

EVALUACIÓN DE COMERCIALIDAD PARA UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE
CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO

GUSTAVO ALBERTO CARDONA SUAREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2013

EVALUACIÓN DE COMERCIALIDAD PARA UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE
CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO

GUSTAVO ALBERTO CARDONA SUAREZ

Trabajo de grado para optar el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director: Blas Rafael Montoya Noreña

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2013

CONTENIDO

Pag.

INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO TEÓRICO	16
1.1. ANÁLISIS ECONÓMICO	18
1.1.1. Flujo de caja.....	18
1.1.2. Inversión neta o inicial.	19
1.1.3. Costos.....	19
1.1.4. Ingresos.	19
1.1.5. Depreciación.	19
1.1.6. Impuestos.	19
1.1.7. Amortización.	20
1.1.8. Valor Presente Neto.....	20
1.2. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA.....	21
1.2.1. Distribuciones de Probabilidad.....	21
1.2.2. Simulación Montecarlo.....	22
2. CASO DE ESTUDIO	23
2.1. VISIÓN DEL ASOCIADO	24
2.1.1. Aceite original <i>in situ</i>	24
2.1.2. Reservas.....	25
2.1.3. Pronósticos de Producción	26
3. METODOLOGÍA	28
3.1. MODELO VOLUMÉTRICO	28
3.1.1. Estimación del volumen original para yacimientos de aceite	28
3.1.2. Factor de recobro en yacimientos de aceite	29
3.1.3. Perfiles de producción.....	31
3.2. MODELO ECONÓMICO	32
3.3. MODELO FINANCIERO	33

3.3.1.Bases de cálculo del modelo financiero	34
4.RESULTADOS	36
4.3.MODELO VOLUMÉTRICO	36
4.3.1.Estimación del volumen original <i>in situ</i>	36
4.3.2.Reservas.....	39
4.3.3.Perfiles de producción.....	41
4.4.MODELO ECONÓMICO	61
4.4.1.Capex.....	61
4.4.2.Opex.....	61
4.5.MODELO FINANCIERO	63
5.PLAN DE DESARROLLO	66
5.1.LECCIONES APRENDIDAS EN EL ÁREA:	66
5.2.ESTRATEGIA DE DESARROLLO	66
5.2.1.Perforación de pozos	67
5.2.2.Completamiento de pozos	68
5.2.3.Ingeniería de Producción	70
5.2.4.Facilidades de Producción	71
6. CONCLUSIONES	78
7. RECOMENDACIONES	79
8. BIBLIOGRAFÍA	80
9. ANEXO A	811

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Producción de crudo pesado en el mundo en Agosto de 2012	17
Figura 2. Reservas de Crudo en Colombia en el periodo 2010 - 2030.....	18
Figura 3. Caracterización Probabilística de Variables.	21
Figura 4. Modelo General de la simulación Montecarlo.....	22
Figura 5. Modelo de Simulación Numérica del asociado.....	25
Figura 6. Información Modelo Simulación del Asociado.....	26
Figura 7. Metodología a seguir	28
Figura 8. Rangos probabilísticos y la categorización de los recursos.....	31
Figura 9. Calculo Probabilístico del aceite originalmente in situ total.....	38
Figura 10. Análisis de sensibilidad del aceite originalmente in situ	39
Figura 11. Calculo probabilístico de reservas totales.....	40
Figura 12. Análisis de sensibilidad de las reservas	41
Figura 13. Ubicación de los Perfiles tipo	46
Figura 14. Perfiles de Producción.....	60
Figura 15. VPN calculado para el Proyecto	64
Figura 16. Análisis de sensibilidad del VPN	64
Figura 17. Eficiencia de la Inversión calculada para el proyecto.....	65
Figura 18. Análisis de sensibilidad a la EFI calculada para el proyecto.....	65
Figura 19. Completamiento típico Pozo Convencional	69
Figura 20. Diagrama de Bloque – Estación de Transferencia	74
Figura 21. Diagrama de Bloque – Modulo de tratamiento y bombeo	75
Figura 22. Diseño Planta de tratamiento de Agua suavizada.....	76

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Estimados de OOIP por subzona – Zona B. (Área 1416 Acres).....	24
Tabla 2. Pronósticos de Producción calculados por el socio.....	27
Tabla 3. Caracterización del área comercial.....	36
Tabla 4. Información del yacimiento obtenida en pozos exploratorios.....	37
Tabla 5. Factor volumétrico de aceite en pozos análogos	38
Tabla 6. Aceite Original in situ.....	38
Tabla 7. Caracterización del Factor de Recobro.....	39
Tabla 8. Reservas de Petróleo Calculadas (1036 Acres).....	40
Tabla 9. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 1	43
Tabla 10. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 2.....	43
Tabla 11. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 3.....	43
Tabla 12. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 4.....	43
Tabla 13. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 5.....	44
Tabla 14. Resumen de Ciclos de producción en Caliente.....	44
Tabla 15. Relaciones de Caudal en Caliente	45
Tabla 16. Declinaciones promedio de cada ciclo en Caliente	45
Tabla 17. Resumen de las características de los ciclos en Caliente.....	45
Tabla 18. Comportamiento de la producción en frio del perfil tipo 1.....	46
Tabla 19. Caracterización de la muestra de producción en frio del perfil tipo 1	47
Tabla 20. Pronóstico de producción del Perfil tipo 1.	47
Tabla 21. Comportamiento de la producción en frio del perfil tipo 2.....	48
Tabla 22. Caracterización de la muestra de producción en frio del perfil tipo 2	48
Tabla 23. Pronóstico de producción del Perfil tipo 2.	49
Tabla 24. Comportamiento de la producción en frio del perfil tipo 3.....	50
Tabla 25. Caracterización de la muestra de producción en frio del perfil tipo 3	51
Tabla 26. Pronóstico de producción del Perfil tipo 3.	51
Tabla 27. Comportamiento de la producción en frio del perfil tipo 4.....	53

Tabla 28. Caracterización de la muestra de producción en frio del perfil tipo 4	53
Tabla 29. Pronóstico de producción del Perfil tipo 4.	53
Tabla 30. Comportamiento de la producción en frio del perfil tipo 5.....	55
Tabla 31. Caracterización de la muestra de producción en frio del perfil tipo 5	55
Tabla 32. Pronóstico de producción del Perfil tipo 5.	56
Tabla 33. Caracterización de la probabilidad de éxito en la perforación de Pozos	58
Tabla 34. Muestra utilizada para estudio de confiabilidad.....	58
Tabla 35. Tiempos promedios de falla y reparación.....	59
Tabla 36. Confiabilidad del sistema de producción	60
Tabla 37. Capex estimado del proyecto	61
Tabla 38. Opex estimado del proyecto	63
Tabla 39. Flujos de Caja Esperados del proyecto	81

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A.....	81
--------------	----

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE COMERCIALIDAD PARA UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO¹

AUTOR: CARDONA SUÁREZ, Gustavo Alberto **

PALABRAS CLAVE: Evaluación de comercialidad, simulación Montecarlo, reservas, pronósticos de producción, evaluación económica, plan de desarrollo

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo muestra los resultados de la evaluación de comercialidad de un campo productor de crudo pesado ubicado en el Magdalena medio Colombiano; La metodología desarrollada en esta evaluación aplica simulación Montecarlo usando *Crystal Ball*® para caracterizar las variables volumétricas, económicas y financieras del modelo para obtener resultados probabilísticos.

Dentro de los escenarios de incertidumbre planteados, se tiene en cuenta la información adquirida en 6 pozos exploratorios y algunos pozos cercanos al área de estudio; en la generación de los pronósticos de producción se tuvieron en cuenta factores como la confiabilidad del sistema y la probabilidad de éxito en la perforación de cada uno de los pozos de desarrollo, también se tiene en cuenta la probabilidad de tener sobrecostos en la ejecución del proyecto y la variación del precio del crudo en un rango entre 50 y 80 USD /Bl.

Los resultados de la evaluación muestran que el proyecto tiene una alta probabilidad de generar valor para los socios ya que el VPN esperado del proyecto es de 18,2 MUSD con un factor de riesgo cercano al 11%, incorporando 7.5 MMBOPD en reservas P1.

En el Capítulo 5 del trabajo se propone un plan de desarrollo para el Campo acorde a los presupuestos y pronósticos de producción, de tal manera que permita alcanzar los resultados esperados.

* Monografía

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Blas Rafael Montoya Noreña

ABSTRACT

TITLE: COMMERCIALITY EVALUATION FOR A HEAVY OIL PRODUCTION FIELD IN THE MIDDLE MAGDALENA COLOMBIA BASIN¹

AUTHOR: CARDONA Suarez, Gustavo Alberto²

Keywords: Commerciality evaluation, MonteCarlo simulation, reserves, production forecasting, economic evaluation, development plan

DESCRIPTION:

This paper shows the results of the assessment of commerciality for a heavy oil producing field located in the Middle Magdalena Colombia Basin. The methodology developed in this assessment applies MonteCarlo simulation using Crystal Ball ® to characterize the volumetric, economic and financial variables in the model to get probabilistic results.

Within the uncertainty posed scenarios, taking into account information acquired from six exploration wells and some wells near the area, in the generation of production forecasts took into account factors such as the reliability of the system and the probability of drilling success in each one of the development wells, also takes into account the probability of cost overruns in project implementation and the change in oil prices in a range between 50 and 80 USD / barrel.

The results of the evaluation show that the project has a high probability of generating value for shareholders and that the expected NPV of the project is 18.2 MUSD with a risk factor of close to 11%, adding 7.5 MMBOPD in P1 reserves.

In Chapter 5 of the paper proposes a field development plan in line with budgets and production forecasts, such a way that will achieve the desired results.

¹ Monograph

² School of Physicochemical sciences. Petroleum Engineering Department. Hydrocarbon Management specialization . Director: Blas Rafael Montoya Noreña

GLOSARIO

AFE: Autorization for Expenditures. Es el presupuesto Oficial para realizar un trabajo de Perforación y/o Workover.

Capex: Capital Expenditures. Todas las inversiones de Capital, generalmente está asociada al dinero empleado en la perforación de pozos, construcción de facilidades, estudios especiales, licenciamientos ambientales y todos los costos que implican la puesta en marcha de un proyecto petrolero.

Opex: Operative Expenditures. Todos los costos relacionados a la operación del campo, se calcula descontando del costo total de producción los costos no desembolsables tales como, amortización, agotamiento, depreciación, abandono, etc.

Lifting Cost : Costo de Levantamiento. Indicador que expresa la relación entre el OPEX y la producción del campo.

Índice de Falla: Indicador estadístico que mide la frecuencia. Se Calcula como el porcentaje de tiempo activo en un periodo de tiempo determinado.

Servicio a Pozo: Toda intervención realizada al pozo con el objetivo de realizar mantenimientos preventivos o correctivos.

Factor de Servicio: Indicador que mide la eficiencia de un equipo en términos del tiempo. Se Calcula como el porcentaje de tiempo activo en un periodo de tiempo determinado.

Producción diferida: Volumen de petróleo dejado de producir a causa de fallas en el pozo.

Límite Económico: se define como el tiempo en el cual el flujo de caja operativo (después de regalías), pasa a ser negativo.

MBOP: Millones de barriles de aceite por día.

KBOPD: Miles de barriles de aceite por día.

BOPD: Barriles de aceite por día

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética. Adscrita al ministerio de minas y Energía

ANH: Agencia nacional de Hidrocarburos. Agente regulador de la cadena de hidrocarburos, adscrita al ministerio de minas y Energía

INTRODUCCIÓN

La declaración de comercialidad de un campo se da cuando los socios de un proyecto petrolero, después de un largo proceso de exploración, identifican oportunidades de generación de valor a través de las reservas de petróleo que se puedan recuperar en el nuevo yacimiento; sin embargo, en el proceso de valoración del Campo generalmente existen altos grados de incertidumbre y altos riesgos asociados a factores como las inversiones de capital, incertidumbre en los tiempos de recobro de la inversión, riesgos geológicos, riesgos del mercado, entre otros factores que hace necesario adquirir mayor información que permita minimizar la incertidumbre de las variables y mitigar el riesgo del proyecto, no obstante, adquirir más información significa mayores costos. Por este motivo la evaluación bajo escenarios de incertidumbre es una herramienta muy útil en la valoración de reservas y de proyectos de inversión ya que muestra rangos de probabilidad de ocurrencia de los eventos caracterizados y permite analizar cuáles son las variables que más incertidumbre aportan al modelo.

La toma de decisiones en escenarios de incertidumbre, es una metodología pocas veces usadas en Ecopetrol para la evaluación de proyectos de inversión, debido principalmente a que las herramientas oficiales de la compañía, utilizadas en la evaluación de proyectos se apoyan en modelos determinísticos; sin embargo, esta es una metodología que tiende a cambiar y el camino propuesto para el mediano y corto plazo es tomar decisiones basados en herramientas probabilísticas y bajo escenarios de incertidumbre.

Mediante este trabajo, se desarrolla una metodología que permite establecer probabilísticamente los cálculos de petróleo originalmente en sitio, perfiles de producción bajo condiciones de inyección cíclica de vapor, factor de recobro, inversiones de capital (capex) e inversiones operacionales (opex), integrándolos en una evaluación económica- probabilística que servirá de apoyo en la toma de decisiones para la declaración de comercialidad de un Campo productor de crudo pesado en el Magdalena Medio Colombiano

1. MARCO TEÓRICO

El desarrollo de los crudos pesados y extra pesados tomó vuelo a finales del siglo pasado y se ha acelerado particularmente en los últimos cuatro años con el resurgimiento en la escena mundial de las grandes reservas de Venezuela y Canadá. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por factores como la menor disponibilidad de crudos livianos y el surgimiento de avances tecnológicos que han reducido los costos de producción en las áreas de explotación.

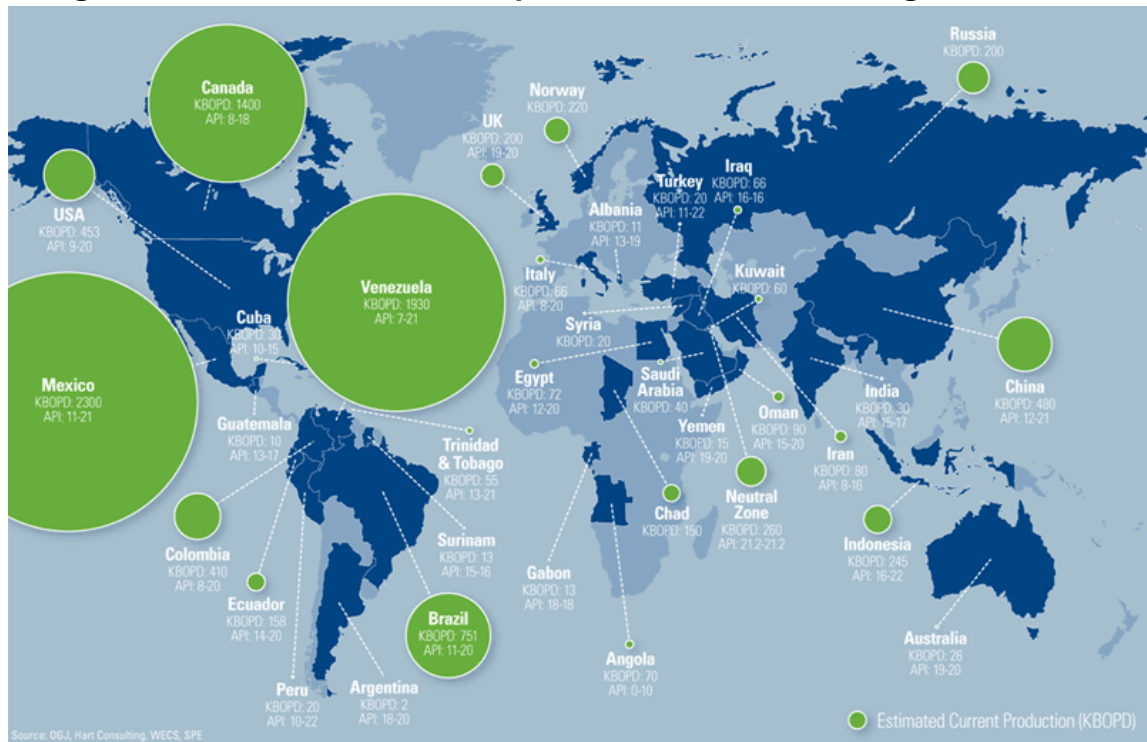
De acuerdo con TREVIÑO¹ el 64% de las reservas mundiales corresponden a crudos extra pesados y el 36% a petróleos convencionales. Así mismo, los especialistas calculan que aproximadamente el 90% del crudo extra pesado en el mundo se encuentra en el yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco, mientras que el 90% de las existencias de bitumen natural se alojan en las arenas bituminosas de Atabasca, en la provincia canadiense de Alberta¹.

Para el mundo, y especialmente para los países de América Latina, las reservas de crudo pesado se han convertido en recursos estratégicos, más aún si se tiene en cuenta que las posibilidades de encontrar yacimientos gigantes de crudo liviano son cada vez más escasas. El principal desafío en el crudo pesado no se encuentra en la búsqueda de recursos, sino en la capacidad de una empresa petrolera para extraer, recuperar, producir y vender los crudos pesados dentro directrices económicas (a menudo cambiantes) y con un impacto ambiental mínimo.

Como lo muestra la Figura 1. En la Actualidad los principales países productores de crudo pesado en el mundo son México, Venezuela y Canadá con producciones de crudo entre los 1,5 y 2,3 MBOPD.

¹ TREVIÑO, Manuel, Futuro pesado Venezuela y Canadá son el boom con sus crudos y bitúmenes, Revista Carta Petrolera; Ecopetrol EDICIÓN 114 Abril- Mayo 2006.

Figura 1. Producción de crudo pesado en el mundo en Agosto de 2012



Worldwide Heavy Oil Production by Country

Fuente: Schlumberger²

La producción de crudos pesados en Colombia en el 2012 ronda los 450 KBOPD y representa el 45% del total Nacional³. De acuerdo a las estadísticas de agencias gubernamentales como la UPME y la ANH, el potencial de crudos pesados en un escenario base (2010-2030) sería alrededor de los 6232 MMBLS como se muestra en la figura 2.

Las estrategias del Gobierno Nacional para la explotación de campos de crudos pesados se ha basado en incentivos para su explotación con menores regalías (25% menos); contratos TEA especiales, ronda Colombia 2008 (especial para crudos pesados, bloques CPO 15 y CPO8 en zonas de frontera); implementación de nuevas tecnologías en Campos existentes³.

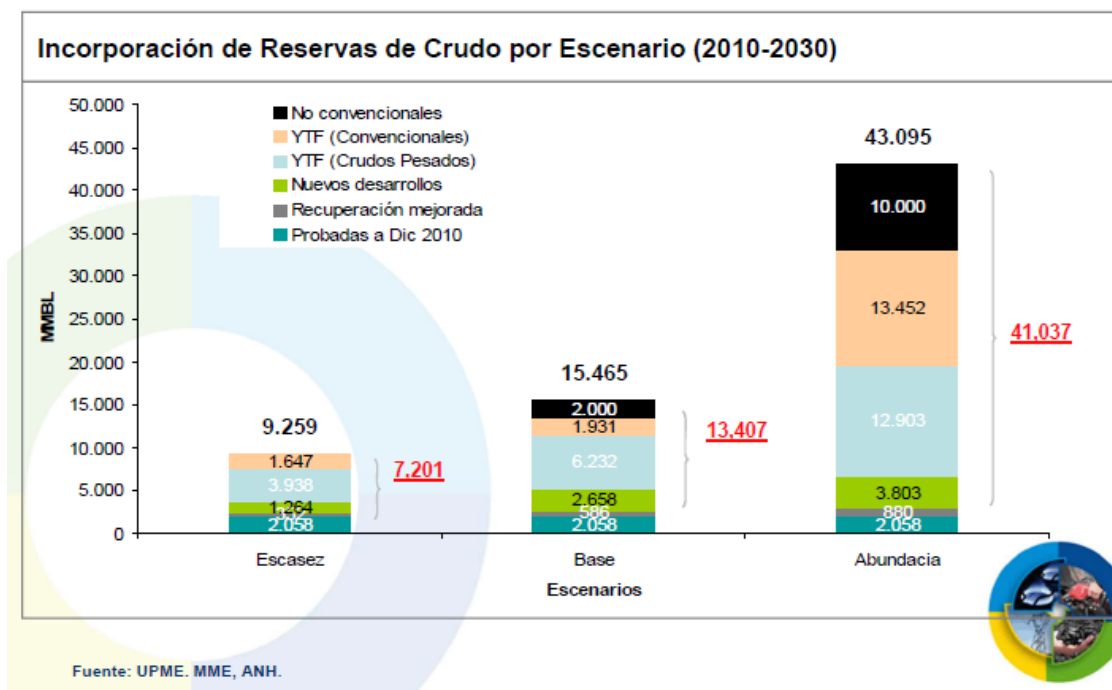
Los crudos pesados, comenzaron a cobrar mayor importancia a partir del año 2000 entre las opciones de crecimiento y negocio de Ecopetrol, donde la

² http://www.slb.com/services/technical_challenges/heavy_oil.aspx

³ VERA DÍAZ, JULIO CESAR, Exploration of Colombia's new frontiers –pinpointing untapped reserves & developing mature fields to realise maximum production

producción de crudos pesados se ha concentrado principalmente en los llanos orientales y en el Magdalena medio⁴.

Figura 2. Reservas de Crudo en Colombia en el periodo 2010 - 2030.



Fuente: Minminas.gov.co²

1.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

Cuando se toma la decisión de realizar en el campo cualquier actividad que requiera el uso de recursos económicos, es necesario evaluar con criterios de rentabilidad todas las variables que en este intervienen, con el fin de establecer si se crea valor y si generara al inversionista las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecido previamente. Para profundizar en el análisis económico se hace necesario conocer las siguientes definiciones⁵:

1.1.1. Flujo de caja.

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de

⁴ En el Corazón del Magdalena, Revista Carta Petrolera; Ecopetrol EDICIÓN 109 julio – agosto

⁵ Tomadas de LOBO EDUARDO, Evaluación económica del desarrollo de fracturamientos hidráulicos realizados en el Campo Cantagallo 2005-2008

una empresa o cualquier proyecto. En la estimación del flujo de efectivo deben considerarse factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto.

1.1.2. Inversión neta o inicial.

La inversión es la etapa inicial de un proyecto, en ella están incluidos todos los costos en que se incurren por la construcción, promoción y desarrollo de un proyecto.

1.1.3. Costos

Los costos son el gasto económico que representa la fabricación de un producto o la prestación de un servicio. Los costos pueden ser generados al comprar equipo, por impuestos o regalías, mantenimiento de equipo, pago de nominas, etc.

1.1.4. Ingresos.

Los ingresos hacen referencia a todas las entradas económicas que recibe un proyecto, organización, gobierno, etc. Cuando una empresa vende su producción o sus servicios a un cliente, el valor de la compra, pagada por el cliente, es el ingreso percibido por la empresa.

1.1.5. Depreciación.

La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los bienes, de manera que se conserve la capacidad operativa o productiva del ente público.

1.1.6. Impuestos.

El impuesto es la prestación de dinero o especie que establece el Estado conforme a la ley, con carácter obligatorio, a cargo de personas físicas y morales

para cubrir el gasto público. La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son las regalías y el impuesto sobre la renta.

1.1.7. Amortización.

Termino económico y contable, referido al proceso de distribución en el tiempo de un valor duradero.

1.1.8. Valor Presente Neto

El Valor Presente Neto (NPV) cuantifica el valor actual de un Proyecto cuyo Flujo de Caja Neto (Net Cash Flow - NCF) es comparado con una inversión normal (Comúnmente bancaria) y descontado a un punto de referencia común. Normalmente un año.

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 1.}$$

De donde:

FDC = Ganancias netas – Impuestos.

i =Tasa Interna de Retorno.

Se llama así a la Tasa de Descuento necesaria para que los Valores Presente de Flujo de Caja saliente y entrante sean iguales. Es decir, es aquella Tasa de Descuento cuyo Valor Presente Neto es cero (NPV = 0). También es conocida como la tasa de rentabilidad

La relación entre las inversiones iniciales y el VPN es una medida de la eficiencia financiera y nos indica que tanto crecerá el dinero en una inversión; este criterio es utilizado en la toma de decisiones cuando se tiene un amplio portafolio de oportunidades y una cantidad limitada de recursos.

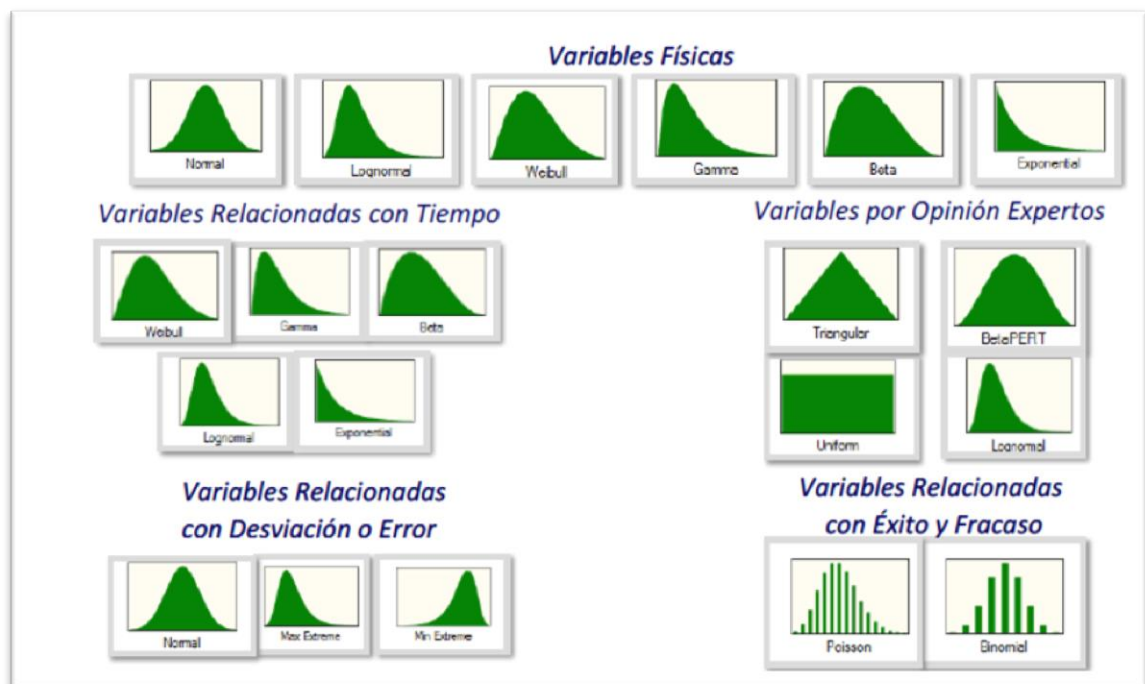
1.2. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA

La Estadística Descriptiva⁶ es la ciencia que se ocupa del estudio de la variación, dispersión o incertidumbre de un tipo especial de variables conocidas como Variables Random, Variables Aleatorias, Variables Dispersas o Variables Distribuidas; la Estadística Descriptiva se apoya en herramientas matemáticas conocidas como Distribuciones de Probabilidad y en indicadores de comportamiento de los datos conocidos como estadísticas de la variable aleatoria que en conjunto permiten organizar, describir, representar matemática y gráficamente la información sobre este tipo de variables y cuantificar su incertidumbre.

1.2.1. Distribuciones de Probabilidad

Las Distribuciones de Probabilidad, son modelos gráficos que relacionan los diversos probables valores que puede tomar una variable random, con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos probables valores.

Figura 3. Caracterización Probabilística de Variables.



Fuente: R2M⁶

⁶ Tomado de: Análisis de Riesgo en Exploración y producción. R2M. Modulo I: Básico de probabilidad y estadística descriptiva

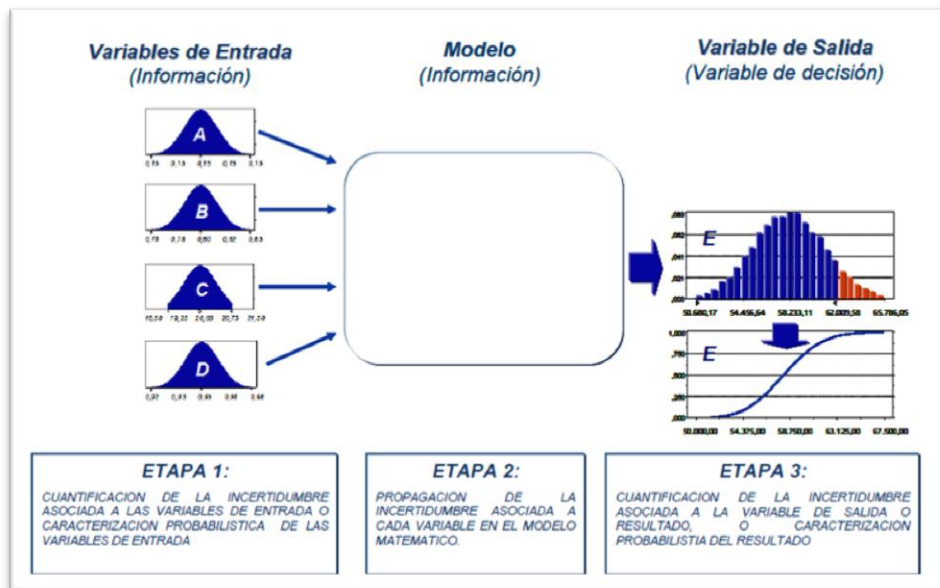
1.2.2. Simulación Montecarlo

El método Montecarlo es un método numérico que permite resolver problemas físicos y matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias. En la figura 4 se muestra el modelo general usado por la simulación Montecarlo

*Reglas de Oro de la Simulación de Montecarlo*⁷:

- ✓ Apropiaada selección de las distribuciones que caracterizan las variables de entrada y los parámetros del modelo.
- ✓ Adecuado truncamiento de las variables de entrada.
- ✓ Verificar la dependencia probabilística entre las variables y considerar los correspondientes factores de correlación
- ✓ Modelar las variables probabilísticamente

Figura 4. Modelo General de la simulación Montecarlo.



Fuente: R2M⁶

⁷ Sugeridas en Análisis de Riesgo en Exploración y producción. R2M. Modulo I: Básico de probabilidad y estadística descriptiva

2. CASO DE ESTUDIO

El Campo en evaluación "A", pertenece a la modalidad de Contrato de Asociación 50/50, está ubicado en la cuenca del valle medio y produce crudo pesado mediante la inyección cíclica de vapor. La descripción geológica comenzó con la evaluación y revisión de 83.6 km de sísmica 2D adquiridos durante los años 2001, 2003 y 2008, del cual 45.7 km cubren el área solicitada. Con esta información se ha logrado detallar el marco estructural sobre el cual se enmarcan los yacimientos, caracterizado por un monoclonal con dirección SW-NE y suave buzamiento hacia el Sureste y afectado principalmente por la Falla Velasquez y Falla Girasol, siendo estas la principal responsable del entrapamiento de aceite en el Oligoceno. En el campo "A", los yacimientos comerciales se encuentran dentro de la Zona B, las cuales son arenas no consolidadas, se ha subdividido en 4 subzonas (denominadas Zona 2, 3 y 4) para una mejor caracterización petrofísica y optimización del completamiento, sin embargo solo las Zonas 2 y 4 son realmente prospectivas bajo el área solicitada y por consiguiente el objetivo geológico de los pozos propuestos.

Entre los rasgos más importantes de los yacimientos en el Campo "A" está el carácter poco consolidado de las arenas productoras, con porosidades que están en un orden del 25%, permeabilidades entre 150 miliDarcys (mD) y 1000 mD, saturación de aceite del 60% y espesor neto petrolífero (net pay) entre 40 y 150 pies. La energía inicial del yacimiento esta alrededor de 700 y 1000 psi con un Rs entre 40 y 60 PCS/barril. La gravedad API varía entre 13 y 14 grados, y la viscosidad entre 400 Cp y 1500 Cp a condiciones de yacimiento.

Con el fin de someter a solicitud de comercialidad el campo, se perforaron 6 pozos exploratorios dentro del área evaluada entre Septiembre-2009 y Diciembre-2010, con una producción inicial en frio de aceite estimada entre 20 y 35 bbl/dia dependiendo del espesor neto abierto y la ubicación del pozo. Del mismo modo, la producción inicial en caliente ha estado ente 90 y 130 bbl/dia.

El desarrollo comercial del área se ha realizado por fases y actualmente se han perforado 110 pozos en la fase 1(Campo B) y 178 pozos de desarrollo en Fase 2 (Campo C); con la información recopilada en la perforación de 6 pozos exploratorios, el asociado solicita a Ecopetrol, la extensión de comercialidad para la Fase 3 (Campo A) en un área de 1416 Acres y un petróleo original en sitio

(OOIP) estimado en 164 MBLS con 17.5 MBLS recuperables usando estimulación térmica.

2.1. VISIÓN DEL ASOCIADO

A continuación se resumen los resultados Volumétricos, OOIP, reservas y pronósticos de producción, presentados por el asociado en la solicitud de comercialidad y que servirán como un punto de vista diferente en un escenario de alta incertidumbre.

2.1.1. Aceite original *in situ*

El OOIP más probable estimado para el área en evaluación, con Plan de Desarrollo propuesto de 1416 acres, se calculó en 54.48 MMBLS para Zona 4 y 109.49 MMBLS para Zona 2, para un total de 164 MMBLS a partir de interpolación de mapas. Se ha establecido un factor de recobro estimado en 9.57% al 2021 (fecha de finalización del contrato de asociación), para un escenario de producción en condiciones de estimulación con vapor. Este factor de recobro se obtuvo teniendo en cuenta la experiencia de campos análogos, simulación numérica y simulación analítica.

En la Tabla 1 se presenta la comparación de los estimados de OOIP calculados por el socio y presentados como parte del estudio de comercialidad, utilizando dos métodos diferentes para el cálculo volumétrico, presentando una diferencia en el estimado total del OOIP para la zona B inferior al 8%

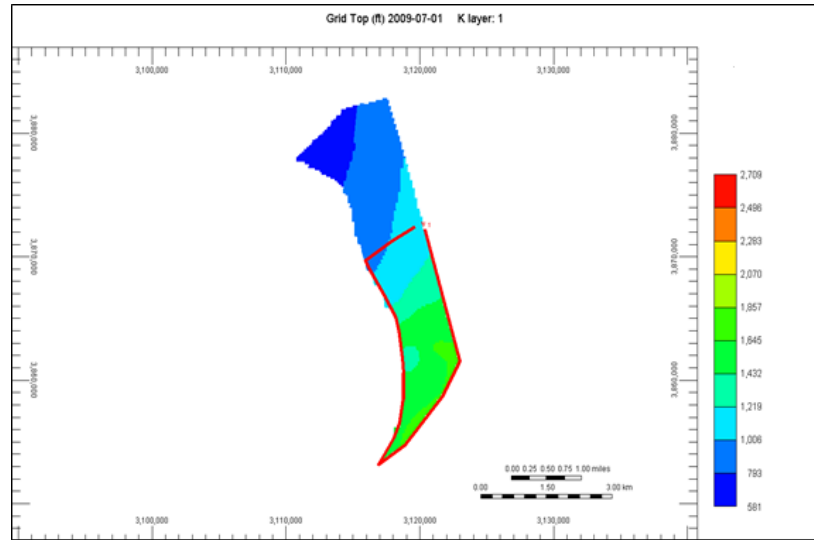
Tabla 1. Estimados de OOIP por subzona – Zona B. (Área 1416 Acres)

Subzona	OOIP [BlS]	
	Formula	Mapas
Zona 2	121.5	109.49
Zona 4	28.9	54.48
Total	150.4	163.97

Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

En general, estos resultados comparan favorablemente con los obtenidos a partir del modelo utilizado en la Simulación Numérica de Yacimientos para el Campo A , Figura 5

Figura 5. Modelo de Simulación Numérica del asociado.



Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

De acuerdo con este modelo, el OOIP para el área enmarcada en rojo, solicitada para esta comercialidad, es de 161.9 MMBIs; con un porcentaje de error entre el 3 – 8% comparando con los cálculos mostrados anteriormente.

2.1.2. Reservas

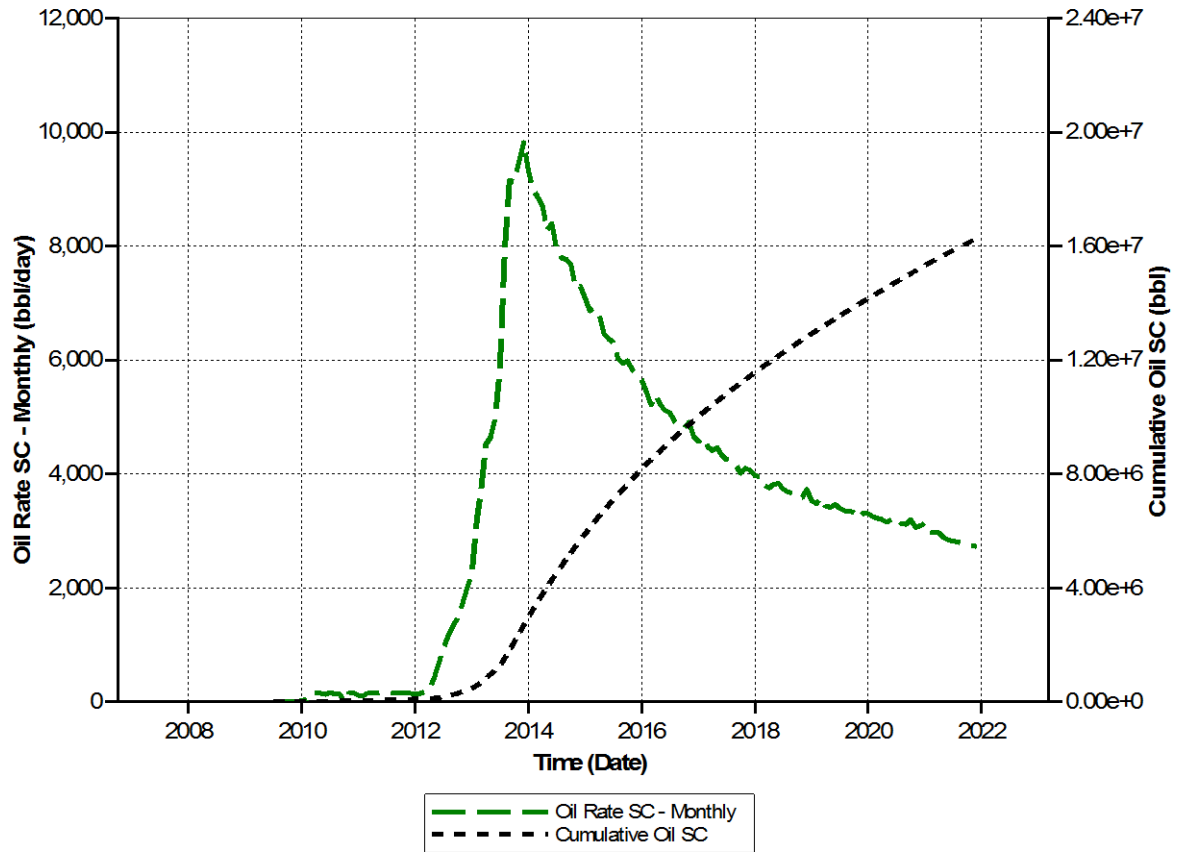
Las reservas de petróleo fueron estimadas volumétricamente y por analogías con base en experiencias observadas en campos vecinos de características estructurales, estratigráficas, petrofísicas y de fluidos similares a las del Campo A, así:

Para el escenario bajo inyección cíclica de vapor, se consideraron los factores de recobros actualmente alcanzados en proyectos de producción cercanos al área, yacimientos de Zona B de características relativamente similares y que también pertenecen al mismo contrato de asociación, en los cuales se vienen aplicando las mismas estrategias de explotación proyectadas para el Campo A. En los campos mencionados, los recobros alcanzados a la fecha son del orden del 18 al 20%.

Del análisis de los resultados obtenidos a partir de simulación numérica de yacimientos, se pudo establecer que el factor de recobro proyectado bajo el escenario de producción en caliente para el Campo A, es del orden del 10.0%. Lo anterior indicaría que las reservas estimadas a recuperar a Noviembre del 2021 para OOIP determinado por simulación de 161.9 MMBIs son de 16.3 MMBIs aproximadamente.

Estas cifras comparan favorablemente con los resultados obtenidos en el modelo Simulación Numérica de Yacimientos (simulador CMG) para el Campo A, Figura 6.

Figura 6. Información Modelo Simulación del Asociado



Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

2.1.3. Pronósticos de Producción

En la Tabla 2 se presentan los pronósticos de producción realizados por el asociado y que sirvieron de cálculo en su modelo financiero

Tabla 2. Pronósticos de Producción calculados por el socio.

PROMEDIO ANNUAL BOPD			
YEAR	OIL	WATER	FLUID
2012	243	41	283
2013	1809	778	2587
2014	3315	1566	4943
2015	4017	2084	6138
2016	4551	2493	7068
2017	4554	2613	7159
2018	4050	2396	6422
2019	3586	2152	5723
2020	3266	1985	5239
2021	2984	1833	4806

Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

De acuerdo a la tabla 2, el pico de producción se producirá entre los años 2016 y 2017 con un valor cercano a los 4551 BOPD. El pronóstico fue realizado hasta 2021, fecha en la cual termina el contrato de asociación.

3. METODOLOGÍA

La Figura 7 muestra la metodología a seguir en la evaluación de comercialidad; esta metodología se construye con grupos interdisciplinarios con el fin de obtener los resultados volumétricos y económicos que se puedan llevar al modelo financiero para el cálculo del VPN, riesgo y eficiencia de la inversión.

Figura 7. Metodología a seguir.



Fuente: El autor

3.1. MODELO VOLUMÉTRICO

3.1.1. Estimación del volumen original para yacimientos de aceite

El procedimiento se inicia con la selección del Método Volumétrico para la estimación del Volumen Original de Hidrocarburos y Reservas, el cual viene representado por el siguiente modelo matemático:

$$\text{Donde: } OOIP = \frac{7758.A.h.\Phi.(1-S_w)}{Bo} \quad \text{Ecuación 2.}$$

OOIP, Volumen Original de Aceite en Sitio, en MMBls.

A= Área del yacimiento, en Acres.

h= Espesor promedio, en metros.

Φ = Porosidad promedio, en fracción adimensional.

Sw= Saturación de agua inicial promedio, en fracción adimensional.

Bo= Factor volumétrico de aceite inicial, en bls / stbls (BY / BN).

El método volumétrico es uno de los métodos más usados para la estimación de volúmenes originales, empleándose en las etapas iniciales cuando se comienza a conocer al campo o yacimiento. Se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento; debido a que todas las variables tienen algún grado de incertidumbre, se hace necesaria una caracterización de cada variable y aplicar un modelo probabilístico para la estimación del petróleo originalmente en sitio.

3.1.2. Factor de recobro en yacimientos de aceite

La recuperación de hidrocarburos del yacimiento depende de factores, tales como variaciones en las propiedades físicas de la roca, propiedades de los fluidos, tipo de mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento, ritmo de extracción y del proceso de explotación.

Así para cada campo la localización y el número de pozos, los caudales de producción y el proceso de explotación son las variables principales que establecen la obtención de los mayores porcentajes de recuperación de hidrocarburos. En general, los factores de recobro se pueden estimar a partir de expresiones matemáticas propuestas en la literatura o de acuerdo al comportamiento de campos análogos.

Las variables que tienen incertidumbre se deben modelar de acuerdo a su distribución probabilística, cuando se tienen datos suficientes, se puede hacer una caracterización de la muestra y determinar el tipo de distribución estadística que mejor modele el comportamiento de la variable; cuando se tiene poca cantidad de datos disponibles (evidencia escasa o poco robusta) se puede aplicar el teorema de Bayes, con el fin de construir una nueva distribución probabilística más robusta; Cuando la muestra es mayor a 14 datos, el software *Crystal ball*® puede realizar la caracterización y mostrar el mejor ajuste; cuando la muestra es menor a 14 datos, se debe utilizar software diferente; en este caso se utiliza el software *RARE*®

El procedimiento del cálculo probabilístico de reservas se resume en las siguientes etapas⁸:

- ✓ Caracterizar probabilísticamente las variables de entrada al modelo: Área (A), Espesor (h), Porosidad (Φ), Saturación de agua (S_{wi}), Factor de Recuperación (Fr)
- ✓ Verificar la existencia y dimensionar la fortaleza de las correlaciones probabilísticas entre las variables de entrada al modelo.
- ✓ Propagar mediante la Simulación de Montecarlo la incertidumbre de A, h, S_{wi} , y FR, para encontrar la distribución de probabilidades de los Volúmenes Originales y las Reservas recuperables. Una vez conocidas las distribuciones de probabilidades de Volúmenes Originales y las Reservas recuperables se calcularán parámetros de interés como la media, la moda y los percentiles 10, 50 y 90.
- ✓ Realizar un Análisis de Sensibilidad a las distribuciones resultantes, para dimensionar la contribución de la incertidumbre de cada una de las variables de entrada, en la variable de salida

$$\text{Reservas} = \text{OOIP} \times \text{Factor de Recobro}$$

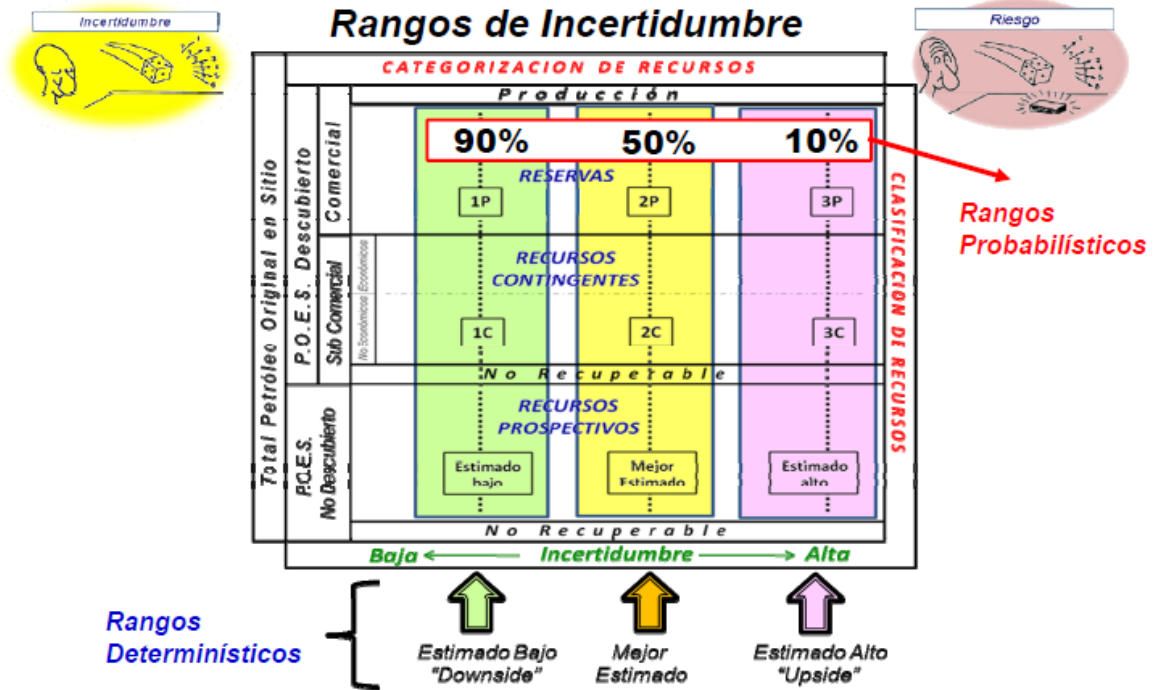
Ecuación 3

La SPE provee guías o referencias para representar los rangos de incertidumbre mediante métodos determinísticos y probabilísticos en la evaluación de recursos y de cómo estos deben ser reflejados en la categorización de las reservas.

La figura 8. Ilustra los rangos probabilísticos de acuerdo a la categorización de los recursos; así cuando hablamos de reservas 1P (probadas) corresponden a un nivel probabilístico del 90%; las 2P (probables) al 50% y las 3P(posibles) al 10%.

⁸ Tomado de Análisis de Riesgo en Exploración y producción. R2M. Parte I: Análisis de riesgo en la estimación de reservas

Figura 8. Rangos probabilísticos y la categorización de los recursos.



Fuente: R2M⁸.

3.1.3. Perfiles de producción

Para la construcción de los perfiles de producción, se utiliza información de pozos exploratorios y análogos en el área, se declina la producción de acuerdo a la curva exponencial como lo muestra la ecuación 3. Y se determina el caudal en frío; en este caso como se estimulan los pozos con inyección de vapor en ciclos promedio de 6 meses, se deberá considerar los escenarios de producción tanto en frío como en caliente utilizando la misma ecuación 4 pero con diferentes parámetros de acuerdo al escenario.

$$Q = Q_0 * e^{-D_i} \dots\dots$$

Ecuación 4

Donde:

- Q es el pronóstico de la tasa de producción
- Q₀ es la tasa de producción del mes anterior
- D_i es la tasa de declinación del pozo.

Con el fin de determinar el comportamiento de la producción en los ciclos de inyección, se utilizará como referencia el desempeño de campos análogos en la Asociación. Con este fin seguimos el siguiente procedimiento:

- ✓ Caracterizar el comportamiento de la producción en cada uno de los ciclos de Inyección en los pozos análogos (escenario de pozo en caliente)
- ✓ Determinar la relación de los caudales pico después de cada Estimulación; es decir, $Q(n+1)/Q(n)$, donde n es el número del ciclo de estimulación
- ✓ Determinar las declinaciones típicas de cada Ciclo de estimulación.
- ✓ Establecer pozos tipo de acuerdo a las características del área y la información disponible en cada sector del yacimiento.
- ✓ Para cada pozo tipo, determinar por medio de los pozos análogos la información de Q_0 y D_i de acuerdo a los percentiles de la muestra de datos (P90, P50, P10) y caracterizarlo de acuerdo a la distribución probabilística de la muestra.
- ✓ Establecer los escenarios de producción en frío y en caliente de acuerdo a los datos de Q_0 y D_i hallados para cada caso.
- ✓ Hallar la confiabilidad del sistema de producción, basado en el historial de producción y tiempos de falla de campos o pozos análogos
- ✓ Hallar la probabilidad de éxito en cada pozo de la campaña de perforación.
- ✓ Hallar el pronóstico de producción, multiplicando el pronóstico de producción en frío y en caliente por la probabilidad de éxito en la perforación de cada pozo y la confiabilidad esperada del sistema de producción.

3.2. MODELO ECONÓMICO

Para la estimación de los parámetros económicos se siguió la siguiente metodología:

- ✓ Estimar el CAPEX del proyecto y caracterizar la distribución probabilística de acuerdo a la distribución triangular. Donde el valor más

probable es el calculado en el presupuesto oficial del proyecto, el valor mínimo se asume como el porcentaje de ahorros alcanzable o alcanzado en proyectos de iguales características y valor máximo se asume como el porcentaje de sobrecostos alcanzados en proyectos similares

- ✓ Estimar el OPEX del proyecto y caracterizar la distribución probabilística de acuerdo a la distribución triangular. Donde el valor más probable es el calculado en el presupuesto oficial del proyecto, los valores máximo y mínimo se asumen como los valores esperados u observados en proyectos similares de posibles de ahorros (mínimo) y sobrecostos (máximo).

- ✓ Con el fin de evaluar múltiples escenarios de precios del crudo, se asume una distribución probabilística triangular con un valor más probable de 65 USD/BI valor mínimo de 50 USD/BI y un valor máximo de 80 Usd/BI. A este precio se realiza el descuento por penalizaciones de calidad (8 USD/BI es el valor de referencia para la asociación) y el descuento por transporte (4 USD/BI para nuestro caso).

3.3. MODELO FINANCIERO

El modelo financiero proyecta los flujos de caja durante la vida útil del proyecto; tiene en cuenta los ingresos, egresos, amortizaciones, depreciaciones, participación de la Compañía en el negocio y las tasas impositivas como regalías y e impuesto de renta. Basados en estos flujos de caja, se calcula el VPN del proyecto, la eficiencia financiera y el riesgo financiero del proyecto como la probabilidad que el $VPN < 0$.

El flujo de caja se construye de acuerdo a las siguientes relaciones:

- ✓ Utilidad operacional = Ingresos por la venta del crudo menos Egresos Operacionales (Opex, consumos de diluyente para el transporte del crudo y regalías) [EBITDA]

- ✓ Calcular la utilidad antes de impuestos (U.A.I) descontando del EBITDA las depreciaciones, amortizaciones y costo de abandono de pozos del periodo.
- ✓ Calcular la utilidad después de impuestos (U.D.I), se halla el valor a pagar de impuestos cada año (U.A.I multiplicado por la tasa impositiva del 33%) y se resta de la U.A.I.
- ✓ Hallar el flujo de Caja del proyecto, a la utilidad después de impuestos (U.D.I) se resta el valor de las inversiones y se suman las depreciaciones y amortizaciones.

Con estos flujos de caja encontrados, se calcula el VPN del proyecto teniendo en cuenta las siguientes bases de cálculo.

3.3.1. Bases de cálculo del modelo financiero

3.3.1.1. Regalías

Se considera un régimen de regalías escalonadas de acuerdo a la Ley 756 de 2002, donde se establecen las siguientes fórmulas para la producción en campos de crudo pesado:

Producción < = a 5000 BOPD: Regalías = 6%
 Producción > a 5000 BOPD: Regalías = [8% + (producción en 000's – 5) * 0.1] * 0.75

3.3.1.2. Socios

Según los términos del contrato vigente, el esquema de participación en la Asociación corresponde a un 50% para Ecopetrol y un 50% para el Asociado.

3.3.1.3. Impuestos

Impuesto de renta: 33%.

3.3.1.4. Sobrecargos administrativos (Overhead)

Actualmente los sobrecargos administrativos corresponden al 7.1% del total de inversiones y gastos operacionales.

3.3.1.5. Depreciación y amortización

Las inversiones depreciables corresponden a las inversiones en facilidades depreciadas en línea recta en un periodo de 10 años.

Las inversiones amortizables corresponden a las inversiones en pozos y G &G (estudios, interventoría, HSE proyectos), estas inversiones se amortizan cada año de acuerdo a las inversiones pendientes por amortizar y a un factor de amortización, el cual es calculado como la relación entre el consumo de reservas y las reservas remanentes año por año.

3.3.1.6. Otros Parámetros:

- ✓ Tasa de descuento para el cálculo del VPN: 11,1%
- ✓ Porcentaje de diluyente (nafta) utilizado para el transporte: 18%
- ✓ Costo de Abandono: USD 71.801/pozo.

4. RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos de aplicar la metodología expuesta en el capítulo 3 y la información disponible del Campo y análogos. Para todos los cálculos se utilizó el software *Crystal Ball®*

4.3. MODELO VOLUMÉTRICO

4.3.1. Estimación del volumen original *in situ*

Para la estimación del volumen de aceite original *in situ* –OOIP- se utilizó la ecuación 1 y las variables se caracterizaron de la siguiente forma:

Área: el área comercialmente explotable, la define el equipo técnico de yacimientos y fue calculada en 1036 acres debido a que en la revisión de la información aportada por el socio se encontraron 2 pozos por debajo del límite mas bajo de agua; esto significó una reducción de 380 acres con respecto a la solicitud inicial del asociado.

Tabla 3. Caracterización del área comercial

Área		
min.	Probable	Max.
932,4	1036	1139,6

Fuente: El autor

La variable área fue caracterizada como una distribución *BetaPert* de acuerdo al juicio de expertos y las recomendaciones consultadas en la literatura⁹ La tabla 3 muestra los valores utilizados en la caracterización de la variable Area con una incertidumbre del 10%.

Espesor promedio, porosidad y saturación de agua: Para caracterizar cada una de estas variables en la zona 2 y en la zona 4 del yacimiento, se utilizó la información adquirida en la perforación de los pozos exploratorios utilizados en esta solicitud de comercialidad y que se muestra en la tabla 4. Debido al tamaño de la muestra (6 pozos) se utilizó el programa *RARE®* – modulo *GOODFIT* para

⁹ Análisis de Riesgo en Exploración y producción. R2M. Parte I: Análisis de riesgo en la estimación de reservas

identificar el tipo de distribución que mejor se ajusta a los datos muestrales. El resultado mostró que la distribución normal era la que mejor se ajustaba a las características de cada muestra comparada contra otras distribuciones como la lognormal, la Exponencial y Weibull. Por lo tanto, los valores de la media y la distribución estándar de la muestra se utilizaron para caracterizar esta variable en *Crystal Ball®*

Tabla 4. Información del yacimiento obtenida en pozos exploratorios

POZO	ZONA 2			ZONA 4		
	h (FT)	POROSIDAD (%)	Sw (%)	h (FT)	POROSIDAD (%)	Sw (%)
N-15	78	0,27	0,43	40	0,27	0,39
N-16	55	0,24	0,39	50	0,27	0,38
N-17	91	0,29	0,39	25	0,27	0,36
N-18	15	0,2	0,39	30	0,28	0,35
N-21	35	0,22	0,45	22	0,26	0,39
BB-14	53	0,26	0,41	34	0,27	0,38
Media	54,5	0,24	0,41	33,5	0,27	0,375
desv. Est.	27,66	0,0332	0,02529	10,3101	0,006324	0,0164
min.	15	0,2	0,39	22	0,26	0,35
max.	91	0,29	0,45	50	0,28	0,39

Fuente: El autor

Factor Volumétrico del aceite: Para la caracterización de esta variable, se utilizó información de pozos análogos en campos de la asociación, los cuales son mostrados en la tabla 5 y la caracterización de la muestra arrojó que la distribución normal se ajustó bien a los datos muestrales. Por lo tanto, la variable se caracterizó con una distribución normal con la media y desviación estándar mostradas en la tabla 5

Los resultados obtenidos en el software *Crystal Ball®* se resumen en la tabla 6 para cada zona y el total del yacimiento

La figura 9 muestra los resultados obtenidos para el cálculo del OOIP. Mostrando un valor medio de 106.3 MBLS y un P90 de 139.1 MBLS de aceite

Tabla 5. Factor volumétrico de aceite en pozos análogos

Pozo	Bo
A-04	1,04
AB-04	1,02
L-04	1,04
Q-02	1,05
Sur-1	1,03
N-16	1,03
AV-05	1,02
media	1,03285714
desv. Est.	0,01112697

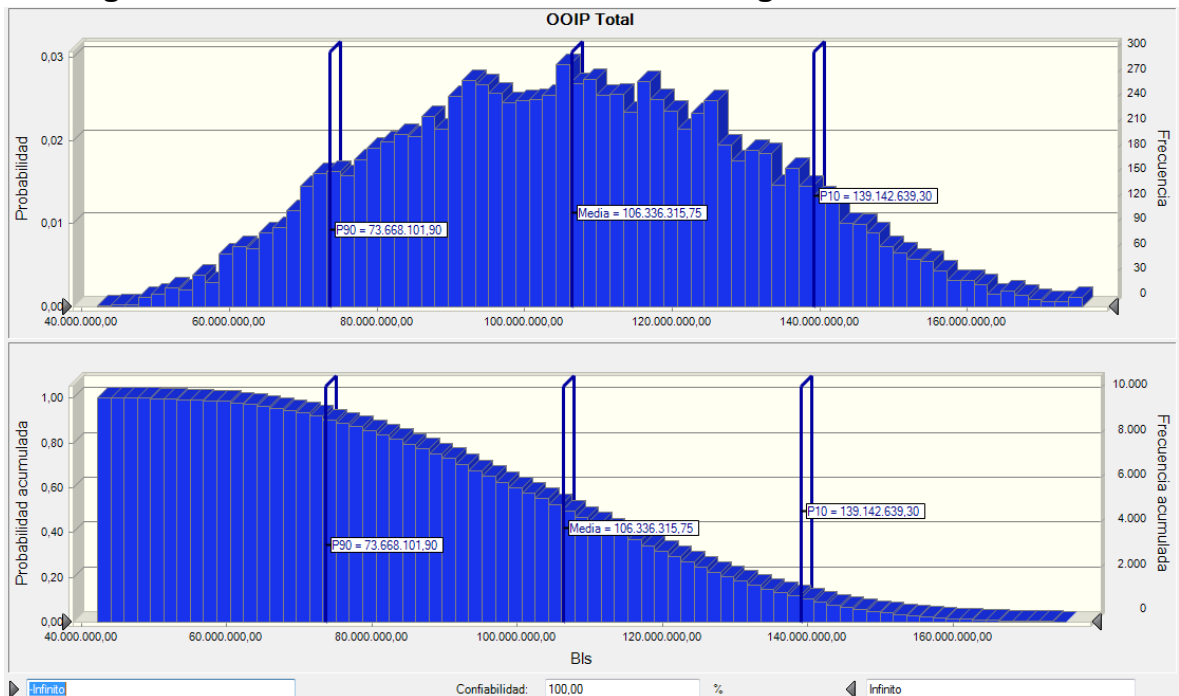
Fuente: El autor

Tabla 6. Aceite Original in situ

OOIP (BIs)				
Zona	Valor Medio	P10	P50	P90
Zona 2	60.511.546	29.950.761	60.304.167	91.052.551
zona 4	45.824.770	33.234.083	45.403.342	59.221.553
Total	106.336.316	73.668.102	105.862.173	139.142.639

Fuente; El autor

Figura 9. Calculo Probabilístico del aceite originalmente in situ total

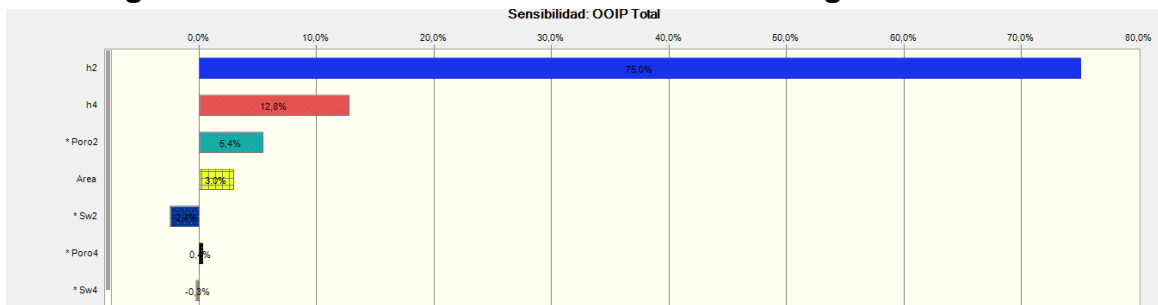


Fuente: El autor

Estadística	Valores pronosticados	Percentil	Valores pronosticados
Iteraciones	10.000	P100	42.160.782,62
Caso base	105.811.682,88	P90	73.668.101,90
Media	106.336.315,75	P80	83.848.201,87
Mediana	105.874.241,48	P70	91.913.676,59
Moda	---	P60	98.816.486,03
Desviación estándar	24.705.490,60	P50	105.862.172,88
Varianza	610.361.265.615,233,	P40	112.776.168,66
Asimetría	0,1233	P30	120.040.285,97
Curtosis	2,49	P20	128.359.998,48
Coefficiente de variabil	0,2323	P10	139.142.639,30
Mínimo	42.160.782,62	P0	183.625.863,80
Máximo	183.625.863,80		
Error estándar de la m	247.054,91		

Fuente: El autor

Figura 10. Análisis de sensibilidad del aceite originalmente in situ



Fuente: El autor

De acuerdo a la figura 10, la variable que más incertidumbre genera en el cálculo del OOIP es el espesor en la zona 2 del yacimiento; seguida del espesor en la zona 2. A medida que avance la perforación de desarrollo, se deberá tener mayor información de esta variable con el fin de calibrar continuamente el modelo

4.3.2. Reservas

Para el cálculo de las reservas se utilizó la ecuación 2. Donde el factor de recobro se calculó de la siguiente manera:

Factor de Recobro: en este caso se utilizó la información de campos análogos en el contrato de asociación para determinar el valor máximo que podría alcanzar el Campo A y los valores mínimo y más probable de la distribución *BetaPert* empleada, se obtuvieron por juicio de expertos.

Tabla 7. Caracterización del Factor de Recobro

FR		
min.	Probable	Max.
8%	9%	19%

Fuente: El autor

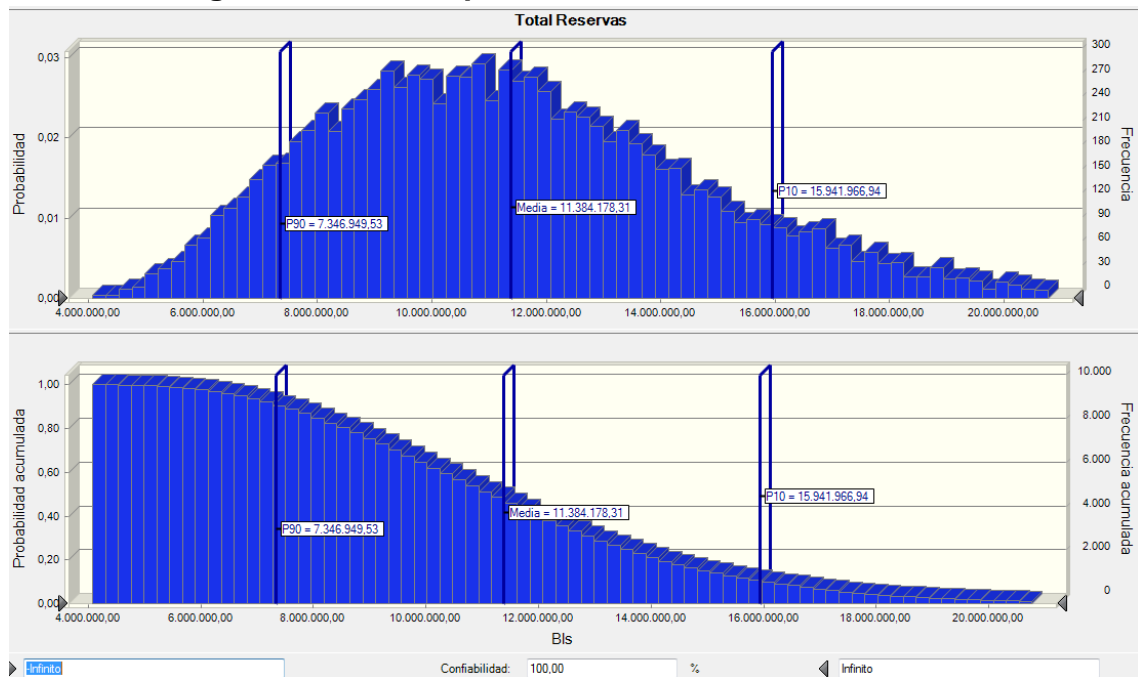
Los resultados obtenidos con la ayuda del *Crystal Ball*® muestran:

Tabla 8. Reservas de Petróleo Calculadas (1036 Acres)

RESERVAS (Bls)				
Zona	valor medio	P10	P50	P90
Zona 2	6.435.924	3.011.448	6.202.377	10.155.977
zona 4	4.948.255	3.339.262	4.766.879	6.773.112
Total	11.384.178	7.346.950	11.031.213	15.941.967

Fuente: El autor

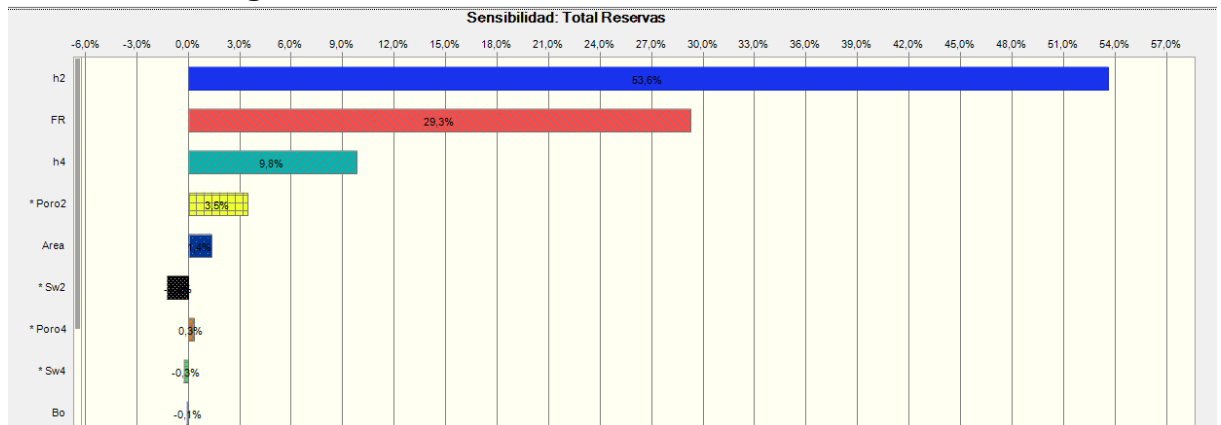
Figura 11. Calculo probabilístico de reservas totales



Estadística	Valores pronosticados	Percentil	Valores pronosticados
Iteraciones	10.000	P100	4.075.686,52
Caso base	11.392.391,19	P90	7.346.949,53
Media	11.384.178,31	P80	8.456.317,55
Mediana	11.031.720,54	P70	9.340.080,38
Moda	---	P60	10.204.300,07
Desviación estándar	3.350.220,40	P50	11.031.213,34
Varianza	11.223.976.742.399,2	P40	11.865.205,50
Asimetría	0,6435	P30	12.853.626,94
Curtosis	3,42	P20	14.035.134,66
Coefficiente de variabil	0,2943	P10	15.941.966,94
Mínimo	4.075.686,52	P0	27.424.674,31
Máximo	27.424.674,31		
Error estándar de la m	33.502,20		

Fuente: El autor

Figura 12. Análisis de sensibilidad de las reservas



Fuente: El autor

La figura 11 muestra un valor medio esperado de reservas cercanas a los 11.3 Mbls; reservas 1P de 7.3 Mbls, 2P de 11 mbls y 3P de 15.9 Mbls.

El análisis de sensibilidad muestra que la variable que más influye en la incertidumbre del cálculo de reservas es el espesor promedio de la zona 2 y el factor de recobro.

4.3.3. Perfiles de producción

Los pronósticos de producción de fluidos relacionados con esta estrategia de desarrollo se fundamentan en las siguientes consideraciones:

Escenario Caliente y Frio

- Perforar 80 pozos convencionales (verticales y desviados), con ángulos de desviaciones en el rango de 20 a 50 grados, con objetivos de producción en Zona B adicionales a los 4 pozos exploratorios existentes.
- Disponibilidad de 6 taladros, para adelantar la campaña de perforación; con lo cual se podría tener en producción hasta 18 pozos por mes.
- Se dará inicio a la perforación en el mes de Noviembre /2012. Los primeros pozos se empezarán a producir a partir de Enero del 2013.
- La estimulación con vapor se iniciará en el mes de Diciembre/2013.

- Los 84 pozos se estimularán por primera vez después de 10 a 12 meses de producción en frío en el caso de los primeros pozos perforados. Se proyecta que las facilidades de inyección estarán disponibles a finales del 2013. Para los pozos perforados al final de la campaña 2013, el tiempo de producción en frío podrá reducirse.
- Se planteó Iniciar las estimulaciones con vapor de la siguiente forma:
 - Dic 2013 se realizarán 6 ciclos / mes (Se requieren 2 Generadores estáticos de 50 MMBTU/hora).
 - Ene/2014 a Dic/2021 se realizarán hasta 14 ciclos/mes, para lo cual se requieren otros 2 generadores adicionales estáticos de 50 MMBTU/hora
 - El setting de presión recomendado para los 4 generadores es de 1900 PSI.
- Días de inyección: 7 a 10 días por ciclo. Remojo de 3 a 4 días. Tiempo de producción: 6 meses aproximadamente.
- Calidad del vapor en fondo de pozo: 70%. Se plantea la utilización de tubería de inyección aislada (VIT) y empaques térmicos ó de la utilización de nitrógeno en el espacio anular y empaque térmicos.
- Vapor inyectado 45 MMBTU/pie de espesor neto petrolífero.
- Se estimaron 10 ciclos de inyección de vapor por pozo.
- Cantidad de calor inyectado por ciclo: 4000 MMBTU promedio por pozo, que variará dependiendo del espesor neto petrolífero de cada pozo.
- Los 84 pozos producirán (80 convencionales + 4 exploratorios) durante todo el tiempo bajo consideraciones de estimulación térmica, hasta que se determine el límite económico del proyecto.

Análisis de ciclos:

En las tablas 9 al 13 se muestra el comportamiento de pozos análogos en cada ciclo de inyección; se caracterizó hasta el 5° ciclo de inyección debido a que no hay más ciclos inyectados que puedan representar las características del yacimiento.

Tabla 9. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 1

POZO	MES 01	MES 02	MES 03	MES 04	MES 05	MES 06	MES 07	MES 08	MES 09	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	Di
M-0001														
E04		39	84	57	41	42								0,32
E05														
I01	19		28	13	25	89	93	98	45	16	42	71	79	0,54
I02			13	3										
I03		14	56	22	28	92	98	100	37	17	37	65	71	0,63
I04		29	59	12	24	88	91	82	33	16	34	55	62	0,10
K05		21	58	45	22	11	11	15						0,22
N01			113	103	29	26	75	73	74	46	29	54		0,09
N04		29	67	91	28	22	75	50	44	26				0,69
N05	6	26	75	27	22	60	59	59	40					0,64
P03		52	96	50	17	36	33							0,48
Media	12,5	29	63	36	25	42	75	73	42	17	35,5	60	71	

Fuente: El autor

Tabla 10. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 2

POZO	MES 01	MES 02	MES 03	MES 04	MES 05	MES 06	MES 07	MES 08	MES 09	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	Di
M-0001		5	27	15	13	12	9	13	10	9	11			0,44
E04		19	53	32	15	15	16	17	17	14	16	15	12	0,40
E05		49	51	38	39									0,25
I01		48	63	37	51									0,41
I02	20	40	49	32	15	42	64	68						0,35
I03		53	73	70	75									0,04
I04		49	77	68	74	73								0,12
K05		30	54	41	20	17	17	18	16					0,24
N01		55	73	67										0,08
N04	15	55	104	47	45	41	37	39	38	38	39	41	40	0,55
N05	19	89	103											
P03		23	105	80	72	72								0,24
Media	19	48,5	68	41	42	41	17	18	16,5	14	16	28	26	

Fuente: El autor

Tabla 11. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 3

POZO	MES 01	MES 02	MES 03	MES 04	MES 05	MES 06	MES 07	MES 08	MES 09	MES 10	MES 11	Di
M-0001	12	72	39	1	10	32	47					0,46
E04	37	97	70	96								0,28
E05	16	99	61	69	70	68	78	64	66	49	46	0,38
I01	45	51	43	47	25	19	27	19	13	13	14	0,16
I02	38	50	50	50	49	50	50	49	36	36	23	0,28
I03	46	89	87	76	43	37	47	51	54			0,02
I04	51	84	63	26	30	37	40	52	48	45	38	0,25
K05	5	79	56	51	37	33	23					0,29
N01	31	65	26	28	32	41	55	49	59			0,60
N04	72	140	101	63	36	27						0,28
N05	43	77	64	68	73	72	46	32	28			0,17
P03	28	111	81	74	41							0,27
Media	38	82	62	57	37	37	47	49	48	41	31	

Fuente El autor

Tabla 12. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 4

POZO	MES 01	MES 02	MES 03	MES 04	MES 05	MES 06	MES 07	MES 08	MES 09	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	MES 14	MES 15	MES 16	Di
M-0001	37	46	69	89	93	92	79	73	74	50	82	20	82	93	86	86	0,15053763
E04		8	78	151	145	114	51	33									0,0397351
E05		44	63	68	71	54	40	31	29								0,23943662
I01			17	169	136	95	83	38									0,19526627
I02				101	79	66	50	33									0,21782178
I03			73	128	66	36	41	35	28	20							0,484375
I04			80	156	162	91											0,4382716
K05																	
N01		60	86	93	66	48	55	44	42	33	49	46	32				0,29032258
N04		17	51	111	37	31	25	32	20								0,66666667
N05		19	98	135	95	85	64	64	51	40	36						0,2962963
P03		29	123	201	175	116	90	70	63	65	51	52	41	30	24	23	0,12935323
Media	37	29	76	128	93	85	53	37	42	40	50	46	41	62	55	55	

Fuente: El autor

Tabla 13. Comportamiento de los Pozos inyectados en el ciclo 5

POZO	MES 01	MES 02	MES 03	MES 04	MES 05	MES 06	MES 07	MES 08	MES 09	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	MES 14	Di
M-0001		23	92	92	64	52	36	44							0,30434783
E04		19	24												
E05	31	72	80	69											0,1375
I01	23	59	79	69	47	42	33	34							0,12658228
I02		36	124	94	70	65									0,24193548
I03		5	134	84	61	61	46	42	39						0,37313433
I04	60	68	187	163	113	60	61	62	62						0,12834225
K05	36	27	75												
N01	15	58	119	93	81	89	66								0,21848739
N04	10	94	121	42	20										0,65289256
N05		22	178	106	99	59	67	66	64	49	29	22	22	19	0,40449438
P03	18	60	70	59	45	43	31								0,15714286
Media	23	47	106	88	64	60	46	44	62	49	29	22	22	19	

Fuente: El autor

En la tabla 14 se hace un resumen de los ciclos caracterizados y se resaltan en color amarillo los picos de producción en cada ciclo.

Tabla 14. Resumen de Ciclos de producción en Caliente.

RESUMEN DE CICLOS					
MES	CICLO 1	CICLO 2	CICLO 3	CICLO 4	CICLO 5
1	13	19	38	37	23
2	29	49	82	29	47
3	63	68	62	76	106
4	36	41	57	128	88
5	25	42	37	93	64
6		41	37	93	60
7		17	31	53	46
8		18		37	44
9		17		42	29
10		14		40	22
11				50	
12				46	
13				41	

Fuente: El autor

Para simular el incremento de producción después de cada estimulación con vapor, se utilizan las relaciones de caudal mostradas en la tabla 15 y para incorporar su incertidumbre, se caracterizan mediante una distribución *Beta Pert*

Tabla 15. Relaciones de Caudal en Caliente

RELACIONES DE CAUDAL DESPUÉS DE CADA ESTIMULACION				
Q(n+1)/Q(n)	max	min	promedio	Distribución
Q2/Q1	1,07936508	0,56	0,88758782	0,86495273
Q3/Q2	1,19852941	0,74390244	1,08145161	1,04470638
Q4/Q3	1,57055215	1,3442623	1,42746114	1,43744317
Q5/Q4	0,82421875	0,53658537	0,73113819	0,71422615

Fuente: El autor

Las declinaciones de los ciclos en caliente se caracterizaron de acuerdo a la tabla 16 y para incluir su incertidumbre en el modelo se utilizó una distribución Normal

Tabla 16. Declinaciones promedio de cada ciclo en Caliente

DECLINACIONES TIPICAS DE CADA CICLO			
CICLO	Di_prom	Di_DesvEst	Distribución
CICLO 1	0,41	0,23594516	0,42970969
CICLO 2	0,28	0,16157984	0,29818605
CICLO 3	0,29	0,14753581	0,29571943
CICLO 4	0,29	0,18059745	0,30791585
CICLO 5	0,27	0,16689331	0,29260485

Fuente: El autor

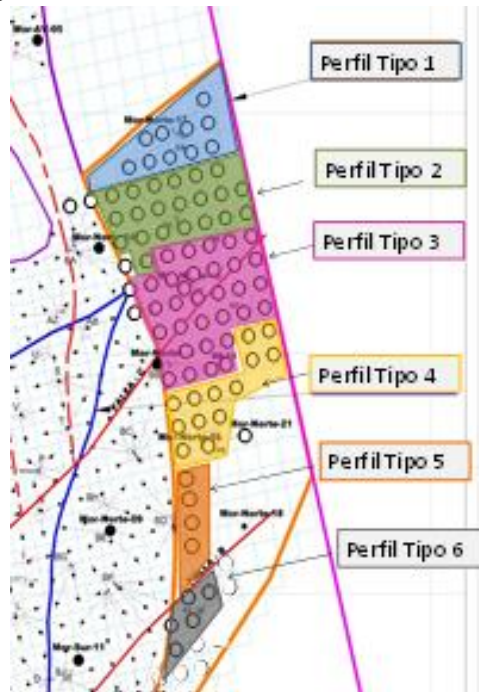
La caracterización de estimulaciones entre ciclos se podría resumir así:

Tabla 17. Resumen de las características de los ciclos en Caliente

	CICLO 2	CICLO 3	CICLO 4	CICLO 5
QN+1/QN	0,86495273	1,04470638	1,43744317	0,71422615
Di	0,29818605	0,29571943	0,30791585	0,29260485

Fuente: El autor

Figura 13. Ubicación de los Perfiles tipo



Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

En la figura 13 se muestra la clasificación de las zonas del yacimiento que se caracterizarán de acuerdo a 6 pozos tipo.

Perfil tipo 1.

Con la información mostrada en la tabla 18 se caracterizó el comportamiento en frio del perfil tipo, como se muestra en la tabla 19.

Tabla 18. Comportamiento de la producción en frio del perfil tipo 1

POZO	Pay Abierto a Produccion	Completamiento	Qi (frio) ⁴	Di (frio)
BD01	113,54	B	30	0,6835
BD02	27,78	B SUP	58	0,8987
BD03	32,02	B SUP	34	0,7728
BD04	45,99	B SUP	44	0,4656
BD05	68,75	B	55	0,7951
BD06	67,71	B SUP	10	0,4142
BD07	32,16	B SUP	23	0,6775

Fuente: El autor

Tabla 19. Caracterización de la muestra de producción en frío del perfil tipo 1

	P90	P50	P10	Distribución
Qi	56,2	34	17,8	35,8008969
Di	0,83654	0,6835	0,44504	0,6471483
Q2/Q1	Prom.	Desv. Est		
	0,65	0,022876984		0,65254908

Fuente: El autor

Con esta caracterización del comportamiento en frío y con la caracterización de la tabla 17 del comportamiento en caliente, se construye el pronóstico de producción del perfil tipo 1 mostrado en la tabla 20..

Tabla 20. Pronóstico de producción del Perfil tipo 1.

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)					
MES 001	36	MES 027	21	MES 053	15
MES 002	34	MES 028	21	MES 054	15
MES 003	32	MES 029	20	MES 055	15
MES 004	30	MES 030	20	MES 056	14
MES 005	29	MES 031	19	MES 057	14
MES 006	27	MES 032	19	MES 058	14
MES 007	26	MES 033	0	MES 059	0
MES 008	25	MES 034	30	MES 060	11
MES 009	23	MES 035	30	MES 061	11
MES 010	22	MES 036	29	MES 062	11
MES 011	21	MES 037	28	MES 063	10
MES 012	0	MES 038	27	MES 064	10
MES 013	23	MES 039	27	MES 065	10
MES 014	22	MES 040	26	MES 066	0
MES 015	21	MES 041	25	MES 067	8
MES 016	20	MES 042	25	MES 068	8
MES 017	19	MES 043	24	MES 069	8
MES 018	18	MES 044	23	MES 070	7
MES 019	0	MES 045	0	MES 071	7
MES 020	20	MES 046	22	MES 072	7
MES 021	20	MES 047	21	MES 073	0
MES 022	19	MES 048	21	MES 074	6
MES 023	19	MES 049	20	MES 075	6

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)					
MES 024	18	MES 050	20	MES 076	5
MES 025	18	MES 051	19	MES 077	5
MES 026	0	MES 052	0	MES 078	5

Fuente: El autor

Perfil Tipo 2.

Con la información mostrada en la tabla 21 se caracterizó el comportamiento en frío del perfil tipo, como se muestra en la tabla 22.

Tabla 21. Comportamiento de la producción en frío del perfil tipo 2

POZO	Pay Abierto a Producción	Completamiento	Qi tk
BK01	84,72	B INF	63
BK02	72,17	B INF	45
BK03	144,6	B	30
BK04	52,31	B INF	40
BK05	54,64	B INF	62
BK06	101,89	B	23
BK07	64,71	B INF	45
BK08	97,82	B	20
BK09	62,77	B INF	20

Fuente: El autor

Tabla 22. Caracterización de la muestra de producción en frío del perfil tipo 2

	P90	P50	P10	Distribución
Qi	62,2	40	20	41,3197852
Di	0,2822	0,1962	0,1188	0,20049086
Q2/Q1	Prom.	Desv. Est		
	1,30	0,76680375		1,36297195
Di				0,42970969

Fuente: El autor

Con esta caracterización del comportamiento en frío y con la caracterización de la tabla 17 del comportamiento en caliente, se construye el pronóstico de producción del perfil tipo 2 mostrado en la tabla 23.

Tabla 23. Pronóstico de producción del Perfil tipo 2.

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 001	41	MES 027	51	MES 053	37	MES 079	12
MES 002	41	MES 028	50	MES 054	36	MES 080	0
MES 003	40	MES 029	48	MES 055	36	MES 081	10
MES 004	39	MES 030	47	MES 056	35	MES 082	9
MES 005	39	MES 031	46	MES 057	34	MES 083	9
MES 006	38	MES 032	45	MES 058	33	MES 084	9
MES 007	37	MES 033	0	MES 059	0	MES 085	9
MES 008	37	MES 034	73	MES 060	27	MES 086	9
MES 009	36	MES 035	71	MES 061	26	MES 087	8
MES 010	36	MES 036	69	MES 062	25	MES 088	0
MES 011	35	MES 037	68	MES 063	25	MES 089	7
MES 012	0	MES 038	66	MES 064	24	MES 090	7
MES 013	56	MES 039	64	MES 065	24	MES 091	7
MES 014	54	MES 040	63	MES 066	0	MES 092	6
MES 015	52	MES 041	61	MES 067	19	MES 093	6
MES 016	51	MES 042	60	MES 068	19	MES 094	6
MES 017	49	MES 043	58	MES 069	18	MES 095	6
MES 018	47	MES 044	57	MES 070	18	MES 096	6

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 019	0	MES 045	0	MES 071	17	MES 097	6
MES 020	49	MES 046	52	MES 072	17	MES 098	6
MES 021	48	MES 047	51	MES 073	0	MES 099	5
MES 022	46	MES 048	50	MES 074	14	MES 100	5
MES 023	45	MES 049	49	MES 075	13	MES 101	5
MES 024	44	MES 050	47	MES 076	13	MES 102	5
MES 025	43	MES 051	46	MES 077	13	MES 103	0
MES 026	0	MES 052	0	MES 078	12		

Fuente: El autor

Perfil Tipo 3.

Con la información mostrada en la tabla 24 se caracterizó el comportamiento en frío del perfil tipo, como se muestra en la tabla 25; en la tabla 26 se muestran los pronósticos de producción para el perfil tipo 3.

Tabla 24. Comportamiento de la producción en frío del perfil tipo 3

POZO	Pay Abierto a Producción	Completamiento	Qi tk	Di (frío)
BA02	115	B SUP	30	-
BA05	108	B SUP	30	
BA01	154	B	20	-
BA03	126	B	20	0,1502
BA04	109	B	21	
BA06	75	B	21	
BA07	90	B	16	
BA08	82	B	17	
NTE 14	120	B	30	

Fuente: El autor

Tabla 25. Caracterización de la muestra de producción en frío del perfil tipo 3

	P90	P50	P10	Distribución
Qi	30	21	16,8	23,4572554
Di	0,1502	0,1502	0,1502	0,1502
Q2/Q1	Prom.	Desv. Est		
	1,95	0,694720159		1,96413276
Di				0,42970969

Fuente: El autor

Tabla 26. Pronóstico de producción del Perfil tipo 3.

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 001	23	MES 028	41	MES 055	29	MES 082	9
MES 002	23	MES 029	40	MES 056	28	MES 083	9
MES 003	23	MES 030	39	MES 057	28	MES 084	9
MES 004	23	MES 031	38	MES 058	27	MES 085	9
MES 005	22	MES 032	37	MES 059	0	MES 086	8
MES 006	22	MES 033	0	MES 060	22	MES 087	8
MES 007	22	MES 034	60	MES 061	21	MES 088	8
MES 008	21	MES 035	58	MES 062	21	MES 089	8
MES 009	21	MES 036	57	MES 063	20	MES 090	8
MES 010	21	MES 037	55	MES 064	20	MES 091	7
MES 011	21	MES 038	54	MES 065	19	MES 092	7
MES 012	0	MES 039	53	MES 066	0	MES 093	7
MES 013	46	MES 040	51	MES 067	16	MES 094	7

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 014	44	MES 041	50	MES 068	15	MES 095	7
MES 015	43	MES 042	49	MES 069	15	MES 096	7
MES 016	41	MES 043	48	MES 070	14	MES 097	6
MES 017	40	MES 044	46	MES 071	14	MES 098	6
MES 018	39	MES 045	0	MES 072	14	MES 099	6
MES 019	0	MES 046	43	MES 073	0	MES 100	6
MES 020	40	MES 047	42	MES 074	11	MES 101	6
MES 021	39	MES 048	41	MES 075	11	MES 102	6
MES 022	38	MES 049	40	MES 076	11	MES 103	5
MES 023	37	MES 050	39	MES 077	10	MES 104	5
MES 024	36	MES 051	38	MES 078	10	MES 105	5
MES 025	35	MES 052	0	MES 079	10	MES 106	5
MES 026	0	MES 053	31	MES 080	10		
MES 027	42	MES 054	30	MES 081	9		

Perfil tipo 4.

Con la información mostrada en la tabla 27 se caracterizó el comportamiento en frío del perfil tipo, como se muestra en la tabla 28. En la tabla 29 se muestra el perfil de producción tipo 4 calculado.

Tabla 27. Comportamiento de la producción en frío del perfil tipo 4

POZO	Pay Abierto a Produccion	Completamiento	Qi tk
BK01	84,72	B INF	63
BK02	72,17	B INF	45
BK03	144,6	B	30
BK04	52,31	B INF	40
BK05	54,64	B INF	62
BK06	101,89	B	23
BK07	64,71	B INF	45
BK08	97,82	B	20
BK09	62,77	B INF	20

Fuente: El autor

Tabla 28. Caracterización de la muestra de producción en frío del perfil tipo 4

	P90	P50	P10	Distribución
Qi	62,2	40	20	41,3197852
Di	0,2822	0,1962	0,1188	0,20049086
Q2/Q1	Prom.	Desv. Est		
	1,30	0,76680375		1,36297195
Di				0,42970969

Fuente: El autor

Tabla 29. Pronóstico de producción del Perfil tipo 4.

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 001	41	MES 027	51	MES 053	37	MES 079	12
MES 002	41	MES 028	50	MES 054	36	MES 080	0
MES 003	40	MES 029	48	MES 055	36	MES 081	10
MES 004	39	MES 030	47	MES 056	35	MES 082	9
MES 005	39	MES 031	46	MES 057	34	MES 083	9
MES 006	38	MES 032	45	MES 058	33	MES 084	9

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 007	37	MES 033	0	MES 059	0	MES 085	9
MES 008	37	MES 034	73	MES 060	27	MES 086	9
MES 009	36	MES 035	71	MES 061	26	MES 087	8
MES 010	36	MES 036	69	MES 062	25	MES 088	0
MES 011	35	MES 037	68	MES 063	25	MES 089	7
MES 012	0	MES 038	66	MES 064	24	MES 090	7
MES 013	56	MES 039	64	MES 065	24	MES 091	7
MES 014	54	MES 040	63	MES 066	0	MES 092	6
MES 015	52	MES 041	61	MES 067	19	MES 093	6
MES 016	51	MES 042	60	MES 068	19	MES 094	6
MES 017	49	MES 043	58	MES 069	18	MES 095	6
MES 018	47	MES 044	57	MES 070	18	MES 096	6
MES 019	0	MES 045	0	MES 071	17	MES 097	6
MES 020	49	MES 046	52	MES 072	17	MES 098	6
MES 021	48	MES 047	51	MES 073	0	MES 099	5
MES 022	46	MES 048	50	MES 074	14	MES 100	5
MES 023	45	MES 049	49	MES 075	13	MES 101	5
MES 024	44	MES 050	47	MES 076	13	MES 102	5

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 025	43	MES 051	46	MES 077	13	MES 103	0
MES 026	0	MES 052	0	MES 078	12		

Perfil tipo 5.

Con la información mostrada en la tabla 30 se caracterizó el comportamiento en frío del perfil tipo 5, como se muestra en la tabla 31 y el resultado se muestra en la tabla 32.

Tabla 30. Comportamiento de la producción en frío del perfil tipo 5

POZO	Pay Abierto a Producción	Completamiento	Qi tk
AB01	87	B	36
AB02	129	B	35
AB03	40	B	34
AB04	66	B	35
AB05	73	B	36
BB01	122	B	50
BB02	134	B	41
BB03	106	B	37
BB04	138	B	60
BB05	103	B	40
BB06	138	B	45
NTE -15	117	B	48
NTE -08	159,4	B	40

Fuente: El autor

Tabla 31. Caracterización de la muestra de producción en frío del perfil tipo 5

	P90	P50	P10	Distribución
Qi	49,6	40	35	43,3916972
Di	0,2215	0,1556	0,1165	0,16901651
Q2/Q1	Prom.	Desv. Est		
	2,46	1,43088277		2,37521757
Di				0,42970969

Fuente: El autor

Tabla 32. Pronóstico de producción del Perfil tipo 5.

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 001	43	MES 033	0	MES 065	43	MES 097	10
MES 002	43	MES 034	134	MES 066	0	MES 098	10
MES 003	42	MES 035	130	MES 067	35	MES 099	10
MES 004	42	MES 036	127	MES 068	34	MES 100	10
MES 005	41	MES 037	124	MES 069	33	MES 101	9
MES 006	40	MES 038	121	MES 070	32	MES 102	9
MES 007	40	MES 039	118	MES 071	32	MES 103	9
MES 008	39	MES 040	115	MES 072	31	MES 104	9
MES 009	39	MES 041	112	MES 073	0	MES 105	9
MES 010	38	MES 042	109	MES 074	25	MES 106	8
MES 011	38	MES 043	106	MES 075	24	MES 107	8
MES 012	0	MES 044	104	MES 076	24	MES 108	8
MES 013	103	MES 045	0	MES 077	23	MES 109	8
MES 014	99	MES 046	96	MES 078	23	MES 110	8
MES 015	96	MES 047	93	MES 079	22	MES 111	7
MES 016	93	MES 048	91	MES 080	0	MES 112	7
MES 017	89	MES 049	89	MES 081	18	MES 113	7
MES 018	86	MES 050	87	MES 082	17	MES 114	7

PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN (BOPD)							
MES 019	0	MES 051	85	MES 083	17	MES 115	7
MES 020	89	MES 052	0	MES 084	17	MES 116	7
MES 021	87	MES 053	68	MES 085	16	MES 117	6
MES 022	85	MES 054	67	MES 086	16	MES 118	6
MES 023	83	MES 055	65	MES 087	15	MES 119	6
MES 024	81	MES 056	63	MES 088	0	MES 120	6
MES 025	79	MES 057	62	MES 089	13	MES 121	6
MES 026	0	MES 058	60	MES 090	12	MES 122	6
MES 027	93	MES 059	0	MES 091	12	MES 123	6
MES 028	91	MES 060	49	MES 092	12	MES 124	5
MES 029	89	MES 061	48	MES 093	12	MES 125	5
MES 030	86	MES 062	46	MES 094	11	MES 126	5
MES 031	84	MES 063	45	MES 095	11	MES 127	5
MES 032	82	MES 064	44	MES 096	11		

Fuente: El autor

El perfil tipo 6. No se tendrá en cuenta en la elaboración de los pronósticos debido a que se encuentran por fuera del área comercial establecida por el equipo técnico de yacimientos debido a que allí se encuentra el límite más bajo conocido del contacto agua- petróleo.

En la elaboración de los pronósticos de producción se tuvo en cuenta la probabilidad de encontrar pozos secos, para este caso se realizó el siguiente procedimiento:

En una muestra de 200 pozos perforados en la zona, se encontraron 10 pozos con problemas asociados a muy bajo potencial, problemas en el completamiento o pozos secos; esta relación nos dice que existe un 95% de probabilidad que un pozo se comporte de acuerdo a los pronósticos, de acuerdo a la literatura¹⁰, esta distribución probabilística se puede modelar como una distribución *Beta pert* y de acuerdo a su valor puede tomar valores de 0 ó 1 de acuerdo a una distribución binomial dependiente de la BetaPert como se muestra en la tabla 33.

Tabla 33. Caracterización de la probabilidad de éxito en la perforación de Pozos

Probabilidad de Éxito	mínimo	máximo	Mas probable	<i>Beta Pert</i>	<i>Binomial</i>
	0,95	1	1	0,99166667	1

Fuente: El autor

Confiabilidad proyectada para el Campo.

Para este caso se analizaron los pozos que se presentan en la tabla 34:

Tabla 34. Muestra utilizada para estudio de confiabilidad

Estadísticas de Fallas		
Pozo		
AX006	BD002	BO007
AX011	BD003	BR002
AY010	BD004	BR3
AZ007	BD007	BR004
AZ008	BI003	W006
BB004	BL005	
BD001	BO003	

Fuente: El autor

¹⁰ Análisis de Riesgo en Exploración y producción. R2M. Parte I: Análisis de riesgo en la estimación de reservas

De acuerdo a la historia de producción cada pozo, se analizaron las causas de falla, se encontró el tiempo promedio para fallar (TEF) y el tiempo promedio de reparación (TER) que se ha tomado en cada caso. Los resultados se muestran en la tabla 35:

Tabla 35. Tiempos promedios de falla y reparación

TEF (Horas)	TER(Horas)	TEF (Horas)	TER(Horas)	TEF (Horas)	TER(Horas)
336	8	840	8	4992	8
48	8	384	8	24	8
96	24	1560	8	816	8
24	8	1320	8	888	8
168	8	24	8	1632	8
6312	8	528	8	1368	48
24	192	2160	24	528	8
456	8	2568	24	48	8
216	8	4728	8	2304	216
6456	24	48	24	3936	24
1776	8	48	24	960	8
144	24	48	24	3120	24
240	8	576	72	1584	48
528	8	0	8	24	8
1752	8	96	72	24	8
2904	8	48	24	96	8
72	48	360	8	24	8
48	24	4152	8	168	8
24	24	1128	8	192	96
768	8	3672	8	48	8
192	8	408	48	192	8
1080	24	48	24	9576	8
2280	8	96	8	48	24
3816	24	144	24	96	8
288	72	48	24	192	8
888	8	168	120	8040	24
1872	24	336	336	840	8
2832	8	24	24	1032	24

Fuente: El autor

Esta muestra se caracterizó con la ayuda del *crystal Ball®* como una distribución Lognormal y esta información se llevó al software *Raptor®* – especializado en análisis de confiabilidad-, y se obtuvo que la confiabilidad del sistema se encuentra en un valor promedio del 98% con valores máximos de 99% y mínimos del 84%; su desviación estándar es del 1.3%. Como lo muestra la tabla 36.

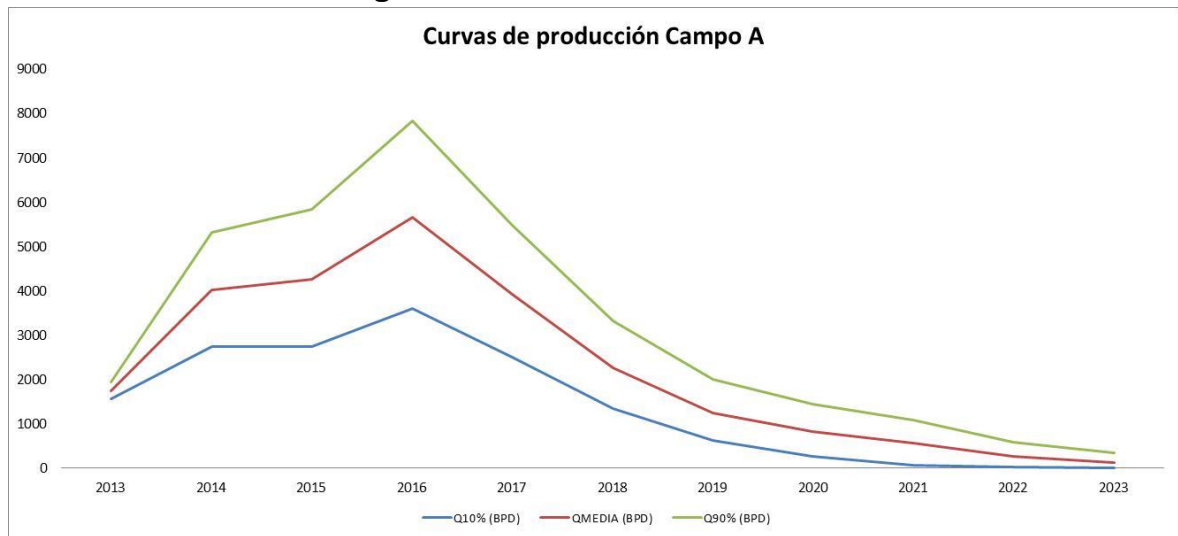
Una vez establecidas las distribuciones para la probabilidad de éxito, confiabilidad del sistema y pozos tipo, se acoplaron los perfiles tipo de acuerdo al cronograma de entrada de pozos y se establecieron los perfiles de producción al multiplicar el perfil de cada pozo por la probabilidad de éxito y por la confiabilidad del sistema. Los resultados se muestran en la figura 14

Tabla 36. Confiabilidad del sistema de producción

Parameter	Minimum	Mean	Maximum	Standard Dev	SEM
Availability	0.847019286	0.988119582	0.999648401	0.012985624	0.000410641
MTBDE	1823.941658	1852.048588	1880.648128	9.147856	0.289281
MDT	0.657126	22.613054	334.763745	25.991014	0.821908
Reliability	0.000000000	0.000000000	0.000000000	0.000000000	0.000000000
Conditional Reliability	0.000000000	0.000000000	0.000000000	0.000000000	0.000000000
Ending Sim Time	1828.813657	1874.661641	2188.274175	27.913974	0.882717

Fuente: El autor

Figura 14. Perfiles de Producción



Fuente: El autor

4.4. MODELO ECONÓMICO

A continuación se muestran los datos utilizados en el cargue del modelo económico.

4.4.1. Capex

De acuerdo a otros proyectos en ejecución en la asociación, se definieron los parámetros para la variación de las distribuciones triangulares, cada ítem se caracterizó separadamente y su variación está entre el 5% de ahorros y el 20% de sobre costos.

Tabla 37. Capex estimado del proyecto

(100% ASOCIACIÓN)							
Date	Dev G&A M\$(Real)	Dev G&G M\$(Real)	Dev Drilling Success M\$(Real)	Facilities M\$(Real)	Land M\$(Real)	Environmen tal Investment M\$(Real)	TOTAL
2013	12.255	13.877	100.105	64.451	5.531	1.670	190.854
Total	12.255	13.877	100.105	64.451	5.531	1.670	190.854

Fuente: El autor

- ✓ **Dev Drilling succes:** es el costo de los 80 pozos que se perforarán; y tiene en cuenta los 4 pozos exploratorios a rembolsar al asociado.
 - **Dev G&A:** Overhead 7,1 %.
 - **Dev G&G:** Estudios: Ingeniería (Básica y Detallada), interventoría, HSE Proyectos.
 - **Facilities:** Sistema de tratamiento de crudo, sistema eléctrico, control e instrumentación, líneas de flujo (Crudo, Agua, Gas, etc.), sistema de generación de vapor, cluster's y vías, sistema servicios auxiliares, sistema de tratamiento de aguas industriales, apoyo logístico a la construcción, pruebas tempranas de producción.

4.4.2. Opex

Una vez se hayan adelantado todas las etapas de perforación del campo y se tengan construidas las facilidades de producción, inicia la etapa de operación y producción. Para tratar y mantener la producción se generan gastos operativos que se establecen de forma anual y se someten a revisión de los socios. En estos gastos se consideran todas las variables que involucran el logro del objetivo de

producción. El análisis se hace teniendo en cuenta gastos fijos y variables, estos últimos asociados en algunos casos a la producción, el volumen de fluido a tratar, el número de pozos y los consumos de energía por equipos. Los costos más representativos son:

✓ **Consumo de gas combustible para generación de vapor:**

El método de producción utilizando inyección de vapor cíclica, exige la compra de gas como combustible para generar vapor, el volumen de gas esperado producido por el campo es muy bajo comparado con el requerimiento real, es por esta razón que se hace necesario considerar la compra de gas externo. Se consideró que para un ciclo de inyección de vapor el calor a inyectar por pozo sería de 4,000 MMBTU, con un precio unitario de 5.0 US \$/MMBTU de 2013 en adelante de acuerdo con el escenario de precios WTI evaluado (60 US \$/BL).

✓ **Consumo de productos químicos:**

Para lograr un producto final de crudo dentro de especificaciones de entrega es necesario realizar tratamiento químico para el crudo, agua para la generación de vapor y de agua de inyección residual. El costo de esta operación está basado en los volúmenes de producción de crudo y agua pronosticados, multiplicado por el valor del costo unitario por barril tratado (Crudo: 0.2 US\$/BBL, Agua residual: 0.05 US\$/BBL, Agua industrial de generación: 0.2 US\$/1000BWPd).

✓ **Energía eléctrica:**

La operación de gran parte de los equipos y los sistemas de bombeo mecánico se hace utilizando energía eléctrica, para lo cual se contará con una red de interconexión que lleve energía a los diferentes puntos que se requiera para la operación. El costo de energía está dado por el consumo nominal de cada equipo así como de cada unidad de bombeo mecánico operando 24 horas/día, multiplicado por el costo unitario estimado (0.105 US\$/KWH).

✓ **Servicio a pozos:**

Para el mantenimiento de pozos y la curva de producción se hace necesario el desplazamiento de Equipo de servicio con su cuadrilla de manera que logre recuperar el pozo cuando este presenta problemas operativos. En este monto se incluye los servicios de pre y post inyección.

✓ **Otros gastos:**

Los costos fijos asociados a personal, administración, mantenimiento y gestión de HSE se determinan de acuerdo a la magnitud de la operación de campo según número de pozos y equipos. En los cálculos de los costos de operación se considero también la sinergia que se tendría al aprovechar recursos compartidos con los demás Campos de la Asociación.

Los valores de Opex se han tomado con base al comportamiento real del opex en la asociación y la proyección para los próximos años, se caracterizó como una distribución triangular que puede tener una variación 1 dólar por encima y por debajo con respecto al valor planeado para cada año.

Tabla 38. Opex estimado del proyecto

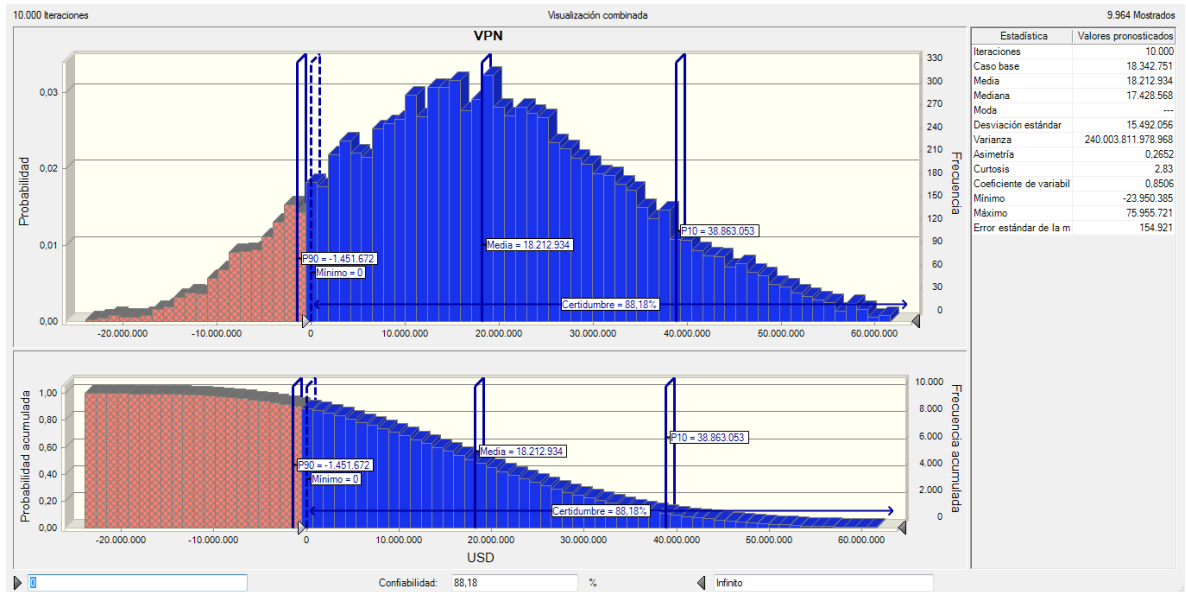
AÑO	Costo Variable [USD / barril]	Volumen de crudo anual [Barriles]	Sub Total Masa monetaria [USD]	Overhead [%]	Overhead [USD]	Total Masa monetaria [USD]	USD/ barril
2013	10,66	586.598	6.253.130	7,10%	443.972	6.697.102	11,42
2014	8,56	1.358.544	11.629.135	7,10%	825.669	12.454.804	9,17
2015	7,85	1.446.903	11.358.191	7,10%	806.432	12.164.622	8,41
2016	8,22	1.938.373	15.933.427	7,10%	1.131.273	17.064.700	8,80
2017	8,63	1.358.833	11.726.729	7,10%	832.598	12.559.327	9,24
2018	9,07	785.642	7.125.772	7,10%	505.930	7.631.701	9,71
2019	9,52	445.496	4.241.126	7,10%	301.120	4.542.246	10,20
2020	10,02	307.067	3.076.815	7,10%	218.454	3.295.269	10,73
2021	10,06	219.285	2.206.007	7,10%	156.626	2.362.633	10,77
2022	11,00	112.667	1.239.342	0,00%	-	1.239.342	11,00
2023	12,00	49.071	588.852	0,00%	-	588.852	12,00
Np		8.608.480	75.378.527		13.160.044	222.394.533	

Fuente: El autor

4.5. MODELO FINANCIERO

Los flujos de caja del proyecto son calculados y presentados en el anexo A, el modelo arrojó los siguientes resultados.

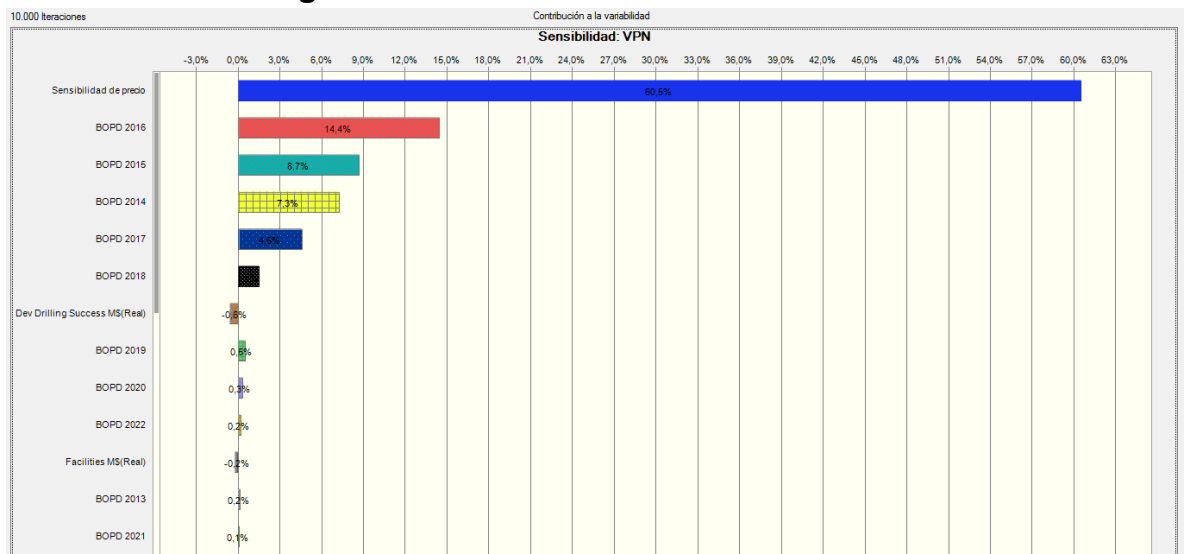
Figura 15. VPN calculado para el Proyecto



Fuente: El autor

De acuerdo a la figura 15, el valor esperado del VPN es de 18.2 MUSD y el Riesgo Asociado es del 11%

Figura 16. Análisis de sensibilidad del VPN



Fuente: El autor

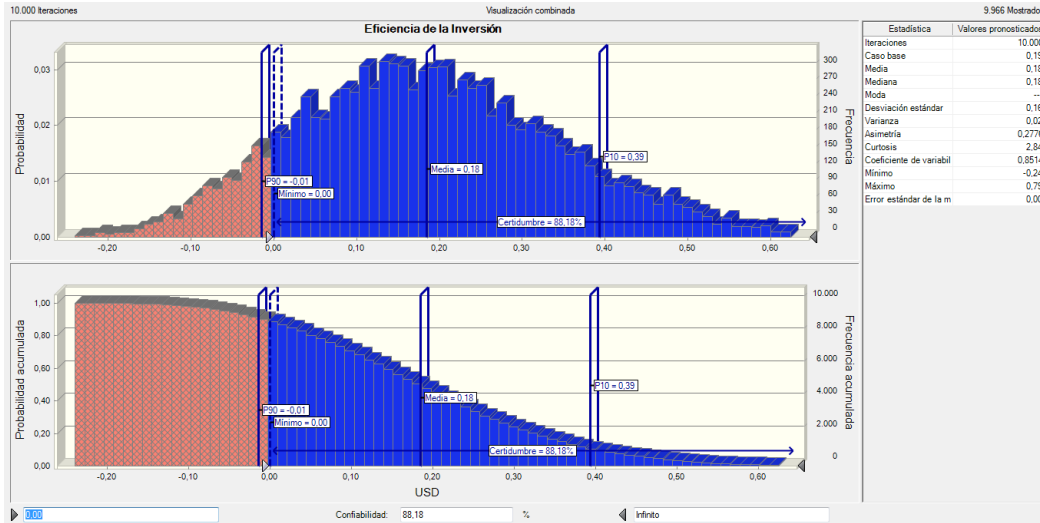
El análisis de sensibilidad mostrado en la figura 16 indica que el precio de venta del crudo es la variable que más peso tiene en el VPN, seguido de la producción de crudo en el 2016 y el 2015, años donde se presentan los picos de producción.

De la figura 16 también se nota que si hay sobrecostos en la perforación, el VPN del proyecto se afectará negativamente.

EFI - Eficiencia Financiera:

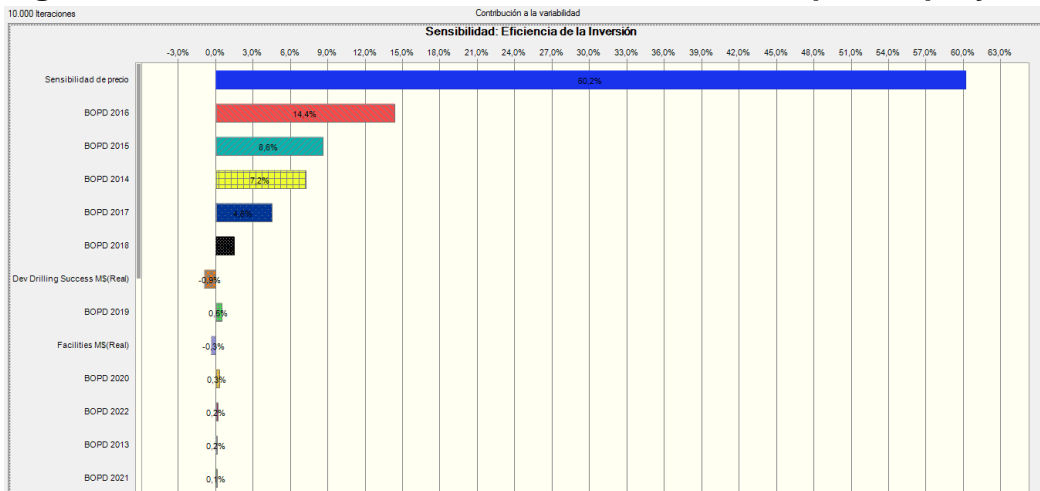
De acuerdo a la figura 17, se espera que el proyecto genere una EFI del 18%

Figura 17. Eficiencia de la Inversión calculada para el proyecto



Fuente: El autor

Figura 18. Análisis de sensibilidad a la EFI calculada para el proyecto



Fuente: El autor

La figura 18 muestra que el análisis de sensibilidad de la Eficiencia de la inversión es similar al del VPN.

5. PLAN DE DESARROLLO

A continuación se describe el plan de desarrollo a implementar con el objetivo de cumplir con las proyecciones volumétricas y financieras de la comercialidad.

5.1. LECCIONES APRENDIDAS EN EL ÁREA:

Para documentar las lecciones Aprendidas, se realizaron sesiones de trabajo con grupos interdisciplinarios que trabajan en la operación de los Campos de la Asociación, a continuación se escriben las lecciones aprendidas más relevantes a incluirse en el plan de desarrollo:

- Utilizar revestimiento de superficie de 9-5/8" para cubrir zonas acuíferas, revestimiento intermedio de 7" y completamiento con Mesh-rite de 5-1/2".
- Durante la etapa de Completamiento, utilizar salmuera inhibida con el fin de evitar hinchamiento de las arcillas
- Utilizar tubería aislada con empaque térmico e inhibidor de arcilla, para inyección de vapor con el objeto de reducir las pérdidas de calor hacia la formación y mejorar la eficiencia del proceso térmico.
- Debido a las presiones de yacimiento observadas en la zona, se sugiere la compra de generadores de vapor con el setting máximo de presión de 1900 psi para mejorar la eficiencia de la inyección.
- Utilizar bombas de cavidades progresivas para producir en frío antes de la estimulación con vapor y bombeo mecánico después de la inyección. Se recomienda bombas de doble pistón para los pozos con alto ángulo de desviación.

5.2. ESTRATEGIA DE DESARROLLO

La estrategia dentro del Plan de Desarrollo para el Campo A, objeto de la presente comercialidad, está basada en:

- Aplicación de tecnologías existentes, de amplia aplicación en los campos vecinos del Contrato de Asociación.

- Durante la primera etapa del desarrollo se contempla la adquisición de información de análisis de los fluidos, registros especiales, presiones, etc., para disponer cada vez más de un mejor conocimiento de las características geológicas, propiedades petrofísicas y de fluidos de las zonas a producir, con miras a una optimización en la explotación futura del campo.
- Todas las capas de arena de interés petrolífero en el yacimiento serán desarrolladas como una sola unidad, teniendo en cuenta que están distribuidas en un intervalo vertical relativamente pequeño, con características petrofísicas de las diferentes capas y de sus fluidos bastante similares y que las reservas estimadas para cada una de las capas de interés no son suficientes para una explotación individual de cada una de ellas.
- El completamiento con mallas, y la inyección de vapor serán aplicados para optimizar el recobro y la producción de petróleo.
- Se ha considerado un espaciamento de 10 acres / pozo; sin embargo, durante la perforación y según la evaluación de los resultados de producción que se vayan obteniendo, este espaciamento podría ser ajustado.
- Se planea la perforación de 80 pozos productores adicionales de tipo convencional, partiendo desde un total de 10 clústeres; de los cuales 4 son nuevos y 6 son ampliaciones de clústeres existentes; con un rango de 5 a 14 pozos por clúster.

5.2.1. Perforación de pozos

Los pozos serán completados con revestimiento de superficie de 9 5/8" asentado a una profundidad aproximada de 180 pies y el revestimiento de producción de 7" se colocará desde la superficie hasta el tope de la formación objetivo.

Tanto el revestimiento de superficie como el de producción deben ser cementados desde sus respectivos zapatos hasta superficie. El hueco en el intervalo de producción debe ser completado con screenliner 5-1/2" acorde con las lecciones aprendidas del área.

5.2.1.1. Protección de la formación durante la perforación

En la perforación de los pozos de desarrollo se debe prestar mayor atención a la protección de la formación, por cuanto el yacimiento presenta buena

permeabilidad y alto contenido de arcillas. Para el control de las arcillas se implementará el uso de un inhibidor de arcillas.

Los requerimientos que se deben cumplir para la preservación del yacimiento son listados a continuación:

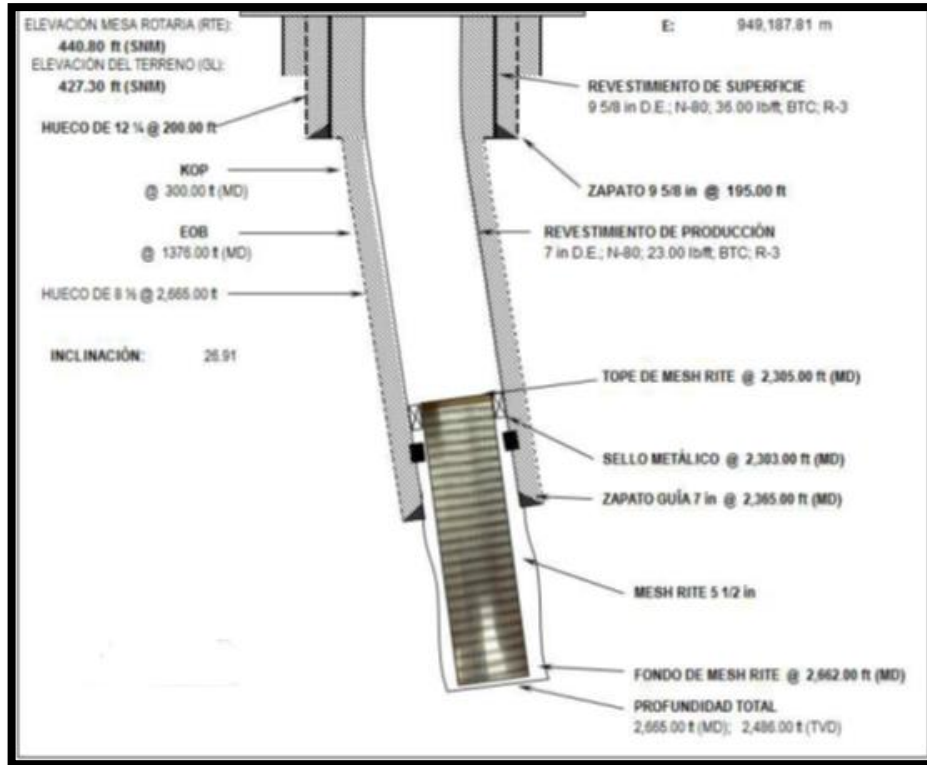
- ✓ Cuando se penetren los intervalos de interés petrolíferos, la presión entre la formación y la columna de fluido debe estar balanceada (se tolera un ligero sobre balance).
- ✓ Promover el uso de altas tasas de perforación para disminuir el tiempo de contacto entre el fluido de perforación y la formación.
- ✓ Las propiedades del lodo se deben ajustar dentro de parámetros aceptables antes de penetrar el intervalo petrolífero. Se deben remover las fases sólidas dañinas, utilizando equipos de control de sólidos. Las propiedades del lodo deben coincidir con el diseño.
- ✓ Controlar la velocidad de los viajes mientras se perfora el intervalo petrolífero de interés. Aplicar una velocidad de viaje de 0.5m/s en caso de ocurrencia de sugerencias y presencia de presión en el pozo.

5.2.2. Completamiento de pozos

El intervalo de interés de Zona B en el sector centro del Campo A se encuentra entre 1420 a 1725 pies (MD) y entre 2350 a 3030 pies (MD) en el sector sur, para un rango de profundidad promedio general entre 1850 a 2330 pies (MD), según los pozos exploratorios del Área.

A partir de los análisis de muestras de pared de los pozos exploratorios y de núcleos recuperados en pozos del sector, se ha corroborado que la arena de la formación objetivo es poco consolidada y por lo tanto, el pozo producirá arena. Con el efecto de la inyección de vapor y la producción de fluidos, la estructura de cemento de la arena de formación es fácilmente destructible, lo cual agudizará la producción de arena. Por este motivo, se escogió para el desarrollo del área un completamiento a hueco abierto, revestido con malla Premium en la zona de interés petrolífero como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Completamiento típico Pozo Convencional



Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

5.2.2.1. Revestimiento de Producción.

Teniendo en cuenta, los resultados de trabajos exitosos realizados en los campos vecinos, se ha establecido que no es necesario utilizar revestimiento de producción de 9 5/8". Por ello, se ha seleccionado un revestimiento de 7", con el fin de obtener una alta producción y un bajo costo de perforación y de materiales de revestimiento. Esta ha sido la práctica utilizada en el desarrollo de los campos de la Asociación.

5.2.2.2. Utilización de *Liner* y Juntas de Expansión

Se recomienda la instalación de *linerscreen* de 5 1/2" dentro de un revestimiento de producción de 7". Para obtener un comportamiento operacional más confiable, lograr una alta velocidad de inyección de vapor y una alta capacidad de salida del fluido a producir al inicio de cada ciclo de producción ("*huff y Puff*"), se ha seleccionado el uso preferente de *linerscreens* en lugar de un liner ranurado y empaquetado.

Las juntas de expansión son utilizadas en la sarta del *liner*. Con las ventajas que se le han reconocido a la implementación de juntas de expansión en los procesos térmicos, su uso ya es normal en los pozos convencionales de la asociación. Muchos casos de daño de liner se han observado en algunos campos donde existen procesos térmicos de producción de aceite. Existen 2 principales razones responsables de esos daños. La primera es la expansión y contracción que sufre el liner durante la etapa de inyección del vapor y el posterior enfriamiento de la formación por la producción de fluidos; la otra razón es la expansión del fluido que entra y la producción asociada de arena. La razón más importante es la expansión del liner a medida que este se calienta, generándose el quiebre posterior de este.

Cuando no existen juntas de expansión, los liners expandidos se doblan en el fondo del pozo y presentan un estrés extremadamente alto al interior del liner, el cual puede fácilmente dañar el liner debido a que se causan fuerzas internas que pueden presionar su anclaje en su movimiento hacia arriba.

Posteriormente, cuando el screen liner se enfría, se va encogiendo y arrastra su anclaje hacia abajo. Después de varios ciclos de estimulación, el ancla y el sello del liner se deterioran. De esta manera la arena de la formación se podrá mover al interior del hueco a través del sello y el anclaje dañado y el pozo empezará a tener problemas de producción de arena. El número de juntas de expansión se decidirá teniendo en cuenta la longitud del screen liner y la posición de las mismas deberán ser repartidas igualmente a lo largo del screen liner. Una junta de expansión se debe colocar cerca del ancla del screen liner. De esta manera, las fuerzas internas que se generan entre el anclaje y el screen liner pueden fácilmente ser liberadas y evitarse el movimiento del ancla.

5.2.3. Ingeniería de Producción

Teniendo en cuenta que para el desarrollo del Campo A se utilizará inyección cíclica de vapor, se deberá analizar la conveniencia de implementar el uso de tubería de producción de 3 1/2" con su correspondiente bomba *steam by pass*, con miras a optimizar el proceso de producción – inyección, o en su defecto, igualmente analizar la opción de usar sarta tubería aislada con empaque térmico durante la etapa de inyección del vapor y con posterioridad instalarle al pozo el sistema de tubería de 3 1/2" o el de 2 7/8" actual de levantamiento aplicado en el área.

5.2.3.1. Selección del método de levantamiento artificial

De acuerdo con los resultados de producción obtenidos durante las evaluaciones de los pozos exploratorios, una opción considerada es su explotación bajo condiciones frías, caso en el cual resultaría muy factible el uso de bombas de cavidades progresivas (PCP), sin embargo, debido a la estimulación con vapor, el fluido del pozo que inicialmente se produce viene acompañado de altas temperaturas, lo cual limita la utilización de bombas de cavidades progresivas (PCP) y las bombas hidráulicas. Por ello se escogió el bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial para la opción de inyección cíclica con vapor.

5.2.3.2. Control de cabeza de pozo

La válvula de choque se recomienda en el árbol de navidad para controlar la tasa de producción del fluido y así evitar el daño del liner ranurado. En algunos pozos, la producción después de la inyección de vapor puede alcanzar una velocidad de flujo muy alta, lo cual puede deteriorar paulatinamente el tamaño de las ranuras liner ranurado, especialmente en el caso de arrastre de finos de la formación. Por ello, durante el primer ciclo de producción en caliente, es práctica común iniciar los pozos a bajas y estables tasas de producción e ir las incrementando paulatinamente con el fin de formar un empaquetamiento natural en la vecindad del pozo que ayude a soportar el empaque de grava y/o finos en el caso de completamientos con mallas.

Los pozos se deben producir de manera controlada, monitoreando la producción de fluidos, la temperatura y presión en cabeza de pozo.

5.2.4. Facilidades de Producción

Las facilidades de producción del Campo A serán diseñadas y construidas para atender los actuales requerimientos de Campo B y Campo C, con una capacidad máxima de 45.000 BFPD en módulos de tratamiento, las cuales se integrarán en un solo módulo, en facilidades de producción comunes, para obtener sinergias en las etapas de implementación y en la operación del proyecto, sin embargo, por requerimientos legales su fiscalización se realiza independiente para cada Campo. El objetivo de la integración es la utilización compartida de los equipos disponibles por varios campos de la asociación, con esto se reduce el back up de equipos para mantenimiento, se optimiza la capacidad de los equipos en costo de inversión y eficiencia de operación y producción.

Estas sinergias se presentan en los sistemas de tratamiento de separación de fluidos, fiscalización del crudo, de almacenamiento y despacho de crudo incluidos los oleoductos, en la suavización de agua para generación de vapor, así como en el sistema de tratamiento de aguas residuales.

La construcción del MTB, las Estaciones Intermedias, Estaciones de Transferencia son de tipo modular donde se incorporan los equipos de acuerdo con el desarrollo de cada campo. Las tróncales de tubería de interconexión entre todas las facilidades mencionadas se desarrollan para cada Campo. El desarrollo de este proyecto tomará alrededor de dos años, por lo cual será necesario adelantar algunas facilidades tempranas para atender la producción inicial mientras se tiene todo el proyecto construido y puesto en marcha.

5.2.4.1. Filosofía del proceso

Los procesos más importantes requeridos en las facilidades de producción para la producción del Área son: recolección de fluidos, tratamiento y separación de fluidos, fiscalización del crudo, almacenamiento y despacho del crudo, tratamiento e inyección de agua residual, tratamiento y disposición del gas producido, generación y distribución de vapor para inyección, estimulación y pruebas de pozos.

Los procesos auxiliares más importantes requeridos en las facilidades de producción para la producción del campo son: distribución de gas combustible, generación y distribución de agua suavizada y suministro de energía eléctrica.

5.2.4.2. Recolección de fluidos

Los pozos a perforar serán agrupados en locaciones multipozos. Los fluidos producidos serán recolectados desde estas locaciones y enviados al MTB para su separación.

Esta recolección será hecha por tróncales principales; en la zona norte, la zona central y la zona sur del campo. Estas troncales atraviesan el Campo hasta las estaciones de transferencia: Desde la estación Intermedia Norte (EIN), ETR y Estación Intermedia Sur (EIS). El fluido se transfiere desde estas estaciones al MTB para su tratamiento de separación.

5.2.4.3. Tratamiento y separación de Fluidos

El crudo proveniente de la EIN, EIS y ETR, es recibido y tratado en el MTB. Los procesos básicos de tratamiento y separación de fluidos en el MTB son:

- ✓ **Recibo de crudo:** Las líneas de transferencia desde las Estaciones de Transferencia del Sector Norte, Sector Sur y del Sector central, serán conectadas al múltiple de entrada del MTB. Desde aquí se hará la distribución del flujo hacia los equipos de separación.
- ✓ **Deshidratación del crudo.** El crudo entrará primero a un “FWKO - *Free Water Knock Out*”, en donde se separará el agua libre. Posteriormente el crudo con un 25% de BS&W es dirigido al “EHT - *Electrostatic Heater Treater*”, en el cual se rompe la emulsión. El crudo normalmente debe salir del EHT hacia los tanques de almacenamiento pasando por el sistema de fiscalización, con un contenido de agua de 0.5%, tal como es requerido para Entregar al oleoducto.
- ✓ **Fiscalización del crudo:** El crudo después del proceso de tratamiento de separación, pasa por un medidor en línea de BS%W y posteriormente, por un sistema de válvulas de control que de acuerdo con la media de BS%W da dos opciones: Si es menor o igual al 0.5%, dejará pasar el fluido hacia un medidor tipo “*Coriolis*” en donde se medirá la cantidad de crudo que está pasando por allí, el cual servirá como dato de fiscalización y posteriormente irá a almacenamiento. Si es mayor al 0.5%, desviará el fluido hacia un tanque de crudo sucio, desde donde se bombeará al sistema de recibo de crudo, para que se junte con el crudo proveniente de las Estaciones de transferencia e inicie nuevamente su proceso de tratamiento de separación.

5.2.4.4. Estación de Transferencia (ETR)

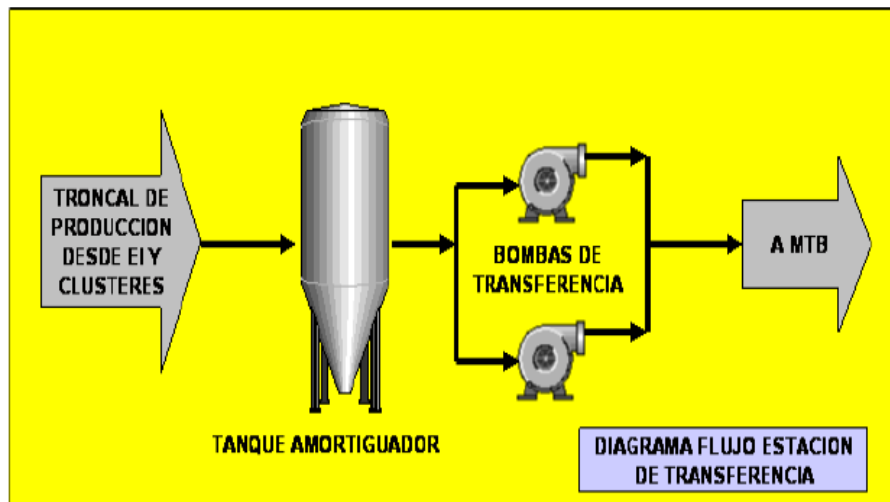
La Estación de Transferencia (ETR) consistirá de un múltiple de entrada, un tanque de amortiguamiento y dos bombas de transferencia, como se muestra en la figura 20. El número, tamaño y capacidad de los equipos requeridos en las Estaciones de Transferencia serán determinados por la Ingeniería Básica.

5.2.4.5. Módulo de Tratamiento y Bombeo (MTB)

En el MTB se realizarán los procesos de fiscalización, almacenamiento y despacho del crudo, tratamiento de aguas residuales, tratamiento de agua industrial para generación de vapor, y en general es el centro de control de todo el campo. La figura 21 muestra un esquema ilustrativo del proceso en el MTB

El MTB comprende tres (3) FWKO de 15000BFPD cada uno y cinco (5) EHT con capacidad de 4400BFPD cada uno. El proyecto considera la compra e instalación de 1 EHT para el sistema de tratamiento.

Figura 20. Diagrama de Bloque – Estación de Transferencia



Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

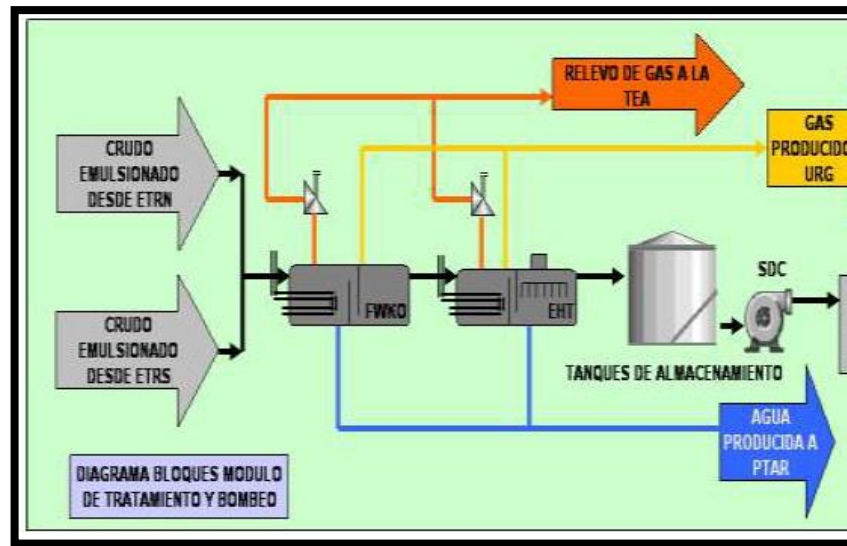
5.2.4.6. Almacenamiento y despacho del crudo

Desde los tanques de almacenamiento, el crudo es transferido por medio de bombas a la unidad de medición de transferencia para ser despachado al oleoducto.

Para la evacuación del crudo existen dos alternativas de transporte por Oleoducto:

- ✓ Llevarlo a la Refinería de ECOPETROL en Barrancabermeja,
- ✓ Llevarlo a la Estación Vasconia de ECOPETROL, utilizando la línea de 20" que hace parte de la asociación.

Figura 21. Diagrama de Bloque – Modulo de tratamiento y bombeo



Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

5.2.4.7. Tratamiento e inyección del agua residual

Todos los fluidos producidos en el área serán llevados al MTB, incluida el agua residual o de producción. El tratamiento de esta agua se realiza en una planta instalada en el MTB. En esta planta se hacen los procesos de desnatado del agua, filtrado, retro lavado y almacenamiento del agua residual para inyección del agua. Se contará con bombas de alta presión en el MTB, cerca de la planta de tratamiento de agua para inyectar el agua en los pozos inyectoros de agua perforados para tal fin. Las bombas tomarán el agua de los tanques de almacenamiento y la empujarán por líneas de tubería desde el MTB hasta los pozos inyectoros, a una presión suficiente para inyectarla al yacimiento de disposición.

5.2.4.8. Generación y distribución de vapor para inyección.

Para hacer la estimulación de los pozos se inyectará vapor de manera cíclica al yacimiento, lo cual requiere tener agua en adecuadas condiciones para la generación de vapor. Desde los pozos abastecedores de agua, se transportará hasta una planta de suavización de agua localizada en el MTB, en donde se hará el proceso de suavizado, desmineralización y almacenamiento del agua. Desde allí con bombas que tomarán el agua del tanque de almacenamiento, se hará la

distribución por una red de tuberías hasta las Estaciones Intermedias donde habrán generadores de vapor.

En las Estaciones Intermedias se generará vapor con los equipos allí localizados y se hará la distribución por tróncales de vapor aisladas térmicamente hasta cada uno de las locaciones multipozos, donde se encontrará una línea de inyección de vapor para cada uno de los pozos. Además, se contará con generadores de vapor portátiles que se podrán llevar a cada uno de los clústeres para dar mayor flexibilidad al proceso.

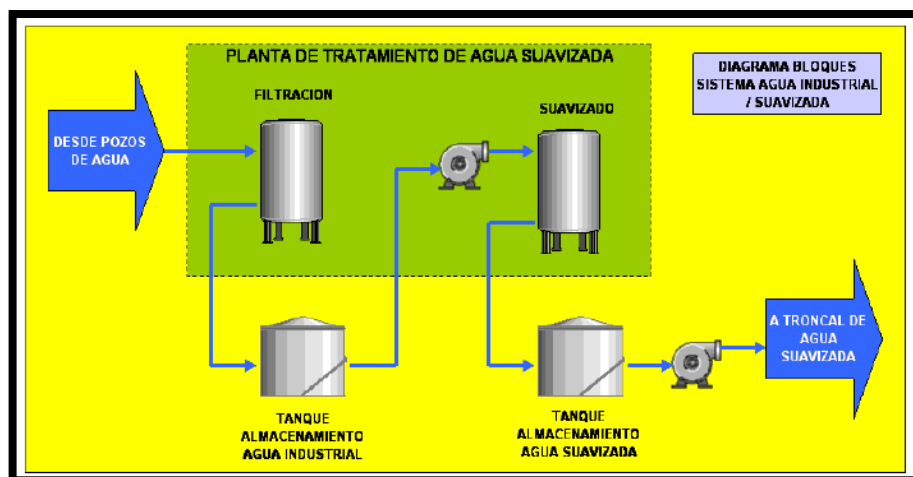
El número, tamaño y capacidad de los equipos requeridos en las estaciones intermedias será determinado en la Ingeniería Básica.

Tratamiento de agua para generación de vapor

El proyecto requiere la perforación de dos pozos para el suministro de agua industrial. El agua proveniente de los pozos de agua para generación de vapor será tratada por suavizado y desmineralización.

La figura 22. Muestra el esquema propuesto para el tratamiento del agua industrial, La planta comprende filtros, tanques de almacenamiento de agua industrial y suavizada, bombas de transferencia internas y de transferencia hacia las Estaciones Intermedias, Estaciones de Transferencia y clúster donde se encuentren ubicados los generadores de vapor.

Figura 22. Diseño Planta de tratamiento de Agua suavizada



Fuente: Solicitud de comercialidad del Campo

En las estaciones de transferencia se instalarán unidades recuperadoras de gas para tratar el gas de producción, el cual es separado en los “surge tank” y en los separadores de prueba, dejándolo en condiciones de uso como gas combustible. Habrá una red de distribución en esta área hacia cada uno de los equipos que tienen quemadores de gas. De igual manera se contará con una tea para quemar los alivios de los equipos y dar seguridad al sistema. El gas de anulares será conducido desde cada clúster, por un sistema de líneas de recolección independientes, hasta las Estaciones Intermedias donde será tratado y comprimido por una Unidad de Recobro de Gas (URG), para usarlo como combustible en los quemadores de los separadores de prueba y de los generadores de vapor localizados en estos lugares. Adicionalmente el campo contará con un “City gate” conectado al Gasoducto de Centro Oriente, de donde se tomará el gas adicional requerido por el campo. Este será trasladado a los diferentes clústeres especiales del campo y al MTB a través de una red de tubería exclusiva para este producto.

5.2.4.9. Arranque temprano

Mientras se hace la construcción de las facilidades de producción, se aprovecharán las facilidades que ya existen y las que están en proceso de construcción. Allí se tendrá recibo, almacenamiento y bombeo de la producción hacia el MORMTB. Se pondrá prioridad a la construcción de las tróncas de recolección de fluidos y en caso de ser necesario, se hará la recolección desde los clústeres utilizando carro-tanques que llevarán el crudo hasta la ETR. Inicialmente, la producción del Campo se hará en frío mientras llegan los generadores de vapor que son la ruta crítica de este sistema.

6. CONCLUSIONES

- De acuerdo al análisis probabilístico del proyecto se estiman reservas 1P de 7,5 MBLS; 2P de 11 MBLS y 3P de 15 MBLS.
- Las variables que más incertidumbre aportan al cálculo de reservas y que por lo tanto necesitan de mayor información, son los espesores del yacimiento en cada una de las zonas
- El valor más probable de VPN del proyecto se estima en 18,2 MUSD y la probabilidad que se generen pérdidas económicas es del 11%.
- Este proyecto tendrá un mejor desempeño financiero si los precios del crudo suben o si se producen mayores cantidades de crudo y se castigará si hay sobrecostos en la perforación de pozos y en la construcción de facilidades.
- De acuerdo con la evaluaciones realizadas, se determina viable la participación en el Campo A.
- Se estableció el plan de desarrollo del Campo de acuerdo a las lecciones aprendidas en los campos de la misma zona y a las premisas utilizadas en el modelamiento del comportamiento del proyecto.

7. RECOMENDACIONES

- Aprobar la extensión de comercialidad del Campo A, perteneciente al Contrato de Asociación 50/50, para un área de 1.036 acres en la zona B.

- Adquirir más información del yacimiento con el fin de calibrar mejor el modelo volumétrico, en especial se deben tomar más datos de espesor promedio del yacimiento tanto para la zona 2 como la 4.

- Ejecutar el plan de desarrollo del Campo A

8. BIBLIOGRAFÍA

Análisis de Riesgo en Exploración y producción. R2M. Parte I: Análisis de riesgo en la estimación de reservas, [CD ROM] Bogotá 2012, 59p.

Análisis de Riesgo en Exploración y producción. R2M. Modulo I: Básico de probabilidad y estadística descriptiva, [CD ROM] Bogotá 2012, 103p.

BRAVO MENDOZA, Oscar. SANCHEZ, Marleny: Gestión integral de riesgos: herramientas para analizar el riesgo. Tomo 1 2 ed. Bogotá, Consorcio gráfico: 2007.

ECOPETROL, Solicitud de comercialidad del Campo, Informe técnico. [Documento Confidencial]. 2012

En el Corazón del Magdalena, Revista Carta Petrolera; Ecopetrol EDICIÓN 109 julio – agosto. [en línea] disponible en:

http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera109/rev_produccion.htm

http://www.slb.com/services/technical_challenges/heavy_oil.aspx [en línea] consultado el 9 de Octubre de 2012

LOBO EDUARDO, Evaluación económica del desarrollo de fracturamientos hidráulicos realizados en el Campo Cantagallo 2005-2008. Monografía de la VI promoción de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos UIS, Bucaramanga 2009.

TREVIÑO, Manuel, Futuro pesado Venezuela y Canadá son el boom con sus crudos y bitúmenes, Revista Carta Petrolera; Ecopetrol EDICIÓN 114 Abril- Mayo 2006. [en línea] disponible en:

http://www.ecopetrol.com.co/especiales/informe_carta_abr2006/rev_invitado.htm

VERA DÍAZ, JULIO CESAR, Exploration of Colombia's new frontiers –pinpointing untapped reserves & developing mature fields to realise maximum production, Cartagena 15 de Marzo 2012. [En línea] disponible en [http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Presentacion%20Oil%20%26%20Gas%20\(Mar 15 2012\).pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Presentacion%20Oil%20%26%20Gas%20(Mar%2015%202012).pdf)

ANEXO A

Tabla 39. Flujos de Caja Esperados del proyecto

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Participación Ecopetrol	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	100%
Perfil de producción	-	586.598	1.358.544	1.446.903	1.938.373	1.358.833	785.642	445.496	307.067	219.285	112.667	49.071
Reservas remanentes		8.608.480	8.021.882	6.663.339	5.216.435	3.278.062	1.919.229	1.133.587	688.091	381.023	161.738	49.071
Factor de amortización		6.81%	16.94%	21.71%	37.16%	41.45%	40.94%	39.30%	44.63%	57.55%	69.66%	100.00%
(+) Ventas de crudo		15.544.835	36.001.412	38.342.937	51.366.888	36.009.076	20.819.509	11.805.656	8.137.286	5.811.051	5.971.376	2.600.763
Regalías		466.345	1.080.042	1.150.288	1.541.007	1.080.272	624.585	354.170	244.119	174.332	895.706	390.115
Opex		3.348.551	6.227.402	6.082.311	8.532.350	6.279.664	3.815.851	2.271.123	1.647.635	1.181.317	1.239.342	588.852
Nafta [barriles]		52.794	122.269	130.221	174.454	122.295	70.708	40.095	27.636	19.736	20.280	8.833
Nafta [USD]		398.065	921.908	981.869	1.315.380	922.104	533.137	302.314	208.376	148.807	152.912	66.599
(-) Costos directos		4.212.961	8.229.352	8.214.468	11.388.737	8.282.040	4.973.573	2.927.607	2.100.129	1.504.455	2.287.961	1.045.566
(=) Utilidad Operacional (EBITDA)		11.331.874	27.772.059	30.128.469	39.978.151	27.727.036	15.845.937	8.878.049	6.037.157	4.306.596	3.683.415	1.555.198
(-) Amortización	-	-	9.651.668	10.279.411	13.771.019	9.653.723	5.581.531	3.164.995	2.181.536	1.557.893	800.437	348.621
(-) Depreciación	-	-	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279
(-) Abandono de pozos	-	-	-	-	-	-	71.801	143.602	1.077.015	1.507.821	1.866.826	1.077.015
(=) Utilidad antes de impuestos	-	11.331.874	16.509.113	18.237.780	24.595.852	16.462.034	8.581.326	3.958.174	1.167.327	- 370.396	- 595.127	-1.481.717
(-) Impuestos sobre la renta	-	3.739.518	5.448.007	6.018.467	8.116.631	5.432.471	2.831.838	1.306.197	385.218	- 122.231	-	-
(=) Utilidad despues de impuestos		7.592.356	11.061.105	12.219.312	16.479.221	11.029.563	5.749.488	2.651.976	782.109	- 248.165	- 595.127	-1.481.717
Dev G&A (100%)		6.127.265										
Dev G&G (100%)		6.938.500										
Dev Drilling Success (100%)		50.052.333										
Facilities (100%)		32.225.580										
Pipelines (100%)		-										
Land (100%)		2.765.580										
Environmental Investment (100%)		835.200										
Total Inversiones (Participación Ecopetrol)		98.944.458										
(-) Otras Inversiones		9.728.045										
(-) Inversiones depreciables	-	16.112.790										
(-) Inversiones amortizables	-	56.990.833										
Inversiones acumuladas	-	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833	56.990.833
(+) Amortización	-	-	9.651.668	10.279.411	13.771.019	9.653.723	5.581.531	3.164.995	2.181.536	1.557.893	800.437	348.621
Amortización acumulada	-	-	9.651.668	19.931.079	33.702.098	43.355.821	48.937.352	52.102.346	54.283.882	55.841.775	56.642.212	56.990.833
Pendiente por amortizar	-	56.990.833	47.339.165	37.059.755	23.288.735	13.635.013	8.053.482	4.888.487	2.706.951	1.149.058	348.621	-
Depreciación inversiones año 2012		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación inversiones año 2013		-	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279
(+) Depreciación	-	-	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279	1.611.279
(=) Flujo de caja	-	- 75.239.313	22.324.052	24.110.002	31.861.520	22.294.565	12.942.298	7.428.250	4.574.924	2.921.006	1.816.589	478.183

Fuente: El autor