

**DESARROLLO DE RESERVAS DEL CAMPO PIJAO, MEDIANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS**

**CAROLINA CUELLAR CONDE
LEYRE LIBETH QUESADA ARGUELLO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**

**DESARROLLO DE RESERVAS DEL CAMPO PIJAO, MEDIANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS**

CAROLINA CUELLAR CONDE

LEYRE LIBETH QUESADA ARGUELLO

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
GERSON SAÚL PÉREZ MORA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 29 de Enero de 2010

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a Dios, a mis padres Gilberto Cuellar y Marleny Conde, mis hermanos Camilo Cuellar y Laura Ramírez, mi abuela Clementina Conde, mi tío Francisco Conde y a Gloria Correa; todos ustedes son el pilar que ilumina mi vida. Gracias porque su presencia me reconforta, sus palabras me animan y aconsejan, su sonrisa me alegra y su voz me tranquiliza; Gracias por brindarme Amor, sentimiento a través del cual la vida cobra sentido. A ustedes les debo todo lo que soy.

A mis amigos y compañeros de la infancia, quienes me brindaron su amistad incondicional; gracias a la amistad tendemos a la grandeza y es también gracias a ella que Dios se nos muestra más cercano.

A todos aquellos Amigos que me acompañaron durante mi formación profesional; la experiencia de la Universidad no hubiera sido tan grata sin que ustedes no estuvieran allí. A través de ustedes conozco el rostro de la alegría en los encuentros y conozco el rostro de la tristeza cuando ustedes parten.

Gracias a mi amiga y compañera de tesis Leyre Libeth Quesada, por proporcionarme felicidad, y ayudarme a construir este logro en mi vida; se que los amigos pueden estar lejos en la distancia, pero siempre cerca en el corazón. Te deseo lo mejor.

Por último quiero agradecer, a todas las personas que de una u otra forma creyeron en mí, aplaudieron mis triunfos, apoyaron mis metas, reconocieron mis meritos y dieron una voz de aliento en los momentos inciertos. A todos muchas gracias.

CAROLINA CUELLAR CONDE

Quiero dedicar este trabajo fruto del esfuerzo y dedicación de muchos meses en primer lugar a Dios por darme la oportunidad de culminar esta etapa tan bonita de mi vida, a mis padres Nofar y Elsa, a mis hermanas Sandra y Vanessa quienes con su apoyo y amor han hecho de mí una mejor persona.

A mi prima Goretty Aldana quien ha estado a mi lado desde que tengo uso de razón. Gracias por seguir de cerca todos mis pasos, por crecer y aprender junto a mi todo lo que este mundo nos ofrece; tu amor y entrega incondicional ha sido fundamental para mí y por eso este logro también es tuyo.

A mis amigos de universidad, quienes vivieron junto a mí esta experiencia maravillosa y a quienes llevare siempre en mi corazón; me llena de nostalgia saber que nuestro rumbo ahora será diferente, pero tengo la convicción de que Dios se encargara de cruzarnos en el camino nuevamente.

De igual forma quiero expresar mi admiración y gratitud a mi amiga incondicional y compañera de tesis Carolina Cuellar, pues con ella he conocido los verdaderos lazos de amistad y he comprobado que trabajando en equipo se pueden construir grandes cosas.

Para concluir quisiera agradecer a todos los que siguieron de cerca este proceso y porque no a los que no creían que podría lograrlo. Gracias, mil y mil gracias.

LEYRE LIBETH QUESADA ARGUELLO

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- Al convenio de Cooperación Tecnológica No. 007 de 2008 entre ECOPETROL S.A. – ICP y la Universidad Surcolombiana, por la financiación de este proyecto.
- A todo el personal del Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de la Superintendencia de Operaciones Huila de ECOPETROL S.A.
- Al Ingeniero Gerson Saúl Pérez Mora. Ingeniero de Producción de la Superintendencia de Operaciones Huila de ECOPETROL S.A y director de este proyecto.
- La Universidad SURCOLOMBIANA, por la formación impartida durante estos años.
- A Ingeniero Henry Chávarro Gásca. Ingeniero de Producción de la Superintendencia de Operaciones Huila de ECOPETROL S.A, por su colaboración e incondicional apoyo para la elaboración de este proyecto.
- Al Geólogo Roberto Vargas Cuervo. Docente del área de Geología, director del Museo Geológico de la Universidad Surcolombiana y evaluador de nuestro proyecto, quien durante nuestra formación profesional nos brindo su respaldo y valiosos consejos.
- Al Ingeniero Ervin Aranda Aranda. Docente del área de Producción de la Universidad Surcolombiana y evaluador de nuestro proyecto.
- A la Ingeniera Haydee Morales Mondragón. Codirectora del presente proyecto.
- Al Ingeniero Jorge Orlando Mayorga. Coordinador del Comité de Proyectos de Grado de la Universidad Surcolombiana.
- A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la culminación de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES	18
1.1 CAMPO PIJAO	18
1.1.1 Ubicación geográfica	18
1.1.2 Información del Campo	19
1.2 GEOLOGÍA	19
1.2.1 Modelo Geológico	19
1.2.2 Modelo Estratigráfico	20
1.2.3 Modelo Estructural	22
1.3 BASES TEÓRICAS	24
1.3.1 Oil Field Manager	24
1.3.1.1 Módulos Básicos de Análisis	24
1.3.1.2 Módulos Avanzados de Ingeniería y Geología	24
1.3.1.3 Módulos Opcionales	25
1.3.2 Discovery GeoGraphix	25
1.3.2.1 Data Manager	26
1.3.2.2 GESXplorer	26
1.3.2.3 PriZm	27

1.3.2.4 SeisVision	28
1.3.2.5 Seismic Modeling	28
1.3.3 Mapas de Burbuja	28
1.3.4 Radios de Drenaje	29
1.3.4.1 Condiciones, Ecuaciones y Definiciones	29
1.3.5 Crystal Ball	31
1.3.5.1 ¿Quiénes deberían usar Crystal Ball?	31
2. REVISIÓN DE PETROFÍSICA	33
2.1 POROSIDAD EFECTIVA	33
2.2 SATURACIÓN DE AGUA	35
2.3 PERMEABILIDAD	35
2.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS POR POZO	38
3. REVISIÓN HISTORICOS DE PRODUCCIÓN	51
3.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO PIJAO	51
3.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PRODUCCIÓN	51
3.2.1 Pijao 1	52
3.2.2 Pijao 3	54
3.2.3 Pijao 4	56
3.2.4 Pijao 5	58
3.2.5 Pijao 6	60
3.2.6 Pijao 9	62

3.2.7 Pijao 10	64
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	66
4.1 MAPAS DE BURBUJA DE LA DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS DISPONIBLES Y RADIOS DE DRENAJE	66
4.2 INTEGRACIÓN DE RESULTADOS	73
4.3 UBICACIÓN DE POZOS IN-FILL	75
5. COMPLETAMIENTO Y LOCALIZACIÓN DEL NUEVO POZO	77
5.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO TIPO	77
5.2 DETERMINACIÓN DE TOPES DE LAS FORMACIONES A PARTIR DE LA ELABORACIÓN DE LAS TRAYECTORIAS DIRECCIONALES	79
5.3 VISITA E INSPECCIÓN DEL ÁREA	83
5.4 MAPA CON LAS COORDENADAS DE LA ZONA INSPECCIONADA	84
5.5 ANÁLISIS DE RIESGOS	85
6. ANÁLISIS ECONÓMICO	89
6.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y TIEMPO PARA LOS TRABAJOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	89
6.2 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN INICIAL	95
6.3 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	97
6.3.1 Perfil de Producción de Petróleo de los Nuevos Pozos	101

6.4 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	102
7. CONCLUSIONES	106
8. RECOMENDACIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	110

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Pozos en el Campo Pijao	19
Cuadro 2. Propiedades petrofísicas	37
Cuadro 3. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 1	52
Cuadro 4. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 3	54
Cuadro 5. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 4	56
Cuadro 6. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 5	58
Cuadro 7. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 6	60
Cuadro 8. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 9	62
Cuadro 9. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 10	65
Cuadro 10. Integración de los resultados	74
Cuadro 11. Coordenadas en yacimiento de los nuevos pozos In-Fill	75
Cuadro 12. Topes de las formaciones de los nuevos pozos	81
Cuadro 13. Riesgos durante los trabajos de perforación y adecuación de la locación	87
Cuadro 14. Datos simulados del Costo Total	91
Cuadro 15. Datos simulados del Tiempo Total	91
Cuadro 16. Datos simulados para el cálculo del caudal esperado	96
Cuadro 17. Datos simulados para el cálculo de la declinación de la producción	98
Cuadro 18. Estimación del VPN	103

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica	18
Figura 2. Sección Transversal del Campo Pijao (Cross-section)	20
Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada Valle Superior del Magdalena	21
Figura 4. Mapa de Contornos Estructurales en Profundidad al Tope de la Formación Monserrate	23
Figura 5. Ejemplo de representación gráfica de los resultados	37
Figura 6. Mapas de propiedades calculadas para la formación TKG	41
Figura 7. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4A	43
Figura 8. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4B1	45
Figura 9. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4B2	47
Figura 10. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4B3	49
Figura 11. Curva de producción pozo Pijao 1	52
Figura 12. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 1	53
Figura 13. Curva de producción pozo Pijao 3	54
Figura 14. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 3	55
Figura 15. Curva de producción pozo Pijao 4	56

Figura 16. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 4	56
Figura 17. Curva de producción pozo Pijao 5	58
Figura 18. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 5	59
Figura 19. Curva de producción pozo Pijao 6	60
Figura 20. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 6	61
Figura 21. Curva de producción pozo Pijao 9	62
Figura 22. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 9	62
Figura 23. Curva de producción pozo Pijao 10	64
Figura 24. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 10	65
Figura 25. Perfil de presiones del Campo Pijao	67
Figura 26. TKG	68
Figura 27. K4A	69
Figura 28. K4B1	70
Figura 29. K4B2	72
Figura 30. K4B3	73
Figura 31. Ubicación de los nuevos pozos In-Fill	76
Figura 32. Estado mecánico del pozo tipo (con liner de 7")	78
Figura 33. Estado mecánico del pozo tipo (con liner de 5")	78
Figura 34. Trayectorias direccionales de los nuevos pozos	80
Figura 35. Estado mecánico del pozo tipo con las zonas a Cañonear	82

Figura 36. Mapa de las Trayectorias de los pozos	82
Figura 37. Fotografía de la locación inspeccionada para los nuevos pozos	85
Figura 38. Gráfico de distribución del Costo Total	92
Figura 39. Gráfico de distribución del Tiempo Total	93
Figura 40. Gráfico de sensibilidad del Costo Total	93
Figura 41. Gráfico de sensibilidad del Tiempo Total	93
Figura 42. Distribución del Caudal inicial calculado al P50	96
Figura 43. Distribución de probabilidad para el cálculo de Reservas	100
Figura 44. Perfil de producción estimado para los nuevos pozos	100
Figura 45. Distribución del VPN	104

RESUMEN

La viabilidad de cualquier estudio de reservas para el desarrollo de un campo a partir de la perforación de nuevos pozos, es función de la correcta evaluación de parámetros que definan y describan el comportamiento del yacimiento; esto se logra a partir de la revisión y montaje del modelo petrofísico, comportamiento PVT, pruebas y análisis de las condiciones de producción, con lo cual se logre generar un mapa de distribución del volumen poroso disponible para hidrocarburos (HCPV) para las unidades operacionales productoras en donde se podrá mapear las áreas de drenaje y así establecer la ubicación, locación y el tipo de completamiento requerido para el proyecto.

El campo Pijao cuenta tan solo con 8 pozos de los cuales 1 es inyector; este campo presenta un intenso grado de fallamiento y plegamiento los cuales denotan la complejidad estructural que este posee.

A partir de lo anterior es posible esperar que horizontes más profundos se encuentren fracturados y tengan la posibilidad de contener reservas adicionales de hidrocarburos, con lo cual resulta atractivo el estudio y diseño de la perforación de nuevos pozos.

ABSTRACT

The viability of any reserve study for the development of a field from drilling new wells dependent on proper assessment of parameters that define and describe the behavior of the reservoir, this is achieved from the review and assembly of petrophysical model, PVT behavior, test and analysis of production conditions, thus able to generate a map of distribution of pore volume available for hydrocarbons (HCPV) for producing operational units where they can map the drainage area and well set the location and type of completion required for the project.

The Pijao Field has only 8 wells of which 1 is injector; this field consists of an intense degree of faulting and folding of which denote the structural complexity that he had.

From the foregoing it can be expected that deeper horizons are fractured and are able to hold additional reserves of oil, which makes it attractive to study and design of drilling new wells.

INTRODUCCIÓN

Para un óptimo desempeño de los trabajos de perforación, completamiento y producción es necesario identificar y reconocer las características propias del objeto de estudio, que en este caso corresponde al Campo Pijao, para el cual se planeará la revisión de modelos representativos y descriptivos del comportamiento del yacimiento, que permitirá entender la estructura del mismo y así lograr establecer las diversas heterogeneidades a partir de la litología y/o petrofísica presente.

Pero para poder llegar a reconocer el verdadero potencial de los reservorios de hidrocarburos se requiere de igual manera monitorear el comportamiento de los fluidos y el gas, tanto para los pozos productores como inyectores; es a partir del análisis de estos parámetros que se logra mejorar el modelo estático y así establecer las áreas y zonas del yacimiento atractivas para la implementación de trabajos de Workover (recañoneo, estimulación ácida, fracturamiento, rediseño de sarta de producción y aislamientos), estrategias de inyección y en este caso la evaluación de pozos "In-Fill" (pozos de relleno) para predecir planes de desarrollo del campo.

Lo anterior debe apoyarse en el estudio de las variables que conciernen con la historia del yacimientos, tales como el comportamiento de las presiones a través del tiempo (historial de presiones), las condiciones de producción de los pozos, registros de producción (PLT's), propiedades petrofísicas del yacimiento evaluadas a partir de registros, propiedades PVT de los fluidos, contenido y disposición de hidrocarburos, estados mecánicos y desviación de los pozos; todas estas son herramientas que permiten dar una aproximación para entender el aporte de crudo, agua y gas correspondientes a cada uno de los intervalos productores de los pozos en el yacimiento teniendo en cuenta la implicación que tienen sobre ellos los efectos de la inyección de agua o gas.

Toda esta información es consolidada e integrada con los análisis generados en los diferentes software de última generación como es el caso del OFM, en donde se logra visualizar el yacimiento mediante la utilización de procesos, mapas y gráficos, que en última instancia reflejan el comportamiento del yacimiento.

Es a través de esta metodología que se puede generar la ubicación a nivel de yacimiento de nuevos pozos, como también los escenarios de producción, la posible locación en superficie, trayectoria y completamiento para cada uno de ellos y finalmente evaluar la rentabilidad de implementar proyectos que comprometan el desarrollo de reservas de un campo a partir de la perforación de nuevos pozos.

1. GENERALIDADES

1.1 CAMPO PIJAO

1.1.1 Ubicación geográfica

El Campo Pijao está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Subcuenca de Neiva, 6 kilómetros al oeste de la ciudad de Neiva, en el Departamento del Huila. Cuenta con una extensión de aproximadamente 7 kilómetros cuadrados los cuales incluyen los Campos Santa Clara y Palermo.

Figura 1. Ubicación geográfica



Fuente: ICP División de Exploración y Producción. Evaluación Geológica del Campo Pijao VSM.

El campo fue descubierto en el año 1981 por la compañía Hocol S.A, con la perforación del pozo Pijao-1, el cual produjo 367 bbl de aceite de 22° API, provenientes de las areniscas superiores de la Formación Monserrate.

El Campo Pijao es un monoclinal, limitado al Este por la Falla inversa de Pijao, con varias fallas que dividen al campo en bloques. La formación productora del Campo es Monserrate, que se encuentra entre 6790' y 7680' MD de profundidad. Este campo está relacionado estructural y estratigráficamente con el tren de producción de los campos Dina Cretáceos, Palogrande-Cebú.

1.1.2 Información del Campo

- Profundidad media de pozo: 7.000 pies;
- OOIP: 27.8 MMbbl;
- FR: 24.7 % actual;
- Porosidad: 12%;
- Permeabilidad: 50 md;
- API Crudo: 22°;
- B_o: 1.04 bbl/Stb
- Espesor promedio del estrato productor: 200 ft;
- Mecanismo de producción: Combinación de gas en solución con empuje parcial de agua.

Cuadro 1. Pozos en el campo Pijao

POZOS ACTIVOS	POZOS INACTIVOS
7	1

1.2 GEOLOGÍA

1.2.1 Modelo Geológico

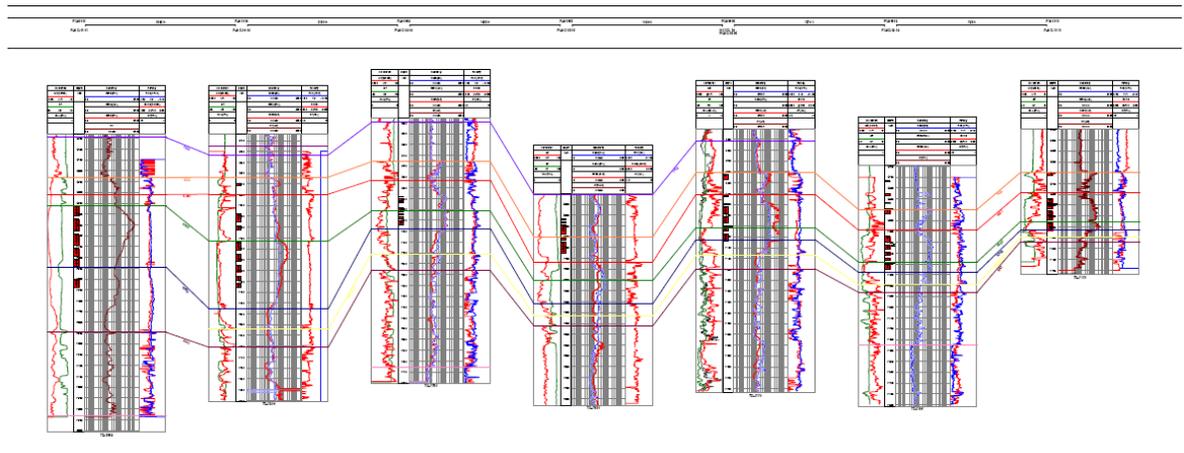
La Formación Monserrate se depositó en un ambiente marino, donde se reconocen depósitos de lodolitas de plataforma y depósitos de areniscas de

shoreface inferior, medio y superior. Las areniscas de shoreface medio constituyen los intervalos productores principales, los cuales tienen una buena continuidad lateral en el Campo Pijao, 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 y que constituyen barreras verticales al flujo de fluidos.

1.2.2 Modelo Estratigráfico

En la definición del modelo estratigráfico de la Formación Monserrate se revisaron los corazones tomados en los Pozos Cebú - 5 y Palogrande - 9, en donde fue corazonada en su totalidad esta formación. Con base en la revisión de los corazones se caracterizó la respuesta del registro *gamma* - ray para hacer la interpretación ambiental y estratigráfica detallada de la Formación Monserrate en los Pozos Pijao 1, 2, 2ST1, 2ST2, 3, 3ST, 4, 5, 5ST, 6, 7ST1, 7ST2, 9 y 10.

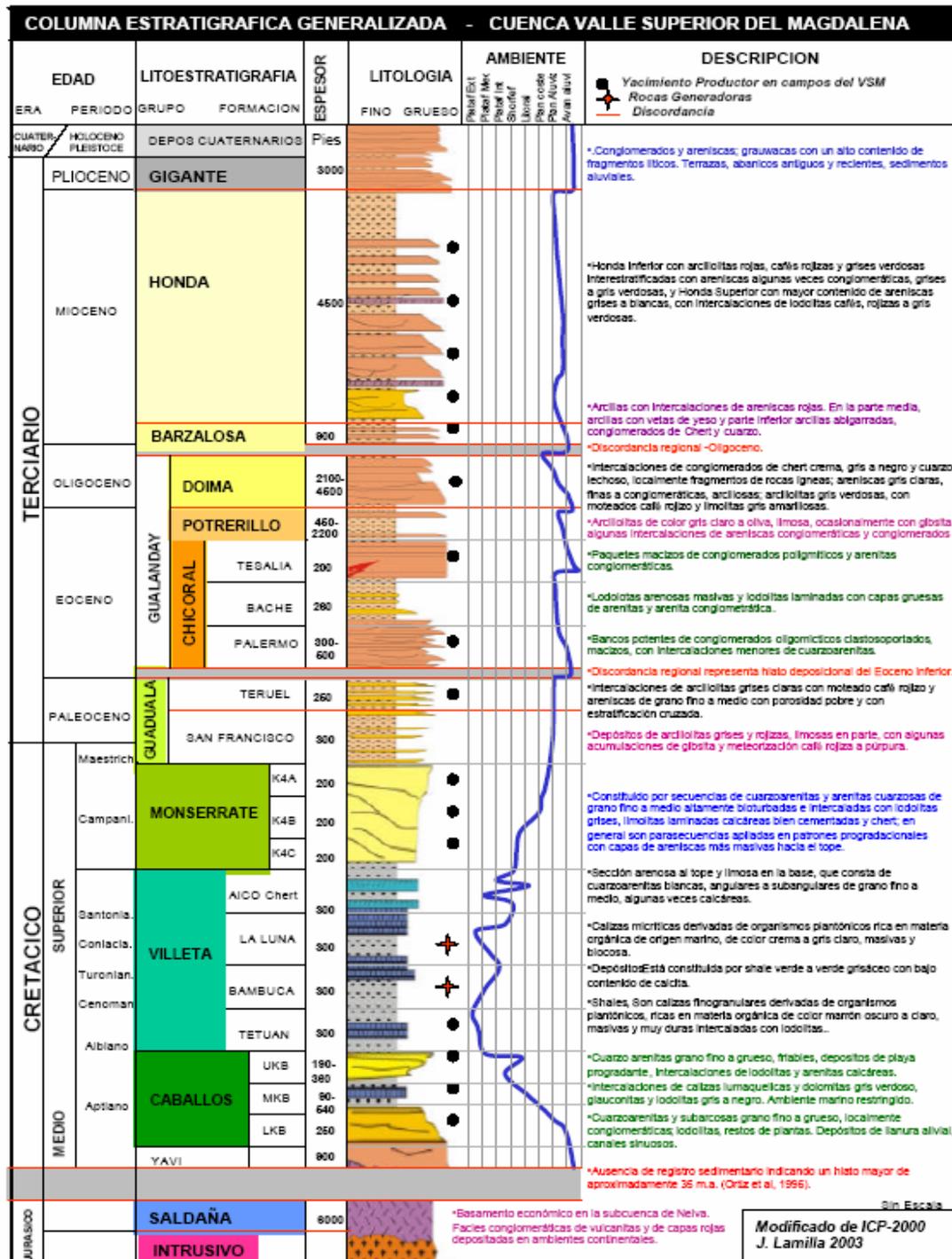
Figura 2. Sección Transversal Campo Pijao (Cross-section).



En la Figura 2, se muestra la continuidad de las unidades litoestratigráficas definidas al igual que la similitud en la respuesta del registro *gamma* - ray a través del Campo Pijao.

Los pozos del campo Pijao atraviesan una columna sedimentaria de 6.000 a 7.000 pies de espesor aproximadamente que va desde la Formación Honda (Mioceno – Edad Terciaria) a la Formación Monserrate (Campaniano del Cretácico superior). En la Figura 3 se muestra la Columna Estratigráfica Generalizada.

Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada Valle Superior del Magdalena



Fuente: J. Lamilla 2003. Modificada de ICP-2000

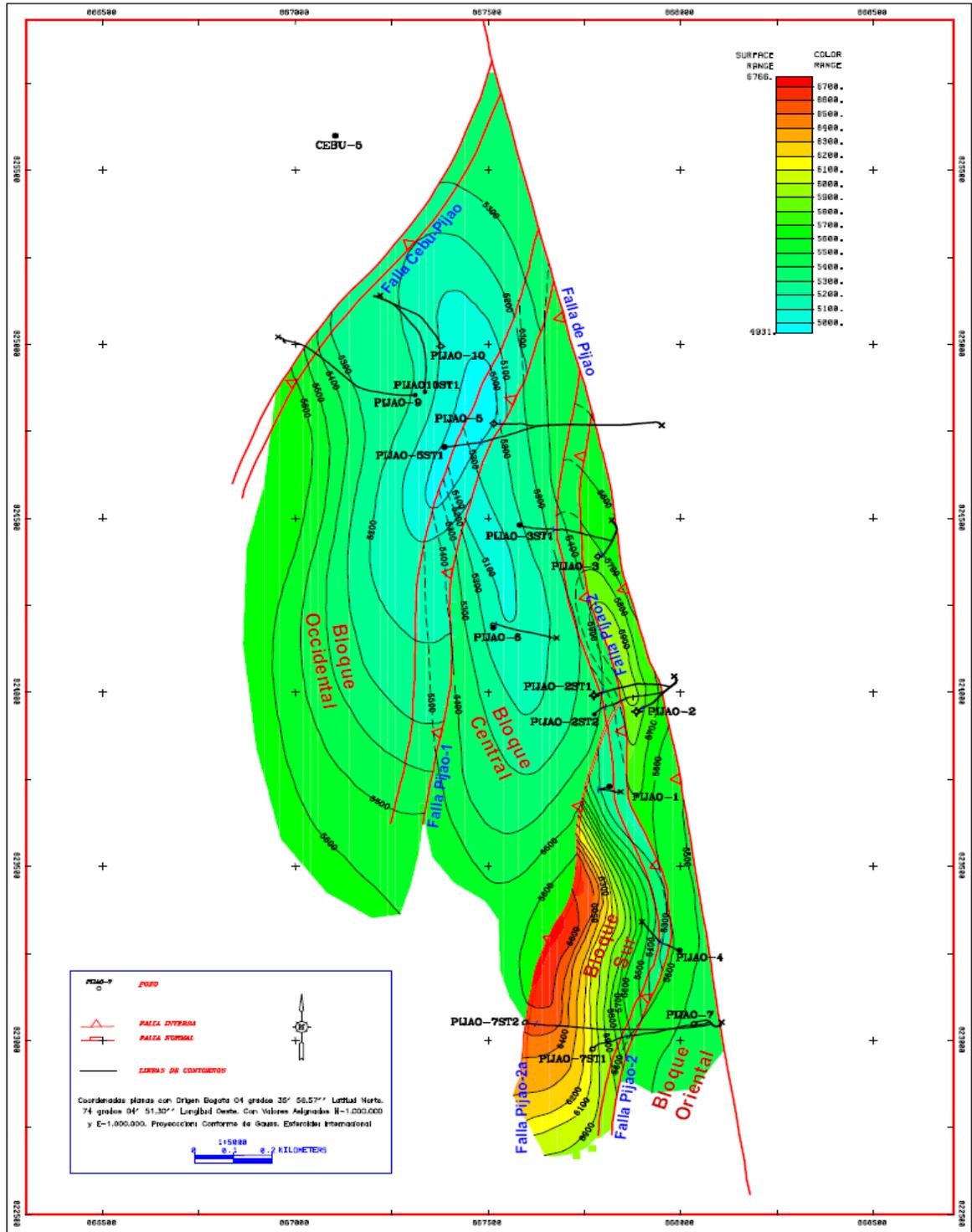
1.2.3 Modelo Estructural

La definición del modelo estructural del Campo Pijao se basó en el análisis de registros de buzamiento (dipmeter), la interpretación de la sísmica 3D, de registros de pozos, al igual que del análisis de datos de producción y de presiones. A partir de esta interpretación se definieron cinco fallas mayores y cuatro escamas o bloques limitados por dichas fallas.

El Bloque Occidental limitado al occidente por la Falla Cebú - Pijao y al oriente por la Falla Pijao -1, el Bloque Central limitado por la Falla Pijao - 1 al occidente y por las Fallas Pijao-2 y 2a al Nor - oriente y Sur - oriente respectivamente, el Bloque Oriental limitado por la Falla de Pijao al oriente y la Falla Pijao-2 al occidente y el Bloque Sur limitado por las Fallas Pijao-2a y 2 al occidente y oriente respectivamente.

Todos los bloques a excepción del Bloque Oriental presentan producción de hidrocarburos.

Figura 4. Mapa de Contornos Estructurales en Profundidad al Tопо de la Formación Monserrate.



Fuente: ICP División de Exploración y Producción. Evaluación Geológica del Campo Pijao VSM.

1.3 BASES TEÓRICAS

1.3.1 Oil Field Manager

El programa OFM está compuesto por un conjunto de módulos de gran alcance diseñados con el propósito de facilitar las tareas cotidianas de supervisión y administración de campos petroleros y de gas. OFM le permite al usuario visualizar, modificar y analizar los datos de producción y del yacimiento, permitiendo desarrollar análisis básicos y complejos, tanto para completamientos individuales como para múltiples zonas, así como para grupos de pozos, un campo entero, o incluso varios campos.

1.3.1.1 Módulos Básicos de Análisis

- **Mapa base:** Define los datos del proyecto y constituye la base para los otros módulos.
- **Reportes:** Permite desplegar datos de entrada o datos calculados en forma tabular.
- **Gráficos:** Permite adaptar datos de uno o más completamientos.

1.3.1.2 Módulos Avanzados de Ingeniería y Geología

- **Análisis de 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 burbuja:** Despliega grandes cantidades de datos que ayudan a identificar tendencias, anomalías o problemas potenciales en un campo petrolífero.
- **Mapas de grilla:** Genera mapas de contorno con rellenos de color y representaciones tridimensionales de los 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) y en función del tiempo, y correlacionar el comportamiento de los pozos a través de todas ellas.
- **Visualización de registros:** Permite visualizar, analizar y manejar para uno o más registros de uno o varios pozos.
- **Secciones transversales:** Permite visualizar rápidamente la estructura del yacimiento a través de trazas de perfiles, marcadores, litología y esquemas de pozo.
- **Diagramas de estado mecánico:** genera esquemas de completamiento de pozos y describe la historia de los equipamientos.

1.3.1.3 Módulos Opcionales

- **Distribución de producción:** Equilibra los volúmenes de producción en cada nodo de la red de producción. Incluye diversos tipos de cálculos de ingeniería de petróleos para la estimación de la tasa de producción de fluidos y simula cierres no programados y otros hechos inesperados.
- **Balance de materiales:** Ayuda a determinar el petróleo y gas in situ; además predice el comportamiento del yacimiento y facilita el estudio de los efectos que las condiciones del mismo ejercen sobre la producción.

1.3.2 Discovery GeoGraphix

Discovery GeoGraphix es una herramienta basada en el sistema de interpretación geológica y geofísica con el apoyo de una base de datos común y estructurada del proyecto. Los geólogos y geofísicos utilizan este sencillo sistema integrado de interpretación para visualizar los yacimientos, justificar el desarrollo de los campos y explotación de activos maduros.

Este software se compone de las siguientes herramientas:

1.3.2.1 Data Manager: Es la herramienta principal en la cual se puede acceder a todos los datos comunes para un proyecto y su posterior manipulación en todos los componentes de Discovery, siendo su herramienta principal el WellBase.

WellBase proporciona el acceso a un sistema relacional de bases de datos por geología del pozo, incluyendo los topes de formación y datos de desviación de los pozos.

Usando el Wellbase, se puede:

- Importar fácilmente datos de pozo en varios formatos incluyendo archivos ASCII
- Exportar datos de pozo en formatos ASCII2, ASCII3, o ASCII4
- Filtrar los datos.
- Ver la desviación del pozo.
- Diseñar formas de símbolos y colores para el pozo.
- Manejar columnas estratigráficas, fallas, recursos e información correspondiente a las formaciones.

1.3.2.2 GESXplorer: Es un sistema integrado de interpretación geológica la cual incluye mapas (GeoAtlas y LandNet), grillas y contornos (IsoMap) e interpretación de secciones cruzadas (XSection).

XSection es la aplicación GESXplorer para la creación, edición, visualización e impresión de secciones geológicas. En XSection puede definir estratigráficamente secciones estructurales utilizando los datos de WellBase, Prizm, ZoneManager, IsoMap y SeisVision.

Las secciones pueden ser creadas a partir de los pozos abiertos en PRIZM, eligiendo los pozos de la gráfica de los mapas en GeoAtlas o SeisVision, o mediante la selección de los pozos de la lista de base de datos filtrada o sin filtrar.

XSection le permite personalizar el estilo de la sección de registro de pozo utilizando plantillas (de PRIZM) y la sección transversal de plantillas (creado en XSection). Usando XSection usted puede:

- Mostrar registros con los datos de imágenes vectoriales y de mapa de bits en la misma sección transversal.
- Mostrar en los registros la profundidad medida (MD) o la profundidad vertical verdadera (TVD) y además mostrar la desviación de los pozos.
- Mostrar fallas y capas en la sección de IsoMap.
- Mostrar DST y los datos de corazones desde los archivos de WellBase.
- Personalizar una sección litológica con colores de relleno.
- Publicar una variedad de datos en los encabezados y pies de página
- Editar de forma gráfica las formaciones y los puntos en donde se encuentran las fallas y actualizar directamente la base de datos del proyecto con la nueva información.
- Definir las formaciones entre pozos y recoger la información de los puntos de las fallas los cuales son usados para definir la consistencia de la estructura y la estratigrafía entre pozos para el proyecto.
- Adicionalmente se puede adicionar al proyecto, leyendas, cuadros de texto para anotaciones especiales y fotografías de corazones para una mejor interpretación de los registros y las correlaciones realizadas.

1.3.2.3 PRIZM: Es una aplicación petrofísica de GeoGraphix diseñada para ayudar a los geocientíficos y petrofísicos en el análisis e interpretación de los datos de registros de los pozos. PRIZM soporta la importación de datos digitales procedentes de numerosas fuentes y

proporciona visualizaciones de datos y análisis. Utilizando PRIZM se puede ver, editar y analizar los datos de registro de los pozos en tres diferentes formas:

- Visualizando el registro
- Visualizando secciones cruzadas
- Visualizando los reportes

PRIZM permite analizar rápidamente los datos de registro de pozos utilizando algoritmos estándar de la industria petrofísica. Además, el kit de desarrollo de PRIZM permite escribir modelos interpretativos definidos por el usuario y otros lenguajes de programación Visual Basic para aplicaciones en PRIZM.

1.3.2.4 SeisVisión: Sistema de interpretación sísmica diseñada para geocientíficos involucrados en la evaluación, análisis, mapeo y manipulación de datos sísmicos, los cuales permiten definir la estructura y la estratigrafía de potenciales reservas de hidrocarburos.

1.3.2.5 Seismic Modeling: Es el primer registro de edición de un pozo y sintetiza los trazos del ambiente modelado. Proporciona una plataforma de edición interactiva para modelar un único registro de pozos haciendo un seguimiento a las múltiples respuestas y además a la sección transversal modelada. Además, la estructura de esta herramienta permite la creación de complejos modelos geológicos en las zonas donde hay poco control del pozo y donde se pueden generar trazos para su mejor interpretación.

1.3.3 Mapas de Burbuja

Los mapas de burbujas son una herramienta de OFM utilizada para visualizar gráficamente datos sobre la ubicación de cada pozo en el mapa base. Los mapas de burbujas muestran cambios mensuales sobre valores dinámicos de la base de datos (producción de aceite, agua, líquido y gas, inyección de fluidos) e identifican tendencias, anomalías y problemas potenciales del campo.

Para la creación de los mapas de burbuja que se requieren para el estudio y evaluación de este proyecto, es necesario contar con los valores del radio de drenaje de cada una de las unidades completas y las fechas

correspondientes desde el inicio de producción (1981) hasta Diciembre del 2008, fecha en la cual se comenzó a elaborar este proyecto.

1.3.4 Radios de Drenaje

El radio de drenaje de un pozo vertical puede ser una información muy útil para el ingeniero, ya que este puede dar una imagen de las áreas de drenaje por pozo en el yacimiento. Las áreas que no han sido drenadas por pozo son rápidamente identificadas visualmente con los mapas de burbuja. Los mapas de burbuja muestran los radios de drenaje que sirven para los procesos de identificar rápidamente las áreas para nuevas locaciones de pozos de relleno.

Adicionalmente, los radios de drenaje de pozos verticales (r_{ev}) son necesarios para la evaluación de pozos horizontales. El (r_{ev}) es necesario para calcular los radios de drenaje de pozos horizontales (r_{eh}), los cuales son requeridos en la ecuación de Joshi para calcular la productividad de un pozo horizontal (Jh).

Los radios de drenaje de pozos verticales pueden ser usados para:

- Determinar las áreas de drenaje de los pozos en el yacimiento.
- Identificar las áreas del yacimiento que no han sido drenadas.
- Información suplementaria para la locación de pozos de relleno.
- Calculo de la productividad de pozos horizontales (Jh).

1.3.4.1 Condiciones, Ecuaciones y Definiciones

Dependiendo de la condición del yacimiento hay dos maneras de derivar la ecuación, las cuales se necesitan para el cálculo de los radios de drenaje.

1. Si el yacimiento está bajo control hidráulico, en este caso no se evidencia la declinación de presión por efecto de empuje o influjo de agua; la ecuación correspondiente es:

$$N_p = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \quad [STB] \dots\dots\dots(1)$$

Resolviendo por r_{ev} ,

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft] \dots \dots \dots (2)$$

2. Si el yacimiento está bajo control volumétrico, el aceite desplazado reemplaza el influjo de agua cuando esta no existe; por otro lado en el caso del aceite este es reemplazado por gas; teniendo en cuenta lo anterior se utiliza la siguiente ecuación:

$$N_p = 7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot \left[\frac{1 - S_w}{B_{oi}} - \frac{1 - S_w - S_g}{B_o} \right] \quad [STB] \dots \dots \dots (3)$$

Resolviendo por r_{ev} ,

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p}{7758 \cdot h \cdot \pi \cdot \phi \cdot \left[\frac{1 - S_w}{B_{oi}} - \frac{1 - S_w - S_g}{B_o} \right]}} \quad [ft] \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

N_p : Petroleo acumulado (STB)

A : Área de drenaje (acres o ft^2)

h : Espesor neto (ft)

ϕ : Porosidad (%)

S_w : Saturación de agua (%) a condiciones actuales

S_g : Saturación de gas (%) a condiciones actuales

B_o : Factor volumétrico de formación (RB/STB) a condiciones actuales del yacimiento

B_{oi} : Factor volumétrico de formación (RB/STB) a condiciones iniciales del yacimiento

Esta definición de radio de drenaje no debe ser confundida con la definición usada en las pruebas de presión y en la simulación. Esta estimación de radio de drenaje es basada en los cálculos volumétricos y estos no incorporan la compresibilidad de los fluidos del yacimiento en la ecuación.

Los mapas de burbuja creados con esta ecuación mostrarán el área actualmente drenada y no las de contribución al flujo. Por consiguiente, primero no se debe cometer error alguno al momento de implementar la metodología y segundo, se debe usar este concepto para detectar la interferencia entre pozos.

1.3.5 Crystal Ball

Crystal Ball es un programa de análisis de riesgo y de pronóstico orientado a través de gráficos, que es fácil de usar y está destinado a quitar la incertidumbre en la toma de decisiones.

A través del poder de simulación, usted podrá contestar preguntas del tipo, “¿Nos saldremos del presupuesto si construimos esas instalaciones?” o “¿Qué posibilidades de terminar este proyecto a tiempo?”, o bien “¿Qué posibilidades tenemos de alcanzar este nivel de rentabilidad” Con Crystal Ball usted ganará confianza, eficiencia y precisión a la hora de tomar decisiones.

Crystal Ball es fácil de aprender y fácil de usar. A diferencia de otros programas de análisis de riesgo y pronósticos, con Crystal Ball no es necesario que aprenda formatos desconocidos o idiomas especiales de creación de modelos. Para empezar todo lo que tiene que hacer es crear una hoja de cálculo. De ahí en adelante, el manual lo guía explicándole los términos, procedimientos y resultados de Crystal Ball.

Y verdaderamente obtendrá resultados con Crystal Ball. A través de una técnica denominada simulación Monte Carlo, Crystal Ball pronostica todos los resultados posibles para una situación determinada. Asimismo le muestra los niveles de confianza, de manera tal que podrá conocer la probabilidad de que cualquier evento específico tenga lugar.

1.3.5.1 ¿Quiénes deberían usar Crystal Ball?

Crystal Ball está dirigido a aquellos que toman decisiones, desde personas de negocios que analizan el potencial para obtener nuevos mercados, hasta científicos que evalúan experimentos e hipótesis. Crystal Ball es fácil de aprender y fácil de usar, y ha sido desarrollado teniendo en mente una amplia gama de usuarios y de usos de hojas de cálculo.

No es necesario tener un conocimiento altamente avanzado de estadísticas o de computación para usar Crystal Ball en su máximo potencial. Solamente necesita conocimientos básicos del funcionamiento de su computadora y la capacidad de crear modelos de hoja de cálculo.

Para resumir, Crystal Ball es una herramienta analítica que ayuda a ejecutivos, analistas y otros a tomar decisiones al permitirles utilizar simulaciones en modelos de hoja de cálculo. Los pronósticos resultantes de estas simulaciones ayudan a cuantificar las áreas de riesgo para

proveer a aquellos que toman decisiones la mayor cantidad de información posible y poder así respaldar decisiones inteligentes.

El procedimiento básico para utilizar Crystal Ball es:

1. Diseñar un modelo que refleje un escenario incierto.
2. Ejecutar una simulación sobre ese modelo.
3. Analizar los resultados.

2. REVISION DE PETROFÍSICA

A partir de la propuesta planteada de perforación de nuevos pozos se hace necesario un análisis de ingeniería básica, en donde se requiere la revisión y montaje de modelos petrofísicos para la generación de mapas de distribución de volumen y de las áreas de drenaje, que permitan soportar la viabilidad de este proyecto.

Inicialmente se contó con la información suministrada por el Estudio Integrado de Yacimientos del año 2000 elaborado por el ICP, en donde se realizó la interpretación petrofísica de los pozos Pijao 1, 2ST2, 3ST, 4, 5ST, 6, 9, 10 y Cebú 5; a partir de la información de corazones del pozo Cebú 5, se validó la porosidad efectiva calculada a través de registros y con la cual se correlacionaron los datos de porosidad y permeabilidad.

Con base a este estudio se procede a montar el modelo de petrofísica mediante la utilización del software Discovery GeoGraphix apoyándose en la herramienta PRIZM, en donde a través de datos estadísticos de las curvas que se encuentran dentro del menú de interpretación del programa, se lograrán obtener parámetros promedios de porosidad efectiva (ϕ_e), saturación de agua (S_w) permeabilidad (K) y espesor neto (h); cabe anotar que el pozo Pijao 2 fue discriminado por falta del registro para ser cargado en la construcción del nuevo modelo.

2.1 POROSIDAD EFECTIVA

Para construir la curva de porosidad efectiva es necesario realizar el cálculo de la porosidad aparente la cual puede ser determinada según el registro de porosidad con que se cuente para cada pozo, esto quiere decir que el cálculo se realizará dependiendo si hay registro de densidad o sónico; para el primer caso se utiliza la formulación de Archie que relaciona la densidad de los minerales o densidad de la matriz, densidad de los fluidos y la densidad bulk.

La forma de la ecuación se muestra a continuación:

$$\phi_{aparente} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots(5)$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de matriz; (gr/cm^3)

ρ_f : Densidad del filtrado de lodo (gr/cm^3), en este caso 1.1 gr/cm^3

ρ_b : Densidad total (gr/cm^3), en este caso 2.684 gr/cm^3

Los valores empleados para este cálculo fueron de $\rho_{ma} : 2.684 \text{ gr/cm}^3$ que hace referencia a una matriz de arenisca y $\rho_f : 1.1 \text{ gr/cm}^3$ para un fluido base agua.

Para la determinación de la porosidad a partir de un registro sísmico se cuenta con la ecuación de Wyllie, la cual relaciona los tiempos de viaje de la onda acústica en la matriz, a través del lodo y frente a la zona de interés.

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots (6)$$

Donde

Δt = Tiempo de viaje de la onda compresional frente a la zona de interés

Δt_{ma} = Tiempo de viaje de la onda compresional a través de la matriz

Δt_f = Tiempo de viaje de la onda compresional a través del lodo

En este caso los valores usados fueron de $\Delta t_{ma} : 53 \mu\text{seg/ft}$ para una matriz de arenisca y $\Delta t_f = 189 \mu\text{seg/ft}$ para un fluido base agua.

Obteniendo la porosidad aparente del registro de densidad, se procede a determinar el valor del volumen de Shale a partir de la ecuación que se muestra a continuación:

$$V_{shGR} = \frac{GR - GR_{cln}}{GR_{sh} - GR_{cln}} \dots\dots\dots (7)$$

Donde:

GR = Gamma Ray tomado de registro

GR_{cln} = Gamma Ray Limpio

GR_{sh} = Gamma Ray Sucio

Los valores de GR_{cln} y GR_{sh} son tomados por defecto y seleccionados para cada uno de los pozos.

Finalmente con la información del V_{sh} y $\phi_{aparente}$, se establece porosidad efectiva.

$$\phi_{efectiva} = \phi_{aparente} * (1 - V_{sh}) \dots\dots\dots (8)$$

2.2 SATURACIÓN DE AGUA S_w

Para el cálculo de la Saturación de Agua se tomarán las ecuaciones de Archie y Simandoux modificado:

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + 4 * (\phi_e)^m}{a * R_w * (1 - V_{sh} * R_t)} \right) - \frac{\frac{V_{sh}}{R_{sh}}}{\frac{2 * (\phi_e)^m}{(a * R_w * (1 - V_{sh}))}}} \dots \dots \dots (9)$$

Donde:

S_w : Saturación de agua

V_{sh} : Volumen de Shale (v/v)

m : Exponente de Saturación

n : Exponente de Saturación

R_w : Resistividad del agua de formación corregida a temperatura de formación (Ωm)

R_t : Resistividad verdadera de la formación (Ωm)

R_{sh} : Resistividad de la zona arcilla

a : Constante que refleja la tortuosidad de la roca

ϕ_e : Porosidad efectiva (v/v)

El valor de la Resistividad verdadera de la formación en la zona de arcilla, se obtuvo a través de Crossplots, entre la curva de Gamma Ray (GR_e) y la Resistividad verdadera de la formación (R_t).

La resistividad del agua de formación, es otro parámetro que merece especial atención en la evaluación de la saturación de agua. Para este cálculo se recurrió a la información suministrada por la evaluación de yacimientos del año 2000 que corresponde a un valor de $R_w = 0.29 \Omega m$ a temperatura promedio de formación de 147°F; Este valor de R_w fue utilizado en todos los pozos del campo.

Las constantes a y m tienen un valor de 1 y 2, respectivamente.

2.3 PERMEABILIDAD

Con base a la ecuación de Timur, se puede estimar la permeabilidad teniendo información de saturación de agua irreducible y porosidad:

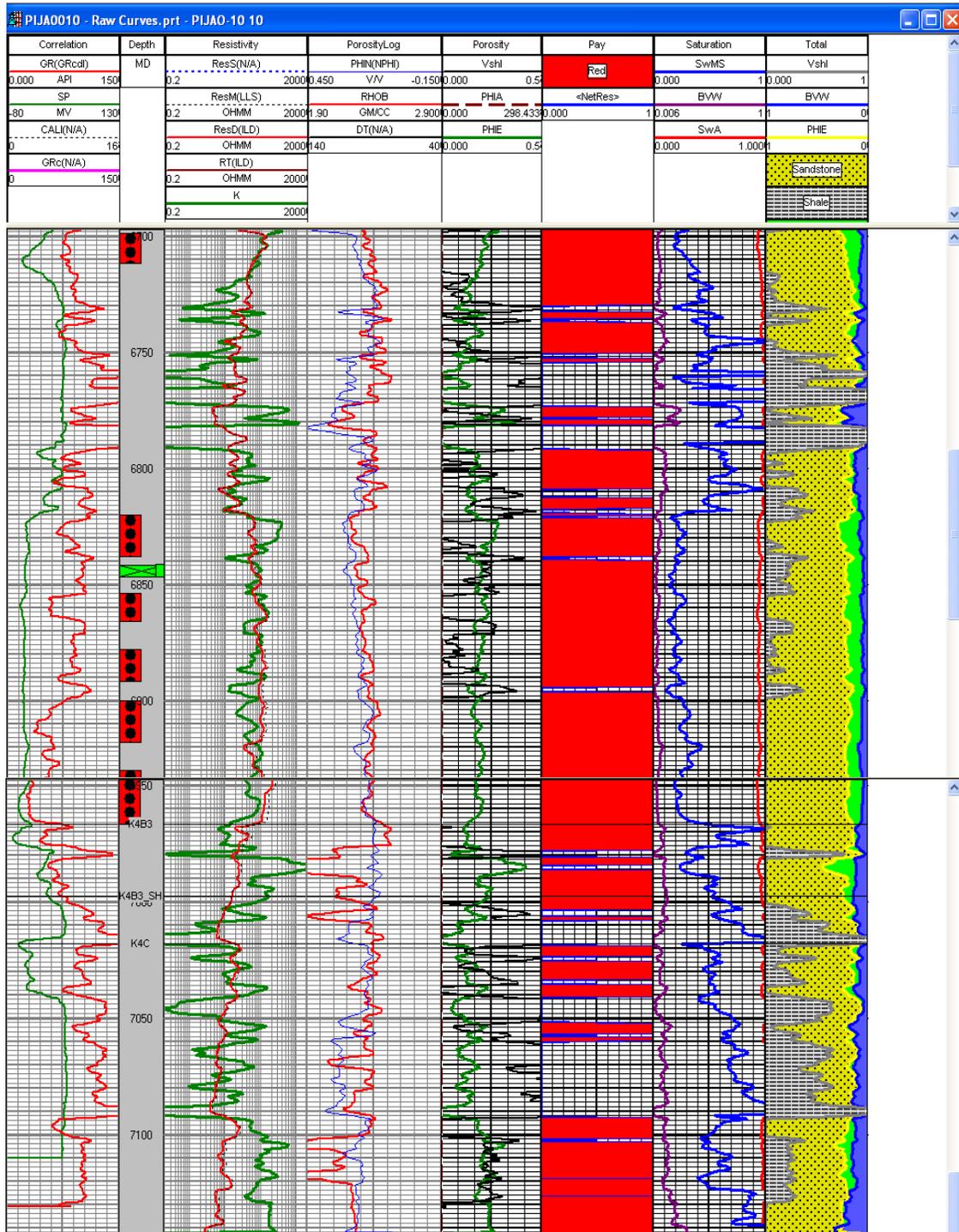
$$K = \left(\frac{100 * (\phi_e)^{2.25}}{S_{wir}} \right)^2 \dots\dots\dots(10)$$

S_{wir} : Saturación de agua irreducible, en este caso 0.3

El producto final de este análisis (Figura 5) es la generación de un registro que cuenta además de las lecturas de SP, GR, CALI en la pista -1, profundidad (DEPTH MD) pista - 2, Resistividad profunda (Rt) y Resistividad somera (LIS) pista -3, Registro sísmico (DT), de Densidad (RHOB) y Neutrónico (NPHI) pista -4, la generación de las curvas de Permeabilidad (K), Porosidad efectiva (PHIe), Volumen de Shale (VSH) y Saturación de agua (BVW) que aparecen en las pistas 4-5-6 y 7 respectivamente.

Con el relleno de estas curvas se identifican las zonas de arena (amarillo) y arcilla (patrón de arcilla), así como los fluidos presentes; agua (azul) e hidrocarburos (verde).

Figura 5. Ejemplo de representación gráfica de los resultados



Fuente: Discovery GeoGraphix

2.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS POR POZO

Para una mejor comprensión de las propiedades petrofísicas, las cuales como se especificó anteriormente fueron calculadas y determinadas para cada una de las unidades presentes en los pozos de este campo, se ha realizado una tabla que reúne toda esta información.

De igual forma para una visualización más apropiada de dichos parámetros se presentarán sus respectivos mapas; los cuales fueron realizados para mostrar la evaluación de cada una de las propiedades petrofísicas; cabe anotar que solo se generaron los mapas para las unidades productoras y en aquellos donde el valor de la saturación de hidrocarburo móvil sea igual a cero (HCC=0), hace alusión a la no presencia de dicha saturación.

Cuadro 2. Propiedades petrofísicas

PIJAOS	001	003	004	005	006	009	010
GR cIn (API)	30	20	60	85	90	85	85
GR shI (API)	85	90	130	120	125	100	160

Pozos Pijao	Formacion	ϕ	K md	Sw	VshI	Espesor ft
001	TMB	N.A *	N.A *	N.A *	N.A *	N.A *
	TKG	0,12	5,80	0,80	0,50	6,5
	K4A	0,17	33,47	0,58	0,01	58,3
	K4B1	0,19	54,29	0,49	0	85,4
	K4B2	0,18	47,50	0,22	0	557,9
	K4B3	0,15	26,50	0,43	0	70
	K4C	0,14	12,88	0,83	0,19	126,2
	K3	0,42	N.A *	0,28	0,08	16,9
003	TKG	0,19	68,5	0,51	0,17	95
	K4A	0,17	45,5	0,55	0,18	110
	K4B1	0,08	0,30	0,34	0,67	25
	K4B2	0,20	64,63	0,55	0,26	123,10
	K4B3	0,08	0,88	0,77	0,64	12,31
	K4B3_SH	0,01	0,01	0,91	0,93	0
	K4C	0,08	0,31	0,53	0,67	50

Cuadro 2. (Continuación)

Pozos Pijao	Formacion	∅	K md	Sw	Vshl	Espesor ft
004	TMB	0,04	1,95	0,63	0,14	3,84
	TKG	0,10	2,48	0,91	0,37	3,16
	K4A	0,11	7,37	0,42	0,11	25
	K4B1	0,12	5,63	0,55	0,03	110
	K4B2	0,11	6,05	0,47	0,01	150
	K4B3	0,07	0,74	1,49	0,31	0
	K4B3_SH	0,05	0,24	1,09	0,49	0
	K4C	0,11	2,43	0,73	0,36	130
005	TMB	0,28	283,15	0,75	0,07	35
	TKG	0,26	180,97	0,41	0,32	235,86
	K4A	0,22	106,54	0,27	0	55
	K4B1	0,12	18,19	0,27	0,34	150
	K4B2	0,19	72,8	0,17	0	85
	K4B3	0,14	11,23	0,54	0,12	1
	K4B3_SH	0,09	1,79	0,74	0,53	0
	K4C	0,18	32,30	0,82	0,18	216
006	TMB	0,31	508,14	0,76	0,05	263
	TKG	0,16	28,93	0,73	0,32	23,1
	K4A	0,17	80,95	0,62	0,35	88,9
	K4B1	0,18	44,91	0,28	0,07	35
	K4B2	0,15	25,25	0,36	0	55
	K4B3	0,17	26,31	0,62	0,13	71,1
	K4B3_SH	0,13	10,25	0,81	0,23	1
	K4C	3,25	97,95	0,72	0,18	340
K3	14,15	N.A *	0,80	0,50	51	
009	TMB	N.A *	N.A *	N.A *	N.A *	N.A *
	TKG	0,22	119,81	0,41	0,005	25
	K4A	0,21	98,12	0,24	0,07	50
	K4B1	0,18	65,78	0,34	0,04	120
	K4B2	0,18	48,00	0,35	0	50
	K4B3	0,16	30,61	0,57	0,15	62,3
	K4B3_SH	0,00	0,01	0,99	1,00	0
	K4C	0,13	27,57	0,77	0,44	86
K3	0,13	35,60	0,97	0,61	76	

Cuadro 2. (Continuación)

Pozos Pijao	Formacion	ϕ	K md	Sw	Vshl	Espesor ft
010	TMB	N.A *	N.A *	N.A *	N.A *	N.A *
	TKG	0,11	5,00	0,74	0,49	15,5
	K4A	0,21	98,7	0,27	0	25
	K4B1	0,2	84,7	0,23	0,06	130
	K4B2	0,19	68,5	0,22	0	70
	K4B3	0,13	62,08	0,51	0,07	37,3
	K4B3_SH	0,12	12,51	0,74	0,47	7,7
	K4C	0,14	27,55	0,68	0,26	56

(N.A*) Dato no disponible

Figura 6. Mapas de propiedades calculadas para la formación TKG

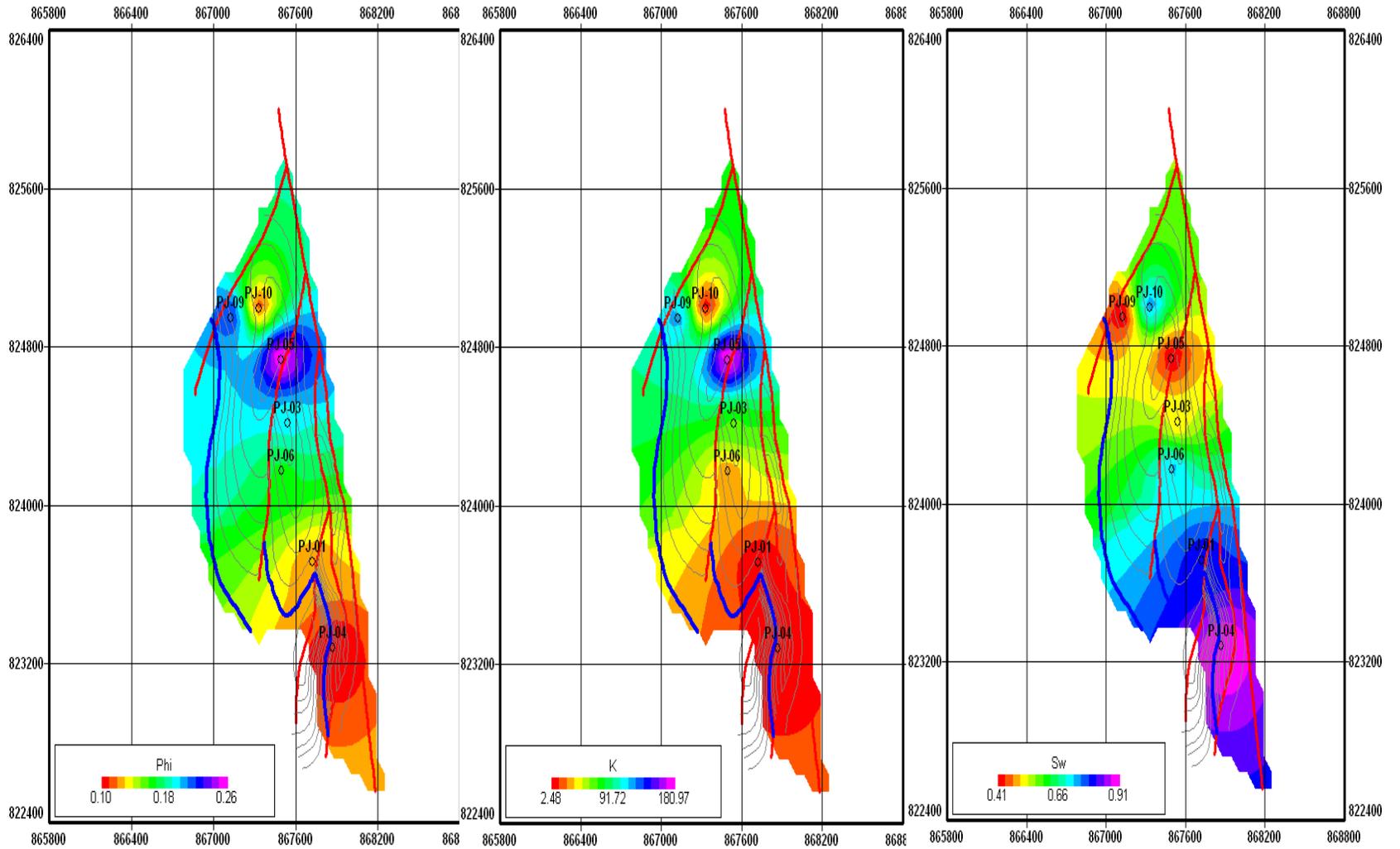


Figura 6. (Continuación)

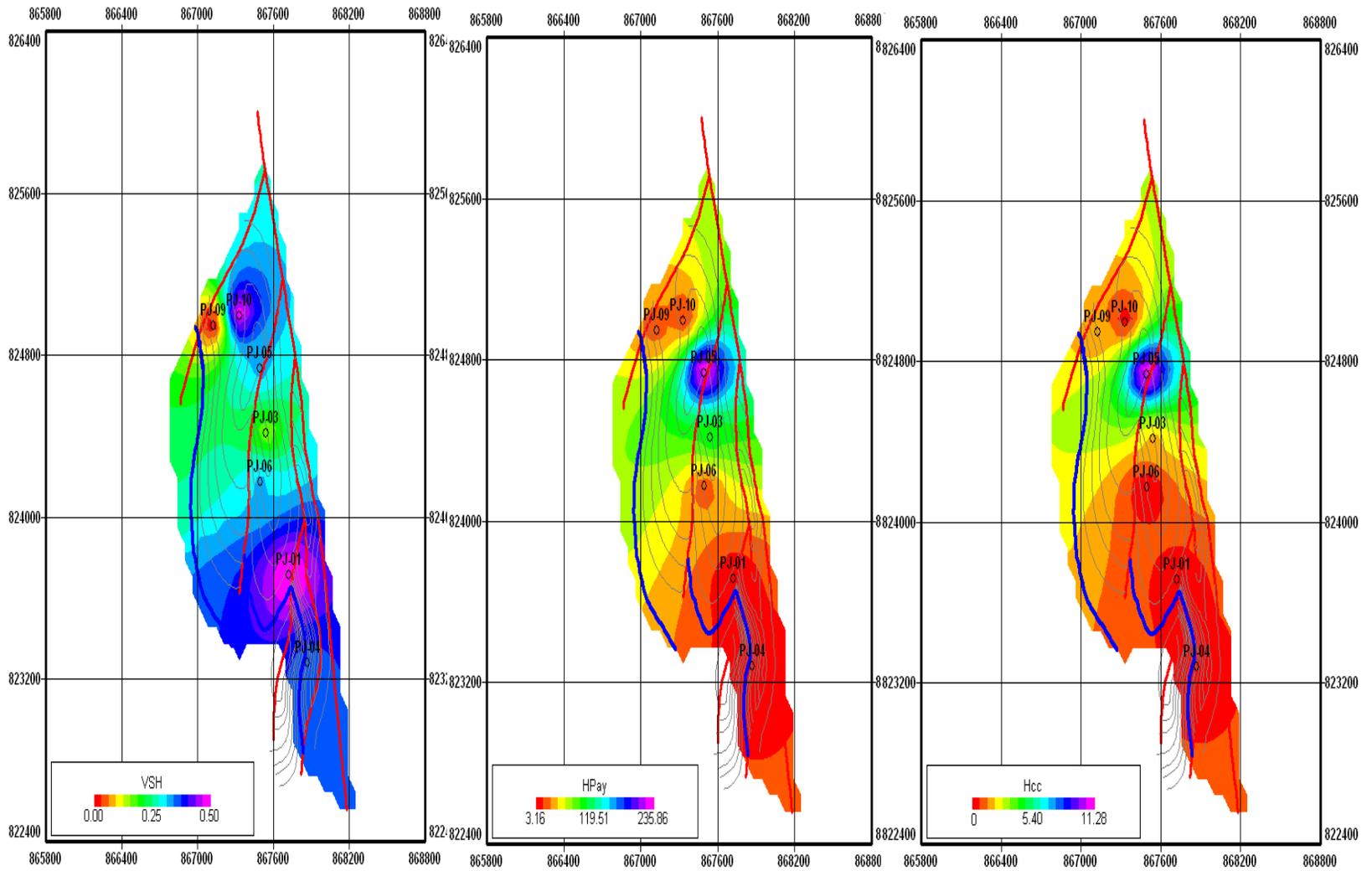


Figura 7. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4A

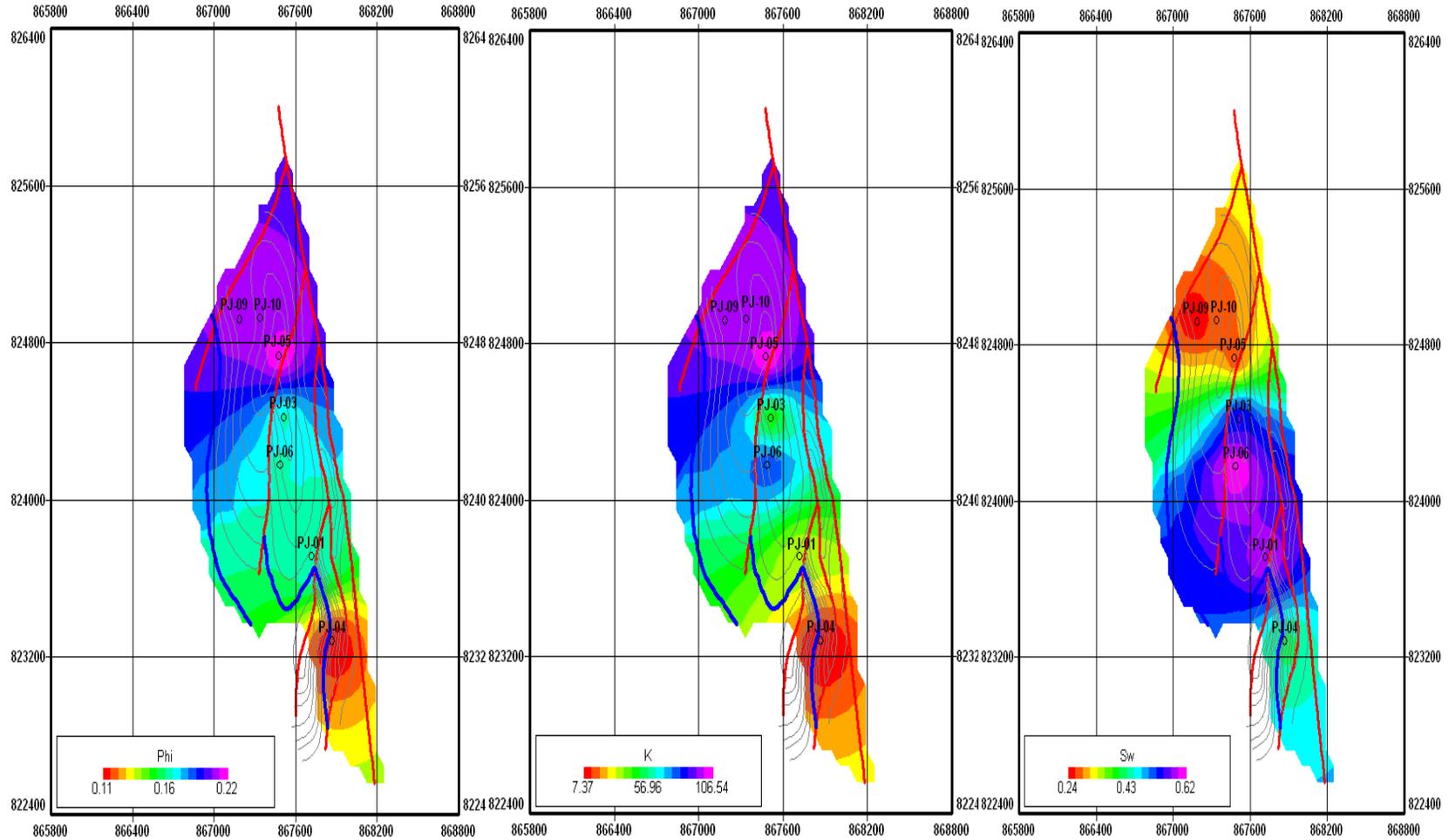


Figura 7. (Continuación)

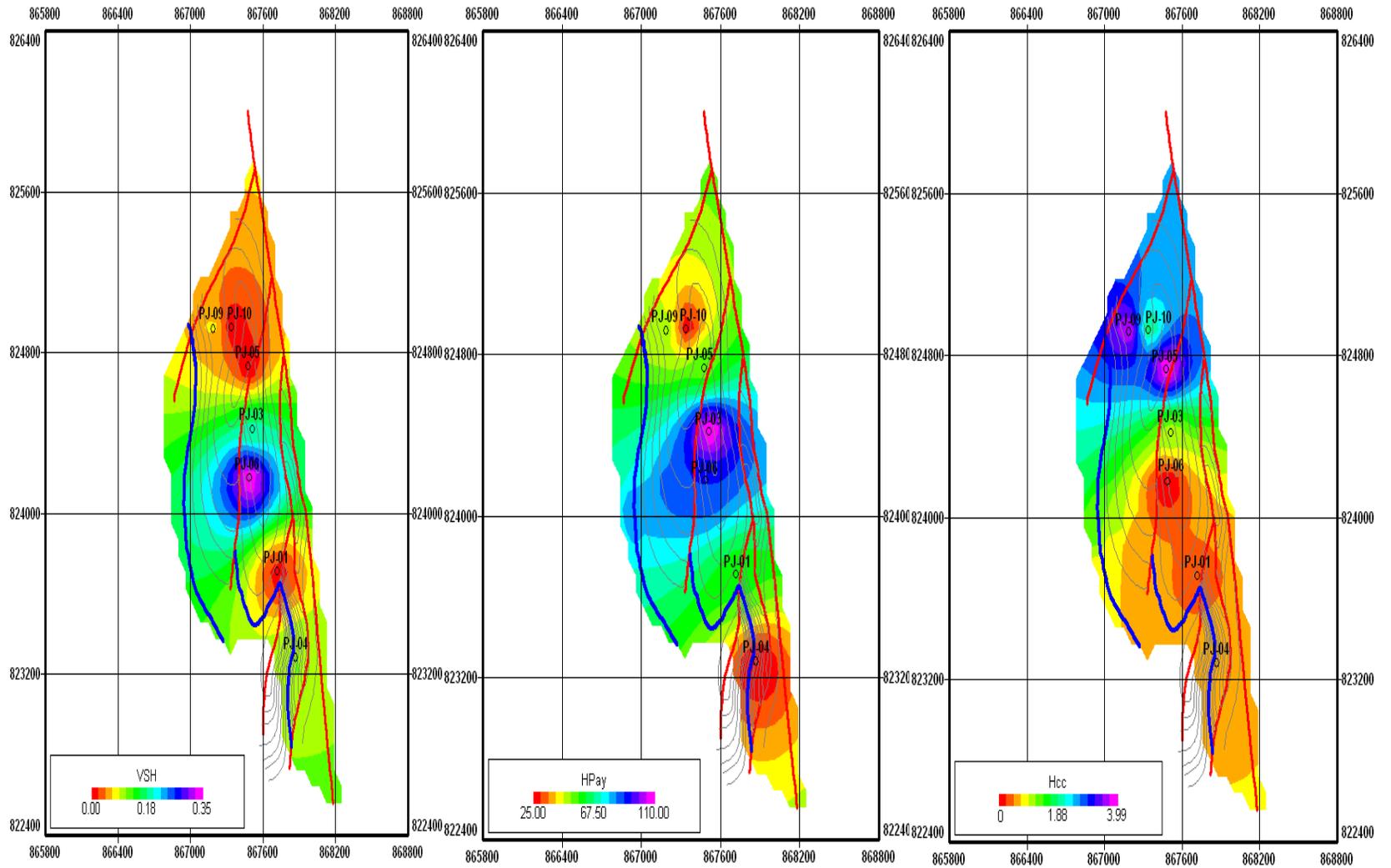


Figura 8. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4B1

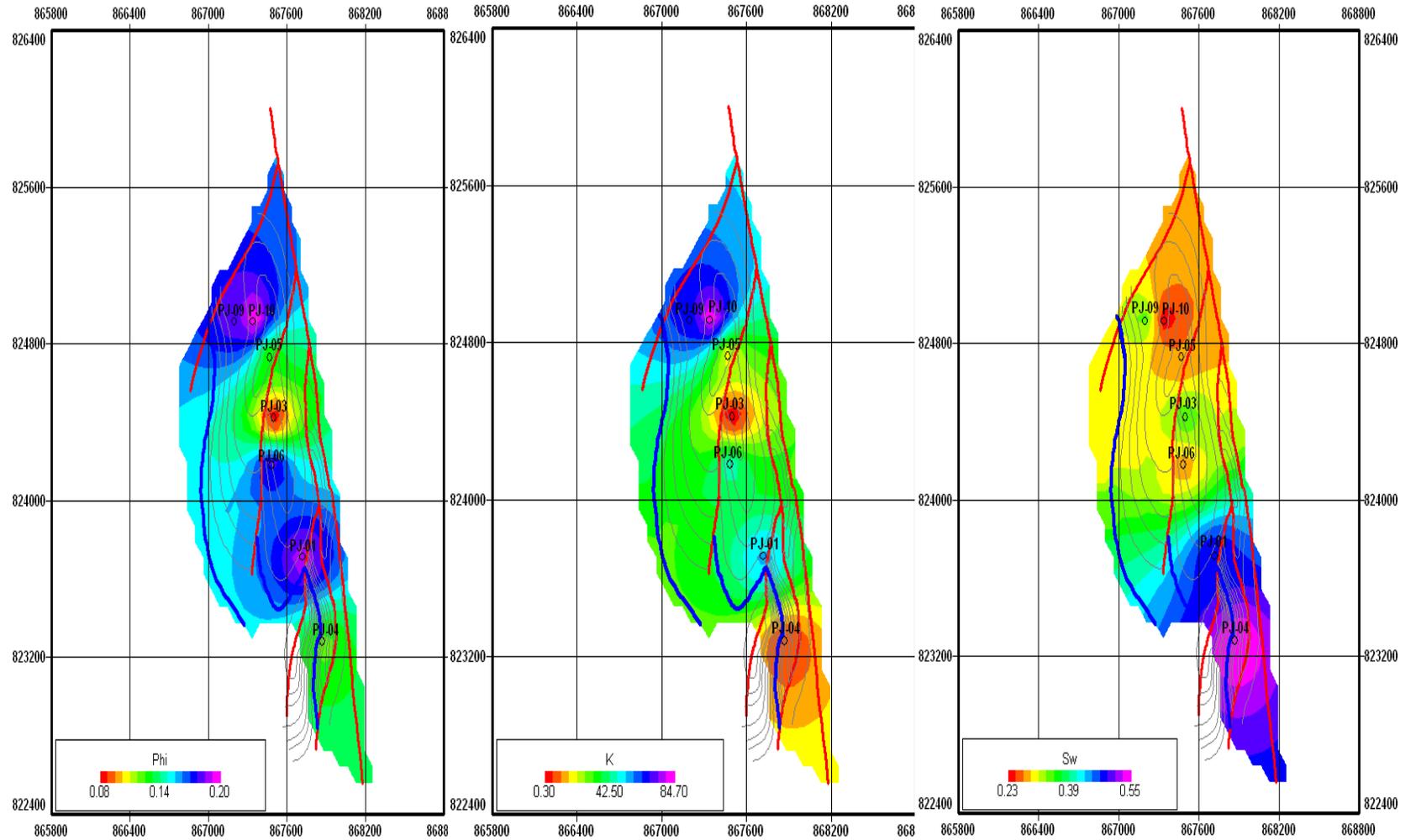


Figura 8. (Continuación)

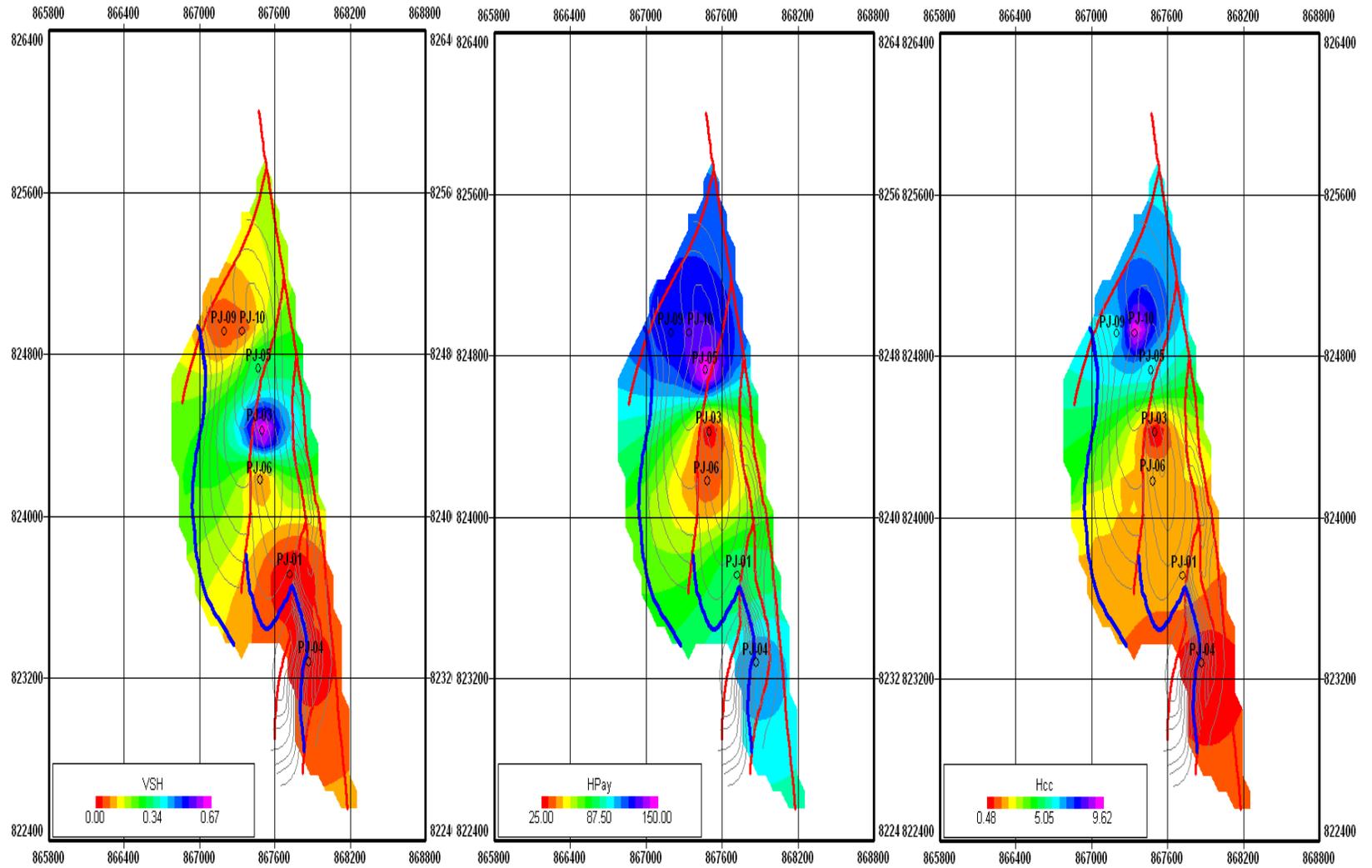


Figura 9. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4B2

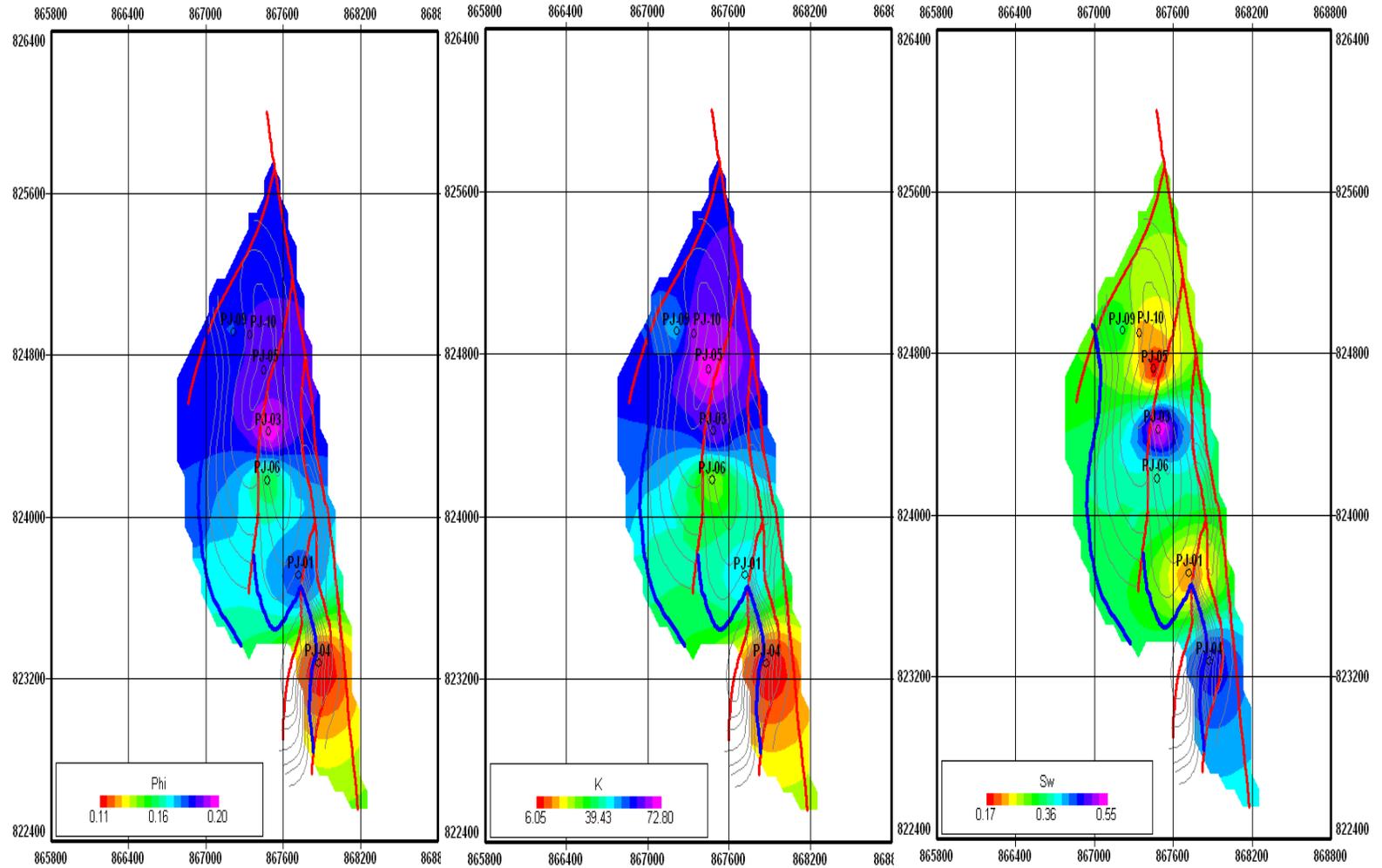


Figura 9. (Continuación)

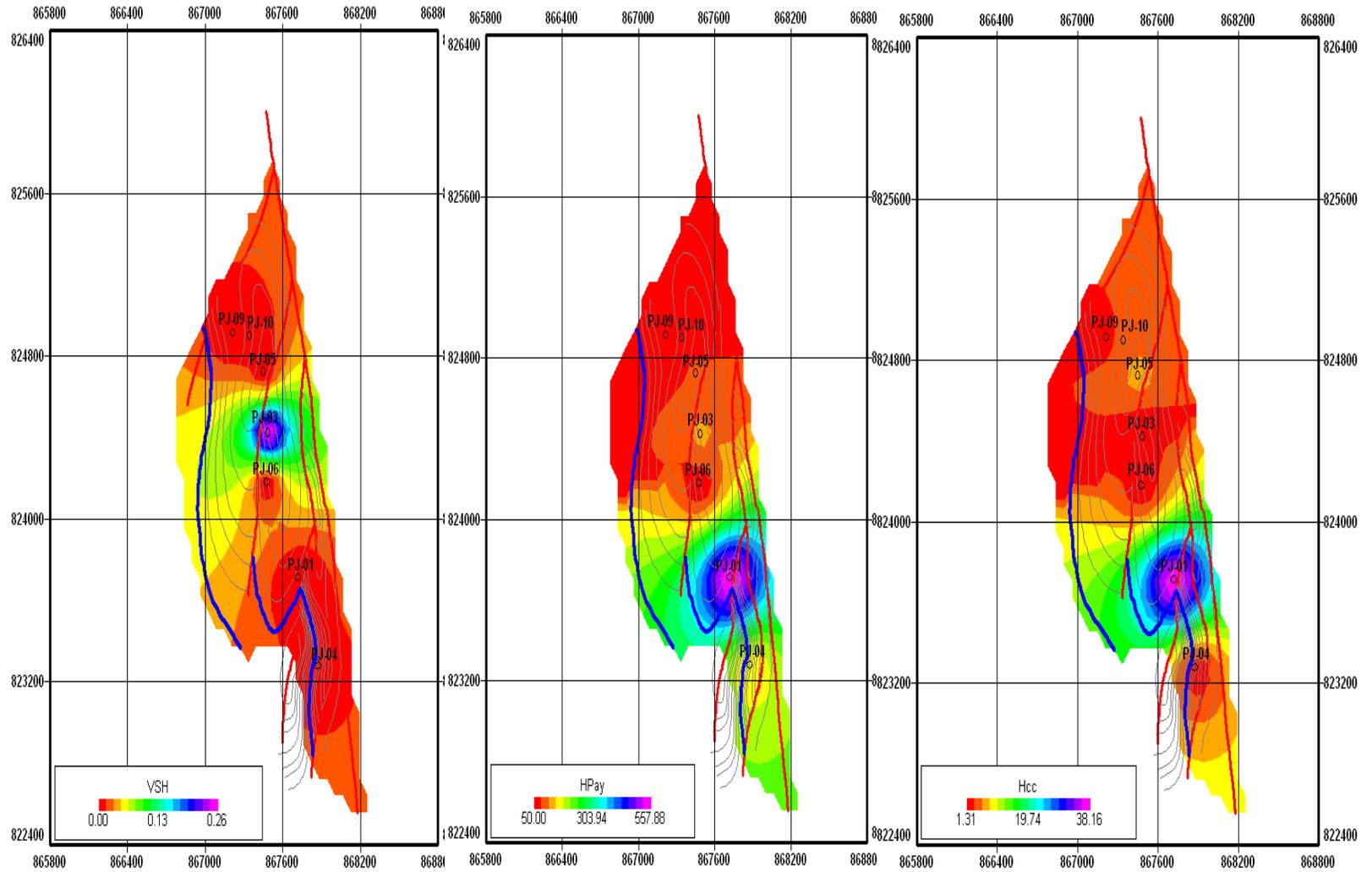


Figura 10. Mapas de propiedades calculadas para la formación K4B3

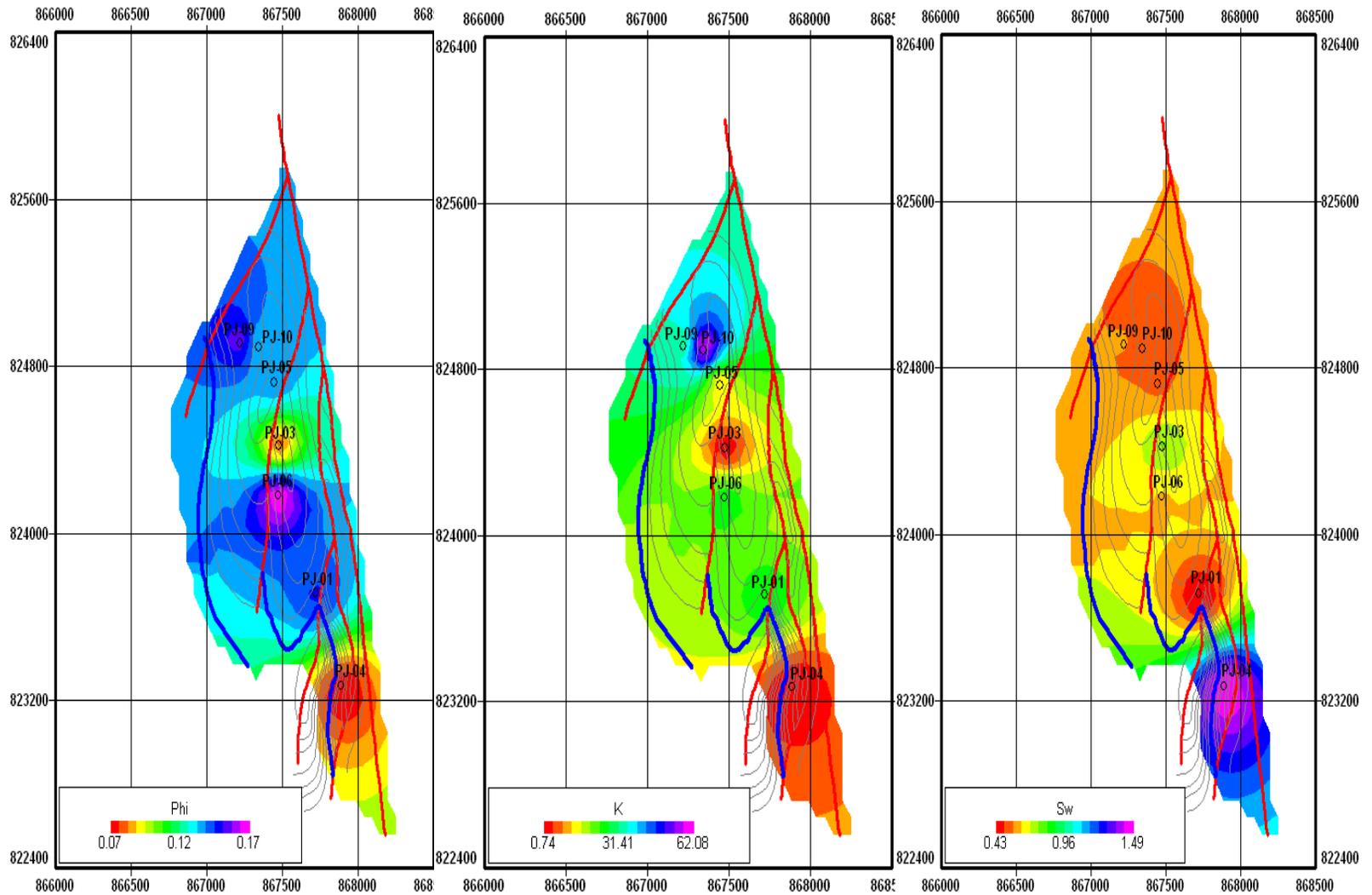
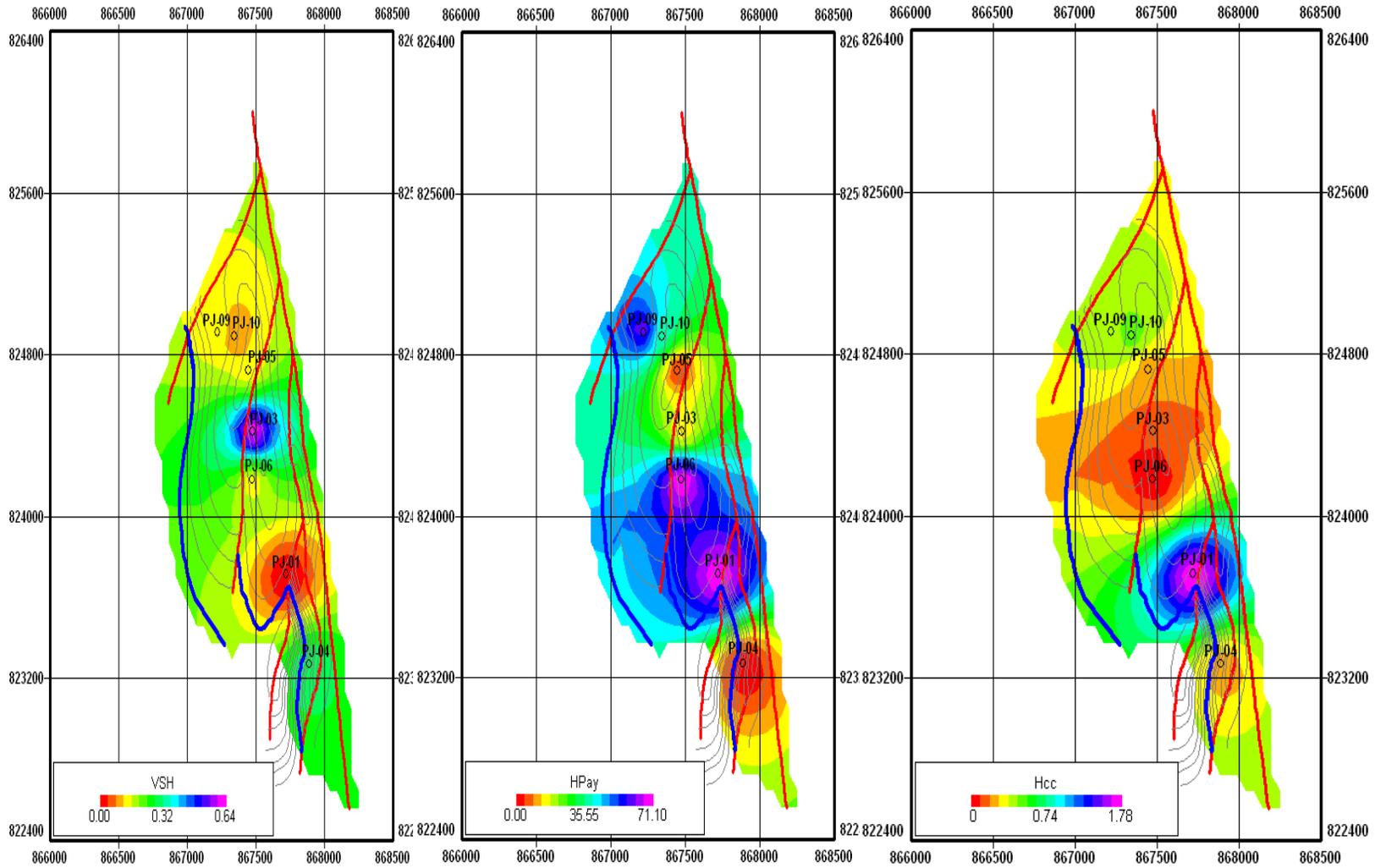


Figura 10. (Continuación)



3. REVISIÓN HISTORICOS DE PRODUCCIÓN

3.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO PIJAO

El campo Pijao fué descubierto en el año 1981 por la compañía Hocol S.A, con la perforación del pozo Pijao-1.

La producción del Campo Pijao se inició en Enero de 1982, con el pozo Pijao 1. De los pozos productores, el Pijao 2 St-2 fue abandonado en Julio de 1986, por alto corte de agua y alto GOR. La producción inicial de aceite en los pozos del Bloque Sur (Pijao 1 y Pijao 4) fue de 500 a 800 bbl/d.

El modelo estructural del yacimiento, se encuentra dividido por fallas en cuatro compartimientos de los cuales el Bloque Oriental no es productor, el Bloque Central y Occidental se pueden considerar como uno solo, razón por la cual se puede considerar hidráulicamente el Yacimiento como 2 compartimientos.

Bloque Sur	WOC	-5850 pies
Bloque (Central-Occidental)	WOC	-5600 pies

En los pozos de los Bloques Central y Occidental (Norte), la producción comenzó con valores entre los 300 y los 500 bbl/d. Con la irrupción del agua la producción de aceite cae a valores entre 100 y 200 BOPD; actualmente la producción de estos pozos se encuentra alrededor de los 360 BOPD y con un GOR aproximado de 492 scf/bbl.

El Campo Pijao ha producido a la fecha (31-Dic-08) un total acumulado de 6.88 MMbbl. Las características de los fluidos y la historia de presiones, muestran que se tiene un mecanismo combinado de producción de empuje parcial de agua (predominante) y gas en solución; la producción de los pozos proviene en su totalidad de la formación Monserrate.

3.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PRODUCCIÓN

A continuación se presentará el comportamiento de la producción, destacando los eventos más representativos de cada uno de los pozos, al igual que la información sobre los intervalos perforados y sus respectivas formaciones, señalando en estas su estado actual.

Las curvas de distribución de producción fueron tomadas de los archivos cargados en Oil Field Manager (OFM) y las de aporte de aceite y agua fueron construidas a partir de las propiedades petrofísicas y de la información suministrada por las curvas de producción; las tablas que muestran el Estado

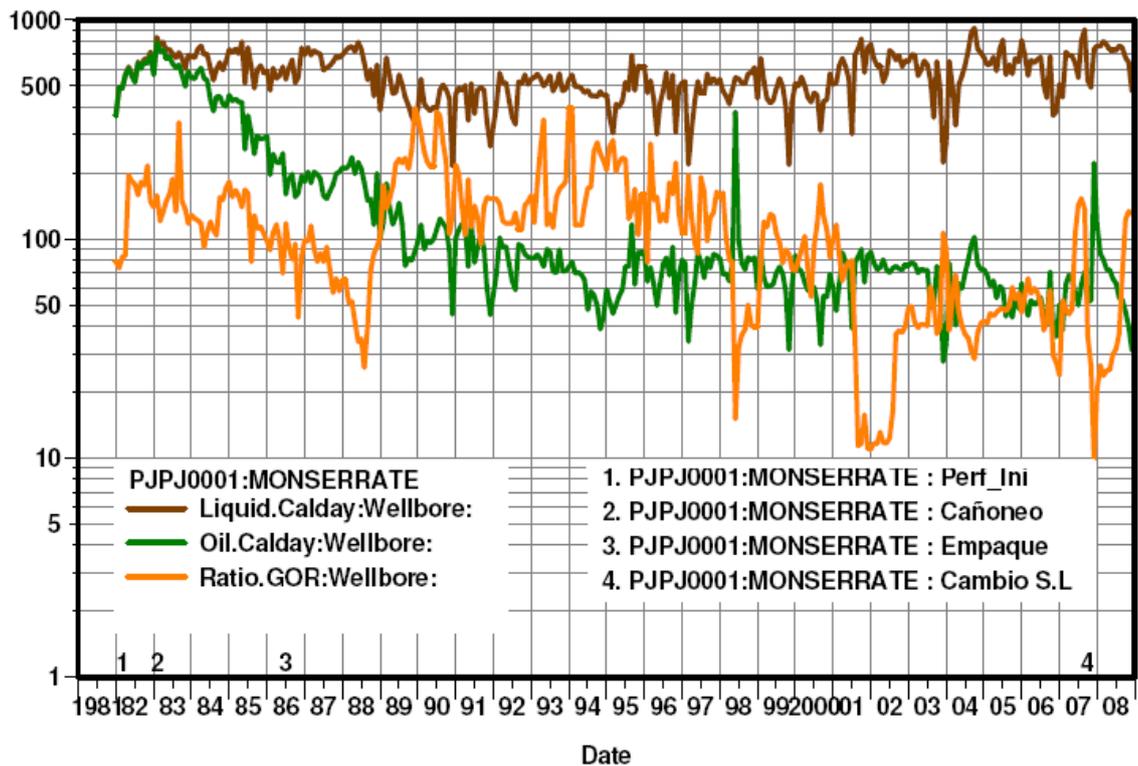
de los Intervalos cañoneados fueron realizadas a partir de la información que contiene Profile.

Para realizar una lectura adecuada de las curvas de producción de los pozos, se requiere trazar una línea vertical desde el numeral correspondiente a los eventos, hasta cortar la curva que se desee interpretar.

De igual forma para comprender las figuras que representan los aportes de aceite y agua de los respectivos pozos se hace necesario considerar que el eje vertical presenta valores en fracciones; siendo la sumatoria de las fracciones de cada intervalo productor igual a la unidad (1).

3.2.1 Pijao 1

Figura 11. Curva de producción pozo Pijao 1



El pozo Pijao 1 fué completado en diciembre de 1981 mostrando una producción inicial de 500 BOPD; sin embargo la producción bajó dramáticamente pasando de 500 a 200 BOPD en sólo cuatro años. Para el efecto de mitigar la disminución de producción se optó por sentar un empaque a 7205 pies, permitiendo así aislar las zonas correspondientes a las formaciones K4B2 y K4B3 comprendidas dentro de los intervalos 7210-7339 pies, en donde posiblemente se estaba produciendo la mayor cantidad de agua.

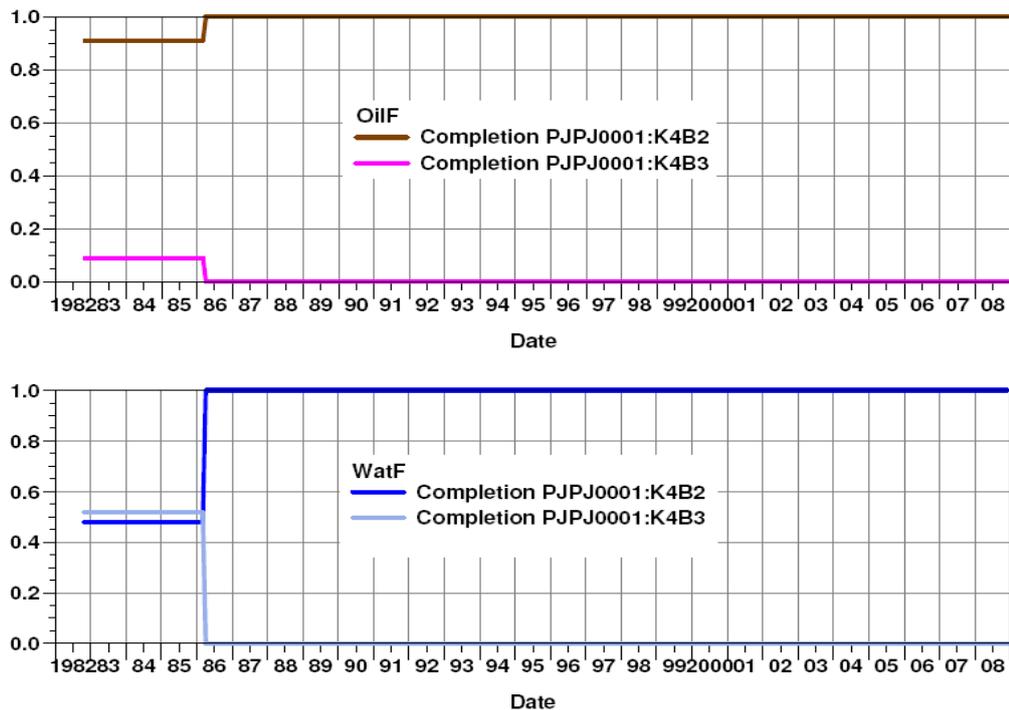
Finalmente hacia julio del 2007 se cambia de sistema de Bombeo Mecánico a Bombeo Electrosumergible.

Cuadro 3. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 1

Inicio Producción M/D/A	Fin Producción M/D/A	Formación	Intervalos		Estado
			Superior	Inferior	
01/11/1982		K4B2	6962	7010	En producción
		K4B2	7024	7078	
		K4B2	7094	7146	
		K4B2	7160	7196	
	01/04/1982	K4B2	7210	7240	Aislado EZ-SV a 7205
	K4B3	7302	7339		

Para evidenciar de manera más clara el estado y comportamiento de aporte de fluidos dentro de los intervalos cañoneados, se presentarán a continuación las siguientes figuras.

Figura 12. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 1

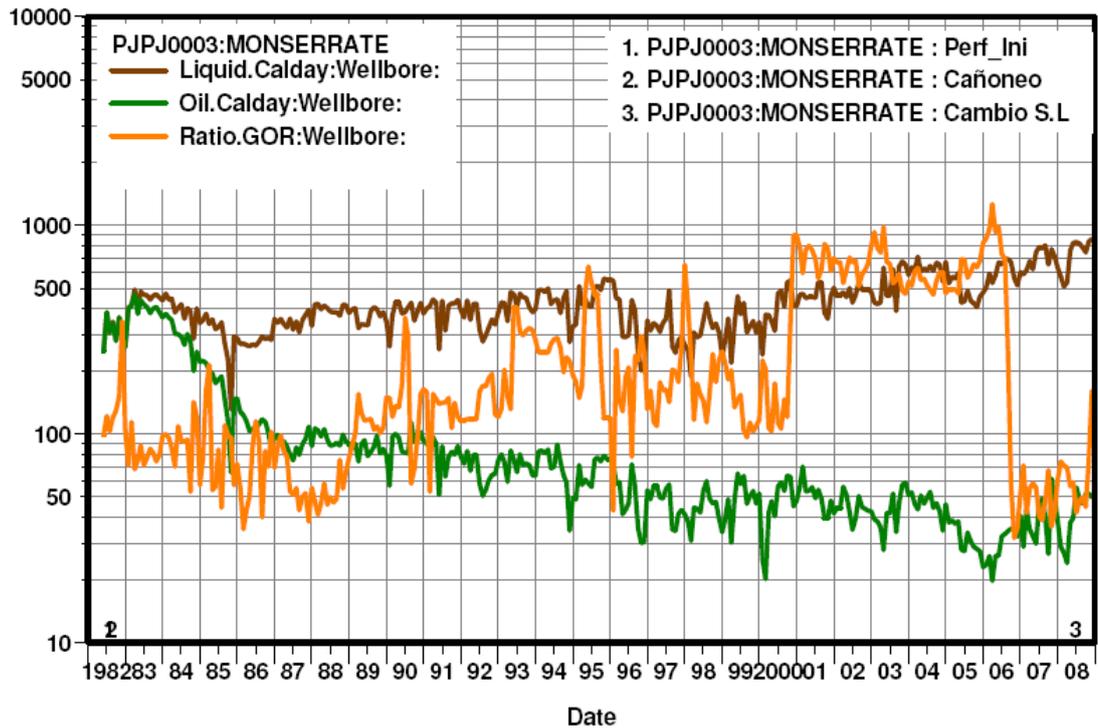


Hacia octubre de 1985 y abril de 1986 se colocó un empaque EZ-SV a 7205 pies, logrando aislar los intervalos 7210 – 7240 y 7302-7339 pies, correspondientes a la formación Monserrate K4B2 y K4B3 respectivamente; el efecto inmediato sobre la disminución en la producción inicial de aceite

(0.09) y agua (0.51) se ve reflejada en la zona K4B3, dejando la K4B2 como único intervalo productor.

3.2.2 Pijao 3

Figura 13. Curva de producción pozo Pijao 3



El pozo Pijao 3 se completó en junio de 1982 con una producción que no superó inicialmente los 350 BOPD, siendo incrementada después mediante un rediseño de la bomba a 450 BOPD.

En los últimos 8 años se ha incrementado la producción de fluido total; particularmente en los 2 últimos años se presenta un sensible aumento, esto posiblemente por efecto de la inyección en el pozo Pijao 2.

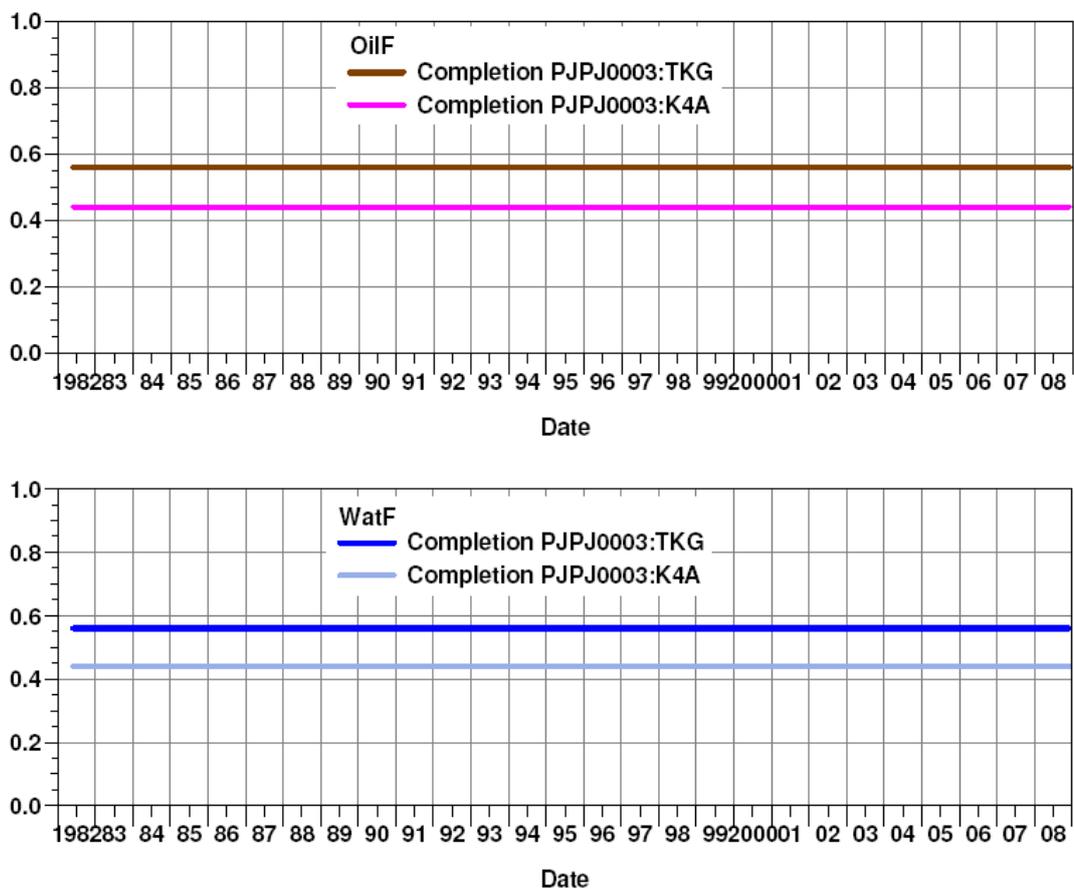
En Abril de 2008 el sistema se cambió de Bombeo Mecánico a Bombeo Electrosumergible.

Este pozo ha contado con un comportamiento de declinación bastante leve hasta la actualidad.

Cuadro 4. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 3

Inicio Producción M/D/A	Fin Producción M/D/A	Formación	Intervalos		Estado
			Superior	Inferior	
01/06/1982		TKG	6968	6973	En producción
		TKG	6982	6988	
		TKG	6996	7036	
		K4A	7054	7064	
		K4A	7074	7124	

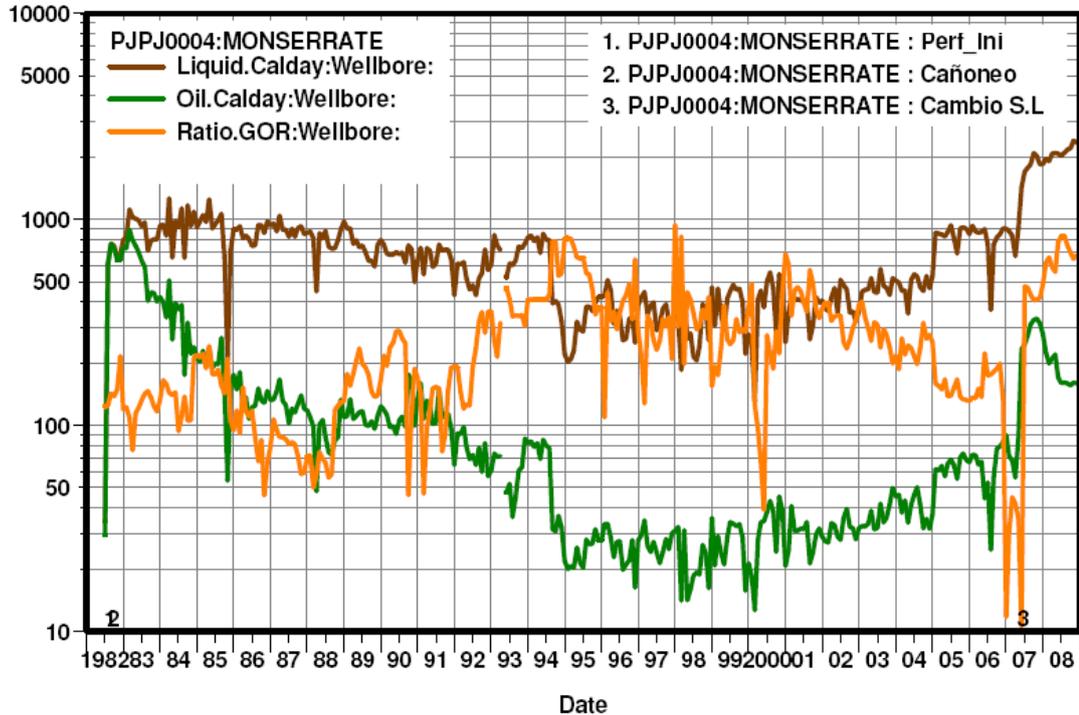
Figura 14. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 3



Debido al leve comportamiento en la declinación, no se ha requerido de aislamiento alguno y en consecuencia sus formaciones productoras correspondientes a Monserrate (K4A) y Guaduala (TKG) evidencian un aporte de aceite y agua constantes durante todo el tiempo de vida del pozo; el intervalo K4A aporta 0.44 y el intervalo TKG 0.56 para aceite y agua respectivamente.

3.2.3 Pijao 4

Figura 15. Curva de producción pozo Pijao 4



El pozo Pijao 4 se completó en julio de 1982 con una producción cercana a los 800 BOPD, sufriendo una disminución en la producción cercana a los 150 BOPD en los cuatro años siguientes.

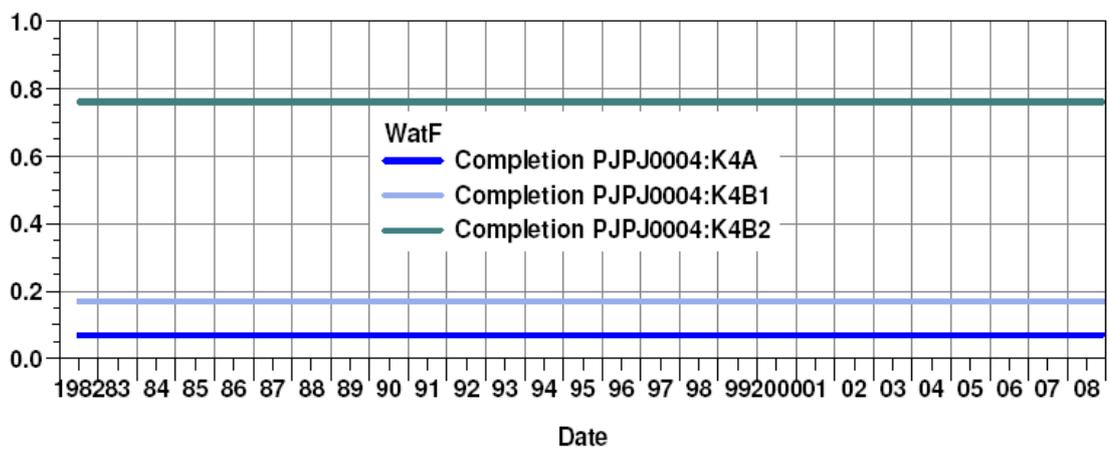
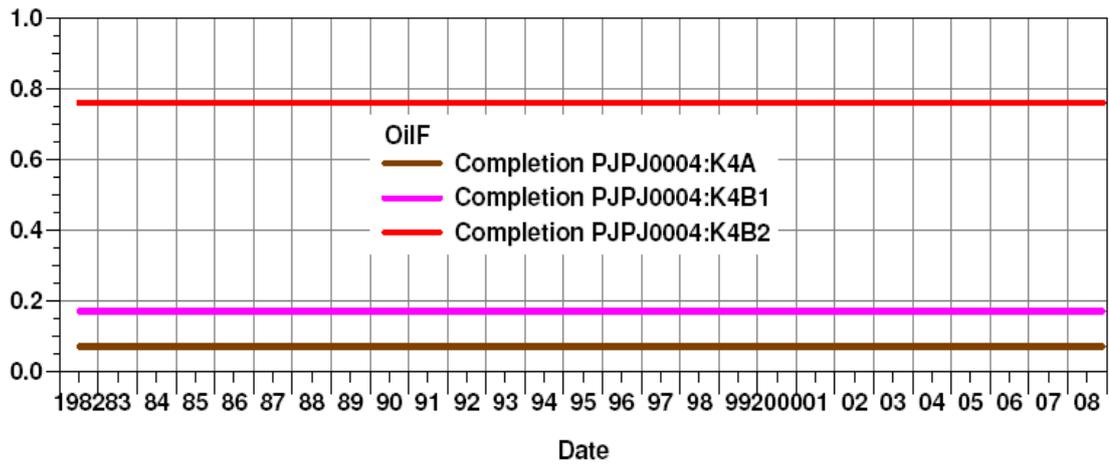
Desde el año 2002 la producción de crudo ha venido incrementándose como producto de niveles de fluido cada vez más altos, posiblemente influenciado por la inyección de los pozos Pijao 2, Cebú 8 y Cebú 13.

Por último, hacia abril del 2007 el sistema se cambio de B.M a B.E.S.

Cuadro 5. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 4

Inicio Producción M/D/A	Fin Producción M/D/A	Formación	Intervalos		Estado
			Superior	Inferior	
01/07/1982		K4A	6897	6908	En producción
		K4B1	7040	7075	
		K4B2	7094	7110	
		K4B2	7170	7204	
		K4B2	7226	7256	
		K4B2	7278	7306	
		K4B2	7328	7346	
		K4B2	7360	7378	

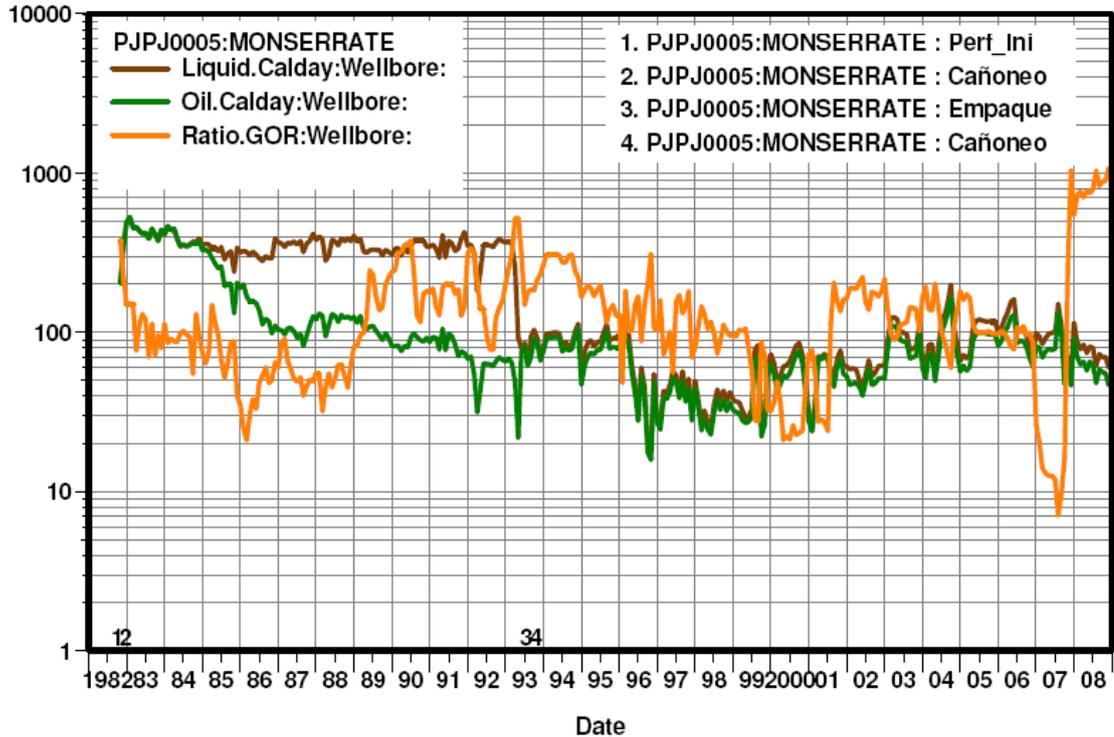
Figura 16. Aporte de aceite y agua por intervalos productores por pozo Pijao 4



Inicialmente el comportamiento de la producción presentó fluctuaciones, pero es marcada la tendencia en la formación Monserrate K4A de aportar aceite y agua en mayor cantidad comparadas con las otras dos zonas productoras de Monserrate que corresponden a la K4B1 y K4B2; el desempeño de aporte de estas formaciones es constante y no varía con respecto al tiempo.

3.2.4 Pijao 5

Figura 17. Curva de producción pozo Pijao 5



El pozo Pijao 5 fué completado en octubre de 1982 y su producción inicial fué cercana a los 500 BOPD; en los 4 años siguientes (1986), la producción cayó hasta 100 BOPD.

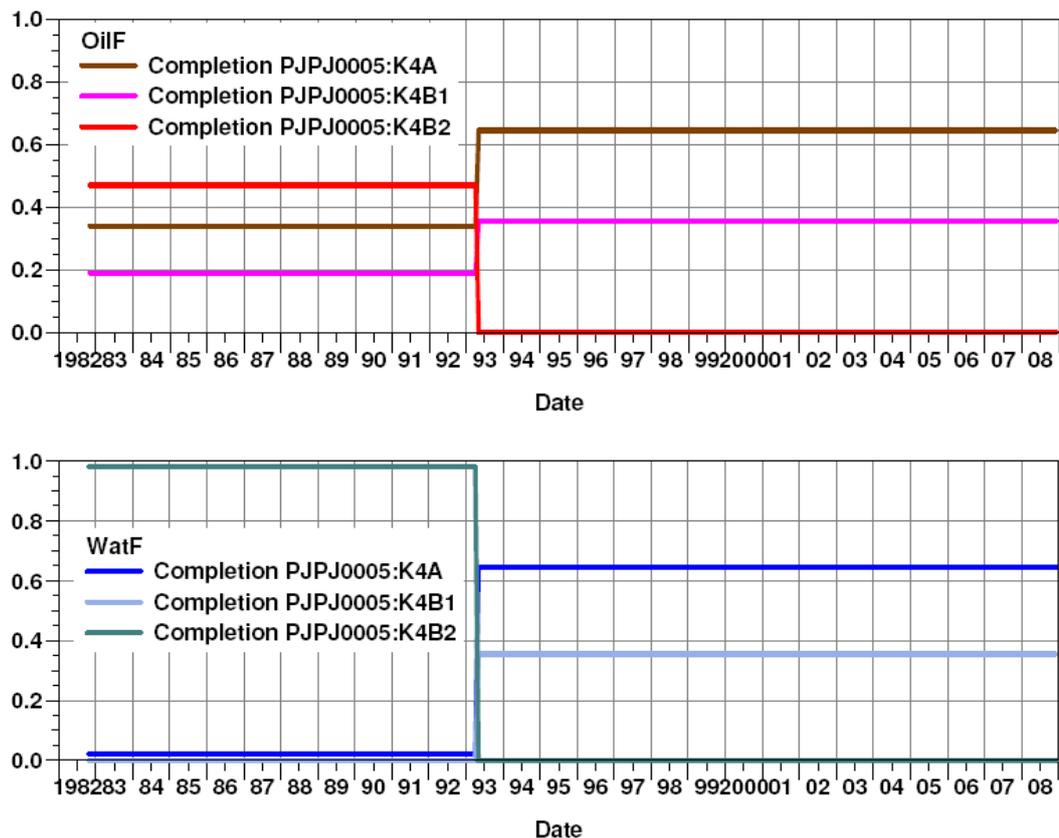
En el año 1993 se realizó un trabajo de aislamiento de arenas en el intervalo de 7010 -7070 pies que comprende la formación Monserrate K4B2, utilizando un empaque RBP sentado a 7003 pies, obteniendo un buen resultado. Posteriormente se realizó un nuevo cañoneo hacia Agosto de 1993 en la zona perteneciente a la formación Monserrate K4A.

Desde el año 1999 la producción de crudo se ha venido incrementando y actualmente (Dic-2008) tiene un valor cercano a los 50 BOPD.

Cuadro 6. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 5

Inicio Producción M/D/A	Fin Producción M/D/A	Formación	Intervalos		Estado
			Superior	Inferior	
01/11/1982		K4A	6760	6783	En producción
		K4B1	6860	6866	
		K4B1	6896	6903	
		K4B1	6909	6941	
		K4B1	6956	6985	
	01/05/1993	K4B2	7010	7024	Aislado RBP a 7000
		K4B2	7038	7070	

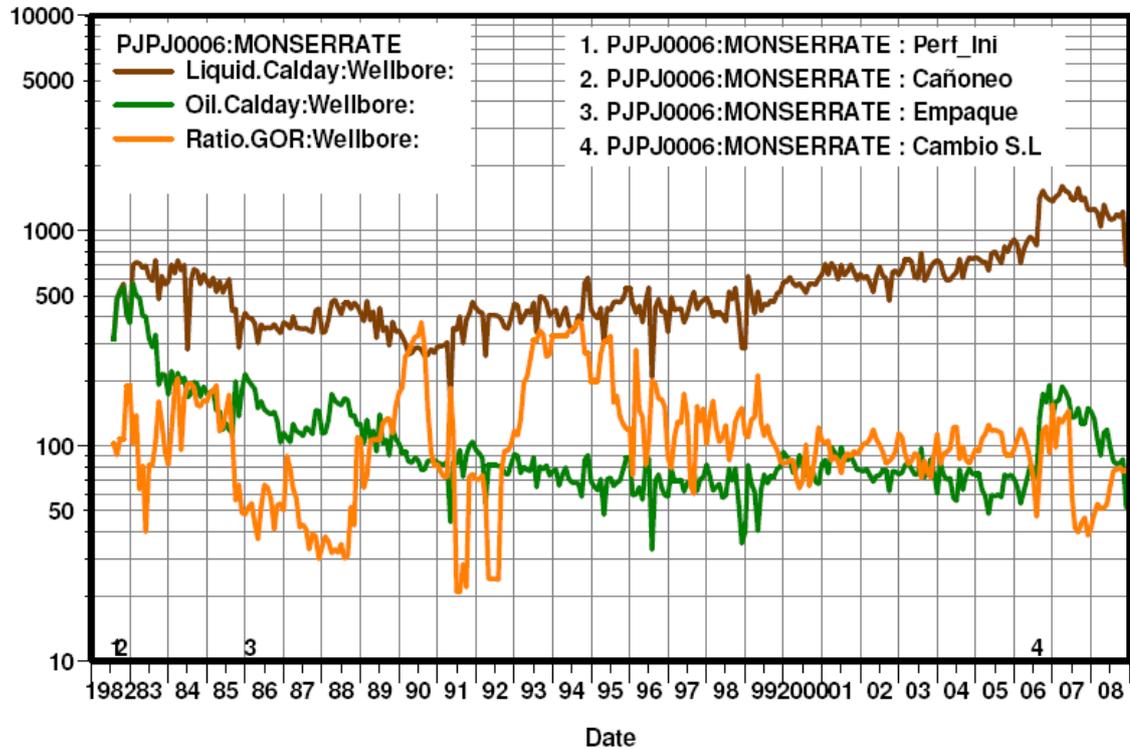
Figura 18. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 5



Como consecuencia directa del aislamiento de arenas, se suspende el aporte de fluidos por parte de la formación Monserrate K4B2 la cual tenía un corte de 0.98 de agua, logrando así bajar de manera representativa el corte de agua hasta un 10%; como resultado de las formaciones Monserrate K4B1 y K4A se encuentran como zonas productoras en este pozo.

3.2.5 Pijao 6

Figura 19. Curva de producción pozo Pijao 6



El pozo Pijao 6 se completó en agosto de 1982 con una producción inicial cercana a los 500 BOPD disminuyendo a 100 BOPD en siete años con una tendencia de declinación suave.

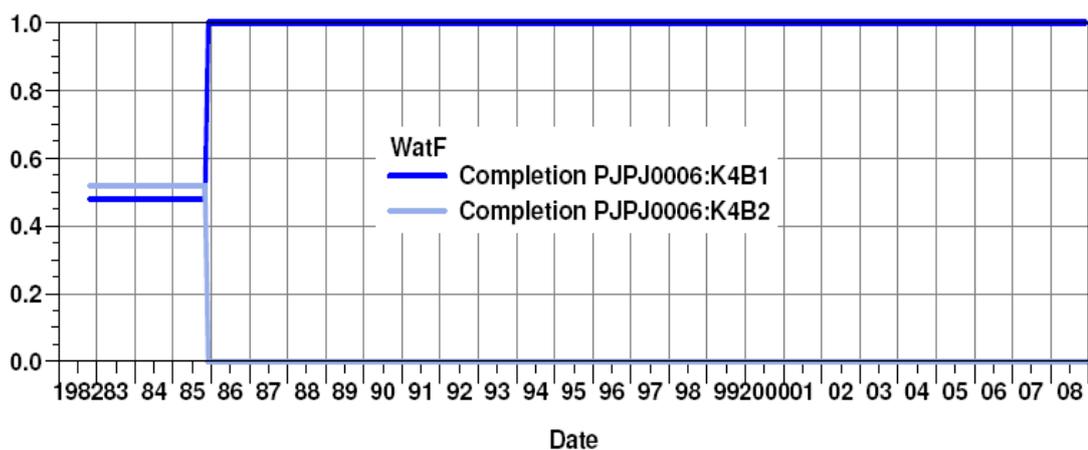
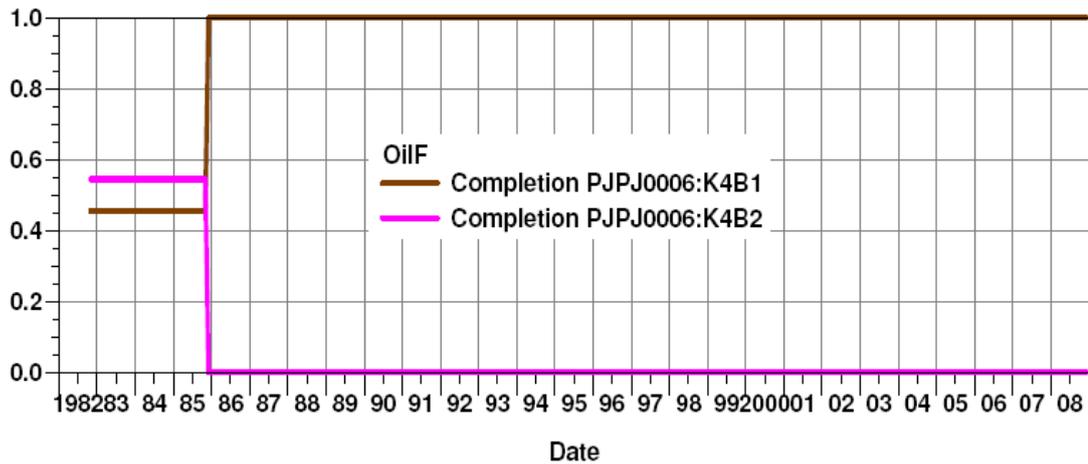
En diciembre de 1985 se colocó un empaque EZ-SV a 6934 pies, logrando una disminución leve en el aporte de fluidos; sin embargo este comportamiento no se mantuvo y el corte incrementó nuevamente aunque de una forma muy suave.

En los dos (2) últimos años ha aumentado la capacidad de extracción mediante la instalación de B.E.S. en Junio de 2006.

Cuadro 7. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 6

Inicio Producción M/D/A	Fin Producción M/D/A	Formación	Intervalos		Estado	
			Superior	Inferior		
01/11/1982		K4B1	6867	6871	En producción	
		K4B1	6889	6893		
		K4B1	6898	6909		
		K4B1	6914	6918		
	01/12/1985		K4B2	6944	6960	Aislado EZ-SV a 6934
			K4B2	6968	6974	
			K4B2	6983	6992	
		K4B2	7004	7022	Aislado EZ-SV a 6998	

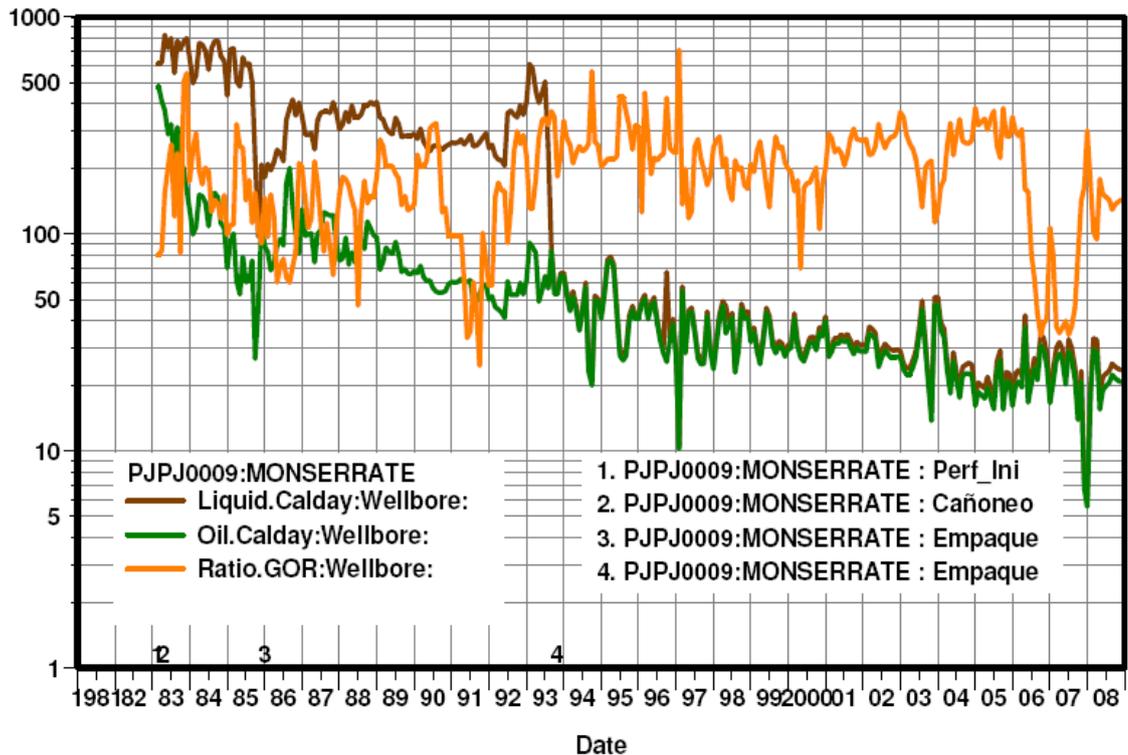
Figura 20. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 6



Mediante la utilización de un empaque EZ-SV a 6934 pies, se consigue disminuir el corte de agua de un 80% a 40%, dejando como única zona productora de fluidos (agua y aceite) la formación Monserrate K4B1.

3.2.6 Pijao 9

Figura 21. Curva de producción pozo Pijao 9



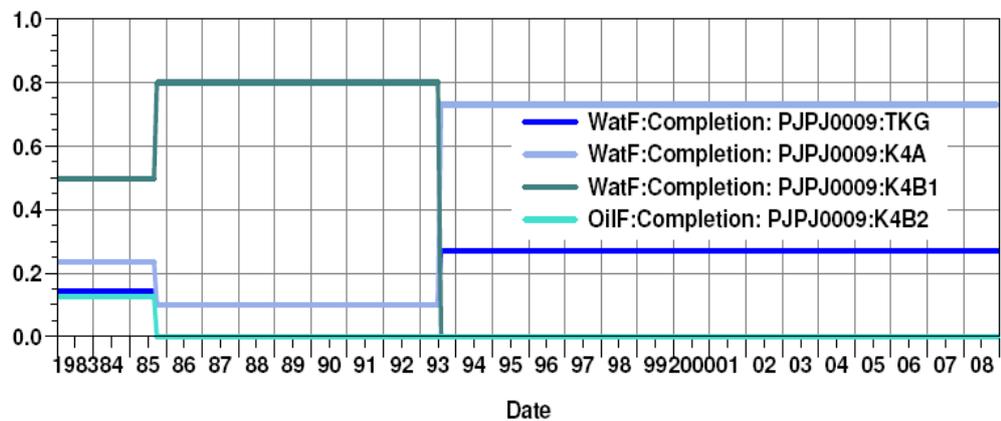
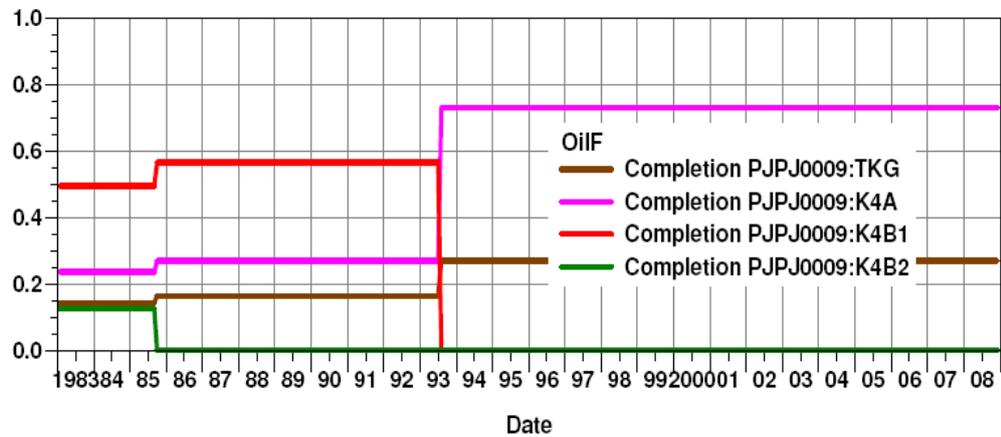
El pozo Pijao 9 fué completado en febrero de 1983, con una producción cercana a los 500 BOPD; sin embargo, en tres años la producción bajó hasta 60 BOPD.

Se efectuaron dos aislamientos, inicialmente se sentó el EZ-SV a 7142 pies en Octubre de 1985 y posteriormente el RBP a 7508 pies en Agosto del 1993.

Cuadro 8. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 9

Inicio Producción M/D/A	Fin Producción M/D/A	Formación	Intervalos		Estado	
			Superior	Inferior		
01/02/1983		TKG	6824	6836	En producción	
		K4A	6896	6920		
		K4B1	7024	7048		
	01/08/1993		K4B1	7066	7086	Aislado RBP a 7058
			K4B1	7096	7116	
			K4B1	7125	7136	
01/10/1985		K4B2	7150	7176	Aislado EZ-SV a 7142	

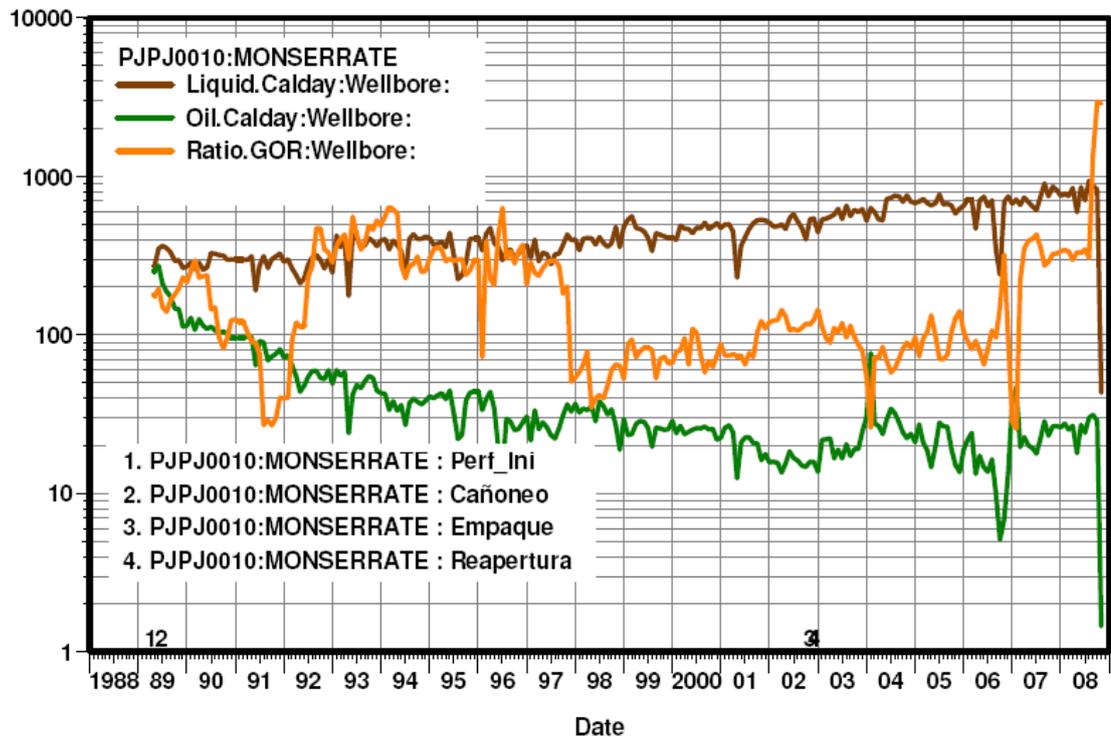
Figura 22. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 9



Se puede evidenciar el resultado exitoso del aislamiento de las formaciones Monserrate K4B1 y K4B2 debido a la disminución en el aporte de agua y aceite; por otro lado los intervalos TKG y K4A, que corresponden a las formaciones Guaduala y Monserrate, aportan ahora los fluidos que produce este pozo.

3.2.7 Pijao 10

Figura 23. Curva de producción pozo Pijao 10



El pozo Pijao 10 se completó en mayo de 1989 y su producción inicial de crudo fué cercana a los 250 BOPD; el corte de agua comenzó a incrementarse y en un año estuvo cercano al 50%. En el año 1993 el corte de agua llegó a un valor cercano al 90%.

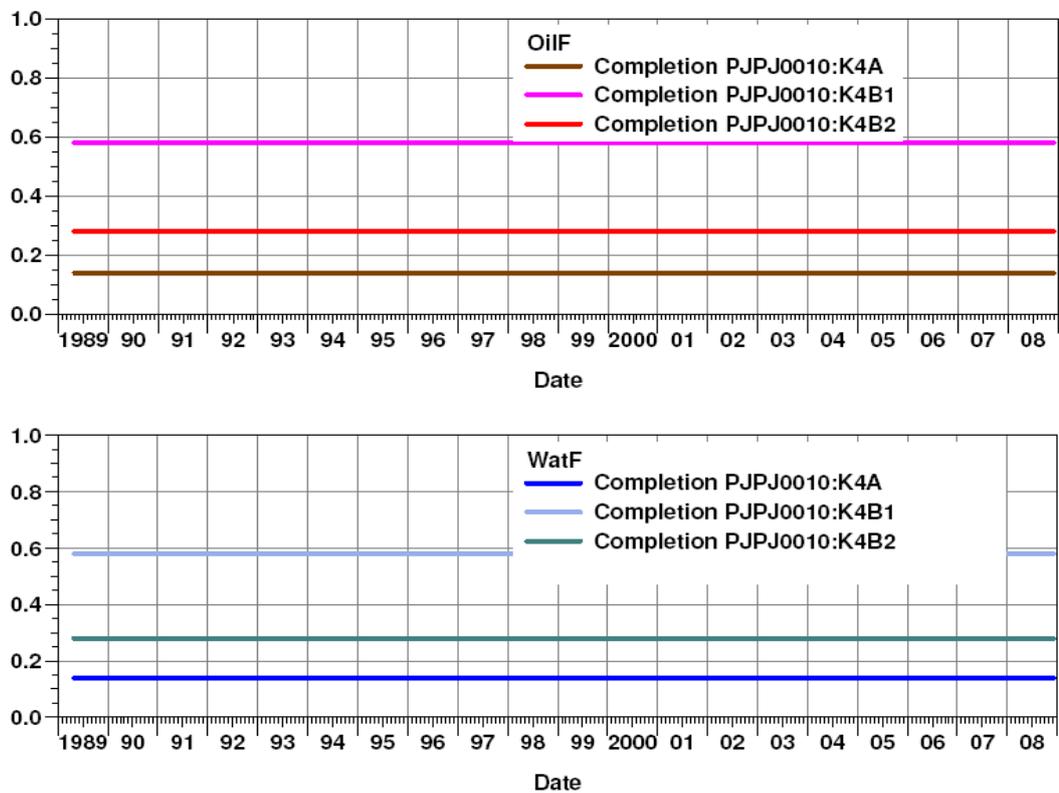
Como reacción directa para controlar el incremento en la producción de líquidos se coloca un empaque RBP a 6842 pies en Septiembre del 2002; infortunadamente este mismo se retira hacia Octubre del 2002, dejando en producción todos los intervalos cañoneados.

Este pozo ha tenido una producción baja de aceite aunque el fluido total está cercano a los 900 BFPD.

Cuadro 9. Estado de Intervalos cañoneados pozo Pijao 10

Inicio Producción M/D/A	Fin Producción M/D/A	Formación	Intervalos		Estado
			Superior	Inferior	
01/05/1989		K4A	6699	6712	En producción
		K4B1	6820	6838	
		K4B1	6854	6866	
		K4B1	6878	6892	
		K4B1	6900	6918	
		K4B2	6930	6967	

Figura 24. Aporte de aceite y agua por intervalos productores pozo Pijao 10



Como se comentó anteriormente todos las zonas cañoneadas se encuentran en producción; esto demuestra un comportamiento constante en el aporte de fluidos de aceite y agua.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los mapas de drenaje o de recobro tienen como objetivo dar al ingeniero una idea de cómo puede ser la saturación de fluidos cuando los pozos hayan drenado la mayor cantidad de reservas del yacimiento. En este caso estos mapas se hacen para la unidad de arena productora que está siendo estudiada.

El drenaje se puede calcular a partir del EUR (Estimated Ultimate Recovery) o a través de la producción actual de los pozos (N_p).

Estos mapas pueden ser realizados con la ayuda de la herramienta de Bubble Map de OFM, en la cual se pueden visualizar gráficamente datos sobre la ubicación de cada pozo en el mapa base. Los Bubble Map muestran cambios mensuales sobre valores dinámicos de la base de datos (producción de aceite, agua, líquido y gas, inyección de fluidos) e identifican tendencias, anomalías y problemas potenciales del campo.

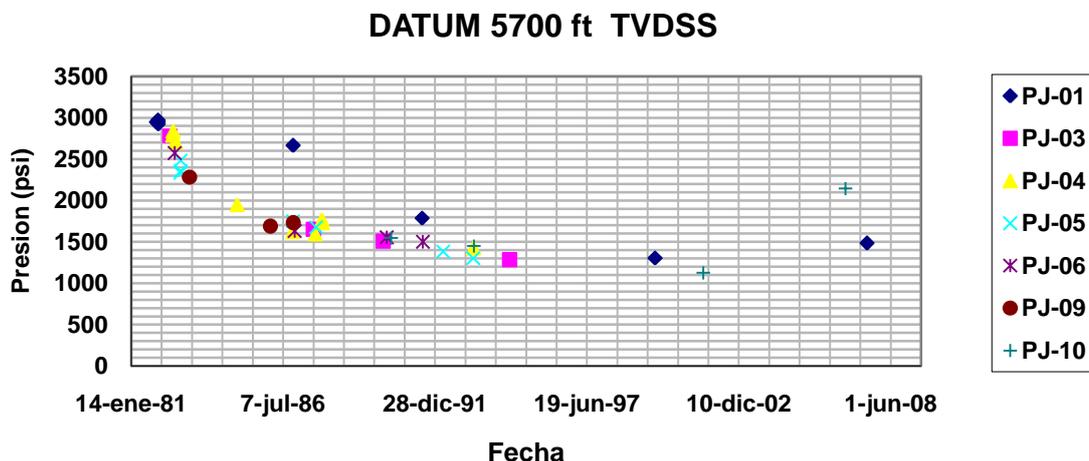
4.1 MAPAS DE BURBUJA DE LA DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS DISPONIBLES Y RADIOS DE DRENAJE

Para la creación de los mapas de burbuja que se requieren para el estudio y evaluación de este proyecto que tiene como finalidad establecer las áreas potenciales para la perforación de pozos In-Fill, es necesario contar con los valores del radio de drenaje de cada una de las unidades completadas, en los cuales se hizo necesario realizar una distribución geométrica debido a que la herramienta no considera parámetros tales como presencia de fallas, contornos estructurales, contacto agua-aceite, tiempos de producción de cada uno de los pozos, el número limitado de pozos vecinos en la estructura, definición de la estructura como tal del yacimiento (esto por la complejidad estructural del mismo –fallas-) y la presencia de tendencias o trenes de permeabilidad en el yacimiento (esto debido al bajo número de pozos). Cabe anotar que esta determinación de áreas de drenaje fue evaluada desde la fecha de inicio de la producción (1981), hasta Diciembre del 2008.

Además de ello, se hace necesario para su construcción tener en cuenta el montaje y modelamiento de la petrofísica ya realizada, apoyados de igual forma de la revisión de la historia de producción de cada uno de los pozos correspondiente al Campo Pijao y su historial de presiones, en donde se observó que la presión en todos los pozos va en franco declive a excepción de tres pozos (Pijao 9, 10, 4) donde se evidenció un aumento en los datos de presiones registradas; la Figura 25 muestra el perfil de presiones del Campo Pijao el cual fué

construido con la información encontrada. Cabe anotar que a partir del año 1991 la realización de pruebas de presión ha sido muy poca y por esta razón este perfil aún carece de valores que modelen mejor el comportamiento de la presión en el yacimiento.

Figura 25. Perfil de presiones del Campo Pijao



Por otro lado se debe considerar la inyección de agua que se realiza actualmente en el pozo Pijao 2, la cual ha tenido una marcada influencia en la producción de fluidos del pozo Pijao 6.

Los pozos ubicados en la parte norte del campo (Pijao 9, 5, 10) pueden estar posiblemente influenciados por la inyección de agua de los pozos Cebú 8 y Cebú 13, ya que mostró un bajo recobro en las unidades inferiores (K4B2 y K4B3); esto nos lleva a considerar que la fallas presentes en el campo no son totalmente impermeables y por consecuencia a través de ellas se puede estar filtrando o canalizando el agua y de esta forma afectando directamente la producción de agua y de aceite en estos pozos.

A continuación se presentan los mapas generados para cada una de las unidades productoras en el campo.

Figura 26. TKG

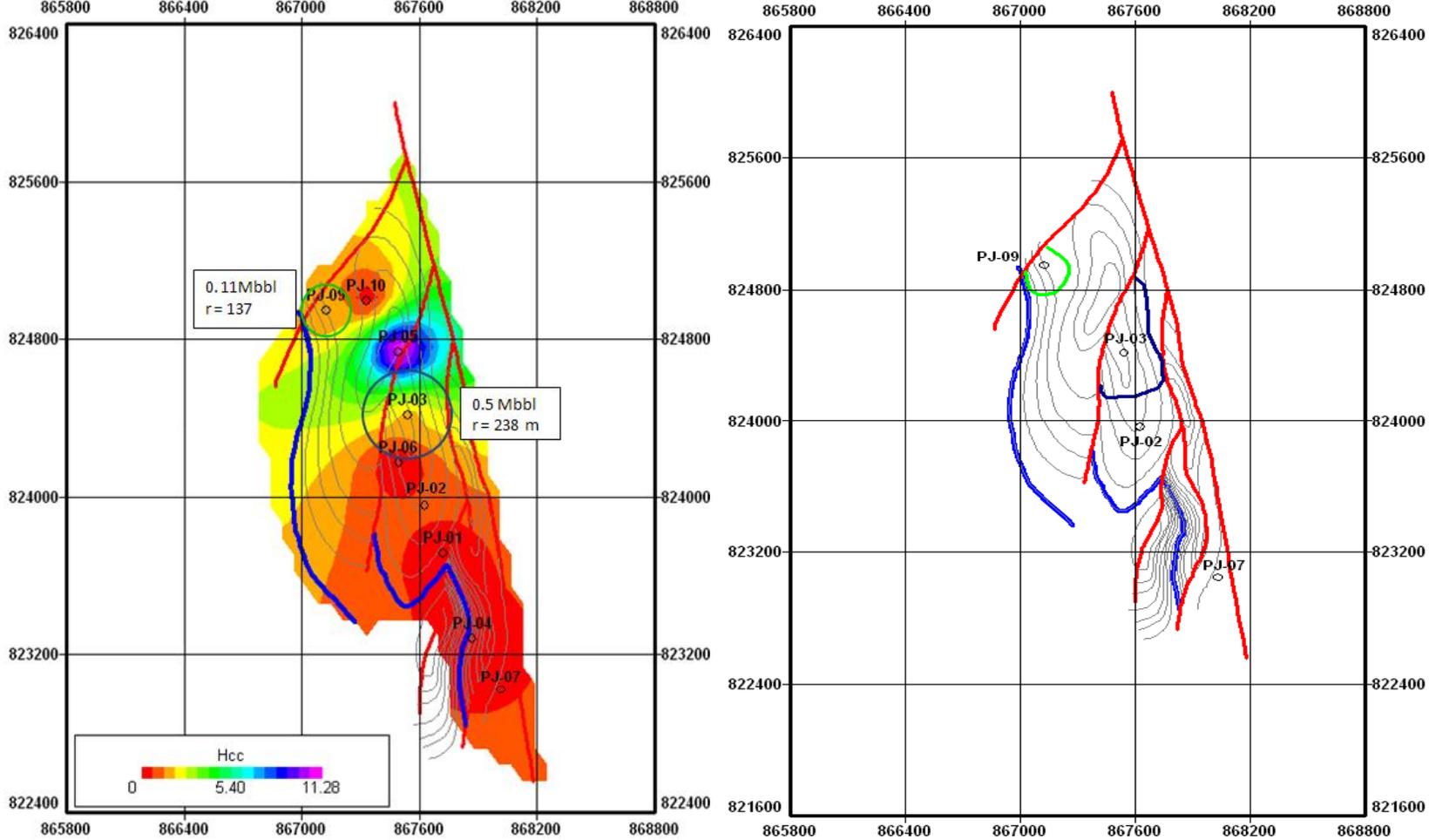


Figura 27. K4A

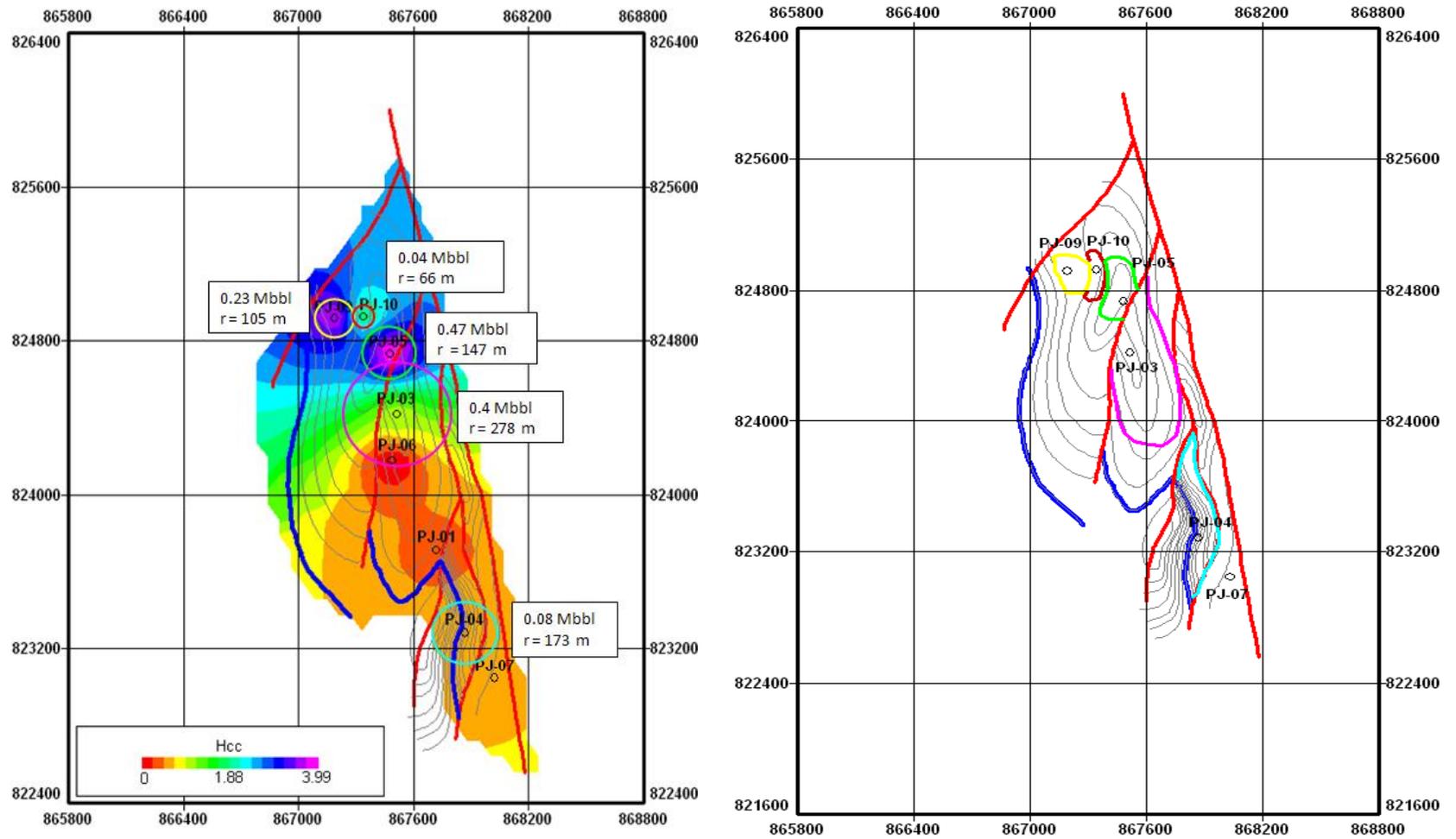


Figura 28. K4B1

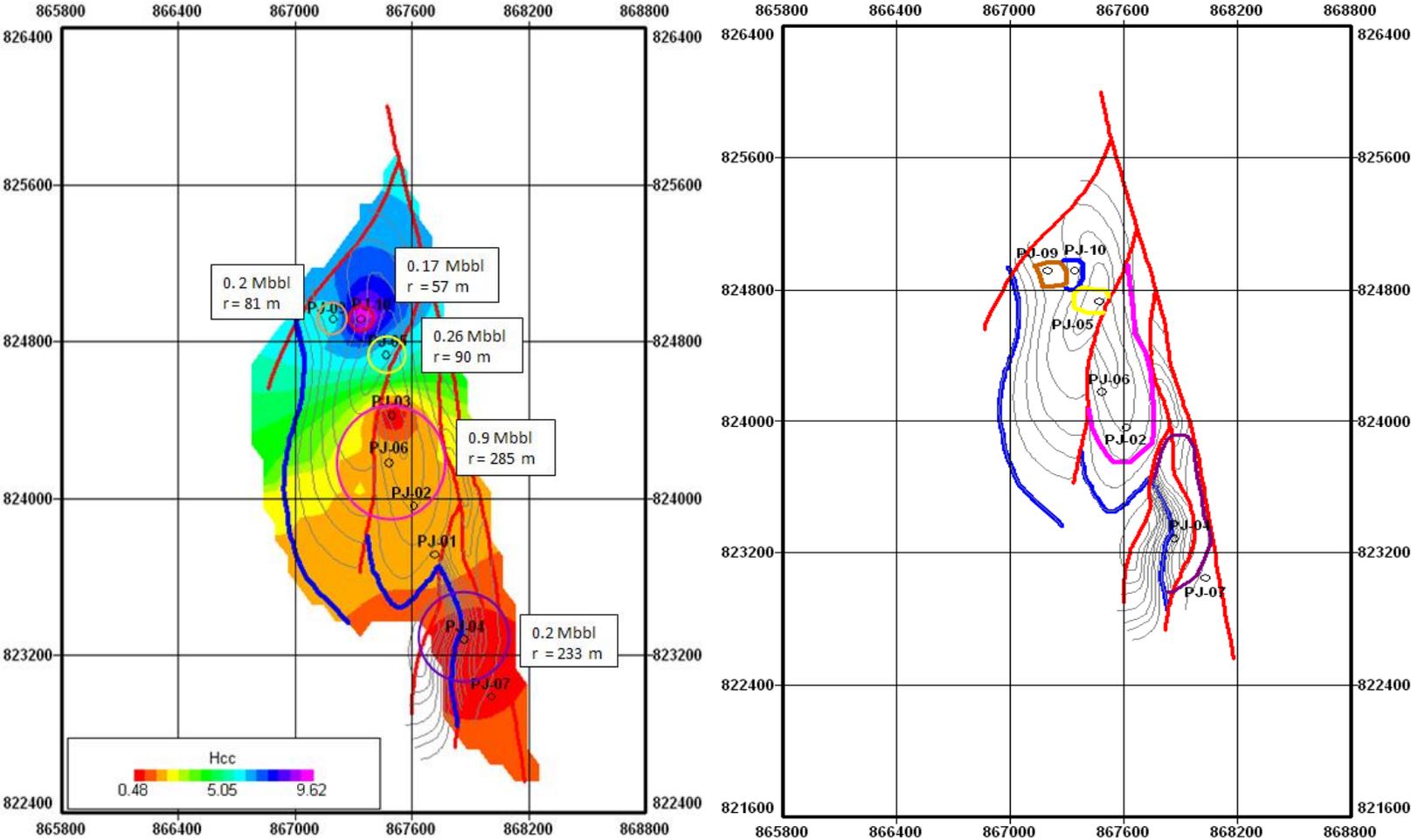


Figura 29. K4B2

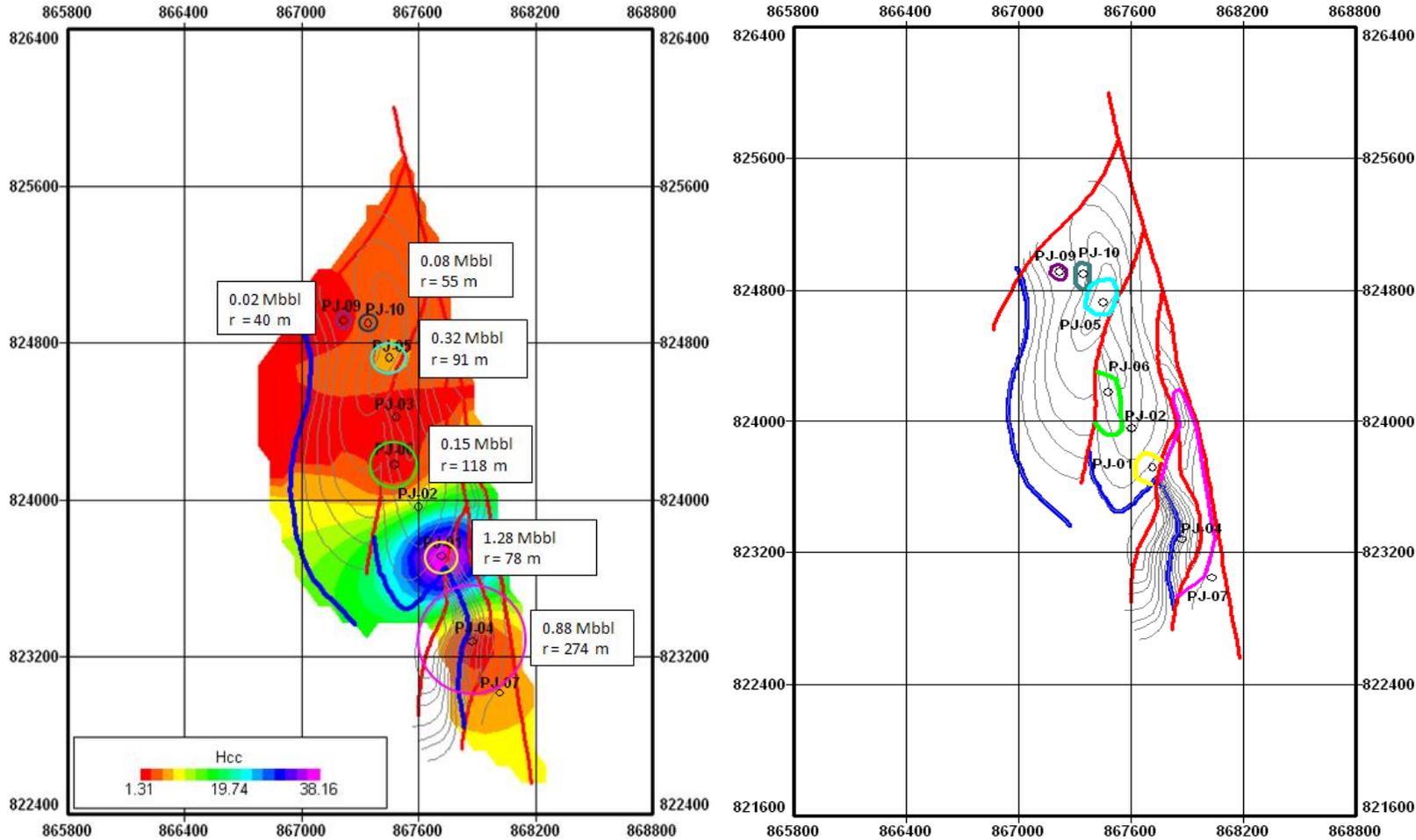
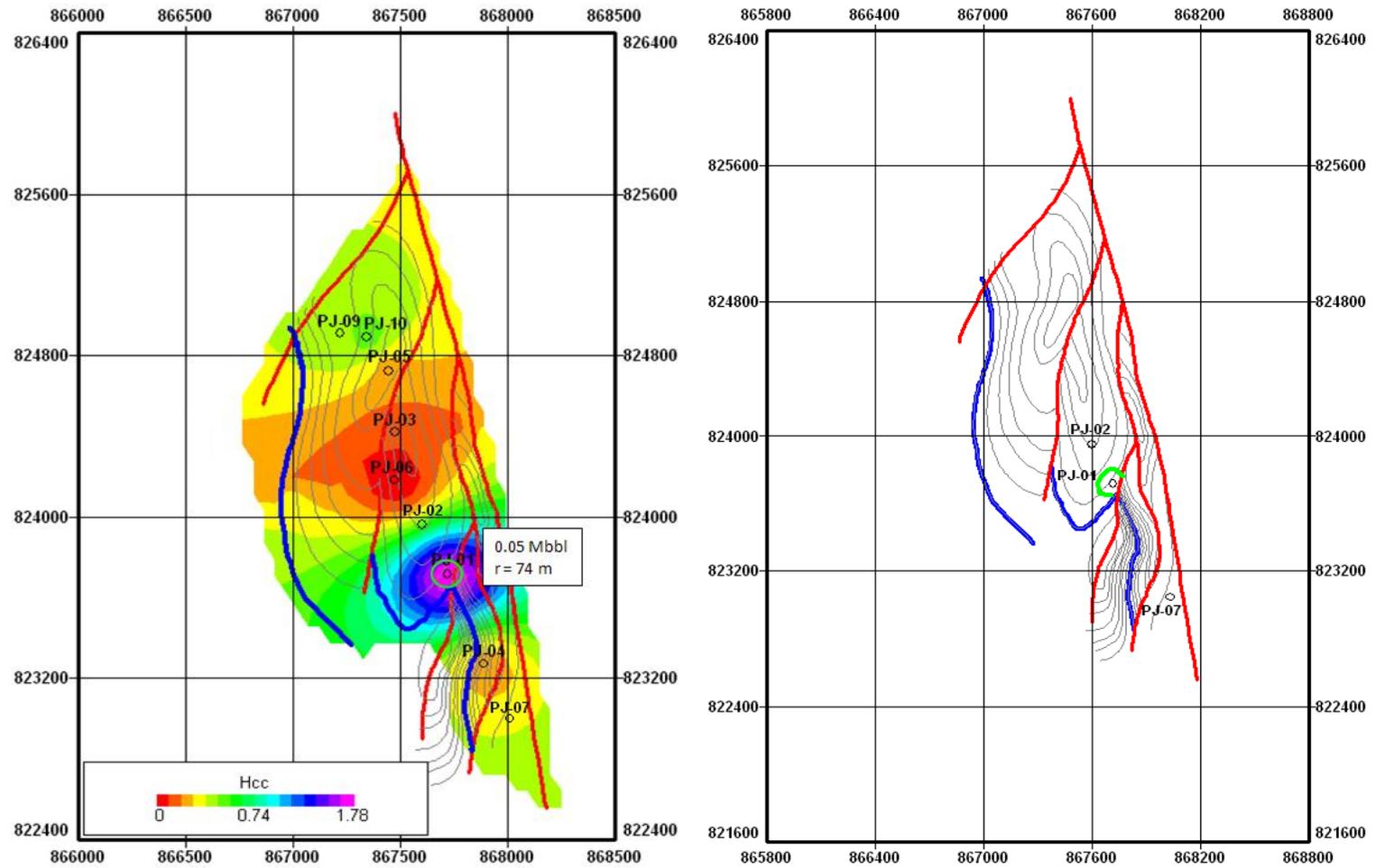


Figura 30. K4B3



- **TKG (Fig. 26)**

Los pozos que producen de esta unidad corresponden al Pijao 3 y Pijao 9, en el cual se puede visualizar que el pozo Pijao 3 ha drenado una gran parte de los fluidos que constituyen el Bloque Occidental y Central con un radio de 238m en comparación con el Pijao 9 con un radio de 137m.

- **K4A (Fig. 27)**

En esta unidad los pozos Pijao 3, 4, 5, 9 y 10 son productores; el área de mayor drenaje corresponde al Pijao 3 ubicado en el Bloque Central del campo y en consecuencia es el que más produce dentro de esta estructura que comprende los Bloques Occidental, Oriental y Central.

- **K4B1 (Fig. 28)**

El Pijao 4, 5, 6, 9 y 10 corresponden a los pozos productores de los Bloques Sur, Central y Occidental respectivamente; La mayor área drenada corresponde al pozo Pijao 6, con un radio de 285 m.

- **K4B2 (Fig. 29)**

En esta unidad los pozos Pijao 1, 4, 5, 6, 9 y 10 producen; El pozo Pijao 4 ha drenado una gran parte del Bloque Sur del campo correspondiente a un radio de 274 m.

- **K4B3 (Fig. 30)**

Esta unidad presenta poca presencia de hidrocarburos; únicamente el pozo Pijao 1 produce de esta unidad, pese a la pobre condición de saturación de fluidos que muestra esta estructura.

4.2 INTEGRACIÓN DE RESULTADOS

Para tener una mayor conceptualización y comprensión del análisis realizado en el montaje de los mapas de distribución de hidrocarburos y radios de drenaje se requiere elaborar una tabla que recopile dicha información; con ella se establece un valor aproximado de reservas por explotar en este campo y a su vez hace atractiva la propuesta de perforación de pozos In-Fill, lo cual corresponde al objetivo planteado en la realización de este estudio.

El Cuadro 10 consigna de manera resumida la integración de los resultados obtenidos de los mapas de burbuja y áreas de drenaje para pronósticos de reservas por explotar.

Cuadro 10. Integración de los resultados

UNIDAD	POZO	Aceite acumulado por unidad [bbl]	AREA DRENADA AL Np		AREA AL RECOBRO FINAL ESTIMADO			Area Np/40 acres	Area recobro final estimado/40 acres	Incremento de radio del Np al recobro final estimado
			Radio drenaje equivalente [m]	Area de drenaje equivalente [acre]	Recobro final estimado [Kbbl]	Radio drenaje equivalente [m]	Area de drenaje equivalente [acre]			
K4B2	PJ-01	1.283.213	78	4,77	464,08	91,44	6,49	11,9%	16,2%	17%
K4B3	PJ-01	54.206	74	4,31	0,00	74,47	4,31	10,8%	10,8%	0%
TKG	PJ-03	504.637	238	44,05	67,25	253,57	49,92	110,1%	124,8%	6%
K4A	PJ-03	396.501	278	60,13	52,84	296,27	68,14	150,3%	170,4%	6%
K4A	PJ-04	80.921	173	23,18	65,07	232,09	41,82	57,9%	104,5%	34%
K4B1	PJ-04	196.522	233	42,22	158,02	313,23	76,17	105,5%	190,4%	34%
K4B2	PJ-04	878.568	274	58,08	706,45	367,37	104,77	145,2%	261,9%	34%
K4A	PJ-05	470.796	147	16,72	164,37	170,45	22,55	41,8%	56,4%	16%
K4B1	PJ-05	261.054	90	6,23	90,47	103,97	8,39	15,6%	21,0%	16%
K4B2	PJ-05	316.948	91	6,47	0,00	91,30	6,47	16,2%	16,2%	0%
K4B1	PJ-06	895.758,99	285	63,00	546,57	474,88	101,44	157,5%	253,6%	27%
K4B2	PJ-06	152.095,33	118	10,89	0,00	118,45	10,89	27,2%	27,2%	0%
TKG	PJ-09	107.534,53	137	14,59	27,21	153,46	18,28	36,5%	45,7%	12%
K4A	PJ-09	227.489,71	105	8,53	73,56	120,61	11,29	21,3%	28,2%	15%
K4B1	PJ-09	203.410,82	81	5,14	0,00	81,34	5,14	12,8%	12,8%	0%
K4B2	PJ-09	19.763,75	40	1,25	0,00	40,05	1,25	3,1%	3,1%	0%
K4A	PJ-10	41.696,27	66	3,41	0,77	66,91	3,48	8,5%	8,7%	1%
K4B1	PJ-10	172.741,67	57	2,55	3,19	57,80	2,59	6,4%	6,5%	1%
K4B2	PJ-10	83.392,53	55	2,34	1,54	55,40	2,38	5,8%	6,0%	1%

4.3 UBICACIÓN DE POZOS IN-FILL

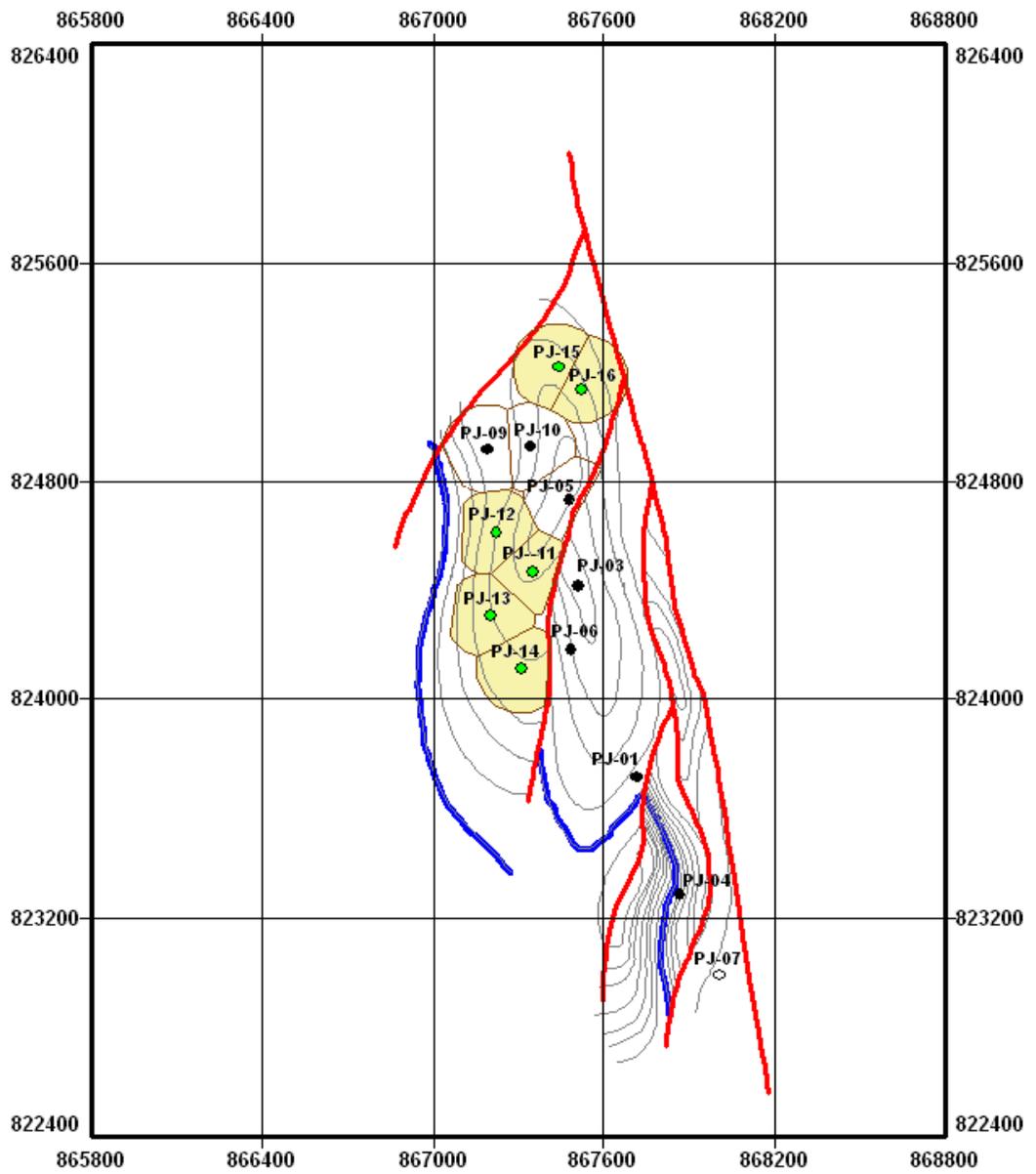
Tomando la información suministrada para el desarrollo de este proyecto, se logró determinar las coordenadas en yacimiento que tendrán los nuevos pozos. A continuación se mostrará el cuadro competente a esta información.

Cuadro 11. Coordenadas en yacimiento de los nuevos pozos In-Fill

POZO	XCOORD	YCOORD
PJ-11	867.350	834.470
PJ-12	867.220	824.610
PJ-13	867.200	824.310
PJ-14	867.314	824.075
PJ-15	867.438	825.217
PJ-16	867.524	825.177

De igual forma se mostrará el mapa con la malla tipo Voronoi, en la cual se visualizan las áreas que podrán ser drenadas por los nuevos pozos.

Figura 31. Ubicación de los nuevos pozos In-Fill



5. COMPLETAMIENTO Y LOCALIZACIÓN DEL POZO TIPO

En el estudio y reconocimiento del diseño del completamiento con los que cuentan los pozos Pijao 5, 9 y 10, los cuales se encuentran ubicados dentro del Bloque Occidental correspondiente a la zona donde serán localizados los nuevos pozos, se ha determinado implementar el mismo estado mecánico y como sistema de levantamiento el Bombeo Electrosumergible.

Para efectos de este proyecto se planeará el completamiento de un solo pozo, el cual será denominado pozo tipo; las trayectorias direccionales construidas se realizaron únicamente para los pozos Pijao 11, 12, 13 y 14, esto debido a la dificultad para acceder a la locación donde se ubicarían los pozos Pijao 15 y 16.

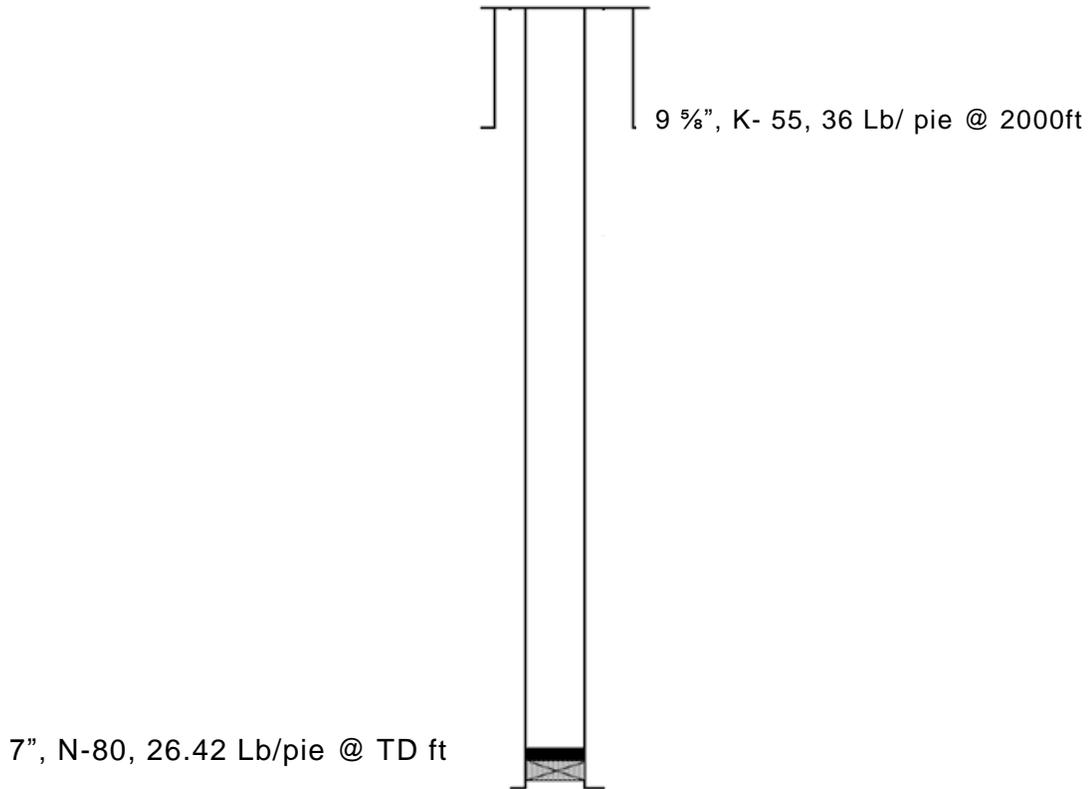
5.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO TIPO

A partir de la revisión de los estados mecánicos con los que cuentan los pozos de Pijao mencionados anteriormente, ha sido definido el tipo de completamiento del pozo tipo, de tal forma que cuente con un hueco en superficie de diámetro de 12 ¼", casing o revestimiento de superficie de 9 ⅝" el cual bajaría a una profundidad de 2000 pies (ft); por último casing o revestimiento de producción de 7" hasta Total Depth o profundidad total.

Dentro de las propiedades concernientes al tipo de lodo utilizado para la construcción de estas secciones, se cuenta con un lodo tipo Semidisperso, con una densidad aproximada de 9.7 ppg, viscosidad entre 42 – 55 ss (segundos saybol), pH de 9.6 y filtrado 6.2 cm³.

El esquema propuesto para el diseño planteado es el que se muestra a continuación. (Figura 32)

Figura 32. Estado mecánico del pozo tipo (con liner de 7")



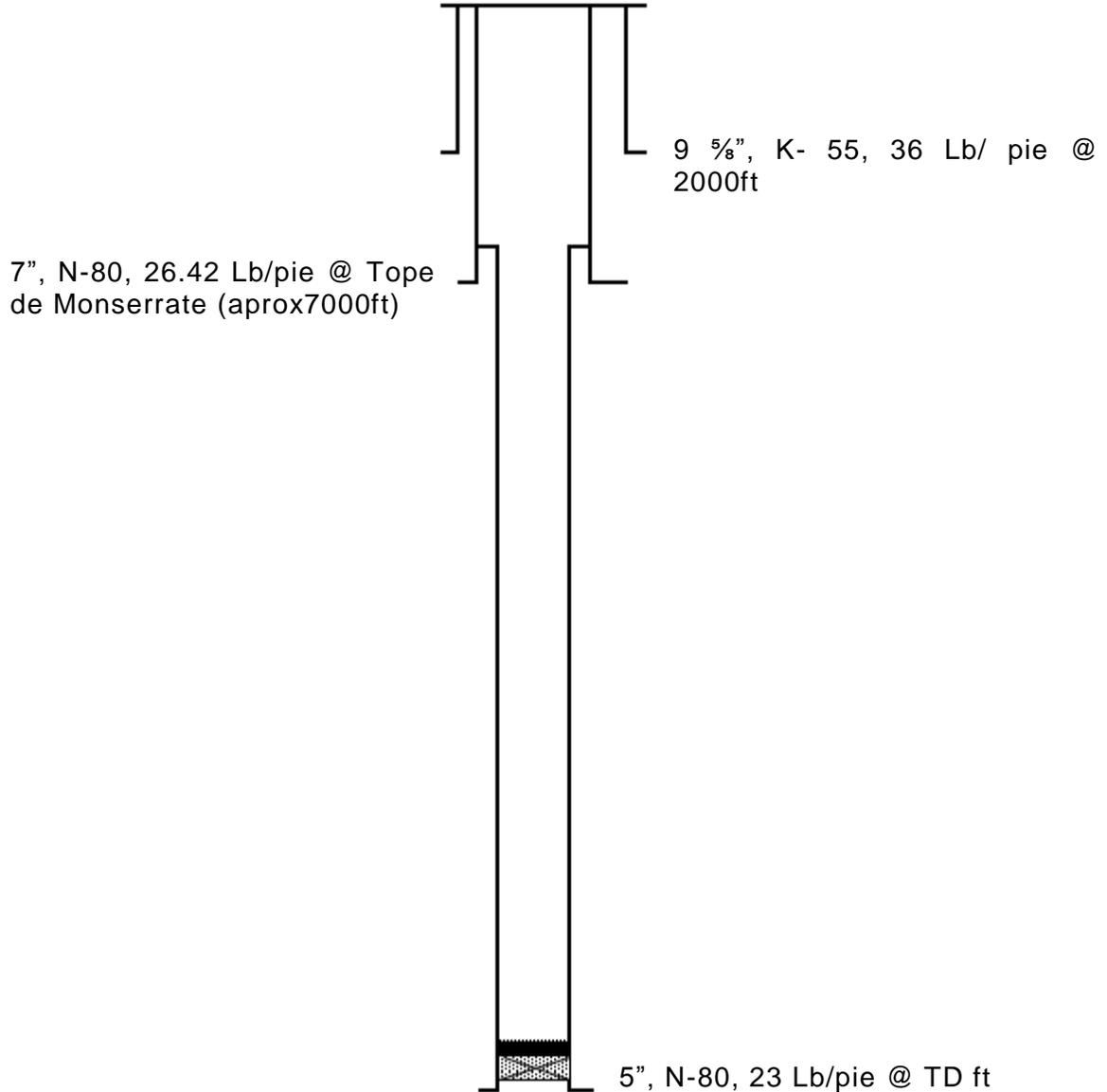
Debido a los problemas de baja presión que se presentan en la formación Monserrate, es necesario hacer un rediseño (Figura 33) y considerar algunos cambios en las propiedades y características del lodo al momento de entrar a trabajar en esta zona; esto comprenderían la utilización de dos tipos de lodos: un lodo tipo No Disperso para el intervalo que se encuentre con revestimiento de 9 5/8" y 7", de densidad entre 8.9 – 9 ppg, viscosidad que varié entre valores de 42 – 47 ss (segundos saybol), pH alrededor de 8.5 – 9 y filtrado que tenga un valor de 8.0 cm³.

El segundo tipo de lodo a implementar sería del tipo Semidisperso, de densidad 9.0 ppg, viscosidad de 43 ss (segundos saybol), pH de 9.0 y filtrado alrededor de 8.0 cm³; este sería utilizado para la sección de revestimiento o liner de producción de 5", el cual sería colgado 30 ft por encima del zapato de revestimiento intermedio, justo encima del tope de Monserrate.

A continuación se presentará el diseño del completamiento (Figura 33),

teniendo en cuenta los requerimientos necesarios para su construcción.

Figura 33. Estado mecánico para el pozo tipo (con liner de 5")



5.2 DETERMINACIÓN DE TOPES DE LAS FORMACIONES A PARTIR DE LA ELABORACIÓN DE LAS TRAYECTORIAS DIRECCIONALES

Dado que los pozos propuestos serán direccionados a partir de una locación común que corresponde a las coordenadas Norte 824.350 m y

Este 867.290m, fué preciso definir el tipo de pozo que se construirá y establecer las profundidades o topes a los cuales las formaciones se presentarán.

Partiendo del mapa en el cual se definen las disposiciones de los pozos, se decide que el Pijao12, 13 y 14 sean construidos como pozos tipo S; en este tipo de pozos la desviación se inicia cerca de la superficie manteniendo su inclinación hasta que se logre casi todo el desplazamiento lateral y posteriormente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llegar al objetivo.

Por otro lado, el Pijao 11 tendrá una trayectoria tipo J, en donde la desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta se mantiene constante hasta el objetivo. Dichas trayectorias serán presentadas a continuación.

Figura 34. Trayectorias Direccionales de los nuevos Pozos

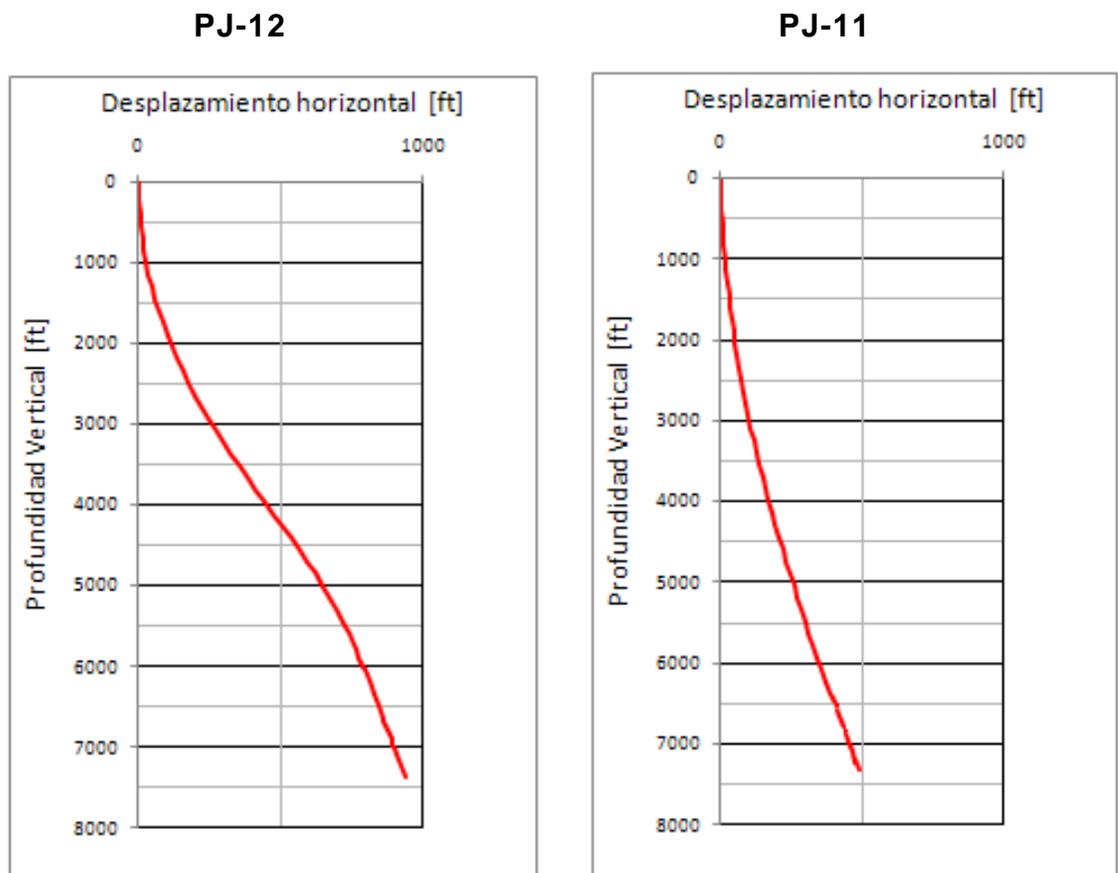
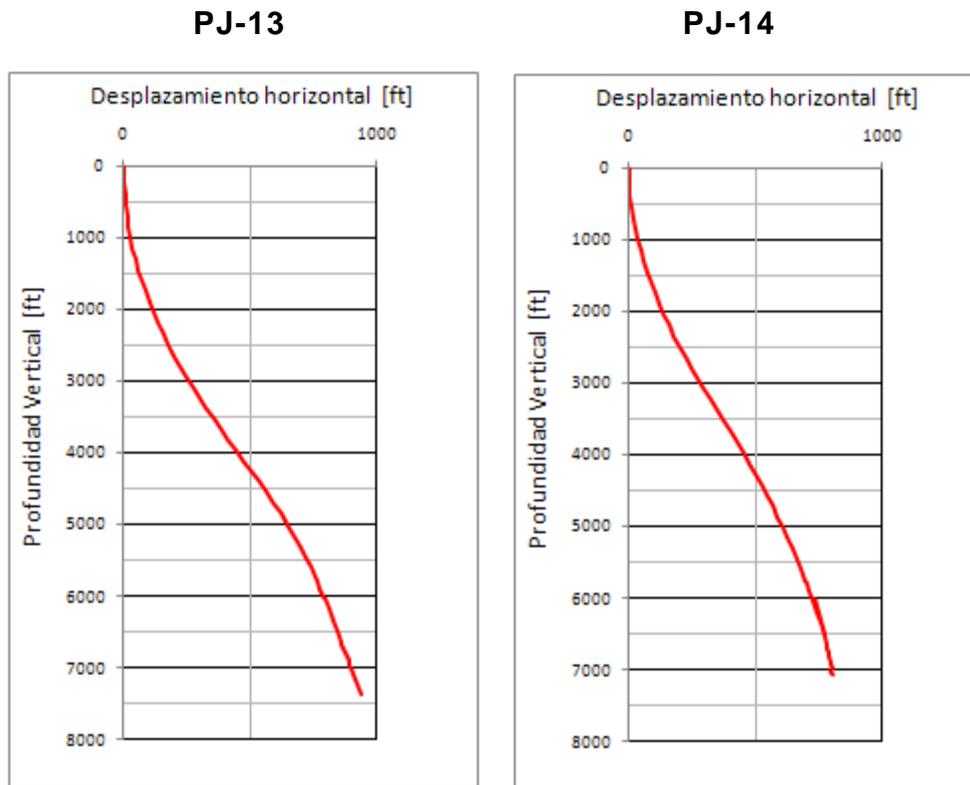


Figura 34. (Continuación)



A partir de la construcción de las trayectorias direccionales, se procedió a identificar y registrar los topes de las formaciones TMB, TKG, K4A, K4B1, K4B2, K4B3 Y K4C.

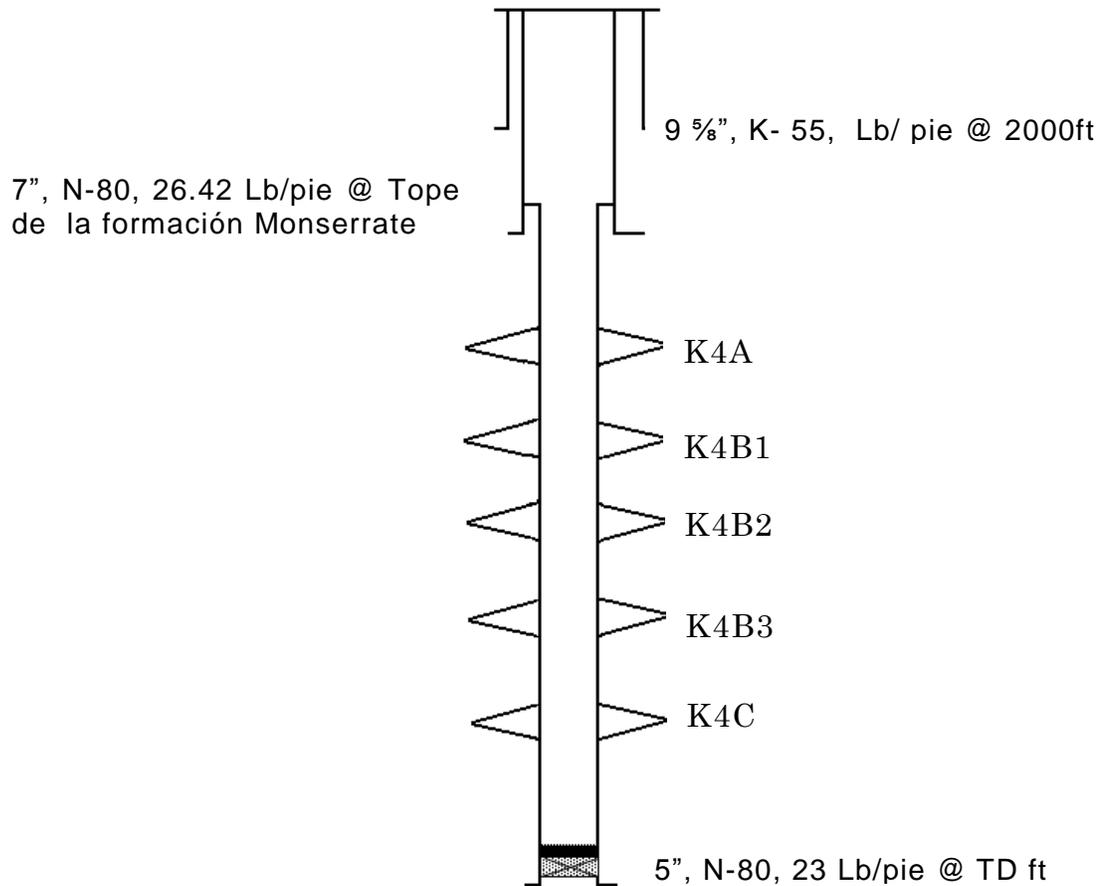
Las lecturas tomadas tanto en MD como en TVD, fueron compiladas en el cuadro siguiente:

Cuadro 12. Topes de las formaciones de los nuevos pozos.

FORMACIONES	PROFUNDIDADES DE LOS POZOS PROPUESTOS							
	PJ-11		PJ-12		PJ-13		PJ-14	
	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD
TMB	6513	6498	5834	5773	5834	5805	5844	5795
TKG	6699	6646	6064	6001	6064	5919	6064	6013
KA	6842	6788	6748	6681	6784	6607	6748	6695
K4B1	6942	6887	6842	6775	6842	6665	6852	6799
K4B2	7096	7040	6975	6907	6975	6732	6985	6932
K4B3	7152	7096	7016	6948	7016	6748	7026	6972
K4B3_SH	7224	7093	7043	6975	7043	6583	7053	7000
K4C	7287	7231	7068	7000	7068	6608	7078	7025

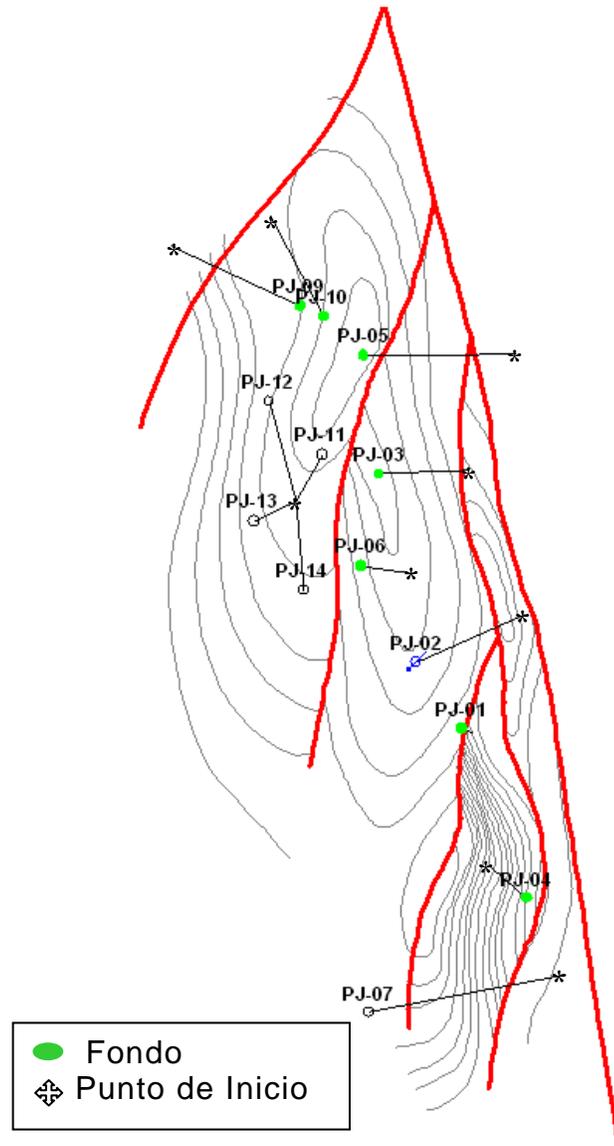
De esta manera se puede definir en el diseño del completamiento tipo de los pozos, las profundidades a las cuales se estará entrando en cada una de las formaciones correspondientes al Bloque Occidental del Campo; por lo anterior el esquema del estado mecánico con las zonas a cañonear será el que se muestra a continuación.

Figura 35. Estado mecánico del pozo tipo con las zonas a cañonear



Teniendo entonces las coordenadas de los pozos Pijao 11, 12, 13 y 14, se puede visualizar en el mapa estructural como quedarán dispuestos cada uno de ellos, dependiendo claro de la trayectoria que estos requieran.

Figura 36. Mapa de las Trayectorias de los pozos.



5.3 VISITA E INSPECCIÓN DEL ÁREA

Se hace necesario dentro del desarrollo de este proyecto la determinación de las coordenadas en superficie para la ubicación de los nuevos pozos candidatos a perforar. Para lograr establecer dicha ubicación y conocer el área más favorable para situar la locación, fue indispensable realizar una visita a campo para poder hacer un levantamiento del área y a partir de ella emitir comentarios del orden civil,

mecánico, eléctrico, ambiental, social, de predios y perforación, los cuales serán presentados a continuación.

- **CIVIL**

Hay facilidad para hacer vías de acceso, terreno topográficamente plano, se requiere movimiento de tierras mínimo para adecuación de la locación.

- **MECÁNICA**

Se debe construir línea de tubería para transporte de fluidos hasta la batería Cebú, serían aproximadamente 2 km (planos).

- **ELÉCTRICA**

Se puede electrificar, pues en este lugar hay facilidades eléctricas.

- **AMBIENTAL**

Hay presencia de drenajes naturales del terreno en dirección sur de esta área; hacia el sur se encuentran árboles los cuales ameritan ser reubicados.

- **SOCIAL**

Aparentemente no se tienen dificultades con las comunidades circundantes a la zona del área de influencia.

- **PREDIOS**

No se conocen dueño(s) de Predio(s). En caso de requerirse ampliar la locación existente.

- **PERFORACIÓN**

Hay espacio disponible para hacer la locación.

5.4 MAPA CON LAS COORDENADAS DE LA ZONA INSPECCIONADA

Una vez inspeccionada la zona, se corrobora que en el punto de coordenadas de Norte 824.350 m y Este 867.290 m, será la ubicación de

la locación común a partir de la cual se construirán las trayectorias direccionales de los pozos Pijao 11,12, 13 y 14.

Se tomaron algunas fotografías, que permiten reconocer el área en la cual se dispondrá el equipo para la perforación y completamiento de los nuevos pozos.

La siguiente figura muestra las fotografías asociadas a un mapa de la zona.

Figura 37. Fotografía de la locación inspeccionada para los nuevos pozos



5.5 ANÁLISIS DE RIESGOS

La perforación de un pozo de petróleo implica realizar un hueco que, en promedio en Colombia, mide un kilómetro de profundidad. Para su producción, se instalan tubos o revestimientos de acero que recubren las paredes del pozo y luego se baja una bomba para extraer el petróleo en el fondo del pozo hasta la superficie. Estos pozos son perforados con torres de perforación que pueden manejar la tubería y brocas requeridas para perforar dicho hueco. Adicionalmente se debe considerar el área del

terreno a emplearse y sus condiciones vecinas, desde el punto de vista ambiental, de habitantes cercanos, usos del suelo, entre otros.

La práctica de todo ello requiere de la evaluación y estudio de las formas o los mecanismos a través de los cuales se desarrollarán los procedimientos y así establecer la existencia o no de un ambiente de riesgos que puede evidenciarse en cada una de las etapas que conlleva un proyecto de perforación de nuevos pozos.

Por lo anterior se han documentado estos posibles riesgos a los que puede estar expuesto cualquiera de estas actividades; esto se ha integrado en un cuadro y será presentado a continuación.

Cuadro 13. Riesgos durante los trabajos de perforación y adecuamiento de la locación

CATEGORIA	RIESGO	CAUSAS
R. HSE	Accidentes laborales	Incumplimiento de los procedimientos durante las movilizaciones.
		Movilización del equipo por vías principales con alto tráfico y altas velocidades.
		Inadecuada manipulación de líneas eléctricas durante la movilización.
		Ejecución de trabajos en alturas.
		Inadecuado manejo de cargas.
	Condiciones inseguras en manejo de equipos y herramientas.	
	Contaminación ambiental en el área de influencia del Proyecto	Inadecuada implementación del PMA por parte de las empresas contratistas: Manejo (disposición) de residuos sólidos, cortes de perforación, vertimientos, etc
		Mayor cantidad de material de corte de perforación, al estimado inicialmente.
		Derrames de fluidos contaminantes no controlados.
	Paros, movilizaciones, suspensión de actividades por la Comunidad o por decisiones de entes territoriales	Manipulación de la Comunidad por intereses particulares de líderes.
Inconformismo de la Comunidad con los perfiles requeridos por los Contratistas en la contratación de personal calificado.		
Incumplimiento de los contratistas con los compromisos adquiridos con la Comunidad: contratación de servicios asociados, recurso humano, pagos a proveedores.		
Desacuerdo con los propietarios de los predios por los valores y plazos de pagos de servidumbres.		
R. Legislativos y Normativos	Inoportunidad en la consecución de Permisos	Inadecuado manejo de las relaciones con la Comunidad por parte de los Contratistas.
		Baja calidad de la información entregada para adelantar permisos requeridos.
		Demoras en las solicitud de permisos de Inyección tramitados ante el Ministerio de Minas y Energía, el cual puede tardar entre 3 o 4 meses
		Demoras por parte de los entes responsables en el otorgamiento de permisos ambientales: vertimiento, intervención de cauces.
		Incumplimiento en los compromisos adquiridos con respecto a pasivos y requerimientos ambientales.

Cuadro 13. (Continuación)

CATEGORIA	RIESGO	CAUSAS		
R. Técnicos, Estudios e Ingeniería	Dificultad en la construcción de locación	Existencia de drenajes naturales que limitan las áreas. Requerimiento de obras civiles adicionales para canalizar aguas.		
	Locaciones que no corresponden a los requerimientos del Proyecto	Fallas en las especificaciones de las locaciones. Incumplimiento del contratista con los diseños. Inicio de perforaciones sin haber terminado locaciones.		
	Problemas Operacionales durante la Perforación		Inapropiada ubicación del pozo Con la ubicación actual del pozo podrían canalizarse aguas a zona productora. Inestabilidad del pozo por tendencia opuesta a la estructura Malas cementaciones y/o inadecuada interpretación de los registros de cementación Fallas en el equipo de Perforación . Pérdidas de circulación . Control direccional. . Pegas diferenciales, . Corrida y/o colgada de liner, etc. Debilitamiento de estructuras por presencia de agua.	
			Influjos de agua por acuíferos superficiales	Influjos fuertes en esta formación. Malas cementaciones. Malos procedimientos.
			No alcanzar el objetivo esperado	Características petrofísicas del yacimiento: rocas contenedoras de baja calidad No haya buena acumulación de hidrocarburos Pobre calidad en la imagen sísmica en el campo Pijao debido a los altos buzamientos que se pueden presentar en el área.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Teniendo en cuenta la locación en superficie y el diseño del completamiento de los nuevos pozos, se procederá a evaluar económicamente los recursos necesarios para llevar a cabo este proyecto; aspectos tales como costos de los equipos de perforación, adecuación de los pozos, producción esperada e impuestos, reservas probadas no desarrolladas, entre otros, serán estimados a partir de la herramienta Crystal Ball, la cual consiste en un programa de análisis de riesgos y de pronósticos orientados a través de gráficos, destinados a disminuir la incertidumbre en la toma de decisiones.

A través del poder de la simulación podrán generarse escenarios para establecer cuanto presupuesto se requiere para la realización de un trabajo en particular, las posibilidades de terminación de un proyecto a un tiempo esperado y visualizar la rentabilidad del mismo, entre un sin número de aplicaciones que permite este programa.

La técnica de simulación utilizada es la denominada simulación Monte Carlo, en donde se pronostican todos los resultados posibles para una situación determinada. Asimismo muestra los niveles de confianza, de manera tal que podrá conocer la probabilidad que cualquier evento específico tenga lugar.

Debido a que este proyecto reside como carácter académico, los valores utilizados para el pronóstico de los costos, producción esperada, reservas estimadas y demás fueron tomados de manera supuesta, es decir, estos valores no corresponden a la realidad, debido a las políticas de confidencialidad que contempla la Empresa ECOPETROL S. A; a continuación se mostrará un ejemplo de cómo se debería evaluar un proyecto de este tipo siguiendo los lineamientos de la empresa.

6.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y TIEMPO PARA LOS TRABAJOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

Para las etapas correspondientes a la construcción y diseño de los nuevos pozos se requiere determinar los costos y el tiempo total de las actividades concernientes a la movilización de los equipos, las herramientas que operarán para la elaboración de cada una de las

secciones del hueco, los fluidos de perforación y completamiento necesarios y las pruebas y registros que deban ser tomados para verificar el óptimo desempeño en estos trabajos; todo esto se evaluó con la herramienta Crystall Ball.

Como se muestra en el Cuadro 14 se tomaron todas las variables mencionadas anteriormente y se evaluaron dentro de un rango de valores mínimos, esperados y máximos, donde la simulación se llevara a cabo. Para realizar la simulación se requiere definir las variables dentro de un tipo específico de distribución a la cual esos valores puedan corresponder, es decir, los valores del costo y tiempo total estimado que son producto de la simulación serán definidos en la herramienta como variables de distribución Triangular, ya que esta es utilizada cuando se conocen los valores máximos, mínimos y el más probable, cuando se cuenta con datos limitados, y además es implementada para los cálculos de ventas y costos de comercialización.

Finalmente teniendo estos datos definidos se procede a correr la simulación, la cual realiza alrededor 1000 iteraciones; esto por ser un parámetro de evaluación con el cual fue diseñada la herramienta.

El valor arrojado por la iteración número 990 será tomado para el pronóstico del costo y del tiempo total, debido a que entre mayor sea el número de iteraciones, más cercano será este pronóstico a la realidad.

El valor total del tiempo estimado corresponde a la sumatoria de los tiempos estimados que se obtuvieron de la simulación.

El valor total del costo estimado es el resultado de la sumatoria del producto del tiempo y costo estimado, generado por la simulación.

Los Cuadros 14 y 15 corresponden al resultado final de la simulación.

Cuadro 14. Datos simulados del Costo Total

Costo Rig por Día, KUSD	80
--------------------------------	-----------

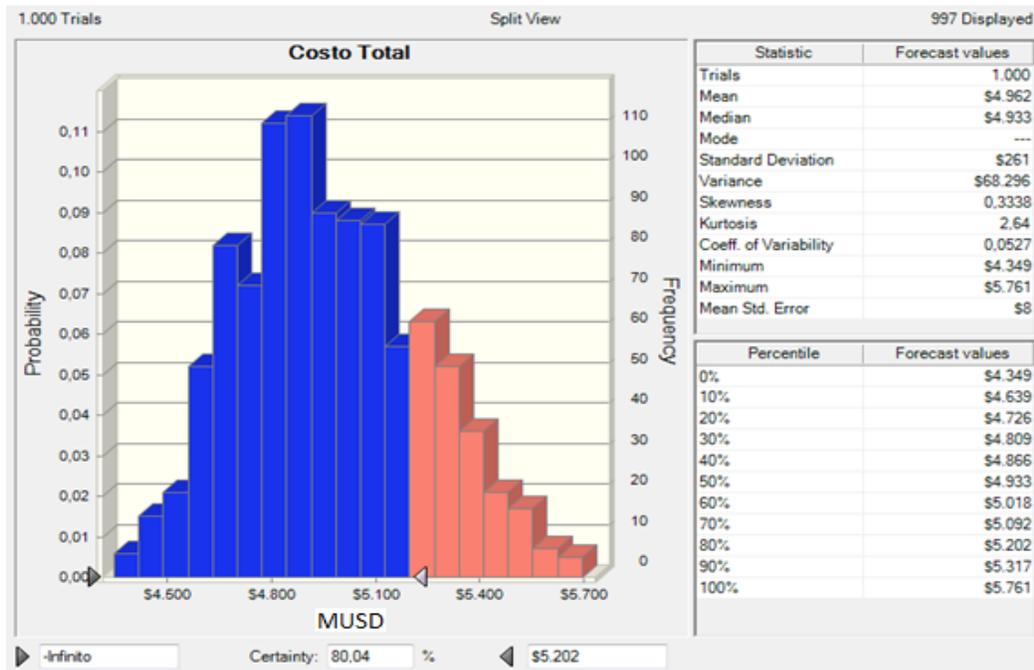
Estimación de Costos, KUSD				
Ítem	Mínimo	Esperado	Máximo	Costo Estimado
Locación	350	390	430	406
Brocas	80	124	150	119
Diesel	180	200	220	199
Cabezal de Pozo	10	15	20	17
Revestimientos	210	229	250	230
Cementación	75	80	85	81
Lodos	75	82	90	87
Registros	100	143	180	138
Corazonamiento	0.00	0.00	0.00	0
Subtotal	1278			

Cuadro 15. Datos simulados del Tiempo Total

Estimación de Tiempo, Días						
Tiempo del Rig	Descripción	Mínimo	Esperado	Máximo	Tiempo Estimado	Costo Estimado
	Movilización/Desmovilización	1.9	2	2.1	1.95	156
Sección 1	12 1/4 in	2	3.5	5	3.95	316
Sección 2	9 5/8 in	1.5	2	2.5	1.64	131
Sección 3	8 1/2 in	20	22	32	30.80	2464
	Pruebas	7	10.5	14	7.95	636
	Completamiento	2	3.65	5.3	3.97	318
Totales					50.27	\$5,299

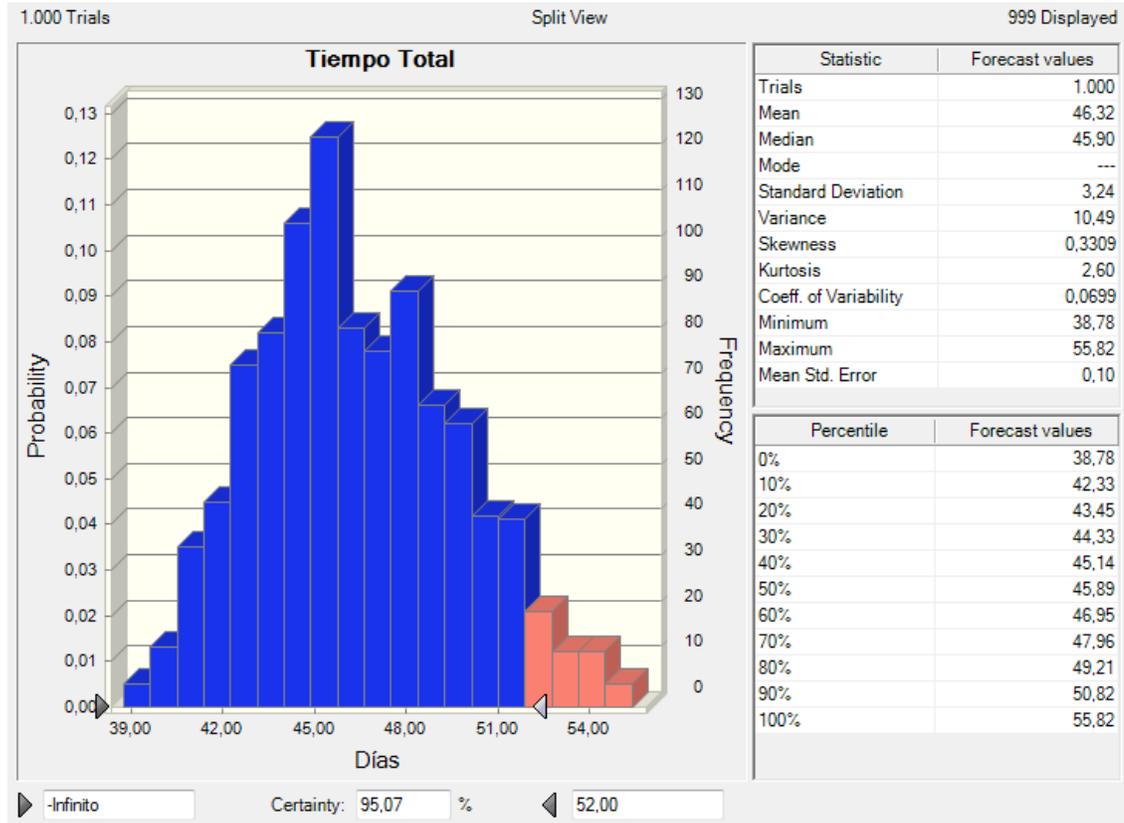
De igual forma se obtuvieron las graficas de distribución del Costo Total y Tiempo Total; dichas graficas se presentaran a continuación.

Figura 38. Gráfico de distribución del Costo Total



Se puede apreciar entonces que existe un 80% de probabilidad que el trabajo cueste alrededor de 5.2 MUSD (millones de dólares), en comparación con el promedio que se estima en 4.9 MUSD; si se contempla este ultimo escenario, se podría incurrir en la falta de presupuesto o recursos para la terminación de dicho proyecto.

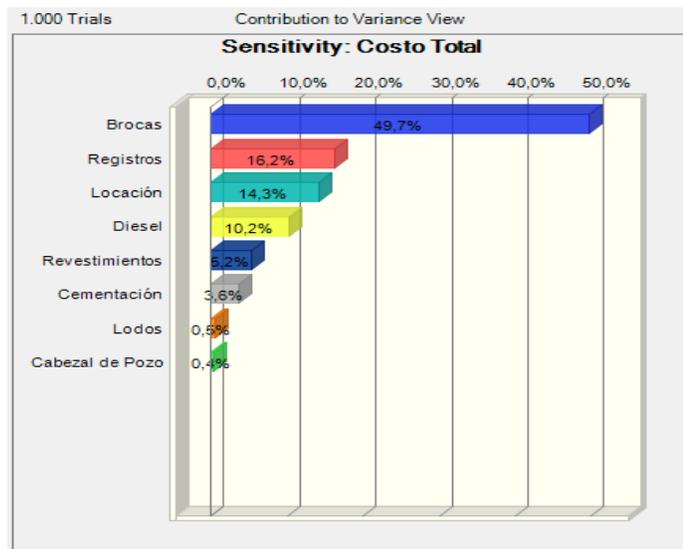
Figura 39. Gráfico de distribución Tiempo Total



Para el desarrollo de las actividades de perforación y completamiento de los pozos, se recomienda trabajar con un estimado de 52 días para asegurar una probabilidad del 95% de éxito o terminación dentro de la promesa de valor que se hace.

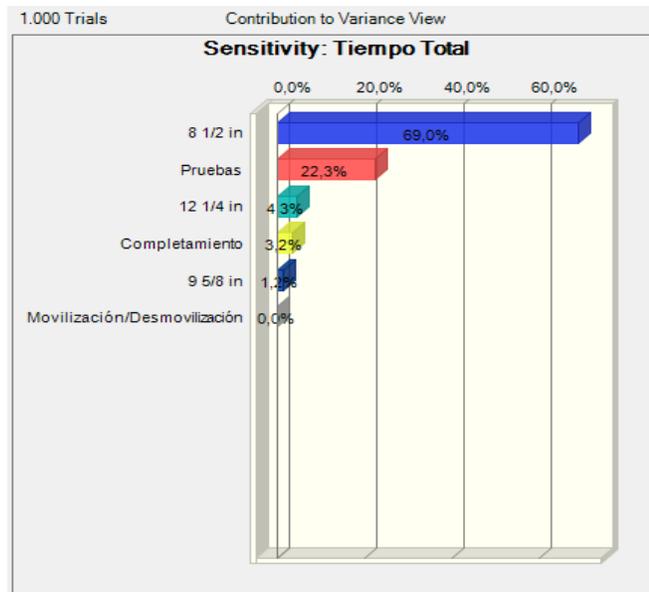
Otra ventaja con la que cuenta esta herramienta son los gráficos de sensibilidad, que permiten reconocer que variables pueden tener un mayor peso en los problemas asociados para el desarrollo de este proyecto; como el carácter de este estudio corresponde al Costo y Tiempo Total, se podrá apreciar qué etapa de los trabajos de construcción y diseño de los nuevos pozos presenta mayor incertidumbre.

Figura 40. Gráfico de sensibilidad del Costo Total



Para el análisis de sensibilidad del Costo Total, las brocas (con un 49.7%) corresponden a la variable que muestra mayor incidencia sobre la incertidumbre de los Costos; muy cerca de las brocas se encuentra también las actividades de toma de registros (correspondientes al 16.2%), por lo cual es recomendable hacer un seguimiento concienzudo al desarrollo de estas etapas del trabajo.

Figura 41. Gráfico de sensibilidad del Tiempo Total



Por otra parte en la grafica de sensibilidad del Tiempo Total, se observa que la construcción de la sección del hueco de 8 ½ presenta un mayor peso en la incertidumbre del proceso (con un valor del 69%), en comparación a los demás trabajos. Los esfuerzos en controlar la perforación del hueco de 8 ½, además de asegurar poca desviación en el tiempo del proyecto, permitirá obtener ahorros pues esta tarea consume el 47% del presupuesto.

6.2 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN INICIAL

Para pronosticar y determinar el caudal que se espera que produzcan estos pozos, fue necesario utilizar la ecuación de Darcy; las variables de sensibilidad involucradas en la ecuación fueron, presión de yacimiento (P_y), presión de fondo fluyendo (P_{wf}), permeabilidad absoluta (K), espesor neto de la formación (h), viscosidad (μ), factor volumétrico del petróleo (B_o), radio de drenaje (r_e) y radio del pozo (r_w).

La ecuación será presentada a continuación.

$$q = \frac{0.00708 kh(P_y - P_{wf})}{B_o \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(11)$$

Donde,

k : *mD*

h : *pies (ft)*

$P_e - P_{wf}$: *psia*

B_o : *bbl/STB*

μ : *cp*

$\frac{r_e}{r_w}$: *pies(ft)*

q : *STB/DAY*

Nuevamente para la simulación fue necesario definir las propiedades como variables de distribución Triangular, a excepción de la permeabilidad absoluta (K) la cual corresponde a una variable de distribución Lognormal debido a que los valores son sesgados positivamente, pero no pueden ser negativos.

Tanto la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), como el factor volumétrico del petróleo (B_o) permanecerán como valores fijos.

Hay que recordar que el número de iteraciones que se realizaron fueron un total de 990.

El Cuadro 16 resume los rangos en los que fueron sensibilizadas las variables involucradas en la ecuación y el pronóstico tomado al correr la última iteración.

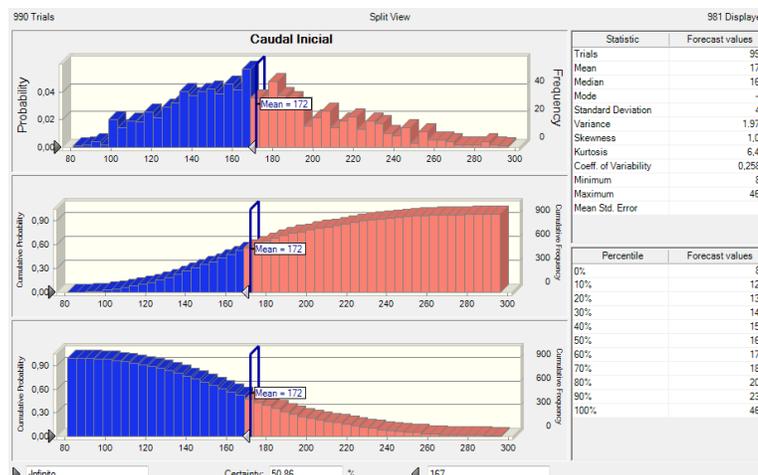
Cuadro 16. Datos simulados para el cálculo del caudal esperado

PROPIEDAD	Mínimo	Esperado	Máximo	Estimado
K	50	78	100	69
μ	30	40	50	44
P	1000	1383	2000	1297
P_{wf}		100		
H	50	76	100	74
B_o		1.1		
r_e	850	984	1000	976
r_w	0.3	0.55	0.7	0.37

Qi	114	STD/DAY
-----------	------------	----------------

A partir de la información anterior se generó la gráfica de distribución del Caudal inicial (Figura. 42) para el escenario más probable, correspondiente al P50.

Figura 42. Distribución del Caudal inicial al P50



Qi	P10	P50	P90
	123	167	231

El resultado del análisis probabilístico mediante la simulación de Monte Carlo muestra un potencial de producción inicial para los pozos en el escenario más probable (P50) de 167 barriles de petróleo por día, en el escenario optimista (P90) de 231 barriles de petróleo por día y en el escenario pesimista (P10) de 123 barriles de petróleo por día.

Es necesario aclarar que la lectura de estos escenarios en la industria petrolera son registrados de forma inversa, es decir, para el pronóstico P10 obtenido se puede hablar de una probabilidad del 10% de obtener 123 barriles de petróleo o menos, pero también se puede interpretar como una probabilidad del 90% de obtener 123 barriles de petróleo o más. En la industria se acostumbra manejar el segundo idioma, por lo que el escenario P10 que se obtuvo en la simulación se acostumbra manejar como el P90 en la industria, y el P90 obtenido será el P10 para la industria; se requiere hacer esta aclaración con la finalidad de no incurrir en errores de interpretación de estos resultados ajustados a la definición que hacen de estas las empresas petroleras como es el caso de ECOPETROL S.A.

6.3 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

El cálculo de la declinación de los pozos se adelantó mediante análisis probabilístico soportado con los valores supuestos de declinación de los pozos productores del Bloque Occidental del Campo, correspondientes al Pijao 5, Pijao 9 y Pijao 10.

Para esto se realizó otra simulación contando con los valores mínimos, esperados y máximos, a partir de los cuales se obtiene un estimado de declinación; este último valor también fue definido como una variable de distribución Triangular.

Los resultados de la última iteración de la simulación serán mostrados en el Cuadro 17.

Cuadro 17. Datos simulados para el cálculo de la declinación de la producción

D_i	Mínimo	Esperado	Máximo	Estimado
		0.1	0.086	0.05

AÑO	P10	P50	P90
1	123.00	167.00	231.00
2	111.33	153.28	219.77
3	100.77	140.68	209.08
4	91.20	129.13	198.91
5	82.55	118.52	189.24
6	74.72	108.78	180.04
7	67.63	99.84	171.29
8	61.21	91.64	162.96
9	55.40	84.11	155.03
10	50.15	77.20	147.49
11	45.39	70.85	140.32
12	41.08	65.03	133.50
13	37.18	59.69	127.01
14	33.65	54.78	120.83
15	30.46	50.28	114.96
16	27.57	46.15	109.37
17	24.95	42.36	104.05
18	22.59	38.88	98.99
19	20.44	35.68	94.18
20		32.75	89.60
21		30.06	85.24
22		27.59	81.10

Cuadro 17. (Continuación)

23		25.32	77.15
24		23.24	73.40
25		21.33	69.83
26		19.58	66.44
27			63.21
28			60.13
29			57.21
30			54.43
31			51.78
32			49.26
33			46.87
34			44.59
35			42.42
36			40.36
37			38.39
38			36.53
39			34.75
40			33.06
41			31.45
42			29.92
43			28.47
44			27.08
45			25.77
Total		818,920	

El tipo de declinación con la que se modelo la estimación de las reservas corresponde a una declinación exponencial, la cual presenta la siguiente forma:

$$q = q_i e^{(-at)} \dots\dots\dots(12)$$

Donde:

q_i : Caudal inicial STB/DAY

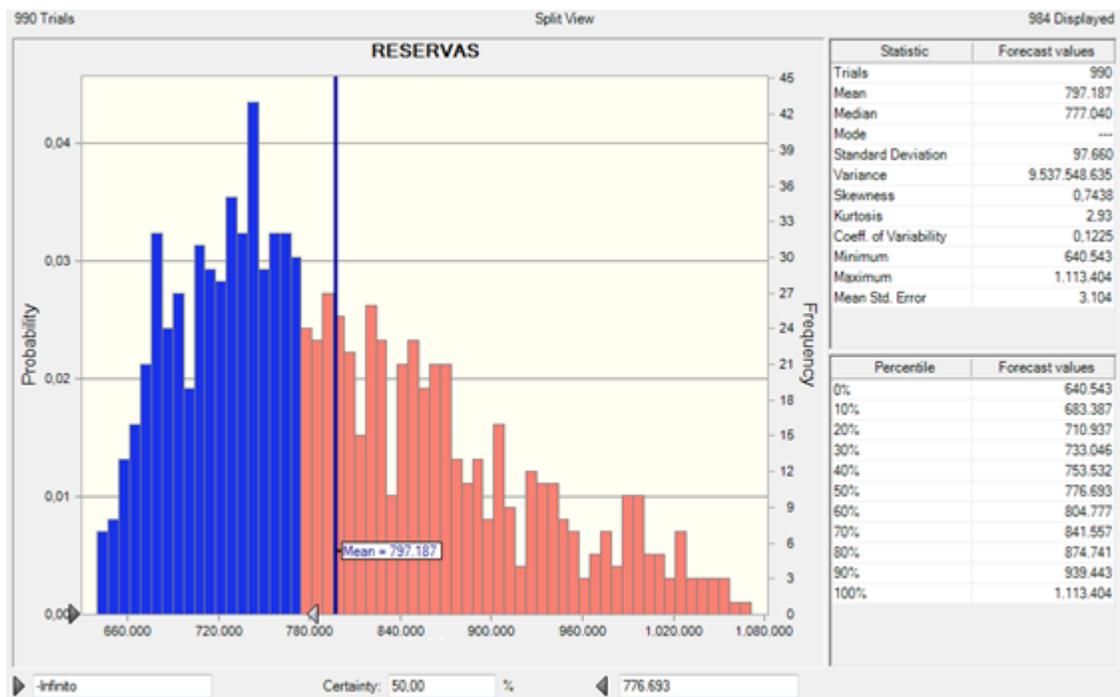
t : Tasa de declinación anual

a : Cambio fraccional de la rata con el tiempo

Entonces, para el primer año la producción será igual a los valores obtenidos de la distribución de caudal inicial pertenecientes al P10, P50 y P90 los cuales son de 123,167 y 231 barriles de petróleo por día respectivamente; el segundo año se estima con la ecuación de declinación exponencial, donde el caudal inicial es el valor del P10, P50 y P90, y el tiempo al cual se evaluara será el D_i mínimo, esperado y máximo (0.1, 0.086 y 0.05 respectivamente), que como ya se menciono fueron tomados como valores supuestos del comportamiento de la declinación de los pozos del Bloque Occidental; por último, para obtener los valores del tercer año en adelante se utilizara como caudal inicial los valores del año anterior, es decir, para el caso del tercer año el caudal inicial corresponderá a 111.33 barriles de petróleo por día y así sucesivamente hasta llegar al año 45, ya que es en este año cuando alcanza el pronóstico del P90 la producción de 20 barriles de petróleo por día, parámetro que la compañía que desarrolla el proyecto contempla como la mínima producción esperada.

A partir del escenario de producción P50, se generó el escenario de desarrollo de reservas, el cual se presenta a continuación.

Figura 43. Distribución de probabilidad para el cálculo de Reservas

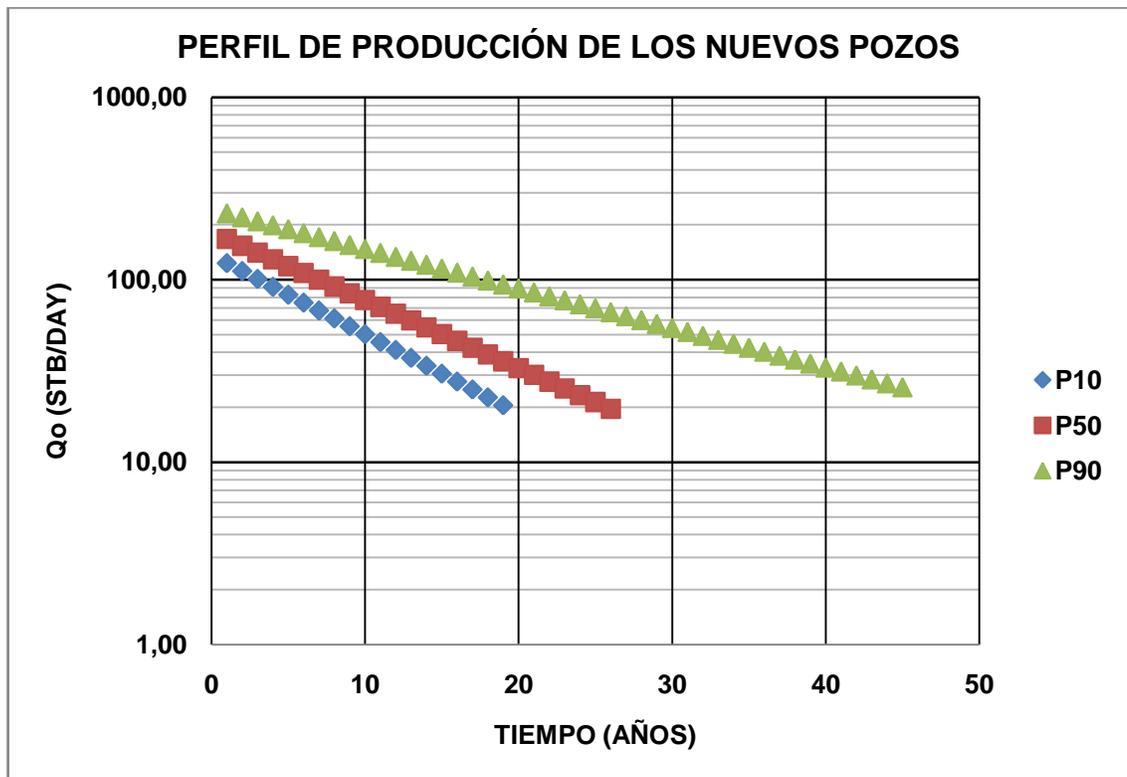


Se puede apreciar que existe una probabilidad del 50% de encontrar alrededor de 776,683 bbl de volumen neto por desarrollar por cada pozo, al igual que contemplar un escenario optimista de 939,443 bbl de volumen neto por desarrollar o 683,387 bbl de de volumen neto por desarrollar en un caso pesimista; esto corrobora la finalidad última de este proyecto.

6.3.1 Perfil de Producción de Petróleo de los Nuevos Pozos

A continuación se mostraran los perfiles estimados para los escenarios P10, P50 y P90, producto de la distribución de Reservas estimadas a través de la simulación.

Figura 44. Perfil de producción estimado para los nuevos pozos



6.4 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar los proyectos de inversión a largo plazo, ya que permite determinar si una inversión cumple con el beneficio económico esperado.

Matemáticamente consiste en la diferencia del valor actual de la inversión menos el valor actual de la recuperación de fondos de manera que aplicando una tasa que corporativamente sea considerada como la mínima aceptable para la aprobación de un proyecto de inversión, pueda determinar además, el índice de conveniencia de dicho proyecto.

Los cambios en el valor estimado pueden ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor de la firma tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la firma reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor.

Para realizar este análisis partimos del valor inicial de producción esperada la cual fue de alrededor 167 barriles de petróleo por día, para así hacer los pronósticos hasta el año 31. La Producción Total resulta de multiplicar los valores de la producción correspondiente a cada año por el número de días en los cuales se desarrollaran las labores de construcción y adecuación de los nuevos pozos; se tomaron 350 días del año, ya que los 15 días restante se adjudican para trabajos como Workover y pruebas, en los cuales los pozos deben ser sacados de operación.

Finalmente se obtiene la Producción Neta, calculada a partir de la diferencia entre la producción total y el precio que se paga por regalías; el porcentaje que se paga por regalías es del 8%.

Tomando un valor de referencia del WTI de 50 US\$/bbl, una Diferencia de Calidad de 12 US\$/bbl al cual se paga el crudo por el contenido de impurezas asociadas o la calidad API del mismo, se obtiene entonces el Precio de Referencia al cual se comercializara el crudo del Campo Pijao.

Los Ingresos asociados a este trabajo corresponden al producto de los Precios de Referencia y la Producción Neta; los Costos del proyecto serán

los valores obtenidos de la Producción Total con los Costos de producción que se tiene en dólares por cada barril de petróleo; para el primer año este valor será de 9.39 US\$/bbl, el cual se afecta con un incremento del 5% anual.

Teniendo los valores de los Ingresos y los Costos, se puede estimar el Flujo de Caja, que para el primer año tendrá un valor negativo, debido a que en este año se estará realizando la inversión sobre el proyecto; a partir del segundo año se puede ver las ganancias producto de la inversión.

Como se muestra en el Cuadro 18, el límite económico que evalúa este trabajo llegara a cumplirse hacia el año 29.

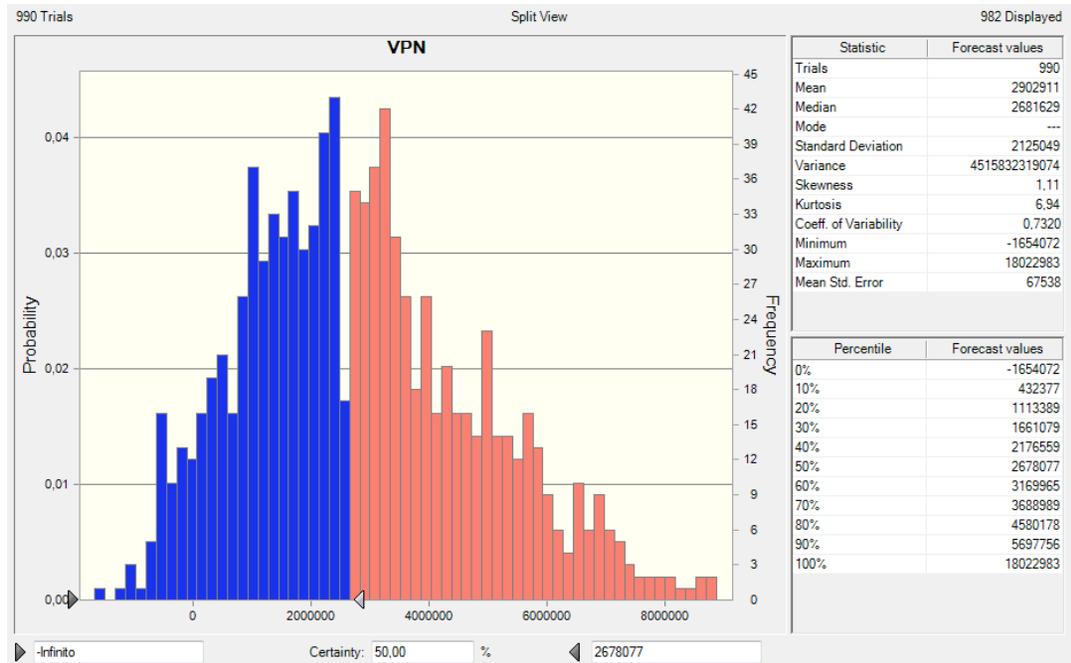
Por último se calcula el Valor Presente Neto definido inicialmente y que para este caso arroja un valor 2.7 MUSD, lo cual indica que la inversión será recuperada y el proyecto como tal genera ganancia sobre el monto inicial de la inversión.

Cuadro 18. Estimación del VPN

Costo Producción US\$/bbl	9.39	9.86	10.35	10.87	35.06	36.81	38.65
--	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Flujo	Und	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año....	Año 29	Año 30	Año 31
Dias		350	350	350	350	350	350	350	350	350
Producción	BPDC	167	155	144	134	124	21	19	18
Producción Total	bl	58,450	54,251	50,354	46,737	43,380	7,249	6,729	6,245
Regalias	8%	4,676	4,340	4,028	3,739	3,470	580	538	500
Producción Neta	bl	53,774	49,911	46,326	42,998	39,909	6,670	6,190	5,746
		58,450	112,701	163,056	209,793	253,172	720,014	726,743	732,988
WTI	US\$/bbl	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Dif. Calidad	US\$/bbl	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Transporte	US\$/bbl	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Precio Referencia	US\$/bbl	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00
Ingresos	US\$	2,043,412	1,896,626	1,760,384	1,633,930	1,516,558	253,442	235,236	218,338
Costos	US\$	5,748,846	509,420	496,468	483,845	471,543	254,146	247,684	241,387
OverHead (12%)	US\$	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	US\$	-3,705,434	1,387,206	1,263,916	1,150,085	1,045,015	-704	-12,448	-23,049
VPN	US\$				2763387					

Figura 45. Distribución del VPN



Para este estudio se contempló un escenario de éxito en el programa de perforación y producción de los nuevos pozos, sin embargo en caso de que esto no suceda, se estima que el Costo por Abandono sería de 100,000 US\$; por otro lado si los pozos llegan a salir Secos o no se logra el objetivo propuesto, el Costo alcanzaría valores de aproximadamente 4,5 MUSD.

7. CONCLUSIONES

- La metodología empleada permite identificar que las reservas No desarrolladas se encuentran en el Bloque Occidental y en las arenas correspondientes a la formación Monserrate; esto permite disminuir el factor de riesgo en las inversiones.
- El uso del software OFM como herramienta permite el monitoreo continuo en el desarrollo y explotación de las reservas.
- El Bloque Sur presenta alta incertidumbre estructural.
- Existe conectividad hidráulica entre el campo Cebú y los Bloques Sur y Occidental del campo Pijao a través de la falla Cebú-Pijao, que se evidencia en el aumento de la producción del pozo Pijao 4 y en la rápida irrupción de agua y el leve aumento en la presión de los pozos Pijao 5, 9 y 10.
- Los pozos inyectores del campo Cebú que afectan el campo Pijao son los pozos Cebú 8 y 13.
- Las fracciones de aporte obtenidas a partir de potenciales de flujo, son representativas solo para las fases aceite y agua.
- El Bloque Occidental presenta un recobro de 14 % en promedio, en comparación con el recobro estimado del Bloque Central de 26 % y del Bloque Sur de 49 %; estos valores de recobro junto con las propiedades petrofísicas y la distribución de los fluidos en el yacimiento, permiten determinar que el Bloque más atractivo para inversiones de desarrollo de reservas es el Occidental.
A su vez la producción acumulada por arena es para K4B1 de 1,729 Mbbl, K4B2 2,733 Mbbl y K4B3 54,206.
- Se estima que se requieren seis (6) pozos para el desarrollo de 776,683 bbl de volumen neto por desarrollar en el Bloque Occidental; estos seis (6) nuevos pozos están ubicados en dos áreas: una al noroccidente y otra al suroriente de los pozos Pijao 5, 9 y 10.
- Los dos (2) pozos (Pijao 15 y 16) ubicados al noroccidente presentan incertidumbre en su saturación actual de hidrocarburos e incertidumbre estructural por estar cerca a la falla que limita el campo al Occidente.

- Los cuatro (4) pozos al suroriente (Pijao 11, 12, 13 y 14), ofrecen menos incertidumbre estructural, en comparación a la saturación de hidrocarburos actual. Se estima que estos cuatro pozos tendrán una producción inicial por pozo de 167 BOPD.
- Es viable construir los cuatro (4) pozos desde una locación común.
- A partir de una locación común, los pozos deben construirse en forma de J o de S para alcanzar el “Target” (objetivo).
- Del análisis económico se determinó que el Tiempo y Costo Total estimado para el desarrollo de cada pozo, corresponde a 52 días y 5.2 MUSD respectivamente.
- El Valor Presente Neto en caso de éxito es de 2.7 MUSD; el proyecto recobrará su inversión hacia el segundo año y será rentable hasta alcanzar su límite económico en el Año 29.

8. RECOMENDACIONES

- Se requiere una revisión en la información de producción actual, seguimiento del comportamiento fisicoquímico del agua y del modelo estructural de los bloques Central y Sur.
- Realizar pruebas de presión selectivas para monitorear el comportamiento de cada zona productora e identificar posibles zonas despresurizadas que ofrezcan riesgo de pega durante la perforación de los nuevos pozos.
- Tomar registros que evalúen la deformación del hueco durante la perforación, para disminuir el riesgo de las pegas, dado que los registros permiten determinar, entre otros, si existen problemas de derrumbes, deslizamiento, reducción del diámetro del hueco, malos viajes de limpieza, etc.
- Debido a los resultados obtenidos de los gráficos de sensibilidad, se requiere prestar mayor atención durante la construcción de la sección 8 ½, donde se pueden presentar problemas de pega (esto correlacionado por el estudio de eventos durante los trabajos de perforación) y por lo tanto incurrirse en mayor tiempo para la terminación del trabajo con el consecuente aumento en los costos de perforación.
- Para entender el comportamiento en la declinación de los pozos del Campo Pijao, es necesario implementar un estudio acerca de los mecanismo de daño de formación que permita esclarecer que porcentaje de incidencia tiene este parámetro en la rápida pérdida de producción de los pozos; esto con la finalidad de contemplar programas de estimulación y fracturamiento futuro.
- En la construcción de los mapas correspondientes a las áreas de drenaje de cada uno de los pozos, es necesario elaborar un enmallado tipo Voronoi para todos los pozos del campo; esto con el objetivo de conocer realmente cuanto es el área de drenaje para cada uno de ellos y así estimar con mayor precisión la locación de los nuevos pozos.
- Redefinir las profundidades a la cuales se encuentra el contacto agua – aceite (WOC), para cada uno de los Bloques del Campo.
- Cargar la información de los reportes diarios de cada uno de los pozos del Campo a OpenWells y realizar la actualización

correspondiente, esto con el fin de poder acceder de manera más fácil y rápida a datos concernientes de los trabajos de construcción y adecuamiento.

- Hacer los diseños del completamiento para cada uno de los nuevos pozos a perforar; esto para ajustarse a las condiciones particulares que cada uno de ellos pueda requerir.
- Realizar modelos de Costo y Tiempo, ajustados al desarrollo de arboles de decisión, que permitan evaluar todos los posibles escenarios producto de las decisiones tomadas (Abandono por Pozo Seco y dificultad para llegar al target).

BIBLIOGRAFÍA

- JOSHI, S.D. Horizontal Well Technology. Penn Well. Publishing Company 1991. Tulsa, Oklahoma.
- CAMARGO PUERTO, Jorge Arturo. Introducción a la Interpretación de Perfiles de Pozo Abierto. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila, 2008.
- INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Asset Evaluation Provincia Region. Provincia and Bonanza Fields. Santa Fé de Bogotá, Colombia 2000.
- INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. División de Exploración y Producción. Evaluación Geológica del Campo Pijao. Piedecuesta, Santander, 2000.
- GRIJALBA, Andrés Felipe. “Evaluación de la aplicabilidad de una metodología estructurada para el análisis de información de producción en un campo petrolero de los llanos orientales utilizando DSS.” Tesis. Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila, 2007.
- GAVIRIA, W y BORJA, H, GROFF, F y GAMBLE, S. “Optimización de Producción Mediante una Metodología Estructurada de Análisis de Información de Campo en el Campo San Francisco”. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos ACIPET. Octubre de 2001
- ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombia. Neiva-Huila, 2005.
- PÉREZ GARCIA, Tomas Eduardo. Curvas de Declinación [diapositivas]. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F, 2008

- Manual Básico Oil Field Manager 2002.
- Guía de Inicio Crystal Ball® 2006.
- Manual Básico Discovery GeoGraphix 2006.