704	
5-may-11	200	451	382	847	
7-jun-11	200	444	392	883	
2-jul-11	200	452	414	916	
16-jul-11	200	451	407	902	
10-ago-11	200	399	407	1020	
28-ago-11	200	436	404	927	
18-sept-11	200	427	394	923	
5-oct-11	200	413	410	993	
24-oct-11	200	363	406	1118	
9-nov-11	200	424	409	965	
13-dic-11	200	417	405	971	
7-ene-12	200	426	404	948	
6-feb-12	200	410	409	998	
2-mar-12	200	433	409	945	
26-mar-12	200	425	408	960	
5-abr-12	200	408	411	1007	
22-abr-12	200	425	411	967	
15-may-12	200	422	409	969	
21-may-12	200	422	409	969	
4-jun-12	200	414	411	993	
20-jun-12	200	407	411	1010	
8-jul-12	200	410	407	993	
13-ago-12	200	396	418	1056	
20-sept-12	200	414	695	1679	
9-oct-12	200	427	419	981	
14-nov-12	200	436	417	956	
12-dic-12	200	433	420	970	
7-ene-13	200	425	414	974	
4-feb-13	200	416	420	1010	

8-mar-13	200	405	424	1047	
26-mar-13	200	409	418	1022	
12-abr-13	200	400	429	1073	
8-may-13	200	403	440	1092	
22-may-13	200	386	421	1091	
8-jun-13	200	392	417	1064	
29-jun-13	200	377	418	1109	
20-jul-13	200	385	422	1096	
6-ago-13	200	384	423	1102	
27-ago-13	200	380	423	1113	
12-sept-13	200	390	418	1072	
6-oct-13	200	384	421	1096	
6-nov-13	200	375	430	1147	
10-dic-13	200	357	410	1148	
24-ene-14	200	378	423	1119	
5-feb-14	200	374	423	1131	
3-mar-14	220	378	468	1238	
27-mar-14	200	346	426	1231	

**Tabla A.6.** Base de datos del pozo 0407.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA ( PSI)
12-dic-01	220	1189	139	117	1025
17-mar-02	175	930	106	113	1027
7-jul-02	260	1360	181	128	1009
9-sept-02	263	1345	168	125	953
7-nov-02	285	1521	249	163	895
3-jun-03	268	1395	308	214	874
10-sept-03	250	1302	342	248	853
23-nov-03	150	839	181	215	894
13-abr-04	88	425	76	178	841
8-jul-04	163	843	215	249	863
26-oct-04	141	887	448	488	846
1-feb-05	91	624	283	447	
25-may-05	89	591	295	497	
9-ago-05	85	574	302	525	
13-oct-05	90	500	260	491	
28-dic-05	93	505	274	541	
4-abr-06	110	533	392	727	
6-jun-06	120	590	378	641	
5-ago-06	120	492	360	706	
5-oct-06	120	550	407	740	

9-dic-06	120	528	432	818	
9-mar-07	120	506	333	657	
15-may-07	120	484	228	470	
7-jul-07	120	467	205	438	
17-sept-07	113	438	173	398	
20-dic-07	125	459	240	508	
13-abr-08	130	440	220	502	
15-jul-08	130	451	267	590	
5-oct-08	130	453	380	841	
11-dic-08	130	386	369	939	
1-ene-09	0	0	0	0	
2-feb-09	0	0	0	0	
3-mar-09	0	0	0	0	
4-abr-09	0	0	0	0	
5-may-09	0	0	0	0	
6-jun-09	0	0	0	0	
7-jul-09	0	0	0	0	
8-ago-09	0	0	0	0	
29-sept-09	130	328	363	1041	
3-ene-10	90	284	127	449	
26-feb-10	88	305	92	303	
26-abr-10	90	335	79	235	
22-jul-10	90	342	71	208	
6-feb-11	90	296	49	161	
23-abr-11	80	565	242	362	
17-jul-11	123	620	428	691	
6-oct-11	238	564	481	854	
7-feb-12	250	489	568	1158	
10-may-12	250	450	519	1155	
17-jul-12	250	394	542	1395	
8-nov-12	250	403	660	1634	
12-mar-13	250	383	507	1318	
3-jun-13	250	373	579	1552	
7-ago-13	250	371	570	1539	
7-nov-13	250	345	577	1674	
9-mar-14	250	335	585	1745	
6-abr-14	250	415	561	1357	

Tabla A.7. Base de datos del pozo 0408.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)
19-dic-01	220	1130	128	101	788
14-mar-02	185	945	94	98	762
10-may-02	148	749	86	113	750
17-sept-02	150	756	75	100	735
19-nov-02	98	484	60	124	766
18-abr-03	123	623	61	95	772
5-jul-03	68	339	31	90	839
5-ago-03	145	677	97	142	721
14-dic-03	105	506	103	203	762
20-mar-04	115	496	121	244	702
5-sept-04	126	515	138	268	682
13-ene-05	144	543	150	277	610
8-may-05	145	550	153	278	586
6-ago-05	135	499	142	285	584
23-oct-05	140	490	202	436	598
10-ene-06	125	457	145	327	594
13-feb-06	120	417	110	284	670
9-mar-06	150	267	90	337	632
1-jun-06	0	0	0	0	
2-ago-06	0	0	0	0	
3-nov-06	0	0	0	0	
4-dic-06	0	0	0	0	
5-ene-07	0	0	0	0	
5-abr-07	0	0	0	0	
6-jul-07	0	0	0	0	
18-ago-07	110	559	137	246	826
12-dic-07	110	425	70	165	730
29-mar-08	110	421	66	156	679
29-jun-08	110	441	51	116	659
15-sept-08	125	462	82	172	639
15-nov-08	110	410	86	209	625
26-dic-08	110	402	94	233	627
1-feb-09	0	0	0	0	
2-abr-09	0	0	0	0	
3-jun-09	0	0	0	0	
4-ago-09	0	0	0	0	
13-sept-09	110	329	60	182	
27-dic-09	110	367	43	118	660
21-abr-10	110	352	89	255	
24-jul-10	103	299	109	370	
28-feb-11	95	350	132	379	
9-may-11	155	464	233	501	
13-ago-11	180	458	278	638	
11-oct-11	180	459	265	596	

8-feb-12	180	467	312	672	
16-may-12	165	492	280	568	
5-ago-12	180	474	264	557	
20-dic-12	180	513	306	594	
14-mar-13	180	487	237	489	
9-jun-13	180	496	229	463	
9-sept-13	180	437	255	591	
16-ene-14	180	434	335	831	
4-abr-14	210	495	297	597	

**Tabla A.8.** Base de datos del pozo 0409.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)
12-may-01	270	1450	142	98	1010
12-ene-02	380	1879	247	131	911
12-feb-02	200	567	99	175	
26-feb-02	180	953	94	99	963
13-mar-02	180	951	96	101	965
12-jul-02	50	281	20	71	1094
1-nov-02	380	1879	247	131	910
7-dic-02	50	281	20	71	1094
17-abr-03	290	1529	316	207	908
17-may-03	310	1554	397	255	881
13-jun-03	250	1233	229	186	896
29-jun-03	220	1136	269	237	892
1-ago-03	190	977	241	247	885
17-ago-03	190	953	216	227	885
9-sept-03	200	990	218	220	885
27-sept-03	160	786	151	192	898
27-oct-03	200	985	226	229	882
5-dic-03	200	934	316	338	869
11-ene-04	130	626	141	225	897
13-feb-04	140	673	144	214	896
12-mar-04	140	658	129	197	889
31-mar-04	160	751	166	221	881
11-abr-04	170	861	240	279	870
4-jun-04	170	848	296	349	851
7-jul-04	175	842	382	454	840

2-ago-04	170	818	334	408	831
25-sept-04	170	798	355	445	825
19-oct-04	170	802	412	514	
26-nov-04	170	778	464	596	
10-dic-04	125	620	349	563	
3-ene-05	125	627	308	491	
18-ene-05	125	623	266	427	
13-feb-05	125	626	266	425	
11-abr-05	130	658	279	424	
28-abr-05	140	677	328	484	
17-may-05	140	660	345	523	
31-may-05	140	666	363	545	
18-jun-05	140	657	412	627	
9-jul-05	130	624	466	747	
25-jul-05	130	619	314	507	
30-jul-05	130	622	309	497	
23-ago-05	130	601	290	483	
6-sept-05	130	592	285	481	
24-sept-05	130	592	312	526	
22-oct-05	130	575	353	614	
18-nov-05	130	561	294	524	
1-dic-05	130	565	311	550	
11-dic-05	130	564	394	699	
14-ene-06	160	597	500	838	
1-feb-06	180	654	410	627	
22-feb-06	180	625	611	978	
29-mar-06	180	620	667	1076	
17-abr-06	180	664	479	721	
28-abr-06	180	650	491	755	
7-may-06	180	520	402	773	
21-may-06	130	505	395	782	
5-jun-06	160	595	429	721	
17-jun-06	130	509	364	715	
7-jul-06	180	654	351	537	
24-jul-06	200	682	597	875	
10-ago-06	220	660	712	1079	
19-ago-06	220	650	734	1129	

5-sept-06	130	415	542	1306	
19-sept-06	130	432	504	1167	
24-sept-06	130	434	492	1134	
25-sept-06	130	359	102	284	
18-oct-06	180	596	495	831	
9-nov-06	180	579	531	917	
20-nov-06	180	569	539	947	
28-nov-06	180	563	546	970	
8-dic-06	180	567	558	984	
16-dic-06	180	558	557	997	
8-ene-07	180	538	572	1063	
16-ene-07	180	544	574	1055	
8-feb-07	180	532	550	1033	
26-feb-07	120	385	424	1101	
2-mar-07	120	392	415	1059	
12-mar-07	120	387	349	903	
7-abr-07	120	443	359	810	
5-may-07	120	439	304	692	
9-may-07	200	766	340	444	
27-may-07	180	592	459	775	
25-jun-07	130	476	334	701	
16-jul-07	130	476	303	637	
14-ago-07	150	501	382	763	
16-sept-07	150	496	365	737	
3-oct-07	150	488	385	789	
12-oct-07	150	481	389	809	
2-nov-07	150	444	394	887	
5-dic-07	150	432	376	872	
23-dic-07	150	427	394	923	
12-ene-08	150	412	401	973	
31-ene-08	150	409	415	1013	
11-feb-08	150	402	416	1035	
27-feb-08	150	392	412	1052	
7-mar-08	100	301	282	937	
10-abr-08	140	429	321	747	
20-abr-08	140	426	344	808	
4-may-08	140	431	334	775	

4-jun-08	140	431	339	786	
17-jul-08	150	429	387	902	
13-ago-08	150	424	414	976	
5-sept-08	150	414	423	1022	
26-sept-08	150	420	434	1033	
21-oct-08	150	414	418	1010	
7-nov-08	150	402	426	1060	
8-nov-08	150	407	356	875	
12-dic-08	150	399	414	1038	
12-ago-09	150	477	532	1115	
20-sept-09	150	484	335	692	
4-oct-09	150	468	277	592	
19-oct-09	150	474	249	525	
2-nov-09	150	483	233	482	
7-dic-09	150	492	211	429	
4-ene-10	150	539	206	382	
20-ene-10	150	465	231	497	
4-feb-10	150	443	253	571	
21-feb-10	150	412	277	672	
15-mar-10	150	423	303	716	
31-mar-10	150	405	308	760	
15-abr-10	150	392	314	801	
3-may-10	150	398	321	807	
24-may-10	150	381	181	474	
6-jun-10	150	367	183	499	
7-jul-10	150	376	337	896	
25-jul-10	150	382	344	901	
15-ago-10	150	371	362	976	
21-dic-10	100	324	243	749	
17-ene-11	150	456	331	726	
5-feb-11	150	453	325	717	
3-mar-11	150	447	333	745	
1-abr-11	150	444	362	815	
2-may-11	180	452	430	951	
18-jun-11	180	438	439	1002	
6-jul-11	180	429	439	1023	
20-jul-11	180	423	443	1047	

29-jul-11	180	418	444	1062	
6-ago-11	180	422	450	1066	
19-ago-11	180	433	454	1048	
6-sept-11	180	410	460	1122	
8-oct-11	180	426	455	1068	
4-nov-11	180	406	460	1132	
7-dic-11	180	402	771	1918	
15-ene-12	180	704	317	450	
10-feb-12	180	386	468	1212	
16-feb-12	180	411	467	1136	
24-mar-12	150	364	312	857	
31-mar-12	180	352	448	1273	
14-abr-12	180	378	422	1116	
5-may-12	180	416	403	969	
30-may-12	180	433	389	898	
7-jun-12	180	429	383	893	
5-jul-12	180	419	381	909	
4-ago-12	180	399	392	982	
19-sept-12	180	410	663	1617	
6-oct-12	180	431	399	926	
31-oct-12	180	408	391	958	
4-nov-12	180	427	394	923	
10-dic-12	180	389	405	1041	
6-ene-13	180	404	391	968	
13-feb-13	180	379	216	570	
13-mar-13	180	394	396	1005	
9-abr-13	180	387	396	1023	
5-may-13	180	374	409	1094	
19-may-13	180	399	400	1003	
4-jun-13	180	376	396	1053	
18-jun-13	180	390	394	1010	
6-jul-13	180	361	395	1094	
29-jul-13	180	379	397	1047	
10-ago-13	180	356	401	1126	
13-ago-13	180	371	404	1089	
22-ago-13	180	367	398	1084	
13-sept-13	180	392	427	1089	

8-oct-13	180	375	393	1048	
10-nov-13	180	368	398	1082	
12-dic-13	180	376	397	1056	
13-ene-14	180	371	398	1073	
10-feb-14	180	373	397	1064	658
8-mar-14	180	349	399	1143	
3-abr-14	180	390	399	1023	
8-abr-14	180	408	402	985	

**Tabla A.9.** Base de datos del pozo 0410.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA ( PSI)
12-mar-01	270	1349	134	99	1058
13-ene-02	380	1983	193	97	979
13-feb-02	200	1079	101	94	1018
5-mar-02	290	1537	152	99	969
11-mar-02	200	1085	103	95	1020
20-abr-02	290	1551	150	97	981
4-may-02	290	1537	152	99	969
7-may-02	100	563	51	91	1034
9-may-02	265	1407	134	95	950
6-jul-02	100	563	51	91	1034
18-ago-02	350	1828	175	96	936
3-sept-02	200	1085	103	95	1020
5-sept-02	265	1407	134	95	950
18-oct-02	400	2032	212	105	884
1-dic-02	380	1983	193	97	979
2-dic-02	200	1078	101	94	1017
13-abr-03	340	1824	149	81	886
10-may-03	230	1221	120	98	954
13-jun-03	320	1625	188	116	875
15-jun-03	320	1621	189	117	875
25-jul-03	320	1604	189	118	846
10-ago-03	320	1592	193	121	844
27-ago-03	380	1835	238	130	808
12-sept-03	380	1825	240	132	767

18-oct-03	400	1881	262	139	773
26-oct-03	380	1805	247	137	776
31-oct-03	380	1765	257	146	775
11-dic-03	380	1722	302	175	772
8-ene-04	360	1654	252	152	757
6-feb-04	380	1782	239	134	748
7-mar-04	390	1718	110	64	736
23-mar-04	400	1747	296	169	720
5-abr-04	385	1697	283	167	736
9-abr-04	385	1694	287	169	
7-may-04	385	1666	294	176	712
23-jun-04	385	1638	296	181	670
3-jul-04	385	1605	312	194	694
3-ago-04	400	1583	330	208	686
25-sept-04	390	1582	313	198	672
29-oct-04	390	1391	131	94	669
1-nov-04	390	1450	132	91	672
28-nov-04	390	1434	363	253	660
21-dic-04	380	1389	346	249	656
10-ene-05	320	1238	294	238	
17-ene-05	320	1297	308	237	
10-feb-05	340	1313	309	235	
1-mar-05	340	1267	334	264	
24-abr-05	340	770	216	281	736
12-may-05	240	1039	459	442	787
16-may-05	240	1081	320	296	768
21-may-05	230	1088	244	224	758
28-may-05	230	1105	241	218	830
24-jun-05	230	1082	235	217	746
10-jul-05	230	1014	322	318	763
20-jul-05	250	1115	246	221	734
28-jul-05	220	1030	205	199	744
21-ago-05	220	984	209	212	747
7-sept-05	220	1003	207	206	742
26-sept-05	220	993	203	204	736
16-oct-05	170	801	166	207	763
5-nov-05	170	814	159	195	764

30-nov-05	190	882	166	188	753
25-dic-05	220	992	182	183	746
11-ene-06	220	974	194	199	736
29-ene-06	230	980	212	216	733
20-feb-06	230	951	224	236	731
12-mar-06	230	917	230	251	728
26-mar-06	230	860	491	571	755
13-abr-06	230	1028	194	189	724
24-abr-06	230	1011	195	193	720
18-may-06	230	935	230	246	730
28-may-06	200	814	219	269	732
7-jun-06	200	826	222	269	736
12-jun-06	220	878	245	279	725
23-jun-06	220	868	249	287	721
9-jul-06	220	865	192	222	
27-jul-06	230	900	258	287	
4-ago-06	230	905	251	277	
14-ago-06	250	916	284	310	
24-ago-06	250	900	303	337	
7-sept-06	230	859	294	342	
3-oct-06	230	847	155	183	
20-oct-06	230	841	287	341	
5-nov-06	230	832	298	358	
19-nov-06	230	833	293	352	
2-dic-06	230	817	297	363	
17-dic-06	240	839	308	367	
8-ene-07	240	831	313	377	709
17-ene-07	240	837	310	370	697
12-feb-07	200	747	252	337	717
3-mar-07	200	782	228	291	717
14-mar-07	200	760	228	299	714
14-abr-07	200	800	232	290	
7-may-07	200	797	223	280	724
29-may-07	200	759	256	337	707
19-jun-07	130	568	217	382	742
13-jul-07	200	854	198	232	710
22-jul-07	200	839	187	222	703

23-ago-07	230	785	298	379	697
1-sept-07	200	742	241	324	694
15-sept-07	200	730	244	334	696
1-oct-07	200	733	244	332	695
3-nov-07	200	690	206	299	709
4-dic-07	200	764	175	229	699
18-dic-07	200	702	172	244	702
20-ene-08	200	628	208	331	696
14-feb-08	200	609	201	330	701
5-mar-08	200	682	212	311	696
12-mar-08	200	685	207	302	
30-mar-08	80	316	99	313	791
3-abr-08	130	520	146	281	791
8-abr-08	180	620	308	497	791
7-may-08	180	688	197	286	791
30-may-08	180	727	198	272	791
15-jun-08	180	751	158	210	791
20-jul-08	180	830	144	173	791
30-jul-08	180	737	149	202	791
14-ago-08	180	847	141	166	791
6-sept-08	180	832	143	172	792
28-sept-08	150	692	129	186	791
28-oct-08	180	818	137	168	791
8-nov-08	180	796	139	175	791
13-dic-08	0	0	0	0	792
28-dic-08	0	0	0	0	791
9-ago-09	0	0	0	0	
11-ago-09	180	691	241	349	
22-sept-09	180	788	96	122	
18-oct-09	180	759	91	120	
18-nov-09	170	780	66	85	
29-nov-09	180	838	74	88	
11-dic-09	180	884	67	76	
5-ene-10	200	969	81	84	
22-ene-10	200	1051	81	77	
5-feb-10	200	855	96	112	
27-feb-10	200	915	92	101	

9-mar-10	200	844	102	121	
25-mar-10	220	829	106	128	
8-abr-10	220	838	110	131	
4-may-10	200	801	120	150	
26-may-10	200	752	71	94	
8-jun-10	200	773	73	94	
21-jun-10	200	846	125	148	
6-jul-10	200	814	138	169	
27-jul-10	200	717	158	220	
30-jul-10	200	742	156	210	
16-ago-10	200	788	158	201	
2-ene-11	200	858	182	212	
14-ene-11	200	774	177	229	
17-ene-11	200	869	170	196	
25-feb-11	200	772	195	253	
20-mar-11	250	782	330	422	
21-mar-11	250	663	575	867	
6-abr-11	250	747	315	421	
1-may-11	300	798	386	484	
5-jun-11	330	798	376	471	
22-jun-11	330	798	451	566	
4-jul-11	330	814	445	547	
18-jul-11	330	816	440	539	
7-ago-11	330	813	430	529	
14-sept-11	180	628	222	354	
21-sept-11	220	540	423	783	
24-sept-11	220	543	392	722	
29-sept-11	180	499	319	639	
9-oct-11	250	709	386	544	
19-oct-11	50	880	352	400	
14-nov-11	300	977	288	295	
8-dic-11	300	803	558	695	
12-ene-12	300	860	355	413	
9-feb-12	300	801	369	461	
5-mar-12	300	800	373	466	
13-abr-12	300	808	362	448	
8-may-12	300	791	368	465	

19-may-12	300	773	369	477	
10-jun-12	300	778	362	465	
4-jul-12	300	781	365	467	
3-ago-12	300	758	367	484	
16-sept-12	300	781	622	796	
4-oct-12	300	812	365	450	
29-oct-12	300	795	341	429	
5-nov-12	300	819	361	441	
8-dic-12	300	810	361	446	
21-ene-13	300	808	350	433	
14-feb-13	300	754	194	257	
6-mar-13	300	798	350	439	
23-mar-13	300	808	343	425	
13-abr-13	300	795	339	426	
13-may-13	300	793	339	427	
2-jun-13	300	781	338	433	
16-jun-13	300	766	347	453	
3-jul-13	300	775	337	435	
27-jul-13	300	786	333	424	
12-ago-13	300	783	336	429	
3-sept-13	300	767	330	430	
1-oct-13	300	779	326	418	
9-oct-13	300	783	325	415	
9-nov-13	300	768	324	422	
27-dic-13	300	535	268	501	
26-ene-14	180	496	313	631	
1-feb-14	200	383	405	1057	
18-mar-14	180	562	230	409	

**Tabla A.10.** Base de datos del pozo 0411.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA ( PSI)
12-oct-01	140	770	61	79	823
27-ene-02	150	808	53	66	783
26-mar-02	150	806	64	79	761
16-abr-02	165	869	71	82	754
5-may-02	180	944	77	81	718
2-jun-02	150	809	63	78	777
7-jun-02	100	552	40	73	776
7-jul-02	100	552	40	72	776
9-ago-02	180	936	70	75	720
24-ago-02	160	839	66	79	719
8-sept-02	180	936	70	75	720
16-sept-02	150	797	61	77	
13-oct-02	130	696	52	75	728
21-nov-02	100	546	41	75	741
10-dic-02	130	696	52	75	728
21-abr-03	100	546	40	73	758
10-may-03	230	1222	120	98	954
10-jun-03	50	274	14	51	786
27-jun-03	80	434	32	74	766
11-jul-03	80	444	29	65	767
9-ago-03	110	543	48	89	735
16-sept-03	100	540	44	81	750
27-sept-03	120	552	56	101	730
17-nov-03	120	602	58	96	713
10-dic-03	120	604	58	96	707
5-ene-04	130	637	70	110	693
22-feb-04	110	550	50	91	693
13-mar-04	140	670	79	118	673
28-mar-04	150	722	74	102	671
13-abr-04	150	743	81	109	651
13-abr-04	100	497	96	193	651
3-jun-04	160	744	85	114	631

7-jun-04	170	782	100	128	619
6-jul-04	180	856	92	107	597
30-ago-04	195	880	102	116	547
29-sept-04	200	874	109	125	528
23-oct-04	200	889	89	100	512
27-nov-04	200	861	91	106	482
22-dic-04	200	833	86	103	465
11-ene-05	190	805	87	108	461
3-feb-05	190	805	88	109	452
7-mar-05	190	795	89	112	442
9-abr-05	190	762	88	115	427
22-jun-05	190	768	90	117	401
11-jul-05	190	782	76	97	414
27-jul-05	190	714	86	120	397
12-ago-05	170	643	80	124	412
29-ago-05	170	674	76	113	415
12-sept-05	170	602	68	113	411
11-oct-05	100	443	55	124	499
6-nov-05	150	658	62	94	448
19-dic-05	0	0	0	0	441
3-ago-07	0	0	0	0	
17-ago-07	150	691	117	170	
8-sept-07	150	711	83	117	
29-sept-07	170	879	61	70	
5-oct-07	170	915	61	67	
10-nov-07	180	897	43	48	
9-dic-07	180	873	47	54	
22-dic-07	180	895	45	51	582
15-ene-08	180	899	56	62	564
4-feb-08	180	815	53	65	556
28-feb-08	180	764	60	79	550
27-mar-08	180	815	63	78	
22-abr-08	180	798	65	81	584
13-may-08	170	684	71	104	574
10-jun-08	170	733	60	82	
24-jun-08	180	683	87	127	
2-jul-08	165	757	17	23	

2-ago-08	165	761	73	96	
28-ago-08	165	663	84	127	
16-oct-08	165	620	93	150	
14-nov-08	165	580	101	174	
16-dic-08	165	574	107	186	
29-dic-08	165	589	73	124	
25-ago-09	160	673	79	117	
25-sept-09	160	678	64	94	
5-oct-09	160	690	60	87	
22-oct-09	160	720	52	72	
16-nov-09	160	624	58	92	
30-nov-09	160	658	62	94	
12-dic-09	160	679	63	93	
9-ene-10	160	565	83	147	
26-ene-10	160	517	93	180	
9-feb-10	160	379	102	269	
20-feb-10	160	494	104	211	
8-mar-10	160	331	108	326	
22-mar-10	160	487	110	226	
3-abr-10	160	469	113	241	
9-abr-10	160	470	115	245	
26-abr-10	160	527	109	207	
28-abr-10	160	527	109	207	
12-may-10	160	523	115	220	
9-jun-10	160	517	64	124	
22-jun-10	160	515	109	212	
12-jul-10	160	444	123	277	
13-jul-10	160	457	221	484	
29-jul-10	160	433	124	286	
17-ago-10	160	438	124	283	
24-dic-10	100	363	88	242	
19-ene-11	160	586	114	195	
29-ene-11	160	498	117	235	
6-mar-11	160	493	120	243	
17-abr-11	200	539	161	299	
4-jun-11	250	593	188	317	
21-jun-11	250	576	726	1260	

5-jul-11	250	575	184	320	
30-jul-11	250	580	178	307	
11-ago-11	250	561	176	314	
11-sept-11	250	572	166	290	
13-oct-11	250	566	161	284	
16-nov-11	250	548	160	292	
23-dic-11	250	597	145	243	
23-ene-12	250	541	150	277	
31-ene-12	250	535	150	280	
11-feb-12	250	521	150	288	
19-mar-12	250	401	114	284	
9-abr-12	200	484	227	469	
16-abr-12	200	492	224	455	
2-may-12	200	558	188	337	
12-jun-12	200	606	148	244	
15-jun-12	200	601	146	243	
11-jul-12	200	593	137	231	
15-jul-12	200	603	137	227	
14-ago-12	200	579	253	437	
27-sept-12	200	593	142	239	
29-sept-12	200	608	142	234	
14-oct-12	200	606	141	233	
16-nov-12	200	647	318	491	
17-dic-12	200	557	144	259	
3-ene-13	200	562	140	249	
5-feb-13	200	538	142	264	
30-mar-13	150	387	198	512	
1-abr-13	150	393	198	504	
5-abr-13	200	482	249	517	
23-abr-13	200	596	176	295	
14-may-13	200	612	153	250	
11-jun-13	200	596	151	253	
10-jul-13	200	583	141	242	
17-ago-13	200	578	284	491	
17-sept-13	200	569	149	262	
14-oct-13	200	567	265	467	
19-oct-13	200	544	128	235	

13-nov-13	200	548	548	1000	
15-nov-13	200	558	149	267	
28-dic-13	200	533	150	281	
23-ene-14	200	522	155	297	
20-feb-14	200	513	155	302	
7-mar-14	200	504	156	310	
4-abr-14	200	600	141	235	

**Tabla A.11.** Base de datos del pozo 0412.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)
12-ene-01	230	1168	121	103	
24-dic-01	230	1175	120	102	
9-feb-02	300	1478	191	129	870
3-mar-02	220	1118	118	106	977
8-abr-02	300	1467	187	127	939
28-abr-02	330	1620	202	125	937
12-jun-02	250	1219	177	145	822
4-jul-02	300	1467	187	128	939
7-ago-02	100	542	49	90	985
18-ago-02	360	1763	213	121	869
1-sept-02	240	1213	124	102	993
3-sept-02	300	1479	191	129	870
12-oct-02	380	1759	282	160	800
21-oct-02	350	1632	263	161	801
2-nov-02	220	1119	116	103	985
10-nov-02	380	1759	282	160	800
7-dic-02	250	1219	177	145	822
13-abr-03	330	1678	216	129	799
11-may-03	250	1244	156	125	823
14-jun-03	200	977	164	168	867
24-jul-03	250	1180	279	236	809
14-ago-03	180	874	175	200	
15-ago-03	180	872	190	218	835
1-sept-03	150	720	161	223	846
22-sept-03	100	494	117	237	877

28-oct-03	180	831	172	207	842
18-nov-03	220	1014	258	254	808
22-dic-03	200	894	271	303	803
28-dic-03	180	833	260	312	808
16-ene-04	150	708	208	294	859
15-mar-04	140	660	208	315	816
10-abr-04	130	626	198	316	822
16-may-04	135	662	203	307	816
27-jun-04	145	677	227	335	806
17-jul-04	145	674	236	350	805
2-sept-04	150	667	268	402	792
13-oct-04	150	660	276	418	789
5-dic-04	150	650	290	446	773
8-ene-05	150	662	291	440	773
13-ene-05	160	600	251	418	
18-ene-05	125	623	266	427	766
12-feb-05	155	671	317	472	764
6-abr-05	155	642	316	492	760
22-may-05	131	554	284	513	764
29-may-05	120	563	278	494	764
26-jun-05	130	567	261	460	763
12-jul-05	130	559	281	503	768
26-jul-05	140	591	259	438	755
8-sept-05	140	578	236	408	755
27-sept-05	140	580	254	438	750
17-oct-05	100	411	200	487	
29-oct-05	100	420	208	495	784
15-nov-05	120	490	209	427	
22-nov-05	120	484	199	411	
18-dic-05	140	574	210	366	
13-ene-06	160	600	251	418	
24-ene-06	180	637	311	488	
19-feb-06	200	677	365	539	
25-feb-06	200	677	367	542	
14-mar-06	160	603	106	176	710
9-abr-06	200	691	343	496	
23-abr-06	200	673	340	505	701

3-may-06	200	665	338	508	703
23-may-06	180	600	309	515	708
3-jun-06	180	602	305	507	702
13-jun-06	120	533	287	538	710
24-jun-06	160	536	283	528	711
10-jul-06	200	641	271	423	
13-jul-06	200	634	273	431	
6-ago-06	200	628	352	560	
15-ago-06	200	614	347	565	
1-sept-06	200	614	335	546	
13-sept-06	200	609	355	583	
2-oct-06	200	288	123	427	
12-oct-06	200	609	349	573	
13-oct-06	200	626	155	248	
22-oct-06	150	460	280	609	
11-nov-06	150	492	272	553	
25-nov-06	150	499	259	519	
3-dic-06	150	500	256	512	
11-feb-07	170	528	279	528	
13-mar-07	170	513	275	535	
8-abr-07	170	1602	702	438	
9-abr-07	170	1648	1.648	1000	
21-abr-07	50	183	150	821	
11-may-07	50	179	144	804	
17-jun-07	120	452	224	496	
20-jun-07	120	448	210	469	
29-jun-07	120	462	208	450	
15-jul-07	120	466	192	412	
14-ago-07	150	567	174	306	
27-sept-07	150	516	248	479	
23-oct-07	180	431	190	441	
16-nov-07	180	446	299	670	
2-dic-07	180	499	314	630	
19-dic-07	180	456	325	712	
14-ene-08	180	444	344	775	
22-ene-08	180	441	344	780	
29-ene-08	150	365	309	845	

9-feb-08	150	366	294	803	
24-feb-08	150	383	292	762	
12-mar-08	150	427	273	639	
12-abr-08	150	458	238	519	
16-may-08	150	461	232	503	
18-jun-08	150	470	215	456	
5-jul-08	190	528	310	587	
15-ago-08	190	532	293	550	
22-sept-08	190	505	308	610	
4-oct-08	190	470	308	655	
9-nov-08	100	256	197	770	
14-dic-08	190	449	524	1167	
27-ago-09	160	473	476	1006	
26-sept-09	160	465	239	514	
10-oct-09	160	589	186	316	
24-oct-09	160	632	170	269	
18-nov-09	150	576	156	271	
2-dic-09	160	639	147	230	
31-dic-09	160	632	136	215	
10-ene-10	160	596	143	240	
27-ene-10	160	566	150	265	
18-feb-10	160	581	153	263	
7-mar-10	160	550	162	295	
19-mar-10	160	546	163	299	
4-abr-10	160	525	170	324	
16-abr-10	160	513	173	337	
14-may-10	160	492	188	382	
10-jun-10	160	484	202	417	
28-jul-10	160	444	234	527	
18-ago-10	160	416	248	596	
23-dic-10	100	305	231	757	
24-ene-11	160	467	275	589	
7-feb-11	160	468	269	575	
4-mar-11	160	470	274	583	
2-abr-11	160	456	275	603	
30-abr-11	180	476	310	651	
10-may-11	180	483	308	637	

22-may-11	200	508	174	343	
17-jun-11	180	475	323	680	
9-jul-11	180	466	323	693	
31-jul-11	180	461	331	718	
12-ago-11	180	450	334	742	
25-ago-11	180	447	340	761	
12-sept-11	180	448	351	783	
15-oct-11	180	448	348	777	
18-nov-11	180	433	356	822	
20-dic-11	180	434	364	839	
16-ene-12	180	436	362	830	
12-feb-12	180	431	360	835	
20-mar-12	180	433	348	804	
27-mar-12	180	437	341	780	
10-abr-12	180	438	345	788	
3-may-12	180	447	333	745	
8-jun-12	180	436	325	745	
6-jul-12	180	440	323	734	
26-jul-12	180	441	327	741	
6-ago-12	180	445	326	733	
23-sept-12	180	451	541	1200	
5-oct-12	180	481	318	661	
30-oct-12	180	451	320	710	
6-nov-12	180	468	323	690	
6-dic-12	180	468	327	699	
4-ene-13	180	450	332	738	
23-feb-13	180	378	334	884	
15-mar-13	180	432	343	794	
2-abr-13	180	429	345	804	
20-abr-13	180	419	354	845	
16-may-13	180	423	361	853	
10-jun-13	180	404	371	918	
9-jul-13	180	407	358	880	
18-ago-13	180	412	353	857	
10-sept-13	180	413	343	831	
15-oct-13	180	436	605	1388	
20-oct-13	180	419	335	800	

14-nov-13	180	427	324	759	
18-nov-13	180	420	325	774	
29-ene-14	180	444	304	685	
24-feb-14	180	436	300	688	
6-mar-14	200	439	342	779	
29-mar-14	180	399	301	754	

**Tabla A.12.** Base de datos del pozo 0413.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA ( PSI)
30-nov-01	230	1239	128	103	999
5-ene-02	290	1479	179	121	928
11-ene-02	375	1917	206	107	935
15-feb-02	200	1062	106	100	964
9-mar-02	240	1240	146	118	925
12-mar-02	200	1060	105	99	969
12-abr-02	290	1503	172	114	934
2-may-02	290	1479	179	121	928
11-jun-02	200	1063	101	95	956
9-jul-02	100	549	52	95	982
12-jul-02	270	1375	201	146	893
20-ago-02	320	1611	194	120	911
4-sept-02	240	1240	146	118	925
6-sept-02	200	1063	101	95	955
7-sept-02	100	549	52	95	982
1-oct-02	375	1917	206	107	935
3-oct-02	200	1060	105	99	968
13-oct-02	300	1503	204	136	838
25-oct-02	300	1511	219	145	895
4-nov-02	290	1503	172	114	935
8-dic-02	270	1375	201	146	893
12-abr-03	320	1621	230	142	887
3-may-03	150	796	76	95	916
12-jun-03	340	1693	288	170	867
28-jun-03	330	1665	295	177	856
9-jul-03	330	1665	329	198	853

3-ago-03	180	872	199	229	835
10-ago-03	280	1432	286	200	852
8-sept-03	290	1478	281	190	843
21-sept-03	220	1139	216	190	862
5-oct-03	220	1123	208	185	859
2-dic-03	300	1346	312	232	833
4-dic-03	320	1621	230	142	887
8-ene-04	280	1432	398	278	825
16-feb-04	280	1291	308	239	829
11-mar-04	290	1289	361	280	825
22-mar-04	270	1209	331	274	825
24-mar-04	270	1214	330	272	824
6-abr-04	270	1315	410	312	816
20-abr-04	225	1119	291	260	824
8-may-04	225	1120	284	254	823
8-jun-04	230	1210	300	248	820
7-jul-04	235	1186	390	329	817
27-ago-04	230	1134	375	331	811
28-sept-04	230	1132	390	345	804
24-oct-04	230	1103	404	366	804
3-dic-04	230	1110	423	381	799
7-ene-05	110	851	226	265	817
22-ene-05	140	768	241	314	822
14-feb-05	140	751	253	337	826
2-abr-05	160	835	258	309	820
4-abr-05	160	844	254	301	819
17-may-05	220	1029	353	344	796
5-jun-05	220	142	388	1000	794
3-jul-05	50	263	27	103	833
21-jul-05	210	987	396	401	794
31-jul-05	210	972	376	387	792
24-ago-05	210	985	398	404	792
9-sept-05	210	971	425	438	789
7-oct-05	150	722	289	401	800
27-oct-05	150	766	330	431	808
9-nov-05	150	720	281	390	800
20-nov-05	170	809	329	407	

15-dic-05	170	795	340	428	
4-ene-06	190	876	317	362	
23-ene-06	220	947	395	417	
4-feb-06	260	1043	695	666	
27-feb-06	220	924	571	618	
27-mar-06	240	1001	549	548	
16-abr-06	250	1031	468	454	
27-abr-06	240	989	441	446	
9-may-06	180	779	344	442	
26-may-06	180	770	342	444	
9-jun-06	260	1006	507	504	
20-jun-06	210	863	413	479	
11-jul-06	250	957	400	418	
14-jul-06	250	954	409	429	
7-ago-06	250	944	514	544	
16-ago-06	250	936	507	542	
25-ago-06	250	928	512	552	
8-sept-06	250	917	530	578	
10-oct-06	250	933	488	523	
24-oct-06	250	910	518	570	
12-nov-06	250	881	556	631	
27-nov-06	250	882	535	607	
6-dic-06	250	880	540	614	
22-dic-06	250	873	538	616	
11-ene-07	250	866	530	612	
7-feb-07	250	861	548	636	
25-feb-07	200	756	438	579	
4-mar-07	200	733	434	592	
21-mar-07	200	738	350	475	
24-mar-07	200	738	419	568	
10-abr-07	200	769	404	525	
28-jun-07	100	484	164	339	
3-jul-07	100	458	177	387	
18-jul-07	150	627	331	528	
20-ago-07	200	804	353	439	
14-oct-07	50	229	51	225	
12-nov-07	200	695	520	749	

7-dic-07	200	662	490	740	
30-dic-07	200	645	448	695	754
13-ene-08	200	642	433	674	754
4-feb-08	200	632	419	663	748
21-feb-08	200	654	420	642	747
20-mar-08	200	707	411	581	
3-may-08	200	694	403	581	738
28-may-08	200	686	415	605	744
15-jun-08	200	676	394	583	744
8-jul-08	200	674	431	640	737
16-ago-08	200	650	418	643	735
13-sept-08	200	626	442	706	732
3-oct-08	200	640	441	689	732
1-nov-08	200	633	442	698	728
15-dic-08	200	611	438	717	732
26-ago-09	200	665	350	526	732
28-sept-09	200	637	456	716	732
6-oct-09	200	657	443	674	747
24-oct-09	200	681	358	526	740
21-nov-09	200	688	343	499	733
13-dic-09	200	638	333	522	726
30-dic-09	200	640	323	505	
11-ene-10	200	619	324	523	
28-ene-10	200	619	322	520	
17-feb-10	200	679	314	462	
1-mar-10	200	638	317	497	
18-mar-10	200	651	314	482	
5-abr-10	200	612	321	525	
9-abr-10	200	608	323	531	
5-may-10	200	606	333	550	
28-may-10	200	591	197	333	
11-jun-10	200	588	345	587	
14-jul-10	200	573	361	630	
6-ago-10	200	567	368	649	
3-ene-11	200	585	378	646	
25-ene-11	200	614	375	611	
26-feb-11	200	601	373	621	

10-mar-11	240	636	607	954	
24-mar-11	240	656	575	877	
12-abr-11	240	633	590	932	
14-may-11	240	585	486	831	
9-jun-11	240	593	474	799	
8-jul-11	240	589	481	817	
16-ago-11	240	581	482	830	
22-sept-11	240	577	486	842	
16-oct-11	240	570	639	1121	
20-nov-11	240	553	497	899	
2-dic-11	240	569	494	868	
14-ene-12	240	590	494	837	
15-feb-12	240	550	497	904	
18-mar-12	240	554	510	921	
12-abr-12	240	538	497	924	
9-may-12	240	489	506	1035	
20-may-12	240	540	598	1107	
11-jun-12	240	525	495	943	
9-jul-12	240	518	518	1000	
7-ago-12	240	521	499	958	
25-sept-12	240	527	839	1592	
12-oct-12	240	542	508	937	
7-nov-12	240	539	510	946	
7-dic-12	240	514	514	1000	
20-ene-13	240	544	508	934	
15-feb-13	240	491	278	566	
7-mar-13	240	546	514	941	
24-mar-13	240	520	511	983	
15-abr-13	240	535	530	991	
12-may-13	240	521	491	942	
1-jun-13	240	498	506	1016	
15-jun-13	240	508	518	1020	
2-jul-13	240	496	511	1030	
26-jul-13	240	510	505	990	
14-ago-13	240	505	506	1002	
23-ago-13	250	505	502	994	
8-sept-13	250	502	508	1012	

24-sept-13	250	517	305	590	
10-oct-13	250	507	503	992	
8-nov-13	250	488	499	1023	
14-dic-13	250	468	583	1246	
22-ene-14	250	473	513	1085	
21-feb-14	250	493	502	1018	677
14-mar-14	300	516	628	1217	

**Tabla A.13.** Base de datos del pozo 0414.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)
12-mar-01	270	1324	172	130	1004
26-dic-01	130	679	79	116	1016
15-ene-02	100	531	62	116	1030
7-feb-02	100	535	67	125	1027
31-mar-02	100	530	72	136	1027
2-jun-02	100	535	67	125	1023
28-jul-02	50	270	25	93	1072
7-sept-02	100	548	52	95	982
4-feb-03	200	1075	191	178	943
2-abr-03	200	1075	191	178	943
13-abr-03	320	1667	349	209	901
16-may-03	300	1488	293	197	885
14-jun-03	200	1042	235	225	907
23-jul-03	150	813	267	328	900
6-ago-03	80	386	53	138	955
12-ago-03	110	505	142	281	948
19-ago-03	110	500	155	310	948
29-ago-03	80	391	95	244	959
19-sept-03	50	265	50	189	974
29-oct-03	50	240	35	145	996
21-nov-03	60	290	49	167	996
4-dic-03	320	1667	349	210	601
21-dic-03	100	515	112	217	962
18-ene-04	120	618	146	236	984
15-mar-04	140	660	208	315	816

21-mar-04	100	583	208	357	926
10-abr-04	60	381	157	412	945
17-may-04	60	373	130	349	944
9-jun-04	50	245	52	212	957
25-jun-04	50	229	8	35	954
2-jul-04	50	247	50	202	960
17-ago-04	60	284	75	264	954
3-oct-04	60	294	75	255	950
19-nov-04	70	350	94	269	944
27-dic-04	75	471	233	495	923
15-ene-05	75	512	316	617	916
3-feb-05	50	365	239	655	922
10-abr-05	55	382	233	610	912
5-may-05	55	388	282	725	908
2-jun-05	55	388	292	753	904
11-jun-05	50	231	152	658	
15-jul-05	55	349	288	825	
4-ago-05	55	340	291	856	
25-ago-05	55	307	248	808	
26-ago-05	55	145	31	214	
14-sept-05	55	299	243	813	
12-oct-05	55	277	198	715	
2-nov-05	55	285	174	611	
13-nov-05	55	263	165	627	
25-nov-05	55	251	172	685	
29-dic-05	55	256	139	543	
22-ene-06	85	411	293	713	
9-feb-06	85	401	492	1227	
11-feb-06	85	400	489	1223	
12-feb-06	85	325	160	492	
3-abr-06	80	343	399	1163	
20-abr-06	85	378	375	992	
14-may-06	50	231	157	680	
30-may-06	50	216	162	750	
22-jun-06	50	221	147	665	
2-jul-06	50	215	126	586	
22-jul-06	80	355	276	777	

7-ago-06	80	323	212	657	
20-ago-06	80	336	241	717	
10-sept-06	80	334	241	722	
14-oct-06	80	334	287	859	
27-oct-06	80	314	250	796	
14-nov-06	80	265	324	1223	
17-nov-06	80	301	301	1000	
4-dic-06	80	295	313	1061	
19-dic-06	80	283	307	1085	
18-ene-07	80	260	246	946	
13-feb-07	80	233	291	1248	
11-mar-07	80	274	242	882	
11-abr-07	80	266	271	1019	
9-may-07	80	263	252	957	
11-jun-07	80	259	236	911	
21-jun-07	80	245	245	999	
4-jul-07	80	243	239	981	
17-jul-07	80	263	224	851	
22-mar-08	50	215	106	493	
27-abr-08	60	191	94	493	
14-may-08	60	243	92	379	
13-jun-08	60	247	74	300	
27-jun-08	60	239	21	88	
9-jul-08	60	189	81	429	830
4-ago-08	50	234	83	355	829
30-ago-08	60	234	85	363	828
18-sept-08	60	235	86	366	829
19-oct-08	60	231	86	372	825
13-nov-08	60	231	89	385	826
26-nov-08	60	176	80	454	825
24-dic-08	50	174	81	466	829
14-sept-09	50	129	51	395	
15-sept-09	50	179	51	286	
12-oct-09	50	148	50	338	
22-nov-09	50	203	53	263	
24-dic-09	60	204	15	74	
17-ene-10	60	193	77	399	

2-feb-10	60	195	83	426	
6-mar-10	60	183	94	514	
20-abr-10	100	452	0	0	
20-abr-10	60	171	97	567	
20-may-10	60	147	128	871	
18-jun-10	60	147	128	871	
20-jun-10	60	150	125	833	
19-jul-10	60	129	134	1039	
28-ago-10	60	152	117	770	
8-nov-10	60	124	129	1040	
14-dic-10	50	116	126	1086	
22-ene-11	50	141	128	908	
31-ene-11	50	209	82	392	
17-feb-11	50	42	132	3143	
5-mar-11	50	150	138	920	
19-abr-11	50	140	147	1050	
8-jun-11	50	133	145	1090	
7-jul-11	50	149	146	980	
14-ago-11	50	167	145	868	
20-ago-11	50	141	144	1021	
23-sept-11	50	229	58	253	
12-oct-11	50	224	62	277	
8-nov-11	50	199	123	618	
19-dic-11	50	121	134	1107	
21-dic-11	50	174	135	776	
17-ene-12	50	120	130	1083	
13-feb-12	50	97	136	1402	
21-mar-12	50	123	136	1106	
11-abr-12	50	101	138	1366	
4-may-12	50	159	138	868	
13-jun-12	50	165	137	830	
10-jul-12	50	164	140	854	
15-ago-12	50	118	141	1195	
27-ago-12	50	119	140	1176	
1-sept-12	50	54	139	2574	
10-oct-12	50	194	141	727	
17-nov-12	50	145	158	1090	

21-dic-12	50	166	184	1108	
2-ene-13	50	181	167	923	
6-feb-13	50	87	43	494	
25-feb-13	50	138	37	268	
23-jul-13	50	209	45	215	
28-sept-13	80	324	48	148	
11-oct-13	80	243	43	177	
18-oct-13	80	256	56	219	
24-nov-13	80	290	264	910	
5-ene-14	80	211	193	915	
22-feb-14	80	194	200	1031	
19-mar-14	80	243	315	1296	

**Tabla A.14.** Base de datos del pozo 0418.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PRESIÓN ESTÁTICA (PSI)
12-jun-01	250	1313	125	95	1009
6-ene-02	350	1803	165	92	946
13-feb-02	200	1050	96	92	973
27-abr-02	300	1499	183	122	926
1-may-02	350	1803	165	91	946
10-jul-02	100	541	49	91	993
13-ago-02	300	1508	168	111	902
31-ago-02	250	1248	170	136	920
15-oct-02	270	1357,2	221	163	920
2-nov-02	270	1364	224	164	870
3-dic-02	200	1047	97	93	972
4-dic-02	300	1507	173	115	933
25-mar-03	300	1520	184	121	868
16-abr-03	270	1354	165	122	858
13-may-03	250	1252	168	134	859
12-jun-03	300	1445	330	228	823
21-jul-03	280	1334	85	64	810
4-ago-03	280	1318	280	213	799
26-ago-03	200	1038	220	211	800
7-sept-03	230	1152	248	215	808

6-oct-03	190	977	202	207	821
25-nov-03	200	889	242	272	812
26-nov-03	200	883	227	257	815
29-nov-03	200	990	249	252	804
30-nov-03	200	983	201	204	802
8-dic-03	250	1144	255	223	900
25-dic-03	220	1045	274	262	790
15-feb-04	220	1037	302	291	780
10-mar-04	200	960	295	307	785
23-mar-04	180	884	271	307	788
4-abr-04	180	890	270	303	790
20-abr-04	190	922	312	338	782
11-may-04	190	921	324	352	780
24-jun-04	205	919	388	422	
29-jun-04	205	919	389	423	
10-jul-04	180	848	285	336	
1-sept-04	185	818	361	441	
12-oct-04	185	827	301	364	
14-nov-04	185	817	348	426	
26-dic-04	160	724	355	490	
14-ene-05	160	737	323	438	
9-feb-05	160	764	324	424	
13-mar-05	160	738	334	453	
28-mar-05	160	735	345	469	
6-jun-05	130	90	313	1080	
13-jun-05	130	626	318	508	
27-jun-05	130	624	304	487	
13-jul-05	150	678	329	485	
29-jul-05	160	706	331	469	
22-ago-05	160	679	354	521	
10-sept-05	160	672	381	567	
8-oct-05	130	546	362	663	
28-oct-05	130	551	343	623	
11-nov-05	150	627	322	514	
24-nov-05	130	570	322	565	
13-dic-05	150	622	330	531	
12-ene-06	150	611	244	399	

30-ene-06	170	639	397	621	
10-feb-06	185	648	503	776	
28-mar-06	170	633	493	779	
17-abr-06	180	671	364	542	
29-abr-06	180	662	386	583	
6-may-06	180	660	404	612	
25-may-06	130	512	372	727	
2-jun-06	0	0	0	0	
6-ago-07	0	0	0	0	
19-ago-07	0	0	0	0	
12-sept-07	160	785	452	575	
30-sept-07	160	747	382	510	
8-nov-07	160	709	331	466	
6-dic-07	160	694	300	432	
26-dic-07	160	651	319	490	
15-ene-08	160	638	324	508	
18-ene-08	160	681	323	473	
8-feb-08	160	616	329	534	
22-feb-08	160	572	344	601	
15-mar-08	160	652	363	557	
17-mar-08	160	634	366	576	
14-abr-08	160	618	380	615	
8-may-08	160	613	367	599	
5-jun-08	160	607	401	661	
25-jun-08	160	586	101	172	
12-jul-08	160	567	172	303	
27-jul-08	160	597	429	719	
18-ago-08	160	577	361	625	
27-ago-08	160	571	365	638	
14-sept-08	160	516	460	890	
2-oct-08	160	548	487	889	
30-oct-08	160	541	505	933	
10-nov-08	160	491	499	1016	
20-dic-08	160	526	474	901	
29-ago-09	160	555	573	1032	
27-sept-09	160	533	386	724	
17-oct-09	160	544	318	585	

4-nov-09	150	502	300	598	
3-dic-09	150	466	302	648	
28-dic-09	150	459	317	691	
13-ene-10	150	469	336	716	
29-ene-10	150	430	344	800	
19-feb-10	150	414	355	857	
1-mar-10	150	424	361	851	
17-mar-10	150	417	362	868	
6-abr-10	150	391	377	964	
18-abr-10	150	397	376	947	
6-may-10	150	405	375	926	
1-jun-10	150	373	284	761	
15-jul-10	150	361	382	1058	
5-ago-10	150	362	383	1058	
3-ene-11	150	434	381	878	
27-ene-11	150	414	598	1444	
16-mar-11	150	399	608	1524	
25-mar-11	150	417	616	1476	
13-abr-11	150	379	622	1641	
15-may-11	150	271	504	1860	
24-may-11	200	378	608	1608	
19-jun-11	200	401	560	1397	
15-jul-11	200	384	560	1458	
15-ago-11	200	412	571	1386	
19-sept-11	200	393	591	1504	
18-oct-11	200	388	587	1513	
21-nov-11	200	384	598	1557	
1-dic-11	200	366	602	1645	
13-ene-12	200	369	598	1621	
12-feb-12	200	369	599	1623	
25-mar-12	200	372	621	1669	
15-abr-12	200	356	621	1744	
25-may-12	200	341	625	1833	
31-may-12	200	349	622	1782	
16-jun-12	200	344	628	1826	
16-jul-12	200	314	643	2048	
21-ago-12	200	342	640	1871	

8-sept-12	200	346	653	1887	
11-oct-12	200	385	635	1649	
18-nov-12	200	340	215	632	
20-nov-12	200	361	657	1820	
5-dic-12	200	355	650	1831	
1-ene-13	180	521	246	472	
2-mar-13	200	361	663	1837	
21-mar-13	200	348	648	1862	
17-abr-13	200	343	668	1948	
17-may-13	200	335	664	1982	
13-jun-13	200	327	664	2031	
4-jul-13	200	329	659	2003	
29-ago-13	200	318	658	2069	
18-sept-13	200	325	401	1234	
22-sept-13	200	317	402	1268	
12-oct-13	200	315	659	2092	
12-nov-13	180	303	657	2168	
13-dic-13	200	297	676	2276	
25-ene-14	100	202	452	2238	
31-ene-14	100	178	456	2562	
23-feb-14	100	205	449	2190	
5-mar-14	120	225	501	2227	
31-mar-14	80	225	483	2147	

**Apéndice B. Descripción de las secciones donde se ingresan los parámetros de entrada para generar el *dataset* con el pre-procesador *Builder*.**

- **Control de Entrada/Salida, “*I/O Control*”:** Controla varios aspectos de los datos de simulador: Títulos e identificación del caso (solo 8 caracteres), el dimensionamiento del tiempo de la corrida (normalmente no se modifica), reinicio, resultados de la salida de la simulación, salida de texto, y misceláneos. Mientras que todos estos pueden ser establecidos a valores por defecto, se debe como mínimo, ingresar los títulos de la corrida de la simulación y una identificación del caso.

- **Yacimiento, “Reservoir”:** Se crea o importa la malla o las propiedades de la malla de simulación que describen el volumen de un yacimiento mediante el pre-procesador *Builder*, el cual tiene herramientas para la creación de modelos 3D desde mapas 2D del tope de la estructura, espesor bruto, y otras propiedades, como la compresibilidad de la roca. Se especifica las propiedades de los bloques del mallado como el espesor, la saturación de agua inicial, las permeabilidades absolutas en las tres direcciones (x,y.z), la composición global inicial de los componentes ingresados y la presión de los bloques.
- **Propiedades de los componentes, “Component Properties”:** Se especifica el modelo de fluidos seleccionando la ecuación de estado a emplear, la temperatura del yacimiento y las propiedades del fluido. Los componentes se pueden seleccionar de la lista de componentes de la biblioteca del programa o definidos por el usuario y se especifica las propiedades del componente puro o pseudocomponente, los coeficientes de interacción, viscosidad y solubilidades.
- **Roca-fluido, “Rock-Fluid”:** Se usa principalmente para especificar la permeabilidad relativa, la presión capilar y la información para varios tipos de roca en el yacimiento, las cuales son introducidas como tablas de valores. Las tablas de permeabilidad relativa para dos fases (crudo-agua y líquido-gas) se pueden generar usando la correlación generalizada de Corey introduciendo los valores de los puntos extremos y los exponentes que dependen del tipo de roca en el yacimiento.
- **Condiciones iniciales, “Initial Condition”:** Permite introducir la información con respecto al estado del yacimiento en el tiempo inicial. Antes de ingresar los datos en esta sección, se debe seleccionar el modelo de fluido del componente.
- **Control de los métodos numéricos, “Numerical Control”:** Normalmente no se necesita introducir ningún valor en esta sección, como todos los valores por defectos son suministrados. Los controles numéricos son suministrados en tres secciones: control del paso de tiempo, control del método de solución y el control solucionador.

**Apéndice C. Formato de los archivos especiales de extensión .fhf (*Field History File*) que contienen los datos de producción.**

```

|* Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period. Non-Rate values (e.g. pressure) are instantaneous.
2019-12-05
'Production Data Field History File'
2001 12 12
'ISO_DATE_FORMAT'
2
'Gas Rate SC' 'Oil Rate SC'
'm3/day' 'm3/day'
1
'Well-1'
2001-12-12T00:00:00          0          0
2001-12-13T00:00:00      3341.387939      196.7300873
2002-02-10T00:00:00      3341.387939      196.7300873
2002-04-12T00:00:00      3143.169922        156.773407
2002-09-03T00:00:00      4672.279785      213.5223236
2003-04-05T00:00:00      5040.398926      192.7951508
2003-07-31T00:00:00      5550.102051      151.8006744
2003-10-03T00:00:00      4700.59668        119.3919144
2004-02-16T00:00:00      4757.230469      105.1879807
2004-05-16T00:00:00      5635.052734      106.521492
2004-10-15T00:00:00      7532.28125        108.7473145
2005-01-10T00:00:00      7702.182129      106.8394623
2005-03-13T00:00:00      6484.558105      89.27136993
2005-06-29T00:00:00      7815.449707      95.40390778
2005-09-19T00:00:00      8466.737305      91.5369339
2006-01-29T00:00:00      7334.063477      72.10073853
2006-05-03T00:00:00      7277.429688      64.38985443
2006-07-09T00:00:00      6286.339844      61.36909866
2006-08-27T00:00:00      6796.043457      67.19399261
2006-10-17T00:00:00      6342.973633      68.3645401
2006-12-06T00:00:00      6144.755859      69.04023743
2007-01-14T00:00:00      5153.666016      65.30403137
2007-04-14T00:00:00      5776.636719      65.25037384
2007-06-07T00:00:00      5974.854492      67.41538239
2007-07-28T00:00:00      5550.102051      64.33778381
2007-11-26T00:00:00      6456.241211      58.65597916
2008-02-17T00:00:00      6229.706543      56.57801437
2008-04-05T00:00:00      2463.565674      75.25266266
2008-06-21T00:00:00      5776.636719      76.37312317
2008-08-18T00:00:00      4162.57666        52.26429367
2008-12-03T00:00:00      4134.259766      47.07693481
2009-10-22T00:00:00      6965.944336      55.20833969
2010-01-09T00:00:00      5181.98291        52.46580887
2010-03-12T00:00:00      5748.319824      47.81542969
2010-05-11T00:00:00      5493.468262      52.26707458
2010-08-04T00:00:00      4870.497559      50.8759346
2011-03-12T00:00:00      4105.942071      49.88226318
2011-05-12T00:00:00      9372.875977      57.23542786
2011-08-24T00:00:00      10817.03516      57.0764389
2011-10-22T00:00:00      11468.32324      55.28783417
2012-02-04T00:00:00      12062.97656      51.86960602
2012-04-20T00:00:00      12912.48242      57.51365662
2012-06-29T00:00:00      12912.48242      46.26530457
2012-09-10T00:00:00      15545.94922      44.47669601
2012-12-15T00:00:00      15659.21582      46.14606476
2013-04-03T00:00:00      12062.97656      43.84074783
2013-06-15T00:00:00      11411.68945      41.69441986
2013-08-25T00:00:00      11524.95703      39.86606598
2014-01-08T00:00:00      14271.69043      38.07745743

```

**Apéndice D. Formato de los archivos especiales de extensión .fhf (*Field History File*) que contienen los datos de presión.**

```

** Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period. Non-Rate values (e.g. pressure) are instantaneous.
2019-12-05
'Pressure Data Field History File'
2001 12 12
'ISO_DATE_FORMAT'
1
'Ave Pres POVO SCTR'
'psi'
1
'Entire Field' SECTOR
2001-12-12T00:00:00          1074
2002-04-01T00:00:00          1042
2002-09-02T00:00:00          1017
2008-12-02T00:00:00           804
2014-02-14T00:00:00           726

```