

**PLAN DE DESARROLLO Y EVALUACION FINANCIERA DE UN CAMPO EN EL
PIEDEMONTTE LLANERO, CON FINES DE COMERCIALIDAD**

URIEL MEDINA BARAJAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**PLAN DE DESARROLLO Y EVALUACION FINANCIERA DE UN CAMPO EN EL
PIEDEMONTTE LLANERO, CON FINES DE COMERCIALIDAD**

URIEL MEDINA BARAJAS

**MONOGRAFIA PARA OPTAR POR EL TITULO DE
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DE GAS**

DIRECTOR:

INGENIERO OSCAR VANEGAS ANGARITA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE GAS
BUCARAMANGA**

2011

Tabla de contenido

1. Introducción	10
2.1 Antecedentes y Marco Contractual.....	10
2.2 Localización Geográfica del Campo	10
2. Resumen Ejecutivo	11
1.1 Area comercial.....	11
1.2 Reservas	11
1.3 Modelamiento del Yacimiento.....	11
1.4 Desarrollo del Yacimiento.....	11
1.5 Análisis financiero.....	12
3. Geología y Geofísica	13
3.1 Geología Estructural.....	13
3.2 Estratigrafía del Campo	13
3.3 Información Sísmica	14
4. Área Comercial Solicitada.....	15
4.1 Definición de la Trampa.....	15
4.2 Modelo Geológico del Campo	15
4.3 Sistema Petrolífero	15
5. Ingeniería de Yacimientos.....	16
5.1 Descripción del Campo	16
5.2 Propiedades petrofísicas del reservorio	16
5.3 Espesores Netos Saturados	17
5.4 Estado Mecánico Final del Pozo El Condor-1	17
5.5 Pruebas de Formación	18
5.6 Características de los Fluidos.....	22

5.7 Cálculo de Reservas y Escenarios	25
5.8 Producción histórica	26
5.9 Pronósticos de producción y escenarios	27
6. Desarrollo del campo	28
7. Facilidades de Producción.....	29
7.1 Alcance.....	29
7.2 Localizaciones y Líneas de Flujo.....	29
7.3 Sistema de Levantamiento	29
7.4 Facilidades del Proceso principal	29
7.5 Características de Vasijas y Equipos	30
7.6 Sistema de Medición	32
7.7 Utilitarios.....	32
8. Evaluación Financiera	33
8.1 Régimen Tributario	33
8.2 Presupuesto de Inversiones (CAPEX).....	34
8.3 Presupuesto de Operaciones (OPEX).....	35
8.4 Niveles de producción	37
8.5 Precios de los Hidrocarburos.....	38
8.6 Resultados y Conclusiones	38
9. Bibliografía	40

Lista de Tablas

Tabla 1. Espesores Netos Saturados, Formación Mirador.....	17
Tabla 2. Resultados de pruebas iniciales de pozos Guavio-1, Guavio-2, Guavio-3 y Medina-1	18
Tabla 3. Resultados de pruebas iniciales DST-5 y DST-6, pozo Cóndor-1	19
Tabla 4. Resultados de pruebas iniciales DST1 y DST2, pozo Cóndor-2st.....	20
Tabla 5. Caracterización del yacimiento de acuerdo a resultados de pruebas extensas de Cóndor-1, año 2007	21
Tabla 6. Caracterización del yacimiento a partir de los resultados de pruebas extensas de Cóndor-1, años 2010-2011.	22
Tabla 7. Caracterización físico-química del crudo del pozo Cóndor-1.....	23
Tabla 8. Caracterización físico-química del gas, pozo Cóndor-1	24
Tabla 9. Caracterización del agua de formación, pozos Cóndor-1,Cóndor-2st y Medina-1	25
Tabla 10. Cálculo de reservas, Escenarios P90, P50 y P10. Lukoil (2010).....	26
Tabla 11. Características de los equipos de las facilidades de producción.	32
Tabla 12. Régimen Tributario	33
Tabla 13. Régimen de Regalías	34
Tabla 14. Presupuesto de CAPEX.....	34
Tabla 15. Presupuesto de OPEX.....	36
Tabla 16. Total presupuesto CAPEX y OPEX.....	37
Tabla 17. Escenarios de producción.....	38
Tabla 18. Escenarios de precios de venta	38
Tabla 19. Evaluación para escenario de producción P10	38
Tabla 20. Evaluación para escenario de producción P50	39
Tabla 21. Evaluación para escenario de producción P90oducción	39

RESUMEN

TITULO: Plan de desarrollo y evaluación financiera de un campo en el piedemonte llanero, con fines de comercialidad *

AUTOR: Uriel Medina Barajas, Geólogo MSc, **

PALABRAS CLAVES: Campo petrolífero, comercialidad, plan de desarrollo, evaluación financiera, viabilidad económica, CAPEX, OPEX, flujos de caja, VPN, TIR.

DESCRIPCION: En el año 2007, en el piedemonte llanero, se descubrió un campo petrolífero con reservas recuperables P50 de 10 millones de barriles de aceite de 41° API en la Formación Mirador; su comercialidad aun no ha sido solicitada, debido a la estrategia de la Compañía Operadora, por desarrollar solamente campos con reservas recuperables superiores a 50 millones de barriles.

El objetivo de este trabajo es la elaboración del plan de desarrollo y evaluación financiera para la explotación del campo, bajo la modalidad “Solo Riesgo”, con el fin de evaluar la viabilidad económica del proyecto.

El plan de desarrollo contempla la simulación de perfiles de producción en tres escenarios P10, P50 y P90, que corresponden a los escenarios de reservas iniciales recuperables, el modelamiento del campo con 4 pozos de desarrollo, la planeación de todos los trabajos de perforación, completamiento, levantamiento, facilidades de producción, transporte y comercialización del crudo.

La evaluación financiera del proyecto contempla, la estimación detallada de todas las inversiones (CAPEX) y todos los costos operativos (OPEX) necesaria para el desarrollo del proyecto, al igual que la elaboración de los flujos de caja proyectados para el periodo de explotación 2012-2020.

El análisis financiero contempla el cálculo de Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), en tres escenarios de producción, combinados con tres escenarios de precios de mercado, con una tasa de oportunidad del 10%. Los resultados obtenidos muestran la viabilidad del proyecto en todos los escenarios, exceptuando el escenario de producción P90 y escenario de precios bajos. Estos resultados serán la base para que la Compañía Operadora valore el Activo y lo venda a un tercero antes de abandonar el proyecto

* Proyecto de grado (Monografía)

** Director: Oscar Vanegas Angarita. Profesor Universidad Industrial de Santander UIS; Facultad de Ingenierías físicoquímicas; Escuela de Ingeniería de petróleos

SUMMARY

TITLE: Oil field development plan and financial evaluation with commerciality goals *

AUTHOR: Mr. Uriel Medina Barajas, Geologist, MSc **

KEY WORDS: Oil field, commerciality, development plan, financial evaluation, economical viability, CAPEX, OPEX, cash flows, NPV, RIR.

DESCRIPTION: In 2007 year, in the Colombian foot hills area was discovered an oil field with recoverable reserves of 10 millions barrels; the oil is 41 API from the Mirador formation. The commerciality do not has been requested due to the Company strategy for develop only recoverable reserves up to 50 millions barrels.

The main goal of this dissertation is perform the development plan and financial evaluation for the oil field exploitation, under “sole risk” scenery, in order to evaluate the economical viability of the project.

The development plan includes: Simulation production profiles in three sceneries P10, P50 and P90, corresponding to same three recoverable reserves sceneries; The oil field modeling with four development wells; Job planning of the well drilling, well completion, oil lifting, production facilities, oil transport and commercialization.

The financial evaluation includes, detailed estimation of the all project investments (CAPEX), the all operation costs (OPEX) and make all future cash flows for the 2012-2020 period.

The financial analysis takes into account the Net Present Value (NPV) and Return Internal Rate (RIR) calculations, for all three production sceneries mixed with three revenue sceneries (sale prices), with 10% of the opportunity rate.

The obtained results show the economical viability in the all sceneries, except in the production scenery P90 with low revenue (low sale prices). These results will help the Company for the valuation of the Active (block) and sell it before the project abandonment.

* **Degree** work: Monograph

** **Director:** Mr. Oscar Vanegas Angarita. University UIS Professor; Physicochemical engineers Faculty / Oil engineers School.

1. Introducción

2.1 Antecedentes y Marco Contractual

La Compañía Operadora, firmo contrato de Asociación con ECOPETROL en junio 2002, cuyo objeto es la exploración y explotación de hidrocarburos.

El Contrato tiene una duración máxima de veintiocho (28) años, contados a partir de la fecha efectiva, distribuidos así: hasta seis (6) años como período de exploración y veintidós (22) años o menos como período de explotación, contados a partir de la fecha de terminación del período de exploración.

La fase del período de exploración se prorrogó hasta el 01 de octubre de 2011 fecha en la cual ECOPETROL se pronunciara sobre la comercialidad del campo.

Si ECOPETROL llegare a aceptar la comercialidad del Campo, las dos compañías entrarán en una operación de cuenta conjunta para el desarrollo y explotación de dicho campo. Si por el contrario, no es aceptada, la Compañía Operadora tendrá derecho a desarrollar y explotar dicho campo bajo la modalidad de "Sólo riesgo".

2.2 Localización Geográfica del Campo

El Campo está localizado en el sector de Piedemonte de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el flanco este de la Cordillera Oriental y aproximadamente a 90 Km al sur de las áreas de producción de Cusiana y Cupiagua. El Contrato de Asociación se ubica en jurisdicción de los Departamentos de Boyacá, Casanare, Cundinamarca y Meta y abarca 159.779 hectáreas.

2. Resumen Ejecutivo

El Campo está localizado en el área de piedemonte llanero, (Figura 1), bajo un contrato de Asociación firmado en el año 2002 entre una Compañía Extranjera (en adelante “La Operadora”) y ECOPETROL S.A. (en adelante “ECOPETROL”). El área comercial propuesta se ha definido con base en los resultados de perforación, completamiento y pruebas de producción de dos pozos exploratorios perforados por la Operadora, además de la información obtenida de cuatro pozos perforados anteriormente por otras compañías.

1.1 Area comercial

El límite del área comercial del Campo está definido por el cierre propio en la parte alta de la estructura anticlinal con la superficie del contacto Agua-Aceite del reservorio que probó hidrocarburos de 41°API en la Formación Mira dor.

La interpretación geológica del área del campo, proviene de 272 Km. de sísmica 3D-2008, información geológica de superficie y la información disponible de seis pozos perforados en la zona.

1.2 Reservas

Las reservas de Petróleo Original in Situ y reservas recuperables, fueron calculadas para tres escenarios: P90, P50 y P10. Para el escenario P50, las reservas originales “in-situ” son de **27.2** millones de barriles de petróleo, que corresponde a **9.98** millones de barriles recuperables. (Tabla 10, Figura 17)

1.3 Modelamiento del Yacimiento

El yacimiento consta de dos horizontes saturados de crudo, con un espesor promedio total de arenas netas de 70 pies, separados por una capa impermeable de lutitas de 110 pies, con un contacto Agua-Aceite inclinado a 3.5 grados en dirección NNE y un empuje de un acuífero infinito con presión constante de 2830 PSI (Figura 4)

1.4 Desarrollo del Yacimiento

El yacimiento fue descubierto con el pozo exploratorio Condor-1 que probó producción de aceite en el nivel Mirador-2 (-5009’ – 4949 TVDSS). Posteriormente el pozo Condor-2st, confirmo y probó producción en el nivel Mirador-1 de (-4814 - -4776 TvdSS). (Figuras 12-15)

Los resultados de las pruebas extensas del Pozo Condor-1, demuestran que la producción estabilizada del pozo oscila entre 330-350 bls/día, con 50 Hz en la bomba ESP, generando un “draw down” de 1050 PSI, lo que equivale a un 63 % de la presión de formación 2830 PSI. Se estima que el potencial de un pozo de desarrollo es de 1000 Bls/día si se usa un mayor “draw down”.

Para el desarrollo del campo, se planea perforar un total de 4 pozos productores, todos de manera inclinada, con el objetivo de cortar las capas del reservorio con el mayor grado posible de inclinación (+- 40-60 grados). De esta forma aumenta el área de

drenaje, aumenta la probabilidad de interceptar fracturas conductivas y por lo tanto mejora los niveles de producción.

Los pozos están proyectados desde dos locaciones multipozo que ya están construidas, para drenar la estructura en las áreas donde se tienen identificadas la mayor densidad de fracturas conductivas y donde se observa el mejor carácter de saturación de aceite. (Figura 19)

El desarrollo del campo obedecerá a un Plan Maestro de Desarrollo “MDP” (siglas en inglés, Master Development Plan), que será acordado con ECOPEPETROL, aprobado por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y que contractualmente cubrirá la etapa de producción, hasta el año 2020.

Este proyecto ira acompañado de un programa un programa de Salud, Seguridad, Medio Ambiente (HSE) y relaciones con la comunidad, acorde a las políticas de la Compañía Operadora, las mejores prácticas de la industria y la normatividad vigente en Colombia.

1.5 Análisis financiero

Para el desarrollo del campo se realizo un análisis financiero, basado en el marco contractual y tributario vigente, teniendo en cuenta los flujos de caja de inversiones, costos operativos de producción, transporte y comercialización, de las reservas recuperables de hidrocarburos del campo, de acuerdo a las condiciones del contrato de Asociación.

La evaluación financiera cubrió tres escenarios de producción (P10, P50, P90), tres escenarios de precios de crudo (Alto, Referencia y Bajo) y niveles de gastos e inversiones. Los resultados finales incluyen el impacto que todas estas variables de entrada tienen sobre flujos de caja, Valor Presente Neto (VPN@10%) y Tasa Interna de Retorno mejorada(TIR.M), definidos por la Compañía Operadora, como elementos necesarios en el proceso de toma de decisiones. (Figuras 22-25 y Anexo 1)

3. Geología y Geofísica

El campo está ubicado en el piedemonte de la Cordillera Oriental en la Cuenca los Llanos orientales. Geológicamente se localiza en el bloque colgante del sistema de fallas Guavio-Guaicaramo, antiguo límite de la Cordillera Oriental.

En el área del estudio, afloran rocas del Terciario, Formación Carbonera y subyacen las formaciones Mirador, Cuervos, Barco, Guadalupe y Une que representan los principales reservorios de la cuenca.

El área del campo está cubierta por un programa sísmico 3D-2008

3.1 Geología Estructural

La estructura del Campo corresponde a un anticlinal de orientación noreste-suroeste en el bloque colgante de la falla de Guaicáramo. El Anticlinal del Guavio cabecea hacia el sur y en su eje están expuestas rocas del Oligoceno de la Formación Carbonera.

El Anticlinal del Guavio es una estructura de 45 Km. de largo y orientación NE-SW generada como un anticlinal en rampa o un pliegue por flexión de falla (*Fault Bend Fold*) como consecuencia de la deformación compresional en el bloque colgante de la Falla de Guaicáramo. El nivel de despegue para la falla de Guaicáramo se ha interpretado en las lutitas de la Formación Fómeque del Cretácico Inferior.

La Figura 2, presenta un esquema estructural regional del área donde se visualizan los principales rasgos estructurales como las fallas de Santa María, Lengupá, Guaicáramo, los Sinclinales de Nazareth y Río Amarillo y la estructura del Anticlinal de Guavio (Rowan y Linares, 2000).

3.2 Estratigrafía del Campo

En el área del Campo se encuentran cartografiadas unidades que abarcan desde el Grupo Guadalupe hasta la Formación Carbonera y se perforaron rocas desde el Terciario hasta el Cretácico inferior con el pozo Condor-1.

Mediante los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2, se atravesaron las formaciones Carbonera (unidad C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8) y la formación Mirador que representa el reservorio productor. A continuación se describe la secuencia estratigráfica del Campo de estudio. (Figura 3).

Formación Mirador (Eoceno tardío)

Esta formación es el reservorio del campo y en el área de estudio consta de dos unidades arenosas: Mirador superior (Mirador-1) y Mirador inferior (Mirador-2), separados por una capa de lutitas de 30 m.

La Unidad Mirador-2, reposa en forma plana neta sobre la Formación Los Cuervos y está constituido por sucesiones areno-conglomeráticas. Las sucesiones arenosas son en su mayoría granodecrecientes al tope, y están representadas por conglomerados

guijosos y granulares, de cuarzo lechoso, arenos soportados y areniscas cuarzosas blancas, guijarrosas, friables de muy grueso a grano fino con restos orgánicos piritosos e intraclastos de lodolita.

En la parte intermedia se desarrolla un paquete de lodolitas de color gris, gris verdoso y púrpura, esporádicamente laminación plana paralela y ondulosa, con concreciones ferruginosas y oxidaciones ocres.

La Unidad superior o Mirador-1, se compone por una sucesión de canales de espesores variables de cuarzo arenitas guijosas, de grano grueso, con estratificación cruzada planar granodecrescentes a inter laminaciones de arenita muy fina y shale y delgados paquetes de lodolita. El cambio abrupto de cuarzo arenitas a lodolitas grises masivas, marca el contacto entre las Formaciones Mirador y Carbonera C8.

Formación Carbonera (Oligoceno – Mioceno)

Compuesta de ocho niveles que de tope a base se han denominado como nivel operacional C1 hasta nivel operacional C8. Los niveles impares (C1, C3, C5 y C7) corresponden a unidades predominantemente arenosas, aunque son comunes intercalaciones de lodolitas, en todo caso presentan un relieve algo escarpado que contrasta con el relieve de valles y morfología suave que generan los niveles pares (C2, C4, C6 y C8), los cuales son mayormente compuestos por lodositas y lutitas de color gris verdoso a gris oscuro, también vari-coloreadas y moteadas de tonos rojizos, gris verdoso y púrpura. El nivel C-8 es la roca sello del campo de estudio.

3.3 Información Sísmica

El Campo cuenta con cubrimiento total de sísmica 3D mediante el programa sísmico GE-3D-2008.

Los datos fueron procesados e interpretados en profundidad y tiempo, lo que permitió obtener una definición clara de la estructura del campo.

Para un ajuste pozo-sísmica de los horizontes interpretados (Carbonera, Mirador, Barco, Guadalupe y Une) fueron utilizados los registros VSP (*Vertical Seismic Profile*) tomados en los pozos Medina-1, Condor-1 y Lengupa-1.

Durante el año 2010, la compañía Operadora llevó a cabo la interpretación del cubo sísmico GuavioEste-3D-2008, lo que perfecciono el modelo geológico del Campo y permitió un mejor cálculo de los volúmenes de petróleo contenidos en la estructura.

4. Área Comercial Solicitada

El área total solicitada es de 4133 acres y corresponde al polígono limitado por la intersección de los contornos de cierre del Anticlinal, al tope de la Formación Mirador en su intervalo superior (Mirador-1) e inferior (Mirador-2) con la superficie del contacto agua-aceite el cual tiene una inclinación de 3.5 grados (Figura 4).

4.1 Definición de la Trampa

La estructura del Campo se ha interpretado mediante la integración de información geológica de superficie, información sísmica 3D e información de los 6 pozos perforados en el área.

El contacto agua-aceite para el Campo se definió como un contacto inclinado con base en los datos de las pruebas *Drillstem Test* (DST) en el Condor-1 (-5049' TVDSS), así como también lo datos de Condor-2st (-4922' TVDSS), Guavio-1 (-4900' TVDSS) y Medina-1 a (-5058' TVDSS). (Figura 4).

4.2 Modelo Geológico del Campo

Los resultados de la interpretación sísmica de la estructura a partir del cubo sísmico Guavio Este-3D-2008, confirmo los principales rasgos geológicos previamente obtenidos por la interpretación de la sísmica 2D. Adicionalmente se realizo una inversión sísmica AVO mediante el cual se obtuvo un mapa de saturación de aceite, en donde se ve claramente que la zona saturada al tope de la Formación Mirador se encuentra principalmente al SSW del Campo y hacia el flanco oriental del Anticlinal.

Además, mediante los resultados del trabajo de investigación “Modelo Geomecánico de la estructura Medina” de Ramírez, (2010) la mejor trayectoria de perforación para próximos pozos el área del Anticlinal es Azimut 189-195 grados con desviaciones entre 75-90 Grados, esto aseguraría que se atravesen perpendicularmente áreas de población de fracturas conductivas saturadas. De acuerdo a este modelo los nuevos pozos se deben perforar en dirección Sur-Oeste.

Para la evaluación del reservorio la Formación Mirador fue dividida en dos intervalos informales Mirador-1 (Superior) y Mirador-2 (Inferior). La Figuras 5, presenta una buena correlación entre los pozos perforados y es la base para los mapas estructurales del yacimiento. Para el intervalo Mirador1 el área máxima de cierre corresponde a 4133 acres, que corresponde al área solicitada como comercial para el campo Medina.

4.3 Sistema Petrolífero

El sistema petrolífero presente en el Campo, corresponde al mismo definido para los Llanos Orientales. Para el Campo la Formación Gacheta es la roca madre, la Formación Mirador es el reservorio y la Unidad C8 de la Formación Carbonera corresponde a la roca sello.

5. Ingeniería de Yacimientos

En este capítulo se hace un resumen de las características petrofísicas del yacimiento, espesores netos saturados, contacto agua-aceite, características de los fluidos, pruebas de formación y producción, calculo de reservas y pronósticos de producción del campo.

5.1 Descripción del Campo

Estructuralmente el Campo corresponde a la parte alta de un anticlinal, el cual cabecea ligeramente en dirección NNE. El área del campo es de aproximadamente 17 Km².

La trampa es de tipo estructural y su limite corresponde a la intersección de los contornos de cierre del anticlinal al tope de la Formación Mirador-1-2 con la superficie inclinada (3.5 grados) del contacto agua-aceite, determinado en los pozos Condor-1 a -5049' TVDSS, Condor-2st a -4922 TVDSS, Guavio-1 a -4900 TVDSS y Medina-1 a -5058' TVDSS. (Figuras 4 y 12-15)

5.2 Propiedades petrofísicas del reservorio

El reservorio, corresponde a dos niveles de areniscas de la Formación Mirador (Mirador-1 y Mirador-2). El nivel superior Mirador-1, está conformado por canales de areniscas de grano fino a medio, depositados en ambiente transicional costero a lagunar, con marcadas intercalaciones de lutitas. Este nivel superior tiene un espesor promedio neto de areniscas saturadas de aceite de 20.6 pies y presenta valores de porosidad entre 2-8%, de permeabilidad entre 0.1 – 10 mD, de acuerdo a los análisis de laboratorio de núcleos #1 y #2 del pozo Condor-2st. (Figuras 8-10)

El nivel inferior Mirador-2 del reservorio, presenta capas de areniscas cuarcititas, de grano fino a medio, aumentando el grosor de grano hacia la base, depositadas en ambiente marino de aguas someras transgresionales. Este nivel posee un espesor promedio neto saturado de aceite de 52 pies y una porosidad entre 7-13 % y permeabilidad entre 1.0 – 200 mD, de acuerdo a los análisis del núcleo #1 tomado en el pozo C-1. (Figuras 8-10)

Los valores de porosidad, permeabilidad y saturación del reservorio, se determinaron por pruebas de laboratorio sobre núcleos tomados en los pozos Condor-1 y Condor-2st, donde además de los análisis convencionales, se les efectuaron pruebas de propiedades especiales de presiones capilares y propiedades eléctricas.

De acuerdo a los análisis y pruebas sobre los mencionados núcleos, la saturación de agua (Sw), varía entre 11% y 36% para un promedio de 26%, con lo que se calcula que la saturación de aceite promedio es del 74%.

Para las interpretaciones a partir de registros eléctricos, de saturación de agua y aceite se utilizaron valores de Rw de 9.5 Ohm/m para Mirador-1 y de 3.0 Ohm/m para Mirador-2.

5.3 Espesores Netos Saturados

Los espesores netos saturados fueron calculados a partir de la interpretación petrofísica de los pozos productores, utilizando una línea base (*cut off*) de 40 GR, valor que se encontró con el registro de rayos gamma espectral (*SGR*), sobre núcleos de areniscas limpias de los pozos Condor-1 y Condor-2st.

El contacto agua-aceite, se determino mediante las pruebas de formación DST5-8 en el pozo Condor-1, los DST1-2 del pozo Condor-2st y las respectivas interpretaciones petrofísicas para saturación, especialmente de “Resonancia Magnética *CMR* y el registro Dieléctrico *ADT*”. Igualmente se usaron interpretaciones de saturación en pozo Medina-1 y Guavio-1. (Tabla 1, Figuras 12-15)

MEDINA OIL FIELD - NET PAY SATURATED THICKNESS

Well	Formation	Interval, MD	Interval, TVD	Thick	Net pay, Ft	OWC, Md	OWC, Tvd	OWC, TvdSS	H2O, %	Poros, %	Perm, mD	Prod, bls/day	API	Comments
Condor-1	Mirador-1	8556-8613	8525-8582	57	13				0	6	1			
Condor-1	Mirador-2	8700-8992	8669-8960	291	74	8800	8769	-5049	3	9	10	280-800 oil	40	OWC, by DST5, DST6
Condor-2	Mirador-1	9372-9411	8496-8534	39	17.5				9	6	4	52.8+mud	36	
Condor-2	Mirador-2	9504-9810	8627-8929	302	15	9518	8642	-4922	99.9	9	8.5	380+Tr oil		OWC, by E-logs saturation
Guavio-1	Mirador-1	7668-7708	7668-7708	40	23.5				0	5		338 oil	39	
Guavio-1	Mirador-2	7794-8136	7794-8136	342	16	7814	7814	-4900	ND	8		mud,oil,H2O		OWC, by E-logs saturation
Medina-1	Mirador-1	8560-8620	8560-8620	60	28.5					6				
Medina-1	Mirador-2	8709-9004	8709-9004	295	93	8809	8778	-5058	0	9		156 oil	39	WOC, analog of Condor-1
Min	Mirador-1				13.0									
Max	Mirador-1				28.5									
Average	Mirador-1				20.6									
Min	Mirador-2				15.0									
Max	Mirador-2				93.0									
Average	Mirador-2				49.5									

Tabla 1. Espesores Netos Saturados, Formación Mirador (Fuente: Lukoil)

5.4 Estado Mecánico Final del Pozo El Condor-1

El pozo Condor-1, termino pruebas extensas de producción en Mayo/2010, con una bomba electro sumergible (*ESP*) a 7856 pies y tubería de producción de 2.7/8”.

El pozo esta completado en el intervalo productor, con *liner* de 7” y cañoneado con cargas tipo “*HMX, Power Jet Omega 4505*”, 5 tiros/pie en el horizonte Mirador-1 de 8700-8715; 8730-8760’. Total 45 pies cañoneados.

El fondo del pozo esta a 8805’ con un tapón de cemento que aísla la zona productora del resto de hueco.

En superficie cuenta con una armadura de válvulas o “arbolito de navidad”, que permite el control del pozo y conecta con las facilidades de producción existentes. (Figura 16)

El pozo Condor-2st, se encuentra abandonado al igual que los pozos Medina-1 y Guavio1-2-3

5.5 Pruebas de Formación

Se cuenta con información de dos tipos de pruebas.

- Pruebas Iniciales

Los pozos Guavio-1, Guavio-2, Guavio-3 y Medina-1, fueron probados de manera muy limitada en tiempo, con tecnologías de la época, principalmente con método de “swabbing”; La información de estas pruebas se limitada a los resultados de la Tabla 2.

Pozo	FM	Intervalo	Tipo de prueba	Producción
Guavio-1	Mirador	7672-7728	RFT/Swab	260 Bopd, 39 API, GOR 1720, BSW 0.1
Guavio-2	Mirador	7421-7480	Swab, OH	Agua fresca
Guavio-3	Mirador	6889-6904	Swab, OH	Agua fresca
Medina-1	Mirador	8735-8770	RFT/Swab	156 Bopd, 40 API, GOR 260, BSW 0.1

Tabla 2. Resultados de pruebas iniciales de pozos Guavio-1, Guavio-2, Guavio-3 y Medina-1. (Fuente: El Autor)

En los pozos El Cóndor-1 y Cóndor-2st, perforados por LUKOIL, se realizaron pruebas con tecnologías avanzadas (DST/TCP/Coil Tubing/Nitrógeno) y se adquirió la siguiente información:

En el pozo Cóndor-1 Se realizaron 8 pruebas DST/TCP entre Jun29 – Nov19/2006, lo que permitió definir un yacimiento de petróleo en la formación Mirador, por encima de 8800 pies. Los DST # 5 y DST #6 corresponden al intervalo productor de Mirador-2 (8700'-8800'), donde la producción inicial de crudo vario de 1236 a 824 bls/día con un BSW de 2%.

Test No 5	DST # 5, Liner 7"
Date	Oct 24- Oct 31, 2006
Interval	8700-8715,8735-8760 ft
Formation	Mirador
Net pay Sand	39 ft
Porosity	8%
Permeability	232 mD
Skin factor	+18
Total Volume	1332 bbls
Rate	820 bbls/day
Method	Coil tubing & N2
Fluid Type	100% Oil, 39.4 API
F. Pressure	2822 Psi @ 8700 ft
F. Temperature	167 F @ 8700 ft
Comments	IP: 1.5 bpd/psi, GOR 169 scf/bbl

Test No 6	DST # 6, Liner 7"
Date	Nov 01- Nov 06, 2006
Interval	8700-8715,8735-8760,8772-8800 ft
Formation	Mirador
Net pay Sand	70 ft
Porosity	8%
Permeability	77 mD
Skin factor	+18
Total Volume	1056 bbls
Rate	780-1100 bbls/day
Method	Coiled tubing & N2
Fluid Type	98-100% Oil, 39.4 API, 0-2% water, 269 ppm cl, 3.0 ohm/m
F. Pressure	2822 Psi @ 8700 ft
F. Temperature	167 °F @ 8700 ft
Comments	IP: 1.20 bpd/psi

Tabla 3. Resultados de pruebas iniciales DST-5 y DST-6, pozo Cóndor-1. (Fuente: El Autor)

En el pozo Cóndor-2st se realizaron 2 pruebas DST/TCP entre Mar25 – Abr14/2009, lo que permitió confirmar el yacimiento de petróleo en la Formación Mirador, por encima de 9518 pies. El DST #1 corresponde al intervalo de Mirador-2 y el DST # 2, corresponden al intervalo productor de Mirador-1, con los resultados de las pruebas se presentan en la Tabla 4.

Test No 1	DST # 1, Liner 5"
Date	March 31 - April 04 2009
Interval	9503-9518.6, 9528.6-9536.4, 9537.8 – 9565.0
Formation	Mirador-2
Net pay Sand	50.6 ft
Porosity	7.2%
Permeability	8.5 mD
Skin factor	+ 60.6
Total Volume	797 bbls
Max. Rate	380 bbls/day
Method	Gas lift with N2 Injection
Fluid Type	100% water, 21 ppm cl, 42 ohm/m
F. Pressure	2805 Psi @ 8653.6 MD ft
F. Temperature	165 °F @ 8580 ft
IP	0.5 bpd/psi

Test No 2	DST # 2, Liner 5"
Date	April 09 - April 14, 2009
Interval	9373.4-9379.4, 9383.8-9388, 9395-9411.8
Formation	Mirador-1
Net pay Sand	27ft
Porosity	4.6%
Permeability	4.0 mD
Skin factor	+16.7 %
Total Volume	562 bbls
Max. Rate	52.8 bbls/day
Method	Gas lift with N2 Injection
Fluid Type	Oil 35 API, BSW 0-8%
F. Pressure	2788 Psi @ 8516 ft
F. Temperature	161 F @ 8350 ft
IP	0.026 bpd/psi.

Tabla 4. Resultados de pruebas iniciales DST1 y DST2, pozo Cóndor-2st. (Fuente: El Autor)

- Pruebas extensas

Solamente se realizaron pruebas extensas en el pozo Cóndor-1, en el horizonte Mirador-2, intervalo 8700'-8760'.

Estas pruebas se realizaron en dos etapas, la primera de Abril a Mayo de 2007 y la segunda entre Agosto de 2010 y Mayo de 2011.

Limitaciones técnicas: En el pozo Cóndor-1, la cementación del intervalo productor (8700'-8800') fue deficiente y los resultados de repetidas cementaciones remediales (*squeez*) fueron de mala calidad, lo que limita la integridad del aislamiento entre el acuífero y la zona productora.

Mediante registros de producción *PLT (Production Log Test)* y *Spectral Flow* se determinó, que el agua de formación aparece en el intervalo inferior cañoneado (8760-8735') y en el fondo del pozo a 8800' proveniente a través del anular y a través del tapón de fondo, lo que bloquea considerablemente el aporte de crudo de la zona productora de 8760-8700'.

A pesar de conocer el problema del influjo de agua, por los problemas antes descritos, no se realizaron trabajos de reparación del pozo, debido al alto riesgo de tapan las fracturas productoras y por el evidente aumento de daño irreversible de formación.

Durante la pruebas se tomaron registros PLT en régimen dinámico y estático, al igual que varios cierres de restauración de presión (PBU), todo con el objeto de caracterizar el yacimiento.

- Primera Prueba Extensa (Abril a Mayo de 2007):

La prueba tuvo 5 periodos de flujo y 4 cierres, con ratas de producción de fluido total entre 300 y 800 bls/día. El corte de agua (BSW) vario entre 6 - 62 %.

Para el estudio e Interpretación de la prueba, se uso el método hidrodinámico total (indicadores de diagrama, curvas de descenso y de estabilización de presión) lo que arrojó los resultados de caracterización del yacimiento, según la Tabla 5.

Parámetros	Valor
Saturación	Aceite con invasión de agua
Presión de formación a 8730 ft, psi	2829,7
Gradiente de presión de formación, psi/ft	0,324
Coefficiente de productividad, bl/d .psi Por indicador de diagrama Por curva de estabilización de presión No. 4	0,41 0,22
Tipo de reservorio	Parcialmente abierto, con doble permeabilidad
Coefficiente total hidrodinámico de la formación, mD.ft /cp	1193,3
Coefficiente total de movilidad del fluido, mD/cp	8,65
Coefficiente de permeabilidad, mD	5,6
Coefficiente total de piezoconductividad de formación, ft ² /s	0,566
Indicador generalizado de daño de formación, factor S	+26,5
Indicador de factor S por desviación, S.incl	-0,3
Indicador de factor S por cañoneo parcial, Spp	+24,1
Indicador de factor S por cambio de permeabilidad dentro de formación	+0,5
Tipo y condiciones de limite externo	Abierto, con presión de empuje constante
Radio de influencia del pozo, ft	886

Tabla 5. Caracterización del yacimiento de acuerdo a resultados de pruebas extensas de Córdor-1, año 2007. (Fuente: Lukoil)

- Segunda prueba extensa (Agosto de 2010 a Marzo 30 de 2011):

Durante la prueba se realizaron 4 periodos de flujo y 4 cierres, con ratas de producción de fluido total entre 250 - 353 bls/día. El corte de agua (BSW) vario entre 40 - 82 %.

En la interpretación de la prueba, se usó el método hidrodinámico total (indicadores de diagrama, curvas de descenso y de estabilización de presión) cuyos resultados se presentan en la Tabla 6.

Parámetros	Valor
Saturación	Aceite con invasión de agua
Presión de formación a 8730 ft, psi (parte media del intervalo cañoneado)	2827.5
Gradiente de presión de formación, psi/ft	0.324
Coefficiente de productividad Actual, bl/d .psi	0.19
Tipo de reservorio	Parcialmente abierto, con doble permeabilidad
Coefficiente total hidrodinámico de la formación, mD.ft /cp	1924
Coefficiente total de movilidad del fluido, mD/cp	21.1
Coefficiente de movilidad del crudo, mD/cp	7.0
Coefficiente movilidad del agua, mD/cp	14.1
Coefficiente de permeabilidad del crudo, mD	7.0
Coefficiente total de piezoconductividad de formación, ft ² /s	1.45
Indicador generalizado de daño de formación, factor S	+63.5
Indicador de factor S por desviación, S.incl	-0.3
Indicador de factor S por cañoneo parcial, Spp	+14.2
Indicador de factor S por cambio de permeabilidad dentro de formación	+15
Tipo y condiciones de limite externo	Abierto, con presión de empuje constante
Radio de influencia del pozo, ft	1689

Tabla 6. Caracterización del yacimiento a partir de los resultados de pruebas extensas de Córdor-1, años 2010-2011. (Fuente: Lukoil)

5.6 Características de los Fluidos - Petróleo

La caracterización del crudo se hizo mediante análisis físico-químicos y PVT de laboratorio, sobre muestras tomadas en fondo de pozo (MDT) y muestras de separador en superficie, como muestra la Tabla 7.

Report no. 153-00415-06
 Report date Octubre 31-2006 - Nov 30-2006
 Object Caracterizacion de crudo
 Product Crudo El Condor-1, Mirador formation(8700-8800')
 Location Bogota
 Lab No. 1456



ANALYSIS REPORT

Test	Analyte	Unit	Method	Result	
				Prefix	Figure
Muestra	Pozo Condor 1 Mirador formation				
Gravedad API @ 60°F			ASTM D-1298		41.0
Sulphur content		wt%	ASTM D-4294		0.17
Viscosity Kinematic @ 100°F		cSt	ASTM D-455		3.47
Viscosity Kinematic @ 122°F		cSt	ASTM D-455		2.53
Viscosity Kinematic @ 210°F		cSt	ASTM D-455		
Salt content		PTB	ASTM D-3230		2.50
Asphaltenes content		wt%	IP-143		1.03
Paraffin content		wt%	UOP-46		26.12
Pour Point		°C	ASTM D-97		6.00
Flash Point		°C	ASTM D-92		4
Vanadium		ppm	ASTM D-5863A		0.72
Nickel		ppm	ASTM D-5863A		0.64
Ash content		wt%	ASTM D-482		0.018
Water and sediment		vol%	ASTM D-4007		0.25
Distillation		°C	ASTM D-86		
IBP					47.8
5%					81.1
10%					96.7
20%					148.9
30%					192.2
40%					240.0
50%					279.4
60%					318.9
70%					361.7
80%					404.4

Tabla 7. Caracterización físico-química del crudo del pozo Córdor-1. (Fuente: Lukoil)

- Gas

Se tomaron muestras de gas con cámaras compensadas MDT y mediante análisis PVT de laboratorio, se obtuvo la caracterización del gas. Ver Tabla 8 .

LUKOIL
POZO EL CONDOR-1, Mirador(8700-8760')
RFL 0603141

Composition of Gas Salida Separador Dst1
(From Chromatographic Technique)

Component	Mol %	GPM	MW	Liq Dens (gm/cc)
Hydrogen Sulfide	0.00			
Carbon Dioxide	0.13		44.010	.8172
Nitrogen	0.82		28.013	.8086
Methane	94.05		16.043	.2997
Ethane	3.46	.923	30.070	.3558
Propane	0.98	.269	44.097	.5065
iso-Butane	0.15	.049	58.123	.5623
n-Butane	0.19	.060	58.123	.5834
iso-Pentane	0.06	.022	72.150	.6241
n-Pentane	0.05	.018	72.150	.6305
Hexanes	0.04	.015	84.000	.6850
Heptanes	0.02	.008	96.000	.7220
Octanes	0.02	.009	107.00	.7450
Nonanes	0.01	.005	121.00	.7640
Decanes	0.02	.011	134.00	.7780
Undecanes plus	Trace			
Totals	100.00	1.389		

Sampling Conditions

18 psig
66 °F

Sample Characteristics

This is Core Lab sample number 201

Critical Pressure (psia)	665.5
Critical Temperature (°R)	355.6
Average Molecular Weight	17.24
Calculated Gas Gravity (air = 1.000)	0.595
Gas Gravity	
Factor, Fg	1.2962
Super Compressibility Factor, Fpv at sampling conditions	1.0020
Gas Z-Factor at sampling conditions *	0.996

at 14.7 psia and 60 °F

Ideal Gross Heating Value (BTU/scf dry gas)	1057.8
Ideal Net Heating Value (BTU/scf dry gas)	953.9
Gas Z-Factor at base conditions	0.99774
GPM (C2+).....	1.389
GPM (C3+).....	0.466

Properties of Plus Fractions

Component	Mol %	MW	Liq Dens (gm/cc)	API Gravity
Heptanes plus	0.07	113.6	0.750	57.0
Decanes plus	0.02	134.0	0.780	49.7

Tabla 8. Caracterización físico-química del gas, pozo Cóndor-1. (Fuente: Lukoil)

- Agua de Formación

Las muestras de agua de formación, fueron tomadas durante las pruebas de formación DST, RFT y pruebas extensas en los pozos Cóndor-1, Cóndor-2st y Medina-1. Los resultados de estos análisis caracterizan estas muestras como aguas meteóricas, carbonato - calcio –sódicas, de baja salinidad, con valores de Cloruros (Cl⁻) entre 50 y 500 ppm.

Para el cálculo de la saturación de agua (SW) y saturación de petróleo (SO), se tuvieron en cuenta los resultados de estos análisis y los análisis de corazones (Método de

Retorta y de Dean Stark), Ver Tabla 9 y los reportes finales de análisis de laboratorio de rocas y fluidos de los Pozos El Cóndor-1 y Cóndor-2St.

**FORMATION WATER ANALYSES
MEDINA - OILFIELD**

WELL	Formation	Depth (ft)	Sampling date	Laboratory	Test	Salinity mg/l NaCl	Resisivity @ 25°C	Conductivity @ 25°C	Cl ⁻ mg/l	NO ₃ ⁻ mg/l	H ₂ S mg/l	O ₂ Dissolved mg/l	CO ₂ mg/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	CO ₃ ⁼ mg/l	SO ₄ ⁼ mg/l	Na ⁺ mg/l
CONDOR-2ST	MIRADOR	9591.9	16.03.09	Corelab	MDT	4300.0	1.3	7810	542	2.9	<0.1	5	26.93	1410	<1	25.8	211.0
CONDOR-2ST	MIRADOR	9552.9	16.03.09	ANTEK	MDT	5200.0	1.1	9280	492	12.4	<0.1	4.9	22.46	1780	<1	28.8	2170.0
CONDOR-2ST	Mud Filtrate	Surface	16.03.09	ANTEK	MDT	9500.0	0.6	16210	956	24.8	<0.1	2.6	50.36	3640	>1	125	5500.0
EL CONDOR-	MIRADOR	8700-8800	06.11.06	CORELAB	DST6	1640.0	3.1	3260.0	269.0					1427	0	310.4	726.0
EL CONDOR-	MIRADOR	8845-8891	18.11.06	CORELAB	DST8	323.0	29.4	340.0	49.0					323	0	47.5	108.0
EL CONDOR-	MIRADOR	8810-8826	14.11.06	CORELAB	DST7	1640.0	3.1	3260.0	269.0					1427	0	310.4	726.0
MEDINA-1	C5	2755	24.03.83	ND	ND	ND	17.7		680.0		ND	ND	ND	244	840	500	1080

WELL	Formation	Depth (ft)	Sampling date	Laboratory	Test
CONDOR-2ST	MIRADOR	9591.9	16.03.09	Corelab	MDT
CONDOR-2ST	MIRADOR	9552.9	16.03.09	ANTEK	MDT
CONDOR-2ST	Mud Filtrate	Surface	16.03.09	ANTEK	MDT
EL CONDOR-	MIRADOR	8700-8800	06.11.06	CORELAB	DST6
EL CONDOR-	MIRADOR	8845-8891	18.11.06	CORELAB	DST8
EL CONDOR-	MIRADOR	8810-8826	14.11.06	CORELAB	DST7
MEDINA-1	C5	2755	24.03.83	ND	ND

K ⁺ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	Ba ⁺⁺ mg/l	Sr ⁺⁺ mg/l	Fe ⁺⁺ mg/l	SpGrav @ °C	PH 25°C	OH Hidrox mg/l	Tot.solid mg/l	Turbidity (NTU)
23.0	150.0	4.7	3.5	2.0	17.3	1	8.0	<1	4100.0	995
23.0	106.0	18.6	3.9	3.2	33.6	1	8.2	<1	5030.0	985
36.5	162.0	5.0	1.2	2.6	26.7	1	8.2	<1	9150.0	228
0.5	102.0	3.7	0.2	0.5	13.0	0.998	7.7	0	2852.0	661.5
0.1	48.0	4.9	0.3	0.2	4.2	0.995	7.5	0	585.0	107
0.5	102.0	3.7	0.2	0.5	13.0	0.998	7.7	0	2852.0	661.5
	140	84.7	ND		0	12/18.7	1/18.72	0.00		

Tabla 9. Caracterización del agua de formación, pozos Cóndor-1, Cóndor-2st y Medina-1. (Fuente: Lukoil)

5.7 Cálculo de Reservas y Escenarios

Los volúmenes o reservas de petróleo “in-situ” y las reservas recuperables, fueron calculadas en tres escenarios: P10, P50 y P90, por el método determinístico de acuerdo a la Tabla 10

- Volumen de Petróleo in-situ

Los valores se presentan en la **Tabla 10** y para el cálculo se uso la siguiente formula:

$$VP_{in-situ} = \text{Área} * \text{Espesor neto} * \text{Porosidad} * So * Fvol * Dp$$

1. Área: definida por los mapas estructurales, generados a partir de la interpretación sísmica
2. Espesores netos saturados: producto de la interpretación petrofísica de los pozos productores Cóndor-1, Condor-2st, Medina-1 y Guavio-1.

3. Porosidad: valores promedio, de análisis de laboratorio de núcleos de los pozos Cóndor-1, Cóndor-2st y Medina-1.

4. Saturación de aceite (So): valor promedio de resultados de análisis de laboratorio de núcleos de Cóndor-1, Cóndor-2st.

5. Factor Volumétrico (Fvol): por resultados de pruebas de laboratorio en núcleos de Cóndor-1, Cóndor-2st y análisis PVT del crudo.

6. Densidad del crudo (Dp): por análisis de laboratorio del crudo de Cóndor-1 y Cóndor-2st.

- Reservas Recuperables

El cálculo de las reservas recuperables se obtuvo, aplicando un coeficiente de recuperación al valor de las reservas *in-situ*. Este coeficiente es un valor promedio, tomado de campos análogos explotados en el área del piedemonte y corresponde al 37%. Ver Tabla 10.

CALCULO DE RESERVAS CAMPO MEDINA (P90)													
Objetivo	Categoría, ProbadasP1, ProbablesP2	Área saturada, miles M ²	Espesor saturado, M	Volumen saturado, miles M ³	Coeficientes			Densidad crudo, gr/cm ³	Reservas iniciales balanceadas, miles T	Coef. Recuperacion	Reservas Iniciales Recuperables, miles T	Reservas Iniciales balanceadas, MBBLs	Reservas Iniciales Recuperables, MBBLs
					Porosidad	Saturacion	Volumen						
Mirador1	P1+P2	12790	3.7	46811.4	0.06	0.53	0.627	0.838	782	0.37	286	5,921	2,167
Mirador2	P1+P2	3937	8.8	34606.2	0.09	0.74	0.895	0.819	1689	0.37	618	12,789	4,681
Total Mirador1+ Mirador2									2472		905	18,710	6,848

CALCULO DE RESERVAS CAMPO MEDINA (P50)													
Objetivo	Categoría, ProbadasP1, ProbablesP2	Área saturada, miles M ²	Espesor saturado, M	Volumen saturado, miles M ³	Coeficientes			Densidad crudo, gr/cm ³	Reservas iniciales balanceadas, miles T	Coef. Recuperacion	Reservas Iniciales Recuperables, miles T	Reservas Iniciales balanceadas, MBBLs	Reservas Iniciales Recuperables, MBBLs
					Porosidad	Saturacion	Volumen						
Mirador1	P1+P2	12790	5.7	72903.0	0.06	0.53	0.627	0.838	1218	0.37	446	9,221	3,375
Mirador2	P1+P2	3937	12.4	48818.8	0.09	0.74	0.895	0.819	2383	0.37	872	18,041	6,603
Total Mirador1+ Mirador2									3601		1318	27,262	9,978

CALCULO DE RESERVAS CAMPO MEDINA (P10)													
Objetivo	Categoría, ProbadasP1, ProbablesP2	Área saturada, miles M ²	Espesor saturado, M	Volumen saturado, miles M ³	Coeficientes			Densidad crudo, gr/cm ³	Reservas iniciales balanceadas, miles T	Coef. Recuperacion	Reservas Iniciales Recuperables, miles T	Reservas Iniciales balanceadas, MBBLs	Reservas Iniciales Recuperables, MBBLs
					Porosidad	Saturacion	Volumen						
Mirador1	P1+P2	12790	7.6	97204.0	0.06	0.53	0.627	0.838	1624	0.37	594	12,295	4,500
Mirador2	P1+P2	3937	15.9	62598.3	0.09	0.74	0.895	0.819	3056	0.37	1118	23,133	8,467
Total Mirador1+ Mirador2									4680		1713	35,428	12,967

Tabla 10. Cálculo de reservas, Escenarios P90, P50 y P10. (Fuente: Lukoil)

5.8 Producción histórica

La información de producción histórica del campo, se refiere a la producción obtenida durante las pruebas iniciales y pruebas extensas del pozo Cóndor-1. (Anexo 1)

5.9 Pronósticos de producción y escenarios

Con el objetivo de producir el total de volumen de reservas recuperables del campo, se elaboraron perfiles de producción en tres escenarios: P90, P50 y P10, los que corresponden a los escenarios de dichas reservas recuperables, para un periodo de 8 años (2012-2020) de acuerdo a la vida útil del campo. (Figuras 17-18)

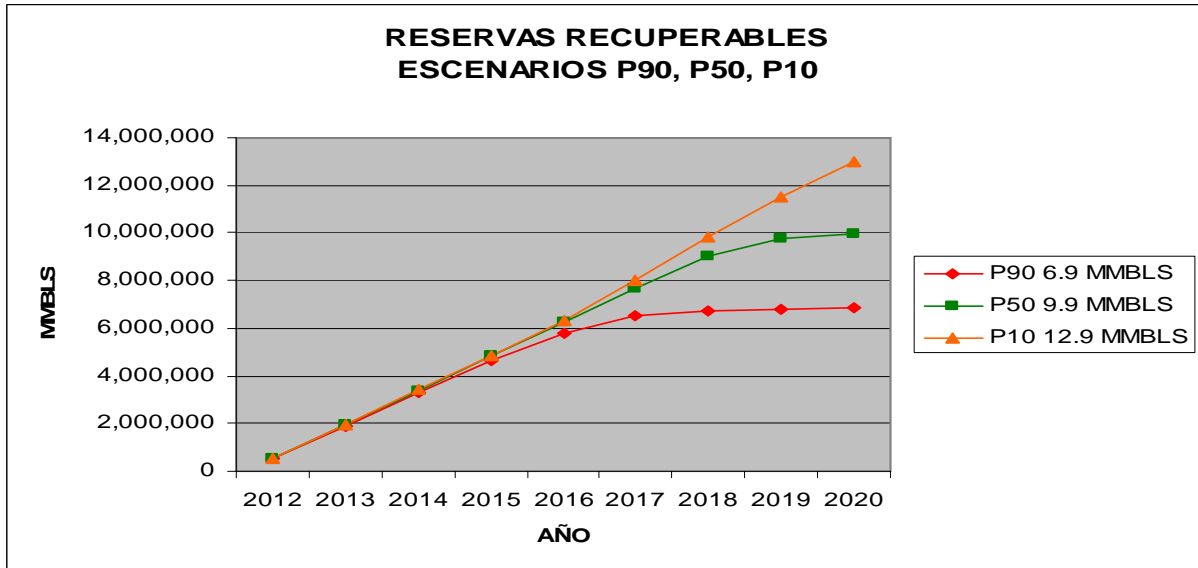


Figura 17. Escenarios de reservas recuperables. (Fuente: El Autor)

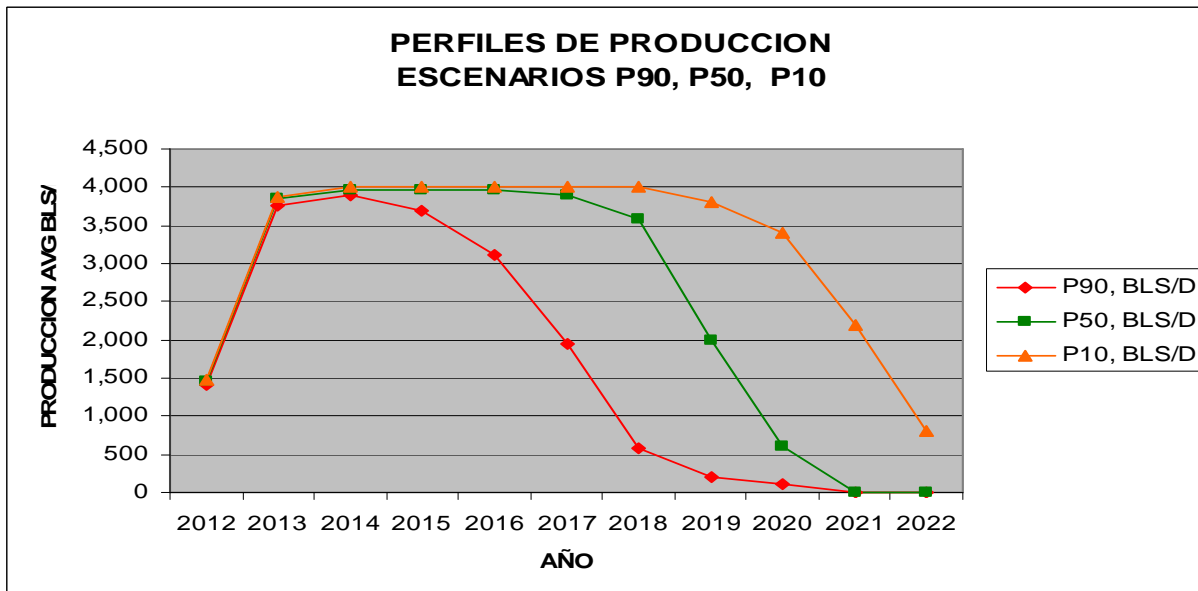


Figura 18. Perfiles y Escenarios de producción. . (Fuente: El Autor)

6. Desarrollo del campo

Para el desarrollo del campo, se planea perforar un total de 4 pozos productores: Cónдор-1st, Cónдор-3, Cónдор-4 y Cónдор-5, todos inclinados con el objetivo de cortar las capas del reservorio con el mayor grado posible de inclinación (+- 40-60 grados). De esta forma aumenta el área de drenaje, aumenta la probabilidad de interceptar fracturas conductivas y por lo tanto mejora los niveles de producción.

Los pozos están proyectados, desde dos locaciones multipozos ya existentes, para drenar la estructura y producir inicialmente las áreas donde se tienen identificadas la mayor densidad de fracturas conductivas y el mejor carácter de saturación de aceite. (Figura 19).

El completamiento de estos pozos de desarrollo se hará con bomba electro sumergible (ESP) debido a la baja presión del yacimiento.

El desarrollo del Campo, obedecerá a un Plan Maestro de Desarrollo (por sus siglas en ingles MDP) que será acordado con ECOPEPETROL y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

El plan maestro de desarrollo (MDP) ira acompañado de un programa de Salud ocupacional, Seguridad industrial y Medio Ambiente (HSE), al igual que de relaciones con la comunidad acorde a las políticas de la Compañía Operadora, las mejores practicas de la industria y la normatividad vigente en Colombia.

7. Facilidades de Producción

Las facilidades de producción se definirán y formaran parte del Plan Maestro de Desarrollo y deberán asegurar las actividades operacionales de producción, manteniendo la seguridad y confiabilidad en los procesos involucrados.

7.1 Alcance

Las facilidades de producción contemplan operaciones de separación, deshidratación, almacenamiento, bombeo y medición de crudo para despacho a carros tanques. También cubre los circuitos de gas y agua de producción y los sistemas de servicios auxiliares e industriales. Se proyectan facilidades manejen hasta un máximo de 4000 barriles de petróleo por día, 1500 barriles de agua por día y una tasa de gas de 250 MSFC de pies cúbicos por día. (Figura 20)

7.2 Localizaciones y Líneas de Flujo

Para el desarrollo del proyecto se cuenta con dos locaciones multipozos, construidas con todas las especificaciones técnicas y con capacidad para 3 pozos cada una. En la locación 1 estarán los pozos Cóndor-1st, 3 y 4, en la localización 2, el pozo Cóndor-5.

Los pozos se conectan a la línea de producción general o a la línea de prueba, en tubería de flujo de 3", a la línea principal de producción (6" de diámetro) y lleva la producción hasta las facilidades instaladas en cada una de las localizaciones.

Para la segunda locación donde está localizado el pozo Cóndor-5, se instalaran facilidades, independientes, donde se realizara el proceso de producción y despacho del crudo por carro tanques.

7.3 Sistema de Levantamiento

Se utilizara, el sistema de bombeo electro sumergible (BES) el cual es un sistema de levantamiento artificial, para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, como ya se probó eficientemente en el pozo Cóndor-1. (Figura 21)

7.4 Facilidades del Proceso principal

- Entrada de la línea de fluido de producción al cabezal.
- Inyección de químicos
- Separación de crudo, gas y agua (Separador Trifásico)
- Depuración (scrubber) de gas.
- Deshidratación de crudo por gravedad (Tanque *GunBarrel*)
- Deshidratación final de crudo.
- Sistema de Medición, despacho a carro tanque, recirculación y entrega a bombas principales. Unidad de medición de transferencia automática (LACT)
- Almacenamiento de crudo
- Relevo de presión.
 - Sistema de tea. Colector de gas a tea.

- Venteo. Colector de líneas de venteo o desfogue.
- Bomba de desalojo de líquidos. Tubo de Venteo.
- Sistema de desnatado de agua de producción. (*Skim Tank*)
- Separación de agua residual de drenajes y aguas lluvias aceitosas (separador API).
- Sistemas de tratamiento en tanque de relevo y retorno a *Gun Barrel*.

7.5 Características de Vasijas y Equipos

Características de los equipos que se usaran en las facilidades de producción.

Equipo	Descripción
Unidad de Tratador térmico	Calentador del fluido de entrada vertical. Tipo caja (box) o cabina. Capacidad térmica (duty) 108.2 MMBTU/D
Unidad de separación Trifásica	Servicio, separación de gas, crudo y agua. Vasija horizontal. Diámetro interior 66 in. Diámetro de la bota (Boot) 2' 6". Longitud 18'.
Schubert de gas	Vasija cilíndrica Horizontal. OD 24". Longitud s/s: 5 ft. Líquido: establecer volumen.
Tambor de tea de alta presión	Separación gas y líquido. Horizontal.
Tambor de tea de baja presión	Tambor horizontal.
Tea de Alta Presión	Tea de gas de producción de alta presión. Diámetro 4". Longitud 24 pies. Gas piloto: conexión 1/4".
Tea de Baja Presión	Tea de vapores de tanques atmosféricos. Diámetro 6". Longitud 24'.
Tanque GunBarrel	Eliminación de agua del crudo. Tanque cilíndrico vertical – techo cónico auto soportado- Bota de gas interna. API 650. Diámetro exterior nominal 38' 8". Altura nominal 24'.
6 Tanques de deshidratación (500 Bls c/u)	Tanque cilíndrico vertical-techo cónico auto soportado. API 650. Diámetro 16'. Altura 16'.
Tanques de almacenamiento para 20000 bls.	Tanques cilíndricos verticales. Techo Flotante. API 650. Diámetro 60'. Altura 40'
Tanque desnatador.	Tanque desnatador de crudo del agua de producción. Techo cónico.
Tanque de agua clarificada (Clarified Water Tank)	Tanque de almacenamiento de agua clarificada. Techo cónico. API 650..
Tanque de almacenamiento de diesel	Almacenamiento a granel de diesel. Horizontal. Doble pared. Capacidad 5000 galones. Lista UL. Sobre sillas. Manhole de pared. 4 salidas roscadas de 4". Conexiones de bridas., aparatos de venteo de emergencia; escaleras. Recubrimiento interno. Pintura de acabado exterior epóxico.
Generador eléctrico de Diesel	Generación eléctrica. 1000 kW. Tanque de combustible diario, capacidad 24 horas. Encerramiento para amortiguar ruido y a prueba de agua. Montado en patín.

Bombas de despacho a carros tanques y recirculación entre tanques.	Bombeo de despacho de crudo a carros tanques y recirculación. Bombas con capacidad para llenar carros tanques de 200 B/Hr. Capacidad 5000 BPD (146 gpm). Bomba centrífuga. Presión de descarga 50 psig. Presión diferencial 50 psig. Motor eléctrico. Potencia 10 HP
P-004 A Bomba principal de contra incendio con motor diesel.	Bomba de agua contra incendio, con motor diesel. Capacidad 1500 gpm. Centrífuga. Presión de descarga 175 psig. Presión diferencial 175 psig. Motor diesel: 300 hp.
P-004 B Bomba principal de contra incendio con motor diesel	Bomba de agua contra incendio, con motor eléctrico. Capacidad 1500 gpm. Centrífuga. Presión de descarga 175 psig. Presión diferencial 175 psig. Motor eléctrico: 250 hp.
P-004 C Bomba Jockey de agua contra incendio.	Jockey de agua contra incendio. Capacidad 150 gpm. Centrífuga. Presión de descarga 150 psig. Presión diferencial 150 psig.. Motor eléctrico 25 hp.
Sistema proporcionador de espuma	Sistema proporcionador de espuma. Modelo de presión balanceada. Bomba de espuma. Con motor diesel. Bomba de concentrado de espuma, de motor eléctrico. Tipo de espuma 3% fluroproteina. Tanque de almacenamiento de concentrado de espuma: polietileno, cadena cruzada, de alta densidad. Motor eléctrico, potencia estimada: 15 hp.
Compresor de aire, unidad de refrigeración	Aire de instrumentos y aire industrial. Capacidad 100 SCFM- Presión de descarga 150 psig. Tipo tornillo rotatorio, libre de aceite. Motor eléctrico 22 kW. Unidad de refrigeración, de secado.
Bombas de condensados de tambor de tea de alta presión.	Bomba de aceite recobrado de tambor de tea. Capacidad 10.000BPD (300 gpm). Manejo de agua. Tipo centrífuga. Presión de descarga 50 psig. Presión diferencial: 50 psi. Motor eléctrico: 10 hp.
Bombas de tambor de tea de baja presión.	Bomba de aceite recobrado de tambor de tea. Capacidad 10.000 BPD (300 gpm). Manejo de agua. Tipo centrífuga. Presión de descarga 50 psig. Presión diferencial: 50 psi. Motor eléctrico: 10 hp.
Bombas de agua recobrada del Desnatador	Agua de tanque desnatador. Capacidad BPD (75 gpm). Motor eléctrico 10 hp.
Bombas de aceite recobrado del Desnatador.	Aceite recobrado del desnatador. Capacidad 60 gpm. Tipo centrífuga. Presión descarga 25 psig. Presión diferencial 25 psi. Motor eléctrico 2 hp.
Bombas de agua del tanque desnatado .	Agua recobrada del tanque de aceite desnatado. Motor eléctrico 2 hp.
Bombas de aceite del tanque desnatado.	Aceite recobrado del tanque de aceite desnatado. Motor eléctrico 2 hp.
Bombas de tanque de alivio.	Bomba de tanque de alivio. Motor eléctrico 15 hp.
Planta de tratamiento de agua potable.	Planta de tratamiento de agua potable. Capacidad 10 gpm.
Planta de tratamiento de aguas de desecho,	Tratamiento de agua de desecho. Capacidad 10 gpm.

PK—005 A/B Paquete de inyección de químico desemulsificador.	Inyección de desemulsificante. Bomba Milton Roy. ¼ hp. Provisto con tanque de material plástico HDPE. Completo con cilindro de calibración. Válvula de alivio de presión. Amortiguador de pulsación, medidor de flujo, interruptores de nivel de líquido, válvulas de aislamiento y cheque, tubería y accesorios, montaje en patín.
PK-006 A/B Paquete de inyección de químico-inhibidor de corrosión.	Inyección de inhibidor de corrosión. Bomba Milton Roy ¼ hp. Tanque material plástico HDPE. Completo con cilindro de calibración. Válvula de alivio de presión. Amortiguador de pulsaciones, válvulas de aislamiento y cheque, tubería y accesorios. Todo montado en patín.
PK-007 A/B Paquete de inyección de químico-floculante.	Inyección de floculante. Bomba Milton Roy ¼ hp. Tanque de material plástico HDPE. Completo con cilindro de calibración. Válvula de alivio de presión. Amortiguador de pulsaciones, válvulas de aislamiento y cheque, tubería y accesorios. Todo montado en patín.

Tabla 11. Características de los equipos de las facilidades de producción. . (Fuente: El Autor)

7.6 Sistema de Medición

El sistema debe asegurar una medición API de todos los fluidos involucrados en la producción: Crudo, gas y agua.

- el gas producido se mide en el separador con sensores de presión diferencial
- el crudo y agua de producción se miden de manera estática, con cintas patronadas y aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía.
- Todas las mediciones se presentarán en cifras bruta y neta, junto con los valores de presión, temperatura, gravedad, contenido de agua, para satisfacer las normas

7.7 Utilitarios

De acuerdo a las normas de la industria, se asegurara implementar, aire de Instrumentos, servicio de agua potable, tratamiento de agua de desechos, suministro de energía eléctrica, Sistema de drenajes abiertos y aspersion, separador API, sistema de drenaje cerrado y sistema de despacho y transporte de crudo

8. Evaluación Financiera

Para el desarrollo del Campo se realizó un análisis financiero, basado en el marco contractual y tributario vigente, teniendo en cuenta los flujos de caja de inversiones, costos operativos de producción, transporte y comercialización, de las reservas recuperables de hidrocarburos del campo, dentro de las condiciones del contrato de Asociación.

La evaluación financiera cubre tres escenarios de producción (P10, P50, P90), tres escenarios de precios de crudo (alto, referencia y bajo) y niveles de gastos e inversiones. Los resultados finales incluyen el impacto que todas estas variables de entrada tienen sobre flujos de caja, valor presente neto VPN@10% y tasa interna de retorno mejorada TIR.M, definidos por la Operadora como elementos necesarios en el proceso de toma de decisiones. (Figuras 22-25 y Anexo 1)

8.1 Régimen Tributario

El régimen impositivo considerado para el análisis económico está basado en la reforma tributaria aprobada por el Gobierno Colombiano a finales del año 2010. Como política corporativa de la Operadora ha decidido que todas las categorías de capital sean amortizadas por Unidades de Producción (UOP).

Impuesto de Renta	Tasa de impuesto de Renta: Para el año 2008 al 2022 a la tarifa del 33% Se asume que los gastos operativos, los costos de exploración no exitosos y las tarifas van como gastos para propósitos de deducción a la base gravable.
Depreciación para el impuesto de renta	La depreciación de los costos de capital (inversiones) para el cálculo del impuesto de renta se realiza por el método de unidades de producción. Los grupos de capital definidos para propósitos de impuestos son: Pozos y facilidades, (gastos incurridos en perforación y completamiento, locaciones, vías)

Tabla 12. Régimen Tributario. . (Fuente: El Autor)

El régimen de regalías existente está basado en una tabla variable que considera un porcentaje de regalía el cual es definido según el nivel de producción del campo.

En nuestro caso, la producción no excederá los 5000 bl/día, por lo que se aplica el 8%.

Producción diaria (BPED)	Regalía (%)
0-5000	8%
5000-125000	8%, incrementándose linealmente hasta un 20%
125000 – 400000	20%
400000 - 600000	20% incrementándose linealmente hasta un 25%
> 600000	25%

Tabla 13. Régimen de Regalías. . (Fuente: El Autor)

8.2 Presupuesto de Inversiones (CAPEX)

Corresponde a las erogaciones de efectivo, invertidas para la exploración y la explotación de hidrocarburos dentro del Área considerada en el contrato de Asociación. Las inversiones proyectadas a partir del año 2012, corresponden a los resultados de minuciosos cálculos presupuestales de acuerdo a los costos actuales en la industria y a la experiencia adquirida durante la actividad exploratoria del área. El costeo se realizó para la perforación de los pozos de desarrollo, obras civiles y facilidades de producción.

Las inversiones fueron clasificadas por actividades técnicas y específicas para el desarrollo de proyecto. (Tabla 14 y Anexo 1)

AÑO	CAPEX (Cifras en Dólares)				Total Capex
	Sísmica y Geología	Perforación	Obras Civiles	Facilidades de Producción	
2,003	1,121,213	0	0	0	1,121,213
2,004	10,848,926	1,146,819	669,878	0	12,665,623
2,005	1,300,215	14,201,011	3,967,809	0	19,469,035
2,006	782,079	34,424,809	1,923,174	0	37,130,062
2,007	1,077,221	3,047,330	9,382,440	0	13,506,991
2,008	6,748,454	51,244,629	14,707,036	1,003,181	73,703,299
2,009	7,617,854	8,018,715	2,497,743	63,332	18,197,645
2,010	67,097	541,010	1,489,250	11,429	2,108,785
2,011	35,643	161,477	251,871	0	448,991
2,012	0	40,453,025	475,000	3,725,000	44,653,025
2,013	0	16,726,130	50,000	1,850,000	18,626,130
Total	29,598,702	169,964,956	35,414,200	6,652,942	241,630,799

Tabla 14. Presupuesto de CAPEX. (Fuente: El Autor)

- **Sísmica y Geología**

Comprende las inversiones realizadas por adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica en el bloque.

- **Perforación**

Inversiones realizadas y proyectadas en la perforación de pozos exploratorios en el área contratada y los pozos proyectados para el desarrollo del Campo.

- **Obras Civiles**

Son las inversiones realizadas y proyectadas en la construcción de las carreteras, locaciones, infraestructura de superficie, facilidades de exploración y producción que permiten llevar a cabo el desarrollo de la operación

- **Facilidades de Producción**

Corresponde a los costos ya causados y costos planeados en adquisición de equipos de superficie y de fondo para la producción del crudo. Los costos históricos fueron durante las pruebas del pozo Cóndor-2 y el diseño de un oleoducto y CPF en el área del proyecto. Los costos a futuro incluyen:

- Sistema de levantamiento, Equipo ESP e Instalación en tres pozos
- Tubería de producción, para tres pozos (Tubing)
- Generación Eléctrica y redes eléctricas para las dos locaciones
- Separación (tratamiento: Separador trifásicos, Tanque gum barrell) para 4000 bls/día
- Almacenamiento (Tanques de almacenamiento y transferencia) para 20000 bls
- Líneas de flujo y accesorios para dos locaciones
- Instrumentación (Presión, Temperatura, Flujo) para 4 pozos
- Tratamiento gas (Scrubber, Líneas, Tea) para 4 pozos
- Cargadero y despacho (Transporte por Carro tanque) en dos locaciones
- Medición y Calidad (Medición estática, laboratorio) en dos locaciones
- Oficinas
- Tratamiento agua y disposición final

8.3 Presupuesto de Operaciones (OPEX)

Corresponden a los costos que se vinculan directamente a la operación de la producción, transporte, comercialización y mantenimiento de obras civiles del Campo, para los tres escenarios de producción P10, P50 y P90.

Al igual que las inversiones, los costos proyectados a partir del año 2012, corresponden a resultados minuciosos de cálculos presupuestales proyectados de acuerdo al mercado vigente, a la experiencia adquirida durante las operaciones de pruebas extensas de pozo Cóndor-1, para los servicios de producción, transporte, comercialización y mantenimiento de obras civiles. (Tabla 15 y Anexo 1)

OPEX (Cifras en Dólares)					
AÑO	Costos de Operación de la producción	Costo de Transporte por Carro tanque	Costo de Transporte por Oleoducto y comercialización	Mantenimiento de Obras Civiles	Total
2,007	1,047,540	108,371	0	0	1,155,911
2,008	0	0	0	0	0
2,009	0	0	0	0	0
2,010	880,856	161,055	0	0	1,041,911
2,011	801,185	154,588	0	0	955,773
2,012	2,044,000	2,679,433	4,267,768	50,000	9,041,201
2,013	2,080,660	7,149,913	11,388,295	50,000	20,668,869
2,014	2,111,870	7,500,439	11,946,609	50,000	21,608,918
2,015	2,143,548	7,612,946	12,125,808	50,000	21,932,302
2,016	2,175,701	7,727,140	12,307,695	50,000	22,260,536
2,017	2,208,337	7,686,186	12,242,464	50,000	22,186,987
2,018	2,241,462	7,164,624	11,411,726	50,000	20,867,811
2,019	2,275,084	4,040,052	6,434,945	50,000	12,800,080
2,020	2,309,210	1,230,196	1,959,441	50,000	5,548,846
Total P50 R - 9.9	22,319,453	53,214,943	84,084,750	450,000	160,069,145
Total P90 R- 6.9	22,319,453	35,806,750	57,032,557	450,000	116,032,774
Total P10 R- 12.9	22,319,453	69,938,659	111,397,449	450,000	204,529,575

Tabla 15. Presupuesto de OPEX. (Fuente: El Autor)

- **Costos de operación de la producción**

Corresponde a los costos de personal asociado a las operaciones de pruebas de pozo, producción, mantenimiento de las facilidades de superficies, reparaciones menores, costos de combustible, y trabajos de reacondicionamiento de pozos.

- **Costos de Transporte y comercialización**

Incluye los costos de transporte de crudo por carrotanque, desde el Campo hasta la estación Araguaney; costos de transporte por oleoductos desde la estación de Araguaney hasta Coveñas; costos de almacenamiento en las diversas estaciones desde el descargue de los carro tanques hasta el almacenamiento y trasiegos en el puerto de exportación de Coveñas y los costos de comercialización y de Agenciamiento Aduanero para la exportación del volumen producido.

- **Costos de Mantenimiento de Obras Civiles**

Incluye los costos de mantenimiento a la infraestructura de las facilidades de superficie y carreteras de acceso al área de producción.

- **Resumen de presupuesto de CAPEX y OPEX**

A continuación esta el presupuesto de inversiones y costos de operación.

AÑO	CAPEX (Miles USD)				OPEX P50 (Miles USD)			Total Capex y Opex Miles USD
	Sísmica y Geología	Perforacion	Obras Civiles	Facilidades de Produccion	Total Capex	Producción y mantenimiento	Transporte y Comercialización	
2,003	1,121	0	0	0	1,121	0	0	1,121
2,004	10,849	1,147	670	0	12,666	0	0	12,666
2,005	1,300	14,201	3,968	0	19,469	0	0	19,469
2,006	782	34,425	1,923	0	37,130	0	0	37,130
2,007	1,077	3,047	9,382	0	13,507	1,048	108	14,663
2,008	6,748	51,245	14,707	1,003	73,703	0	0	73,703
2,009	7,618	8,019	2,498	63	18,198	0	0	18,198
2,010	67	541	1,489	11	2,109	881	161	3,151
2,011	36	161	252	0	449	801	155	1,405
2,012	0	40,453	475	3,725	44,653	2,094	6,947	53,694
2,013	0	16,726	50	1,850	18,626	2,130	18,538	39,295
2,014					0	2,162	19,447	21,609
2,015					0	2,194	19,739	21,933
2,016					0	2,226	20,035	22,261
2,017					0	2,258	19,929	22,187
2,018					0	2,291	18,576	20,868
2,019					0	2,325	10,475	12,800
2,020					0	2,359	3,190	5,549
Total	29,599	169,965	35,414	6,653	241,631	22,769	137,300	401,700

Tabla 16. Total presupuesto CAPEX y OPEX. (Fuente: El Autor)

8.4 Niveles de producción

Se consideraron tres niveles de producción: Escenario P50 (intermedio) con 9.98 Millones de barriles (MBLS), Escenario P10 (optimista) con 12.97 MBLS y Escenario P90 (pesimista) con 6.85 MBLS.

AÑO	P-10 BL	P-50 BL	P-90 BL
2012	542,000	533,300	513,000
2013	1,413,000	1,402,050	1,376,500
2014	1,460,000	1,449,050	1,423,500
2015	1,460,000	1,449,050	1,352,325
2016	1,460,000	1,449,050	1,138,800
2017	1,460,000	1,420,069	711,750
2018	1,460,000	1,304,145	213,525
2019	1,387,000	724,525	71,175
2020	1,241,000	217,358	42,705
2021	803,000	0	0
2022	292,000	0	0
TOTAL (BL OIL)	12,966,100	9,958,500	6,843,280

Tabla 17. Escenarios de producción. (Fuente: El Autor)

8.5 Precios de los Hidrocarburos

De acuerdo a proyecciones corporativas de la Operadora, para el periodo 2011-2022 se tomaron tres escenarios de precios de venta: Alto, Referencia y bajo.

AÑO	ALTO USD/ BI	REFERENCIA USD/ BI	BAJO USD/ BI
2,011	109	81	60
2,012	126	85	64
2,013	135	88	68
2,014	141	91	71
2,015	146	95	75
2,016	151	98	78
2,017	156	100	80
2,018	161	103	83
2,019	165	106	86
2,020	169	108	88
2,021	173	110	90
2,022	177	112	92

Tabla 18. Escenarios de precios de venta. (Fuente: El Autor)

8.6 Resultados y Conclusiones

Para el análisis de la viabilidad del proyecto, se utilizó el valor presente neto “VPN” con una tasa de descuento del 10%, la tasa interna de retorno mejorada “TIR.M” y el tiempo de pago de la inversión inicial “Pay-out”, para los diferentes escenarios de producción y precios. La tasa de oportunidad y TIR corporativa es del 10%.

8.6.1 Resultados de Evaluación - Escenario P-10

Corresponde a la evaluación del escenario de producción P10 (12.97 MBLS) bajo los tres escenarios de precios.

ESCENARIO DE PRODUCCION P10 (12.97 MBLS)				
Escenario de Precios	VPN @10% (USD)	TIR (%)	TIR.M (%)	Tiempo repago, años
Alto	477,324,097	50	24	2.5
Referencia	189,451,791	26	17	5
Bajo	80,118,660	17	13	7

Tabla 19. Evaluación para escenario de producción P10. (Fuente: El Autor)

Conclusión: En este escenario de producción P10, en todos los escenarios de precios, se obtienen resultados positivos en VPN@10%. La TIR Mejorada también supera el 10%, expectativa corporativa de la empresa.

8.6.2 Resultados de Evaluación - Escenario P-50

Corresponde a la evaluación del escenario de producción P50 (9.94 MBLs), bajo los tres escenarios de precios.

ESCENARIO DE PRODUCCION P50 (9.94 MBLs)				Tiempo repago, años
Escenario de Precios	VPN @10% (USD)	TIR (%)	TIR.M (%)	
Alto	346,999,414	48	24	2.5
Referencia	112,521,270	23	16	4.5
Bajo	20,830,064	12	11	7

Tabla 20. Evaluación para escenario de producción P50. (Fuente: El Autor)

Conclusión: En este escenario de producción P-50, combinado con los escenarios de precios, los resultados continúan positivos y aceptables en VPN y TIR Mejorada.

8.6.3 Resultados de Evaluación - Escenario P-90

Corresponde a la evaluación del escenario de producción P90 (6.84 MBLs) bajo los tres escenarios de precios:

ESCENARIO DE PRODUCCION P90 (6.84 MBLs)				Tiempo repago, años
Escenario de Precios	VPN @10% (USD)	TIR (%)	TIR.M (%)	
Alto	189,238,664	39	19	3
Referencia	18,363,684	13	11	5
Bajo	-51,345,697	2	7	-

Tabla 21. Evaluación para escenario de producción P90. (Fuente: El Autor)

Conclusión: En este caso, con excepción del escenario de precios Bajos, se obtiene resultados positivos de VPN y una TIR Mejorada aceptable para las expectativas de la empresa.

Los resultados positivos bajo este escenario, reflejan que el proyecto es viable aun en estas condiciones pesimistas de producción. Ver (Figuras 22-25 y Anexo 1)

9. Bibliografía

- AIP, 2011. Final report MPLT LOG, Condor-1
- Corelab, 2006. Resultados de análisis PVT de fluidos del pozo Cóndor-1.
- Corelab, 2007. Compendium for Basic and special analyses, Condor-1 well.
- Corelab, 2009. Compendium for Basic and special analyses, Condor-2st well.
- Halliburton, 2010. CASTV-CBL Log, Spectral Flow log. Temperature Log, Condor-1.
- INTERCOL, 1970. Extracto de reportes finales de perforación, geología y pruebas de formación de pozos, Guavio-1, Guavio-2 y Guavio-3.
- LUKOIL, 2006-2009. Reportes finales de perforación y de Mud logging, pozos Cóndor-1 y Cóndor-2st.
- LUKOIL, 2007. Analysis and Interpretation Of Condor-1 Well Productivity Investigations By Modern Hydrodynamic Methods (ID, PBC-PDC Methods)
- LUKOIL, 2010. Conclusions on the Results of Repeated Complex Hydrodynamic Test of Condor-1 Well.
- LUKOIL, 2010-2011. Reportes diarios de producción, pruebas extensas, Cóndor-1.
- LUKOIL, 2011. Conclusions on the Results of Repeated Complex Hydrodynamic Test of Condor-1 Well.
- MGU, 2010. Interpretación final cubo sísmico Guavio este 3D, en tiempo y profundidad
- Rowan, 2005. Reporte de interpretación sísmica 2D, bloque Cóndor.
- Ramirez, 2011. Determinación de los patrones de fracturamiento de la formación Mirador en el anticlinal del Guavio, mediante el análisis de imágenes de pozo. Implicaciones en la permeabilidad y productividad del reservorio.
- Schlumberger, 2006, Compendium for Wireline Logging, Condor-1 well.
- Schlumberger, 2006. PLT Interpretations, Condor-1
- TEXACO, 1981. Extracto de reportes finales de perforación, geología y pruebas de formación, pozo Medina-1. 12. Anexos