

**ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA
PRODUCCIÓN EN CAMPO BRISAS, USANDO EL SOFTWARE OFM
(OILFIELD MANAGER)**

**JUAN DAVID CASTRO PERDOMO
MARIA JOSÉ CUELLAR CASTILLO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

**ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA
PRODUCCIÓN EN CAMPO BRISAS, USANDO EL SOFTWARE OFM
(OILFIELD MANAGER)**

**JUAN DAVID CASTRO PERDOMO
MARIA JOSÉ CUELLAR CASTILLO**

Trabajo de grado presentado como requisito académico
para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director
ERVIN ARANDA ARANDA Msc
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Octubre de 2012

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por permitirme culminar el proyecto de grado con satisfacción y ser la luz que guía mi vida. A mi mamá María Luisa Fernanda Castillo por su incondicional apoyo en todos mis triunfos A mi abuelito Efraín Castillo que ha sido mi papá y siempre ha creído en mí, A toda mi familia y amigos que siempre han estado presentes en los sucesos importantes de mi vida y por último una dedicación especial a mi Abuelita Olga Tafur que desde el cielo me acompaña y siempre la llevo cerquita a mi corazón ¡Gracias a mi angelito por todas las cosas positivas que permitieron la finalización de esta etapa de mi vida!

MARIA JOSÉ CUELLAR CASTILLO

Agradezco a Dios primeramente por estar presente en todas las etapas de mi vida, A mi padre y consejero Jose Castro, a mi consagrada Madre Francy Perdomo, a mis Hermanas, hermanito, tias, tios, primos, primas, abuelas y en Especial a Mi Abuelo que desde el cielo se debe sentir orgulloso de este logro en mi vida, A todos mis amigos y compañeros que compartieron esta grandiosa etapa de mi vida.

JUAN DAVID CASTRO PERDOMO

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimien

ERVIN ARANDA ARANDA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, director del proyecto; por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

WILSON MARTINEZ ARDILA, Ingeniero de Petróleos, codirector del proyecto; por su ofrecimiento, orientación, colaboración y atención para la ejecución del mismo.

DARWIN VILLADIEGO ATENCIO, Ingeniero de Petróleos, Asesor del proyecto; por su orientación y colaboración en la ejecución del mismo.

A los compañeros, **EDDIE ALBERTO DIAZ**, **CRISTIAN DAVID CADAVID**, **JESUS DAVID FALLA**, **OSKAR SALAZAR**, **LUIS FERNANDO SALAZAR**, **KATTERINE BERNATE**, **YULIETH MARTINEZ**, **SONIA COLLAZOS**, **AURA OLAYA** Y **MAIVER DIAZ** por su amistad y apoyo, gracias por ayudarnos a obtener este logro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES	16
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS	16
1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO	16
1.1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	16
1.1.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	17
1.1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO	19
1.1.4.1 Modelo geologico estructural	20
1.1.5 CARÁCTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO	21
1.2 ASPECTOS TEÓRICOS	23
1.2.1 ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	23
1.2.1.1 Tasa de declinación nominal	25
1.2.1.2 Tipos de curvas de declinación	25
1.2.1.3 Factores que afectan la declinación	26
1.3 OILFIELD MANAGER	26
1.3.1 MODULOS BÁSICOS	27
1.3.2 MÓDULOS AVANZADOS DE INGENIERIA Y GEOLOGIA	27
1.3.3 TIPOS DE INFORMACIÓN	28
1.3.3.1 Información definida	28
1.3.3.2 Información no definida	29
1.3.3.3 Información de referencia	29
1.3.4 RELACIONES ENTRE TABLAS EN EL PROYECTO OFM	29

2. PROCESO DE ADQUISICIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	31
2.1 INFORMACIÓN ESTÁTICA	31
2.1.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS	31
2.1.2 PETROFÍSICA	32
2.2. INFORMACIÓN DINAMICA	33
2.2.1 PRESIONES	33
2.2.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO	34
2.2.2.1 Análisis de la producción de Brisas	36
3. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN	37
3.1 TABLAS DE DATOS	37
3.2 TABLAS DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	38
3.3 TABLAS MANEJADAS POR OFM	39
3.4 PROYECTO DE CAMPO BRISAS EN OFM	40
3.4.1 DEFINICIÓN DE TABLAS	43
3.4.2 CREACIÓN DE TABLAS PARA EL PROYECTO	43
3.4.2.1 Tabla de producción mensual (MonthlyProd)	44
3.4.2.2 Tabla de propiedades petrofísicas del campo (Yacimiento)	45
3.4.2.3 Tabla de Filtros del proyecto (SortCategory)	45
3.4.3 Tablas Manejadas por OFM	46
4. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	47
4.1 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN	47
4.1.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL-CAMPO BRISAS	48
4.2 MAPAS ESCALADOS: MAPA POES vs. MAPA N_p	50
4.2.1 MAPA GRID POES.	51
4.2.2 MAPA GRID PETRÓLEO PRODUCIDO ACUMULADO (N_p).	54
4.3 APLICACIÓN DE TÉCNICAS PASS PARA EL ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.	57
4.3.1 MAPAS NORMALIZADOS DE PRODUCCIÓN	57
4.3.1.1 Mapa Cualitativo de Localización de Reservas	60

4.3.2 ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL CAMPO	61
4.3.2.1 Análisis de la capacidad de flujo	62
4.3.2.2 Capacidad Productiva	63
4.3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE MAPAS GRID	64
4.3.4 ESTIMACIÓN DE RADIOS DE DRENE VOLUMÉTRICOS	65
4.4 INDICES DE EFICIENCIA	68
4.4.1 INDICES DE HETEROGENEIDAD	68
4.4.1.1 Metodología	69
4.4.1.2 Gráfica de índice de heterogeneidad	70
4.4.2 INDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO	72
4.4.2.1 Metodología	72
4.4.2.2 Gráficas de Eficiencia de Completamiento	73
4.4.3 INDICE DE EFICIENCIA DE WORKOVER	77
4.4.3.1 Metodología	77
4.4.3.2 Resultados de índice de eficiencia de workover-WOE	79
CONCLUSIONES	82
RECOMENDACIONES	84
BIBLIOGRAFIA	85
ANEXOS	86

LISTA DE FIGURAS

	Pág
<i>Figura 1. Localización geográfica del campo Brisas.</i>	17
<i>Figura 2. Columna Estatigráfica-Campo Brisas</i>	19
<i>Figura 3. Sísmica del campo Brisas.....</i>	20
<i>Figura 4. Mapa estructural al tope de la formació Monserrate</i>	22
<i>Figura 5. Registro tipo del campo Brisas, pozo BR-01</i>	23
<i>Figura 6. Clasificación de las curvas de declinación de producción</i>	27
<i>Figura 7. Estructura de la información en OFM</i>	30
<i>Figura 8. Sección esquemática NW-SE en el bloque central del campo Brisas. ...</i>	31
<i>Figura 9. Sección esquemática NW-SE en el bloque norte del campo Brisas.....</i>	32
<i>Figura 10. Tablas de datos Generadas en OFM.....</i>	38
<i>Figura 11. Tabla de Configuración y del Sistema</i>	39
<i>Figura 12. Tablas Manejadas por OFM</i>	40
<i>Figura 13. Estructura Master Table proyecto Brisas</i>	42
<i>Figura 14. Mapa de ubicación de Pozos Campo Brisas</i>	42
<i>Figura 15. Estructura de la tabla MonthlyProd.....</i>	44
<i>Figura 16. Estructura de la tabla de Producción para el pozo Brisas-01</i>	45
<i>Figura 17. Estructura de Tabla SortCategory.....</i>	46
<i>Figura 18. Grid -Espesor Neto-Brisas Figura 19. Grid-Swi Campo Brisas.....</i>	52
<i>Figura 20. Mapa Grid -Porosidad-Brisas Figura 21. Mapa Grid Boi-Brisas.....</i>	53
<i>Figura 22. *Mapa POES escalado-Campo Brisas.....</i>	54
<i>Figura 23. Mapa escalado de Petróleo producido Acumulado-Brisas.....</i>	55
<i>Figura 24. Mapa Grid escalado POES-Np-Campo Brisas</i>	56

<i>Figura 25. Mapa Grid Normalizado de Espesor Neto-Campo Brisas.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 26. Mapa Grid Normalizado de Porosidad-Campo Brisas</i>	<i>58</i>
<i>Figura 27. Mapa Grid Normalizado POES-Campo Brisas</i>	<i>59</i>
<i>Figura 28. Mapa Grid Normalizado Producción acumulada a marzo 2012-Campo Brisas.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 29. Mapa Cualitativo de Localización de Reservas-Campo Brisas.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 30. Mapa de la capacidad de flujo-Campo Brisas.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 31. Capacidad Productiva-Campo Brisas</i>	<i>63</i>
<i>Figura 32. Comparación de Mapa Escalado POES-Np y el Mapa de Análisis de la Capacidad Productiva.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 33. Mapa de la capacidad de flujo con Mapa de burbuja de radios volumétricos superpuestos</i>	<i>67</i>
<i>Figura 34. Cuadrantes de Índice de heterogeneidad.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 35. Índice de Heterogeneidad-Campo Brisas</i>	<i>72</i>
<i>Figura 36. Análisis del Índice de Completamiento del Campo Brisas para K4B1 .</i>	<i>75</i>
<i>Figura 37. Analisis del Índice de Completamiento del Campo Brisas para K4B2 .</i>	<i>76</i>
<i>Figura 38. Figura xy prod. de Aceite Mensual (real) comparada con la Prod. Promedio Brisas-02</i>	<i>79</i>

LISTA DE TABLAS

	Pág
<i>Tabla 1. Ficha técnica campo Brisas</i>	18
<i>Tabla 2. Producción actual de los pozos del campo Brisas @ Jul 2012</i>	18
<i>Tabla 3. Clasificación de los tipos de declinación</i>	25
<i>Tabla 4. Parámetros petrofísicos promedio por pozo</i>	33
<i>Tabla 5. *Resumen de la producción por pozo y total de Campo Brisas @ Marzo</i>	36
<i>Tabla 6. *Resultados del Análisis de declinación del Campo Brisas</i>	50
<i>Tabla 7. Eventos de índice de Workover pozo Brisas-02</i>	80
<i>Tabla 8. Eventos de índice de Workover pozo Brisas-04</i>	80
<i>Tabla 9. Eventos de índice de Workover pozo Brisas-08</i>	81
<i>Tabla 10. Eventos de índice de Workover pozo Brisas-09</i>	81

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág
<i>Gráfica 1. Histórico de Presiones-Campo Brisas.....</i>	34
<i>Gráfica 2. Comportamiento de la producción de fluidos en el Campo Brisas.</i>	35
<i>Gráfica 3. Análisis de Declinación Caudal de aceite vs. tiempo. Pozo Brisas- 02 ..</i>	49
<i>Gráfica 4. Análisis de declinación WOR vs Petróleo producido Acumulado.</i>	49
<i>Gráfica 5. Análisis de Declinación Caudal de aceite vs. tiempo. Campo Brisas</i>	51

RESUMEN

En este estudio se integraron el índice de heterogeneidad, el índice de eficiencia de completamiento y el índice de eficiencia de workover para poder analizar el desempeño de la producción del campo brisas, un campo maduro con un corte de agua elevado, conformado por siete pozos produciendo de la formación Monserrate.

El índice de Heterogeneidad mostró que los pozos BR -08, BR -09, y BR -10 no necesitan ningún trabajo de estimulación y que a lo largo de la historia han estado produciendo por encima del promedio de aceite y por debajo del promedio de agua, caso opuesto el pozo Br -04 que a lo largo de su historia ha estado produciendo por debajo del promedio de aceite y por encima del promedio de agua.

El índice de eficiencia de completamiento en K4B2 el estrato más representativo para la producción, muestra que para los pozos BR -02 y BR -10 la capacidad de flujo y producción de aceite están ambas por encima del promedio. Por otro lado se encuentran los pozos BR -01, BR -04, BR -08 y BR -09. Con capacidad de flujo y producción de aceite por debajo del promedio, pozos a los cuales se les recomienda un trabajo de estimulación, el cual según el estudio de índice de eficiencia de workover nos recomienda las acidificaciones como las mejores prácticas de reacondicionamiento de pozos en este campo.

El análisis de producción de un campo petrolífero se puede complementar con la elaboración de mapas de burbuja y mapas grid que sirven para identificar cualitativamente anomalías y tendencias en el comportamiento de un campo. Además contribuyen a la identificación de zonas para la ubicación de áreas de drenaje nuevas, así como ver el comportamiento de la producción a través del tiempo e identificar las zonas que más aportan a la producción del campo y al mejoramiento de aquellas de baja producción.

ABSTRACT

This study integrated the heterogeneity index, the completion efficiency index and workover efficiency index to analyze the production performance of field Brisas, a mature field with a high water cut, which is composed by seven producing wells from the formation Monserrate.

The Heterogeneity index showed that the wells BR-08, BR -09, and BR -10 do not need a stimulation job, and along the story have been producing above average oil and below the average water. An opposite case is the Br -04 well that throughout its history has been producing below average oil and above the average water.

The completion efficiency index of the K4B2 layer which is the most representative for the production field showed that the wells BR -02 and BR -10 have both flow capacity and oil production are above average. On the other hand, there are wells like BR -01, BR -04, BR -08, and BR -09 with flow capacity and oil production below average, wells which advised a stimulation job, according to the study of workover efficiency index we recommend the acidification as best practice in this field.

The production Analysis of an oil field can be complemented by elaborating bubble maps and grid maps used to identify qualitatively anomalies and trends in the behavior of a field. Also contribute to the identification for the location of new drainage areas and watch the production behavior over time and identified areas that most contribute to the production of the field and improving those of low production.

INTRODUCCION

La rehabilitación de los campos maduros es un desafío para las compañías operadoras, pues el grado de maduración es una barrera para la inversión de nuevos proyectos de perforación. La maduración del yacimiento hace referencia al depletamiento (Disminución de la presión del yacimiento y de las reservas) y tiempo de producción de los pozos que supera los 25 años, siendo características de campos que han cumplido su primera etapa productiva y que han tenido que ser sometidos a múltiples actividades para mejorar el recobro de aceite. Sin embargo el 70% de la producción mundial de petróleo está asociada a yacimientos con un grado de depleción considerable; es por esto que es necesario crear nuevas alternativas para optimizar su producción.

La aplicación de una metodología integral que considere los factores que afectan el desempeño del campo, es de vital importancia para obtener resultados óptimos en la producción. La ubicación de áreas sin drenar, y la evaluación conjunta del índice de heterogeneidad y el índice de eficiencia de completamiento, se han considerado en las últimas décadas para localizar exitosamente las reservas remanentes e identificar los pozos candidatos para estimulaciones y recompletamientos.

La creación de una base de datos robusta de características petrofísicas, estados mecánicos de los pozos, historial de producción; así como toda la información geológica proveniente de los mapas estructurales y de los registros de producción inyección de los pozos ubicados en el campo, es necesaria para la caracterización completa y detallar el comportamiento del campo.

1. GENERALIDADES

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS

1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

El campo Brisas fue descubierto por la compañía Tenneco en 1973 con la perforación del pozo Brisas - 01, el cual probó la formación Monserrate. Entre 1975 y 1989 se perforaron 7 pozos: BR – 02, 03, 04, 05, 07, 08 y 09. Dos de estos pozos, el BR – 03 quedó fuera de la estructura y produjo agua (bloque 3) y el BR – 07 (bloque 1) no encontró la zona productora de la formación Monserrate, posiblemente por estar erosionada por la discordancia del oligoceno. El 2 de Agosto del año 2003 se terminó de perforar el pozo BR – 11, y el 18 de Julio del 2006 se terminó de perforar el pozo BR – 10, con el cual se reemplazo el BR – 05 que fue cerrado por problemas mecánicos causantes de frecuentes arenamientos. El pozo BR – 01 fue abandonado durante la etapa de desarrollo y producción en 1986 por alto BSW (>90%), problemas de cemento y con una producción de 38 bppd, luego fue reactivado.

El Campo Brisas se interpreta como un anticlinal fallado limitado al Este por la Falla Tenay, con dirección NE-SW. Los límites del yacimiento en las otras direcciones están asociados a un contacto agua-petróleo (OWC) que se estima está ubicado a -3295' TVDSS. La Formación Monserrate (K4) de edad Cretácica y conformada principalmente por areniscas, es la productora en el campo. Resalta como evento geológico la presencia de una discordancia que erosionó el tope de la formación productora, principalmente hacia el Este del campo.

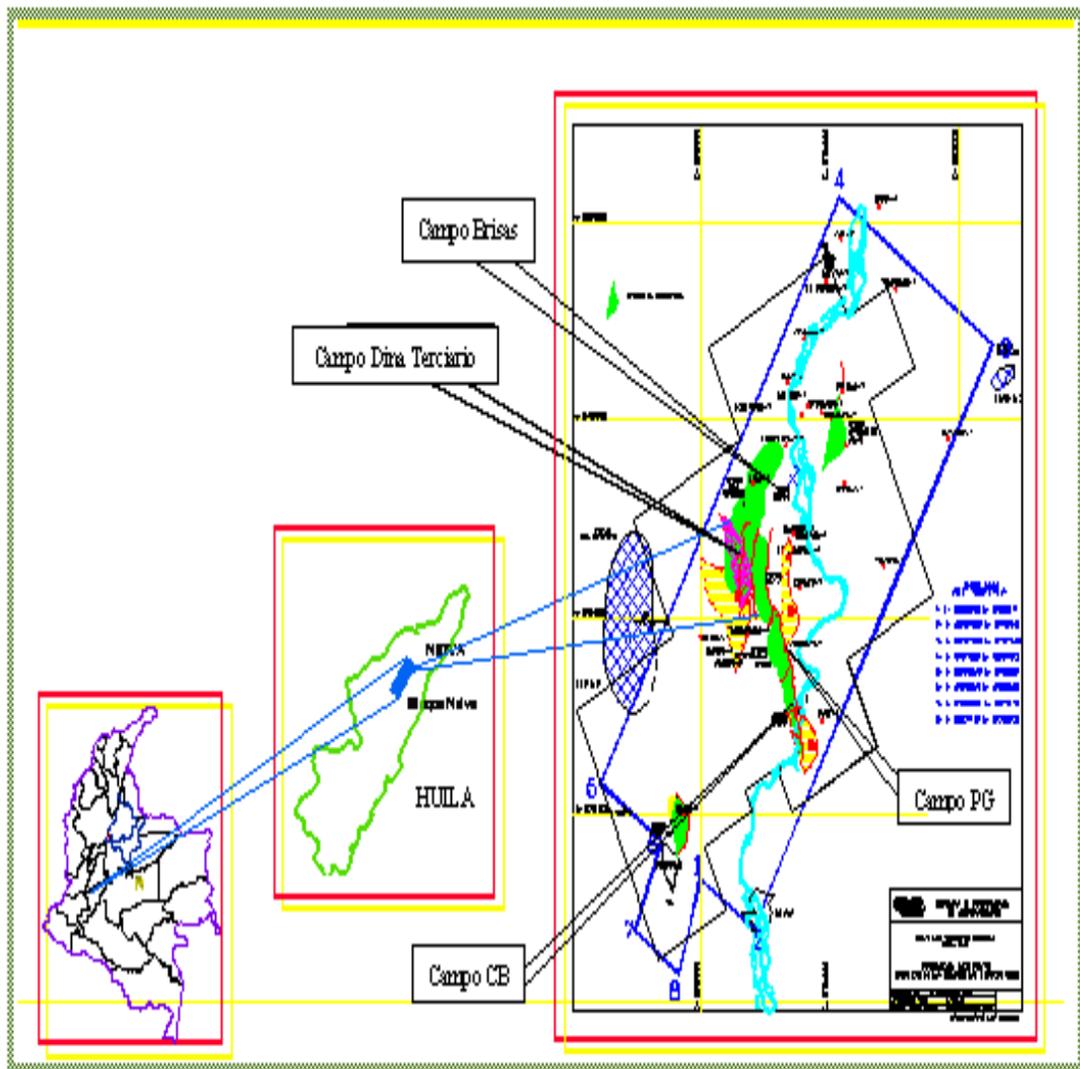
Actualmente los pozos que están activos son los pozos BR- 01, 02, 04, 08, 09, 10 y 11 con una producción promedia de 301 bppd, 89 % de BSW y una producción de gas de 79 kscfd al 31 de Julio de 2012. La producción máxima para el campo se obtuvo en 1983 con un caudal de 2,700 bppd con cuatro pozos productores activos. Los pozos tienen un espaciamento aproximado de 40 – 60 acres. El mecanismo de producción es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua. La presión inicial del yacimiento fue 2000 psi (al datum de - 3000 pies), presión actual es de alrededor de 700 psi (al datum de - 3000 pies). La producción de crudo acumulada a Julio de 2012 es de 8,6MMbp. El aceite tiene una gravedad de 23 °API.

1.1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Brisas se encuentra localizado en el área de la ex – concesión Neiva-540 , actualmente Superintendencia de operaciones Huila – Tolima (SOH) de Ecopetrol S.A, 20 Km al norte de la ciudad de Neiva (Huila), en jurisdicción del

municipio de Aipe, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. El campo Brisas cubre un área aproximada de 7 Km² como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Localización geográfica del campo Brisas.



Fuente: Informe ICP, Simulación Analítica De La Inyección De Agua Campo Brisas, Piedecuesta, Septiembre De 2003.

1.1.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Desde su descubrimiento en 1973, el campo ha sido operado por las compañías Hocol, Shell, y Ecopetrol. En la actualidad el campo Brisas es administrado por la Superintendencia de operaciones Huila – Tolima (SOHT), Ecopetrol S.A. Algunos datos generales del campo se muestran en la tabla 1 y en la tabla 2 se muestra la

producción actual de los pozos del campo Brisas.

Tabla 1. Ficha técnica campo Brisas

PROPIEDAD	DATO
Presión Inicial Yacimiento @ -3000 ft (psia)	2000
Presión de Burbuja, Pb (psia)	787
Presión de Yacimiento estimada a abril de 2012, P (psia)	690-750
Temperatura de Yacimiento @ -3000 ft (°F)	131
Datum o Profundidad de Referencia del Yacimiento, pbnm	-3000
Factor Volumétrico inicial de Formación, Boi / Bob (bbl/STB)	1.075 / 1.088
Relación inicial de gas disuelto en el petróleo, scf/STB	140
Gravedad (°API) Temp 60°F	19-22
Viscosidad del aceite @ Pi / Pb a Tyac (cP)	11.0 / 10.0
Porosidad efectiva promedio, %	18
Espesor bruto promedio, pies	340
Espesor neto promedio, pies	160
Área del yacimiento, acres	284
Swi promedio, %	0.35

Tabla 2. Producción actual de los pozos del campo Brisas @ Jul 2012

Pozos BR	Levantamiento artificial	Petróleo (bppd)	Agua (bapd)	BSW (%)	Gas (Kscf/día)
01	Bombeo mecánico	35	485	93.27	17
02	Bombeo mecánico	36	694	95.08	5
04	Bombeo mecánico	88	743	89.40	3
08	Bombeo mecánico	61	300	83.1	5
09	Bombeo mecánico	57	360	86.33	45
10	B. Cavidades progresivas	37	31	46.06	5
11	Bombeo mecánico	0	0	0	0

1.1.4 GEOLOGIA DEL CAMPO.

Figura 2. Columna Estratigráfica-Campo Brisas

EDAD		GRUPO	FORMACIÓN	AMBIENTE	LITOLOGÍA	
CUATERNARIO						
TERCIARIO	Neogeno		Superficie			
			Mioceno	Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales	
	Paleógeno	Oligoceno	Barzalosa (50 - 300 mts)	Terrestre, Lagunar		
CRETÁCEO	Superior	Secuencia Preorogénica	Maastrichtiano	Monserate (150 - 200 mts)	Marino Inter a Inframarino	
			Campaniano			
	Inferior	Secuencia Preorogénica	Santoniano albio	Villeta (700 - 1100 mts)	Plataforma Detritico - Calcárea	
			Albiano	Cabelllos (90 - 200 mts)	Fluvial Salobre	
		Bermejo	Alpujarra (150 mts)	Supra a intermareal Terrestre.		
		Yavi (385 mts)				
JURASICO			Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclastico		

Fuente: Área de Geología-Ecopetrol

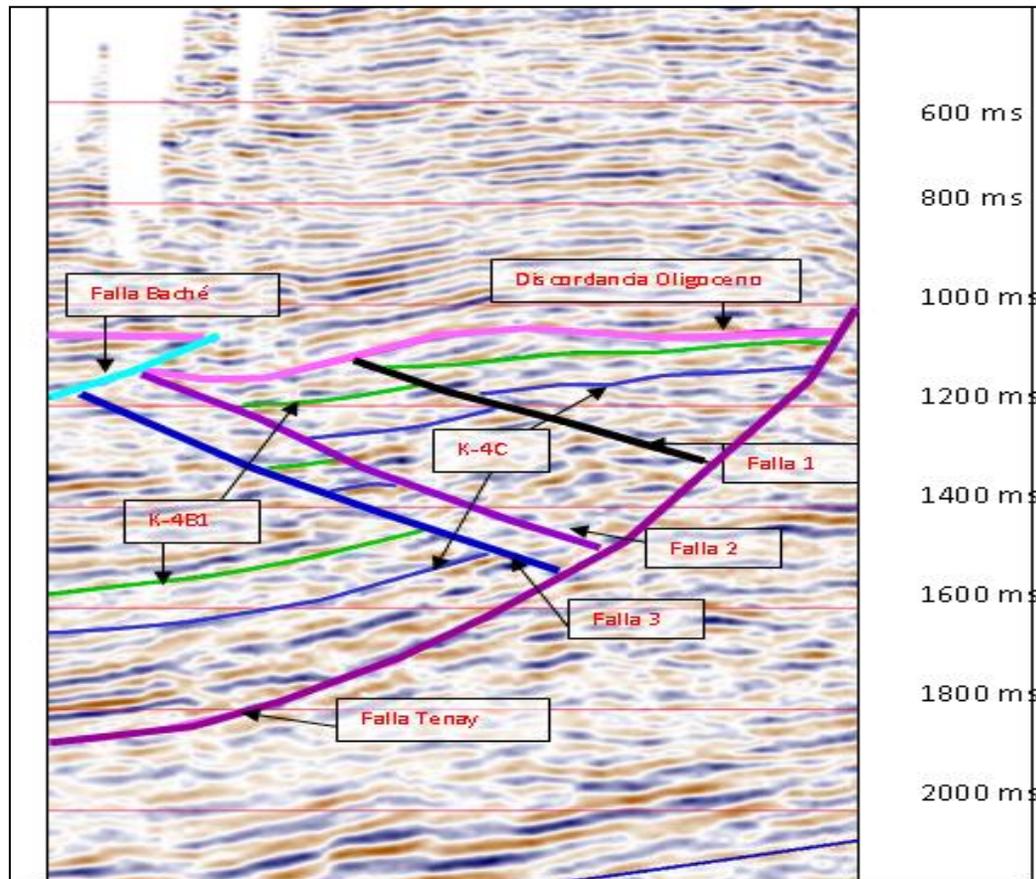
El modelo geológico del campo Brisas se definió a partir de la integración de información de corazones, registros de pozo, registros de buzamiento (dipmeter) y sísmica 3D.

La formación Monserate se depositó en un ambiente marino, se reconocen depósitos de lodolitas de plataforma y depósitos de areniscas de shoreface inferior, medio y superior. Las areniscas de shoreface medio constituyen los intervalos productores principales, estas se interestratifican con areniscas de shoreface inferior que se pueden comportar como retardantes al flujo de fluidos y con lodolitas de plataforma con buena continuidad lateral.

Como resultado de la interpretación realizada a la información sísmica 3D hecha en 1998 en el área de Neiva, el campo corresponde a un anticlinal erodado de

rumbo NE-SW, limitado en su flanco Este por la falla inversa de Tenay y al Oeste por una serie de tres “back thrust” de dicha falla que dividen el campo en cuatro bloques como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Sísmica del campo Brisas



Fuente: Desarrollo Adicional Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2001.

1.1.4.1 Modelo geológico estructural

Localmente el tope de la formación Monserrate está ausente, especialmente en los bloques más cercanos a la falla de Tenay (bloques 1 y 2), producto del plegamiento, elevación y posterior erosión en el oligoceno. En los pozos BR – 01 y BR – 03 se pueden diferenciar todas las unidades, ya que se encuentran hacia el Oeste del campo, donde las rocas no han sido expuestas a la erosión.

Se han identificado tres fallas que dividen el yacimiento en cuatro bloques, de los cuales, los dos más altos (bloque 1 y 2) se encuentran por encima del contacto

agua – aceite (aproximadamente – 3336 pies). Se han numerado del 1 al 4, siendo el bloque 1 el más alto estructuralmente y el más afectado por la discordancia del Oligoceno, y el bloque 4 el más bajo. En el bloque 1 se encuentran los pozos Brisas – 02, Brisas – 04, Brisas – 05, Brisas – 07, Brisas – 08, Brisas – 09; en el bloque dos el pozo Brisas – 01 y el pozo Loma Larga – 1; el bloque tres es el más pequeño y no ha sido perforado por ningún pozo del Campo Brisas, pero sí por el pozo exploratorio Aipe sur-1. En el bloque cuatro se encuentra el pozo Brisas – 03. Las tres fallas se interpretaron como “back thrust” de la falla de Tenay, de las cuales la más Occidental (falla 3) es fácilmente distinguible en la sísmica, a pesar de la mala calidad de la información en el campo. Las fallas 1 y 2 se interpretaron con base en la correlación sísmica - pozo, debido a las diferencias en la posición estructural de los topes de las unidades al desplegarse en la sísmica. La Figura 4 muestra el mapa estructural de campo Brisas.¹

1.1.5 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL CAMPO

Debido a la ausencia de corazones, el análisis estratigráfico se ha hecho con base en electrofacies, muestras de zanja y comparación con el modelo definido por el ICP para el campo Pijao en el informe “Evaluación Geológica del Campo Pijao, 2000”. Como registro tipo se presenta en la figura 4 el pozo Brisas – 01.

Se puede observar que en general, los depósitos de la formación Monserrate representan una secuencia dominada por arcilla a la base, con algunas intercalaciones arenosas granocrecientes (unidades K4C y K4B3SL según respuesta del GR), que hacia el tope se vuelve progresivamente dominada por arenas (K4A y K4B1). La respuesta eléctrica de los pozos de este campo correlaciona muy bien con la de los pozos del campo Pijao, por lo que el modelo de depositación puede ser equivalente.

Basados en la ocurrencia de eventos transgresivos que definen niveles fácilmente correlacionables y tratando de mantener la nomenclatura preestablecida para el área, la Formación Monserrate se ha subdividido en 6 unidades litoestratigráficas. (Figura 5)

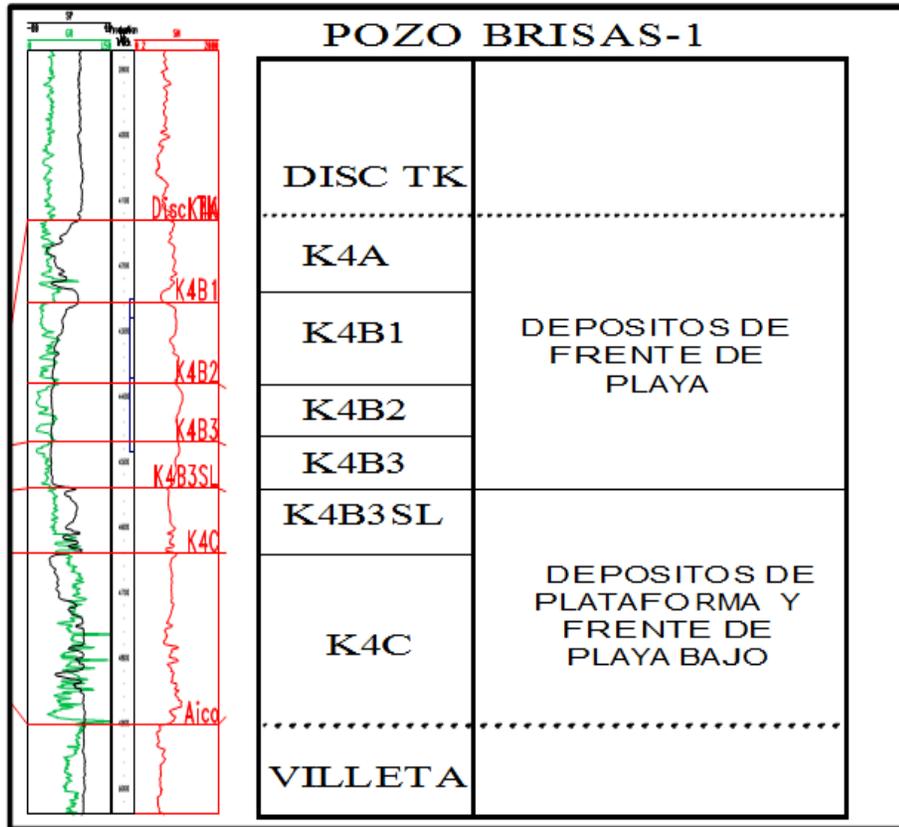
Unidad K4C. Esta unidad es arcillosa con delgadas intercalaciones de arenas en la parte superior y esporádicamente presencia de lutita.

Unidad K4B3SL. Esta unidad se caracteriza por un paquete grueso de limolita con intercalaciones finas de arenas y arcillolitas hacia el tope y hacia la base. Localmente hay presencia de lutitas gris oscuras y pardo oscuras.

Unidad K4B3. Esta unidad es arenosa compuesta por arenas cuarzo chertosas de grano fino a grueso y algunas intercalaciones hacia el tope.

¹ *Desarrollo Adicional Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol S.A, 2001*

Figura 5. Registro tipo del campo Brisas, pozo BR-01



Fuente: Desarrollo Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol 2005

1.2 ASPECTOS TEÓRICOS

1.2.1 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación se han utilizado extensivamente para la predicción el comportamiento de la producción de los campos petrolíferos.

El análisis de declinación se basa en la afirmación de que las tendencias y los factores dominantes de la producción continúan en el futuro; por lo tanto, se pueden extrapolar y describir mediante una expresión matemática.

La extrapolación de las tendencias, con el objetivo de predecir resultados futuros debe cumplir las mismas condiciones operativas que rigen el histórico de producción y son caracterizadas por 3 factores:

- Caudal de producción para el intervalo de tiempo que se quiere estudiar
- La curvatura de la declinación
- La tasa de declinación

El procedimiento más común para la realización del análisis de declinación es la construcción de un gráfico semilog de la tasa de producción vs el tiempo y ajustar los datos a una tendencia lineal. También existen otro tipo de relaciones que pueden contribuir al análisis de la declinación que incluyen; la tasa de producción de petróleo vs El acumulado de producción, la producción de agua acumulada vs la producción de petróleo acumulada entre otros.

Para la realización del análisis se deben tener en cuenta algunos aspectos que Ikoku mencionó en 1984 para el estudio de la producción de aceite.

- “La producción de aceite debe ser estable en el intervalo de tiempo que se determina para el estudio, quiere decir que se debe estar operando con una presión en cabeza de pozo y con un nivel de fluidos producidos constantes. Con estos parámetros establecidos se garantiza que la declinación en la producción observada sea reflejo de la productividad del yacimiento y no de una causa externa como, cambios en las condiciones operativas de producción, daño en el pozo, o fallas en el equipo.
- Las condiciones operativas tienen que permanecer constantes para realizar el análisis de declinación. Sin embargo cuando se realiza alguna intervención al pozo para mejorar el recobro de aceite como; acidificaciones, fracturamientos hidráulicos, inyección de fluidos o localización de áreas de drenaje; el análisis de curvas de declinación es una buena herramienta para evaluar la efectividad de la intervención y comparar el escenario después de los cambios (post-intervención).
- El estudio de curvas de declinación es útil para la evaluación de nuevas inversiones y para la revisión de las ganancias de la actividad productiva del campo. También ayuda con la estimación de reservas remanentes y el pronóstico económico de la producción del campo”².

El estudio de curvas de declinación como herramienta para la predicción de la producción de un campo está fundamentado en la ecuación de Arps (1945), que establece una relación entre el petróleo producido acumulado y el tiempo³:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (1)$$

Donde, q_t es la tasa de producción en un tiempo t , STB/D; q_i es la tasa de producción inicial, STB/D; D_i , tasa de declinación inicial, días⁻¹; b , exponente de la ecuación de Arps.

² Ikoku C. Natural Gas Reservoir Engineering, John Wiley and Son (1984)

³ Arp J.J (1945) Analysis of Decline Curves, Trans AIME 160, 228-247

1.2.1.1 Tasa de declinación nominal

Se define como el cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo, o también como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural de la tasa de producción vs el tiempo;

$$D = \frac{-d \ln q}{dt} \quad (2)$$

Donde **D** es la tasa de declinación nominal, años⁻¹, **q**, tasa de producción de petróleo por días, STB/D; **t**, tiempo, en años o meses

1.2.1.2 Tipos de curvas de declinación

Arps propone 3 tipos de curvas, exponencial, hiperbólica y armónica; las cuales se definen de acuerdo a la expresión básica general:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^b \quad (3)$$

Donde **b** es el exponente de declinación y **D_i** es la tasa de declinación inicial del periodo actual de declinación.

Tabla 3. Clasificación de los tipos de declinación

Tipo	Exponente b	Relación tasa de producción vs tiempo	Relación Tasa vs Producción Acumulada
Exponencial	b=0	$q_t = q_i e^{(-D_i t)}$	$N_p = \frac{q_i - q_t}{D_i} \quad (4)$
Hiperbólica	0<b<1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$N_p = \left(\frac{q_i}{D_i(1-b)} \right) \left(1 - \left(\frac{q_t}{q_i} \right)^{1-b} \right) \quad (5)$
Harmónica	b=1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$	$N_p = \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \ln \left(\frac{q_i}{q_t} \right) \quad (6)$

Donde q_t , caudal de aceite a tiempo t , STB/unidad de tiempo; q_i , caudal inicial de aceite a $t=0$, STB/unidad de tiempo; D_i , tasa de declinación nominal, 1/unidad de tiempo; N_p , aceite producido acumulado a tiempo t , STB/unidad de tiempo.

Cada tipo de declinación tiene una curvatura diferente como se muestra en la Figura. 6, que representa la forma característica de cada tipo de declinación cuando el caudal de aceite es graficado vs el tiempo o la producción acumulada en diferentes escalas (cartesiana, semilog, log-log).

1.2.1.3 Factores que afectan el análisis de curvas de declinación

Como los han citado varios autores, Arps⁴, Fetkovich⁵, Chen S.M⁶, los factores que afectan directamente las curvas de declinación son:

- Periodos desiguales entre pruebas de medición, pues dificultan la selección de un tiempo promedio.
- Reducción del índice de productividad, o incrementos en el factor de daño debido a cambios físicos en el hueco, tales como depositación de scales y asfaltenos así como arenamiento del pozo.
- Completación de pozos nuevos
- Cierres de producción.

1.3 OILFIELD MANAGER

OilField Manager (OFM) es una herramienta que ofrece un potente conjunto de módulos diseñados para ayudar al usuario en la supervisión y administración de campos petroleros y de gas, permitiéndole visualizar, modificar y analizar datos de producción y yacimientos. Este realiza análisis básicos y complejos para completamientos individuales o múltiples, grupos de pozos, un campo entero o incluso varios campos.

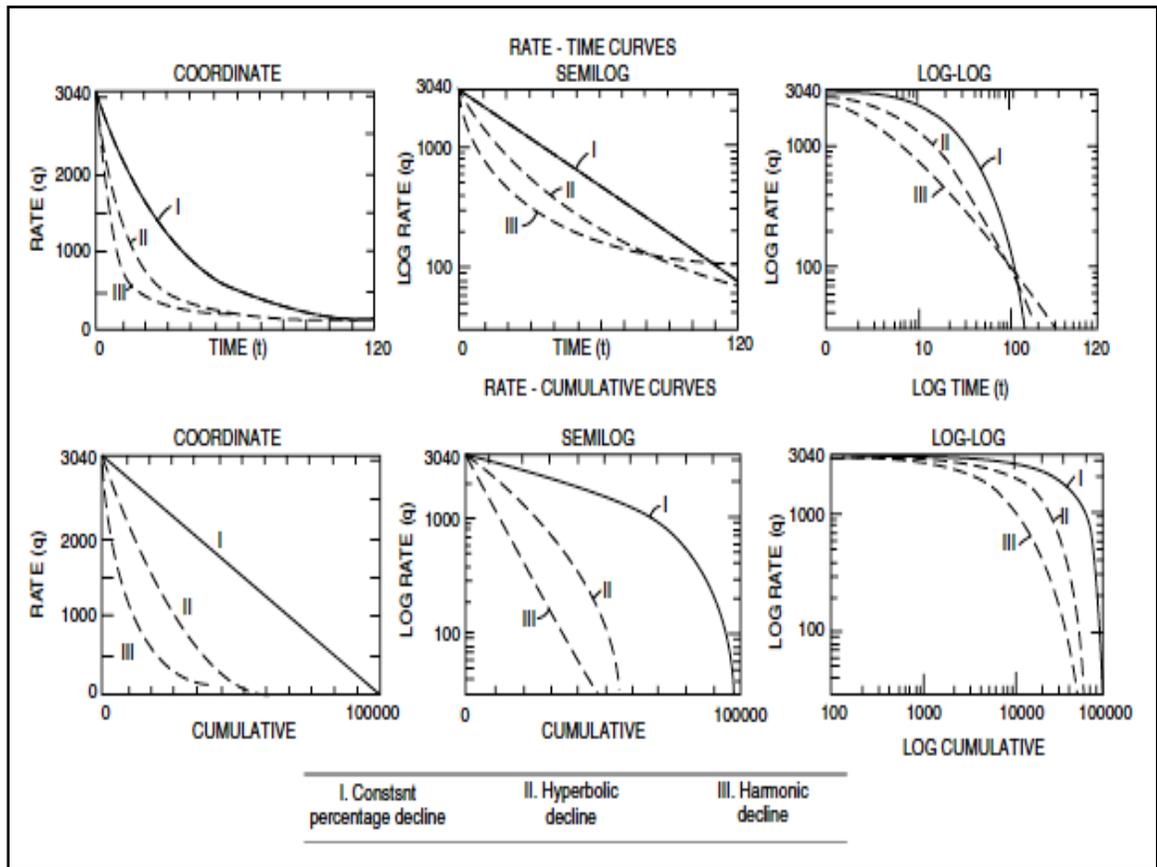
El software trabaja con gran variedad de datos que simplifican la identificación de tendencias, la localización de anomalías y pronóstico de producción; convirtiéndolo en una herramienta útil para la evaluación y seguimiento de la actividad del campo.

⁴ Arps, J.J, Estimation of Primary Oil Reserves, AIME. Vol 207, 1956

⁵ Fetkovich MJ, Fetkovich EJ y Fetkovich MD. Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation and Analysis. SPE 28628. 1994

⁶ Chen SM. A Generalized Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time and Rate-Cumulative Relationships. SPE 81427. Año 2003

Figura 6. Clasificación de las curvas de declinación de producción



Fuente: Arps, J.J, *Estimation of Primary Oil Reserves*, AIME. Vol 207, 1956

1.3.1 MODULOS BÁSICOS

- Mapa base: Definen los datos del proyecto y constituyen la conexión con los otros módulos.
- Gráficos: OFM permite realizar los gráficos de los datos de uno o más completamientos.
- Reportes: Despliegan los datos de entrada o los datos calculados en formato tabular.

1.3.2 MÓDULOS AVANZADOS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA

- Mapa de burbuja: Despliega grandes cantidades de datos que ayudan a identificar tendencias, anomalías o problemas potenciales en un campo petrolífero.

- Análisis curvas de declinación: Permite analizar, predecir y planificar el rendimiento del pozo. Se puede efectuar una predicción de declinación, resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica.
- Mapas de grilla: Genera mapas de contorno con rellenos de color y representaciones tridimensionales de datos relacionados con la profundidad o el tiempo.
- Mapas de gráficos XY: genera hasta cuatro curvas para cada pozo o categoría de selección y despliega en forma grafica la información directamente sobre el mapa base, en la ubicación geográfica del pozo.
- Gráficos de dispersión: permite realizar hasta cuatro gráficos XY (con dos variables dadas) en función del tiempo y correlacionar el comportamiento de los pozos a través de todas ellas.⁷

1.3.3 TIPOS DE INFORMACIÓN

OFM define 3 tipos de información con la que el usuario puede desarrollar su proyecto:

1.3.3.1 Información definida

La información definida tiene como requisito la especificación de la estructura de la tabla en la cual va ser almacenada, antes de cargarse en la base de datos.

La definición puede hacerse interactivamente a través de la interfase grafica del OFM, o mediante un archivo de definición que detalla el tipo de tabla y todos los atributos de sus variables (nombres de las variables, tipo de datos, unidades, formatos para reporte y para gráficos, etc.) que se realiza estableciendo las keywords necesarias y con la sintaxis preestablecida en el software.

La información definida puede ser almacenada en diferentes tipos de tablas:

- Tabla estática: Contiene datos que no cambian con el tiempo que están relacionados con la tabla estática Maestra a través de la clave primaria de la base de datos. Por ejemplo el nombre del pozo, sus coordenadas, profundidad, intervalos perforados etc.
- Tabla periódica: Estas almacenan valores que están en función del tiempo y que pertenecen a las entidades contenidas en la tabla maestra. Las tablas

⁷ Manual OFM 2002

mensuales (Monthly) permiten almacenar un único valor por mes. Las tablas diarias (Daily) son equivalentes a las mensuales, sólo que permiten almacenar un único valor por día. La clave primaria de estas tablas se compone de dos columnas. La primera columna corresponde con la clave primaria de la tabla maestra (UNIQUEID) y la segunda columna corresponde al campo Date.

- Tablas esporádicas: Una tabla esporádica permite almacenar valores que se generan ocasionalmente. Estos valores pueden ser esporádicos en el tiempo o con la profundidad, por ejemplo, datos de pruebas (esporádicos en el tiempo) o datos de corazones (esporádicos en profundidad).

1.3.3.2 Información no definida

La información no definida se puede cargar directamente en la base de datos, en tablas cuya estructura esta preestablecida por el OFM y no puede ser modificada por el usuario.

1.3.3.3 Información de referencia

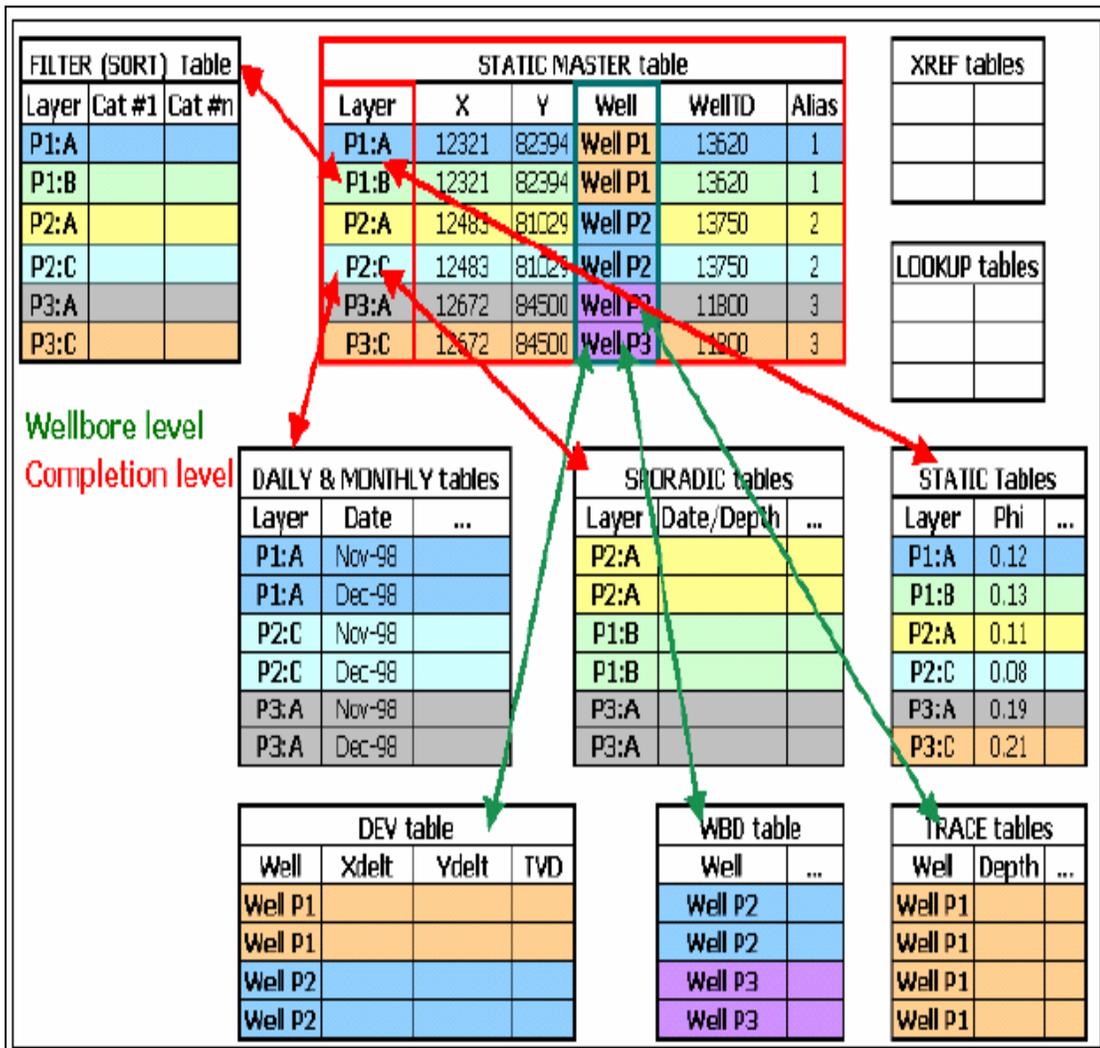
La información de referencia no es cargada como una tabla anexa al proyecto creado en OFM, pero puede ser modificada por el usuario, como las ecuaciones, multiplicadores o unidades de conversión.

1.3.4 RELACIONES ENTRE TABLAS EN EL PROYECTO OFM

El OFM cuenta con una estructura de jerarquización de la información, ya que la información se ordena a partir de la definición de la tabla Maestra que contiene los keywords necesarios para crear la base del proyecto. Casi todos los datos que se pueden manejar en un proyecto OFM pertenecen alguna entidad de diferente nivel; los datos de producción pertenecen a un completamiento o a un pozo, los datos PVT y/o permeabilidades relativas pertenecen a una entidad de flujo.

La Figura 7. muestra la estructura de la jerarquía del manejo de información en el proyecto de OFM.

Figura 7. Estructura de la información en OFM



Fuente: OilField Manager (OFM), Manual de Referencia 2005

2. PROCESO DE ADQUISICION Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

2.1 INFORMACIÓN ESTÁTICA

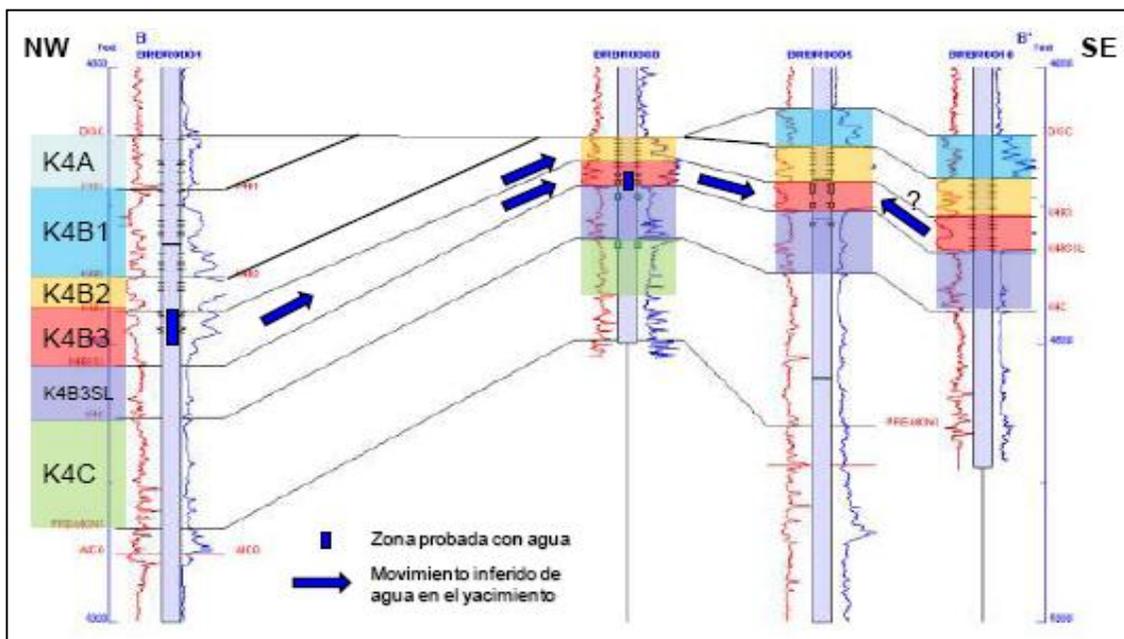
2.1.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS

Después de la reinterpretación geológica que se le dió al Campo Brisas en el 2010 (Ver modelo **anexo 1**) los pozos se distribuyen en dos bloques:

Bloque central:

En este bloque se encuentran ubicados los pozos BR- 01, 05 ,08, y 10. La Figura 8 presenta una sección estructural esquemática en la dirección NW-SE, en el bloque central del pozo, mostrando las distintas zonas que han estado abiertas.

Figura 8. Sección esquemática NW-SE en el bloque central del campo Brisas.



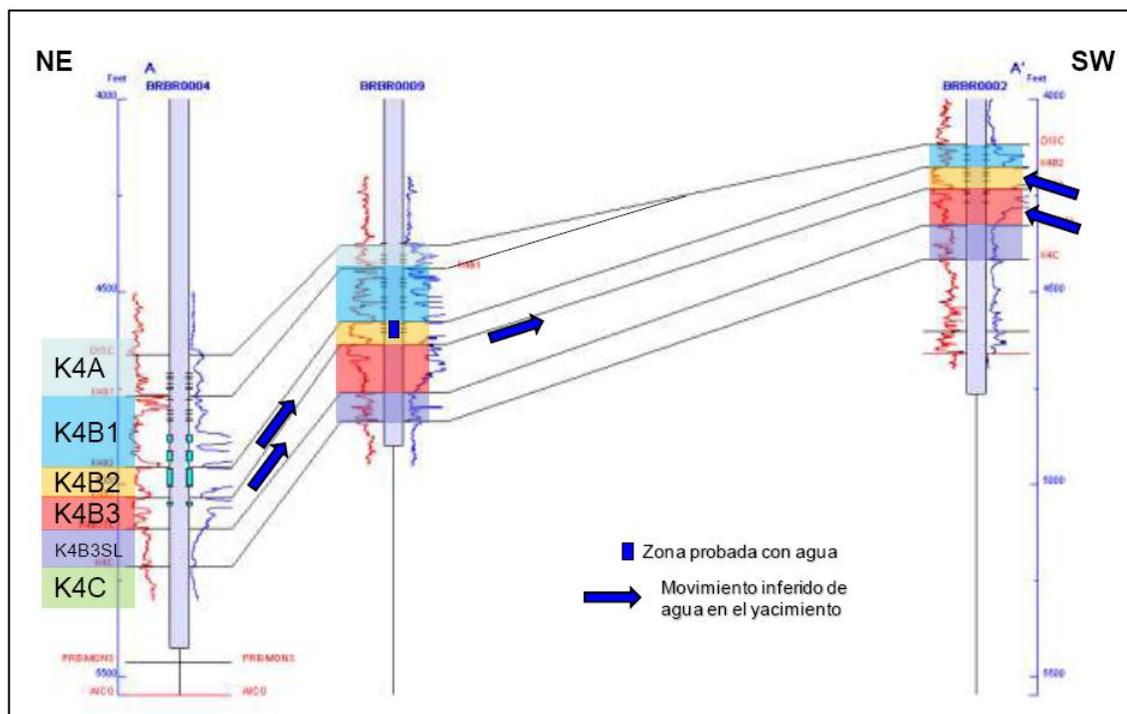
Fuente: Estudio piloto de inyección de agua Brisas ECP

Bloque norte:

El bloque central lo conforman los pozos BR-02, 04 y 09 además de otros como el BR-07 y 11 La Figura 9 presenta una sección estructural esquemática en la dirección NE-SW, en el bloque central del pozo, mostrando las distintas zonas que

han estado abiertas en los pozos BR-02, 04 y 09. Aunque existe un par de pozos adicionales en este bloque, los pozos BR-07 y BR-11, los primeros han encontrado en la práctica toda la sección de la Fm. Monserrate erosionada por la discordancia del Mioceno, de manera que no se han proyectado sobre la sección de la Figura 9. Es importante destacar que las arenas del tope resultan erosionadas en la medida en que la estructura sube, tal como se aprecia en el pozo BR-02, en la Figura 9. Este último, es el pozo productor más alto en la estructura y el mejor pozo del campo, en términos de acumulados de producción de petróleo.

Figura 9. Sección esquemática NW-SE en el bloque norte del campo Brisas.



Fuente: Estudio piloto de inyección de agua brisas ECP

2.1.2 PETROFÍSICA.

Al revisar la información de registros disponibles y debido al bajo número de pozos, se decidió revisar y evaluar los 10 pozos perforados en el Campo Brisas. La evaluación incluyó el intervalo correspondiente a la Formación Monserrate (K4).

La tabla 5 muestra algunos parámetros petrofísicos, que fueron obtenidos de análisis y recolección de información proveniente de registros, pruebas de producción entre otros.

Tabla 4. *Parámetros petrofísicos promedio por pozo*

Pozos BR	Porosidad promedio aritmético Efectiva	Permeabilidad promedio aritmético	Saturación promedio inicial (Swi)
01	0.20	78	0.62
02	0.20	14	0.55
04	0.22	43	0.64
08	0.20	14	0.50
09	0.22	11	0.46
11	0.15	-	0.25

Fuente: Petrofísicos Brisas, Ecopetrol – GYA

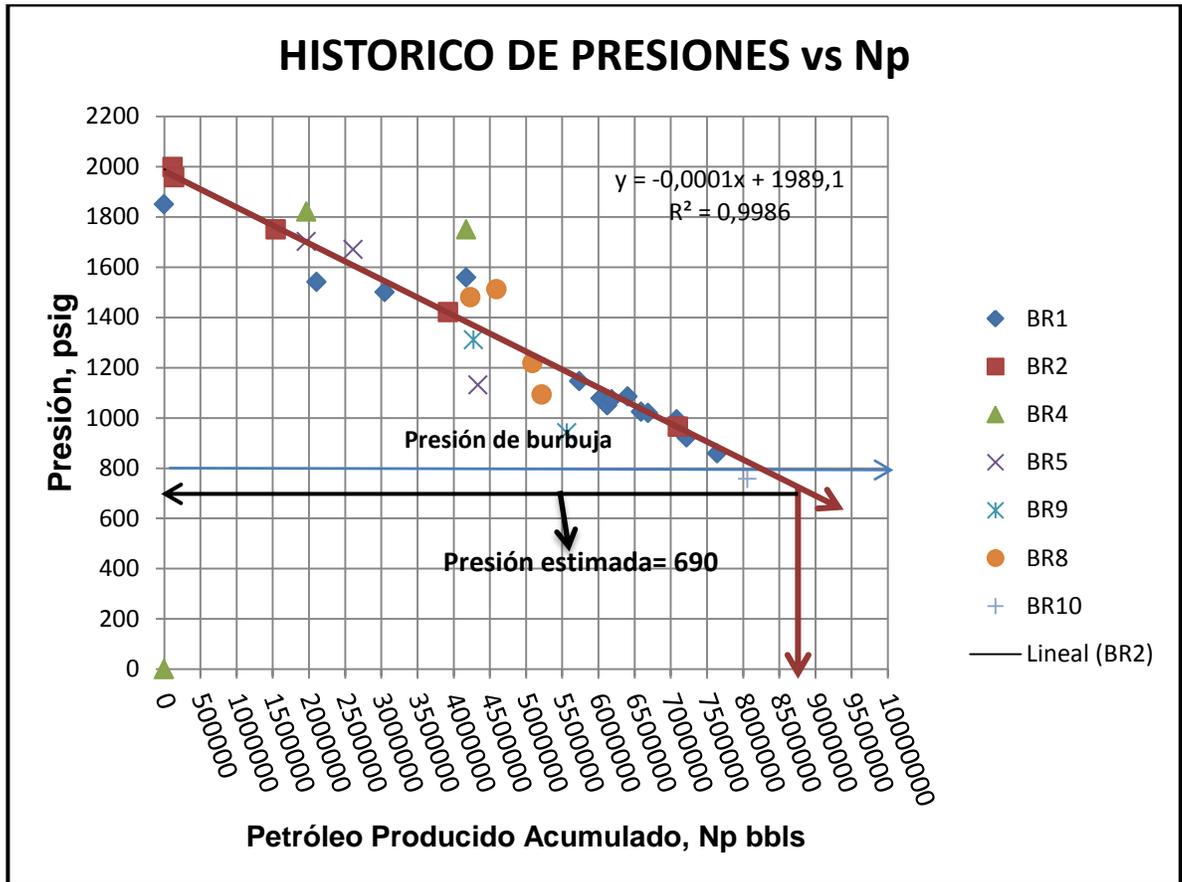
2.2 INFORMACIÓN DINÁMICA

2.2.1 PRESIONES

Al inicio de su explotación, el campo Brisas contaba con una presión promedio de 2000 psi y actualmente se encuentra con una presión promedio de alrededor de 690 psi. El campo Brisas produce de todas las unidades hidráulicas de la formación Monserrate y la mayor parte de las pruebas de presión han sido realizadas para todas las unidades en conjunto. Pruebas secuenciales de formación realizadas al pozo Brisas – 10, mostraron diferencias no mayores de 60 psi entre intervalos.

Se contó con datos de presión de yacimiento obtenidos a partir de pruebas de presión, los cuales fueron graficados contra el petróleo producido acumulado (Np) con el fin de obtener una tendencia del comportamiento de la presión para cualquier fecha. La presión de yacimiento versus el Np se muestra en la Gráfica 1. donde se observa un comportamiento lineal con un R² muy confiable (0.998) que permite predecir la presión que tendrá el yacimiento a medida que incrementa el Np. La línea de tendencia se aplicó a los datos del pozo BR – 02, por ser este el más antiguo en producción después del BR – 01 y que se encuentra en el bloque 1 (donde se encuentran todos los pozos productores excepto BR – 01).

Gráfica 1. Histórico de Presiones-Campo Brisas



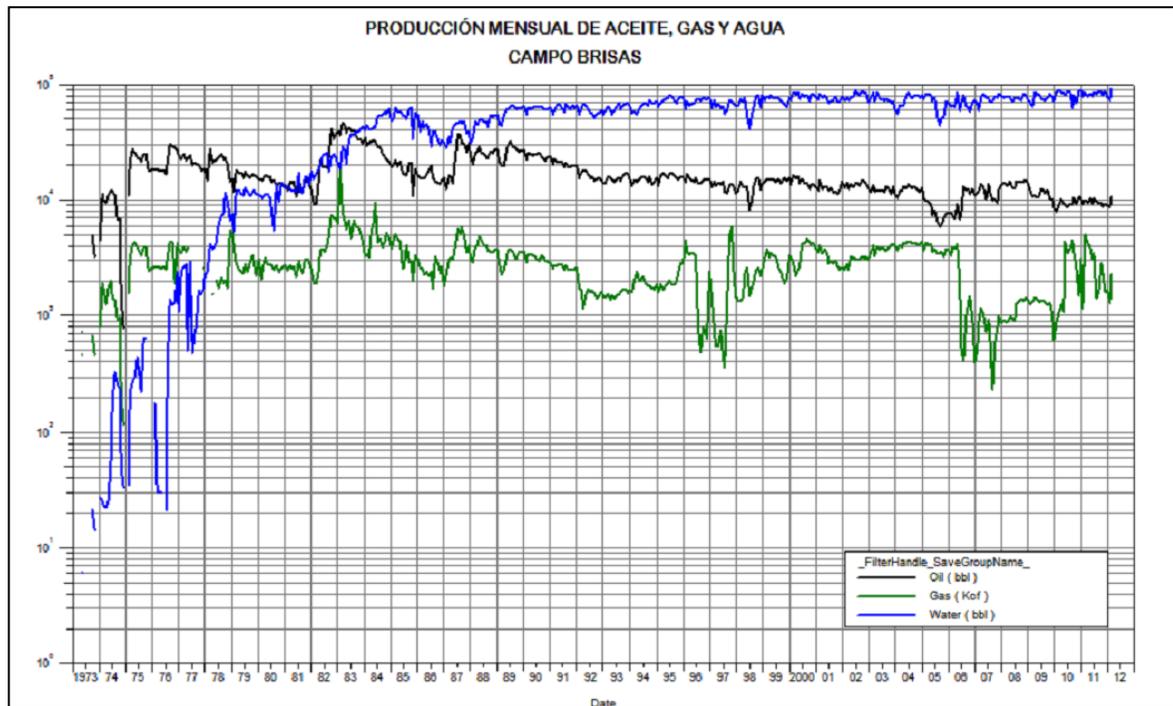
2.2.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El Campo Brisas comenzó su producción en Mayo de 1973 cuando el pozo BR-01 fue cañoneado en la Formación Monserrate produciendo unos 400 bbl/d en promedio. La gráfica 2 muestra el comportamiento general de la producción de todo el campo.

Aspectos relevantes del comportamiento de la producción del campo.

- El pozo BR-01 fue el pozo descubridor del campo, en el año 1973.
- El máximo histórico de producción del campo se alcanzó a comienzos del año 1983 cuando el caudal de petróleo alcanzó los 2700 BOPD y la tasa de producción de líquido alcanzó los 3600 BFPD, con cuatro pozos productores, de los cuales el BR-05 aportaba unos 1000 bbl/d.

Gráfica 2. Comportamiento de la producción de fluidos en el Campo Brisas.



Fuente: Oil Field Manager 2005

- La entrada en producción de los pozos BR-04 y 05, ambos con elevadas tasas de petróleo, logró reducir el corte de agua del campo, que para 1982 ya se encontraba por encima del 60% con los pozos BR-01 y 02, a valores cercanos al 20%.
- En términos de producción de gas, los valores iniciales que se reportan muestran una relación gas/petróleo – GOR cercana a 150 cf/bbl, valor que se muestra consistente al ser comparado con la relación gas/petróleo en solución de 140 cf/bbl, obtenida en el análisis de fluidos del pozo BR-09.
- La relación gas/petróleo comienza a incrementar a partir del año 1998, comportamiento que se puede asociar a producción de gas libre una vez que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo. Se estima que el punto de burbuja (800 psia según PVT del BR-09) se alcanzó a finales del año 2001 según la tendencia general asignada al campo.
- El acumulado de producción para el Campo Brisas a Julio de 2012 es de 8.6 MMbbl. Estos volúmenes se acumularon a través de la producción de ocho pozos, lo que genera un promedio acumulado de 1.1 MMbbl por pozo. Es importante hacer notar que el pozo BR-10 se perforó como reemplazo del BR-05, el cual fue abandonado por problemas de colapso. Por otra parte, se

perforaron otros dos pozos no productores, BR-03, el cual penetró la Formación Monserrate en la zona del acuífero y el BR-07 que no encontró yacimiento debido a que fue erosionado por la discordancia entre el Eoceno y el Cretáceo.

- En términos de producción acumulada, el BR-02 es el mejor pozo del campo con un volumen total de 2.6 MMbbl y aún se encuentra activo con 56 bbl/d, después de más de 35 años de producción.
- El pozo BR-05 fue capaz de acumular 1.1 MMbbl en sólo 3.5 años de producción, alcanzando caudales de 1100 bbl/d antes de cerrarse por problemas de colapso.

2.2.2.1 Análisis de la producción de Brisas

La Tabla 5, muestra el resumen de la producción y el corte de agua por pozo, así como el total de producción del campo.

Tabla 5. *Resumen de la producción por pozo y total de Campo Brisas @ Marzo de 2012

Pozos en azul inactivos

POZO	Fecha Última de Producción	Qo (bbl/día)	Np (Mbbls)	Gp (MMpcc)	Wp (Mbbls)	Watercut (%)
BR-01	03/01/2012	42.40	983.22	170.73	1883.79	92.65
BR-02	03/01/2012	56.23	2581.99	502.26	8076.70	93.83
BR-04	03/01/2012	93.67	1458.50	234.70	7659.31	90.56
BR-05	09/01/1986	117.75	1050.42	146.61	165.75	25.12
BR-08	03/01/2012	69.43	1125.18	201.28	2913.66	83.82
BR-09	03/01/2012	57.87	1476.01	160.53	3292.39	87.52
BR-10	03/01/2012	42.32	129.45	13.50	99.39	49.81
BR-11	05/01/2009	4.82	6.36	4.05	6.65	54.00
Total Brisas		404.32	1433.66	8811.12	24097.65	
Promedio Brisas		179.21	1101.39	3012.21	83.03	60.32

Los pozos BR-04, BR-09, BR-02 y BR-11, ubicados en la zona norte Norte, han aportado el 63% de la producción de petróleo del campo (5.52 MMbbls) mientras que los pozos BR-01, BR-05, BR-08 y el BR-10 producen de la zona central con un acumulado de 3.3 MMbbls ó 37% del total acumulado por el campo. Esto es consistente con la caracterización del campo, que establece mejores calidades de yacimiento, en términos de porosidades, permeabilidades y espesores, en el bloque norte. Además el comportamiento de la producción se muestra gráficamente en el **anexo 3**.

3. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN

Los Sistemas de Administración de la Información son necesarios para el procesamiento de los datos recopilados de las diferentes áreas que participan en la evaluación, seguimiento y desempeño de un campo petrolífero (Operaciones, Producción, Yacimientos, etc.). Su finalidad es la transformación de la data en información útil, mediante la ejecución de un flujo de trabajo de 4 etapas fundamentales; ingreso, almacenamiento, transformación y salida; para garantizar la eficiencia del proceso debe tenerse en cuenta el posterior análisis y la finalidad de los resultados obtenidos.

La creación de una base de datos completa, que sea alimentada integralmente por las áreas que intervienen en el desarrollo de las actividades diarias del campo es prioritaria en el desempeño del mismo, ya que de la validación de la información depende el éxito del flujo de trabajo.

Para el Campo Brisas; el sistema escogido fue OilField Manager de la compañía Schlumberger, pues brinda las condiciones necesarias en el manejo y procesamiento de los datos, pues este software combina el almacenamiento óptimo de la información con herramientas eficientes en el diagnóstico y análisis de productividad del campo.

OFM utiliza bases de datos creadas en Microsoft Access, por lo cual almacena la información en tablas; conservando una relación jerárquica en su organización. La creación de nuevos proyectos involucra principalmente 3 tipos de tablas:

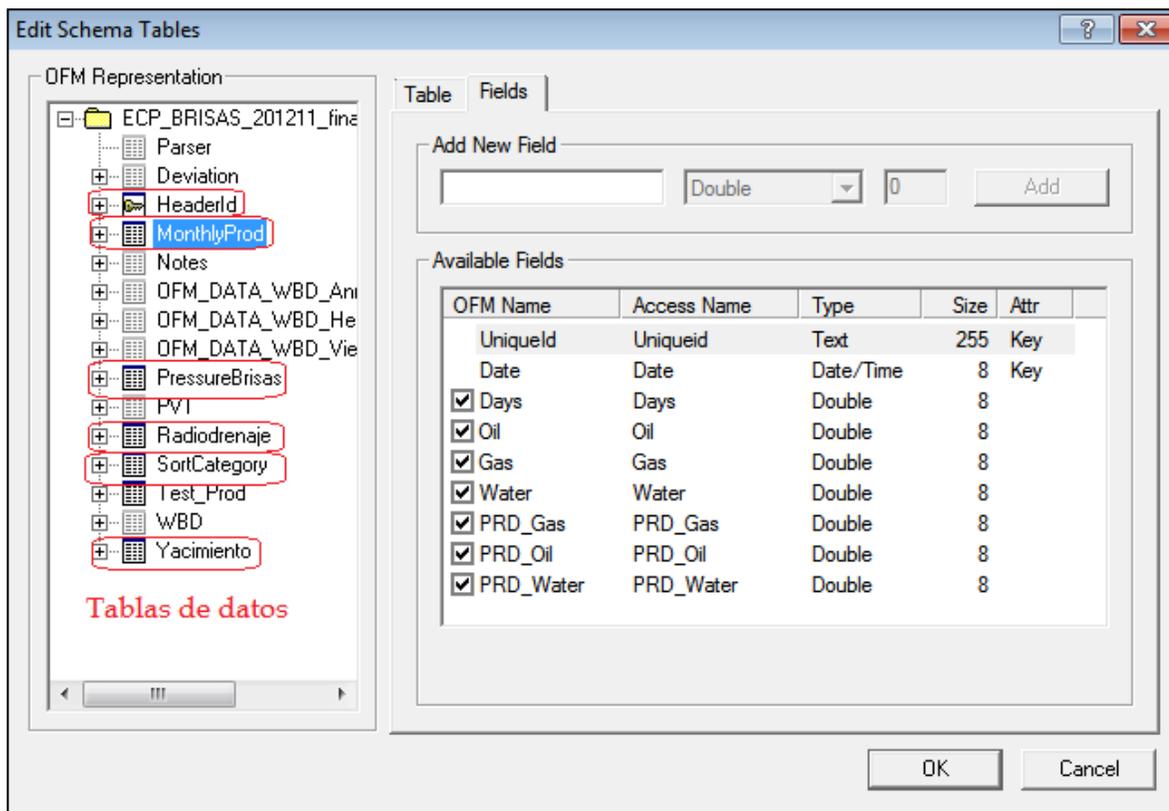
- Tablas de datos
- Tablas de configuración del Sistema
- Tablas manejadas directamente por OFM.

3.1 TABLAS DE DATOS

Son tablas que contienen datos. Deben tener al menos una clave principal (Para poder relacionarlas con la tabla Maestra) y pueden contener límites e información indexada.

Cada tabla tiene 2 o más espacios (siendo un espacio la unidad mínima para el almacenamiento de información). Que están definidos por un nombre, un tipo (fecha /hora, número o texto) y un tamaño. La Figura 10 muestra la estructura de una tabla de datos en OFM cuyas claves principales son el **Uniqueid** (Identificador particular para cada completamiento de BRISAS) y **Date** (Fecha).

Figura 10. Tablas de datos Generadas en OFM



Fuente: OilField Manager 2005

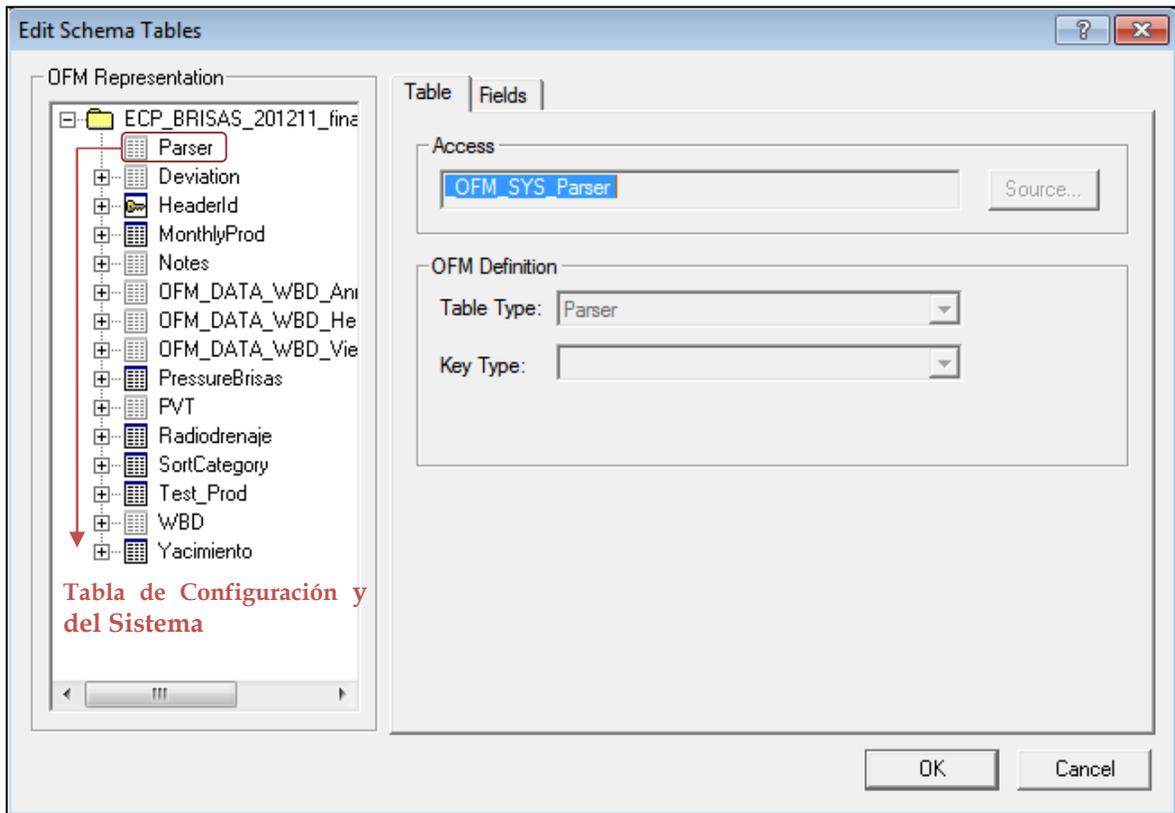
3.2 TABLAS DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

Están precedidas por la terminación, “_OFM_SYS”. Sus nombres no pueden ser alterados y se generan automáticamente con la creación del proyecto en OFM. Contienen información específica; como la definición de variables, definición de las funciones creadas por el usuario, información de la interfase, etc.

Estas tablas contienen información muy importante para el adecuado funcionamiento de OFM, es por ello que no deben ser manipuladas por el usuario; ejemplo de estas tablas son:

- _OFM_SYS_Configuration (Configuración del proyecto)
- _OFM_SYS_Parser (Variables definidas por el usuario)

Figura 11. Tabla de Configuración y del Sistema



Fuente: OilField Manager 2005

3.3 TABLAS MANEJADAS POR OFM

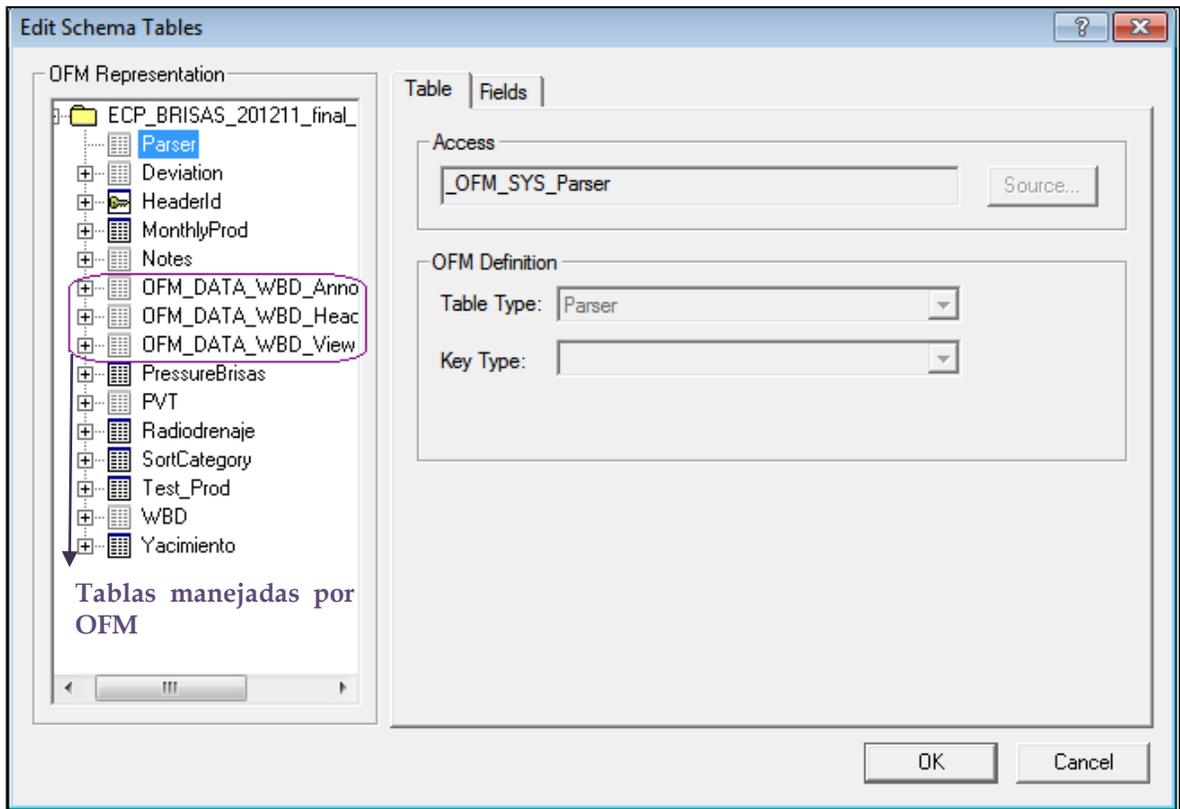
Están antecedidas por la expresión OFM_DATA y almacenan los resultados de los análisis realizados en OFM. Se generan automáticamente cuando se crea el proyecto.

La tabla de Declinación de Producción (DCA), forman parte de este grupo y para esta tabla en particular los datos se cargan cuando se ha realizado y guardado el análisis de declinación; es recomendable no alterar el nombre de esta tabla en particular.

Otras tablas manejadas por OFM como los Registros, la Trayectoria de los pozos, información de marcadores, etc, si permiten realizar modificaciones.

La Figura 12. muestra algunos ejemplos pertenecientes a este tipo de tablas.

Figura 12. Tablas Manejadas por OFM



Fuente: OilField Manager 2005

3.4 PROYECTO DEL CAMPO BRISAS EN OFM

Un proyecto en OFM puede ser creado de diferentes maneras:

- Directamente de una base de datos creada en Microsoft Access(En este caso OFM creará las tablas de sistema necesarias)
- A través de hipervínculos a una base de datos ODBC (Conectividad Abierta a bases de datos)
- Diseñado interactivo, paso a paso brindándole la oportunidad al usuario de modificarlo a sus necesidades.
- Usando el método más común, archivos planos tipo ASCII.

El proyecto para el campo Brisas fue creado interactivamente. El primer paso fue la generación de la base de datos en Microsoft Access, que se crea conjuntamente con el archivo OFM.

Inicialmente la base de datos contiene las tablas de configuración de Sistema y las tablas manejadas por OFM. Posteriormente se crearon las tablas principales del proyecto (Master table, Tabla de producción mensual, Tabla de Propiedades del Yacimiento...) utilizando el software Microsoft Excel, definiéndose las entidades y claves de asociación que mantienen la estructura jerárquica del proyecto; Luego los datos ya cargados son exportados a la base de datos en Access, completando así la base fundamental del proyecto.

OFM reconoce automáticamente las relaciones que se generan entre tablas, es muy importante que todas las tablas creadas tengan la misma clave principal que está almacenada en la tabla maestra, ya que si no se cumple con este requerimiento para la asociación de la información, pueden generarse conflictos en el programa.

La primera tabla definida para el proyecto es la tabla Maestra o **HeaderId** (Tabla base del proyecto). Los campos fundamentales que se definen son:

- **Uniqueid**: Identificación del completamiento (Pozo y arena productora) y el campo.
- **Alias**: Identificación corta del completamiento, generalmente se hace en función del nombre del campo (BR01, BR02...)
- **WellType**: Tipo de pozo (Productor, inyector, seco...)
- **Wellbore**: Identificación del Pozo
- **Xcoord**: Ubicación de las coordenadas en X del pozo en el campo en unidades UTM.
- **Ycoord**: Ubicación de las coordenadas en Y del pozo en el campo en unidades UTM.
- **TotalDepht**: Profundidad del las perforaciones de cada uno de los pozos
- **Top Unit**: Tope de la arena productora para cada completamiento
- **Based Unit**: Base de la arena productora para cada completamiento
- **Middle Unit**: Punto medio de la arena productora por completamiento
- **Field**: Campo donde se ubican los pozos perforados; en este caso Campo Brisas.

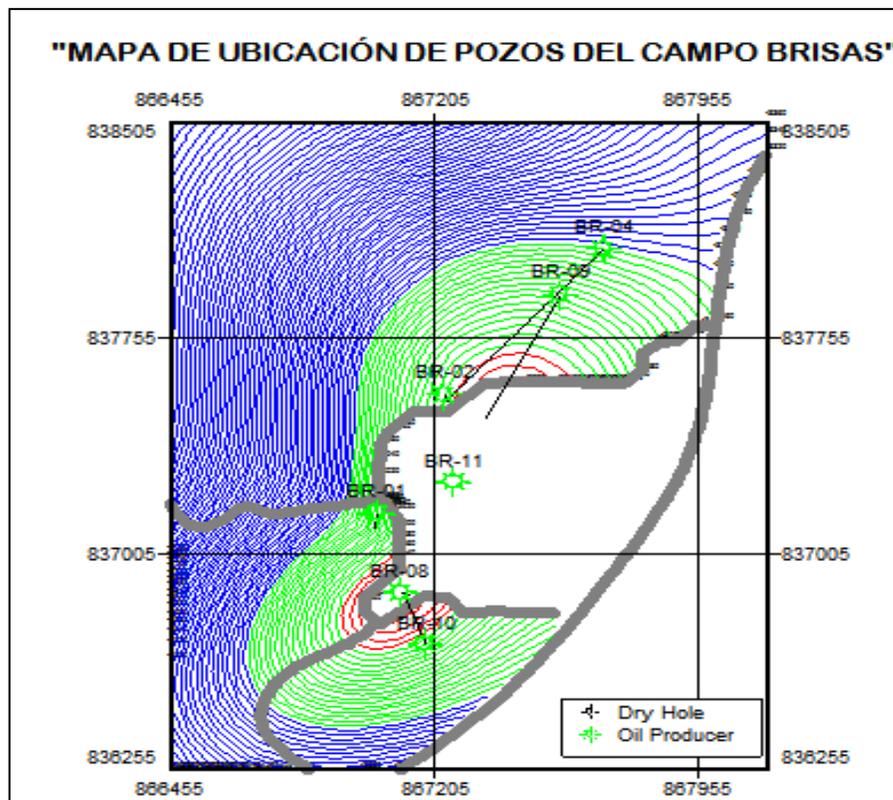
La información ingresada en la tabla Maestra (Figura 13) sirve para crear el mapa de ubicación de los pozos (Ver Figura 14.) y definir los pozos, el tipo de completamiento y las coordenadas de los mismos. A partir de la tabla Maestra se definen las otras tablas, ya que esta concatena la información y permite la interacción entre las mismas.

Figura 13. Estructura Master Table proyecto Brisas

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	M
1	Uniqueld	Alias	WellType	WellBore	XCoord	YCoord	KBElevation	TotalDepth	TopUnit	BaseUnit	MidUnit	Field
2	BRBR0001:K4A	BR-01	PRODUCTOR	BRBR0001	867032	837095	1335	5814	4125	4223	4345	BRISAS
3	BRBR0001:K4B1	BR-01	PRODUCTOR	BRBR0001	867032	837095	1335	5814	4223	4382	4345	BRISAS
4	BRBR0001:K4B2	BR-01	PRODUCTOR	BRBR0001	867032	837095	1335	5814	4382	4440	4345	BRISAS
5	BRBR0001:K4B3	BR-01	PRODUCTOR	BRBR0001	867032	837095	1335	5814	4440	4541	4345	BRISAS
6	BRBR0001:K4B3SL	BR-01	PRODUCTOR	BRBR0001	867032	837095	1335	5814	4541	4635	4345	BRISAS
7	BRBR0001:K4C	BR-01	PRODUCTOR	BRBR0001	867032	837095	1335	5814	4635	4833	4345	BRISAS
8	BRBR0001:MN	BR-01	PRODUCTOR	BRBR0001	867032	837094	1335	5814	0	0	4345	BRISAS
9	BRBR0002:K4B1	BR-02	PRODUCTOR	BRBR0002	867250	837536	1297	4801	4117	4175	4170	BRISAS
10	BRBR0002:K4B2	BR-02	PRODUCTOR	BRBR0002	867250	837536	1297	4801	4175	4232	4170	BRISAS
11	BRBR0002:K4B3	BR-02	PRODUCTOR	BRBR0002	867250	837536	1297	4801	4232	4326	4170	BRISAS
12	BRBR0002:K4B3SL	BR-02	PRODUCTOR	BRBR0002	867250	837536	1297	4801	4326	4415	4170	BRISAS
13	BRBR0002:K4C	BR-02	PRODUCTOR	BRBR0002	867250	837536	1297	4801	4415	4601	4170	BRISAS
14	BRBR0002:MN	BR-02	PRODUCTOR	BRBR0002	867249	837535	1297	4801	0	0	4170	BRISAS
15	BRBR0003:K4A	BR-03	SECO	BRBR0003	866315	837213	1337	10604	5201	5381	0	BRISAS

Fuente: Microsoft Office Excel 2007

Figura 14. Mapa de ubicación de Pozos Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

3.4.1 DEFINICIÓN DE TABLAS

La definición de las tablas se realiza mediante la opción *Schema Tables de OFM*; con el objetivo de clasificar las variables (Tipo y tamaño) que son asignadas a cada campo, considerando la data disponible y la necesidad del usuario por visualizar alguna información en particular. Es decir la generación de los campos se desarrolla conjuntamente con el tipo de variable a almacenar.

Los tipos de variable que fueron generadas para el proyecto del Campo Brisas fueron:

- **Texto:** Se utilizan para almacenar información textual de hasta 130 caracteres (tamaño de la variable).
- **Simple (Simple):** Almacena datos numéricos de hasta 4 cifras o dígitos.
- **Doble (Double):** Permite ingresar información numérica hasta con 8 cifras.
- **Fecha (Date/time):** Admite datos de fechas con el formato; mm/dd/aaa.
- **Calculada: (Calculated(Double)):** Son datos numéricos que se pueden calcular con otros espacios ya definidos en la tabla, almacena hasta 8 dígitos.

En la Figura 15. se muestra la definición de los campos y tipos de variables de la tabla **MonthlyProd** (Almacena la producción mensual y diaria de aceite, gas y agua).

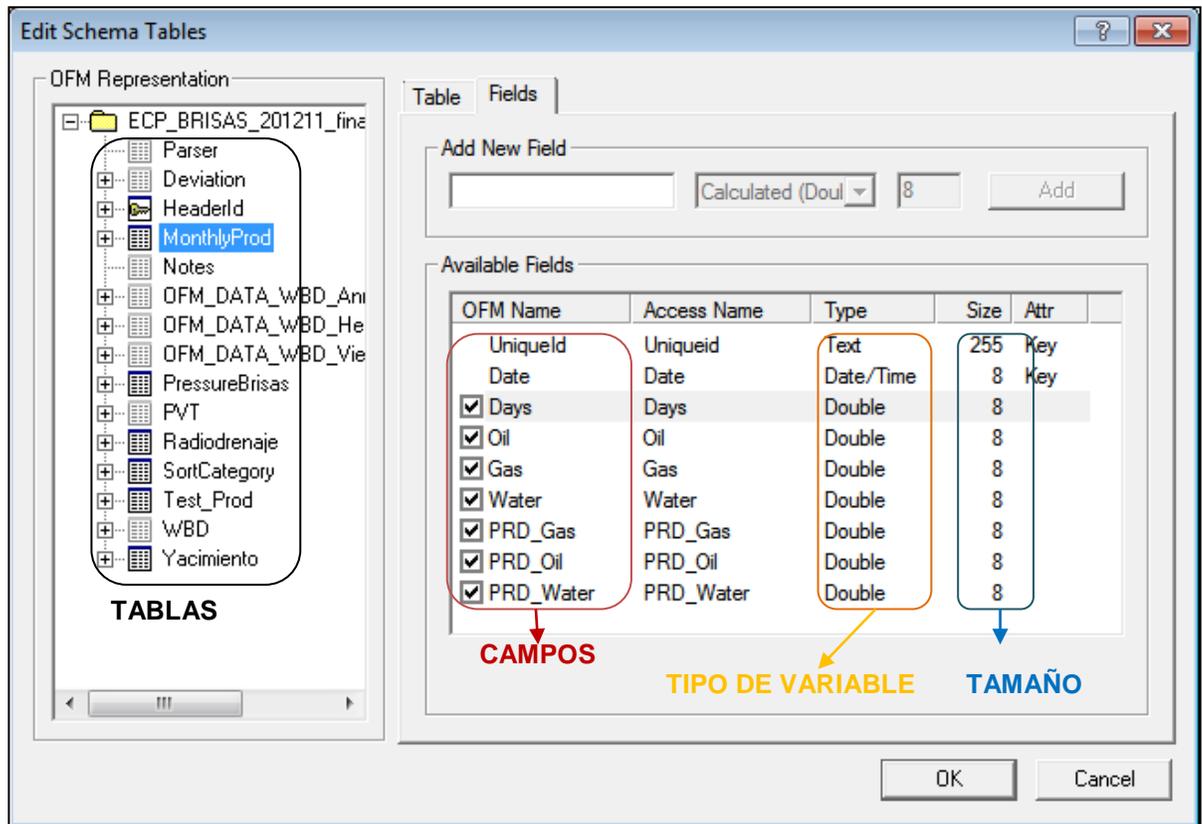
3.4.2 CREACIÓN DE TABLAS PARA EL PROYECTO

Ya conociendo el proceso de creación y definición de las tablas para un proyecto OFM. En el caso particular del Campo Brisas fueron creadas las siguientes tablas:

- Tabla Maestra: **HeaderId**
- Tabla de Producción mensual: **MonthlyProd**
- Tabla de Propiedades petrofísicas de Brisas: **Tabla Yacimiento**
- Tabla de Presiones del campo: **PressureBrisas**
- Tabla de filtros: **SortCategory** (Determina relaciones implícitas entre diferentes tablas)

La tabla HeaderId fue descrita anteriormente, porque es considerada la base del proyecto Brisas y en ésta se define la clave principal (**Uniqueid**) que debe estar presente en las otras tablas.

Figura 15. Estructura de la tabla MonthlyProd



Fuente: OilField Manager 2005

3.4.2.1 Tabla de producción mensual (MonthlyProd)

Fue creada para ingresar los volúmenes mensuales producidos de gas, aceite y agua; que están organizados en función de la fecha de producción. Además están cargados los días efectivos de producción; que sirven para determinar los caudales promedios de producción diaria (PRD_Gas, PRD_Oil, PRD_gas), los cuales también están almacenados en esta tabla, como se puede observar en la Figura 17. para el pozo BR-01.

Figura 16. Estructura de la tabla de Producción para el pozo Brisas-01

Date	Days	Oil bbl	Gas mcf	Water bbl	PRD_Gas mcf/d	PRD_Oil bbl/d	PRD_Water bbl/d
01/05/1973	2	726	468	6	234	363	3
01/10/1973	11	4954	672	21	61.09090909	450.3636363	1.909090909
01/11/1973	7	3253	462	14	66	464.7142857	2
01/01/1974	9	4516	810	27	90	501.7777777	3
01/02/1974	25	11254	1925	25	77	450.16	1
01/03/1974	23	9907	1702	23	74	430.7391304	1
01/04/1974	22	9636	1276	22	58	438	1
01/05/1974	26	11130	1794	26	69	428.0769230	1
01/06/1974	30	12122	2010	60	67	404.0666666	2
01/07/1974	30	11834	1440	180	48	394.4666666	6
01/08/1974	30	11110	1380	330	46	370.3333333	11
01/09/1974	29	6935	928	261	32	239.1379310	9
01/10/1974	30	6901	990	240	33	230.0333333	8
01/11/1974	6	1386	198	48	33	231	8
01/12/1974	3	782	114	33	38	260.6666666	11
01/02/1975	5	1151	185	35	37	230.2	7
01/03/1975	22	5674	902	220	41	257.9090909	10
01/04/1975	30	6905	1140	270	38	230.1666666	9
01/05/1975	30	7206	1140	300	38	240.2	10
01/06/1975	22	5062	880	440	40	230.0909090	20
01/07/1975	15	3484	615	300	41	232.2666666	20
01/08/1975	11	2531	462	220	42	230.0909090	20
01/09/1975	29	7105	1218	638	42	245	22
01/10/1975	27	6486	1134	648	42	240.2222222	24
01/02/1976	481	1710	266	147	0.553014553	3.555093555	0.305613305
01/07/1976	7	240	37	21	5.285714285	34.28571428	3
01/08/1976	1	2975	450	189	450	2975	189
01/09/1976	9	12600	1860	1260	206.6666666	1400	140
01/10/1976	30	11179	1674	1116	55.8	372.6333333	37.2
01/11/1976	31	12016	1800	1200	58.06451612	387.6129032	38.70967741

Fuente: OilField Manager 2005

Con la información de producción se realizaron posteriormente gráficos de Producción mensual vs Fecha, Corte de Agua vs tiempo y Producciones acumuladas vs tiempo; para analizar el comportamiento del campo y detectar anomalías en la productividad del campo. Además la información de producción fue la base para la realización del análisis de declinación y de estimación de reservas.

3.4.2.2 Tabla de Propiedades Petrofísicas del campo (Yacimiento)

Contiene los parámetros petrofísicos del campo para cada completamiento, se almacenó información de; porosidad, espesor neto, espesor cañoneado, saturación inicial de agua, Factor volumétrico del petróleo inicial y Permeabilidad.

3.4.2.3 Tabla de Filtros del proyecto (SortCategory)

La tabla Sort, define datos dependientes por categorías con información disponible de OFM™. Las categorías son usadas para crear los filtros de datos en cualquier

grupo significativo para el análisis. Por ejemplo: Estatus del pozo, Tipo de Contrato, Tipo de Concesión etc.

Es importante mencionar que la Tabla SortCategory permite ingresar un máximo de 50 caracteres por campo.

3.4.3 TABLAS MANEJADAS POR OFM

Ya se definió que estas tablas son generadas simultáneamente cuando se crea un proyecto nuevo; para el estudio del campo Brisas no se necesitó información de registros eléctricos, no hubo necesidad de almacenar información de este tipo.

Figura 17. Estructura de Tabla SortCategory

	Uniqueld	Battery	Concession	Contract	Field	Reservoir	WellType	Bloque	ArtificialLift
▶	BRBR0001:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	OIL	DOS	BM
	BRBR0002:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	OIL	DOS	BM
	BRBR0004:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	OIL	UNO	BM
	BRBR0005:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	INACTIVO	UNO	BM
	BRBR0008:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	OIL	UNO	BM
	BRBR0009:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	OIL	UNO	BM
	BRBR0010:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	OIL	UNO	CP
	BRBR0011:MN	BRISAS	NEIVA_540	OPERACIÓN DIRECTA	BRISAS	ALL UNIT	OIL	DOS	BM
*									

Fuente. OilField Manager 2005

4. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Los esfuerzos para el análisis de la información de yacimientos abarcan actividades que se extienden desde las formaciones en producción hasta la revisión de los estados mecánicos de los completamientos.

El estudio organizado de toda información disponible de un campo petrolero; es un factor importante para el análisis y evaluación del estado del mismo.

El óptimo procesamiento de los datos recopilados tiene tres propósitos fundamentales:

- Realizar el diagnóstico general del campo
- Identificar oportunidades de incremento de la producción en cada pozo.
- Identificar desempeños anómalos en producción de los diferentes pozos.
- Definir las mejores prácticas de estimulación para reacondicionamientos futuros.

El análisis de desempeño de los pozos del campo se basa en Estudios Integrados usando procesos *PASS (Performance Assessment and Surveillance Systems – Sistema de Monitoreo y Evaluación de Desempeño)*, que se desarrolló con el programa Oil Field Manager (*OFM™*).

El objetivo es evaluar en forma sistemática y estructurada el desempeño del campo brisas formación Monserrate, para presentar recomendaciones de posibles trabajos de estimulación y recompletamientos de pozos. Para cumplir este objetivo se estudiaron los archivos de los pozos y se identificaron un grupo de posibles candidatos, tomando en consideración anomalías de producción en estimados de petróleo, trabajos de workover realizados, estratos productores y otros factores.

4.1 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

El estudio de la declinación se realizó con el objetivo de evaluar el comportamiento de la producción del Campo Brisas y pronosticar el último recobro estimado por pozo.

Para todos los casos se ajustó una curva de declinación exponencial; pues reproduce la tendencia histórica de producción de los pozos y además genera el pronóstico más conservador de la estimación de reservas.

4.1.2 DECLINACIÓN EXPONENCIAL-CAMPO BRISAS

Ya definida la declinación exponencial como patrón de tendencia de la producción del Campo Brisas se realizó el siguiente procedimiento para cada pozo.

- Se graficó la tasa de producción de petróleo (bbls/día) en función del tiempo usando una escala semilog.
- Fue determinado como intervalo de estudio la producción desde el año 2006 hasta la actualidad, pues la tasa de líquido permaneció constante, en otras palabras; las condiciones operativas fueron estables durante este periodo.
- Extrapolando la línea de declinación exponencial, se fijó como límite económico un caudal de 5bbls/día y un pronóstico de 15 años para la estimación del último recobro por pozo (EUR).

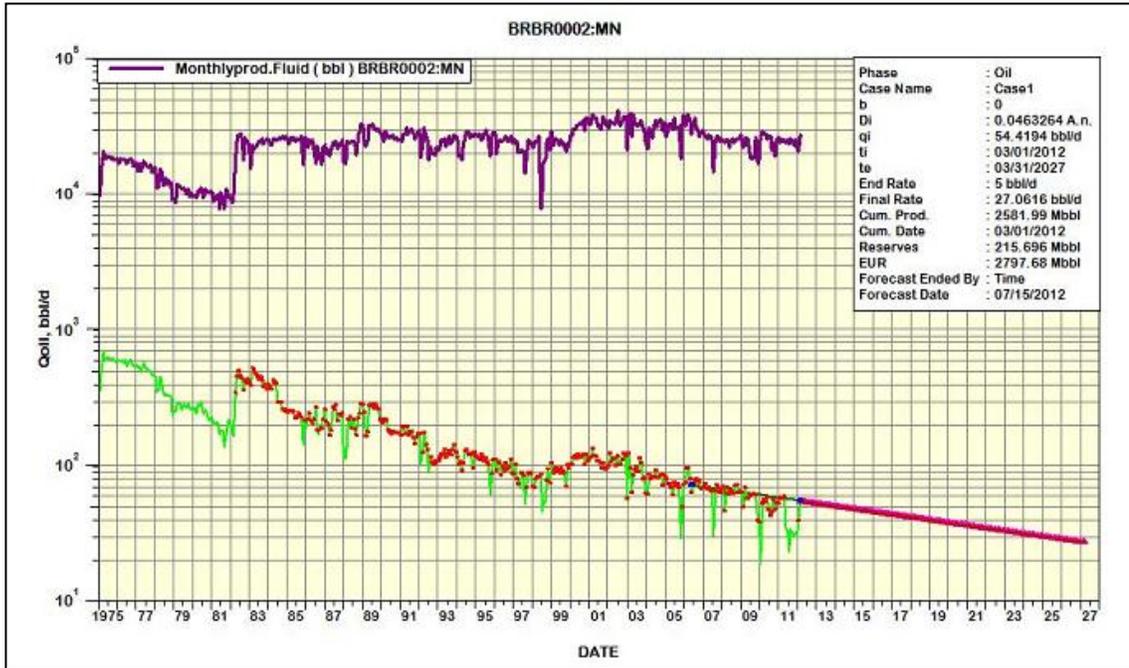
Conjuntamente con el análisis de declinación se realizó un estudio de las gráficas de WOR vs N_p , se estableció un WOR límite de 20 bbls/bbls (96% Water cut) y se comprobó que las reservas estimadas en el análisis de las curvas de la tasa de producción vs el Petróleo producido acumulado se puedan producir antes de llegar al límite de producción de agua.

En la Gráfica 3. se muestra la gráfica del Caudal de aceite vs tiempo determinada para el pozo Brisas-02 y en la Gráfica 4. se observa la grafica del WOR vs N_p para el mismo. Como conclusión para este pozo el EUR obtenido en la primera gráfica puede ser alcanzado antes de llegar al WOR de 20bbls/bbls, pues el valor obtenido en la Gráfica.5 lo excede.

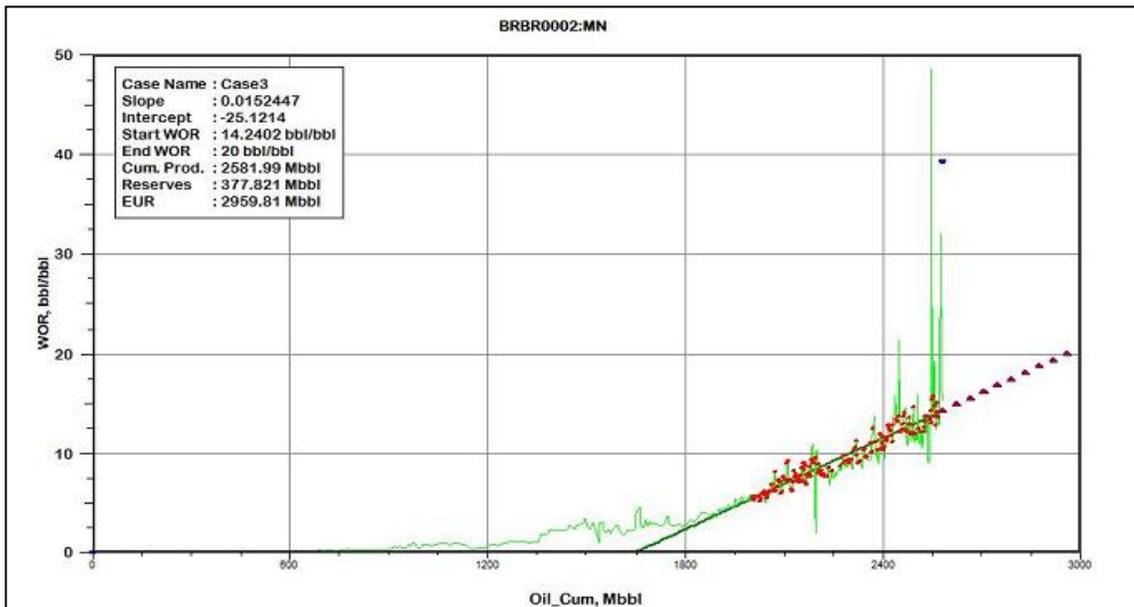
Los resultados del análisis de declinación para los pozos del campo Brisas se presentan en la Tabla 6. Además de las reservas que se esperan poder recuperar en cada pozo activo, se presenta la tasa de declinación anual efectiva para cada pozo y el EUR obtenido de las gráficas del WOR vs el petróleo producido acumulado. Las gráficas de donde se obtuvieron los respectivos valores se encuentran en el **anexo 4**.

El análisis de declinación se hizo utilizando el caudal como el volumen producido dividido los días activos del pozo durante un mes, por lo tanto es función del potencial productivo del campo. Se estimó que la eficiencia de la producción es del 0,96% por lo tanto las reservas recuperables estimadas son del 1,230 MMbbls.

Gráfica 3. Análisis de Declinación Caudal de aceite vs. tiempo. Pozo Brisas- 02



Gráfica 4. Análisis de declinación WOR vs Petróleo producido Acumulado. Brisas-02



Fuente: OilField Manager 2005

Tabla 6. *Resultados del Análisis de declinación del Campo Brisas

POZO	Np (Mbbbls)	Reservas (Mbbbls)	EUR (Mbbbls)	EUR_WOR (Mbbbls)	Di (A.e)
BR-01	983.219	81.887	1065.106	1139.05	0.01151
BR-02	2581.985	215.696	2797.681	2959.81	0.00386
BR-04	1458.498	341.066	1799.564	0.000	0.00252
BR-05	1050.419	0.000	0.000	0.000	0.000
BR-08	1125.178	272.980	1398.158	3240.17	0.00355
BR-09	1476.014	290.368	1766.382	2911.6	0.00202
BR-10	129.453	63,209	192.663	400.345	0.02314
BR-11	6.336	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	8811.102	1265.206	9019.554		
Promedio		158.1508	1127.444		

Notas:

*Son cifras no oficiales, cálculos realizados con fines académicos
 Pozos inactivos resaltados en azul

Si se comparan los valores de la Tabla. 6 con el análisis de declinación para el campo Brisas en general, los resultados son aproximado, por lo tanto el estudio pozo a pozo de declinación describe el comportamiento de todo el campo.

La Gráfica 5 muestra la declinación para todo el campo, contando con los 6 pozos que están activos actualmente.

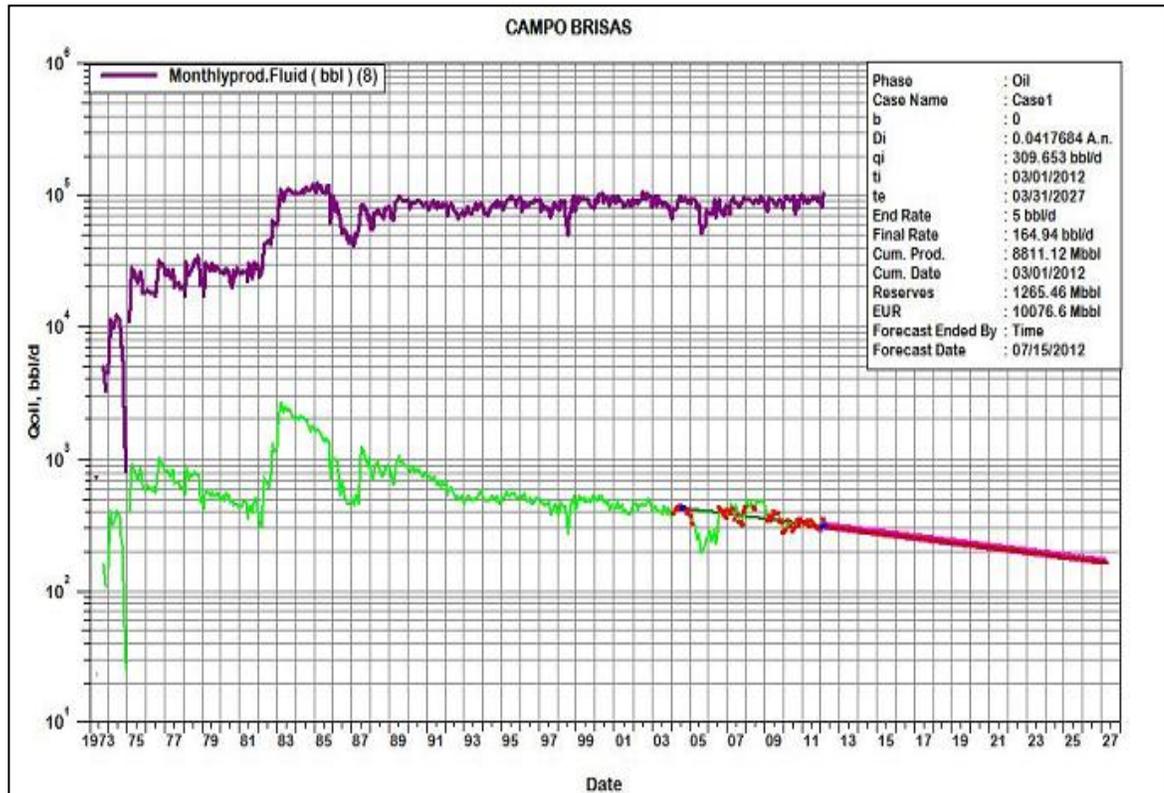
4.2 MAPAS ESCALADOS: MAPA POES vs MAPA DE Np

Es un método cualitativo que permite identificar las tendencias y anomalías en los datos del mapa de un proyecto.

Esta técnica tiene como finalidad comparar el petróleo original in-situ con los volúmenes producido acumulados para la identificación de potenciales zonas sub y sobredrenadas.

Los **Mapas Grid** de OFM son la herramienta que mediante métodos de interpolación diseña un conjunto de líneas, las cuales por medio de escalas de colores permiten visualizar el comportamiento dinámico o estático de una variable en el campo.

Gráfica 5. Análisis de Declinación Caudal de aceite vs. tiempo. Campo Brisas



Fuente. OilField Manager 2005.

4.2.1 MAPA GRID POES

El primer paso para la definición del mapa grid es la discretización del área de estudio, para este caso se utilizó el área de los bloques del campo que contienen pozos activos; los cuales son el bloque Norte, Bloque Central y una pequeña parte del bloque Sur.

La generación del mapa grid de POES (Petróleo Original en Sitio) se realizó con la información petrofísica (Anexo 5) de los valores promedios de la formación Monserrate para cada pozo de espesor neto, porosidad, saturación de agua inicial y porosidad disponible; los mapas grid que se crearon fueron:

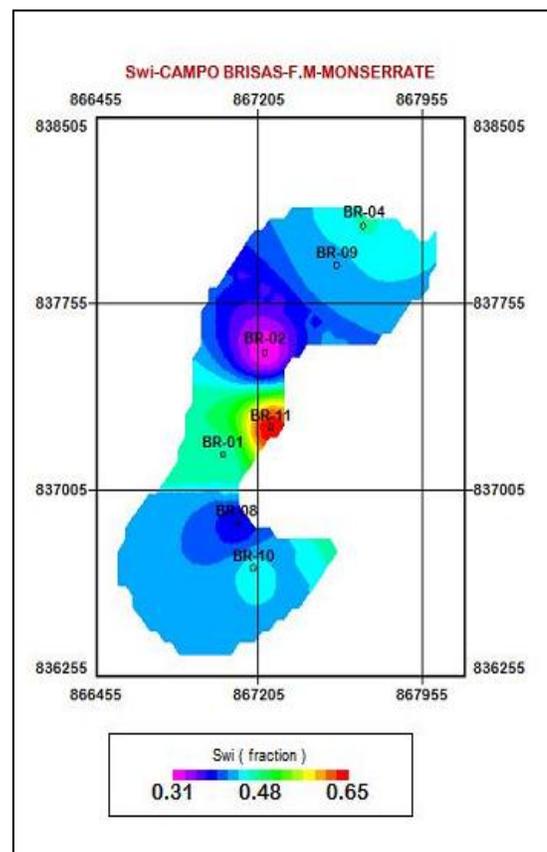
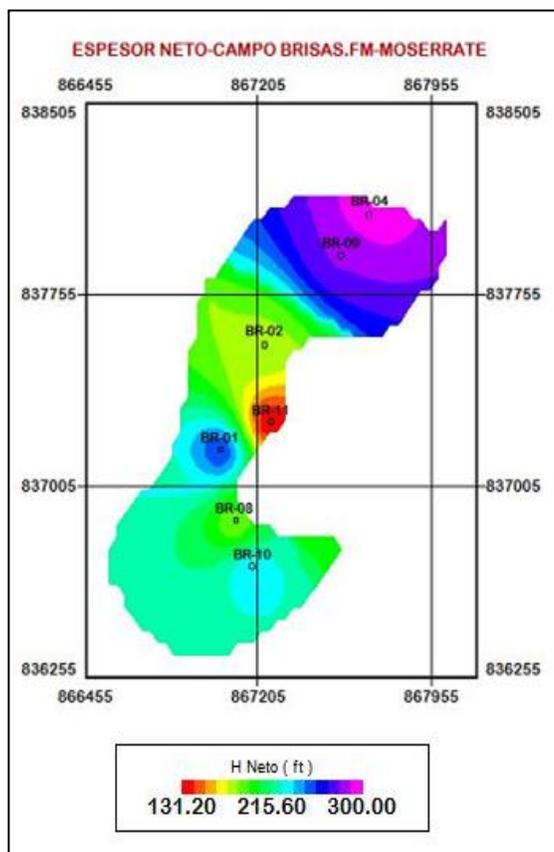
- Espesor neto de la formación (Figura. 18)
- Saturación inicial de Agua (Figura.19)
- Distribución de porosidades (Figura.20)
- Factor volumétrico de petróleo inicial (Figura.21)

Hay que tener en cuenta para los mapas grid:

- Establecer para todos los mapas un número constante de pozos vecinos
- Utilizar el método de interpolación adecuado en función del número de pozos vecinos
- Se debe mantener constante los límites de la grilla, el radio de búsqueda, y el área de la grilla para todos los mapas.

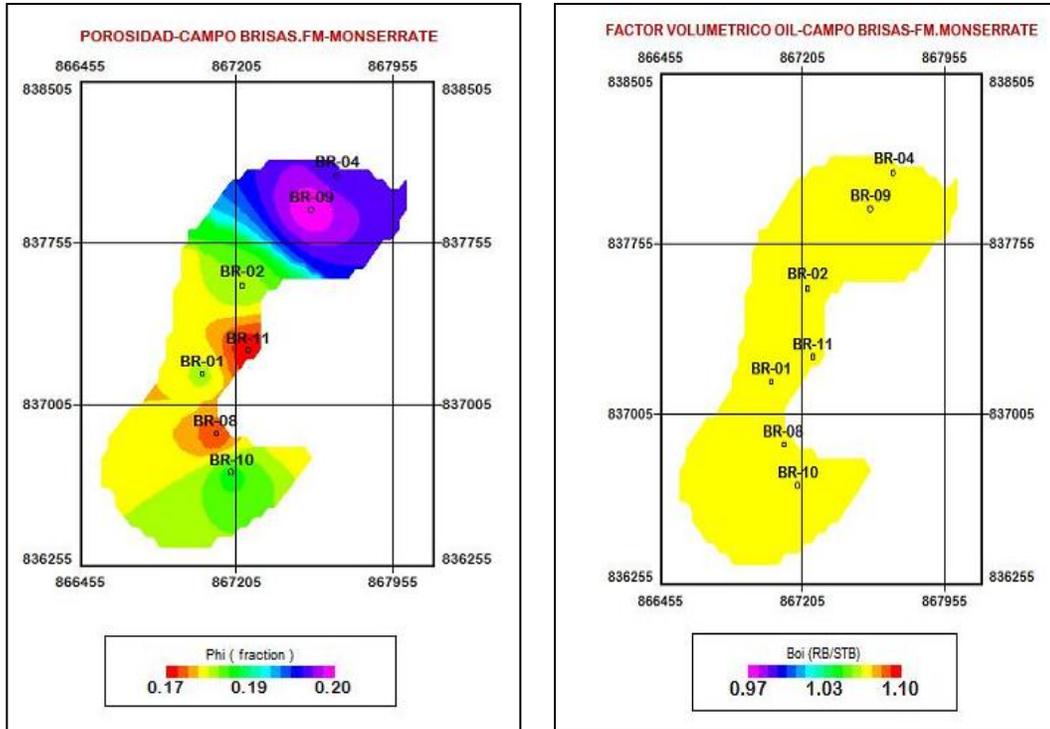
Figura 18. Grid -Espesor Neto-Brisas

Figura 19. Grid-Swi Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

Figura 20. Mapa Grid -Porosidad-Brisas **Figura 21. Mapa Grid Boi-Brisas**



Fuente: OilField Manager 2005

Este método confía sólidamente en la información del pozo y naturalmente un estricto control de las propiedades del pozo permitirá obtener datos de mayor Calidad lo que conduce a valoraciones más precisas.

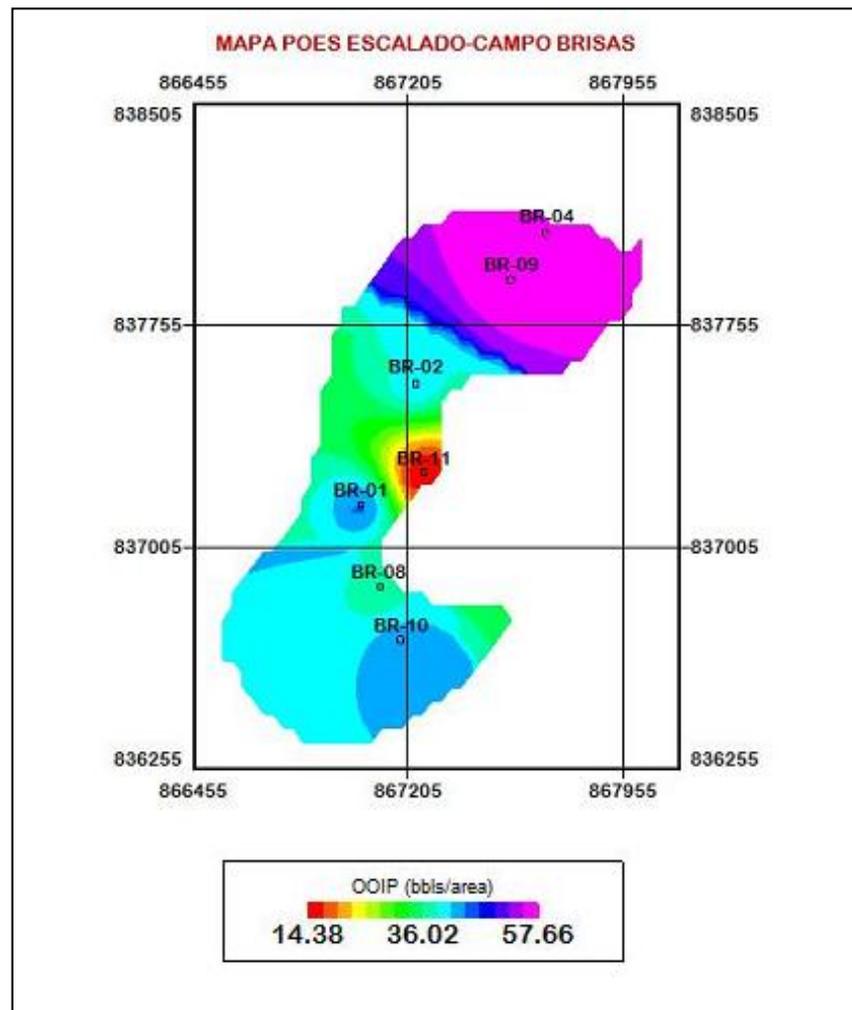
El Petróleo Original En-Sitio es calculado por la interpolación y multiplicación de distintos mapas de grid (Ver ecuación 5.1) que se generan por separado, lo que implica que cada mapa tiene un efecto sobre el POES.

$$POES = 1.961 * \left(\frac{h(\text{gridmap}) * \phi(\text{gridmap}) * (1 - S_{wi})(\text{gridmap})}{B_{oi}(\text{gridmap})} \right) \quad (7)$$

Donde **h(gridmap)**, es el mapa de espesor neto de la formación, ft; **φ(gridmap)**, mapa grid de porosidad, fracción; **Swi(gridmap)**, mapa grid de saturación inicial de agua, fracción; **Boi (gridmap)**, mapa grid de factor volumétrico de aceite inicial. (BY/BS)

El mapa resultante de POES (ver Figura 22) tiene unidades de bbls/área y da una idea de las zonas que poseen más hidrocarburo (aclarando que no son las reservas oficiales del campo). Como se observa el bloque norte concentra el mayor volumen de hidrocarburo.

Figura 22. *Mapa POES escalado-Campo Brisas⁸



4.2.2 MAPA GRID PETROLEO PRODUCIDO ACUMULADO

Los mapas Grid permiten visualizar el cambio de una variable con respecto al tiempo; es así como el mapa grid del petróleo producido acumulado cambia en función de la fecha. Para objetivos del estudio se tomó la imagen del estado del mapa en la última fecha de producción registrada marzo de 2012.

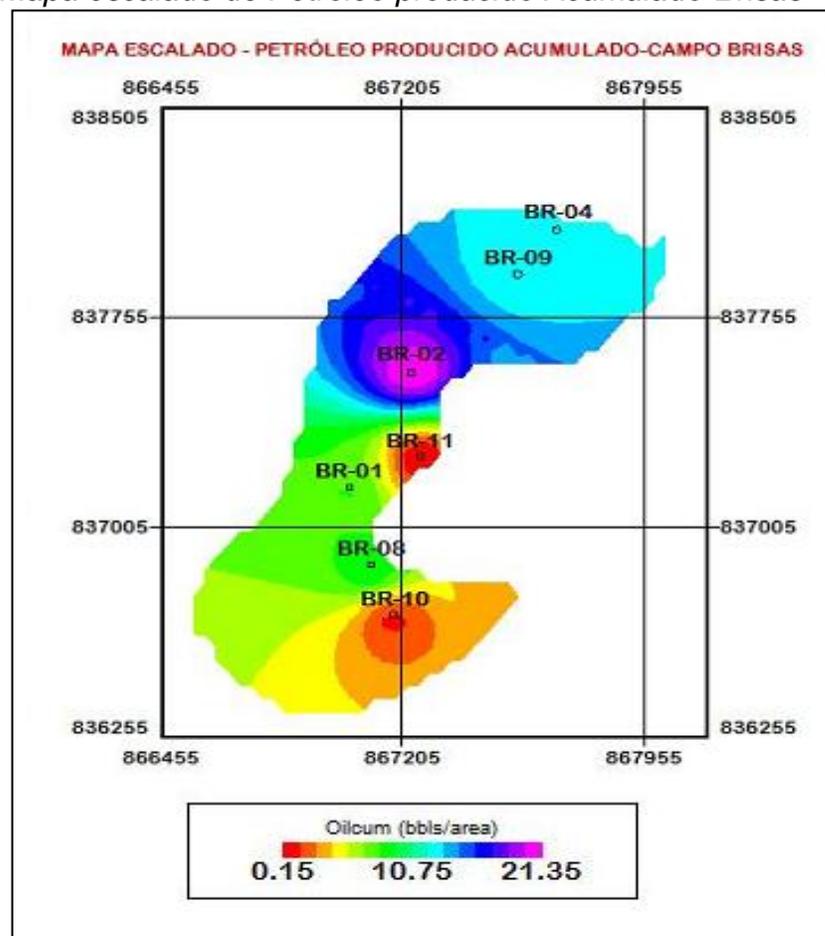
⁸ Cifras no oficiales

Al ser un mapa dinámico el petróleo producido acumulado permite ubicar las zonas que más han aportado a la producción del campo y hacer un estudio comparativo a través del tiempo del desempeño del mismo.

Cómo el mapa grid generado para la producción acumulada de petróleo no tiene la misma escala del mapa grid, se debe multiplicar por un factor grid que depende de los volúmenes producidos, que lo haga equivalente al mapa del POES.

El mapa de producción acumulada escalado resultante se muestra en la Figura 23.

Figura 23. Mapa escalado de Petróleo producido Acumulado-Brisas

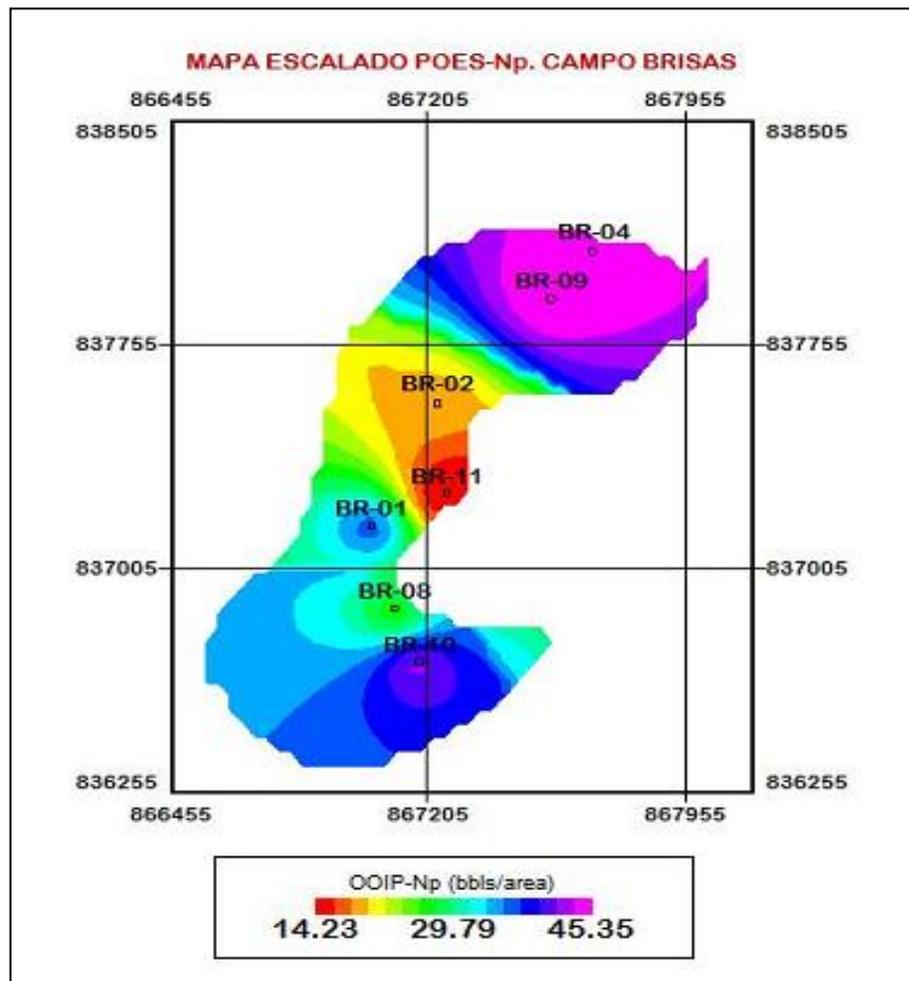


Fuente: OilField Manager 2005

Como se puede observar el bloque norte al contener más hidrocarburos es el que aporta el mayor porcentaje del petróleo producido, siendo el pozo Brisas 2 el que presenta el valor mayor en la escala de petróleo producido por área.

La diferencia entre el Mapa POES y el Mapa Np da como resultado un mapa cualitativo de las zonas con producción alta y las zonas poco producidas (Figura 24). Así como un estimativo de aquellas que pueden ser atractivas para ubicar nuevas áreas de drenaje.

Figura 24. Mapa Grid escalado POES-Np-Campo Brisas



*Cálculos no oficiales

Fuente: OilField Manager 2005

El mapa POES-Np, muestra las zonas que más han sido drenadas, como podemos observar la zona Norte de los Pozos BR-09, BR-02 y BR-04 (óptimas propiedades petrofísicas) a pesar que es la zona que más petróleo producido acumulado tiene, también es el que presenta mayor diferencia positiva lo cual la hace una zona potencial remanente, así mismo se encuentra la parte central-sur donde se ubica el pozo BR-10, pero en menor proporción.

4.3 APLICACIÓN DE TÉCNICAS PASS PARA ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

Las técnicas *PASS* se utilizan para realizar barrido rápido de campos, enfocado en la optimización de pozo/yacimiento y ubicación de áreas con oportunidades y/o potenciales candidatos para ser intervenidos. Las técnicas están soportadas en la herramienta OilField Manager – OFM a través de la cual se corren una serie de procesos de ingeniería de producción y yacimientos basados en cálculos volumétricos, estadísticos y de análisis de tendencias, integrando la información estática y dinámica, lo que permite obtener un balance entre velocidad de respuesta y precisión en los resultados⁹.

El análisis cualitativo de los resultados arroja un panorama global del estado de la productividad del yacimiento. Para el campo Brisas fueron empleadas las siguientes técnicas:

- Mapas normalizados de Producción para la determinación del el Mapa Cualitativo de Localización de Reservas.
- Mapa de la capacidad productiva, que combina la eficiencia de la capacidad de flujo con la producción acumulada del campo, para determinar las zonas con buenos pronósticos de productividad y posibles zonas de recarga (áreas con buena producción asociada a conectividad con otras zonas) en el yacimiento.
- Estimación de Radios de drene volumétricos, para la determinación de potenciales áreas de drenaje.

4.3.1 MAPAS NORMALIZADOS DE PRODUCCIÓN

Los mapas normalizados son una manera rápida de encontrar anomalías en el comportamiento del yacimiento. Solo se requiere dividir los datos de la variable por el valor máximo y mapearlos en una escala de 0 a 1.

Este procedimiento se realizó con todas las propiedades petrofísicas que se necesitaron para crear el mapa POES normalizado del campo Brisas, y se aplicó el mismo procedimiento del numeral 4.2 de la creación de los mapas escalados. Ejemplos de las propiedades petrofísicas normalizadas, espesor neto y porosidad se observan en las figuras 25 y 26 respectivamente.

Una vez se tienen los mapas normalizados de POES y N_p , se crea el Mapa Cualitativo de Localización de Reservas.

⁹ Estudio de Inyectividad-Campo Brisas. Ecopetrol

Figura 25. Mapa Grid Normalizado de Espesor Neto-Campo Brisas

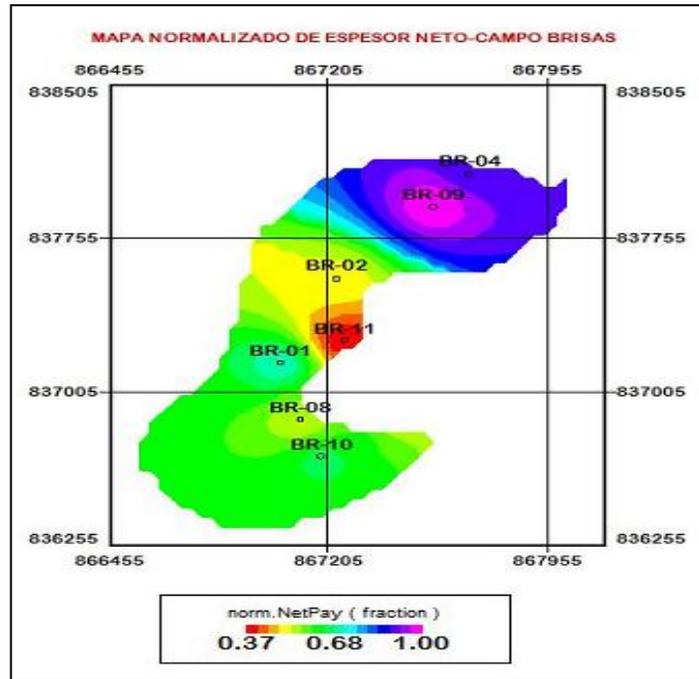
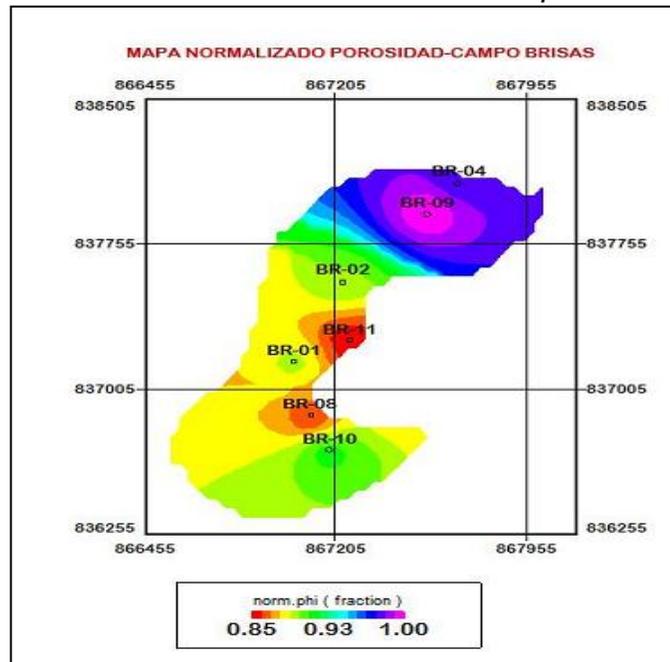


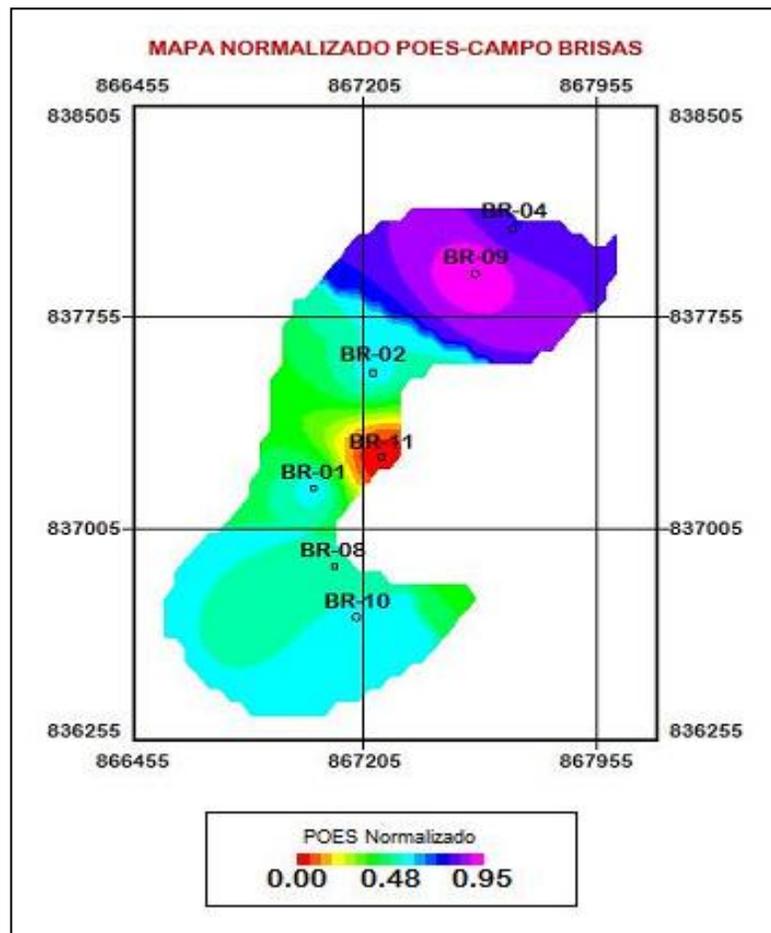
Figura 26. Mapa Grid Normalizado de Porosidad-Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

Los mapas grid obtenidos para el POES (Figura 27) y el petróleo producido acumulado (Figura 28) siguen el comportamiento de los mapas escalados; sus resultados son similares en lo que difieren es en la escala de los mapas.

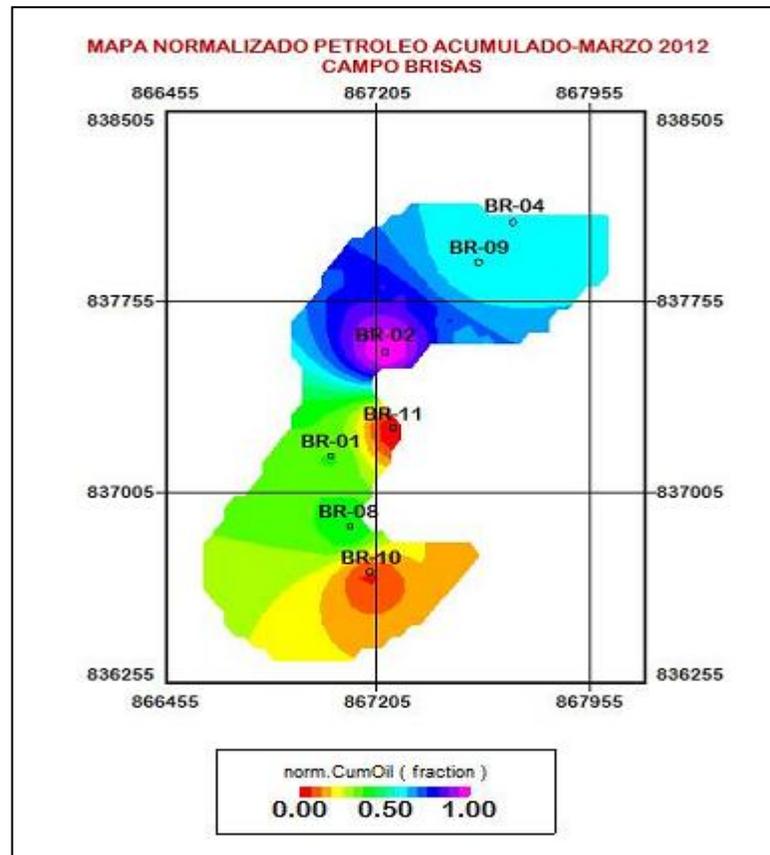
Figura 27. Mapa Grid Normalizado POES-Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

El mapa POES normalizado muestra el mismo comportamiento del Mapa escalado, la zona norte del campo es la que posee mayor volumen de hidrocarburos, porque es el valor más cercano a 1.

Figura 28. Mapa Grid Normalizado Producción acumulada a marzo 2012-Campo Brisas



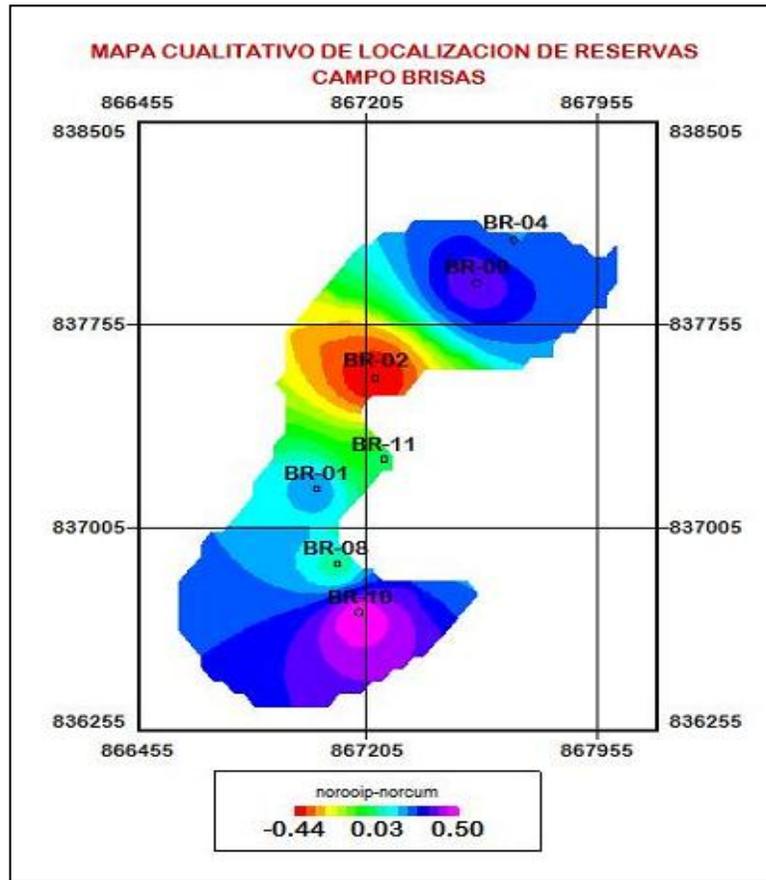
Fuente: Oil Field Manager 2005

Los pozos BR2, BR4 Y BR9 son los que más petróleo producido acumulado tienen, esto da a entender que el bloque norte tiene potencial productivo; pues comparándolo con la parte central y sur, es el que más producción ha tenido.

4.3.1.1 Mapa Cualitativo de Localización de Reservas

El mapa de localización de reservas (Figura 29) es un mapa grid cualitativo que muestra valores entre -1 y 1. Los valores positivos indican que el POES es mayor al N_p , entonces se pueden considerar como áreas potenciales de drenaje. Como se observa alrededor de los pozos BR9 y BR4 se tiene la diferencia positiva más considerable; así mismo; lo tenemos para la zona Centro-Sur del mapa alrededor del pozo BR-10. Son zonas atractivas para áreas potenciales sin drenar.

Figura 29. Mapa Cualitativo de Localización de Reservas-Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

Los valores negativos (Pozo Brisas 2), son zonas donde los valores de N_p son grandes. Estas zonas pueden estar drenando fluidos de otras áreas, donde es posible que haya migración de fluidos que recarguen las zonas de alta producción.

4.3.2 ANALISIS DEL DESEMPEÑO DEL CAMPO

La evaluación de la capacidad de flujo y la producción en el campo es muy importante; ya que permite ubicar zonas con buenas propiedades petrofísicas (Espesor neto y permeabilidad) y buen potencial productivo para la localización de zonas remanentes.

Esto se puede evaluar cualitativamente creando el mapa de eficiencia de producción:

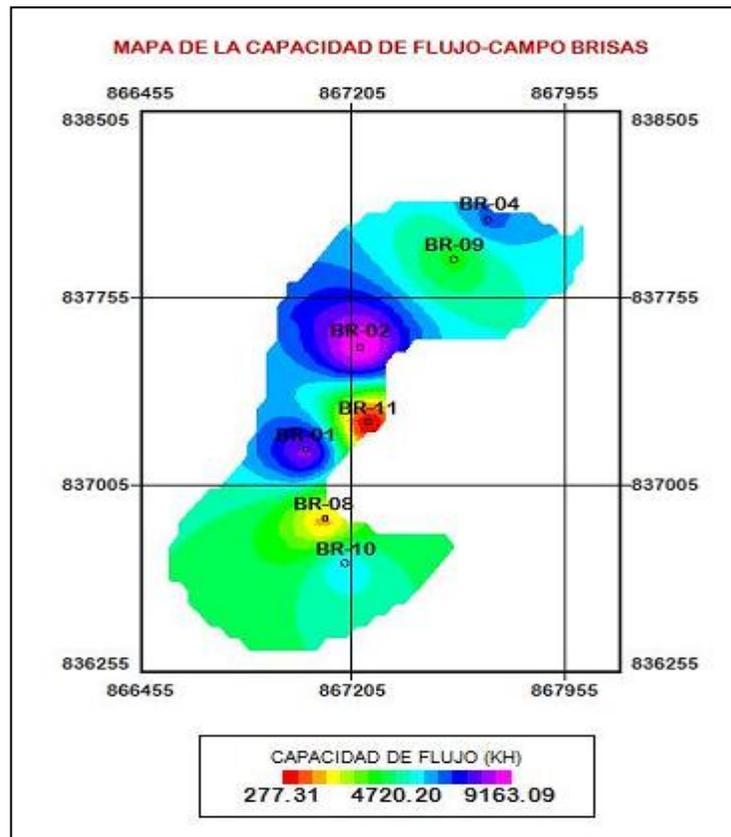
- Se crea el mapa de la capacidad de flujo del mapa para evaluar la relación espesor neto-permeabilidad (Figura 30) del campo.
- Se construye el mapa normalizado de la capacidad de flujo KH y el mapa normalizado de la producción acumulada.

- Aplicando la ecuación para la determinación del mapa grid de la capacidad productiva del campo (Ecuación 8), se obtiene un mapa cualitativo (Figura 30) de las zonas con buena relación entre capacidad de flujo, producción acumulada y zonas con baja producción.

$$Efficencymap = Npmap - KHmap \quad (8)$$

4.3.2.1 Análisis de la capacidad de Flujo

Figura 30. Mapa de la capacidad de flujo-Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

Del mapa grid de la capacidad de flujo se resaltaron los siguientes puntos:

- La capacidad de flujo tiene una relación directa con la producción del pozo; como se puede observar los pozos que presentan capacidad de flujo considerable son los que más petróleo acumulado han tenido; Brisas 2, Brisas 1, Brisas 4 y Brisas 9. Además se resalta que pese a no tener buena capacidad de flujo el pozo Brisas 8 tiene un desempeño productivo. Se

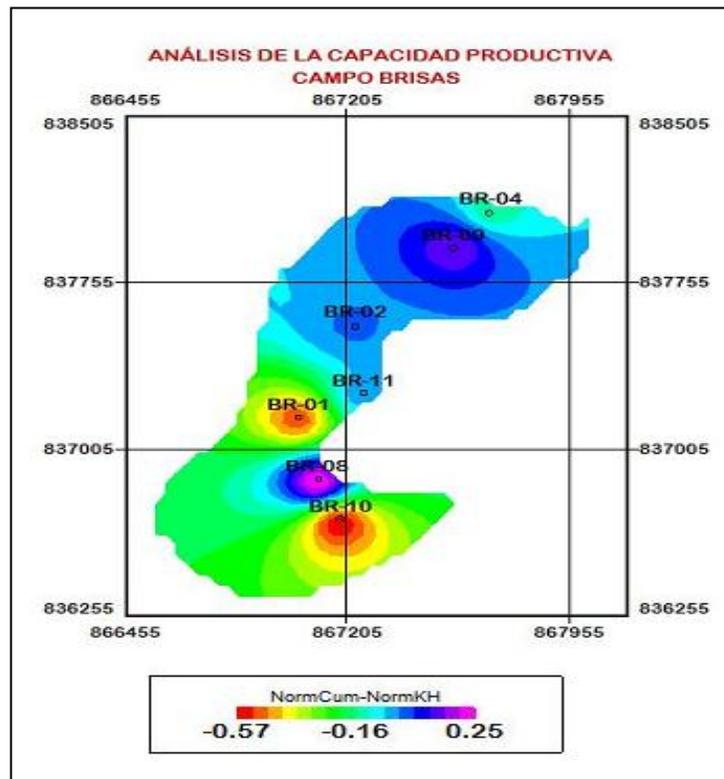
concluye que el bloque norte es el que posee mejor calidad de la roca para la producción de fluidos.

- El Mapa de localización de reservas dio indicios de la existencia de migración de fluidos hacia las zonas de alta producción (Brisas 2). Analizando los valores de capacidad de flujo de esta área; la migración puede provenir del bloque central, pues el pozo Brisas 1 presenta también buena capacidad de flujo la que facilita la conectividad entre las áreas (Bloque central y Bloque norte); permitiendo la recarga del pozo Brisas 2.

4.3.2.2 Capacidad Productiva

La capacidad productiva se puede representar mediante un mapa cualitativo donde los valores positivos indican las zonas de alta producción y posible conectividad con otras áreas. Es así como el pozo Brisas 2 presenta valores positivos que confirman la migración de fluidos que recargan esta zona.

Figura 31. Capacidad Productiva-Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

Los valores negativos, indican zonas con baja producción, es decir son poco producidas donde es posible localizar áreas sin drenar, sobretodo en la parte centro-sur del campo donde solo se tiene el pozo BR-10.

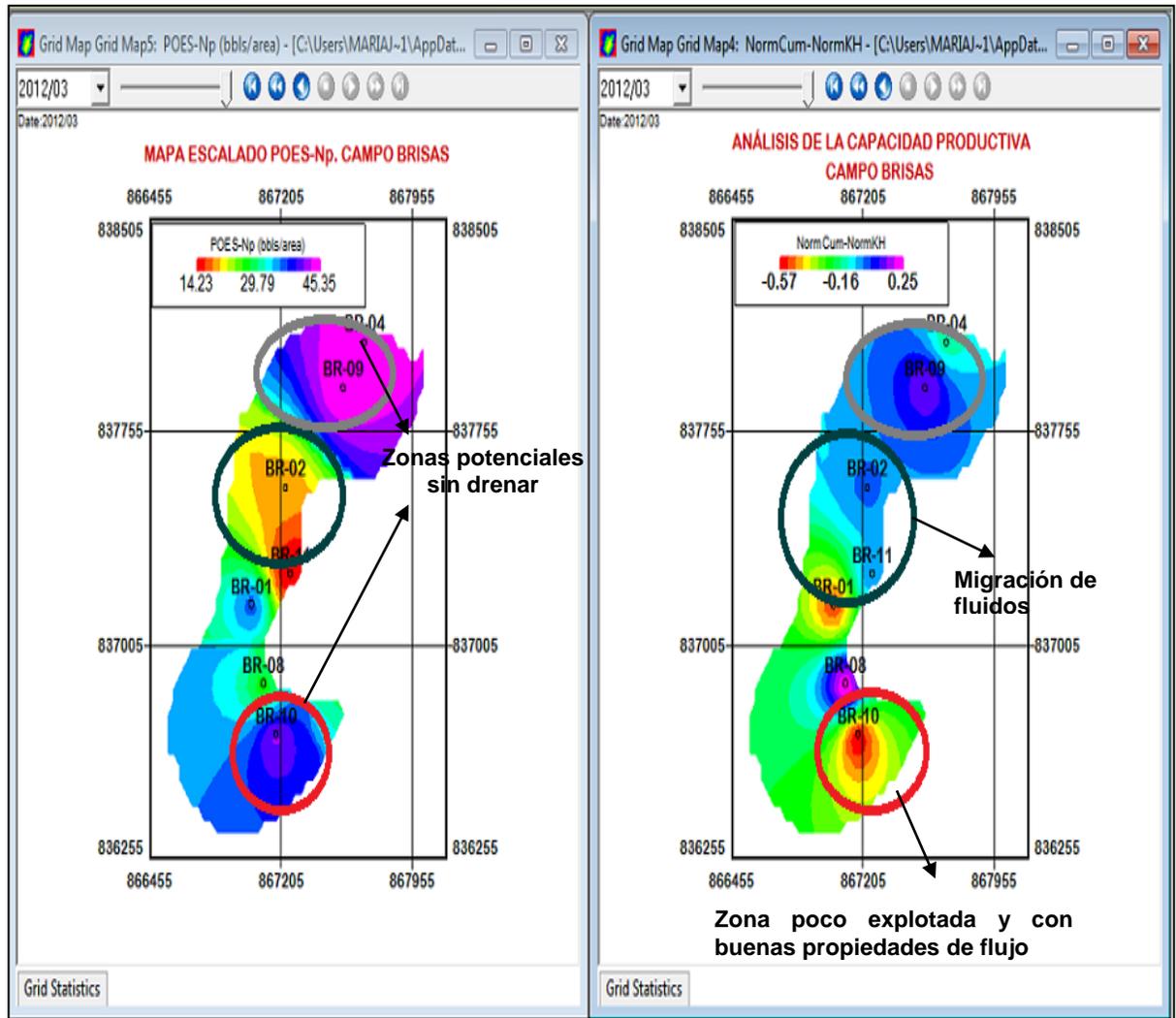
4.3.3 ANALISIS COMPARATIVO ENTRE MAPAS GRID

Si se compara el mapa escalado de POES-Np (Figura 25) y el de capacidad productiva (Figura 31) se verifica si algunas zonas que tienen alto porcentaje de petróleo acumulado están drenando otras áreas debido a migración de fluidos. Sin embargo las zonas de alta productividad todavía pueden ser consideradas para la ubicación de nuevas zonas sin drenar dependiendo de sus reservas.

La Figura 32 relaciona el mapa escalado de POES-Np y el de capacidad productiva. El análisis del mismo arrojó algunos puntos importantes del comportamiento de la producción y la ubicación de nuevas áreas de drenaje.

- Se observa que las zonas cercanas a BR2 (Círculos verdes) son de alta producción y su capacidad de flujo es óptima; esta tiene conectividad con la zona del pozo BR1 comprobando la existencia de migración de fluidos hacia el bloque norte.
- Con base a la relación entre capacidad productiva y localización de reservas remanentes, se concluye que en el bloque norte entre los pozos BR-9 y BR-2 es posible ubicar una nueva área sin drenar, la cual se puede confirmar con el alcance del radio volumétrico de drenaje para descartar interferencia de producción entre los pozos.
- La zona Sur cerca al pozo BR-10 posee buenas propiedades petrofísicas y es catalogada como zona poco explotada según el mapa de capacidad productiva, convirtiéndola en zona atractiva para la ubicación de pozos nuevos.

Figura 32. Comparación de Mapa Escalado POES-Np y el Mapa de Análisis de la Capacidad Productiva.



Fuente: OilField Manager 2005

4.3.4 ESTIMACIÓN DE RADIOS DE DRENAJE VOLUMÉTRICOS

Consiste en calcular el área que ocupa el volumen de petróleo producido en el yacimiento, utilizando la ecuación volumétrica para el cálculo del Petróleo Original en Sitio, resuelta en función del radio y tomando en cuenta el petróleo acumulado de cada pozo. Matemáticamente se expresa:

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft]$$

Donde:

rd: Radio de drenaje volumétrico (fts)

Np: Petróleo acumulado (bbl)

Bo: Factor volumétrico del petróleo (rb/STB)

h: Arena neta (pies)

Ø: Porosidad (fracción)

Swi: Saturación de agua irreducible (fracción)

Sor: Saturación de petróleo residual (fracción)

Una vez programada la ecuación anterior se tiene la precaución que el radio drene se exprese en metros, unidades de las coordenadas de los pozos y de los mapas del área.

La estimación de los radios de drene volumétricos, se hace con el fin de establecer el alcance de la producción acumulada de cada pozo en términos de distancia y permitir identificar potenciales áreas de áreas sin drenar donde no haya influencia de los radios volumétricos de pozos aledaños. Sin embargo en la localización de las nuevas zonas se debe tener en cuenta:

- La relación de la calidad de la roca con el tamaño del radio es proporcional, pues se infiere que a buena capacidad de flujo el petróleo acumulado es mayor, esto se evidencia en el pozo Brisas-2 que es el que posee radio volumétrico de drene mas grande y esta en el bloque norte donde las propiedades de flujo son muy buenas.
- El potencial de producción de los pozos considerando el bajo nivel de presión que se estima para el campo.

Del análisis de del radio de drene volumétrico para el campo Brisas se puede resaltar:

En la zona norte del campo entre los pozos BR-2 y BR-9 existe una posible ubicación de un área potencial no drenada. Con los estudios de los mapas escalados de POES vs Np y los mapas normalizados ya se había identificado la importancia de ésta, y pese a que la zona tiene los mayores volúmenes acumulados de producción, el POES y la capacidad de flujo son buenos lo que genera una zona con posibilidades ha ser drenada.

Otra zona importante que se puede elegir para la ubicación de un área potencial no drenada es la parte Sur del campo donde las propiedades de flujo son buenas y el volumen in-situ es importante; teniendo en cuenta que ha sido poco explotada

4.4 INDICES DE EFICIENCIA

Los índices de eficiencia son uno de los principales medidores de desempeño de producción de los pozos en un campo, a través de ellos podemos observar comportamientos anómalos y tomar determinaciones acerca de cómo corregirlos para tener un aumento de producción. En el desarrollo del estudio de este proyecto tuvimos en cuenta básicamente tres índices como lo son: el índice de heterogeneidad, el índice de eficiencia de completamiento y por último el índice de eficiencia de workover, los cuales describiremos a continuación.

4.4.1 INDICE DE HETEROGENEIDAD

El análisis del Índice de Heterogeneidad - *Heterogeneity Index* (HI) es el proceso de comparar el desempeño de un pozo, con respecto al de todos los pozos para obtener el desempeño promedio de dicho grupo. En este análisis comparamos las tasas de petróleo y agua a nivel de pozo. Permitiendo identificar aquellos pozos con sub-desempeño y sobre-desempeño.

La idea es comparar cada pozo individual en el Campo Brisas con el comportamiento del promedio de todos los pozos del campo. Esto fue posible hacerlo aplicando la siguiente ecuación:

$$HI_{FLUIDO} = \frac{\text{Fluido}_{\text{Acumuladowell}}}{\text{Fluido}_{\text{Acumuladopromediopozos}}} - 1$$

Donde:

Uno es restado de la proporción para normalizar el Índice de Heterogeneidad, y poder obtener valores entre 0 y 1.

Los pozos que muestren valores para HI mayores que 0 indican aquellos pozos que tienen producción por encima del promedio. De igual manera los pozos que muestran valores para HI menores que cero indican aquellos pozos que producen por debajo del promedio.

Las diferentes anomalías observadas en la producción de pozos de petróleo se atribuyen posiblemente a uno o más de los siguientes factores:

- Tiempo de producción de los pozos.
- Presión de Yacimiento
- Método de Completamiento.
- Calidad del Yacimiento.

4.4.1.1 Metodología.

Se siguió los siguientes pasos para realizar el análisis HI.

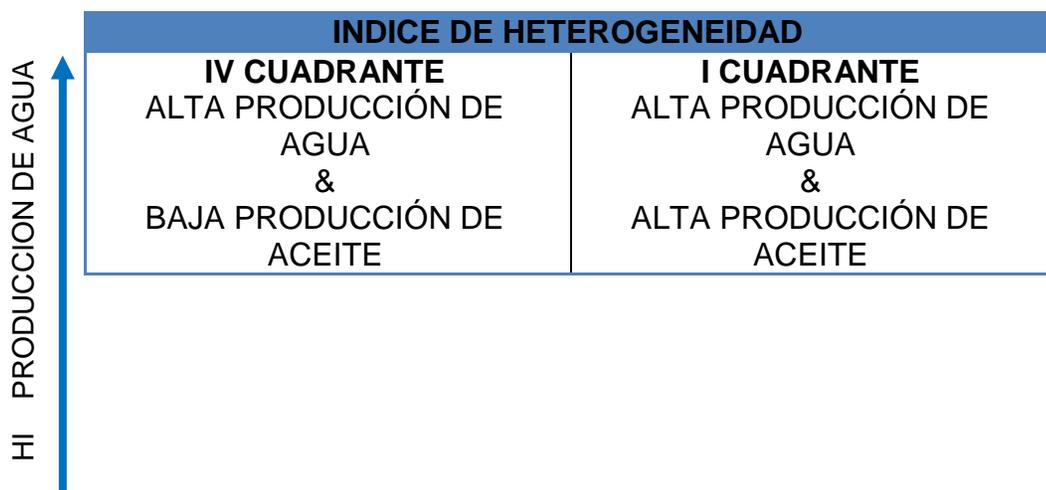
1. Normalizar los datos de producción a la fecha de la primera producción de petróleo para todos los pozos en La base de datos.
2. Calcular la producción promedio de todos los pozos y guardarla.
3. Obtener la relación entre la producción de cada pozo y la producción promedio del paso 2.
4. Restar uno (1) de la relación para normalizar los valores a cero.
5. Sumar los valores HI a través del tiempo.

Los valores que se usan con mayor frecuencia para indexar la heterogeneidad (HI) son las producciones de petróleo, agua; permitiendo así la evaluación del pozo desde el punto de vista petróleo versus agua y agua versus petróleo. Otros valores que se pueden usar para calcular el HI son parámetros como K o KH (pueden ser o no dependientes con el tiempo). La limitación siempre será la disponibilidad de datos.

Las gráficas de heterogeneidad se denominan “Cross Hair” (Cabellos Cruzados). Son gráficos de dispersión (o gráficas X-Y) con el valor acumulado a través del tiempo de los Índices de Heterogeneidad (HI) en los dos ejes. Los Índices de Heterogeneidad y las gráficas de “Cross Hair” de producción identificaran cuatro cuadrantes en el yacimiento.

Estos cuadrantes se descomponen dependiendo del desempeño de la producción: alta producción de petróleo y alta producción de agua; baja producción de agua y alta producción de petróleo; baja producción de agua y baja producción de petróleo; y alta producción de agua y baja producción de petróleo. (Ver figura 34).

Figura 34. Cuadrantes de Índice de heterogeneidad



III CUADRANTE BAJA PRODUCCIÓN DE ACEITE & BAJA PRODUCCIÓN DE AGUA	II CUADRANTE ALTA PRODUCCIÓN DE ACEITE & BAJA PRODUCCIÓN DE AGUA
---	--

Se puede entender el desempeño y los pozos con "malas tasas de recuperación" en la figura 4.1.2 muestra la gráfica de "Cross Hair" de HI de petróleo vs HI de agua para todos los pozos del campo, sin tener en cuenta los que han sido abandonados o los que no obtuvieron fluido (secos).

4.4.1.2 Grafica índice de heterogeneidad

Primer Cuadrante

El primer cuadrante muestra aquellos pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio en nuestro caso tenemos el pozo BR -02. Este pozo no es a primera vista candidato a estimular, sin embargo puede ser candidato para control de agua.

Segundo Cuadrante

Los pozos en el segundo cuadrante donde se ubican los pozos BR -08, BR -09 y BR -10 tienen el mejor desempeño, ya que tienen tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a ningún trabajo.

Tercer Cuadrante

El tercer cuadrante donde se ubican BR -01 y Br -11, muestra los pozos con tasa de petróleo por debajo y de agua por encima de promedio, siendo esos los peores pozos en términos de productividad total y candidatos potenciales a estimular, podría ser mediante acidificación.

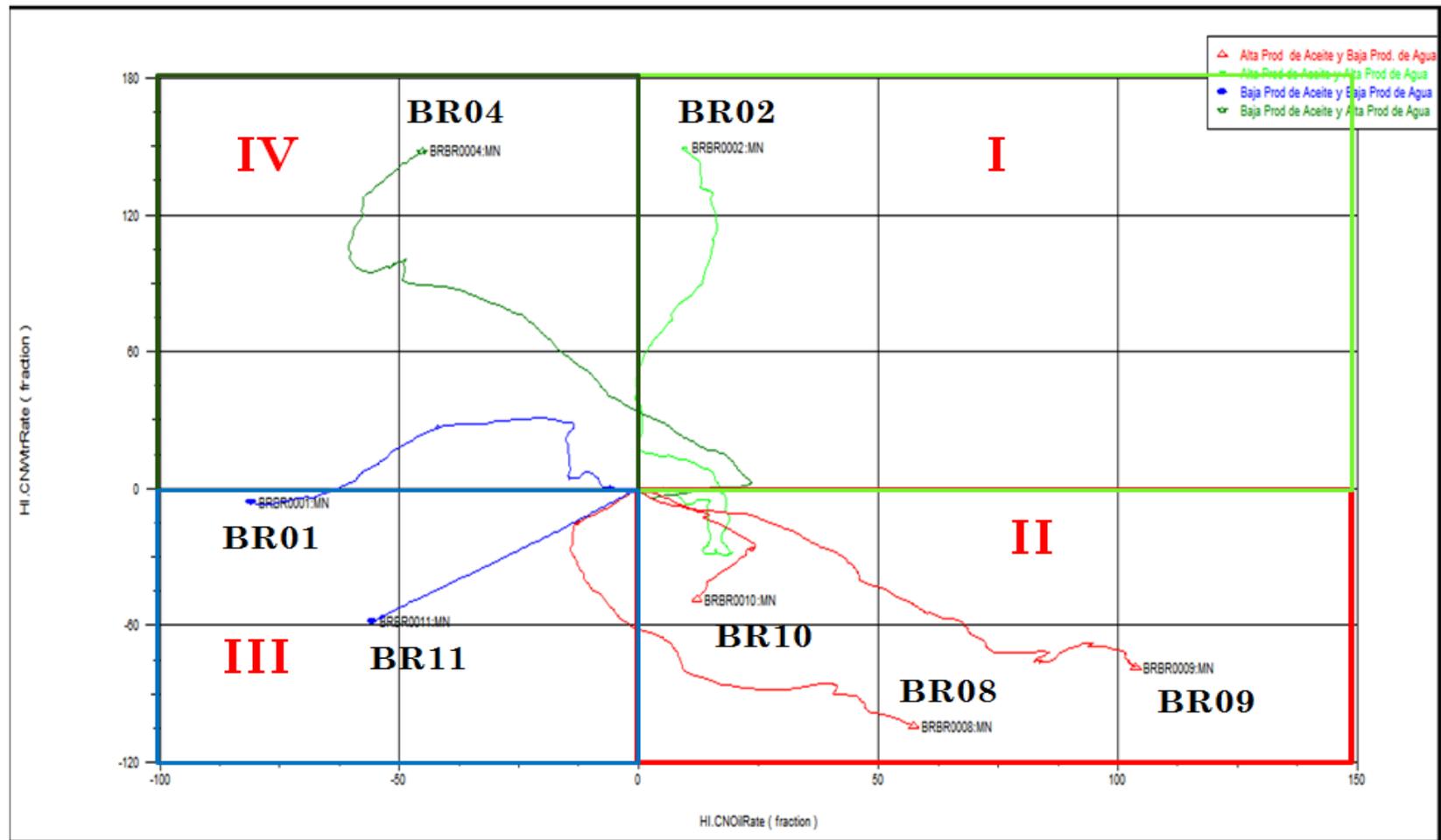
Cuarto Cuadrante

En el cuarto cuadrante, el pozo BR -04 con tasa de petróleo por debajo del promedio y tasa de agua por encima del promedio son generalmente los primeros candidatos para tratamientos de control de agua.

En general, las gráficas de "Cross Hair" de heterogeneidad se cuentan dentro de las herramientas más eficaces para detectar pozos con comportamientos anormales con respecto a la totalidad del campo o a un área específica del

campo. Es evidente que entre más pozos haya en un campo, mejor será esta herramienta estadística evitando el sesgamiento.

Figura 35. Índice de Heterogeneidad-Campo Brisas



Fuente: OilField Manager 2005

4.4.2 INDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO

El Índice de Eficiencia de Completamiento – Completion Efficiency Index (CEI), (se define al completamiento como la comunicación entre cada uno de los estratos pertenecientes a la formación y el pozo). Esta técnica de análisis utiliza varios de los mismos cálculos desarrollados con el análisis HI anteriormente descrito.

El CEI es el proceso de integrar de las propiedades de la roca (HI de la propiedades de la roca) con la productividad (HI petróleo acumulado), tomando en consideración el tipo de completamiento. Este proceso identifica cuando el o los pozos presentan baja relación entre las propiedades de la roca y la producción, dando como resultado un estimado de él o los pozos a los cuales puede ser beneficioso someterlos a trabajos de estimulación.

El CEI es un análisis similar en concepto al de Índice de Heterogeneidad (HI), excepto que este incorpora propiedades petrofísicas para establecer una relación entre la calidad de la formación y el rendimiento de producción lo que permite identificar oportunidades de optimización. En función de la información proporcionada por Ecopetrol se realizó el análisis para la formación Monserrate en sus estratos productores.

El CEI es también muy útil para identificar pozos específicos con un pobre o un adecuado desempeño de completamiento. Esto implica el análisis ordenado de la información de producción por estratos que se encuentra integrada con la información de completamiento disponible y la información de la roca lo que permite clasificar a los pozos de acuerdo a su comportamiento y así evaluar la efectividad de la herramienta usada.

Los resultados del análisis CEI se integraron con los obtenidos de la evaluación del Índice de Heterogeneidad (HI).

4.4.2.1 Metodología

Se tomaron los siguientes pasos para realizar el análisis CEI:

1. Normalizar por Estrato los datos de producción en función del tiempo, hasta el punto de la primera producción de petróleo.
2. Filtrar la base de datos de acuerdo a los pozos a ser estudiados en OFM™.
3. Calcular la tasa de producción de petróleo promedio de todos los completamientos (estratos productores de la formación).

4. Calcular el petróleo acumulado promedio por pozo a partir de la tasa promedio de petróleo por pozo.
5. Obtener la relación del petróleo acumulado de cada completamiento al petróleo acumulado promedio de todo los completamientos.
6. Restar el valor de uno (1) de la relación obtenida en el punto '5' para normalizar los valores HI de petróleo acumulado a cero.
7. Sumar los valores HI de petróleo acumulado en el tiempo.
8. Calcular la capacidad de flujo KH por cada completamiento.
9. Calcular el KH promedio de todos los completamientos.
10. Obtener la relación entre el KH de cada completamiento y el KH promedio.
11. Restar el valor de uno (1) de la relación obtenida en el punto '9' para normalizarla a cero.

Con base en las gráficas "Cross-Hair" del HI de las propiedades petrofísicas de la roca vs el HI del petróleo acumulado, en el Campo Brisas, los pozos se definen claramente en dos de los cuatro cuadrantes.

Los pozos en cada cuadrante se clasifican por categorías de desempeño en función de la producción de petróleo y de la calidad de la roca del yacimiento capacidad de flujo (Producto KH).

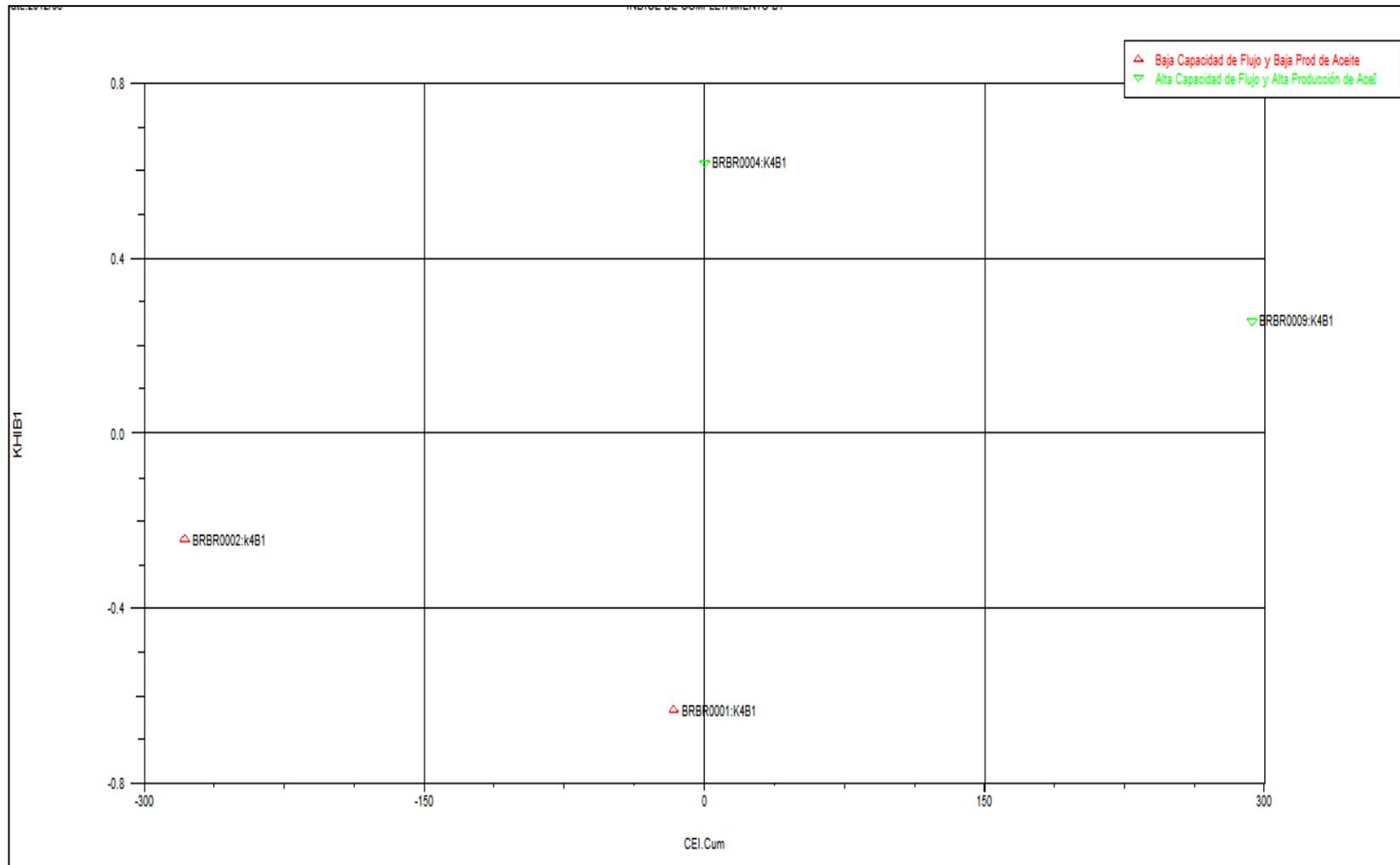
Estas gráficas "Cross-Hair" cuando se usan conjuntamente con mapas de ubicación de pozos, establecen una lista de candidatos potenciales para estimular. Al asociar un mapa de coordenadas X-Y de todos los pozos juntos con las gráficas "Cross-Hair" de CEI, se puede definir un comportamiento regional de productividad.

Las Figura 36 y 37 muestran los resultados de la gráfica "Cross-Hair" del CEI y la representación detallada de cada cuadrante, para la formación, y considerando a todos los pozos sin tomar en cuenta la fecha de perforación.

4.4.2.2 Gráficas de Eficiencia de Completamiento

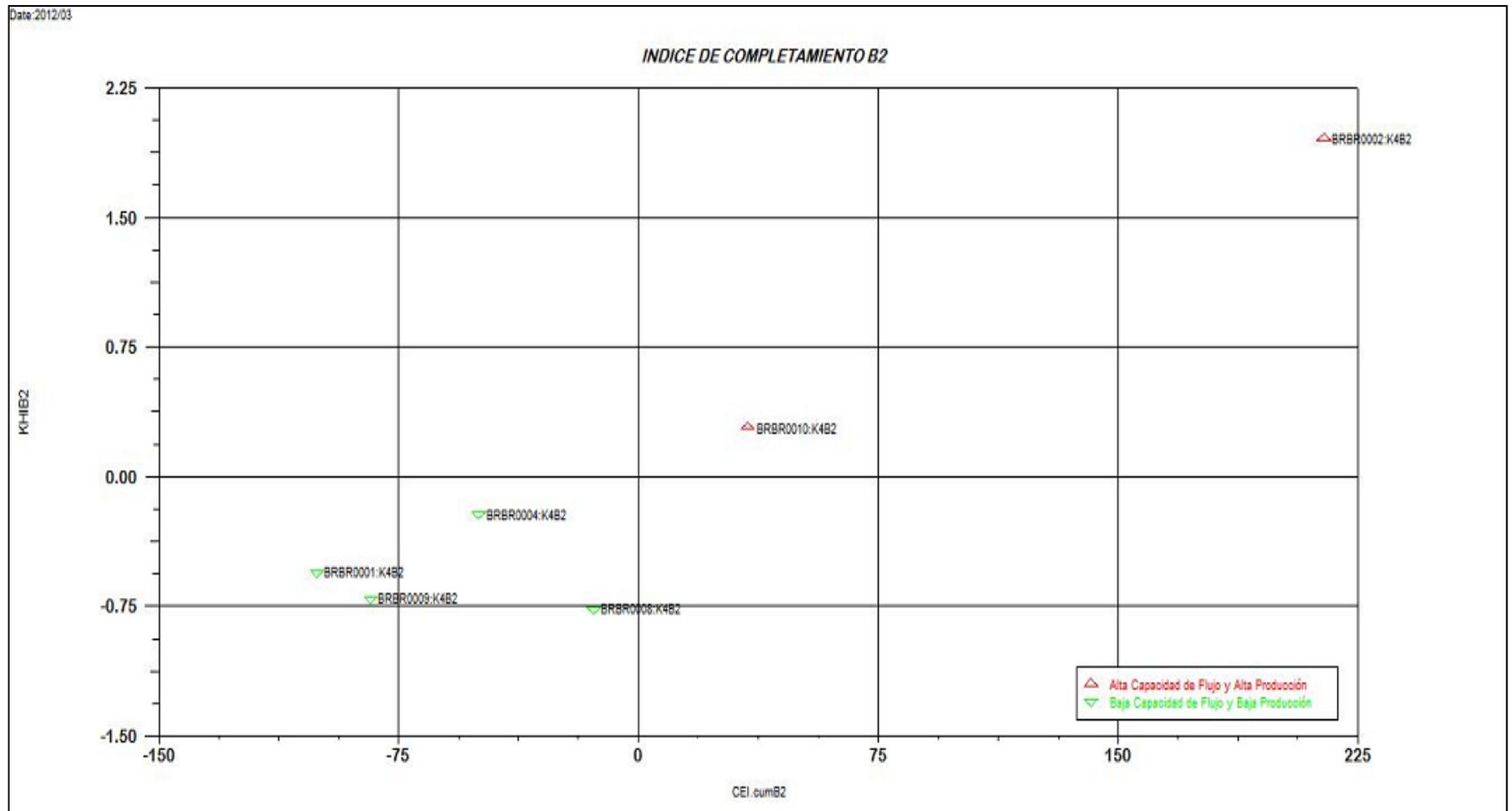
Se realizaron dos gráficas de índice de completamiento debido a que en nuestro estudio de la formación productora Monserrate, los principales estratos que aportan a la producción del campo Brisas son Monserrate B1 (K4B1) y Monserrate B2 (K4B2). Las Gráficas se muestran a continuación:

Figura 36. Análisis del Índice de Completamiento del Campo Brisas para K4B1



Fuente: OilField Manager 2005

Figura 37. Analisis del Índice de Completamiento del Campo Brisas para K4B2



Fuente: OilField Manager 2005

Gráfica para el estrato Monserrate **K4B1**

Para el estrato K4B1 la gráfica de índice de completamiento ubica los pozos que producen de este estrato (BR -01, BR -02, BR -04, BR -09) en solo dos de los cuatro cuadrantes, en el primero y en el tercero

Primer Cuadrante

El primer cuadrante se ubican los pozos BR -04 y BR -09; este cuadrante muestra que el petróleo acumulado y KH (Capacidad de flujo) de los completamientos se encuentran por encima del promedio. Como estos completamientos tienen alto petróleo acumulado y buena capacidad de flujo realmente no necesitan reacondicionamiento.

Tercer Cuadrante

En el tercer cuadrante se ubican los pozos BR -01 y BR -02 en los cuales el petróleo acumulado y el KH del completamiento están por debajo del promedio. Estos son los pozos que serían candidatos potenciales a Estimular

Gráfica para el estrato Monserrate **K4B2**.

Para el estrato K4B2 la gráfica de índice de completamiento ubica los pozos que producen de este estrato (BR -01, BR -02, BR -04, BR -08, BR -09 y BR -10) en solo dos de los cuatro cuadrantes, en el primero y en el tercero, al igual que para K4B1.

Primer Cuadrante

El primer cuadrante se ubican los pozos BR -02 y BR -10; este cuadrante muestra valores por encima del promedio para el petróleo acumulado y KH (Capacidad de flujo) de los completamientos. Como estos completamientos tienen alto petróleo acumulado eso lo podemos constatar con la información de la producción la cual nos indica que el pozo BR -02 es el que presenta mayor acumulado de producción de petróleo; realmente no necesitan reacondicionamiento.

Tercer Cuadrante

En el tercer cuadrante se ubican los pozos BR -01 y BR -04, BR -08 y BR -09 lo cual nos describe petróleo acumulado y el KH del completamiento por debajo del promedio. Estos son los pozos que serían candidatos potenciales a Estimular.

4.4.3 INDICE DE EFICIENCIA DE WORKOVER

Los trabajos de estimulación o workover son empleados para aumentar la producción. Para evaluar este tipo de procedimientos se ha implementado el índice de eficiencia de Workover – Workover Efficiency Index WOE que consiste en analizar el desempeño de un trabajo de estimulación o reacondicionamiento en la producción incremental. Estos trabajos se deben clasificar en categorías dependiendo su naturaleza, por ejemplo: Acidificación, Fracturamiento, Break Down entre otros que me ayuden a aumentar la producción después de realizado el mismo. En el caso del campo Brisas solo se tienen trabajos de Acidificación y Fracturamiento, siendo el primero el más frecuente.

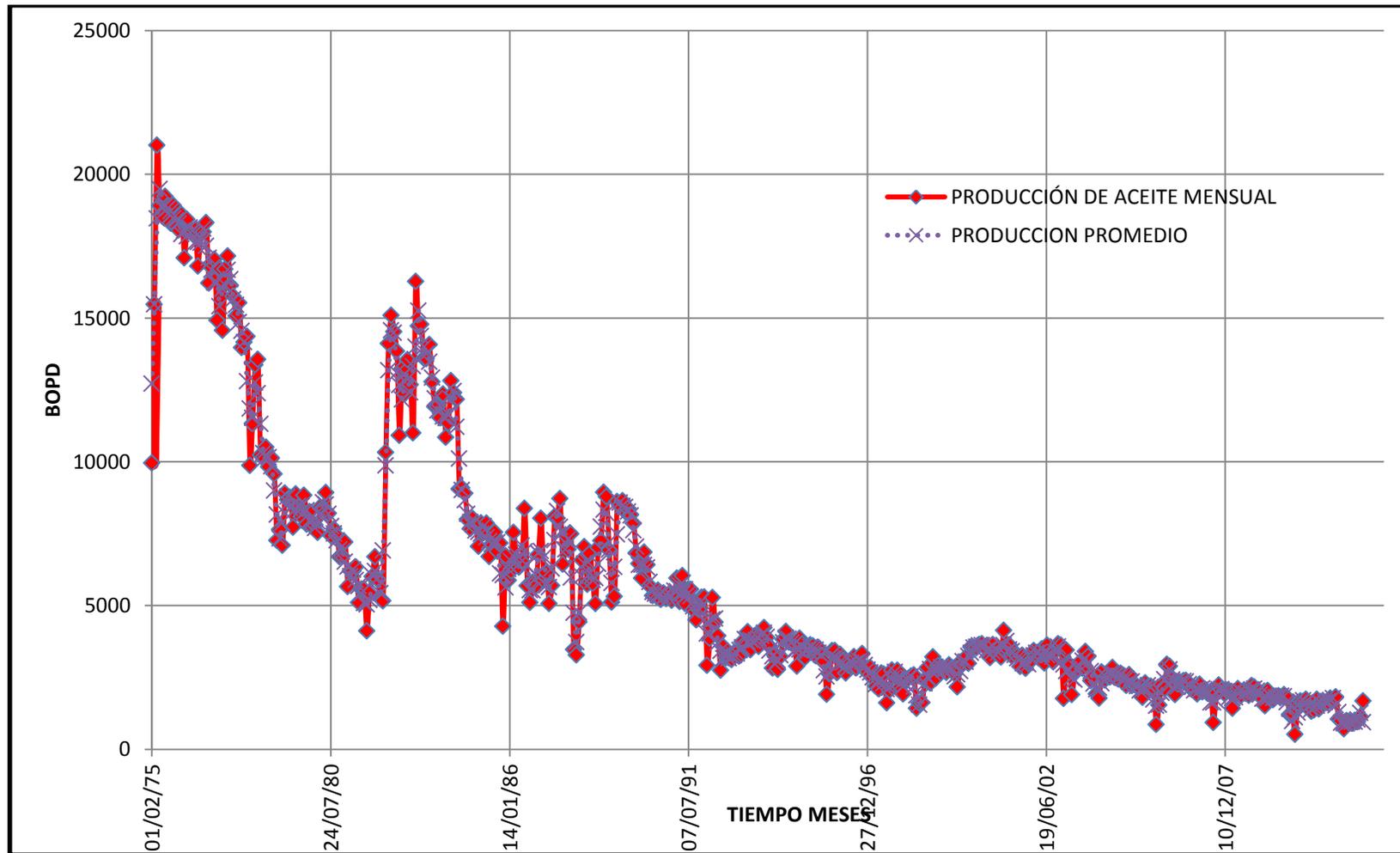
El WOE no puede ser analizado por sí solo, debe ser comparado con la producción incremental, para esto se debe normalizar la producción para efectos de obtener datos más confiables en cuanto a producción incremental, evitando así el error por los tiempos sin producción de cada uno de los pozos. El análisis se realizó a nivel de la formación Monserrate en conjunto.

4.4.3.1 Metodología

Como la producción mensual de petróleo se ve afectada por las condiciones de la operación, se usó una producción mensual promedio fluctuante (Moving Average) para filtrar dichos efectos. Se determinó una ventana fluctuante de producción de tres meses (el mes actual, el mes siguiente y el mes anterior). La Figura xy muestra este concepto. Se calculó la producción máxima de petróleo mensual promedio fluctuante durante los tres meses después del tratamiento. También se calculó la producción mínima de petróleo mensual promedio fluctuante de los tres meses anteriores al tratamiento. El índice de eficiencia del reacondicionamiento es la relación entre la tasa máxima post-estimulación y la tasa mínima pre-estimulación. Por consiguiente, un WOE mayor a 1 indica una mejora en la tasa de producción de petróleo después de un tratamiento.

Sabemos que la relación WOE en sí no es suficiente para decidir si un reacondicionamiento ha tenido éxito o no, entonces se introdujo un segundo criterio: la producción incremental de aceite calculada a los tres meses a partir de la fecha del trabajo que de aquí en adelante se llamará 'producción incremental'. Se registraron entonces las relaciones WOE de los reacondicionamientos así como sus producciones incrementales, y se estudió la relación entre estos dos criterios.

Figura 38. Figura xy prod. de Aceite Mensual (real) comparada con la Prod. Promedio Brisas-02



4.4.3.2 Resultados Índice de eficiencia de workover WOE

Para obtener estos resultados primero que todo recopilamos toda la información acerca de los trabajos de reacondicionamiento de pozos para el campo brisas, luego se clasificaron de acuerdo a la naturaleza, encontrando que para este campo solo se hicieron trabajos de acidificación y un par de trabajos de fracturamiento. Los trabajos de acidificación se realizaban para todo los estratos productores de cada pozo, no se hacían de manera aislada tratamientos individuales por estrato.

A continuación se presentan los trabajos realizados en campo con una breve descripción acerca del trabajo y su correspondiente índice de eficiencia de Workover organizados por pozos, a algunos pozos no se le había realizado trabajos de estimulación como lo son el BR-01, BR 10 y BR -11.

Para BR 02: Estado actual Productor Activo

Tabla 7. Eventos de Índice de Workover pozo Brisas-02

FECHA DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	PRODUCCION PROM PRE-TRATAMIENTO BLS/MES	PRODUCCIÓN PROM POST-ESTIMULACIÓN BLS/MES	WOE	DESEMPEÑO
12/04/1995	Estimulación con aromáticos y FE-ACID	3434	3497	1.0184	POSITIVO
07/01/2003	Tratamiento Acido	3026	2769	0.9150	NEGATIVO

Para BR 04: Estado actual Productor Activo

Tabla 8. Eventos de Índice de Workover pozo Brisas-04

FECHA DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	PRODUCCION PROM PRE-TRATAMIENTO BLS/MES	PRODUCCIÓN PROM POST-ESTIMULACIÓN BLS/MES	WOE	DESEMPEÑO
19/10/2003	Tratamiento Acido	1623	1809	1.1144	POSITIVO
08/07/2005	Fracturamiento Hidráulico	1479	762	0.5153	NEGATIVO

Para BR 08: Estado actual Productor Activo

Tabla 9. Eventos de índice de Workover pozo Brisas-08

FECHA DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	PRODUCCION PROM PRE-TRATAMIENTO BLS/MES	PRODUCCIÓN PROM POST-ESTIMULACIÓN BLS/MES	WOE	DESEMPEÑO
08/12/1987	Estimulación Ácida	4635	2782	0.6000	NEGATIVO
16/05/1989	Estimulación Ácida	369	7426	20.1074	POSITIVO
12/11/2011	Tratamiento Ácido y Orgánico	2021	2186	1.0818	POSITIVO
16/01/2010	Estimulación Orgánica.	2314	2202	0.9014	NEGATIVO

Para BR 09: Estado actual Productor Activo

Tabla 10. Eventos de índice de Workover pozo Brisas-09

FECHA DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	PRODUCCION PROM PRE-TRATAMIENTO BLS/MES	PRODUCCIÓN PROM POST-ESTIMULACIÓN BLS/MES	WOE	DESEMPEÑO
13/02/1995	Estimulación con CL al 15%	3585	5620	1.5674042	POSITIVO
20/06/1998	Estimulación Ácido orgánico	3726	4739	1.2720766	POSITIVO
19/12/2001	Tratamiento Ácido Orgánico	3612	4481	1.2404947	POSITIVO
03/08/2005	Limpieza de perforaciones.	498	1795	3.6020067	POSITIVO
10/01/2006	Fracturamiento Hidráulico.	956	1856	1.9410915	POSITIVO
31/01/2010	Estimulación Orgánica.	2250	1563	0.7344097	NEGATIVO

En las tablas anteriores se muestran los trabajos de reacondicionamiento realizados en el campo Brisas, y entre ellos se pueden observar solo dos son de Fracturamiento y 12 de Acidificación para un total de 14 trabajos. Ahí mismo se muestran los WOE para cada uno de ellos.

Fracturamientos:

El primer Fracturamiento realizado en BR -04 no tuvo beneficio alguno en aumento de producción de aceite, pero si aumento la producción de agua del pozo debido a la cercanía del contacto agua aceite. Por lo tanto presenta un WOE de $0.515 < 1$, y el segundo trabajo de Fracturamiento si produjo un incremento en la producción de 1191Bls de aceite mensuales con un WOE de 1.941. Teniendo un índice de eficiencia de trabajos de reacondicionamiento para los fracturamientos promedio WOE de 1.228.

Acidificaciones:

Para los trabajos de Estimulación Ácida o tratamientos Ácidos se presentan cuatro de ellos con WOE < 1 , el promedio de WOE para ellos es de 0.745. Los 8 restantes Presentan WOE promedio de 3.876 > 1 y con una producción incremental para el menor de 63 Bls de aceite mensuales y el mayor con una producción incremental de 7057 Bls de aceite mensuales evaluados durante los tres meses pre-estimulación y 3 meses post-estimulación. Teniendo un índice de eficiencia de trabajos de reacondicionamiento para las acidificaciones promedio ponderado WOE=2.832.

De acuerdo a los resultados arrojados por este índice se puede afirmar que el mejor trabajo de reacondicionamiento para el campo brisas es el de acidificación con un índice de eficiencia de workover promedio ponderado de 2.832 y una producción incremental promedio de 1585.6 Bls de aceite mensual.

CONCLUSIONES

- Los procesos PASS technique, proveen de un entendimiento global del comportamiento de los pozos en el yacimiento, lo que permite observar conductas comunes de acuerdo a la ubicación de los pozos en los resultados presentados en los gráficos “Cross Hair” o Scatter Plot.
- Se determinó en el análisis de declinación que la producción del campo Brisas se ajusta a la declinación exponencial; y que las reservas estimadas en el pronóstico son de 1.230MMbbls¹⁰.
- Se identificó la existencia de conectividad entre las áreas cercanas al pozo Brisas 2, ya que el análisis de los mapas grid dio como resultado la existencia de migración de fluidos que recargan este pozo.
- La integración de la información estática con las técnicas de análisis rápido de producción ayudó a identificar dos potenciales zonas con menor drene en el campo, una ubicada entre los pozos BR-09 y BR-02 y la otra en la frontera de los Bloques Central y Sur. El riesgo estructural asociado a la segunda zona es mayor, y deberá ser mitigado con una exhaustiva interpretación sísmica .
- La cantidad de información utilizada en el proyecto: producción de petróleo, agua y gas, discretizada por Área, estrato, Pozo, Estado del Pozo (activo, inactivo) hacen de este proyecto un estudio confiable, dinámico y funcional, lo que permitirá a Ecopetrol, optimizar el tiempo de análisis de producción u otros que se necesiten realizar.
- El uso de mapas de Mapas de Burbuja y de Grid, son excelentes herramientas, que permiten observar el comportamiento de la información dinámica y estática respectivamente.
- El proceso del análisis de los índices de Heterogeneidad y de eficiencia de completamiento son estrictamente cualitativos, por esta razón muchas veces sus resultados dependen del intérprete. De ahí que la integración con otra información conlleve a buenos resultados.
- No es recomendable realizar fracturamientos hidráulicos debido a el alto BSW del campo se puede aumentar la producción de agua considerablemente en los pozos.

¹⁰ Reservas no oficiales

- La intervención más recomendada para el Campo Brisas son los tratamientos ácidos. El pozo BR-08 presentó la acidificación más exitosa ya que el incremento en la producción fue de 7000 bbls.
- De acuerdo al HI, el pozo BR-01 debe ser el primer candidato a control de agua o el primero en convertirse en inyector.
- El pozo BR-02 se ubica en el cuadrante de producción de aceite y agua por encima del promedio, por lo tanto se le deben realizar trabajos para el control de agua.
- Durante toda la Historia del campo Brisas los mejores pozos productores son BR-08, Br-09 y BR-10
- El Análisis del Índice de eficiencia de completamiento CEI me confirma que los pozos BR-09 y BR-10 son los que mejor desempeño de producción en el campo para K4B1 y K4B2 respectivamente.
- El Análisis del CEI para K4B2 me dice que el pozo BR-08 al someterse a trabajos para mejorar su capacidad de flujo, rápidamente tendría aumento en la producción.
- Los trabajos de fracturamiento son un riesgo potencial para la producción de agua.
- Los trabajos de Acidificación o tratamiento químico poseen un WOE promedio ponderado igual a 2.832; mas alto que el de fracturamiento.

RECOMENDACIONES

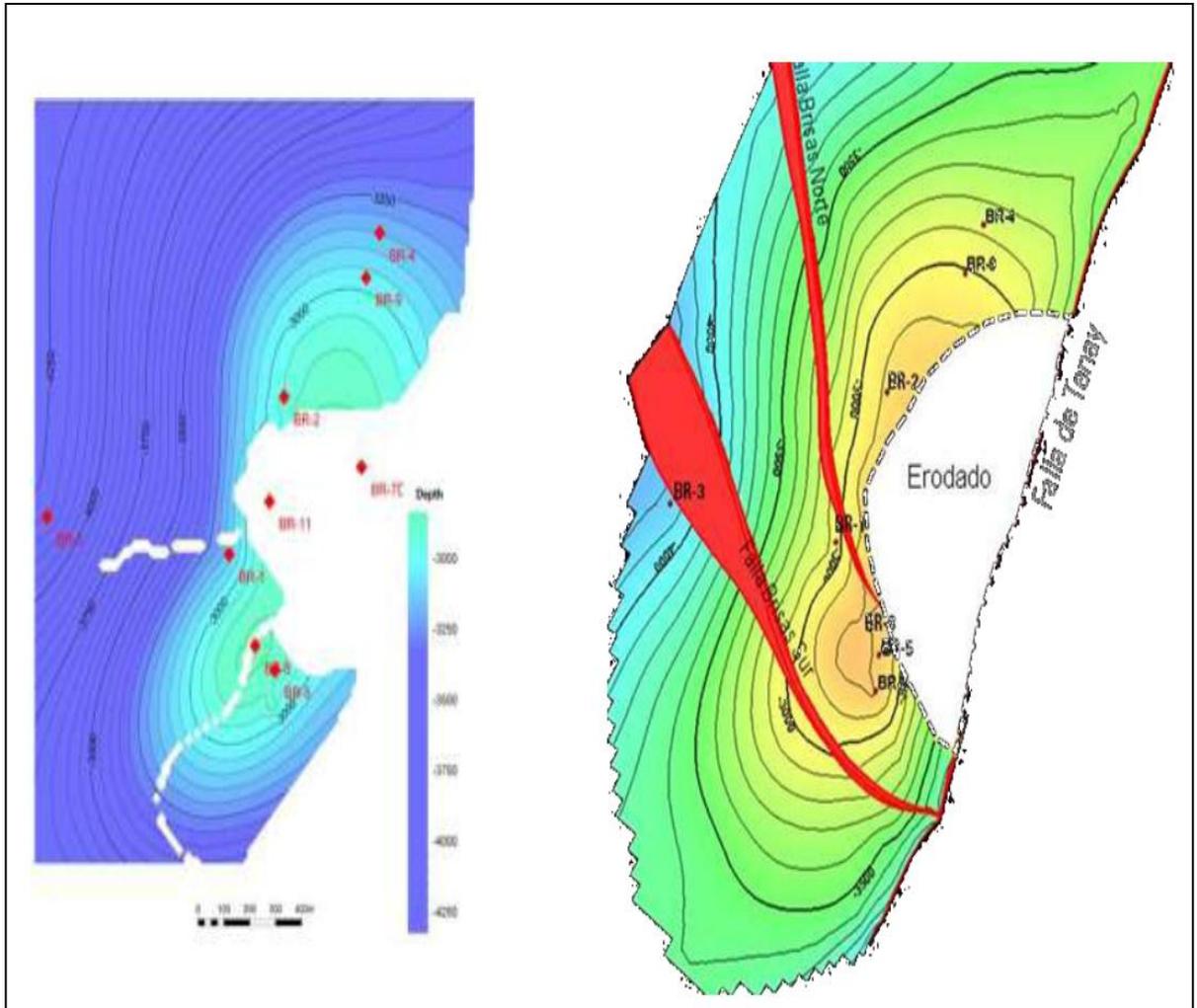
- Tomar en consideración todos los parámetros petrofísicos posibles, si están disponibles registros ILT's y PLT's para tener una información exacta y no promedio como se uso en algunas partes del presente proyecto
- Se recomienda realizar este estudio en campos donde el corte de agua no sea mayor al 80%, debido a que es una limitante en la toma de decisiones.
- Para los pozos con corte de agua mayor al 85% se recomienda no realizar ningún trabajo de fracturamiento, tampoco cuando hay pozos inyectores cerca del pozo independientemente del corte de agua.
- La determinación de los pozos candidatos a posibles trabajos de reacondicionamiento, necesitan un estudio más en detalle, para la aplicación del trabajo que mejor convenga en cada uno de los pozos.
- Entre los dos trabajos de estimulación en el campo se recomienda usar el de acidificación, que como lo demuestra el índice de eficiencia de workover presenta una producción incremental más alta que el de fracturamiento.
- Iniciar un proceso de seguimiento de información dinámica y estática, para un mejor manejo del Campo, para así obtener una base de datos confiable a la cual tengan acceso todos los miembros de equipo de trabajo del campo.
- Contar con un análisis petrofísico y estructural completo para el campo Brisas, como también se recomienda realizar un análisis integrado de sísmica y geología para determinar el contacto agua aceite en la formación Monserrate.
- Se debe tener en cuenta que la migración de fluidos es un factor a revisar, incluyendo el riesgo de producción de agua por avance del contacto y por otra parte el potencial de producción de los pozos considerando el bajo nivel de presión que se estima para el campo.
- Estudiar las fallas que rodean a las posibles zonas sin drenar para no tener lugar a posibles pérdidas de fluidos por conectividad con éstas.

BIBLIOGRAFIA

- Gamble, S., Gaviria, W.: "San Francisco Field Well Performance and Infill Location Study" Hocol S.A. Reporte interno (1998).
- Ames, L.C. Reese, R.D.: "Tools, Processes and Systems: An Integrated Approach to Petroleum Software Training" papel SPE 27582 presentado a la conferencia europea de petróleo y computadores en Aberdeen, Marzo 15-17, 1994.
- Reese, R.D.: "Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing" papel SPE 36604 presentado al congreso anual de la SPE en Denver, Octubre 6-9, 1996.
- . W. Gaviria y H. Borja, Hocol S.A., F. Groff y S. Gamble, Schlumberger. "Optimización de Producción mediante una Metodología Estructurada de Análisis de Información en el Campo San Francisco" ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 16-19 de Octubre de 2001
- SUAREZ, A; GAVIRIA, William; PAVAS, J; FRORUP, M. "Beating the Marginal Well Performance in a Mature Field". SPE 49987
- AL-FATTAH, S; DALLAG, M; ABDULMOHSIN, W; AL-HARBI, W; ISSAKA, M. Intelligent Integrated Dynamic Surveillance Tool Improves Field Management Practices. SPE 99555.
- SCHLUMBERGER S.A. Technical Manual Oil Field Manager®. Reservoir and Production Analysis.
- SCHLUMBERGER S.A. Manual OilField Manager. 2005
- Arps, J.J, Estimation of Primary Oil Reserves, AIME. Vol 207, 1956
- Fetkovich MJ, Fetkovich EJ y Fetkovich MD. Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation and Analysis. SPE 28628. 1994
- INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO, Division de produccion. Estudio de dano a la formacion Campo Brisas informe final ECP-ICP-315-03, Piedecuesta, Marzo de 2003.
- PDVSA. Manual Pass-Tecniqe. 2002

ANEXOS

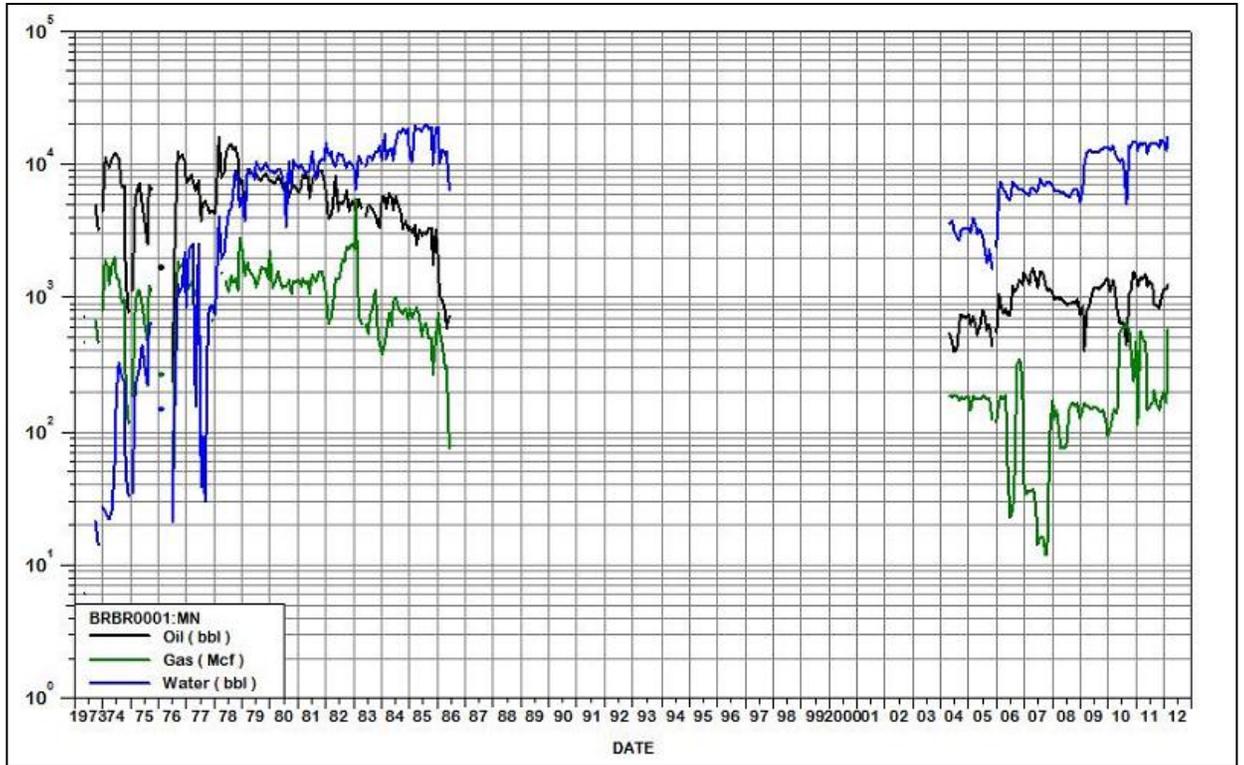
ANEXO 1 LOCALIZACIÓN DE POZOS DE CAMPO BRISAS DESPÚES DE ESTUDIO DE 2010



Fuente: Estudio Campo Brisas-2010. Ecopetrol

ANEXO 2. EVENTOS DE PRODUCCIÓN POR POZO-CAMPO BRISAS

a) Producción del pozo BR -01

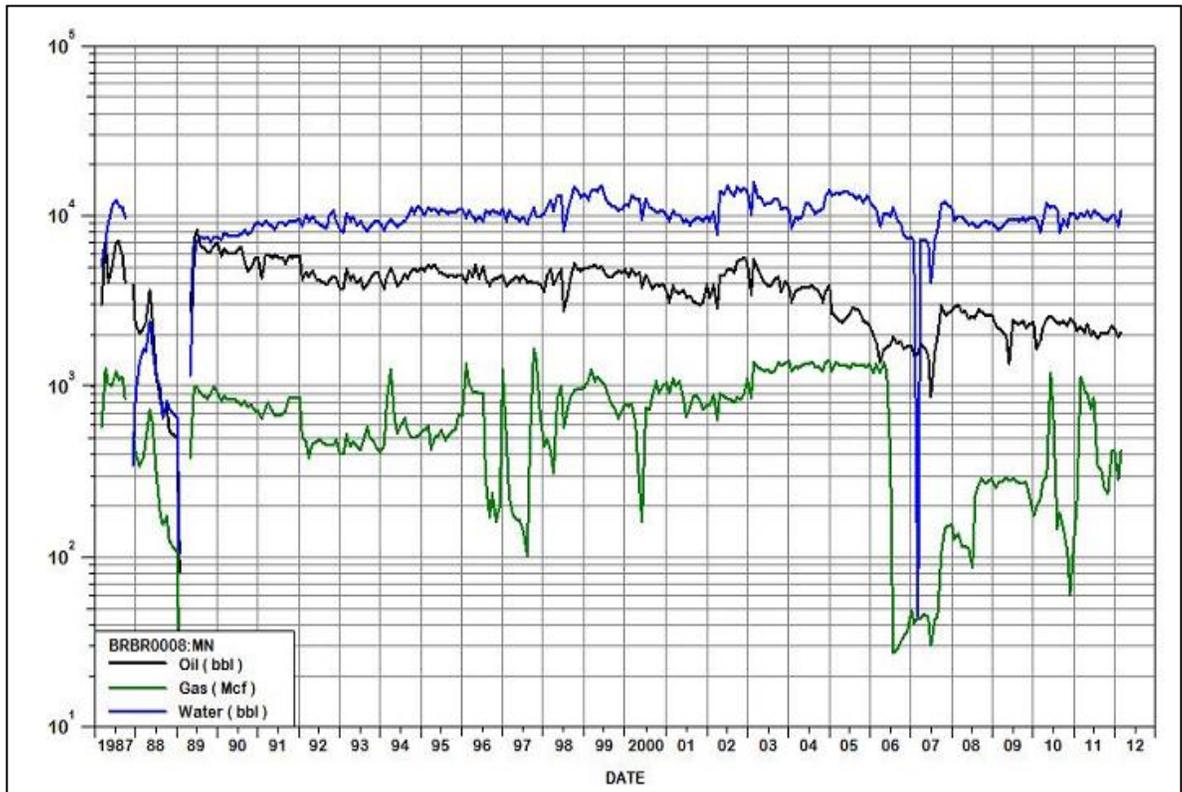


La anterior figura presenta el comportamiento de producción del pozo BR-01, de cual se puede comentar lo siguiente:

- El pozo BR-01 fue perforado en marzo de 1973 e inició su producción sin agua. Sin embargo, su corte de agua se incrementó paulatinamente, sugiriendo que el agua estaba relativamente cercana al pozo.
- La prueba de formación en hueco abierto 4250'-4371' (K4B1) resultó sin producción de agua.
- En mayo de 1977 se cañonean intervalos 4132'-4227' sel. en la arena K4A, que son aislados en julio del mismo año, por considerar que no hubo aporte a la producción del pozo, por lo que este evento no ha sido tenido en cuenta en el modelo de simulación. Sin embargo, el reporte de achicamiento del pozo, indicó una recuperación de 68 bbl de fluido de formación con un corte de agua de 30%.
- El aislamiento de la arena K4B3 en el pozo BR-01 en 1977 fue efectivo, confirmando presencia de agua únicamente en esta arena en esta fecha. El agua no había llegado a la arena K4B2 o K4B1, ya que el pozo arrancó con corte de agua bajo después de esta reparación.

- En febrero de 1979 se aisló totalmente K4B2 y la base de K4B1. Se desconoce el comportamiento de la presión fluyente. Sin embargo, el pozo atenuó ritmo de crecimiento de corte de agua, pero a la misma tasa de producción de fluidos (600 BLPD), no incrementó su tasa de petróleo. En esta fecha se prueban selectivamente los intervalos 4390'-4410'.
- En junio de 1980 se reabren a producción las arenas de la base de K4B1 y de K4B2, pero no se observa mayor sensibilidad a este cambio en términos de producción.
- En 1983 el pozo se mantuvo en producción sin cambios en perforaciones.
- A partir del año 1986 el pozo quedó cerrado siendo utilizado como observador de presiones.
- El pozo se reactiva a producción en mayo del año 2004, en las arenas K4B1 y K4B2.

b) Producción del pozo BR -08

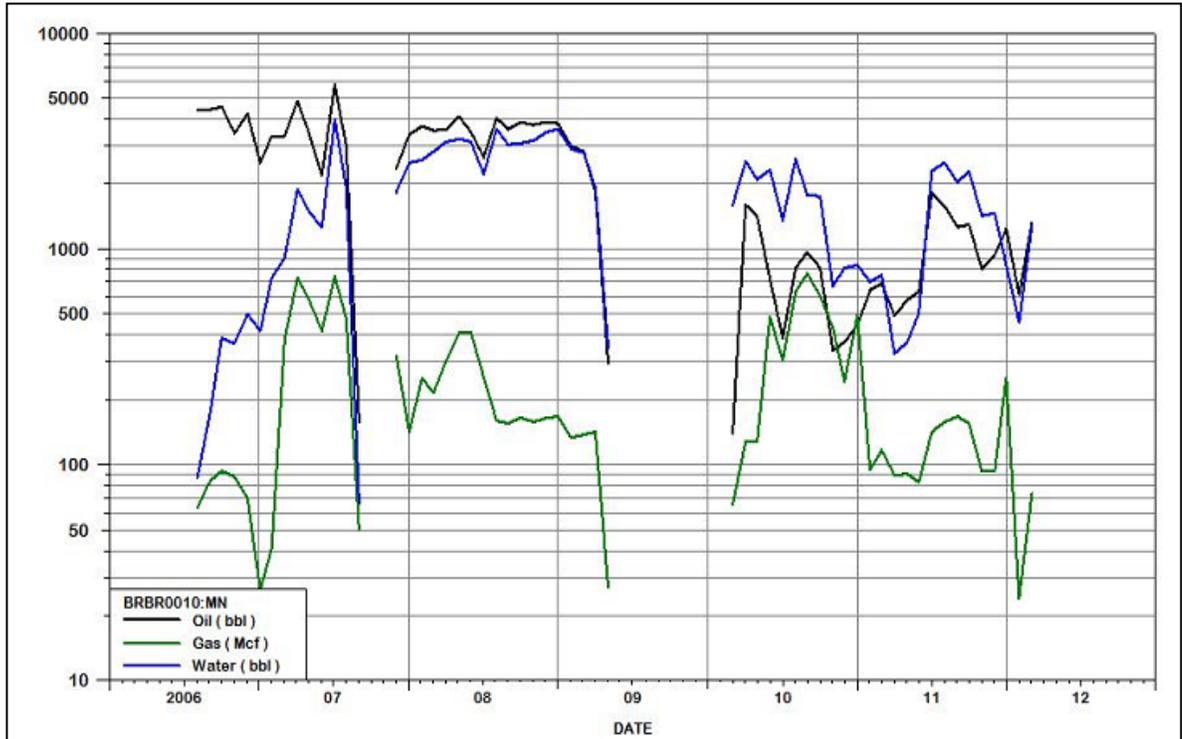


La anterior figura presenta el comportamiento de producción del pozo BR-08. Para este pozo, se puede comentar lo siguiente:

- El pozo fue terminado el 03 de mayo de 1986. Quedó abierto en las arenas K4B2 y el tope de K4B3.

- Las pruebas selectivas realizadas durante el completamiento inicial del pozo, demostraron que había producción de agua a través de los intervalos cañoneados en la base de K4B3. Una observación importante es que no es evidente una zona saturada de agua, según la interpretación de los registros.
- Para la terminación inicial del pozo, se decidió dejar abiertos a producción solo los intervalos 4132'-4154' (K4B2) y 4161'-4186' (tope de K4B3).
- La arena K4C probó petróleo, de manera que se comporta, al menos localmente, como una arena independiente. Quedan dudas en cuanto al fluido contenido en el intervalo estratigráfico K4B3SL, dado que cuando se probó selectivamente el corte de agua resultó aparentemente más bajo. Sin embargo, tanto la tasa de líquido como el nivel de fluidos dinámico son similares, de manera que se desconoce el aporte que dicho intervalo pueda tener. Además, aunque se insinúa un sello entre el K4B3SL y el K4B3, no se puede garantizar que dicho sello esté presente en todas partes como para garantizar aislamiento vertical.
- Se cree que para que el agua haya llegado a la arena K4B3 en 1986, debió hacerlo desde el flanco occidental, como consecuencia de la producción del pozo BR-05. Se mantiene la incertidumbre si el agua llega a través de capas delgadas de alta permeabilidad, o a través de un canal de alta permeabilidad o fracturas que pueda estar controlando el movimiento del agua dentro del yacimiento.
- En noviembre de 1987, el pozo fue empaquetado con grava, lo que le llevó a reducir su aporte total de producción.
- En diciembre de 1987 el pozo fue estimulado con diesel, sin incidencia notable en su tasa de producción de fluidos.
- En mayo de 1989 se realizó estimulación ácida, fecha a partir de lo cual se mantuvo activo con unos 450- 600 BFPD y un corte de agua creciente desde un 50% en 1989 hasta un 80% en el año 2010.
- Se observa un aumento en el corte de agua en el año 2005, que corresponde con dos posibles eventos. El primero, la reactivación del pozo BR-01, unos seis meses antes. El segundo, un aumento en la extracción en el pozo con el aumento de la extracción de fluidos, lo que puede asociarse a flujo preferencial por algunas de las capas.

c) Producción del pozo BR -10

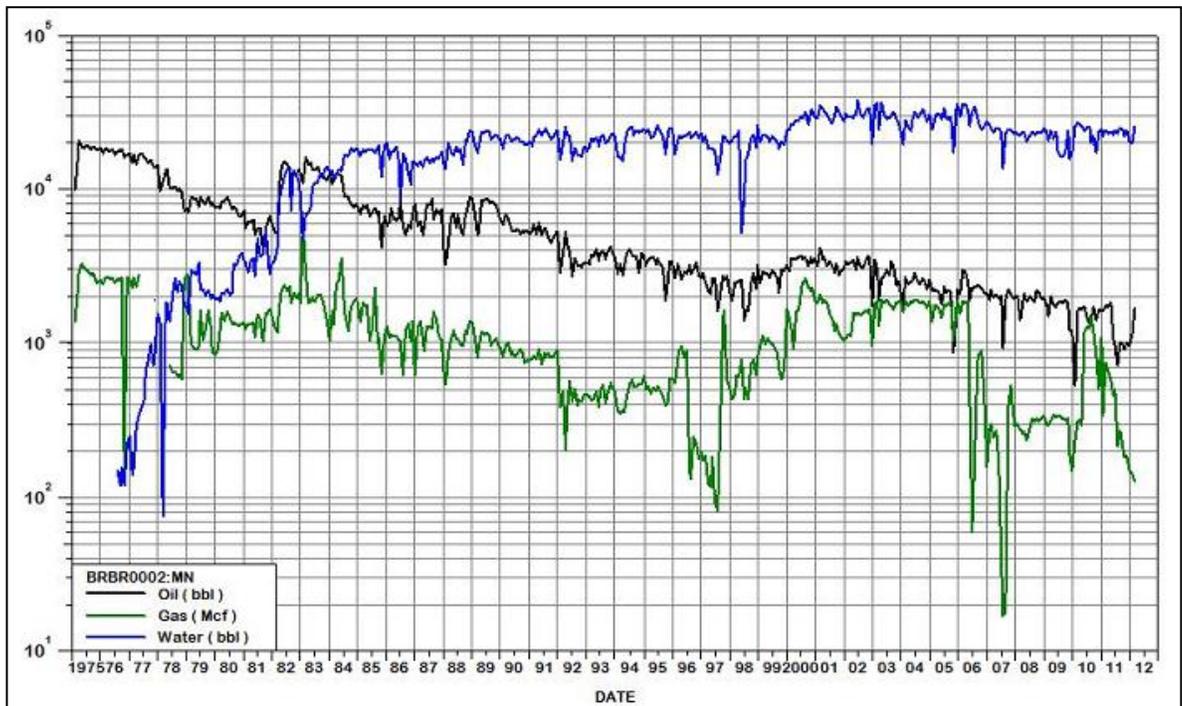


La anterior figura presenta el comportamiento de producción del pozo BR-10. Para este pozo, se puede comentar lo siguiente:

- El pozo fue terminado el 21 de julio de 2006 como reemplazo del pozo BR-05. Quedó abierto en las arenas K4B2 y en K4B3.
- Aunque un poco más profundo en la estructura que el pozo BR-05, ambos pozos tienen desarrollos de arenas similares.
- Desde su terminación inicial el pozo ha presentado problemas de producción de arena, con taponamientos parciales de la formación y daños a la bomba de subsuelo.
- Desde su terminación inicial, el pozo BR-10 no ha experimentado cambios de intervalos expuestos a producción.
- El agua en el pozo BR-10 puede estar llegando por los dos flancos, el occidental donde se ubica el pozo BR-01, o el oriental, a través de la falla que comunica el bloque central con el bloque sur.

Por otro lado se encuentra el bloque norte donde se encuentran ubicados la mayoría de los pozos, y a su vez es el bloque que más ha drenado fluido siendo así la de mayor aporte al petróleo acumulado. De este bloque norte hacen parte los pozos BR -02, BR -04, BR -09 y BR -11

d) Producción del pozo BR -02

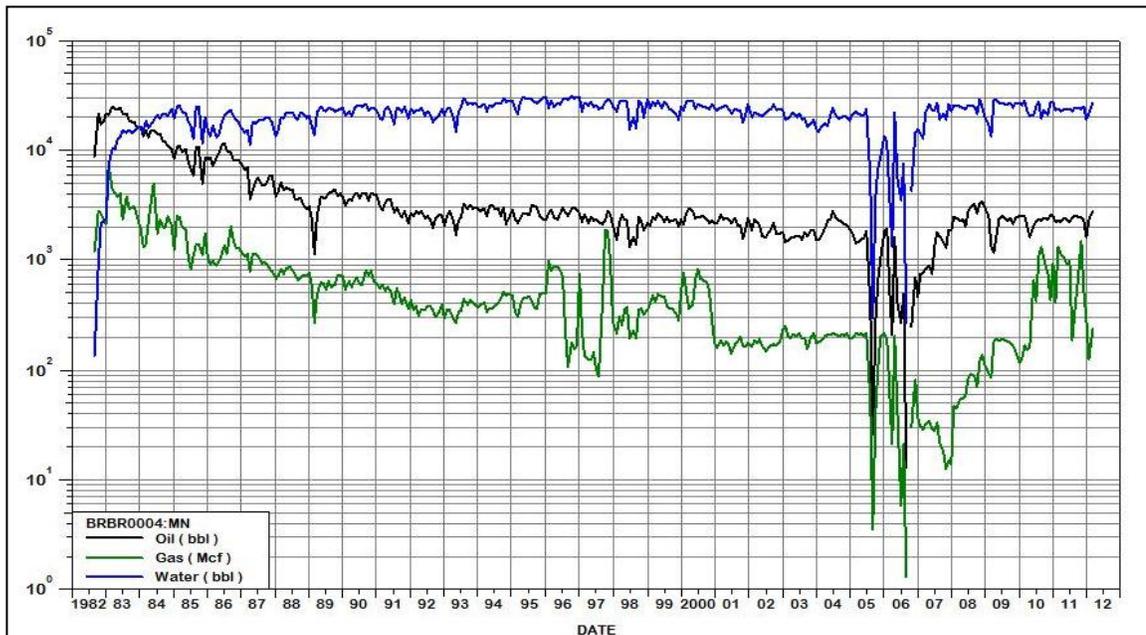


La anterior figura presenta el comportamiento de producción del pozo BR-02. Para este pozo se puede comentar lo siguiente:

- El BR-02 fue el segundo pozo perforado en el campo Brisas y es el más alto en la estructura en el bloque norte. Fue terminado el febrero de 1975 dejando expuestas a producción las arenas K4B1, K4B2 y K4B3.
- El pozo arrancó inicialmente con 600 BOPD sin agua. La irrupción de agua se produce a finales de 1976.
- Dada la cercanía al acuífero hacia el occidente, es más probable que el agua provenga de este flanco. Esto además tiene sentido con la baja producción inicial de agua del pozo BR-04 en el año 1982, cuando el pozo BR-02 tenía ya cerca de un 45% de corte de agua.
- En el año 1979 se observa una atenuación de la tasa de crecimiento del corte de agua, pero no se encontró ningún evento que pueda explicar tal comportamiento.
- En abril de 1982, debido al corte de agua (45% para la fecha) se decidió aislar y evaluar el intervalo inferior 4266'-4274' mediante un tapón puente colocado a 4226'. Durante la prueba selectiva, el agua se mantuvo variable.
- Los resultados de la reparación sugirieron que la tasa de crecimiento del corte de agua pudo atenuarse levemente, pese al incremento en la tasa de extracción.

- En febrero de 1983 se pescó el tapón puente y se asentó un retenedor a la misma profundidad de 4226'. El corte de agua se redujo temporalmente y luego incrementó nuevamente. Esto indica que el agua venía parcialmente de las arenas K4B3, pero que también estaba fluyendo a través de los intervalos de K4B2 y/o de K4B1.
- En abril de 1985 se realizó estimulación orgánica a los intervalos 4121'-4220' sel. El solvente usado consistió de Diesel - 70% Solvente; Xileno - 20% solvente, Musol - 10% Solvente Mutual; HYFLO IV - 0.5% (Surfactante Aniónico/No Iónico). Se reportó que se encontraba un pescado a 4205' que no imposibilitó hacer la estimulación.
- En el año 1986 se observa una reducción en el corte de agua, pero no se encontró documentado ningún evento que pueda explicar dicho comportamiento.
- En abril de 1995 se realizó tratamiento con sistema aromático y Fe ACID15% sentando empaque a 4033', sin cambios perceptibles en el comportamiento de producción.
- En noviembre de 1999, durante un servicio a la bomba de fondo, se verificó fondo del pozo limpio a 4226'.
- En enero de 2003 se realizó tratamiento ácido de HCL al 7.5% con xileno al 40%.
- En noviembre de 2005, durante una medición de gradiente estático de fondo, se detectó pescado a 4201'. Este pescado no parece causar restricciones sensibles al flujo del pozo.

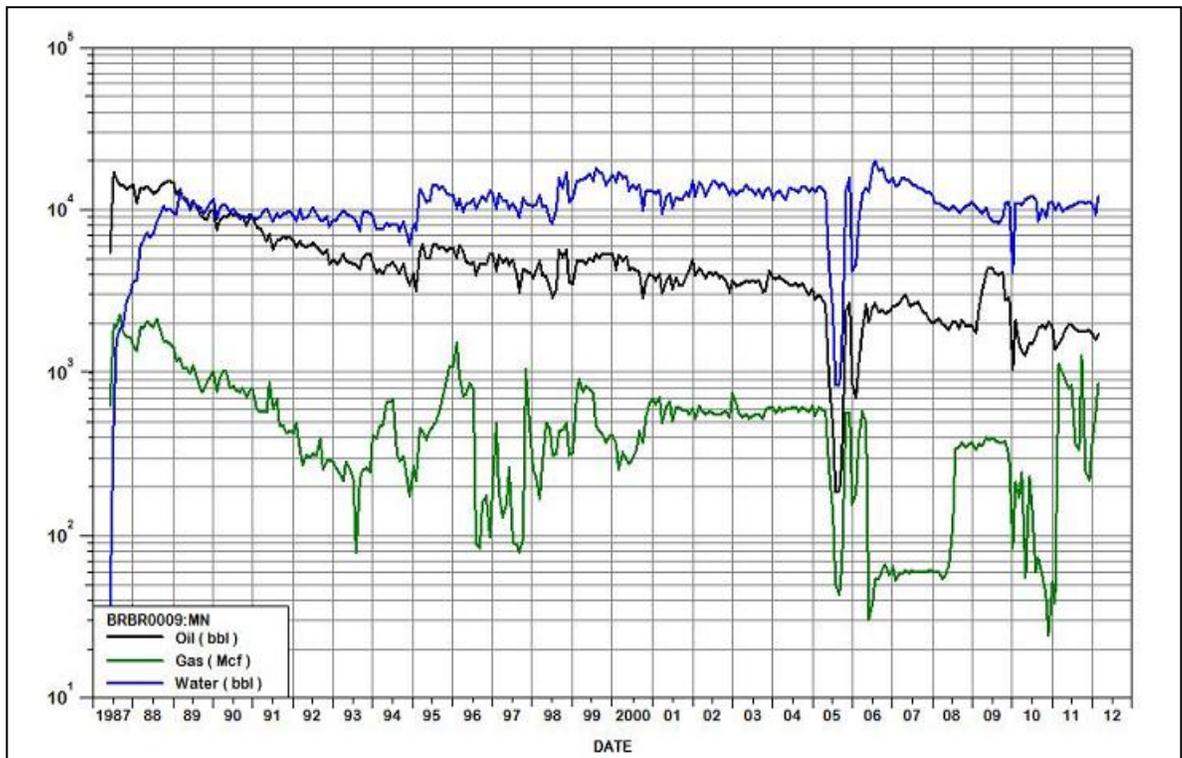
e) Producción del pozo BR -04



La anterior figura presenta el comportamiento de producción del pozo BR-04. Para este pozo, se puede comentar lo siguiente:

- El pozo fue terminado el 16 de septiembre de 1982 en el flanco norte del Campo Brisas. Quedó abierto en las arenas K4B1, K4B2 y K4B3.
- Arrancó inicialmente con bajo corte de agua (2%), pero el corte se incremento rápidamente, sugiriendo que el agua se encontraba relativamente cercana al pozo. Se infiere que la llegada del agua al pozo se produce desde el flanco norte del campo.
- En febrero de 1984 se probó el intervalo 5046'-5056' (K4B3) con 35% de agua. Dado que el pozo tenía un corte de agua cercano al 50%, el agua debió estarse moviendo también a través de K4B2.
- El movimiento del agua a través del K4B1 es improbable dado que el pozo BR-02, el único existente hasta la fecha presenta este estrato erosionado, y el BR-09 no había sido perforado para la fecha.
- En enero de 1985 se aisló mediante tapón puente el último intervalo asociado a K4B3, después de haberlo probado selectivamente con 100%. Es importante destacar, que aunque las pruebas selectivas resultaron favorables, el comportamiento de producción no experimentó un cambio sensible, aunque la tasa de crecimiento del corte de agua parece haberse atenuado levemente. Esto es consistente con la observación anterior que establece que el agua ha debido moverse simultáneamente por K4B3 y por K4B2, para la fecha.
- En septiembre de 2003 se cañonearon adicionalmente los intervalos de K4A y las arenas superiores de K4B1, sin cambios sensibles en el comportamiento de producción.
- En octubre de 2003 se realizó tratamiento ácido, sin mayor respuesta desde el punto de vista de la producción. Se reporta que el último intervalo, perteneciente al intervalo K4B2 probó 100% agua.
- En julio de 2005 se realizó un fracturamiento hidráulico al pozo y se dejó aislado el último intervalo, con tapón puente a 4943', por haberse probado sólo con trazas de crudo. También durante este trabajo se probaron selectivamente los intervalos 4872'-4940' con 98-99% de agua, pero no fueron aislados.
- En enero de 2008 se realizó una profundización de la bomba y se limpió fondo hasta 4881', sin avance.

f) Producción del pozo BR -09



La anterior figura presenta el comportamiento de producción del pozo BR-09. Para este pozo, se puede comentar lo siguiente:

- El pozo fue terminado el junio de 1987 en el flanco norte del Campo Brisas en las arenas K4B1 y K4B2.
- Arrancó inicialmente con un corte de agua bajo, que se incrementó paulatinamente hasta el nivel de 90% en el año 2010.
- Hacia el año 1990 se observa una reducción en el corte de agua que no se justifica a través de eventos, lo cual podría atribuirse a problemas de medición.
- En septiembre de 1993 se abrieron a producción los intervalos superiores de K4B1 y las arenas K4A. Se detectó un colapso en el revestimiento a 4490', con una reducción de 1/16". No hubo un cambio sensible en el comportamiento de producción del pozo. El incremento en la tasa de petróleo se estimó inicialmente en unos 15 BOPD, y el ritmo de crecimiento del corte de agua se atenuó temporalmente.
- En febrero de 1995 se realizó un tratamiento con solvente orgánico y HCL al 15% para disolver depósitos de carbonato de calcio y magnesio encontrados en la tubería. Esta limpieza con ácido fue exitosa y permitió incremental la tasa de líquido y petróleo del pozo.

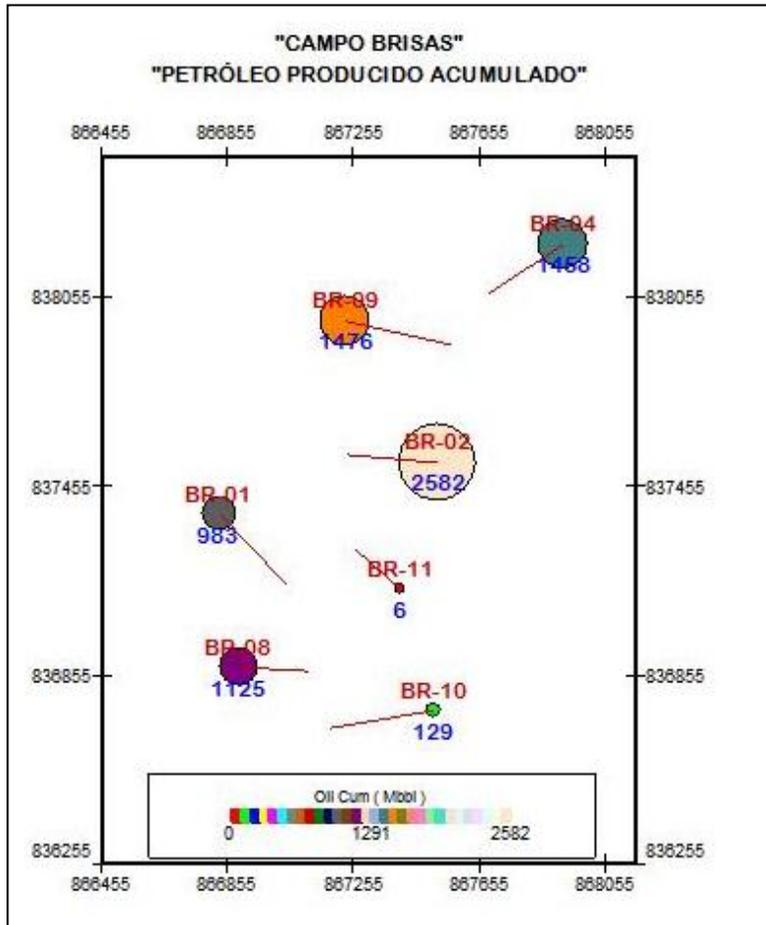
- En junio de 1998 se realizó tratamiento ácido y orgánico a todos los intervalos, lo cual permitió incrementar la producción de petróleo en 50 BOPD manteniendo el corte de agua.
- En diciembre de 2001 y en octubre de 2003, se realizó nuevamente tratamiento ácido orgánico al pozo.
- En abril de 2005 se aisló el intervalo 4582-4606' (K4B2) mediante retenedor a 4566'.
- Se realizó otra limpieza ácido-orgánica en julio de 2005.
- En septiembre de 2005 se molió el retenedor dejando nuevamente expuesta a producción la arena K4B2.
- En enero del año 2006 se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 4514'-4550' sel., correspondiente a las arenas basales de K4B1, según se aprecia en la Figura 57. Se dejó aislado nuevamente el intervalo K4B3 mediante tapón puente ubicado a 4569'.
- En marzo de 2006 se retiró el tapón puente, dejando nuevamente expuesto a producción el intervalo correspondiente a la arena K4B2.

ANEXO 3. COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE CAMPO BRISAS

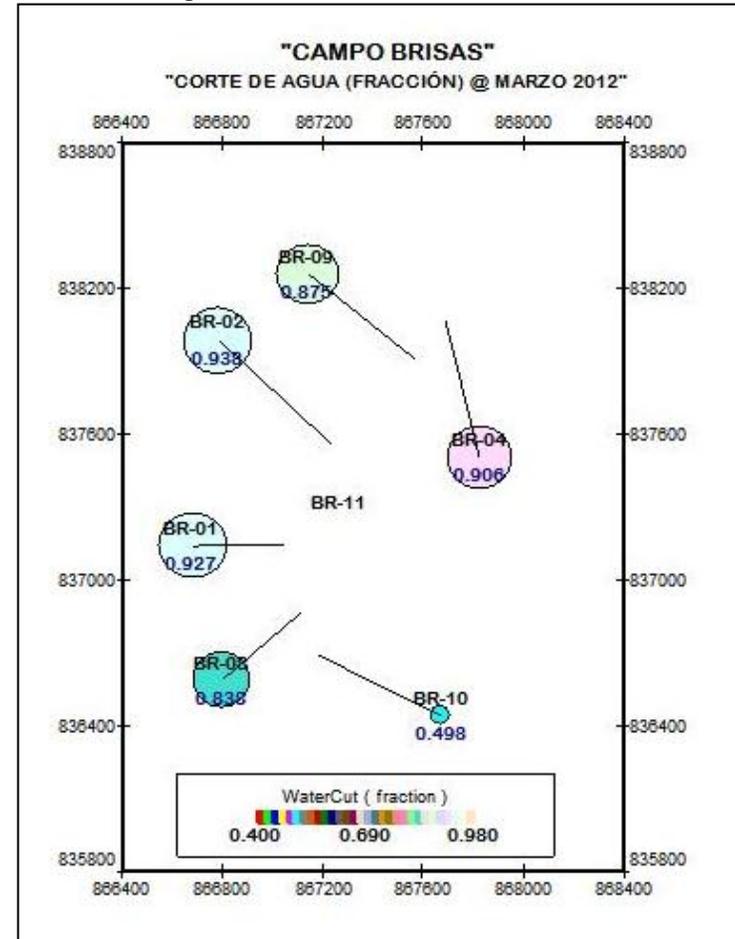
Se muestra el comportamiento volumétrico de la producción por medio del uso de los mapas de burbuja generados en OFM. Se realizó el análisis de la producción de petróleo acumulada y del corte de agua a marzo de 2012. Los resultados se muestran a continuación:

- Los pozos del campo Brisas poseen una producción de agua importante, por lo cual se puede considerar el cambio de algunos pozos a inyectores para que mejore el empuje de otros, es posible en aquellos que tienen conectividad directa como se vió entre el pozo Brisas-1 y Brisas-2.

Petróleo Acumulado @ Marzo 2012



Corte de Agua @ Marzo 2012

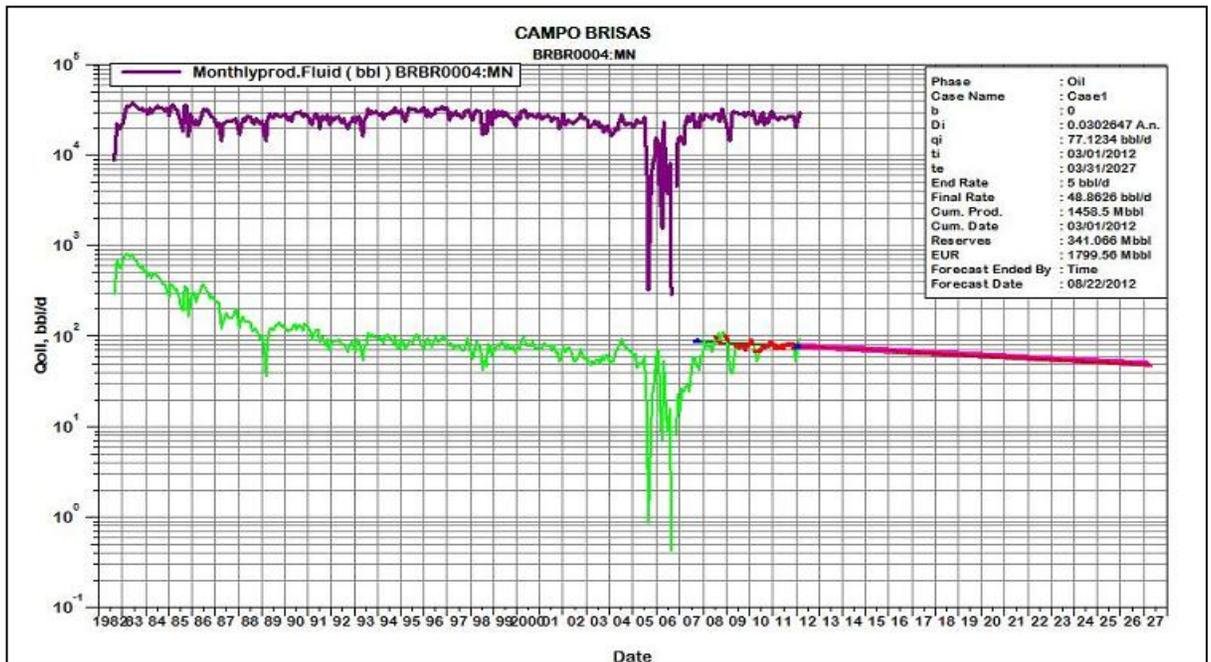


ANEXO 4. CURVAS DE DECLINACIÓN DE LOS POZOS DE CAMPO-BRISAS

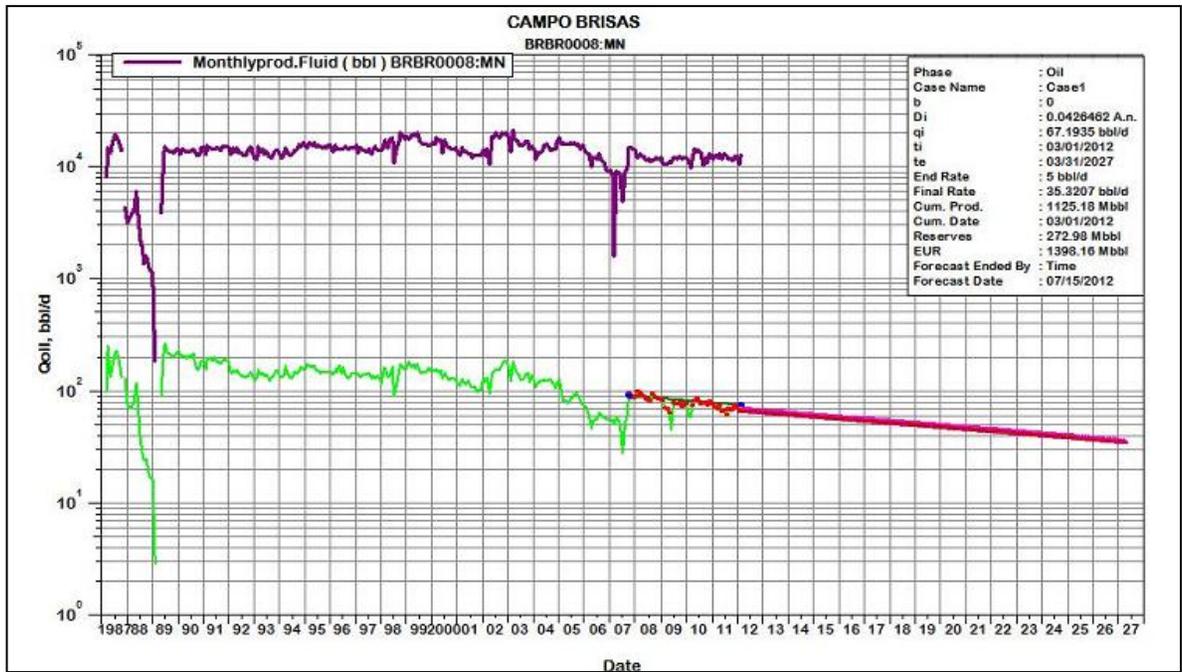
a) Pozo Brisas-01



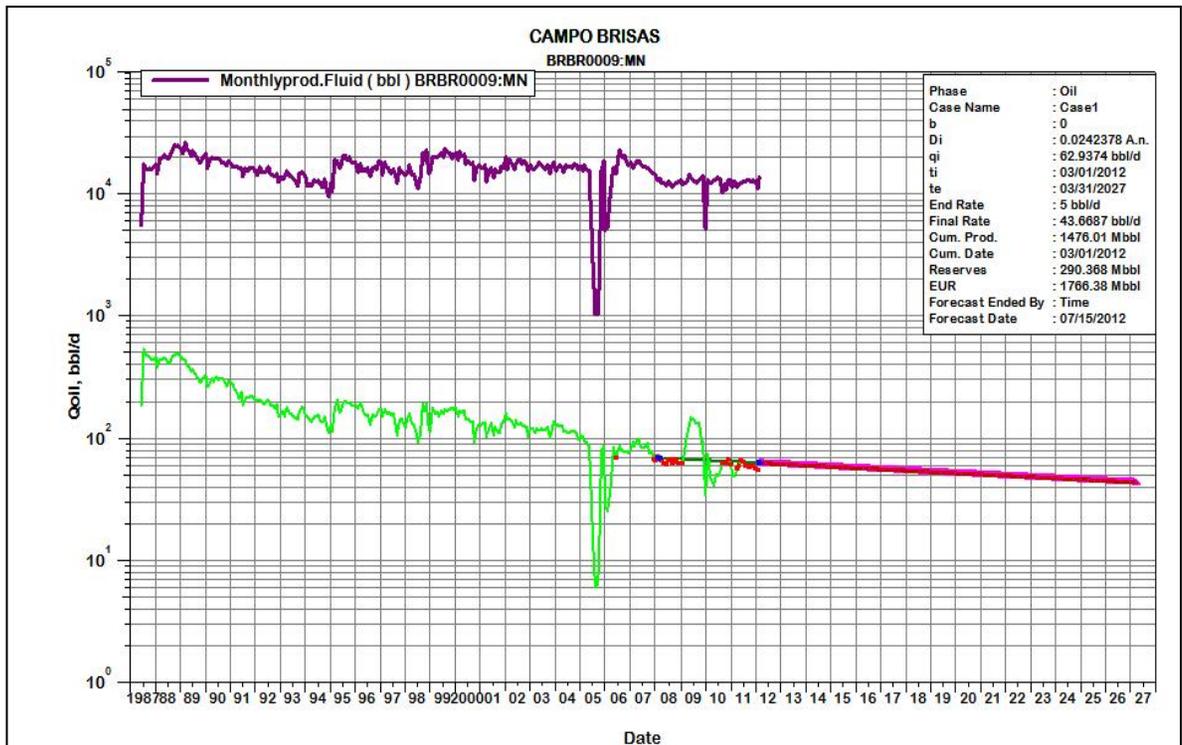
b) Pozo Brisas-04



c) Pozo Brisas-08



d) Brisas-09



ANEXO 5. PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR POZO Y POR ESTRATO

Reservoir SUMMARY

Well	Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av Perm
				TVD	TVD	TVD	TVD	TVD				
BRISAS-1	K4A	MD	ft	4125.22	4223.49	98.27	31	0.315	0.17	0.406	0.22	19.801
BRISAS-1	K4A	TVD	ft	4123.85	4222.32	98.23	30.99	0.315				
BRISAS-1	K4B1	MD	ft	4223.49	4382.33	158.84	93.08	0.586	0.164	0.367	0.172	21.601
BRISAS-1	K4B1	TVD	ft	4222.32	4381.24	158.77	93.03	0.586				
BRISAS-1	K4B2	MD	ft	4382.33	4440	57.67	50.17	0.87	0.174	0.214	0.157	91.654
BRISAS-1	K4B2	TVD	ft	4381.24	4438.7	57.63	50.13	0.87				
BRISAS-1	K4B3	MD	ft	4440	4541.33	101.33	80.75	0.797	0.195	0.358	0.133	53.9
BRISAS-1	K4B3	TVD	ft	4438.7	4540.04	101.17	80.62	0.797				
BRISAS-1	K4B3SL	MD	ft	4541.33	4635.41	94.08	26	0.276	0.148	0.845	0.105	2.507
BRISAS-1	K4B3SL	TVD	ft	4540.04	4633.89	93.93	25.96	0.276				
BRISAS-1	K4C	MD	ft	4635.41	4833.04	197.63	74.5	0.377	0.194	0.745	0.116	11.01
BRISAS-1	K4C	TVD	ft	4633.89	4831.28	197.53	74.44	0.377				
BRISAS-1	All Zones	MD	ft	4125.22	4833.04	707.82	355.5	0.502	0.178	0.462	0.149	35.048
BRISAS-1	All Zones	TVD	ft	4123.85	4831.28	707.25	355.17	0.502				
BRISAS-2	K4B1	MD	ft	4117.17	4175	57.83	23	0.398	0.208	0.306	0.212	91.246
BRISAS-2	K4B1	TVD	ft	4116.05	4174.02	57.8	22.99	0.398				
BRISAS-2	K4B2	MD	ft	4175	4232.66	57.66	53.91	0.935	0.208	0.177	0.168	314.713
BRISAS-2	K4B2	TVD	ft	4174.02	4231.49	57.63	53.88	0.935				
BRISAS-2	K4B3	MD	ft	4232.66	4326.23	93.57	70.59	0.754	0.204	0.261	0.183	126.671
BRISAS-2	K4B3	TVD	ft	4231.49	4324.9	93.48	70.53	0.754				
BRISAS-2	K4B3SL	MD	ft	4326.23	4415.79	89.56	10.5	0.117	0.159	0.776	0.144	4.325
BRISAS-2	K4B3SL	TVD	ft	4324.9	4414.77	89.43	10.48	0.117				
BRISAS-2	K4C	MD	ft	4415.79	4601.37	185.58	23	0.124	0.196	0.637	0.173	12.826
BRISAS-2	K4C	TVD	ft	4414.77	4600.09	185.4	22.97	0.124				
BRISAS-2	All Zones	MD	ft	4117.17	4601.37	484.2	181	0.374	0.202	0.311	0.179	156.634
BRISAS-2	All Zones	TVD	ft	4116.05	4600.09	483.74	180.85	0.374				
BRISAS-3	K4	MD	ft	3670	3950	280	280	0.691	0.21	0.711	0.174	93.5
BRISAS-3	K4	TVD	ft	3669.48	3949.2	279.72	279.72	0.691				
BRISAS-3	K4A	MD	ft	5201.11	5381.21	180.1	180.1	0.275	0.169	0.747	0.16	51.603
BRISAS-3	K4A	TVD	ft	5198.86	5378.19	179.43	179.43	0.275				
BRISAS-3	K4B1	MD	ft	5381.21	5512.39	131.18	73.14	0.558	0.152	0.927	0.157	32.255
BRISAS-3	K4B1	TVD	ft	5378.19	5509.14	130.64	72.85	0.558				
BRISAS-3	K4B2	MD	ft	5512.39	5556.46	44.07	44.07	1	0.171	0.969	0.093	57.076
BRISAS-3	K4B2	TVD	ft	5509.14	5552.98	43.91	43.91	1				
BRISAS-3	K4B3	MD	ft	5556.46	5644.06	87.6	84.29	0.962	0.204	0.955	0.1	121.077
BRISAS-3	K4B3	TVD	ft	5552.98	5640.18	87.31	84.01	0.962				
BRISAS-3	K4B3SL	MD	ft	5644.06	5736.47	92.41	40.5	0.438	0.158	0.951	0.141	27.346
BRISAS-3	K4B3SL	TVD	ft	5640.18	5732.41	92.14	40.38	0.438				
BRISAS-3	K4C	MD	ft	5736.47	5924.53	188.06	188.06	0.266	0.169	0.927	0.179	14.001
BRISAS-3	K4C	TVD	ft	5732.41	5919.86	187.51	187.51	0.266				
BRISAS-3	All Zones	MD	ft	3670	5924.53	1003.42	1003.42	0.533	0.186	0.833	0.15	70.177
BRISAS-3	All Zones	TVD	ft	3669.48	5919.86	1000.64	1000.64	0.533				
BRISAS-4	K4A	MD	ft	4663.6	4771.76	108.16	64.5	0.596	0.186	0.528	0.263	18.7
BRISAS-4	K4A	TVD	ft	4167.2	4260.05	92.56	55.2	0.596				
BRISAS-4	K4B1	MD	ft	4771.76	4956.39	184.63	114.5	0.62	0.217	0.334	0.143	90.766
BRISAS-4	K4B1	TVD	ft	4260.05	4417.97	158.02	98	0.62				
BRISAS-4	K4B2	MD	ft	4956.39	5035.1	78.71	62.35	0.792	0.189	0.215	0.16	133.887
BRISAS-4	K4B2	TVD	ft	4417.97	4485.21	67.42	53.4	0.792				
BRISAS-4	K4B3	MD	ft	5035.1	5113.8	78.7	74.7	0.949	0.173	0.369	0.184	27.553
BRISAS-4	K4B3	TVD	ft	4485.21	4552.93	67.47	64.04	0.949				
BRISAS-4	K4B3SL	MD	ft	5113.8	5213.03	99.23	51	0.514	0.186	0.754	0.205	32.801
BRISAS-4	K4B3SL	TVD	ft	4552.93	4638.07	85.33	43.85	0.514				
BRISAS-4	K4C	MD	ft	5213.03	5461.48	248.45	248.45	0.143	0.211	0.958	0.166	91.914
BRISAS-4	K4C	TVD	ft	4638.07	4852.72	214.61	214.61	0.143				
BRISAS-4	All Zones	MD	ft	4663.6	5461.48	797.88	797.88	0.505	0.195	0.462	0.182	66.918
BRISAS-4	All Zones	TVD	ft	4167.2	4852.72	685.42	345.11	0.503				
BRISAS-5	K4B1	MD	ft	4263.22	4332.21	68.99	51.96	0.753	0.182	0.402	0.225	28.265
BRISAS-5	K4B1	TVD	ft	4082.2	4149.38	67.16	50.58	0.753				
BRISAS-5	K4B2	MD	ft	4332.21	4397.67	65.46	64.54	0.986	0.185	0.186	0.132	151.619
BRISAS-5	K4B2	TVD	ft	4149.38	4213.06	63.64	62.75	0.986				
BRISAS-5	K4B3	MD	ft	4397.67	4453.54	55.87	50.5	0.904	0.173	0.192	0.112	110.848
BRISAS-5	K4B3	TVD	ft	4213.06	4267.43	54.25	49.03	0.904				
BRISAS-5	K4B3SL	MD	ft	4453.54	4567.83	114.29	26.5	0.232	0.16	0.689	0.147	16.495
BRISAS-5	K4B3SL	TVD	ft	4267.43	4378.79	111.16	25.75	0.232				
BRISAS-5	K4C	MD	ft	4567.83	4850.39	282.56	98.5	0.349	0.177	0.707	0.148	38.359
BRISAS-5	K4C	TVD	ft	4378.79	4654.95	276.22	96.18	0.348				
BRISAS-5	All Zones	MD	ft	4263.22	4850.39	587.17	292	0.497	0.177	0.443	0.152	72.083
BRISAS-5	All Zones	TVD	ft	4082.2	4654.95	572.43	284.29	0.497				

Well	Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av Perm
				TVD	TVD	TVD	TVD	TVD			Ari	Geo
BRISAS-8	K4B2	MD	ft	4127.15	4171.72	44.57	34.47	0.773	0.168	0.284	0.186	43.519
BRISAS-8	K4B2	TVD	ft	4125.48	4169.91	44.5	34.42	0.773				
BRISAS-8	K4B3	MD	ft	4171.72	4219	47.28	43.03	0.91	0.186	0.318	0.094	52.012
BRISAS-8	K4B3	TVD	ft	4169.91	4217.32	47.2	42.96	0.91				
BRISAS-8	K4B3SL	MD	ft	4219	4311.64	92.64	50.5	0.545	0.169	0.499	0.146	14.493
BRISAS-8	K4B3SL	TVD	ft	4217.32	4309.66	92.48	50.41	0.545				
BRISAS-8	K4C	MD	ft	4311.64	4495.55	183.91	58.5	0.318	0.165	0.377	0.171	21.784
BRISAS-8	K4C	TVD	ft	4309.66	4493.42	183.66	58.41	0.318				
BRISAS-8	All Zones	MD	ft	4127.15	4495.55	368.4	186.5	0.506	0.172	0.378	0.149	30.801
BRISAS-8	All Zones	TVD	ft	4125.48	4493.42	367.84	186.19	0.506				
BRISAS-9	K4A	MD	ft	4379.22	4440.72	61.5	43.03	0.7	0.188	0.51	0.242	20.767
BRISAS-9	K4A	TVD	ft	4103.41	4161.96	58.55	40.97	0.7				
BRISAS-9	K4B1	MD	ft	4440.72	4577.69	136.97	89.94	0.657	0.209	0.35	0.172	70.468
BRISAS-9	K4B1	TVD	ft	4161.96	4292.44	130.45	85.66	0.657				
BRISAS-9	K4B2	MD	ft	4577.69	4635.83	58.14	58.14	1	0.186	0.331	0.137	49.913
BRISAS-9	K4B2	TVD	ft	4292.44	4348.2	55.42	55.42	1				
BRISAS-9	K4B3	MD	ft	4635.83	4763.52	127.69	122.92	0.963	0.205	0.419	0.127	44.769
BRISAS-9	K4B3	TVD	ft	4348.2	4469.73	121.71	117.16	0.963				
BRISAS-9	K4B3SL	MD	ft	4763.52	4837	73.48	27.25	0.371	0.187	0.696	0.142	9.605
BRISAS-9	K4B3SL	TVD	ft	4469.73	4539.87	70.13	26	0.371				
BRISAS-9	K4C	MD	ft	4837	4960	123	\$\$34.75	0.283	0.212	0.592	0.172	24.089
BRISAS-9	K4C	TVD	ft	4539.87	4657.05	117.17	\$\$33.14	0.283				
BRISAS-9	All Zones	MD	ft	4379.22	4960	580.78	\$\$376.03	0.647	0.2	0.435	0.158	44.499
BRISAS-9	All Zones	TVD	ft	4103.41	4657.05	553.43	358.35	0.648				
BRISAS-10	K4B1	MD	ft	4184	4260	76	38.38	0.505	0.188	0.43	0.226	27.564
BRISAS-10	K4B1	TVD	ft	4114.12	4190.12	76	38.38	0.505				
BRISAS-10	K4B2	MD	ft	4260	4331	71	62.75	0.884	0.181	0.205	0.153	117.058
BRISAS-10	K4B2	TVD	ft	4190.12	4261.12	71	62.75	0.884				
BRISAS-10	K4B3	MD	ft	4331	4394	63	58.38	0.927	0.186	0.265	0.078	73.695
BRISAS-10	K4B3	TVD	ft	4261.12	4324.12	63	58.38	0.927				
BRISAS-10	K4B3SL	MD	ft	4394	4499	105	38.75	0.369	0.163	0.866	0.211	17.5
BRISAS-10	K4B3SL	TVD	ft	4324.12	4429.12	105	38.75	0.369				
BRISAS-10	K4C	MD	ft	4499	4744	245	35.25	0.144	0.194	0.772	0.214	46.423
BRISAS-10	K4C	TVD	ft	4429.12	4674.12	245	35.25	0.144				
BRISAS-10	All Zones	MD	ft	4184	4744	560	233.5	0.417	0.182	0.447	0.165	64.324
BRISAS-10	All Zones	TVD	ft	4114.12	4674.12	560	233.5	0.417				
BRISAS-11	K4B2	MD	ft	4198	4282.92	84.92	0	0	---	---	---	---
BRISAS-11	K4B2	TVD	ft	4135.59	4206.84	71.18	0	0				
BRISAS-11	K4B3	MD	ft	4282.92	4434.22	151.3	42.75	0.283	0.17	0.865	0.182	4.546
BRISAS-11	K4B3	TVD	ft	4206.84	4332.11	125.32	35.27	0.281				
BRISAS-11	K4B3SL	MD	ft	4434.22	4601.82	167.6	32.75	0.195	0.16	0.847	0.141	3.522
BRISAS-11	K4B3SL	TVD	ft	4332.11	4470.08	138.05	26.93	0.195				
BRISAS-11	K4C	MD	ft	4601.82	4900	298.18	\$\$108.75	0.365	0.176	0.804	0.199	5.871
BRISAS-11	K4C	TVD	ft	4470.08	4712.94	242.81	\$\$89.27	0.368				
BRISAS-11	All Zones	MD	ft	4198	4900	702	\$\$184.25	0.262	0.172	0.825	0.185	5.145
BRISAS-11	All Zones	TVD	ft	4135.59	4712.94	577.35	151.48	0.262				

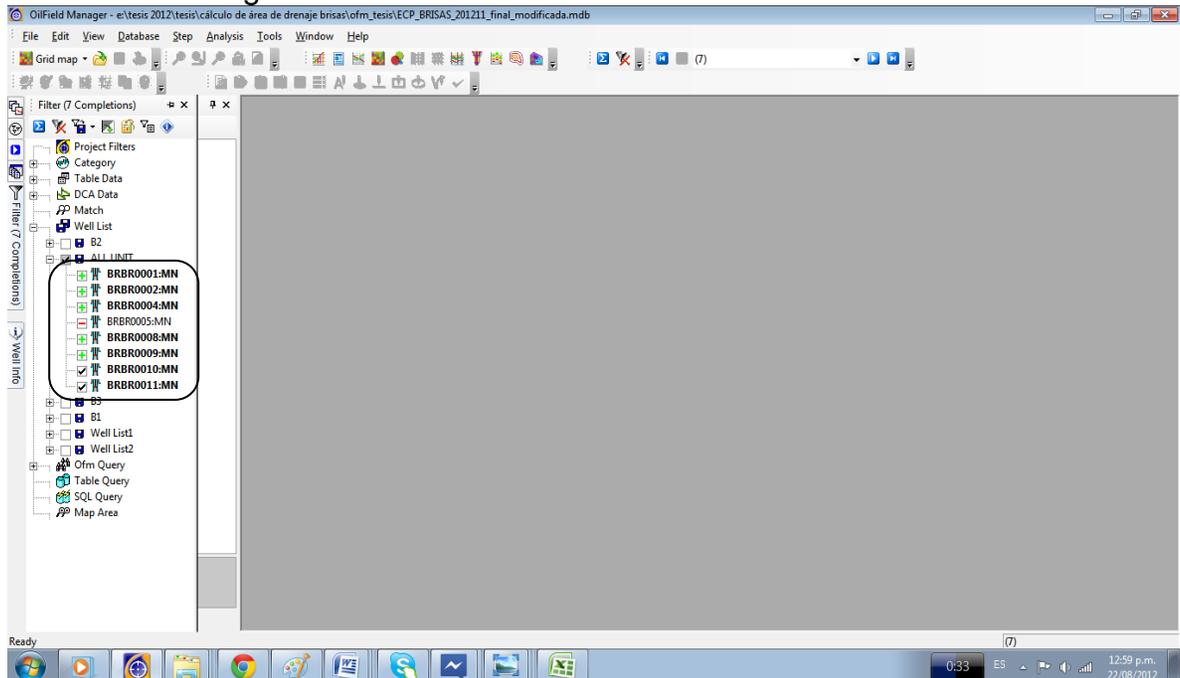
ANEXO 6. PASO A PASO PARA LA CREACIÓN DE UN MAPA GRID.

Se tomó como ejemplo la creación del Mapa POES normalizado

- a) Se crean las variables normalizadas para cada propiedad petrofísica involucrada para calcular el mapa normalizado de POES (Petróleo Original en sitio)

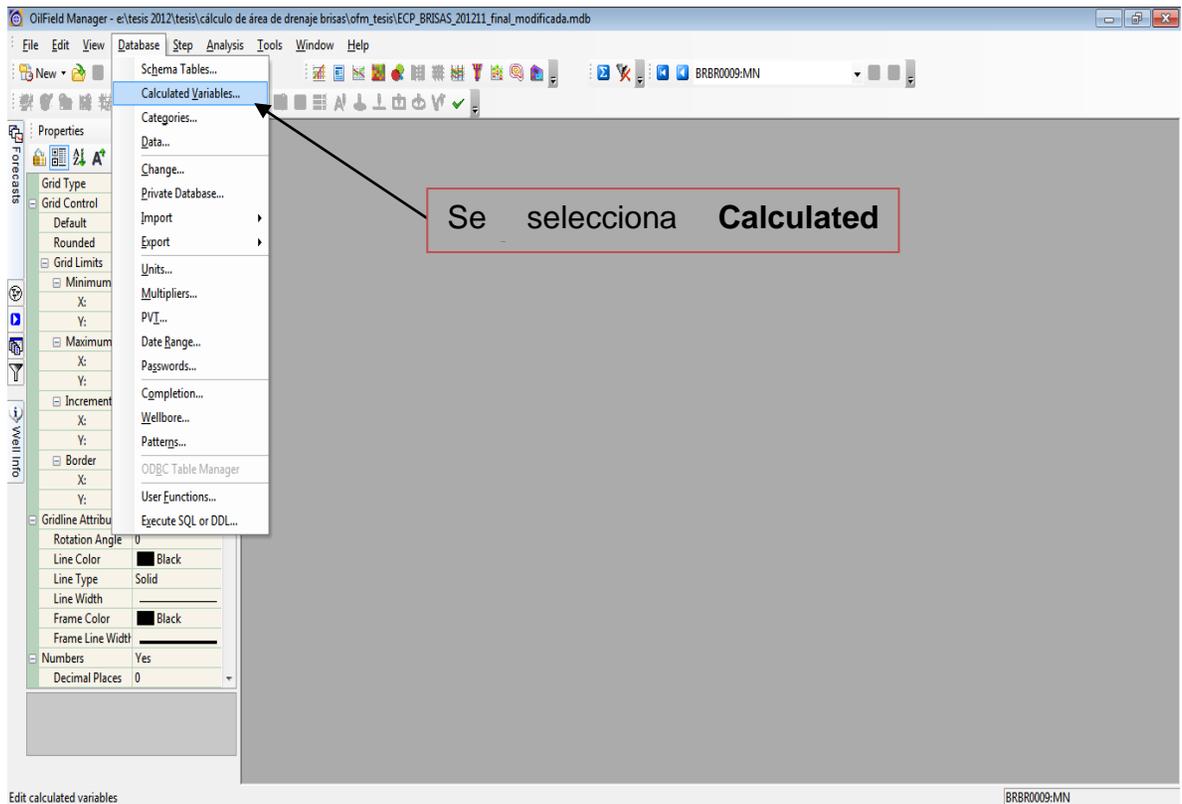
Ejemplo de creación de mapa de porosidad Normalizado

Previamente se debe filtrar los pozos con los que se quiere trabajar, de la pestaña de filtros se escoge:

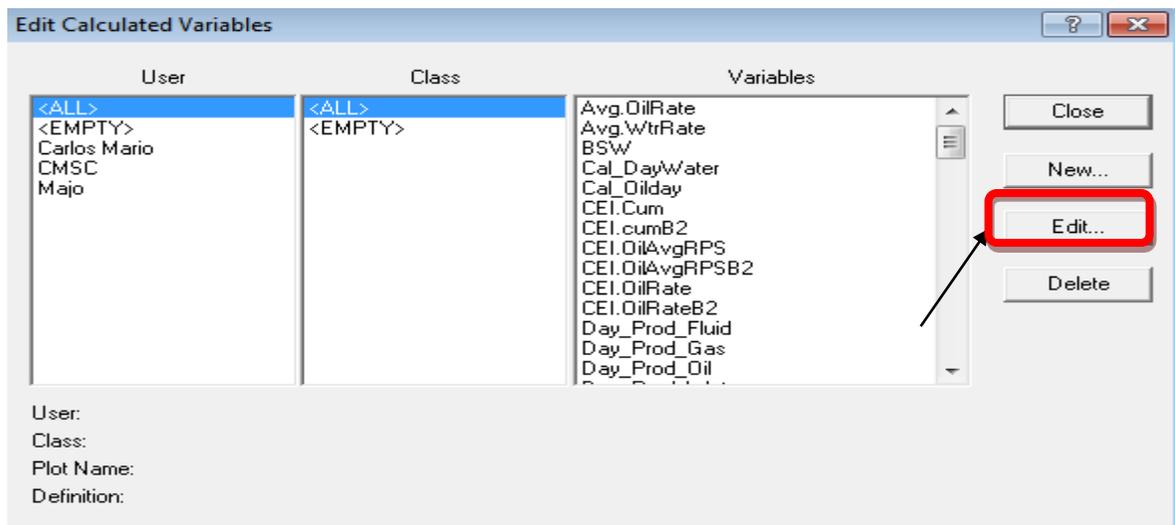


Se escogen los pozos activos a la fecha, en esta ocasión también se escogió el pozo Brisas-11 debido a que hay pocos pozos para realizar el mapa grid, luego se procede:

1. Se ingresa al OilField Manager y se va a la pestaña **Database** y se escoge la opción **Calculated Variables**, donde están almacenadas las variables del proyecto y se pueden crear nuevas.



Luego se despliega la siguiente opción:

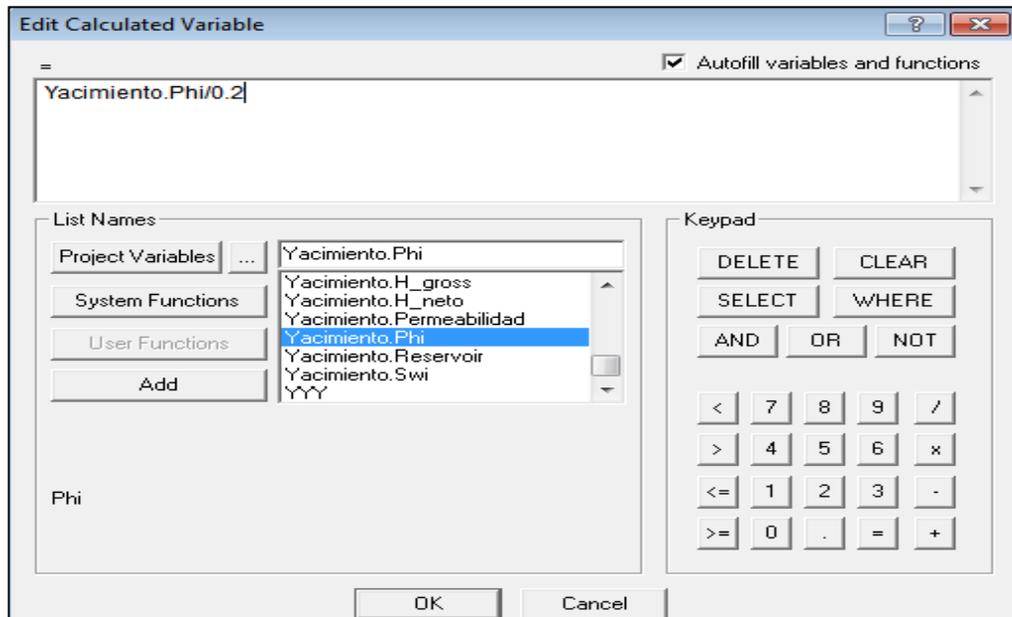


Y se selecciona la pestaña llamada **New** para crear una nueva variable

2. Creación de la variable de porosidad normalizada

Según la tabla de petrofísica la porosidad mayor dentro de los pozos es de 0.2 para toda la formación, cada uno de los valores se divide por 0.2 para que queden normalizados entre valores de 0 a 1.

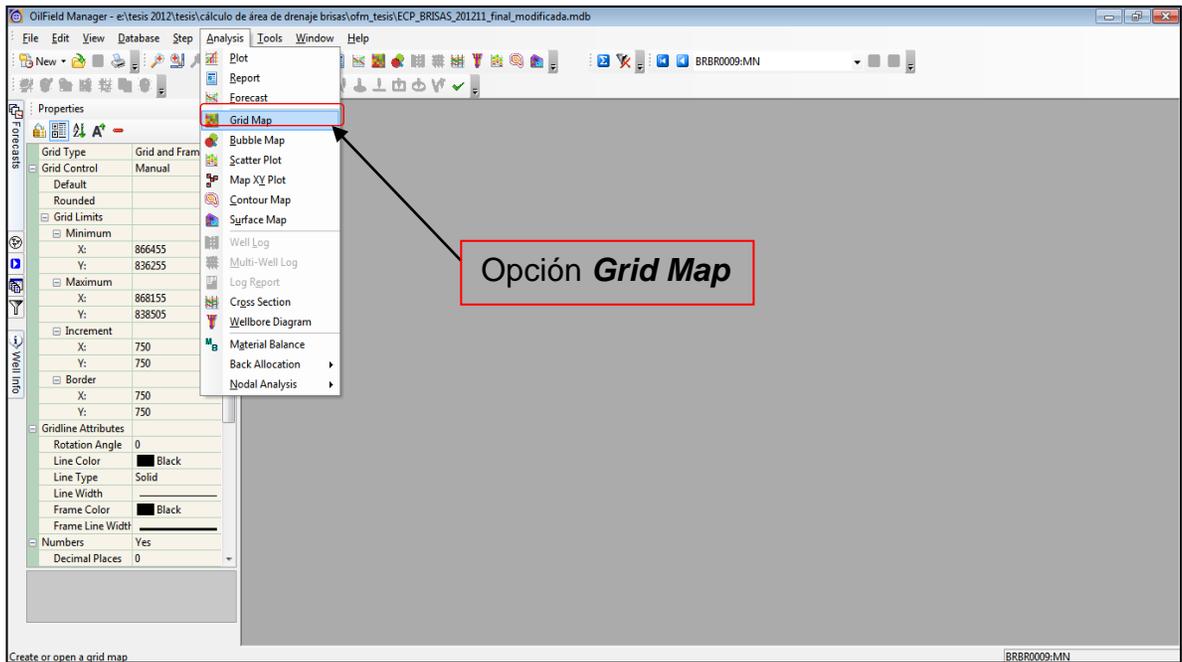
Entonces se selecciona de la ventana de creación de nueva variable, la porosidad (Almacenada como Yacimiento.phi) y se divide entre 0.2 como se muestra a continuación:



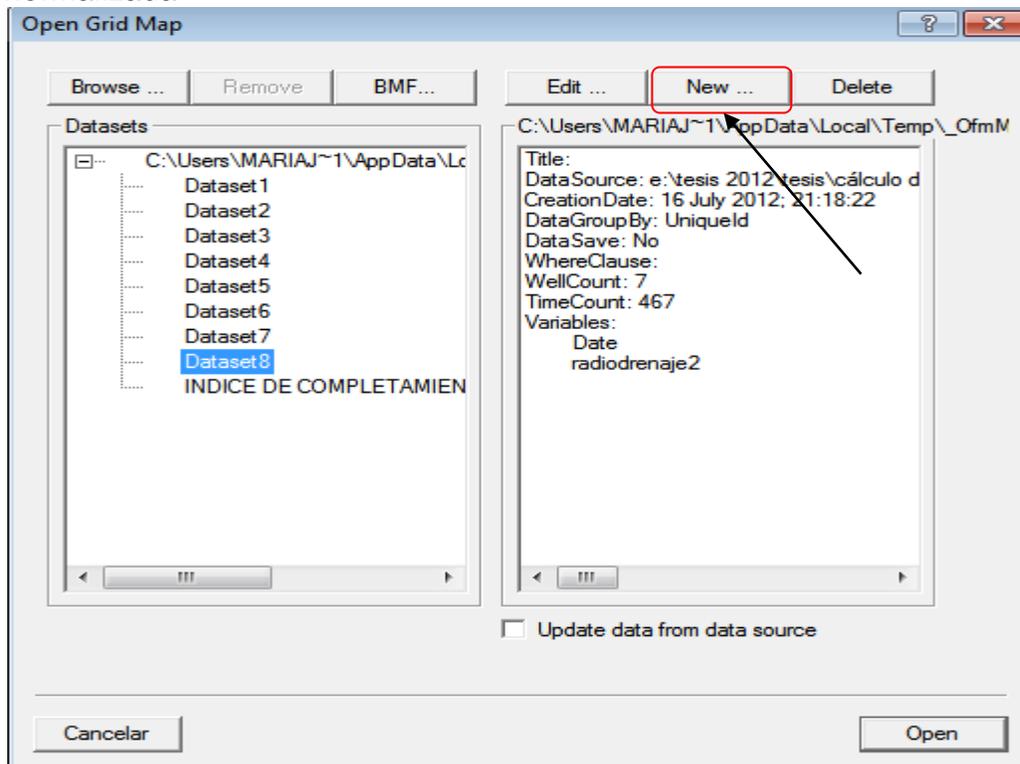
Se da OK y se le da el nombre de **Norm.Phi** y queda creada la variable

3. Creación de la base de datos para el mapa Grid de distribución de porosidades normalizadas.

Se ingresa al OilField Manager y se va a la pestaña desplegable **Analysis** y se escoge la opción **Grid map**.

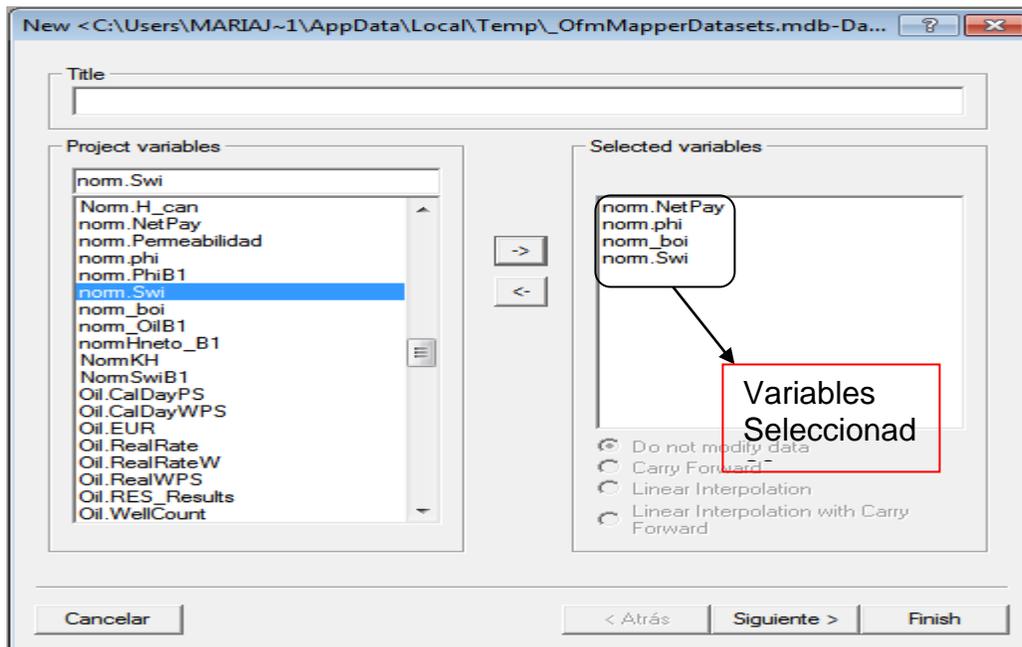


Luego se carga la base de datos a utilizar para crear el mapa de porosidad normalizada

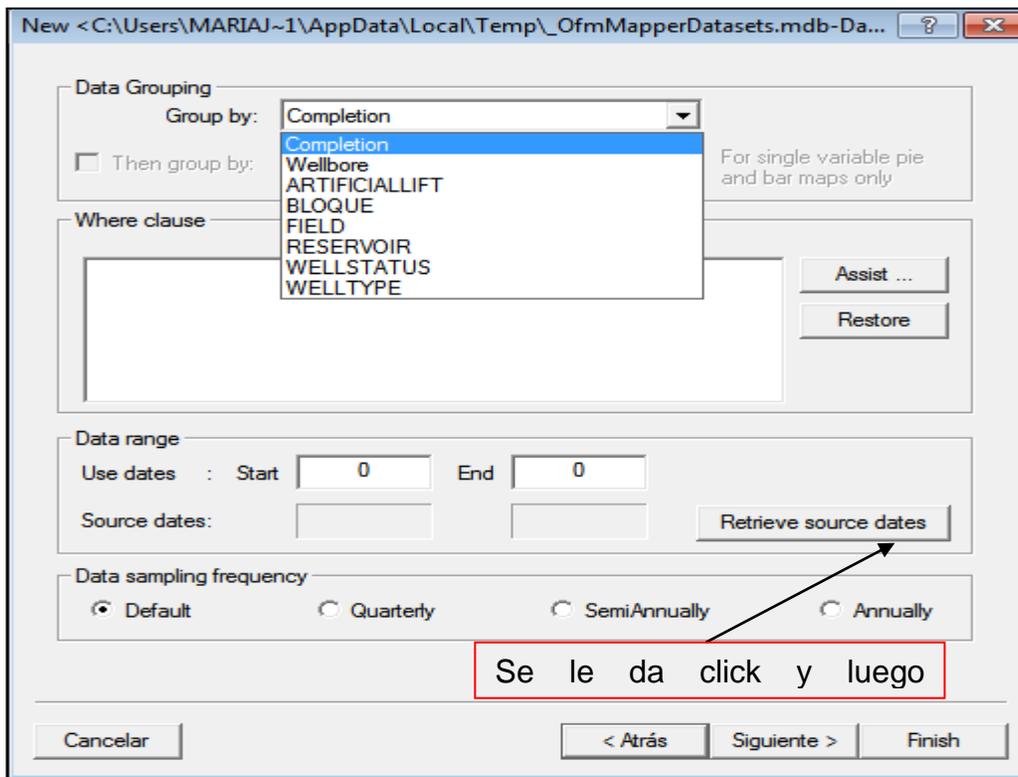


Se selecciona la opción **New** para crear una nueva base de datos; hay que tener en cuenta que los mapas normalizados que se utilizan para la creación del mapa normalizado POES se deben cargar en una sola base de datos.

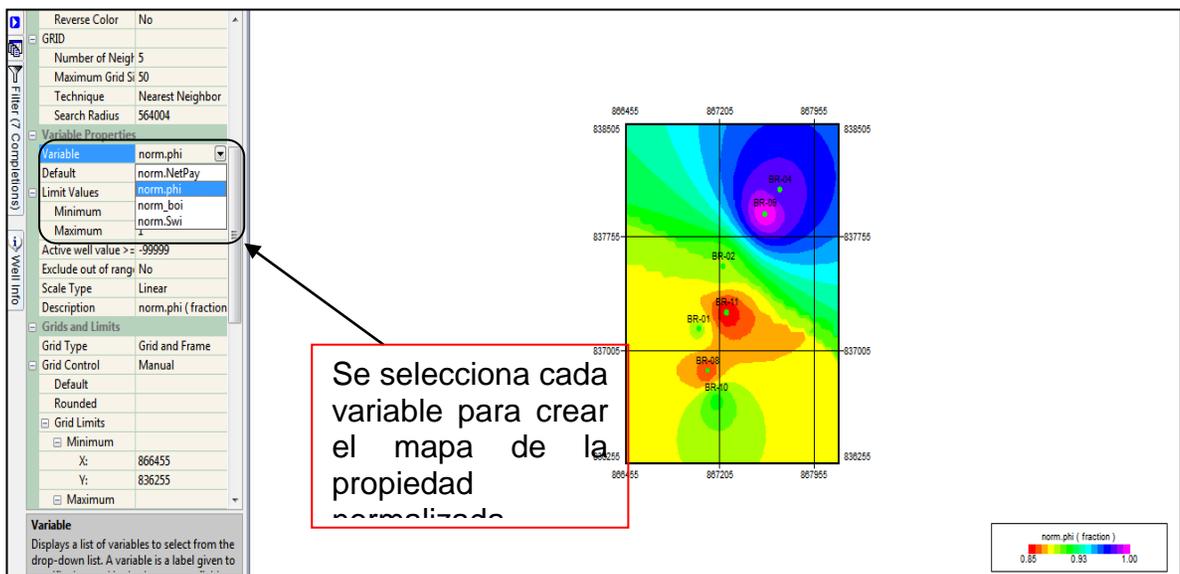
Luego se seleccionan las variables que se van a cargar para la creación de los mapas grid. Se escoge de la parte izquierda **Project Variables**, las variables normalizadas (Porosidad, NetPay, Swi,Boi) y quedarán seleccionadas en la ventana de **Selected variables**.



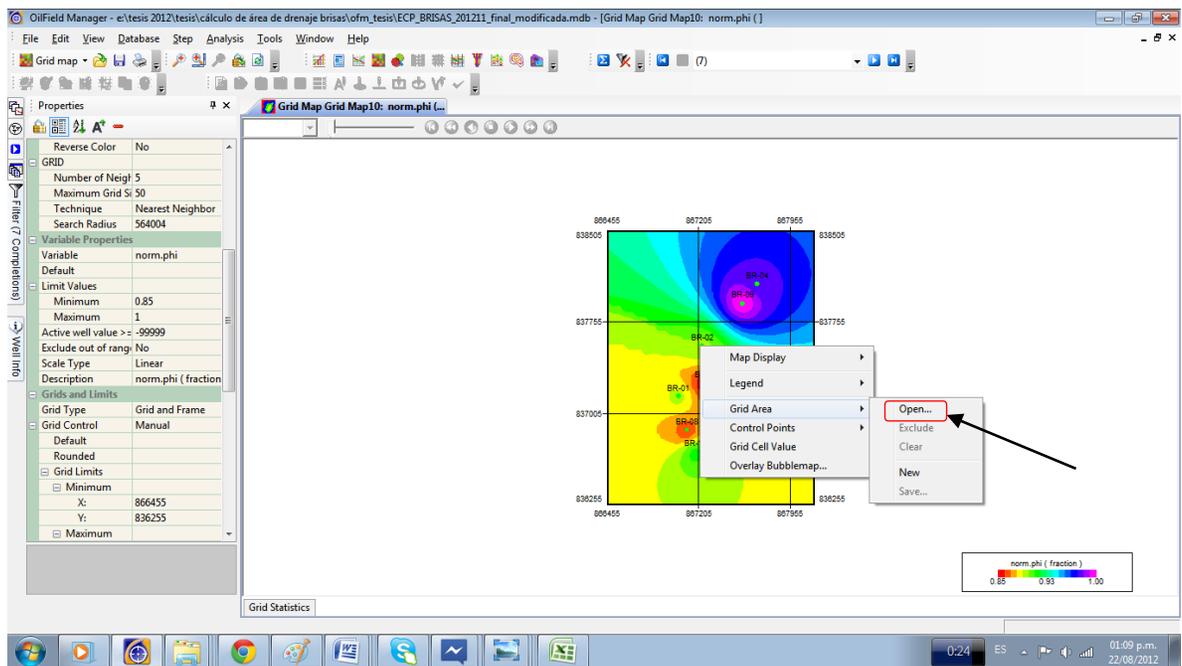
Se le da **siguiete** y se agrupa la variable a nivel de **Completion**, ya que es de cada pozo que se toma cada propiedad petrofísica.



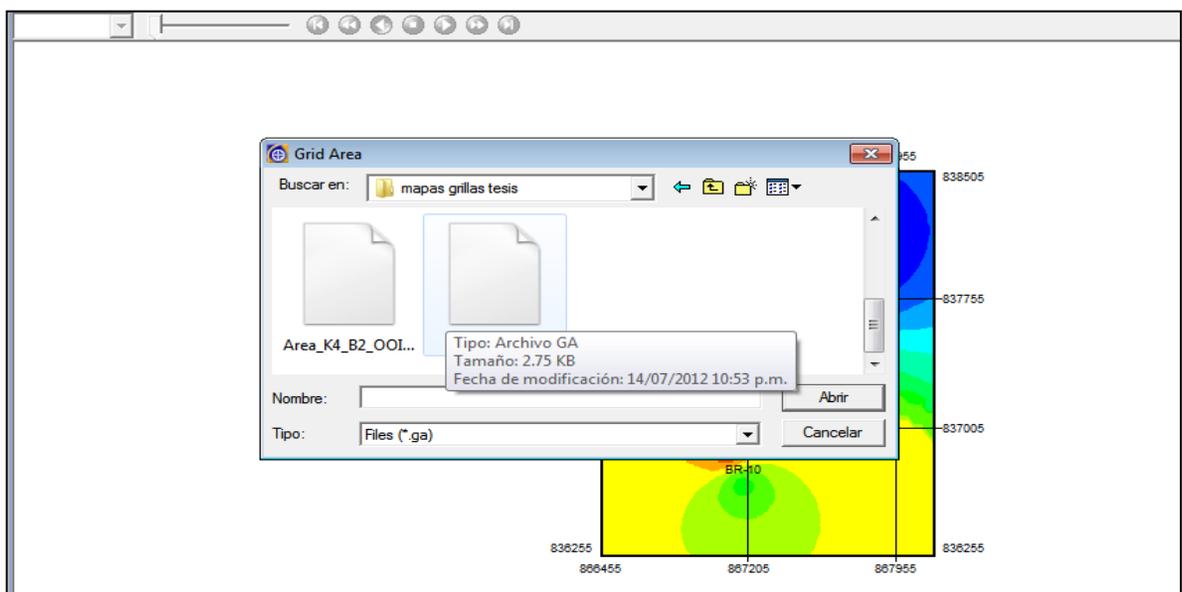
4. Creación mapa grid de porosidad normalizada



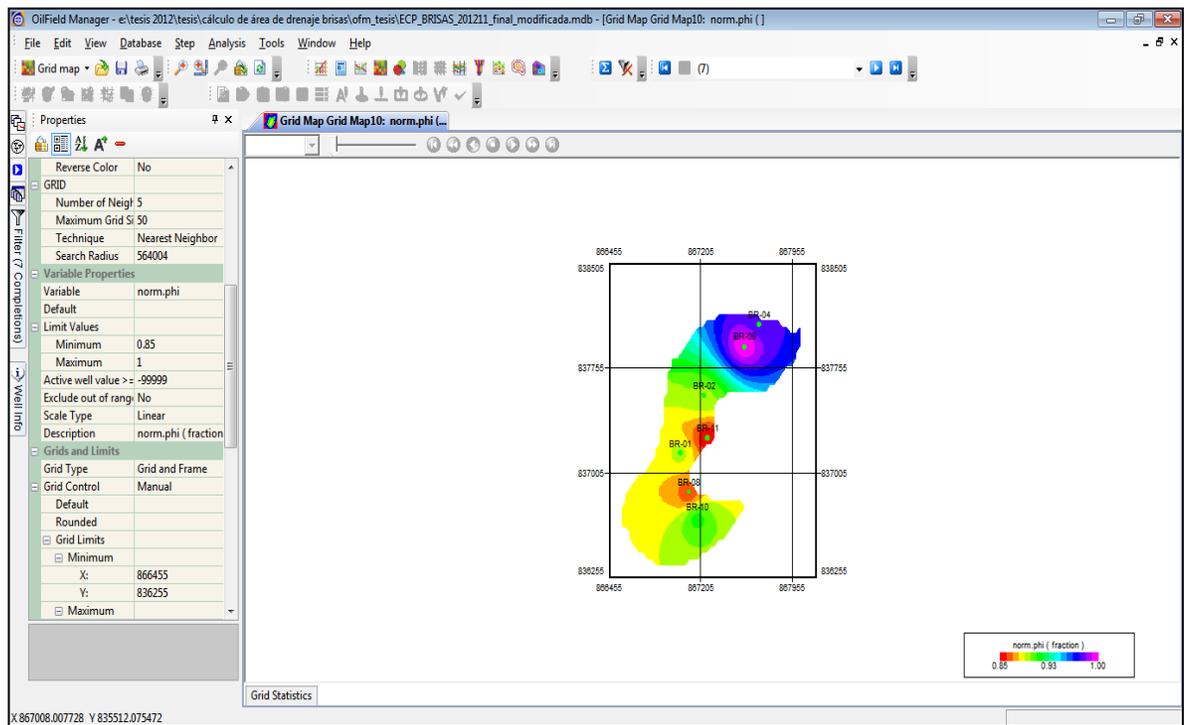
Se despliega el mapa grid de la porosidad normalizada, pero como se puede ver este no está delimitado entonces se tiene que superponer el área del campo Brisas para poder delimitarlo. Entonces se debe cargar el archivo de la respectiva área.



Se da clic derecho sobre la pantalla del mapa y se selecciona la opción de **Grid Area** y se escoge la opción **Open** para cargar el archivo del área del mapa.



Se escoge el archivo **.ga** correspondiente al área del Campo, en este caso el archivo se llama **Area2**.



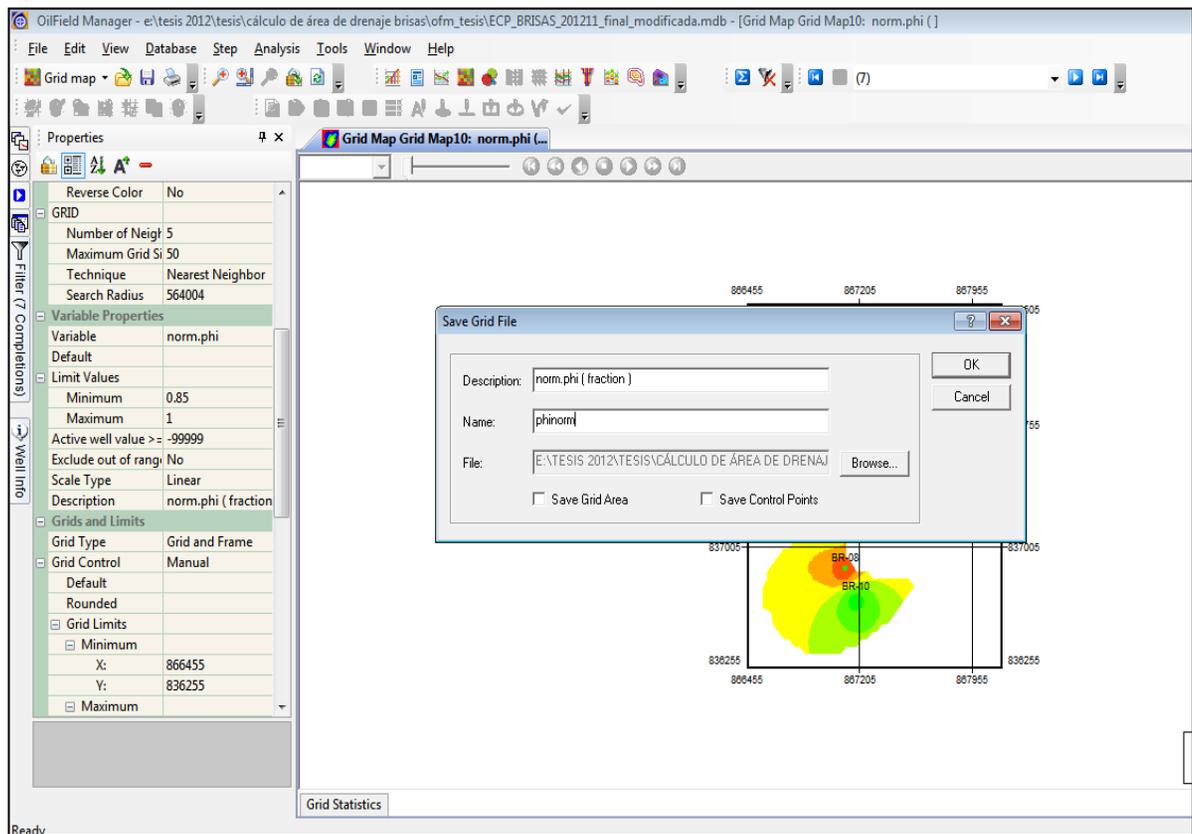
Y el mapa resultante es el mostrado en la parte superior, donde se puede observar la distribución de los colores de la porosidad en el campo. Luego se guarda este mapa:

Se va a la pestaña **Archive**, luego la opción **Save As** y aparece una ventana de descripción del mapa donde se determina.

Description: Nombre de la leyenda que acompaña el mapa

Name: Nombre del mapa necesario para cuando se realicen operaciones entre mapas

File: Nombre del archivo que contiene el mapa, se guarda con extensión **.grd**



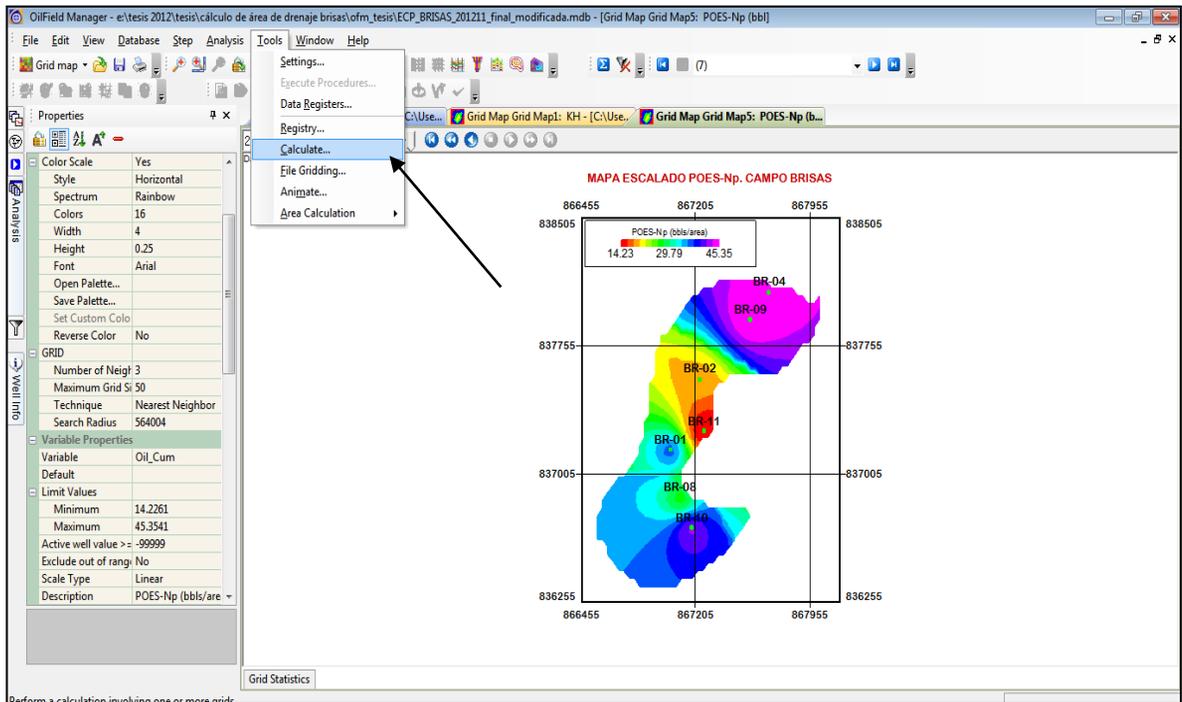
Después se procede a crear de la misma manera los otros 3 mapas necesarios para poder operarlos y hallar el mapa resultante del POES normalizado.

5. Creación del mapa POES normalizado.

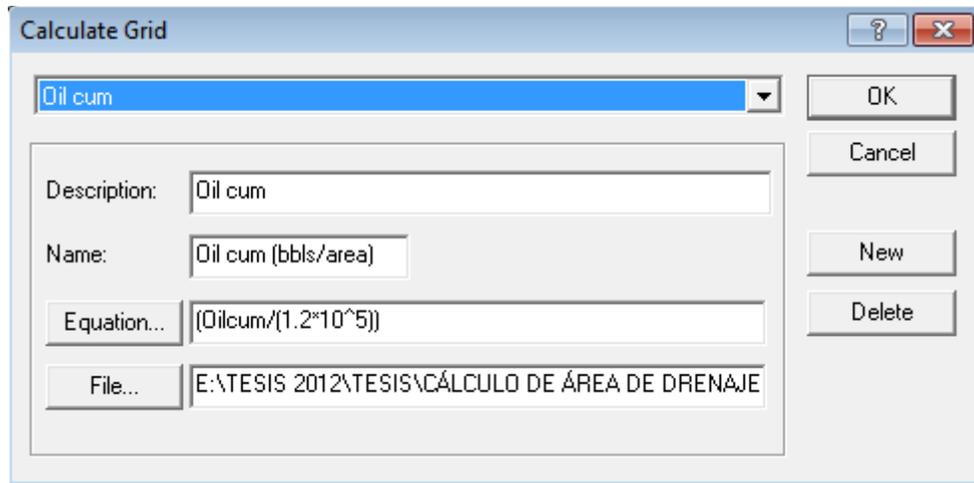
Luego de la creación de los mapas normalizados para la determinación del POES, OFM brinda la opción de operar entre mapas para hallar un mapa resultante. El procedimiento es el siguiente:

- El primer paso es dar clic a la opción **Tools** de la barra superior de la pantalla

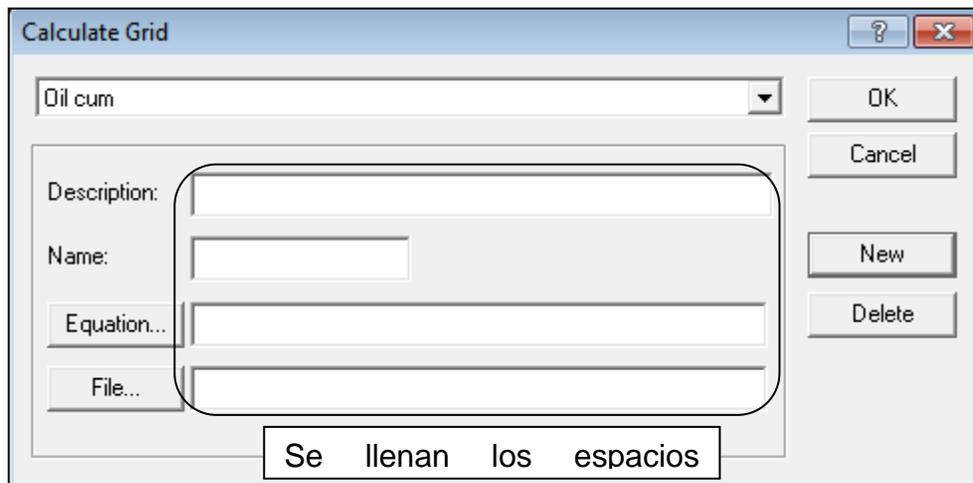
Del menú desplegable se da clic en la opción **Calculate**



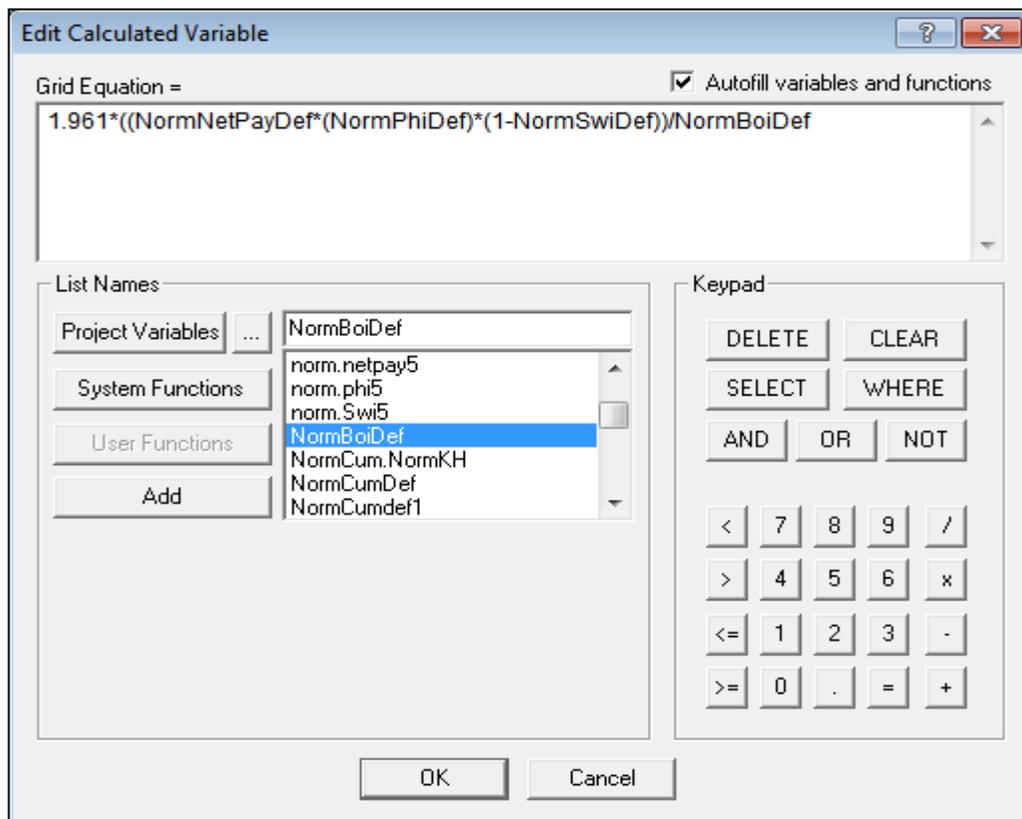
- Segundo paso se define la ecuación que se va a emplear entre mapas, en este caso es la formula volumétrica para hallar el POES, ya que los mapas a utilizar están normalizados entonces el mapa resultante también arroja valores distribuidos en el mapa de 0 a 1.



En la ventana de **Calculate grid** se define el mapa que se va a crear, se selecciona **New** y luego aparece la ventana emergente siguiente



Y en la opción **Equation** se da clic para ingresar la fórmula del POES



Se escribe la fórmula utilizando como variables los mapas normalizados creados es así como

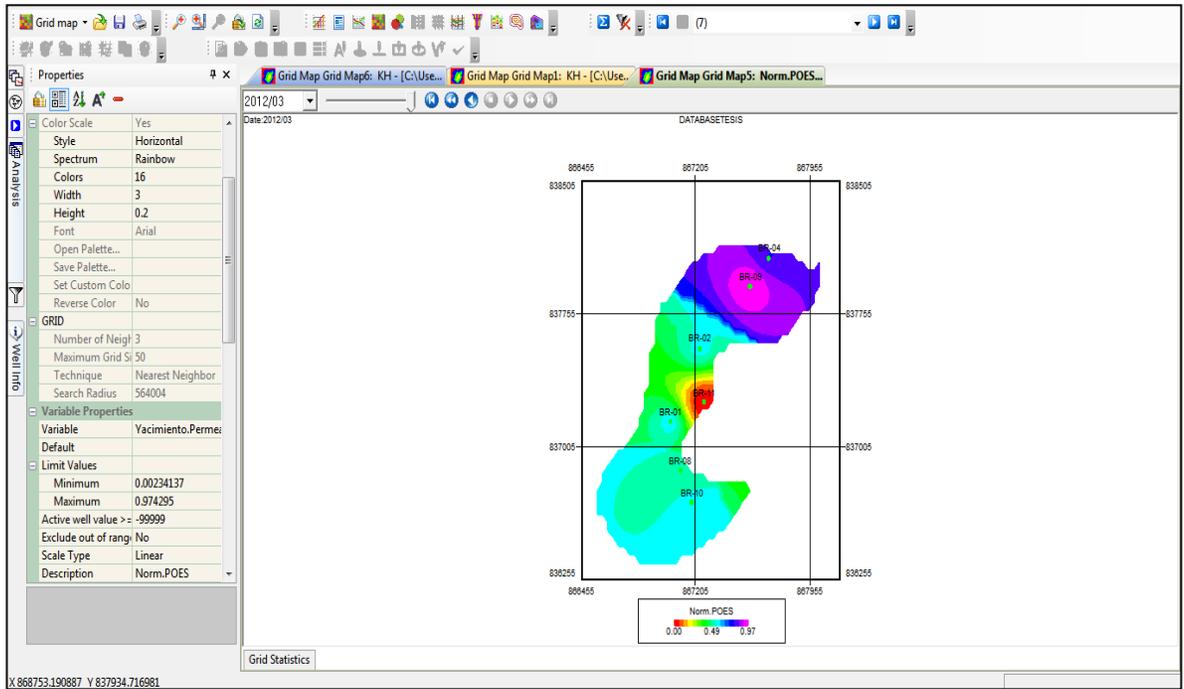
Mapa normalizado de NetPay=Norm.NetPaydef

Mapa normalizado de Porosidad=Norm.Phidef

Mapa normalizado de Boi= NormBoidef

Mapa normalizado de Swi=NormSwidef.

Por último se le da **OK** y se tiene el mapa resultante.



El mismo procedimiento se realizó para la creación de los otros mapas grid.