

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE EXTENSIÓN DEL ÁREA
COMERCIAL DEL CAMPO CAMPANILLA**

**VERA ELIANA NAVARRO SUÁREZ
VERÓNICA SALAZAR LÓPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTADER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE EXTENSIÓN DEL ÁREA
COMERCIAL DEL CAMPO CAMPANILLA**

Vera Eliana Navarro Suárez

Verónica Salazar López

**Monografía para obtener el Título de Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos**

Samuel Fernando Muñoz Navarro

Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTADER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN	16
2. ANTECEDENTES DEL CAMPO CAMPANILLA	21
3. GENERALIDADES	23
4. EVALUACIÓN TÉCNICA	26
4.1. MODELO GEOLÓGICO (MODELO ESTRATIGRÁFICO Y ESTRUCTURAL)	27
4.2. EVALUACIÓN PETROFÍSICA	33
4.3. CONTACTOS DE FLUIDOS	34
4.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	36
4.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y DE PRESIONES	37
4.6. CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS DE ACEITE ORIGINAL Y RESERVAS	42
4.7. PLAN DE DESARROLLO	46
4.8. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	48
4.9. DEFINICIÓN DEL ÁREA COMERCIAL	52
5. EVALUACIÓN FINANCIERA	53
6. CONCLUSIONES	57
7. RECOMENDACIONES	59
8. BIBLIOGRAFÍA	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas – Formación Mirador – Complejo Campanilla	33
Tabla 2. Contactos entre Fluidos – Escamas Complejo Campanilla	35
Tabla 3. Propiedades Promedio de Fluidos	36
Tabla 4. Valores de Volumen de Roca usados para el Cálculo Probabilístico de OGIP Escamas Evaluadas Complejo Campanilla	43
Tabla 5. Valores -Cálculo Probabilístico de OGIP Escamas Evaluadas Complejo Campanilla.	43
Tabla 6. Gas Original y Reservas Escamas Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Main del Complejo Campanilla	45
Tabla 7. Condensado Original y Reservas Escamas Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Main del Complejo Campanilla.	46
Tabla 8. Comportamiento de Declinación pozos Existentes - Campanilla	48
Tabla 9. Pronóstico de producción anualizado Pozos Jarama, FRNc y PNW6	51
Tabla 10. CAPEX estimado	54
Tabla 11. Resultados Indicadores Económicos	54

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de flujo metodología	18
Figura 2. Área Comercial Solicitada y estructuras interpretadas por el Asociado A.	21
Figura 3. Estructuras interpretadas en el complejo Campanillas con los pozos perforados a la fecha	23
Figura 4. Historia de Producción e Inyección – Complejo Campanilla	25
Figura 5. Cubrimiento del Volumen sísmico Campanilla 3D	26
Figura 6. Secciones Estructurales Balanceadas mostrando la complejidad estructural del área y las diferentes escamas apiladas.	27
Figura 7. Escamas de cabalgamiento pertenecientes al Complejo Campanilla	28
Figura 8. Mapas estructurales (TVDss), al tope de la Formación Mirador	29
Figura 9. Diferencias en la interpretación estructural del Complejo Campanilla	31
Figura 10. Correlación Estructural Formación Mirador	32
Figura 11. Registros Eléctricos, Corazones y Curvas Calculadas Pozo CMP2 – Mirador Guamalera	34
Figura 12. Contactos gas-agua – Escamas Complejo Campanilla	35
Figura 13. Segundo Mirador pozo FL1Pw- Escama Campanilla Main	39
Figura 14. Comportamiento de presión pozos CMP1 y FL1Pw Escama Campanilla Main	40
Figura 15. Comportamiento de presión en las diferentes Escamas del complejo Campanilla.	42
Figura 16. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Jarama	43

Figura 17. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Campanilla Main.	44
Figura 18. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Aguazul	44
Figura 19. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Guamalera.	45
Figura 20. Ubicación pozos Complejo Campanilla	47
Figura 21. Perfil de producción pozo Jarama.	50
Figura 22. Perfil de producción pozo FRNc.	50
Figura 23. Perfil de producción pozo PNW6.	51
Tabla 9. Pronóstico de producción anualizado Pozos Jarama, FRNc y PNW6	51
Figura 24 Cronograma de Perforación – Nuevos Pozos Contrato Palonegro	52
Figura 25. Área Comercial actual, área solicitada y área sugerida Complejo Campanilla	52
Figura 26. Flujo de caja evaluación Socios	55

GLOSARIO

Área Contratada: Es el terreno definido en el contrato de Asociación.

Campo Comercial: Es aquella porción del área Contratada que sea capaz de producir petróleo en cantidad y calidad económicamente explotable.

Costos Directos de Exploración: Son aquellas erogaciones monetarias en que incurre La Asociada por la perforación de pozos de Exploración que hayan resultado productores, así como por localizaciones, terminación, equipamiento y pruebas de tales pozos, líneas de flujo y separadores.

Gas Natural: Mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, compuesta por los miembros volátiles de la serie parafínica.

Interés en la operación: Es la participación en las obligaciones y derechos que cada una de las partes (Socios) adquiere en la exploración y explotación del área contratada.

Inversiones de Desarrollo: Se refieren a la suma de dinero invertida en bienes y equipos en un campo Comercial, una vez aceptada la existencia de este por las partes.

Objetivos de Producción: Son las Formaciones, capas o arenas con posible acumulación de hidrocarburos.

Periodo de Exploración: Es el lapso de que dispone la Asociada para cumplir con las obligaciones estipuladas en el Contrato de Asociación y que no será superior a Seis (6) años contados a partir de la fecha efectiva.

Periodo de Explotación: El tiempo que transcurra desde cuando finalice el periodo de Exploración hasta el término del contrato.

Petróleo: mezcla natural de hidrocarburos en estado líquido o gaseoso en condiciones normales.

Pozo de Exploración: es cualquier pozo designado como tal por la Asociada para ser perforado o profundizado por su cuenta en el área contratada en busca de petróleo.

Pozo de Explotación o Desarrollo: Es cualquier pozo previamente programado por los socios para la producción de petróleo dentro del área comercial.

Presupuesto: Es el instrumento básico de planeación mediante el cual se asignan recursos para proyectos específicos a ser aplicados dentro de un año calendario con el fin de lograr las metas y objetivos propuestos por la Asociada.

Pruebas Extensas de Producción: Son las operaciones que se ejecutan en uno o varios pozos de exploración productores, con el fin de evaluar las condiciones de producción y comportamiento del yacimiento.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE EXTENSIÓN DEL ÁREA COMERCIAL DEL CAMPO CAMPANILLA*

AUTORES: Vera Eliana Navarro Suárez, Verónica Salazar López **

TERMINOS CLAVES: Comercialidad de un campo Petrolero, Contrato de Asociación, Estimación de Reservas de Petroleo, Área comercial - Área de extensión de un campo Petrolero, Plan de Desarrollo de un campo Petrolero

DESCRIPCION

En este documento se aplica una metodología propuesta con un enfoque gerencial para la evaluación técnico-económica de la extensión del área comercial del campo Campanilla, presentando el proceso de evaluación técnica de la información obtenida tanto del pozo exploratorio como de los pozos actualmente productores, el análisis económico basado en los pronósticos de producción, en un mejor estimado del plan de desarrollo del campo y en las inversiones a realizar para el mismo, esto partiendo de la solicitud de extensión del área comercial del campo realizada por el Asociado A.

La evaluación realizada esta compuesta por el análisis de la información dinámica obtenida de los pozos con la cual se determinan las reservas de crudo y gas del área a extender, la definición del área de extensión (polígono) a aprobar en el área del Contrato de Asociación con base en los resultados del estudio de caracterización y el balance de reservas, el plan de Desarrollo de acuerdo con los pronósticos de producción, el cual comprende el número de pozos a perforar, trabajos de reacondicionamiento, construcción o ampliación de facilidades de producción, presupuesto de inversiones y la evaluación económica del plan establecido, con lo cual se determina la extensión del área comercial y la viabilidad de participación e inversión en la misma por parte del Asociado B.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos.
Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE EXTENT OF COMMERCIAL AREA OF THE CAMPANILLA FIELD

AUTHORS: Vera Eliana Suarez Navarro, Verónica López Salazar **

KEY TERMS: Commercial area of a field, Association Contract , Estimation of Oil Reserves, Commercial area extension of a field , Development Plan of a field

DESCRIPTION

This paper applies a proposed methodology for the techno-economical evaluation of the extent of the commercial area of the Campanilla field with a managerial approach, presenting the process of technical evaluation of the information obtained in both, the exploratory well and also the currently producing wells, the economic analysis based on the forecasts of production, in a better estimate of the field's development plan and in the future investments for it, this starting from the application for extension of the commercial area of the fieldwork carried out by the Associated A.

The assessment is carried out by analysis of the dynamic information obtained from the wells to determine the reserves of oil and gas in the area to extend, the definition of the extension area to approve the Association Contract area based on the results of the characterization and the balance of reserves, the Development plan according to the forecasts of production, which involves the number of wells to drill, refurbishment work, construction or expansion of production facilities, budget of investments and economic evaluation of the established plan, with this, the extension of the commercial area and the viability of participation and investment on the part of the Associated B will be determined.

* Monograph

**Physicivhchemical faculty of Engineering Specialization en Management in Hydrocaebons
Director Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

El desarrollo del campo Campanilla, fue durante muchos años interrumpido por problemas de orden público en la zona y por falta de facilidades de tratamiento definitivas para el procesamiento de los fluidos, por lo anterior no se desarrollaban estudios para determinar reservas de crudo adicionales y establecer el mejor plan de desarrollo para incrementar la producción del campo. Actualmente, se cuenta con la información suficiente para determinar dichas reservas y así mismo para establecer un plan desarrollo viable, teniendo bases tanto técnicas como económicas del proyecto de comercialidad, resultando el área comercial recomendada para dar inicio a su explotación.

Los Contratos de Asociación establecen las etapas de desarrollo de un campo y deben cumplirse algunos compromisos, como perforación de pozos exploratorios, los cuales tienen como objetivo probar, cuantificar reservas y determinar un área comercial. De acuerdo con estos compromisos, el Asociado A perforó el pozo exploratorio Campanilla 5 buscando probar la continuidad del yacimiento hacia el área norte y la extensión del área comercial actual del campo Campanilla. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en este pozo y el análisis de la información de los pozos existentes, el Asociado A solicitó la aprobación de la extensión de comercialidad al Asociado B con el fin de obtener mayores reservas e incrementar la producción actual.

Partiendo de esta solicitud, en este documento se presenta el proceso de evaluación técnica de la información obtenida tanto del pozo exploratorio como de los pozos actualmente productores, el análisis económico basado en los pronósticos de producción, en un mejor estimado del plan de desarrollo del campo Campanilla y en las inversiones a realizar para el mismo.

Para la realización de la evaluación técnico-económica de la extensión del área comercial del campo Campanilla con un enfoque gerencial, se aplicó una Metodología, compuesta por la evaluación de la información dinámica obtenida tanto de los pozos en producción como del pozo exploratorio para determinar las reservas de crudo y gas del área a extender, la definición del área de extensión (polígono) a aprobar en el área del Contrato de Asociación con base en los resultados del estudio de caracterización y el balance de reservas, el plan de Desarrollo de acuerdo con los pronósticos de producción para el campo Campanilla, el cual comprende el número de pozos a perforar, trabajos de reacondicionamiento, construcción o ampliación de facilidades de producción, presupuesto de inversiones y la evaluación económica de la viabilidad del plan establecido, con lo cual se determina la extensión del área comercial.

Dicha metodología para la evaluación de áreas comerciales o extensiones, se estructura en este documento de la siguiente forma: Antecedentes, Generalidades del campo, Evaluación técnica, Evaluación Económica, Conclusiones y recomendaciones

En este documento, para efectos netamente académicos presentaremos nombres ficticios del campo, pozos y los socios del Contrato de Asociación.

1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

La Metodología propuesta¹ para realizar la evaluación técnico-económica de la extensión del área comercial del campo Campanilla es la siguiente:

Teniendo en cuenta que se define como el proceso de comercialidad a la evaluación técnica y económica de un descubrimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) o sobre una extensión de un área comercial, con el propósito de determinar la conveniencia o no de adelantar o participar en su desarrollo y explotación comercial, se establece el siguiente procedimiento:



Fuente: Procedimiento para definir el estudio de comercialidad de campos GTD-SYA-P-001

La evaluación está compuesta por:

- Modelo estático y dinámico del (los) yacimiento(s) evaluados
- Volúmenes de Hidrocarburos Originales y Recuperables
- Área

¹ Esta metodología es aplicada por ECOPETROL S.A para las evaluaciones de comercialidad de los campos pertenecientes a los contratos de asociación vigentes. Con algunas modificaciones para este documento.

- Plan de Desarrollo y pronósticos de producción
- Evaluación financiera (cuantificación y proyección de Costos e Inversiones, evaluaciones económicas)
- Conclusiones y recomendaciones sobre la comercialidad del nuevo campo.

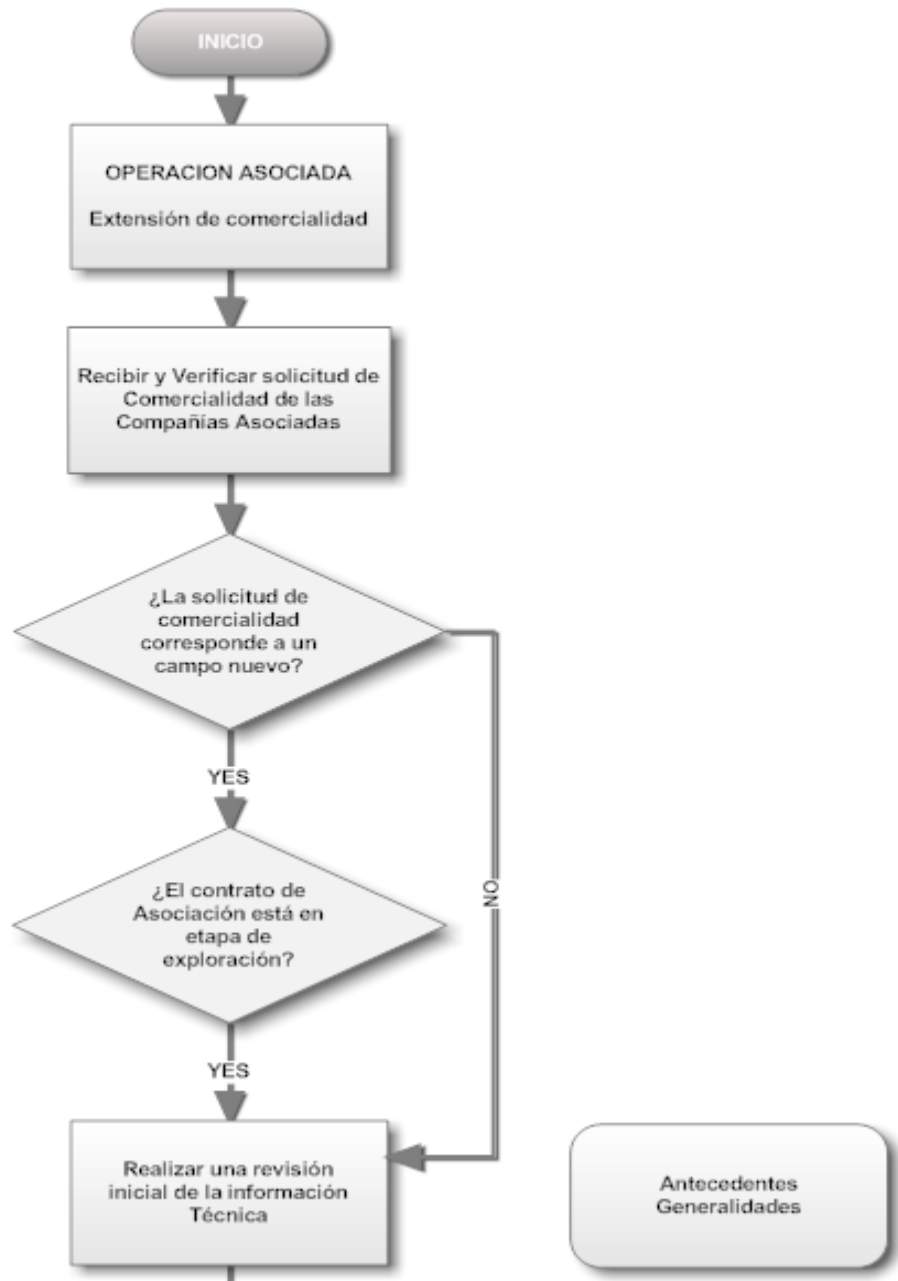
Para la operación asociada, una vez recibida la información por parte de la Compañía Asociada, el asociado del que se busca la aprobación convocará a los integrantes del equipo evaluador para verificar la información suministrada por parte de la Asociada. El equipo de trabajo tendrá en cuenta los plazos establecidos dentro del Contrato de Asociación con el fin de aceptar u objetar la existencia del campo Comercial o la extensión del área.

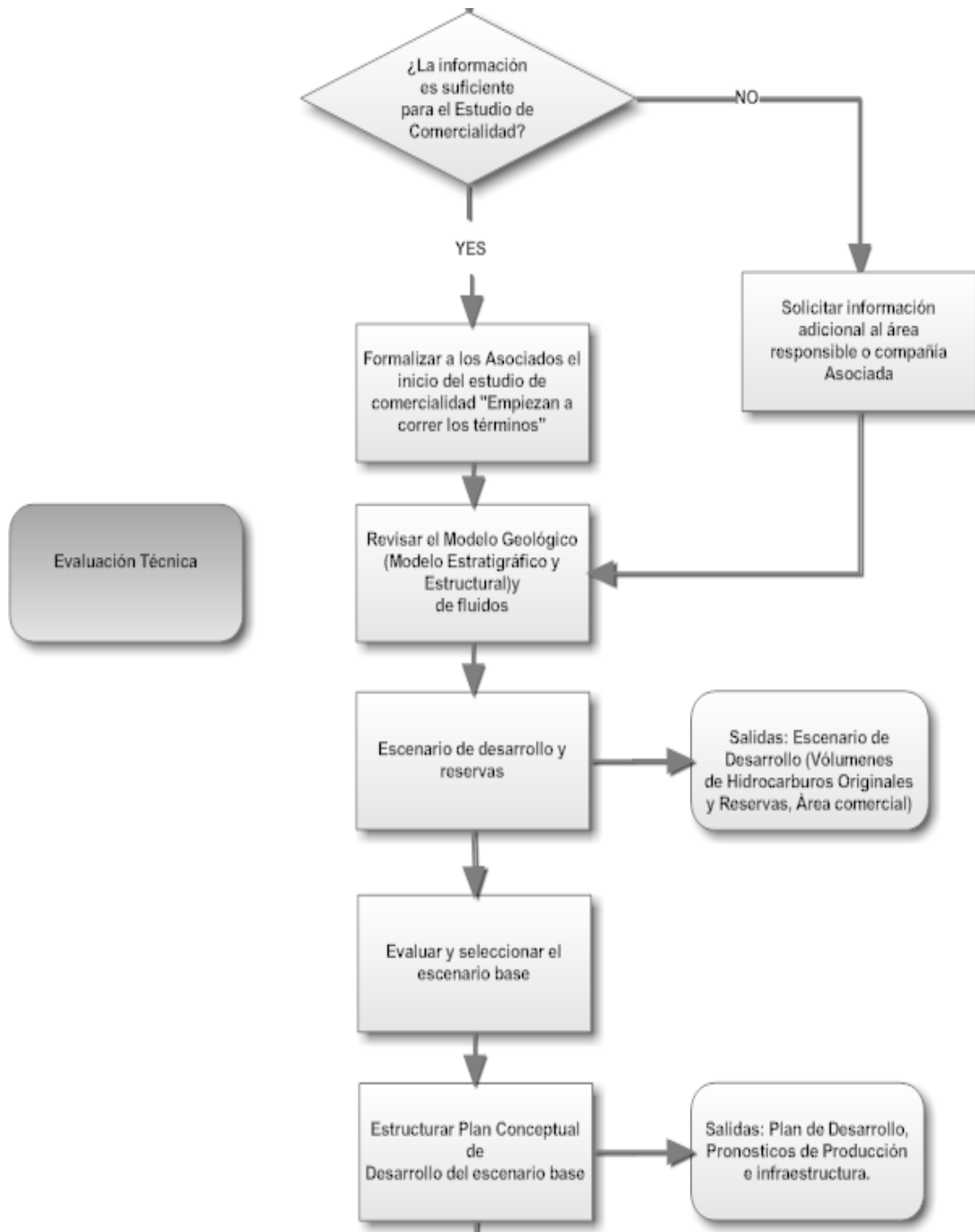
- Si como resultado de la verificación de la información recibida el equipo de trabajo confirma que dicha información no es suficiente para establecer la comercialidad del descubrimiento, el equipo definirá la información necesaria y se solicitará por escrito a la Asociada la información requerida.
- Si como resultado de la verificación el grupo de trabajo confirma que la información enviada por la Compañía Asociada es suficiente para establecer razonablemente la comercialidad del descubrimiento, se solicitará a la Asociada que realice la presentación técnica oficial de la solicitud de comercialidad.

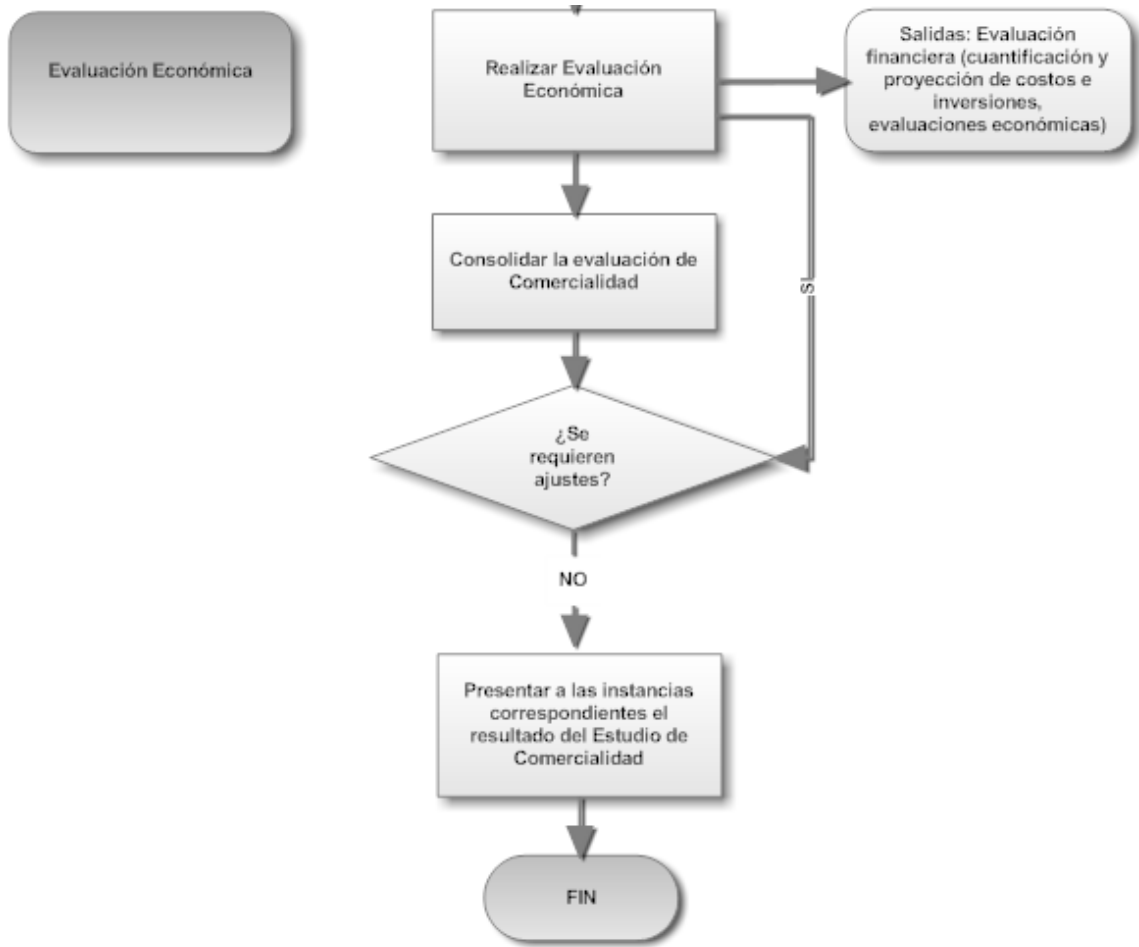
El equipo adelantará la evaluación y presentará un informe con los entregables enunciados anteriormente en este numeral.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de dicha metodología:

Figura 1. Diagrama de flujo metodología







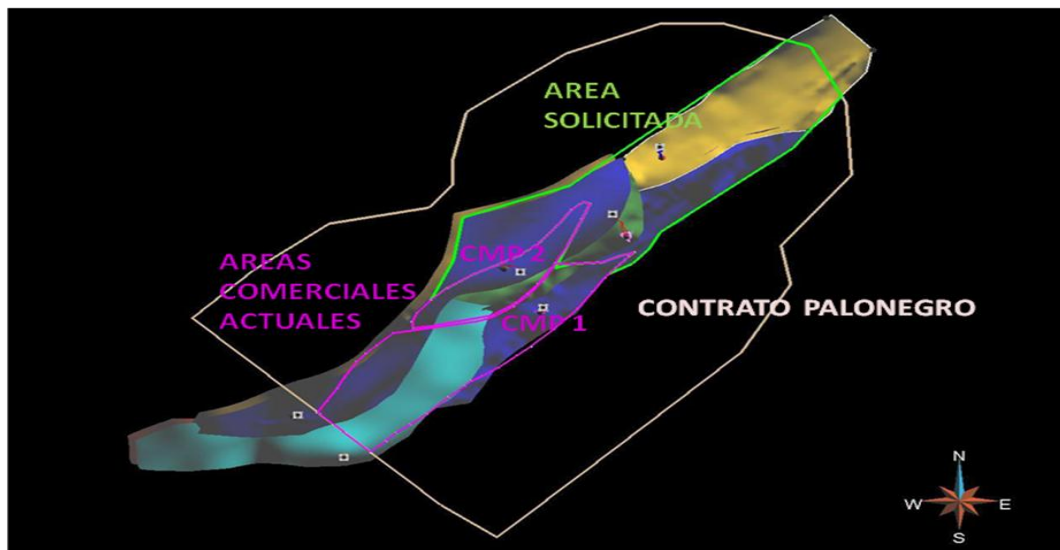
Fuente: Autores del proyecto

2. ANTECEDENTES DEL CAMPO CAMPANILLA

SOLICITUD DEL ASOCIADO

En Marzo 6 de 2009, El Asociado A solicitó extensión del área comercial del Complejo Campanilla, dentro del contrato de Asociación Palonegro. La extensión solicitada involucra un área de 11317 acres (45.8 Km²) al Norte de las actuales áreas comerciales (Figura 2).

Figura 2. Área Comercial Solicitada y estructuras interpretadas por el Asociado A.



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.²

El área solicitada es adicional a los 8649 acres ya comerciales, en donde se encuentran los pozos CMP1 (Campanilla 1) y CMP2 (Campanilla 2).

² Grupo Técnico: Ingenieros de Yacimientos, Geólogos, Ingenieros de producción.

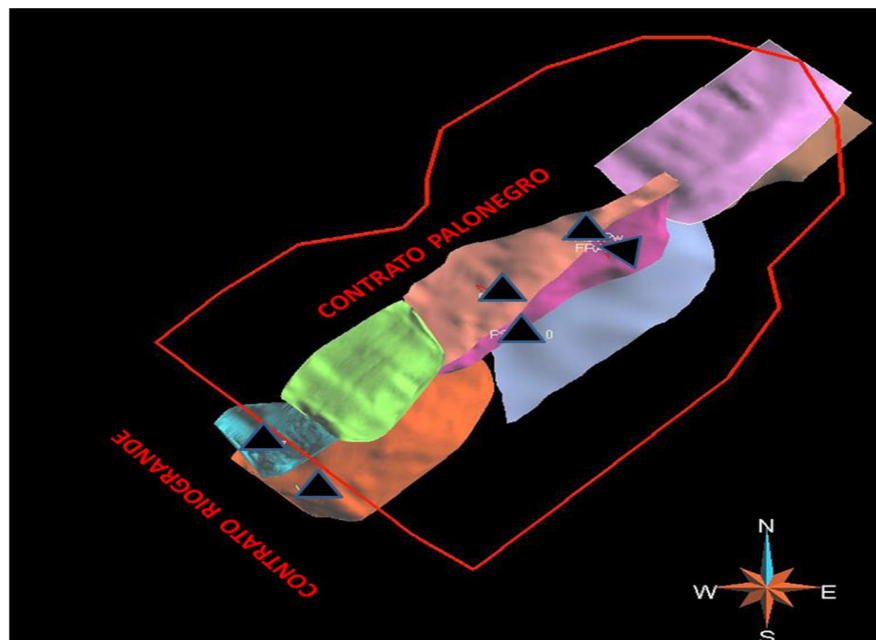
El área comercial actual fue determinada con base en la interpretación de líneas sísmicas 2D, con lo cual se tenía incertidumbre de la continuidad de las diferentes escamas del complejo Campanillas hacia el Norte. Sin embargo, el entendimiento actual de la estructura, que se basa en la interpretación del volumen sísmico Campanillas 3D, sugiere que las escamas pertenecientes al Complejo Campanillas se extienden hacia el Norte y el Este del área comercial actual.

El 18 de marzo de 2009, en una primera fase de evaluación, El Asociado B aceptó la extensión de comercialidad en el sector de influencia del pozo Florencia 1.

3. GENERALIDADES

El complejo Campanillas se encuentra ubicado entre los Contratos de Asociación de Rio Grande y Palonegro como se muestra en la figura 3, en la parte central del Piedemonte Llanero de la Cordillera Oriental. Fue descubierto en 1995 por el pozo Campanillas Sur B1, perforado en el Contrato de Asociación Palonegro. En 1996, el pozo Álamo C2 probó la existencia del Mirador del complejo Campanillas en el Contrato Rio Grande.

Figura 3. Estructuras interpretadas en el complejo Campanillas con los pozos perforados a la fecha



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

En mayo de 1997, ECOPETROL declaró la comercialidad de la extensión del Campo Campanillas en Rio Grande y en marzo de 1998, de la cresta de la estructura de Campanillas en Palonegro.

La estructura de Campanillas según la interpretación actual ha sido penetrada por los siguientes pozos:

Campanilla 1: Perforado en 1995 dentro del contrato de asociación Palonegro. Dicho pozo probó gas condensado en las Formaciones Mirador y Barco en la escama Campanilla Main. La Formación Mirador fluyó gas y condensado con tasas hasta de 12.4 MPCD y 1885 BOPD, respectivamente, y la Formación Barco también fluyó gas y condensado, con tasas de 21.0 MPCD y 1670 BOPD. Un volumen de 70 BWPD fluyó durante el DST en la Formación Barco. El pozo es actualmente inyector de gas en Campanilla Main con un volumen de inyección de 30 MPCD.

Álamo C2: Perforado en 1996 dentro del contrato de asociación Rio Grande. Probó gas húmedo en la Formación Mirador de la estructura de Volcanera. Actualmente produce de la Formación Mirador en la escama de Granadillo 2600 BOPD de condensado y 30 MPCD de gas.

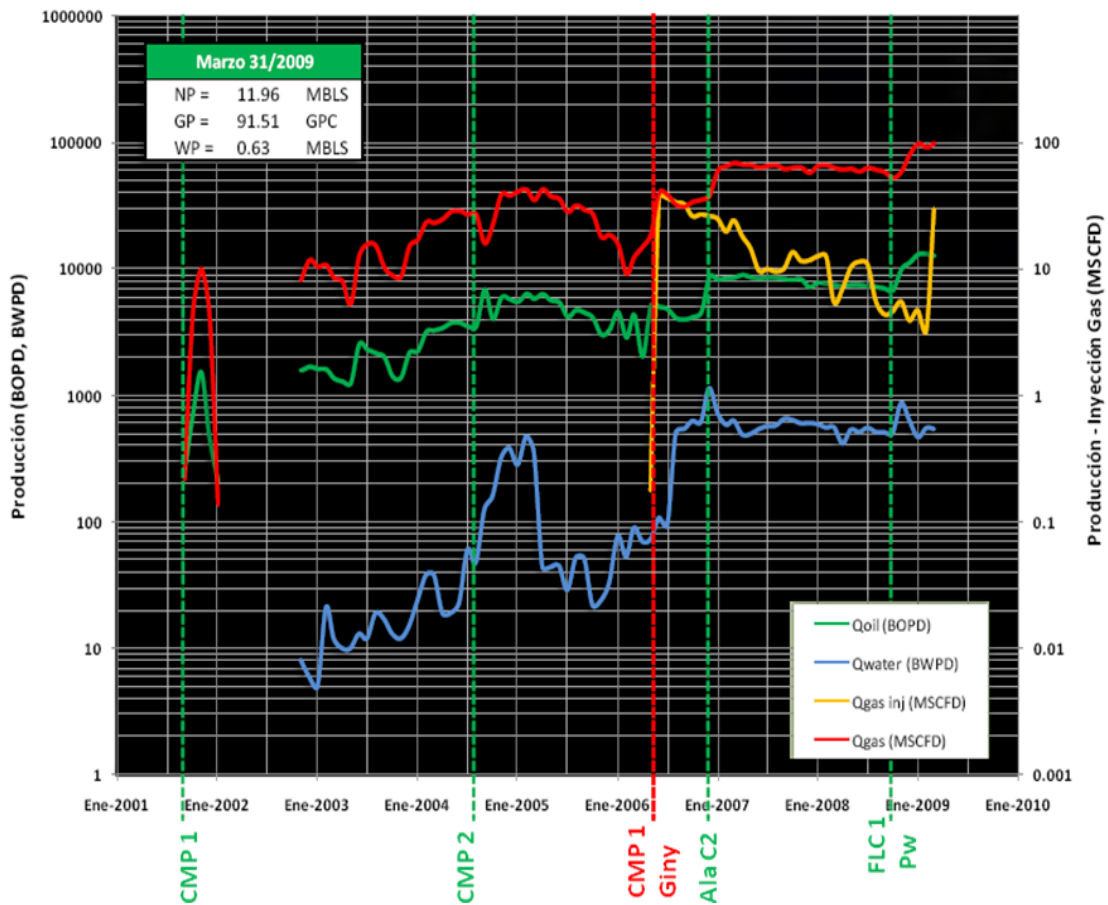
Campanilla 2: Perforado en 2004 dentro del contrato de asociación Palonegro. Probó presencia de hidrocarburos en la Formación Mirador en dos escamas estructurales, Aguazul (primer Mirador) y Guamalera (segundo Mirador). Actualmente produce de ambas escamas 3200 BOPD y 26 MPCD de gas.

Florencia 1: Perforado en 1997, encontró la Formación Mirador en las escamas de Guamalera (primer Mirador) y Campanilla Main (segundo Mirador). En 1998 fue suspendido por problemas mecánicos. Posteriormente, en 2008, se perforó un sidetrack (FLC 1Pw) que actualmente produce de Campanilla Main 6600 BOPD y 50 MPCD de gas.

La producción acumulada del complejo Campanilla a Marzo 31 de 2009 es de 9.1

MMbbls (3 MMbbls de CMP1 en Campanilla Main, 5.4 MMbbls de CMP2 en Guamalera y Aguazul y 0.7 MMbbls de FLC 1Pw en Campanilla Main). La figura 4 presenta las curvas de producción e inyección históricas para los pozos del complejo Campanilla. El pozo Álamo C2 aunque corresponde al complejo Campanilla hace parte del contrato Rio Grande.

Figura 4. Historia de Producción e Inyección – Complejo Campanilla

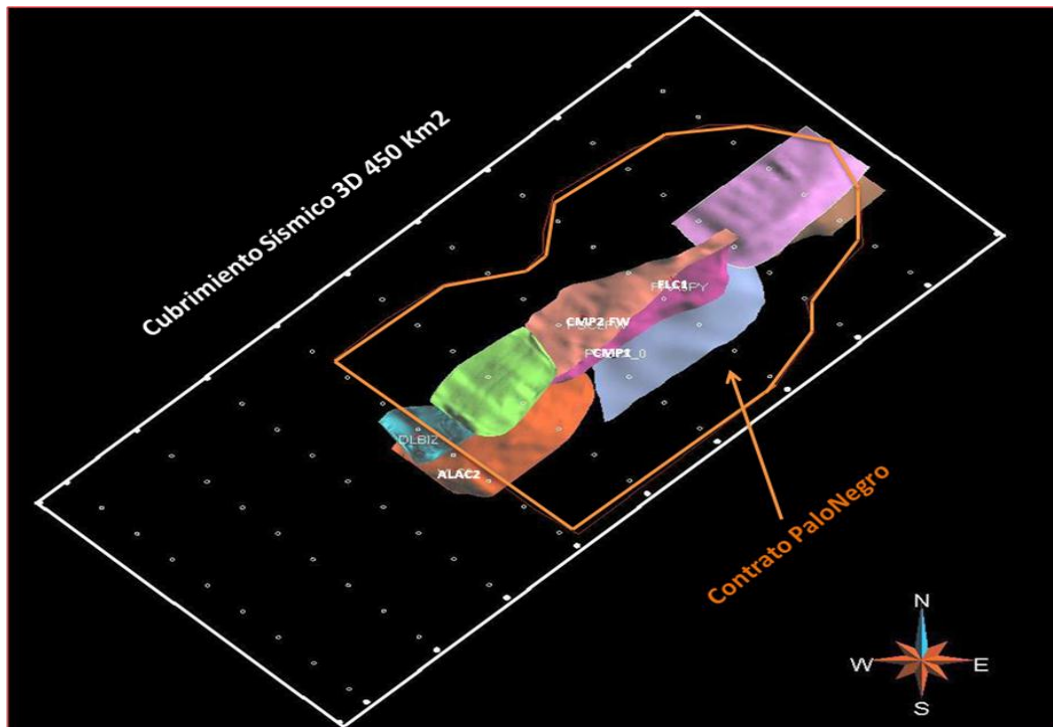


Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA

A continuación se presenta la evaluación del área solicitada para extensión del área comercial. Para dicho trabajo se utilizó como información base: 450 Km² de Sísmica 3D (figura 5) y la información dinámica colectada durante la historia de producción del Complejo campanilla (presiones, fluidos y la historia de producción de los pozos).

Figura 5. Cubrimiento del Volumen sísmico Campanilla 3D



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

Durante 2006, fueron adquiridos 450 km² de sísmica 3D, con el objeto de delimitar las estructuras y soportar los planes de Desarrollo adicionales para los campos incluidos dentro del contrato de Asociación Palonegro. La interpretación del volumen sísmico y el amarre con la información dinámica del área, ha permitido

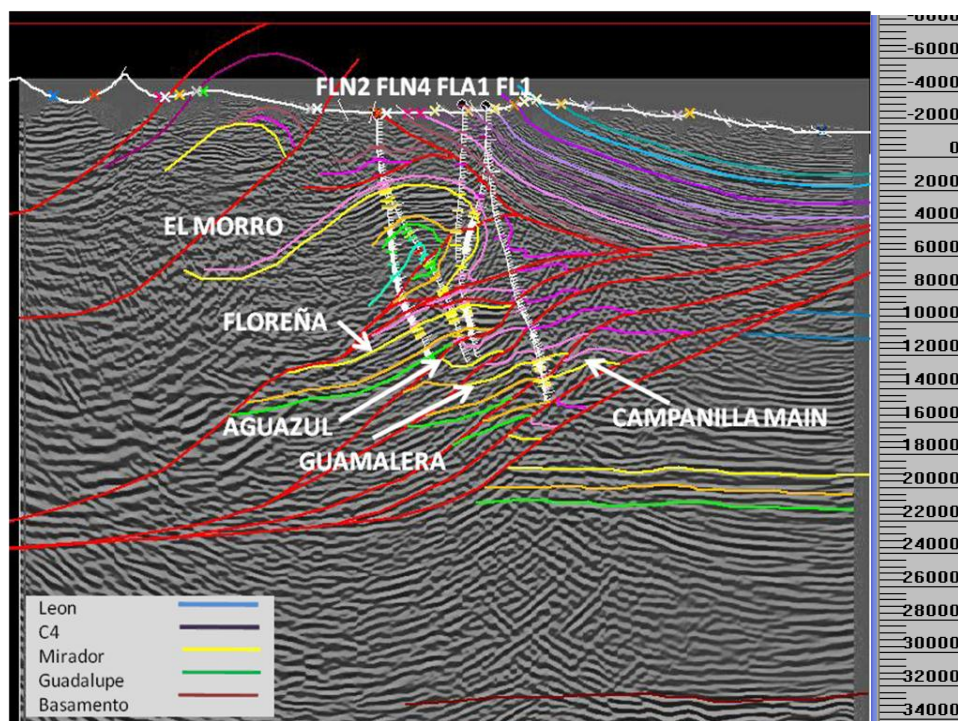
visualizar la extensión de los yacimientos del complejo Campanillas y establecer oportunidades de desarrollo en este sector.

4.1. MODELO GEOLÓGICO (MODELO ESTRATIGRÁFICO Y ESTRUCTURAL)

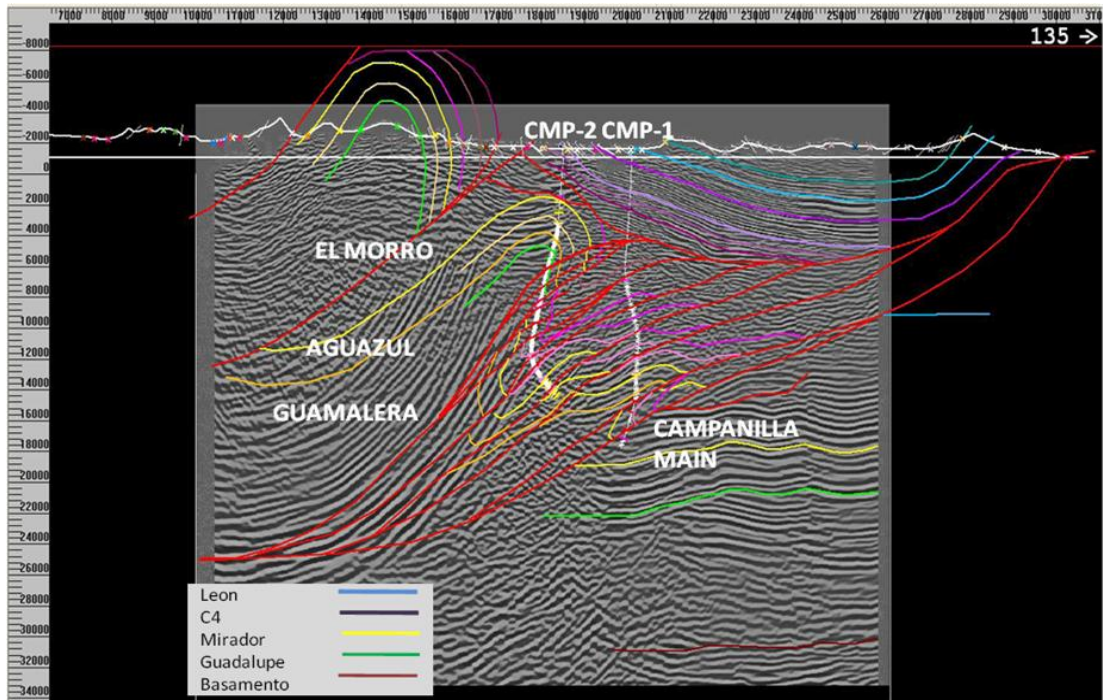
El modelo estructural del área esta soportado en la interpretación del volumen sísmico PSDM Campanilla 3D y en la construcción de secciones estructurales balanceadas y restauradas en la zona de interés (figura 6). El complejo Campanilla comprende ocho escamas de cabalgamiento, de sur a norte:

Dele, Granadillo, Campanilla Main, Aguazul Sur, Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Norte (figura 7). Dichas escamas fueron producidas por eventos tectónicos asociados al levantamiento de la Cordillera Oriental (Orogenia Andina).

Figura 6. Secciones Estructurales Balanceadas mostrando la complejidad estructural del área y las diferentes escamas apiladas.

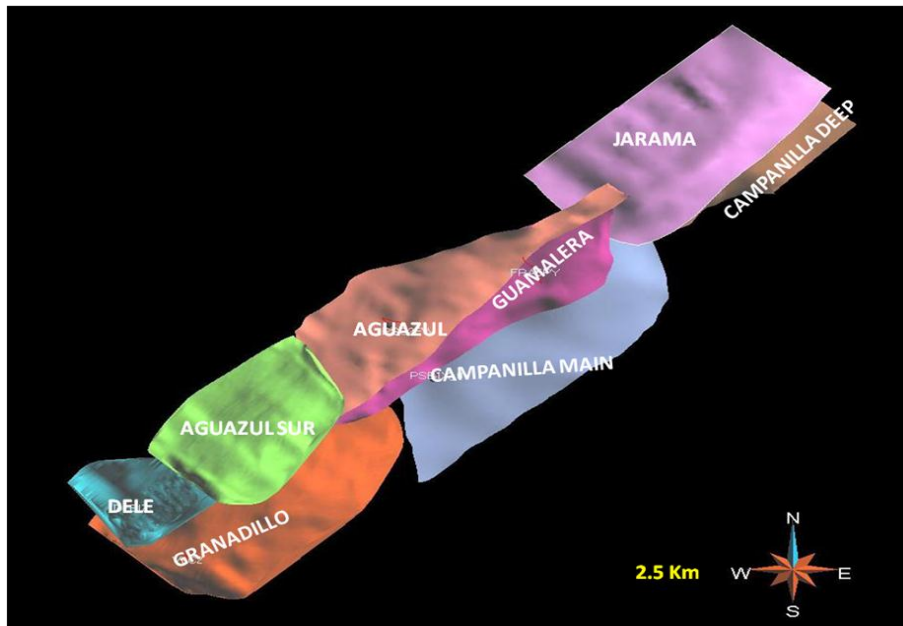


Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

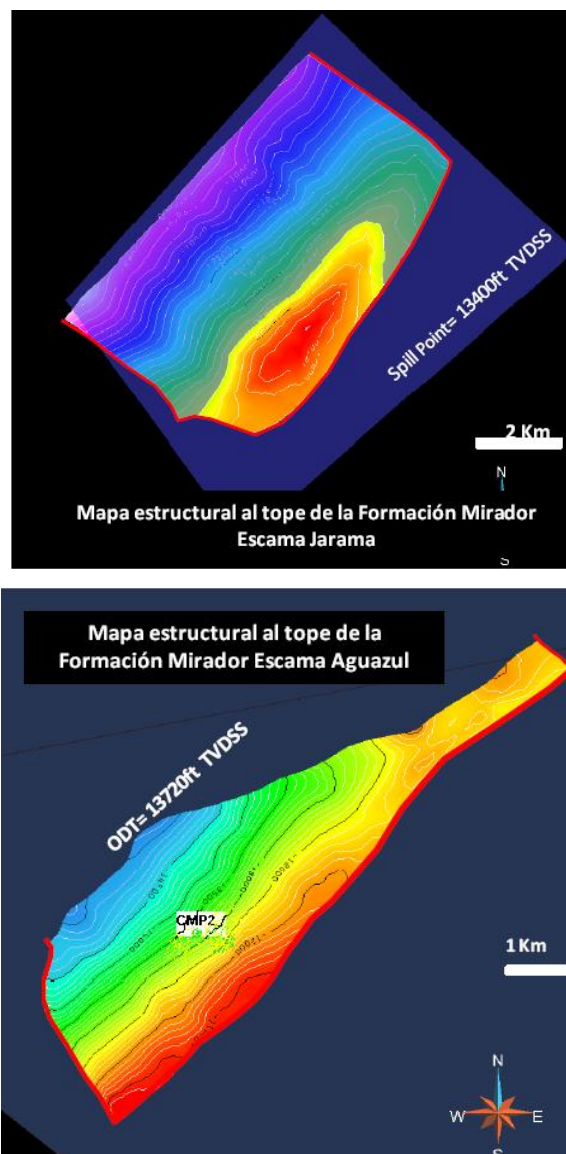
Figura 7. Escamas de cabalgamiento pertenecientes al Complejo Campanilla



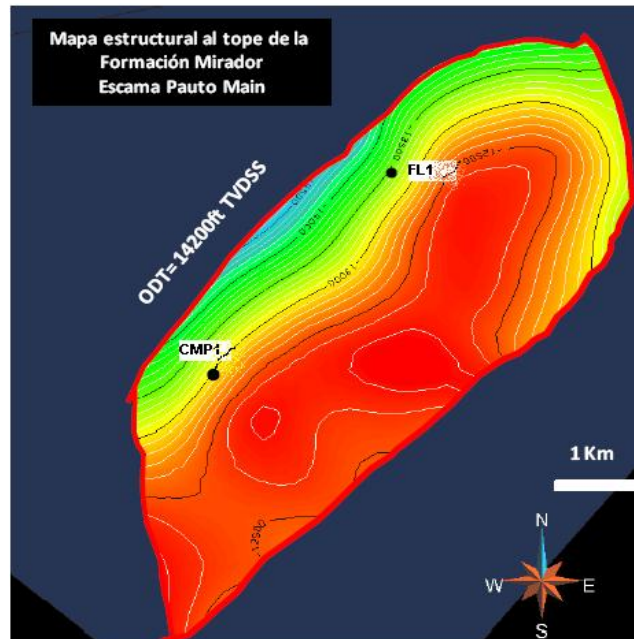
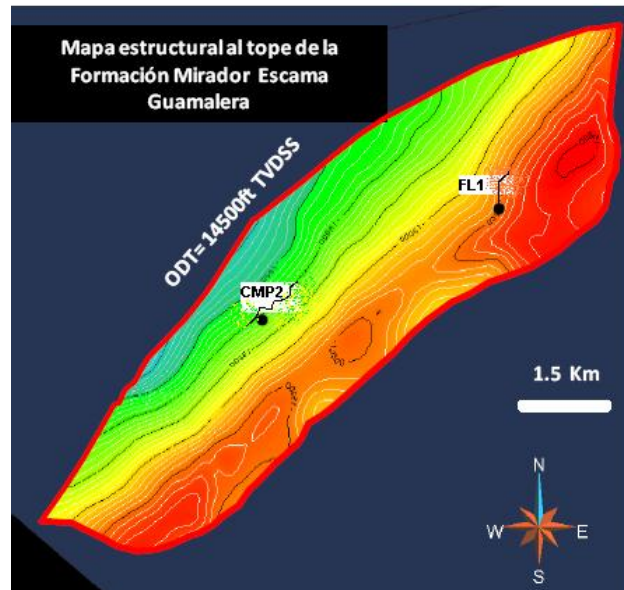
Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

En general, la configuración estructural de cada una de estas escamas es similar: presentan flancos frontales cortos, flancos traseros largos y de alto ángulo, limitados por fallas inversas de bajo ángulo, estas últimas fallas constituyen los cierres laterales de la estructura. A su vez, estas escamas presentan cabeceos hacia el Norte y el Sur, generalmente cortados por rampas laterales, que constituyen los cierres de la estructura a lo largo del rumbo (figura 8).

Figura 8. Mapas estructurales (TVDss), al tope de la Formación Mirador



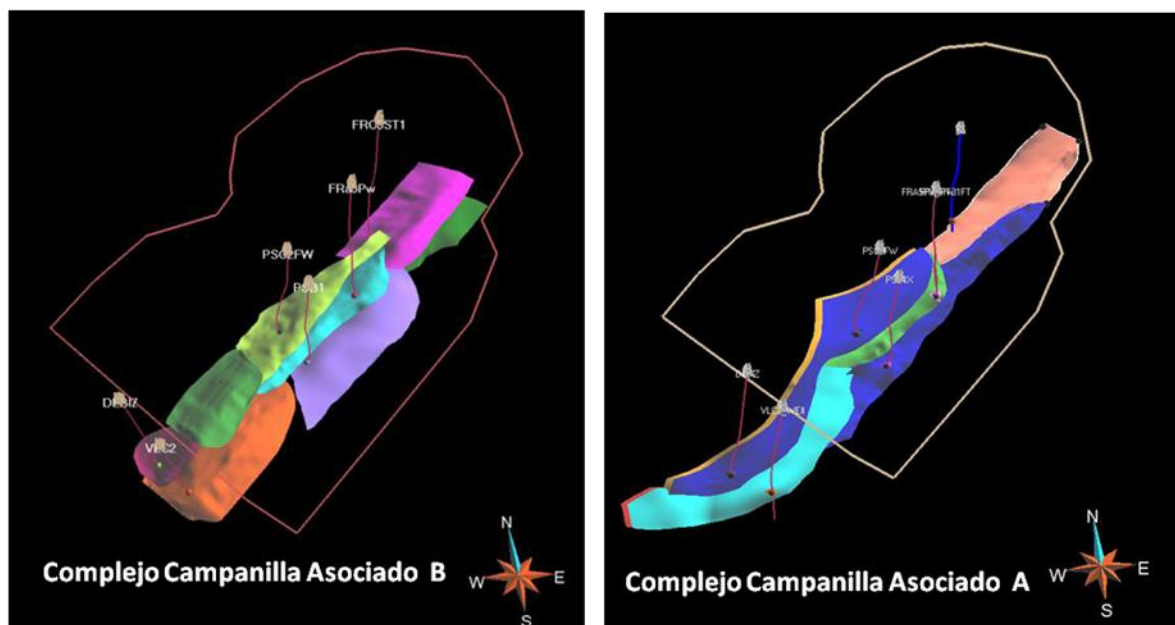
Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

El concepto estructural con el cual fueron realizadas tanto la interpretación del Asociado B como la del Asociado A es el mismo, sin embargo, hay diferencias sustanciales (figura 9) a nivel del yacimiento las cuales se derivan de la calidad de la información sísmica, la cual permite tener diferentes interpretaciones de una misma estructura.

Figura 9. Diferencias en la interpretación estructural del Complejo Campanilla



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

El yacimiento principal del complejo Campanilla corresponde a la Formación Mirador (figura 10). Esta unidad está conformada una sucesión espesa (500ft en promedio) de cuarzoarenitas de grano fino a medio con delgadas intercalaciones de arcillolitas. Basados en registros eléctricos la Formación Mirador puede ser subdividida en dos unidades, una unidad inferior (400ft) que posee cuerpos masivos de arena, y una unidad superior (100ft) que se caracteriza por presentar una mayor frecuencia de intercalaciones arcillosas, hecho que se refleja en su GR aserrado. La parte inferior tiene las mejores condiciones de roca almacenadora; presenta un carácter principalmente continental representado por sedimentos fluviales de canales entrelazados; la parte superior está integrada por depósitos fluviales de llanura costera y depósitos marinos y tiene menor calidad como almacenador que la sección inferior.

4.2. EVALUACIÓN PETROFÍSICA

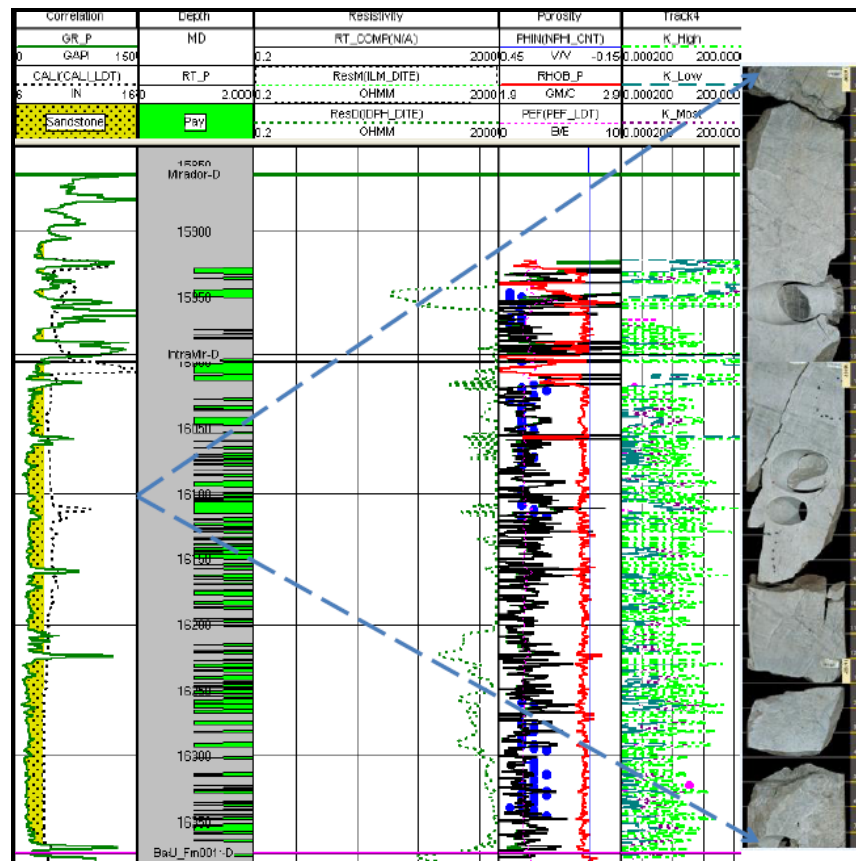
Basados en la interpretación de registros eléctricos y su correlación con los datos de corazón, se calcularon las curvas de porosidad y permeabilidad de las cuales se estimaron las propiedades petrofísicas (figura 11) para la Formación Mirador dentro del Complejo Campanilla. La tabla 1 resume las propiedades petrofísicas promedio determinadas.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas – Formación Mirador – Complejo Campanilla

Pozo	Escama	Gross (ft)	Porosidad (fracción)	Permeabilidad (mD)	NTG (fracción)
FL1	Guamalera	440	0.04	0.9 - 0.1	0.51
FL1	Campanilla Main	550	0.042	1.1 - 0.5	0.41
CMP2	Aguazul	406	0.03	0.3 - 0.06	0.3
CMP2	Guamalera	439	0.04	2 - 0.7	0.59

Fuente: Autores del proyecto

**Figura 11. Registros Eléctricos, Corazones y Curvas Calculadas Pozo CMP2
– Mirador Guamalera**



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

La porosidad para la Formación Mirador fue estimada a partir de los registros de densidad y posteriormente corregida por arcillosidad.

4.3. CONTACTOS DE FLUIDOS

Los contactos gas-agua (GWC) en Mirador fueron asumidos considerando los puntos más bajos conocidos de gas (ODT) que se han encontrado con los pozos existentes en las diferentes escamas (figura 12).

Para las escamas de Guamalera y Aguazul se consideraron los ODT encontrados con el pozo Campanilla 2. Para la escama de campanilla Main el ODT está asociado al pozo Campanilla 1 y para la escama de Jarama se asumió como GWC el Spill Point de la estructura.

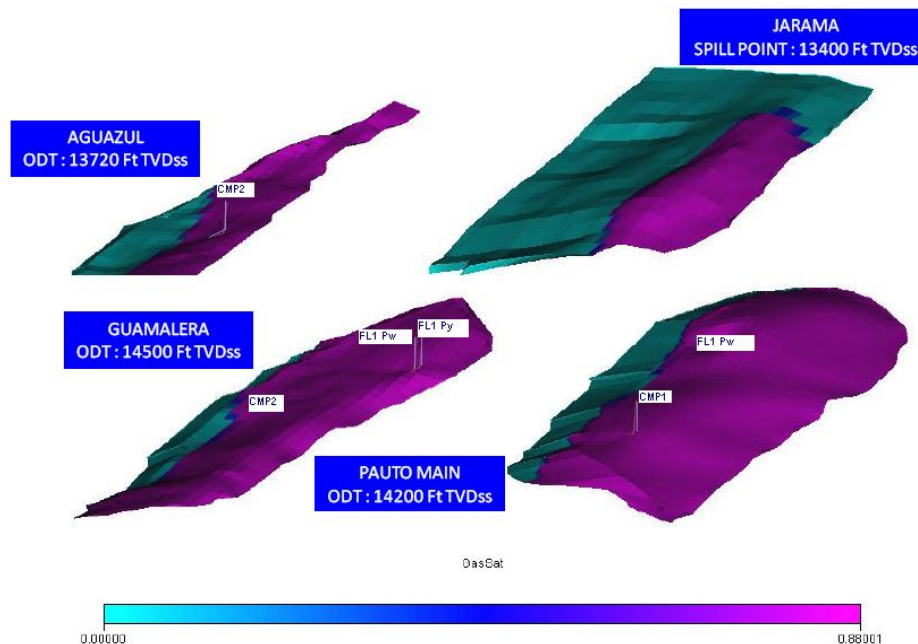
La figura 12 y la tabla 2 resumen los contactos gas-agua considerados para esta evaluación.

Tabla 2. Contactos entre Fluidos – Escamas Complejo Campanilla

Escama	ODT (ft TVDss)
Campanilla Main	14200
Guamalera	14500
Aguazul	13720
Jarama	13400

Fuente: Autores del proyecto

Figura 12. Contactos gas-agua – Escamas Complejo Campanilla



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

4.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los yacimientos del complejo Campanilla en la formación Mirador son acumulaciones de gas condensado con rendimientos iniciales que varían entre 120 Bls/MPCN y 155 Bls/MPCN (Pozos CMP1, CMP2, ALAC2 y FL1Pw).

Durante los años 2006 a 2007 se construyó un modelo de fluidos y se ajustó la ecuación de estado de 12 componentes para el complejo Campanilla a partir de la información de fluidos obtenida en los pozos CMP1, CMP2, ALAC2 y adicionalmente con un set de datos de procesos de inyección realizados con muestras de Inyección del pozo CMP1 y gas de inyección de las facilidades se ajustó la ecuación a condiciones de Inyección de gas.

A partir de datos de presión tomados en la Formación Mirador en los diferentes pozos del complejo Campanilla, se determinó un gradiente de fluido asociado a un gas condensado de 0.169 psi/ft.

Las propiedades promedio de los fluidos a la profundidad de referencia (13400 TVDss) se resumen en la tabla 3.

Tabla 3. Propiedades Promedio de Fluidos

Formación	Gradiente de Presión (Psi/ft)	Bg (rcf/Mscf)	Presión de Saturación Promedio (Psi)	Temperatura °F
Mirador	0.16-0.17	0.35	5954	255

Fuente: Autores del proyecto

4.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y DE PRESIONES

Pozo Campanilla 1 (CMP1)

El pozo Campanilla 1 fue completado en julio de 2001 y puesto a producción en la Formación Mirador, desde esta fecha y hasta el año 2004 estuvo restringido por limitación en las facilidades y manejo de gas. Desde 2004 y hasta septiembre de 2005 el pozo produjo con su máximo potencial; para esta fecha entró en Producción el pozo CMP2 (Escama Guamalera) siendo más competitivo en cuanto a condiciones de GOR haciendo que el pozo CMP1 se restringiera nuevamente.

A finales de 2005 cuando el pozo FRA1X (Campo Florencia) no recibía la cantidad de gas que inyectaba normalmente, haciendo crítico el manejo de gas, fueron restringidos aun más los pozos CMP1 y CMP2, lo que finalmente conllevó a que en mayo de 2006 el pozo CMP1 se convirtiera temporalmente a inyector de gas mientras se encontraba una solución definitiva para el manejo del gas en Palonegro.

El pozo CMP1 durante su periodo de producción acumuló 3.0 MMbbls de petróleo, 21.5 GPC de gas y 0.03 MMbbls de agua. Como inyector de gas, a marzo de 2009 tiene un acumulado de 16 GPC lo que significa el 76% del gas producido por el mismo pozo.

Pozo Florencia 1 (FL1Pw)

El pozo Florencia 1 (FL1Py) fue perforado entre 1997 y 1998, fuera de la actual área comercial, 5 Km al noreste del pozo CMP1. El objetivo principal del pozo fue delimitar la estructura Campanilla. El pozo atravesó las Formaciones Mirador y los Cuervos y una segunda repetición de estas mismas unidades.

Datos de presión adquiridos en los dos cuerpos de la Formación Mirador, indicaron un gradiente de fluido similar y la posible comunicación con la estructura principal de Campanilla.

Desde abril de 1998 el pozo fue suspendido debido a un pescado y se colocaron 3 tapones de cemento localizados a 15975'-16475', 15675'-5975' y 4506-5000'.

Teniendo en cuenta la información obtenida en 1998 gracias al pozo FL1Py, se decidió perforar un nuevo Sidetrack con el fin de probar la existencia de hidrocarburos en la estructura de Campanilla y definir la comunicación del área alrededor del pozo.

El tercer Sidetrack del pozo denominado FL1pw fue terminado en Noviembre de 2008.

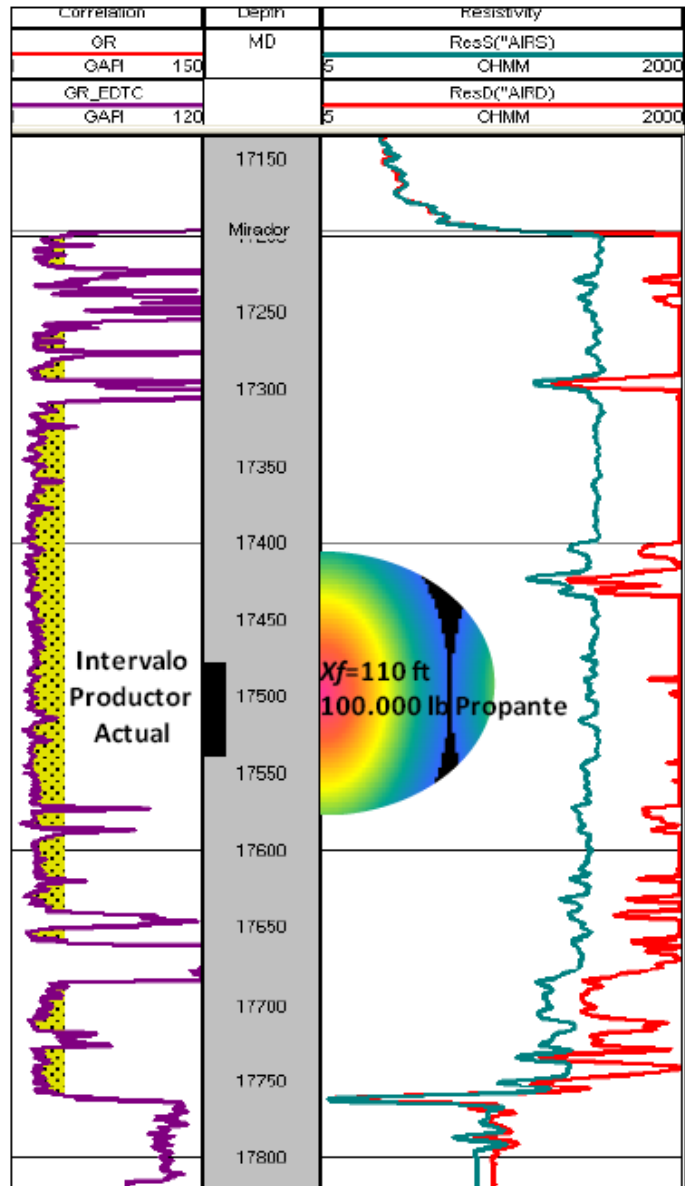
El Sidetrack FL1pw encontró la Formación Mirador @ -12521 TVDss y un segundo Mirador @ -13656 TVDss.

Los puntos de presión tomados en ambos Mirador indicaron presiones menores a las encontradas en 1998, confirmando así que el segundo Mirador del pozo FL1Pw corresponde a la estructura Campanilla Main (perforada previamente por CMP1) y que el primer Mirador de FL1Pw se encuentra comunicado con el segundo Mirador del pozo CMP2 ubicado en la estructura Guamalera.

En Noviembre 30 de 2008 se cañearon 60 ft (figura 13) del segundo Mirador de FL1Pw (estructura Campanilla Main), se realizó PBU y una prueba de producción antes de realizar fractura con los siguientes resultados: WHP: 1,134 psi, Qo: 1,733 BOPD, Qg: 11 MPCD, Qw: 9 BWPD, BSW: 0.52%, GOR: 6,392 SCF/STB. Posteriormente, se realizó la fractura en este Mirador bombeando 189.200 lbs de arena (100,000 lbs empaquetadas) cuyos resultados a condiciones Full open

fueron WHP: 1,332 psi; Qo: 6,094 BOPD; Qg: 39 MPCD; GOR:6,455 SCF/STB;
BSW: 0.49 %; Qw: 30 BWPD.

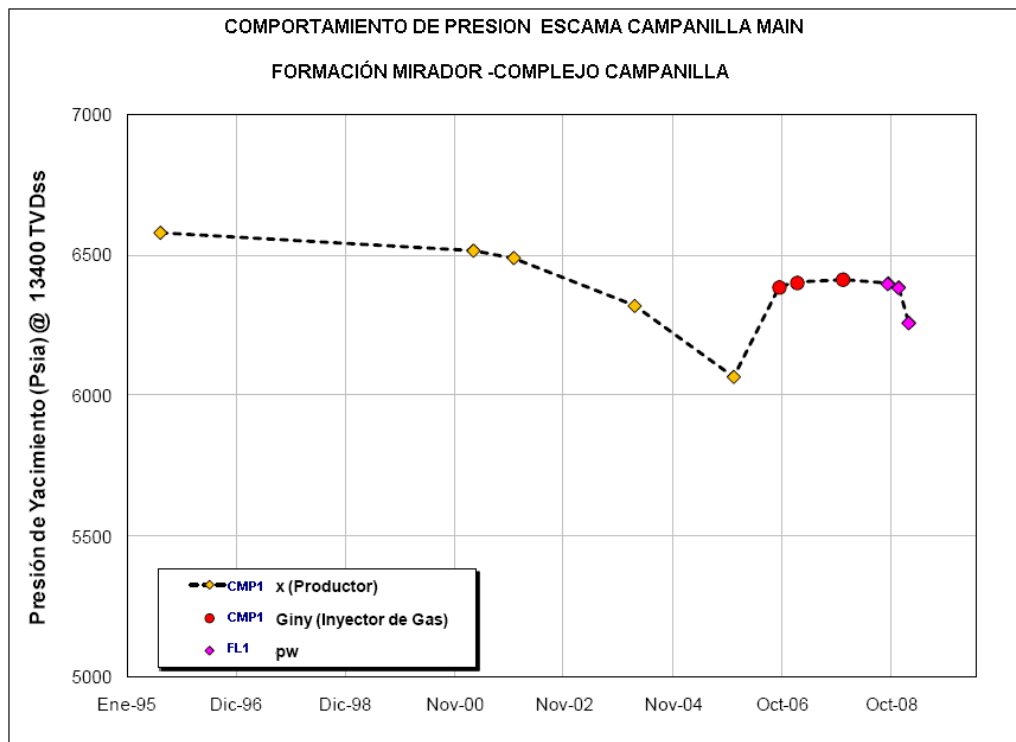
Figura 13. Segundo Mirador pozo FL1Pw- Escama Campanilla Main



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

Con la información de geología, producción y presiones obtenida por el pozo FL1Pw, el 18 de marzo de 2009 el Asociado B aceptó la extensión de comercialidad en el sector de influencia del pozo. En la figura 14 se observa el comportamiento de presión de los pozos que pertenecen a la Escama Campanilla Main.

Figura 14. Comportamiento de presión pozos CMP1 y FL1Pw Escama Campanilla Main



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

Pozo Campanilla 2 (CMP2)

Este pozo, perforado durante 2004, encontró hidrocarburos en dos repeticiones de la Formación Mirador (escamas Aguazul y Guamalera, de tope a base). Teniendo en cuenta la información evaluada durante la comercialidad de Marzo de 2006, se estimó que los Mirador encontrados en CMP2 corresponden a bloques

independientes entre sí y diferentes al encontrado por el pozo CMP1 (escama Campanilla Main).

La producción del pozo es comercial desde 2006, año en el cual fue completado en los dos Mirador encontrados.

Los datos de presión tomados durante 2008 en FL1Pw indican que el segundo Mirador de CMP2 (escama Guamalera) se encuentra en conexión hidráulica con el primer Mirador perforado por FL1Pw. El acumulado de producción del pozo a marzo de 2009 es 5.38 MBLs de petróleo, 40.33 GPCN de gas y 0.57 MBIs de agua.

La Figura 15 muestra el comportamiento de presión de las diferentes escamas encontradas en el complejo Campanilla.

Figura 15. Comportamiento de presión en las diferentes Escamas del complejo Campanilla.

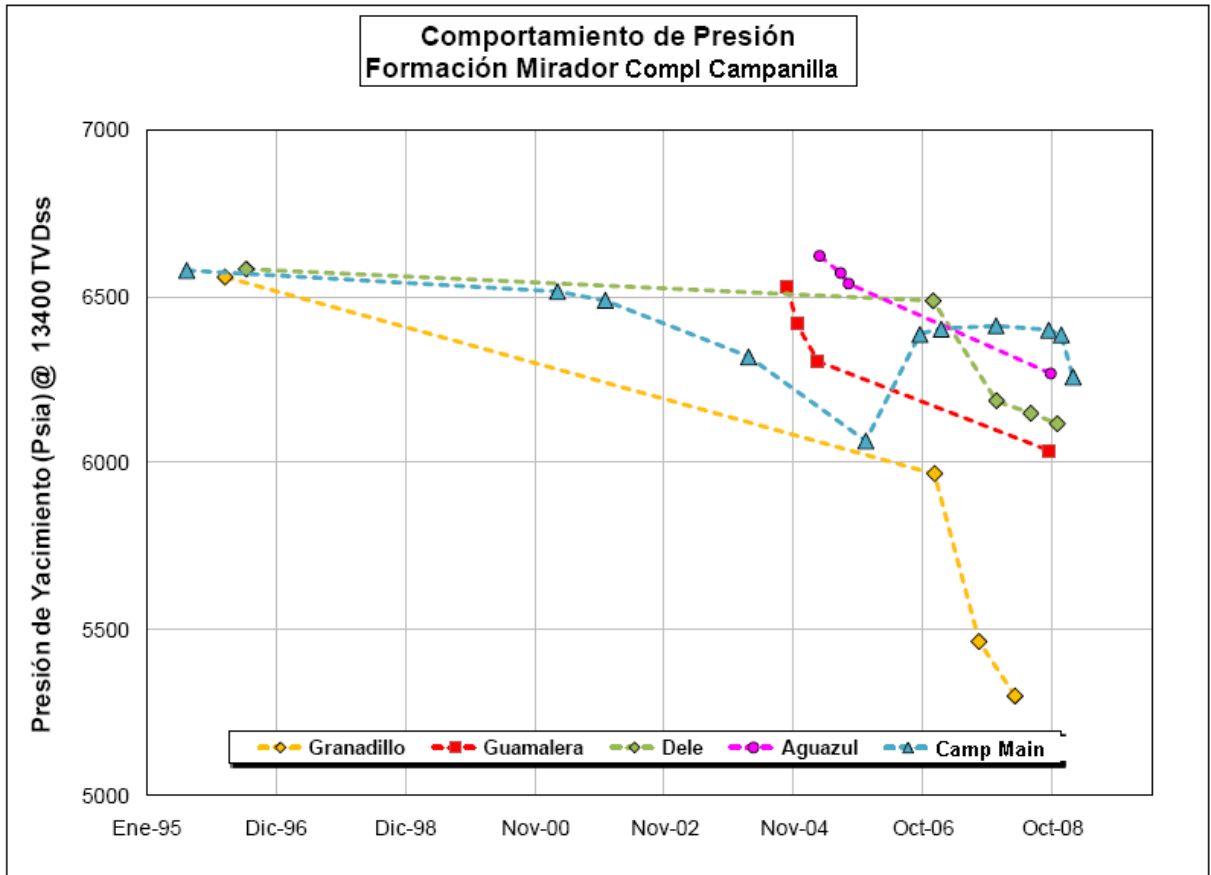


Tabla 4. Valores de Volumen de Roca usados para el Cálculo Probabilístico de OGIP Escamas Evaluadas Complejo Campanilla.

ESTRUCTURA	UNIDAD	BRV		
		GPC		
		Bajo	Medio	Alto
Aguazul	Mirador	57	67	83
Guamalera		90	105	111
Jarama		24	28	67
Pauto Main		149	165	178

Fuente: Autores del proyecto

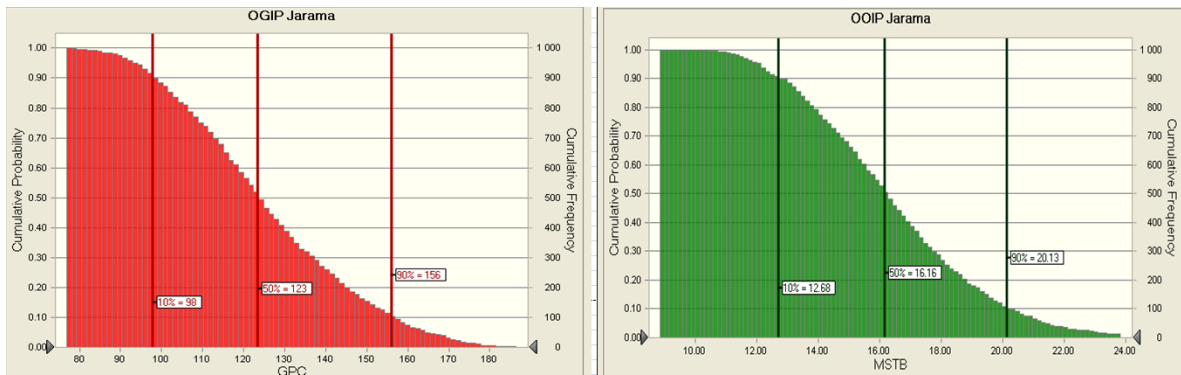
Tabla 5. Valores -Cálculo Probabilístico de OGIP Escamas Evaluadas Complejo Campanilla.

PHI	Net/Gross	Sw
%		
Bajo	Medio	Alto
3.5	35.0	20.0
4.0	45.0	12.0
4.5	55.0	8.0

Fuente: Autores del proyecto

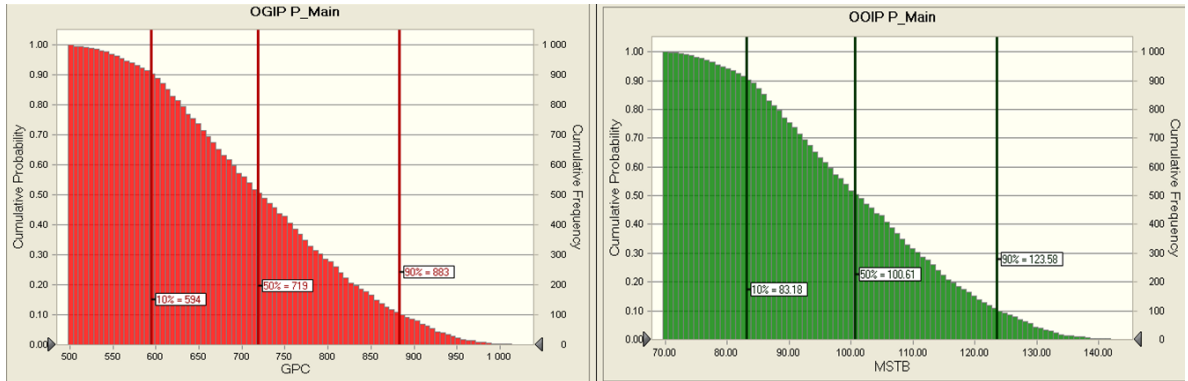
Las figuras 16, 17, 18 y 19 muestran las distribuciones para los percentiles P10, P50 y P90 para la Formación Mirador en las escamas Jarama, Campanilla Main, Aguazul y Guamalera.

Figura 16. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Jarama



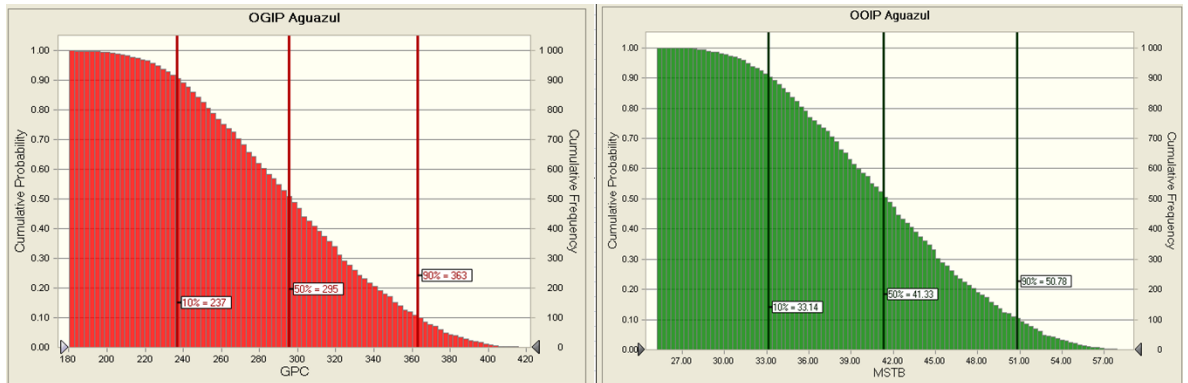
Fuente: Autores del proyecto

Figura 17. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Campanilla Main.



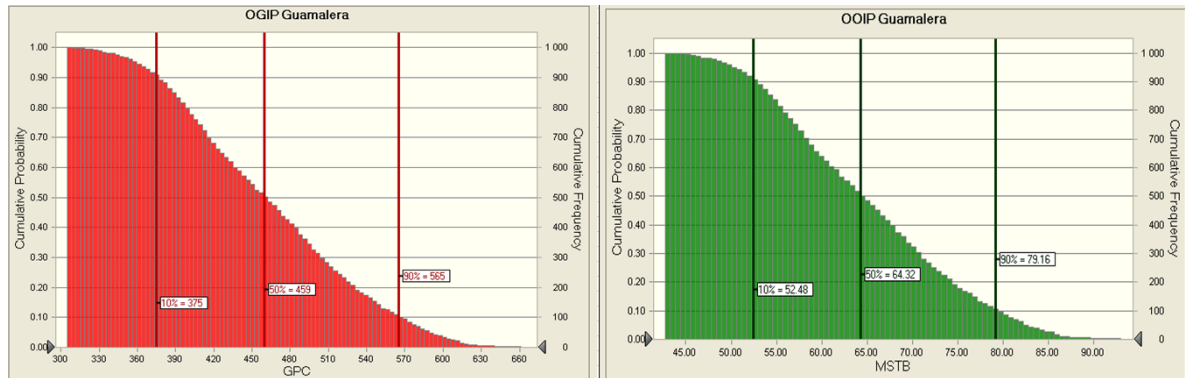
Fuente: Autores del proyecto

Figura 18. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Aguazul



Fuente: Autores del proyecto

Figura 19. Distribución Probabilística de hidrocarburos Originales, Escama Guamalera.



Fuente: Autores del proyecto

El cálculo de OGIP estimado por El Asociado B para las escamas Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Main del Complejo Campanilla oscila en un rango de 1304 a 1967 GPC con un valor más probable de 1596 GPC, que con un factor de recobro ultimo esperado de 35% corresponde a reservas totales de 559 GPC en el escenario P50.

La tabla 6 presenta el resultado de OGIP y las reservas totales para las escamas Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Main del Complejo Campanilla y en los tres escenarios probabilísticos.

Tabla 6. Gas Original y Reservas Escamas Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Main del Complejo Campanilla

Escama	Formación	P90			P50			P10		
		OGIP (GPC)	FR	Reservas (GPC)	OGIP (GPC)	FR	Reservas (GPC)	OGIP (GPC)	FR	Reservas (GPC)
Aguazul	Mirador	237	0,35	83	295	0,35	103	0,35	363	127
Guamalera		375		131	459		161		565	198
Jarama		98		34	123		43		156	55
Campanilla Main		594		208	719		252		883	309
TOTAL		1304		456	1596		559		1967	689

Fuente: Autores del proyecto

El cálculo de Condensado Original estimado para las Escamas Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Main del Complejo Campanilla oscila en un rango de 182 a 274 MMBIs con un valor más probable de 222 MMBIs, que con un factor de recobro último esperado de 25% se obtienen unas reservas de 56 MMBIs en el escenario P50.

La tabla 7 presenta el OIP y las reservas totales para las escamas evaluadas en los tres escenarios probabilísticos.

Tabla 7. Condensado Original y Reservas Escamas Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Main del Complejo Campanilla.

Escama	Formación	P90			P50			P10		
		OOIP (MMBIs)	FR	Reservas (MMBIs)	OOIP (MMBIs)	FR	Reservas (MMBIs)	OOIP (MMBIs)	FR	Reservas (MMBIs)
Aguazul	Mirador	33	0,25	8	41	0,25	10	51	0,25	13
Guamalera		52		13	64		16	79		20
Jarama		13		3	16		4	20		5
Campanilla Main		83		21	101		25	124		31
TOTAL		181		45	222		55	274		69

Fuente: Autores del proyecto

El condensado fue estimado a partir del promedio de los rendimientos obtenidos con los resultados de producción iniciales de los pozos en cada escama y que corresponden a 140 Bls/MPCN para las escamas Aguazul, Guamalera, Campanilla Main y 130 Bls/MPCN para la escama Jarama.

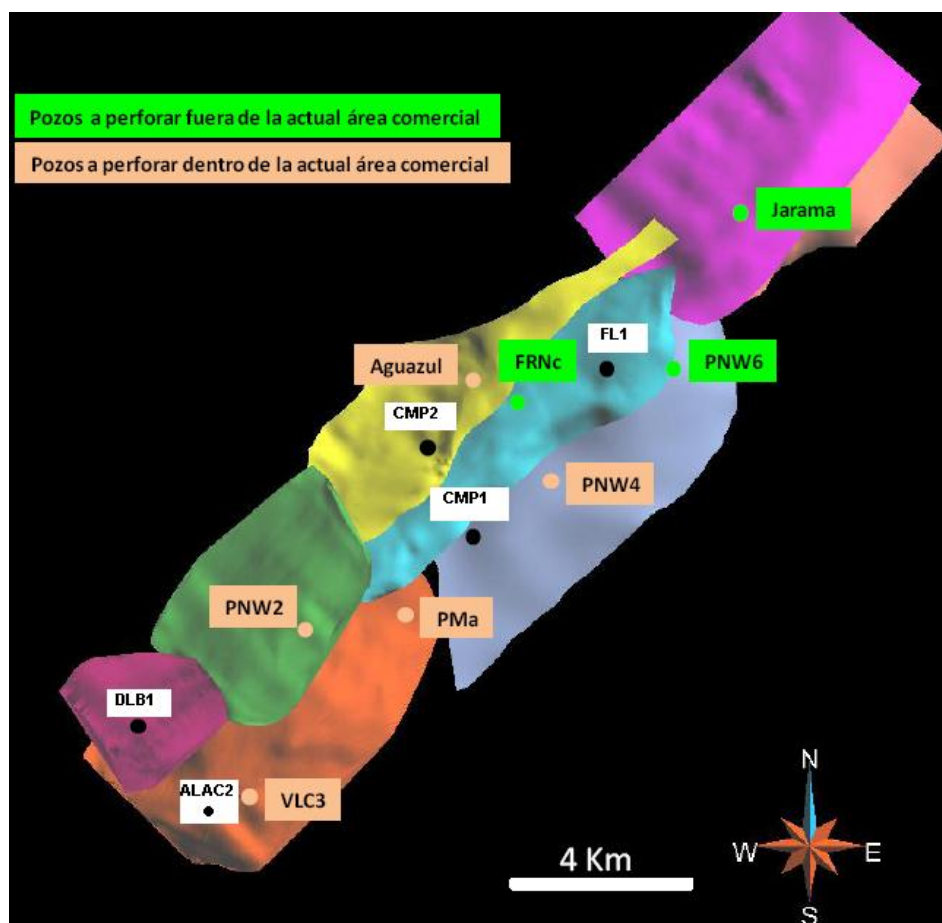
4.7. PLAN DE DESARROLLO

Con los pozos CMP1, CMP2 y FL1, el recobro final en las escamas evaluadas bajo el escenario de depletamiento se estima en 9%, lo que resultaría en un bajo

recobro para estos yacimientos, lo cual sugiere que se requieren pozos adicionales para incrementar el recobro de condensado.

Teniendo en cuenta que la nueva interpretación estructural basada en el volumen sísmico 3D, muestra la extensión del complejo Campanilla hacia el Noreste, el plan de desarrollo visualizado incluye la perforación de 2 pozos en la escama de Campanilla Main (PNW4 y PNW6), 1 nuevo pozo en la escama Aguazul (al Noreste del pozo CMP2), un pozo en la escama Guamalera (FRNc) y 1 pozo en la escama de Jarama. De los proyectos mencionados anteriormente, PNW4 y Aguazul se encontrarían dentro de la actual área comercial. La figura 19 muestra la ubicación de los nuevos pozos.

Figura 20. Ubicación pozos Complejo Campanilla



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

La estrategia de explotación visualizada para los nuevos pozos incluye fracturas hidráulicas desde el completamiento inicia y se considera maximizar el recobro de condensados mediante la reinyección de gas como soporte de presión, por lo cual el plan de desarrollo involucra la conversión a inyector del pozo CMP2 (en Guamalera y Aguazul) y el aumento en los volúmenes de inyección en CMP1 (escama Campanilla Main). Las reservas asociadas a los nuevos pozos contemplan la conversión a inyector de CMP2 a partir enero del 2012.

La ampliación de facilidades en Campanilla debe considerar el manejo de 100 MPCD adicionales, correspondientes a FRNc, PNW6 y Jarama (pozos fuera del área comercial actual). Se asume que los volúmenes de gas producidos serán re-inyectados a través de CMP2 y CMP1.

4.8. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Los Pronósticos de producción para los pozos asociados a la extensión del área comercial: FRNc, PNW6 y Jarama, ubicados en las escamas Guamalera, Campanilla Main y Jarama respectivamente, fueron estimados a partir de un análisis del comportamiento de producción de los pozos existentes CMP1, CMP2 y ALAC2 (tabla 8), bajo tres escenarios probables, considerando fractura hidráulica y efectos de la inyección de gas.

Tabla 8. Comportamiento de Declinación pozos Existentes - Campanilla

Pozo	Formación	Escama	Qoi prom	Di max (M.n)	NP@Mar/09 %	EUR (MSTB)	Rrem (MSTB)
CMP1X	Mirador	Campanilla Main	3500	2,0-3,5	3,00	3	0
ALAC2	Mirador	Granadillo	3900	2,5-4,0	2,96	5,6	2,64
CMP2fw	Mirador	Aguazul	3500	3,0-5,0	5,38	10,4	5
CMP2fw	Mirador	Guamalera	4000				
FL1Pw	Mirador	Guamalera				1,4	1,4
FL1Pw	Mirador	Campanilla Main	7000		0,73	4,9	1,9

Fuente: Autores del proyecto

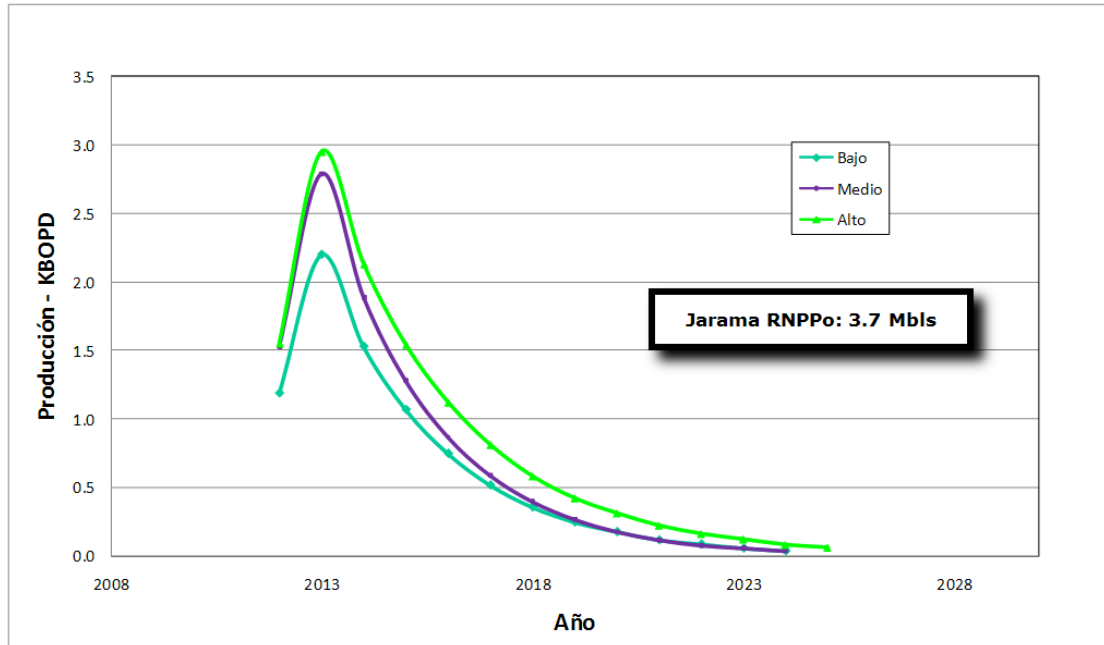
El pozo FRNc que tiene como objetivo la escama Guamalera en una posición estructural intermedia a los pozos CMP2 (mas bajo) y FL1Pw (mas alto), considera en su escenario más probable un caudal inicial de 4900 BOPD asumiendo fractura hidráulica exitosa y efecto de inyección de gas desde el inicio de producción, para unas reservas totales del orden de 6.0 MMbbls.

De acuerdo con la estrategia de producción planteada para el complejo Campanilla, el pozo CMP2 deberá ser convertido a inyector de gas en las Formaciones Mirador de las escamas Aguazul y Guamalera, lo cual generará soporte de presión en las dos escamas y adicionalmente controlará la entrada de agua en la escama Guamalera, permitiendo maximizar el recobro de condensados. (Volumen mínimo de inyección 60 MMPCD).

El pozo PNW6 tiene como objetivo la Escama de Campanilla Main y se considera un caudal inicial de 4500 BOPD, las reservas son del orden de 5.5 MMbbls.

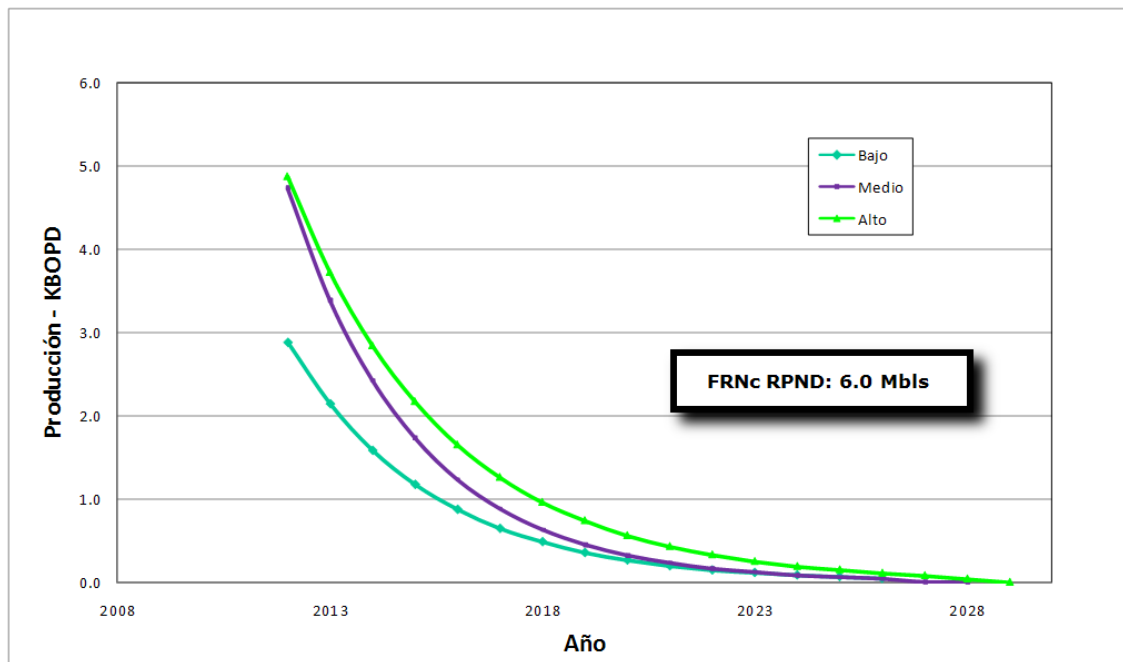
Las figuras 21, 22 y 23 y la tabla 9 presentan los perfiles de producción proyectados para cada una de las opciones de desarrollo planteadas.

Figura 21. Perfil de producción pozo Jarama.



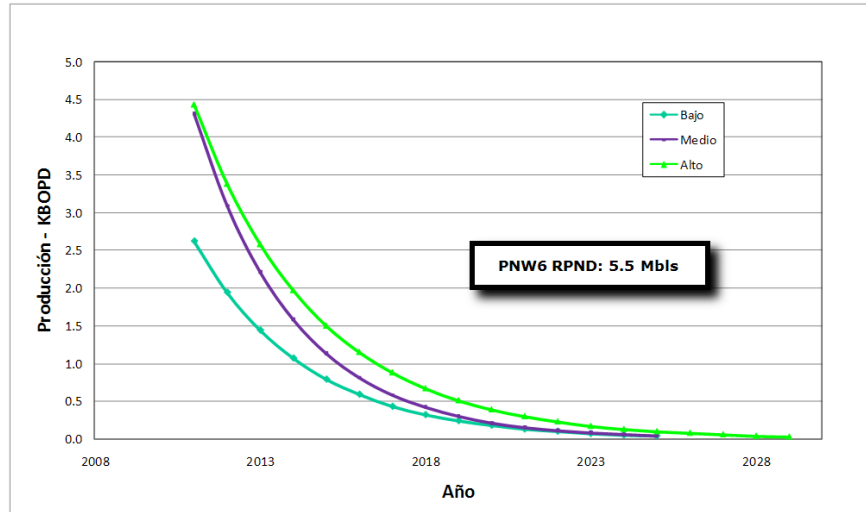
Fuente: Autores del proyecto

Figura 22. Perfil de producción pozo FRNc.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 23. Perfil de producción pozo PNW6.



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

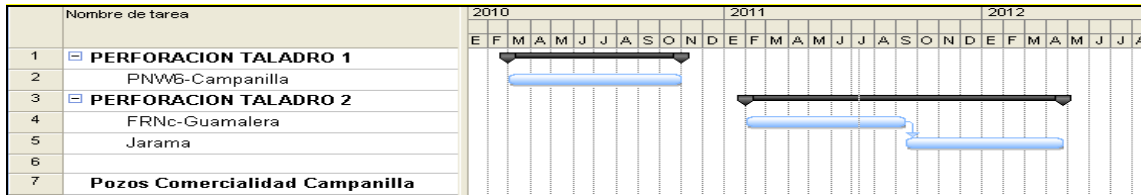
Tabla 9. Pronóstico de producción anualizado Pozos Jarama, FRNc y PNW6

Año	Pozo Jarama			FRNc-Guamalera			PNW6-Campanilla Main		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
	KBOPD	KBOPD	KBOPD	KBOPD	KBOPD	KBOPD	KBOPD	KBOPD	KBOPD
2011							2,62	4,31	4,43
2012	1,19	1,53	1,55	2,88	4,73	4,87	1,94	3,09	3,38
2013	2,2	2,79	2,95	2,14	3,38	3,72	1,44	2,21	2,58
2014	1,53	1,89	2,13	1,58	2,42	2,84	1,07	1,58	1,97
2015	1,07	1,28	1,54	1,17	1,73	2,17	0,79	1,13	1,5
2016	0,75	0,87	1,12	0,87	1,23	1,65	0,59	0,81	1,15
2017	0,52	0,59	0,81	0,64	0,88	1,26	0,43	0,58	0,88
2018	0,36	0,4	0,58	0,48	0,63	0,96	0,32	0,42	0,67
2019	0,25	0,27	0,42	0,35	0,45	0,74	0,24	0,3	0,51
2020	0,18	0,18	0,31	0,26	0,32	0,56	0,18	0,21	0,39
2021	0,12	0,12	0,22	0,19	0,23	0,43	0,13	0,15	0,3
2022	0,09	0,08	0,16	0,14	0,16	0,33	0,1	0,11	0,23
2023	0,06	0,06	0,12	0,11	0,12	0,25	0,07	0,08	0,17
2024	0,04	0,04	0,08	0,08	0,08	0,19	0,05	0,06	0,13
2025			0,06	0,06	0,06	0,15	0,04	0,04	0,1
2026				0,04	0,04	0,11			0,08
2027						0,08			0,06
2028						0,04			0,04
2029									0,03

Fuente: Autores del proyecto

La figura 24 presenta el cronograma de desarrollo de la perforación proyectado para los pozos del Contrato de Asociación Palonegro.

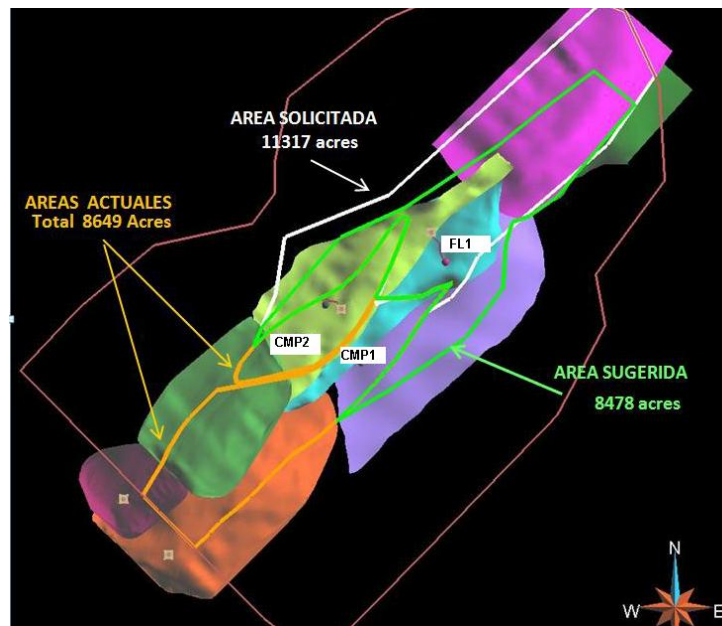
Figura 24 Cronograma de Perforación – Nuevos Pozos Contrato Palonegro



4.9. DEFINICIÓN DEL ÁREA COMERCIAL

De la presente evaluación técnica se sugiere extender el área comercial del Complejo Campanilla en 8478 acres hacia el Noreste de la actual área comercial. La figura 25 muestra el área sugerida.

Figura 25. Área Comercial actual, área solicitada y área sugerida Complejo Campanilla



Fuente: Trabajo grupo técnico Ecopetrol S.A.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación técnica, como reservas, pronósticos de producción y el plan de desarrollo estimado, con estos datos se realizó la evaluación económica de la comercialidad para determinar la viabilidad de participación e inversión en la misma por parte del Asociado B.

La evaluación fue desarrollada con los siguientes parámetros financieros establecidos como estándar por el Asociado B para este tipo de opciones de negocio:

- ✓ Tasa de descuento del 15%.
- ✓ Regalías del 20% fijo hasta terminación del Contrato y en adelante el 32%, valor establecido en el contrato de Asociación.
- ✓ Tipo de contrato: Asociación con participación de 50%-50% para cada Socio.
- ✓ Costos Operativos: US\$4.5/BI de procesamiento en facilidades del campo más KUS\$100 de monitoreo e integridad de los pozos por año.
- ✓ Deducciones Fiscales: Alivio tributario para Inversiones productivas (40% de la inversión).
- ✓ Impuesto de Renta del 33%
- ✓ Escenario de precios: US\$50/ BI promedio
- ✓ Riesgo de Reservas de acuerdo con su clasificación:

	RPD	RPND	RNP PR	RNPPo
RIESGO A RESERVAS	100%	85%	70%	50%

De acuerdo con el plan de desarrollo, en la tabla 10 se presentan las inversiones estimadas (CAPEX) para cada uno de los pozos a perforar y la ampliación de las facilidades de producción existentes. Se excluye de la evaluación el pozo Jarama

por tratarse de perforar una zona exploratoria, la cual no ha sido probada por ningún pozo existente.

El CAPEX se estimó con los costos históricos de los últimos pozos perforados en la zona, a una profundidad entre 16000 ft y 17000 ft; en cuanto a las obras civiles como vía de acceso, locación y tendido de línea de flujo, por tratarse de una zona de topografía muy exigente comparada con otros campos del país, estas inversiones son del orden de MUS\$18 y MUS\$20 por pozo nuevo.

Tabla 10. CAPEX estimado

INVERSIONES COMERCIALIDAD CAMPO CAMPANILLAS					
	TOTAL	2009	2010	2011	2012
INVERSIONES POZOS MUS\$	173,50	25,50	79,50	63,50	5,00
Completamiento Dual pozo FL 1 PW	5,00				5,00
Conversión Iny. Gas CMP2	4,50			4,50	
Total Perforación y Completaminto PNW6	79,00	25,50	53,50		
Total Perforación y Completaminto FR Nc	85,00		26,00	59,00	
Ampliación de Facilidades (+90 MSCFD)	83,00	8,00	50,00	20,00	5,00
TOTAL INVERSIONES (MUS\$)	256,50	33,50	129,50	83,50	10,00

Fuente: Autores del proyecto

A continuación se presentan los resultados de la evaluación económica realizada en un software corporativo teniendo en cuenta el CAPEX estimado, los pronósticos de producción establecidos para los pozos, las reservas riesgadas y los parámetros de evaluación:

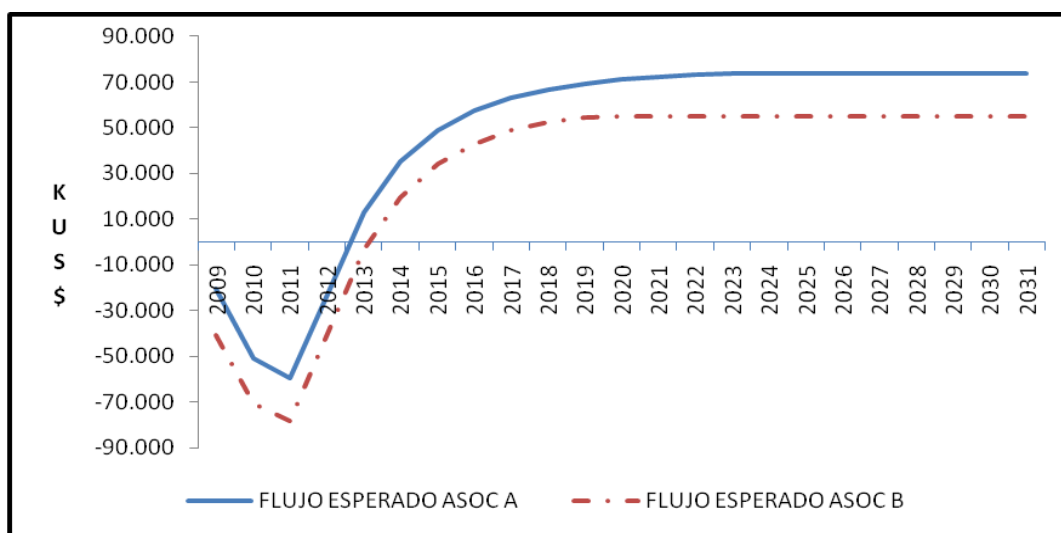
Tabla 11. Resultados Indicadores Económicos

RESULTADOS POZOS CAMPANILLAS				
ESCENARIO ESPERADO	SIN RIESGO		RIESGADO	
	SOCIO B	SOCIO A	SOCIO B	SOCIO A
VPN (15%) MUS\$	72,03	53,68	70,15	52,70
TIR %	46,7%	33,6%	46,7%	33,6%
EF	0,67	0,48	0,65	0,47
REPAGO años	3	4	3	4

Fuente: Autores del proyecto

Debido a que las reservas de los pozos PNW6 y FR Nc fueron clasificadas como RPND, existe una incertidumbre en el valor estimado de las mismas, razón por la cual en la evaluación económica se debió considerar un riesgo del 85% para este tipo de clasificación. En la figura 26 se presenta el flujo de caja del proyecto para cada uno de los socios involucrados.

Figura 26. Flujo de caja evaluación Socios



Fuente: Autores del proyecto

En los resultados de la tabla 11 se considera que el Contrato de Asociación Palonegro finaliza en febrero de 2020, razón por la cual se presentan diferencias entre el VPN del Asociado A y B. Una vez finalice el Contrato de Asociación, el campo Campanillas pasa a ser operado por el llamado Asociado B en su totalidad y por ende, a ser dueño del 100% de la producción.

De acuerdo con lo anterior, para el Asociado B quien debe tomar la decisión de aceptar la extensión del área comercial solicitada por el Asociado A, es un buen negocio debido a que en su integralidad se soporta ampliamente en un VPN

Esperado de MUS\$70.15 riesgado, a parámetros exigentes como tasa de descuento del 15% y escenario de precios Bajo, con una tasa de retorno del 47,6%.

6. CONCLUSIONES

- El Complejo Campanilla está compuesto por 8 diferentes escamas apiladas (Granadillo, Campanilla Main, Aguazul Sur, Aguazul, Guamalera, Jarama y Campanilla Norte) extendiéndose aproximadamente en 11 km al Noreste de la actual área comercial.
- Para las escamas involucradas en la solicitud de extensión (Campanilla Main, Guamalera, Aguazul y Jarama) se estiman fluidos In-Place para el escenario P50 del orden de 1596 GPC de gas y 222 MMbbls de condensado.
- Las reservas estimadas a Marzo 31 de 2009 son del orden de 42.5 MMbbls, de las cuales 15.2 MMbbls están asociadas a los proyectos PNW6, FRNc y Jarama.
- Los planes de desarrollo visualizados permiten alcanzar un recobro final de condensado del orden del 23% para las escamas involucradas en la evaluación.
- La estrategia de explotación visualizada para los nuevos pozos incluye Fracturamiento Hidráulico e Inyección de Gas por medio del aumento en los volúmenes inyectados en CMP1 (escama Campanilla Main) y la conversión a inyector del pozo CMP2 (en Guamalera y Aguazul) a partir de enero de 2012.
- De acuerdo con los resultados de la evaluación técnica y económica, se soportó ampliamente la aceptación de extensión de área comercial en 8478 Acres por parte del Asociado B.

- Se aplicó la metodología propuesta obteniendo los resultados requeridos.

7. RECOMENDACIONES

- Incluir dentro del completamiento inicial para los nuevos pozos, fracturas hidráulicas análogas a la realizada en el pozo Florencia 1 (escama Campanilla Main).
- Para maximizar el recobro de condensados se requiere optimizar la estrategia de inyección de gas, mediante la conversión a inyector del pozo CMP2 (escamas Guamalera y Aguazul) y el aumento en los volúmenes de inyección en CMP1 (escama Campanilla Main).
- Reevaluar la estrategia de desarrollo de la escama Jarama con base en los resultados que se encuentren con la profundización del pozo comercial Florencia-Ta por debajo de la escama de Floreña.
- Considerar la implementación de completamiento dual en el pozo Florencia 1 con el propósito de drenar simultáneamente las escamas de Campanilla Main y Guamalera.

8. BIBLIOGRAFIA

- CONCEPTO SOLITUD EXTENCION AREA COMERCIAL COMPLEJO PAUTO. SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS. Ecopetrol S.A. Bogotá, Abril 2009
- INSTRUCTIVO PARA LA ESTRUCTURACION DEL PLAN DE DEDESARROLLO. Desarrollo de Activos de Producción. Superintendencia de Yacimientos. Código GTD-SYA-I-005, Marzo 2011.
- INSTRUCTIVO PARA LA EVALUACION DE COMERCIALIDADES. Exploración y Producción. Vicepresidencia Ejecutiva de Exploración y Producción. Código VEP-VEP-I-002. Agosto 2010
- PROCEDIMIENTO PARA DEFINIR EL ESTUDIO DE COMERCIALIDAD DE CAMPOS. Vicepresidencia Ejecutiva de E&P Gerencia Técnica y de Desarrollo De E&P. Código GTD-SYA-P-001, Mayo 2009.
- SUBCOMITES TECNICOS ECOPETROL-BP CONTRATOS DE ASOCIACION PIEDEMONTE, AÑOS 2008-2009