

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RETORNO DE CAPITAL ENTRE LAS
FORMACIONES DOIMA - CHICORAL, HONDA Y MONSERRATE DE
POZOS PERFORADOS DURANTE 2009 HASTA 2011 EN CAMPO DINA
TERCIARIO**

EDWIN ORLANDO BARÓN RODRÍGUEZ

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

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RETORNO DE CAPITAL ENTRE LAS
FORMACIONES DOIMA - CHICORAL, HONDA Y MONSERRATE DE
POZOS PERFORADOS DURANTE 2009 HASTA 2011 EN CAMPO DINA
TERCIARIO**

EDWIN ORLANDO BARÓN RODRÍGUEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Directora:

Ing. ANGELA ORTIZ MADURO

Co-Director:

Ing. JORGE ORLANDO MAYORGA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a Dios todopoderoso por permitirme dar este paso, y darme la fortaleza para poder cumplir con todas las expectativas fijadas para este proyecto.

A la Ingeniera de Petróleos Ángela Ortiz Maduro por confiar en mí para la realización de este proyecto, por su apoyo incondicional, y por el tiempo dedicado a dirigir este proyecto.

Al Ingeniero Jorge Orlando Mayorga por su valiosa colaboración y apoyo para la elaboración de este proyecto.

Al Ingeniero Camilo Andrés Pinto Lozada por su tiempo y colaboración.

A PETROMINERALES COLOMBIA LTD por esta gran oportunidad de hacerme parte de este gran equipo de trabajo indirectamente; por la logística y toda la información requerida para la realización de este proyecto.

A la Universidad Surcolombiana y la planta de profesionales que hicieron posible que adquiriera las herramientas académicas necesarias para cumplir con la realización de este proyecto, por todas sus enseñanzas, por ser parte de nuestra formación integral y profesional.

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, la salud y fortaleza.

A mi madre Blanca Esperanza Rodríguez Moreno por su apoyo incondicional, por su comprensión, por confiar siempre en mí, por los valores inculcados que me han permitido ser una mejor persona cada día y sobre todo por ese amor infinito que me ha motivado siempre a evolucionar como ser humano.

Espero lograr enorgullecerla siempre.

A mi Padre Orlando Barón Rodríguez, mi Hermana Paola Ximena Barón Rodríguez que siempre han sido un gran apoyo en mi vida y gracias a ellos también he salido siempre adelante con mis proyectos.

A mi hija Isabel Sofía Barón Yepes, principal fuente de inspiración y fortaleza, luz de mi vida, que con su alegría, sinceridad, e inocencia me enseñó que la vida es corta y que debemos amar sin condiciones ni restricciones para poder lograr todos los propósitos.

A mis amigos Francisco Guzmán, Jaime Amaríz, Pedro Cante, Diego Campo, y a todas aquellas personas que han influido en mi vida y en su momento han podido aportar positivamente a mi desarrollo profesional y personal.

EDWIN ORLANDO BARÓN RODRÍGUEZ

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1.GENERALIDADES DE CAMPO DINA TERCIARIO ¹ .	2
1.1 GEOLOGÍA Y PETROFÍSICA.	3
1.1.1 Breve descripción geológica del área del contrato.	3
1.1.2 Breve descripción del modelo estructural.	6
1.1.3 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área.	7
1.1.4 Breve descripción del modelo sedimentario.	9
1.1.5 Breve descripción del análisis petrofísico.	10
1.1.6 Metodología usada para la interpretación petrofísica.	10
2. CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUACION DE PROYECTOS.13	
2.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL ² .	13
2.2 FLUJO DE EFECTIVO.	14
2.3 COSTOS.	15
2.3.1 Según el área donde se consumen.	15
2.3.2 Según su identificación.	16
2.3.3 Según control que se tiene sobre su consumo	16
2.3.4 Según su importancia en la toma de decisiones.	17
2.3.5 Según su comportamiento.	17
2.4 INGRESOS.	20
2.5 VALOR PRESENTE NETO. (VPN)	21
2.6 TASA INTERNA DE RETORNO. (TIR)	23
2.7 RELACIÓN BENEFICIO COSTO. (RBC)	24

2.8 PERIODO DE RECUPERACIÓN.	25
3.ANÁLISIS GENERAL DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO DINA. TERCIARIOS.	26
4. ANALISIS TECNICO ECONÓMICO DE LAS FORMACIONES HONDA, DOIMA-CHICORAL Y MONSERRATE.	33
4.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE DEBEN SER REPRESENTATIVOS DE CADA FORMACIÓN A ANALIZAR.	34
4.1.1 Primer criterio de selección (pozos nuevos perforados a partir de la campaña de 2009 hasta el 2011).	35
4.1.2 Segundo criterio de selección usando el control de producción de Campo Dina Terciario.	36
4.1.3 Tercer criterio de selección usando el control de costos de Campo Dina Terciario.	44
4.2 ANÁLISIS TECNICO ECONÓMICO INDIVIDUAL DE LOS POZOS REPRESENTATIVOS PARA LAS FORMACIONES HONDA, DOIMA- CHICORAL Y MONSERRATE.	50
4.2.1 Evaluación económica de los pozos representativos en la Formación Honda.	52
4.2.2 Evaluación económica de los pozos representativos en la Formación Doima-Chicoral.	56
4.2.3 Evaluación económica de los pozos representativos en la Formación Monserrate.	62
CONCLUSIONES	68
RECOMENDACIONES	71

BIBLIOGRAFÍA	73
ANEXOS	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Ubicación geográfica del Campo Dina Terciario.	3
Figura 1.2 Esquema estructural del Campo Dina Terciario.	6
Figura 1.3 Esquema estructural -x- sección oeste - este del Campo Dina Terciario.	7
Figura 1.4 Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena.	8
Figura 2.1 Representación del flujo efectivo.	14
Figura 2.2 Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.	17
Figura 2.3 Comportamiento de un costo variable con respecto a la producción.	18
Figura 2.4 Comportamiento de un costo semi-variable mixto respecto a la producción.	19
Figura 2.5 Comportamiento de un costo semi-variable escalonado respecto a la producción.	20
Figura 2.6 Diagrama de cálculo de los ingresos.	20
Figura 2.7 Representación del valor presente.	21
Figura 3.1 Curva de producción histórica para Campo Dina Terciarios.	
Figura 3.2 PRODUCCIÓN CAMPO DT – AÑO 2009.	28
	29
Figura 3.3 PRODUCCIÓN CAMPO DT – AÑO 2010.	31
Figura 3.4 PRODUCCIÓN PROMEDIO CAMPO DT 2011.	32
Figura 4.1 Control de Producción Campo DT.	37
Figura 4.2 Selección de pruebas representativas por cada pozo.	38
Figura 4.3 BFPD Vs %BSW de las pruebas representativas de cada pozo en la Formación Honda.	40

Figura 4.4 BFPD Vs %BSW de las pruebas representativas de cada pozo en la Formación Doima - Chicoral.	42
Figura 4.5 BFPD Vs %BSW de las pruebas representativas de cada pozo en la Formación Monserrate.	43
Figura 4.6 Vista de la base de datos de SAP (sistemas de aplicaciones y productos) para un pozo.	45
Figura B1. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Septiembre 2011).	77
Figura B2. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Febrero 2009).	78
Figura B3. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Octubre 2009).	79
Figura B4. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Diciembre 2010).	80
Figura B5. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Enero 2011).	81
Figura B6. Reporte mensual modelo de la forma # 09 por cada pozo de la Formación Monserrate.	82

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Producción de Campo Dina (Gerencia Alto Magdalena – Huila) SEPTIEMBRE 2011 (Ver ANEXOS B).	4
Tabla 1.2 Complemento información técnica del Campo Dina Terciario.	5
Tabla 1.3 Formaciones productoras del Campo Dina Terciario.	5
Tabla 1.4 Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras en el Campo Dina Terciario.	11
Tabla 4.1 Pozos nuevos perforados en campañas 2009, 2010 y 2011.	36
Tabla 4.2 Pruebas representativas para cada pozo en la Formación Honda según los promedios de producción de BFPD vs %BSW.	39
Tabla 4.3 Pruebas representativas para cada pozo en la Formación Doima–Chicoral.	41
Tabla 4.4 Pruebas representativas para cada pozo en la Formación Monserrate.	43
Tabla 4.5 Resumen del balance económico preliminar para la Formación Honda en dólares.	47
Tabla 4.6 Resumen del balance económico preliminar para la Formación Doima-Chicoral en dólares.	48
Tabla 4.7 Resumen del balance económico preliminar para la Formación Monserrate en dólares.	49
Tabla 4.8 Criterios económicos evaluados para el Pozo 03.	52
Tabla 4.9 Criterios económicos evaluados para el Pozo 05.	54
Tabla 4.10 Criterios económicos evaluados para el Pozo 15.	56
Tabla 4.11 Criterios económicos evaluados para el Pozo 16.	58
Tabla 4.12 Criterios económicos evaluados para el Pozo 29.	60
Tabla 4.13 Criterios económicos evaluados para el Pozo 34.	62

Tabla 4.14 Criterios económicos evaluados para el Pozo 35.	64
Tabla 4.15 Criterios económicos evaluados para el Pozo 39.	66
Tabla C1. Trabajos realizados en el Pozo 35.	83
Tabla C2. Costos del Pozo 35.	86

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A. CONTRATO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL – CPI DINA TERCIARIO.	75
ANEXO B. REPORTES AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS - SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS (INFORME MENSUAL DE PRODUCCION, GERENCIA ALTO MAGDALENA – HUILA) FORMAS # 09.	76
ANEXO C. MUESTRA DE CÁLCULO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS POZOS REPRESENTATIVOS DE LAS FORMACIONES HONDA, DOIMA-CHICORAL Y MONSERRATE.	83

RESUMEN

TITULO: “ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RETORNO DE CAPITAL ENTRE LAS FORMACIONES DOIMA - CHICORAL, HONDA Y MONSERRATE DE POZOS PERFORADOS DURANTE 2009 HASTA 2011 EN CAMPO DINA TERCIARIO”. *

AUTOR: EDWIN ORLANDO BARÓN RODRÍGUEZ **

PALABRAS CLAVES: Formaciones Doima – Chicoral, Honda, Monserrate, pruebas de producción, Pozos DT, costos, trabajos en los pozos, Campo Dina Terciario, Evaluación técnico - económica.

DESCRIPCIÓN:

Existen diversos factores que deben ser analizados antes de perforar pozos de avanzada en la producción de un campo cuando este depende de múltiples formaciones geológicas, debido a que los problemas que presentan estas son diferentes por su morfología, profundidades y características en general, los altos costos que implica el mantenimiento de los pozos, así como las mismas campañas de proyectos de perforación influyen en los análisis de viabilidad económica de los proyectos.

En este trabajo se realizará el respectivo análisis comparativo de la producción, los costos de los proyectos de perforación, los trabajos hechos en los pozos y mantenimiento en general, observando los pozos cañoneados en formaciones individuales pero que aportan su producción a un mismo campo, determinando en cuál de ellas podemos encontrar un mayor y más eficiente retorno del capital, y así tener un precedente para poder determinar la dirección de las próximas campañas en cuanto a proyectos de perforación en el campo para optimizar así la producción en barriles limpios e incrementar los esfuerzos en las formaciones menos problemáticas y que representen menos gastos y mayor rentabilidad.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ángela Ortiz Maduro
Co-Director: Jorge Orlando Mayorga

ABSTRACT

TITLE: "COMPARATIVE ANALYSIS OF THE RETURN OF CAPITAL AMONG THE FORMATIONS DOIMA - CHICORAL, HONDA AND MONSERRATE OF PERFORATED WELLS DURING 2009 UP TO 2011 IN FIELD DINA THIRD" *

AUTOR: EDWIN ORLANDO BARÓN RODRÍGUEZ **

KEY WORDS: Formations Doima-Chicoral, Honda, Monserrate, production tests, Wells DT, costs, works in the wells, Field Dina Third, Evaluation technician - economic.

DESCRIPTION:

Diverse factors that should be analyzed before perforating wells of advanced in the production of a field exist when this it depends on multiple geologic formations, because the problems that present these they are different for their morphology, depths and characteristic in general, the high costs that it implies the maintenance of the wells, as well as the same campaigns of perforation projects influence in the analyses of economic viability of the projects.

In this work it will be carried out the respective comparative analysis of the production, the costs of the perforation projects, the works made in the wells and maintenance in general, observing the wells shelled in individual formations but that they contribute their production to oneself field, determining in which of them we can find a bigger and more efficient return of the capital, and this way to have a precedent to be able to determine the address of the next campaigns as for perforation projects in the field to optimize this way the production in clean barrels and to increase the efforts in the less problematic formations and that they represent less expenses and bigger profitability.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.

Director: Ángela Ortiz Maduro.

Co-Director: Jorge Orlando Mayorga.

INTRODUCCIÓN

Una de las principales funciones de PETROMINERALES COLOMBIA LTD es ejecutar el CPI(Contrato de Producción Incremental) firmado en junio del 2001 con ECOPETROL, el cual expira en 2023; en donde se implementan trabajos de perforación, completamiento, estimulación, reacondicionamiento y testing de nuevos pozos, así como también proyectos de producción incremental en pozos existentes mediante workover de optimización de los métodos de producción del Campo Dina.

Ahora bien, realizar un análisis comparativo del retorno de capital entre las Formaciones Doima-Chicoral, Honda y Monserrate de pozos perforados durante 2009 hasta 2011 en Campo Dina Terciario, podríallevar a concluir cuál de estas zonas merece mayor inversión, y así definir algunos de los objetivos de la campaña del CPI (Contrato de Producción Incremental) para campañas posteriores. En donde se incrementen esfuerzos en la o las formaciones que presenten mayor interés, el cual será definido por rentabilidad en el menor tiempo posible según la experiencia obtenida en cada una de las formaciones a analizar.

Para cumplir con los objetivos de este proyecto se requiere además una evaluación técnico-económica de los pozos que fueron perforados desde Enero de 2009 hasta Diciembre de 2011, utilizando los históricos de producción y los costos de los proyectos en cada uno de los pozos, para así mismo poder elaborar un análisis económico referente a los gastos y tiempo en que se pagan las operaciones de perforación, completamiento, estimulación, testing, trabajos de reacondicionamiento, workover y wellservices.

1. GENERALIDADES DE CAMPO DINA TERCIARIO¹

El Campo Dina Terciario está ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la sub-cuenca de Neiva, unos 20 Kilómetros al norte de la ciudad de Neiva en medio de la cordillera central y oriental.

Fue descubierto en el año 1961 por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras, dentro de la Concesión Neiva 540, con la perforación del pozo Dina-1 el cual fue completado en mayo de 1961 en la Formación Monserrate.

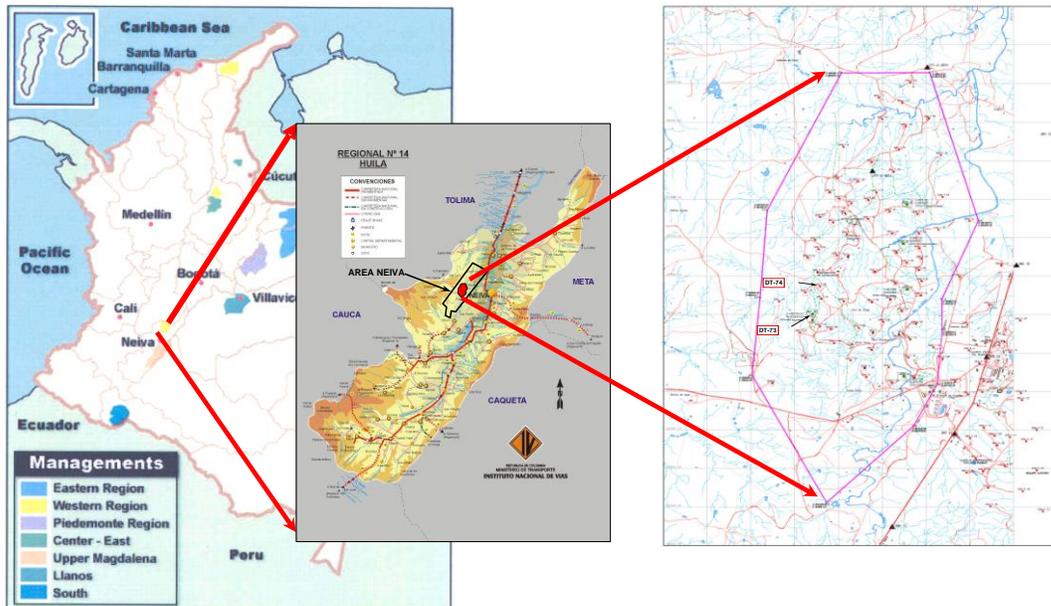
El pozo Dina-2 fue completado en febrero de 1963 y probó hidrocarburos en las Formaciones Barzalosa y Honda. En marzo de 1963 se perforó el pozo Dina-3, el cual probó hidrocarburos en la Formación Doima-Chicoral. En el año 1994 el Campo Dina Terciario revirtió a la Nación junto con los otros campos de la misma concesión. En junio del 2001, Ecopetrol firmó un contrato de producción incremental con PETROMINERALES el cual expira en 2023. (Ver ANEXO A).

La producción en Campo Dina Terciario inició en 1963 de las areniscas de la Formación Honda (Terciario-Mioceno) y alcanzó el pico máximo de producción de aceite el 17 de enero 2011 con 8535 BOPD.

A septiembre del 2011, la producción promedio del Campo era de 7567,05BOPD. (Ver ANEXOS B).

A continuación se presenta el mapa de localización del Campo Dina Terciario:

Figura 1.1 Ubicación geográfica del Campo Dina Terciario.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

1.1 GEOLOGÍA Y PETROFÍSICA.

1.1.1 Breve descripción geológica del área del contrato.

El Campo Dina Terciario corresponde a una trampa estructural formada por un anticlinal con cierre propio, limitado al Este por una falla inversa. La integración de la interpretación sísmica 3D junto con la información de pozo y registros dipmeter, permitió definir un modelo estructural más complejo con dos fallas inversas (back thrust de la falla que limita el campo al este) con rumbo norte-sur y una al norte con rumbo E-W que dividen el campo en varios bloques. Cada uno de estos bloques tienen contacto de fluidos y mecanismo de producción diferentes.

Tabla 1.1 Producción de Campo Dina (Gerencia Alto Magdalena – Huila)
SEPTIEMBRE 2011 (Ver ANEXOS B).

Formaciones	BOPD (Bbls)	BOP acum (Bbls)	BOPD*%	BOP acum*%
Doima -Chicoral	974.71	2038719.55	12.88	3.49
Doima	666.7	80450.63	8.81	0.14
Honda	1620.47	1953927.35	21.41	3.35
Montserrat	1989.87	985984.88	26.30	1.69
H-D-CH	1793.39	52948494.2	23.70	90.66
H-M	521.91	393237.98	6.90	0.67

Fuente: Autor.

El yacimiento productor más importante del campo Dina Terciario lo constituyen las areniscas de la Formación Honda (Terciario Superior-Mioceno) de donde proviene aproximadamente el 90% de la producción acumulada del campo a la fecha. Yacimientos secundarios productores son la Formación Barzalosa (Terciario-Oligoceno), Grupo Chicoral (Eoceno), la Formación Doima (Oligoceno) y la Formación Monserrate (K-4) del Cretácico que han aportado el 10% de la producción total del campo. Siendo este último el más importante a la fecha ya que hasta el momento aporta el mayor porcentaje de la producción diaria del campo.

Tabla 1.2 Complemento información técnica del Campo Dina Terciario.

PROPIEDAD	FORMACIÓN			
	<i>Honda</i>	<i>Barzalosa</i>	<i>Doima - Chicoral</i>	<i>Monserate</i>
<i>Tipo de Formación</i>	Arena arcillosa	Arena arcillosa	Arcillosa y conglomerática	Arenisca
<i>Contenido de arcillas</i>	Esmectita - Caolinita	Caolinita	Caolinita (12 - 30 %)	Caolinita (<10)
<i>Espesor Neto prom (Pies)</i>	500	17	35	25
<i>Profundidad Prom (Pies)</i>	2300	3500	3500	3500
<i>Buzamiento zona de interés</i>			AltoAlto	
<i>Pozos Corazonados</i>	DT12 - DT33 - DT49			

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

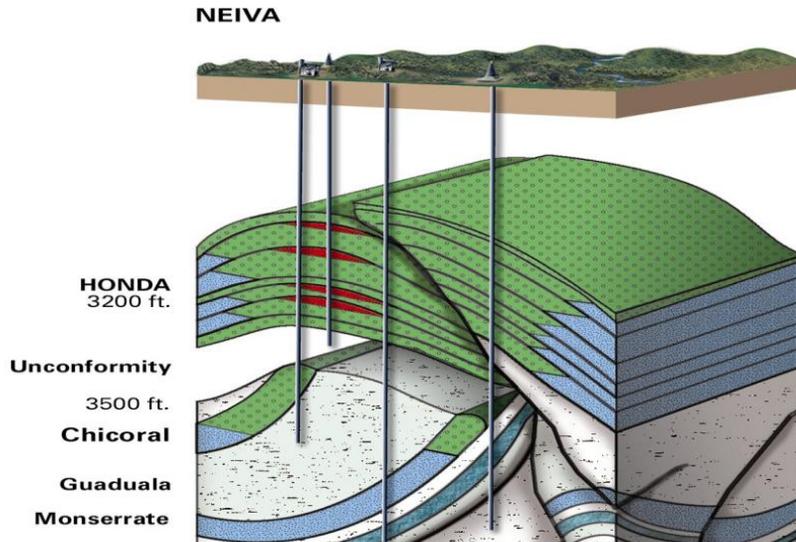
Tabla 1.3 Formaciones productoras del Campo Dina Terciario.

FORMACION	EDAD	PROFUNDIDAD	ESPESOR TOTAL PROMEDIO
<i>Honda</i>	Mioceno	3200 ft	1400 ft
<i>Barzalosa</i>	Oligoceno	3300 ft	50 ft
<i>Monserate</i>	CretaceoTardio	3500 ft	200 ft
<i>Doima - Chicoral</i>	Oligoceno - Eoceno	3700 ft	300 ft

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

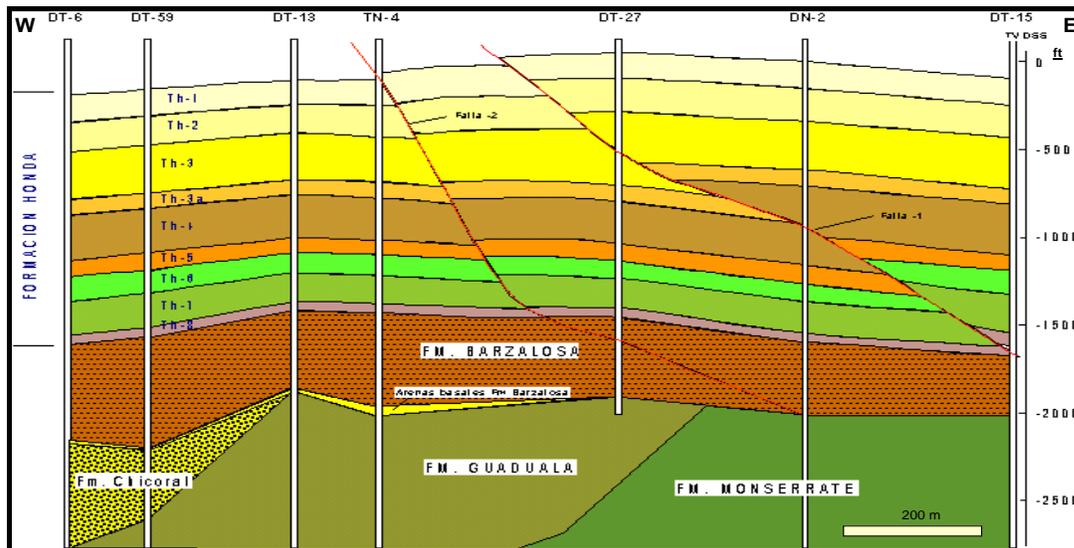
1.1.2 Breve descripción del modelo estructural

Figura 1.2 Esquema estructural del Campo Dina Terciario.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

Figura 1.3 Esquema estructural -x- sección oeste - este del Campo Dina Terciario.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

1.1.3 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área.

La Formación Honda, es la principal Formación productora del Campo Dina Terciario en el Valle Superior del Magdalena (aporta aproximadamente 90% de la producción acumulada). Esta fue subdividida en 10 unidades estratigráficas, de base a tope con la siguiente nomenclatura, Th-8, Th-7b, Th-7a, Th-6, Th-5, Th-4, Th-3a, Th-3, Th-2 y Th-1. Cada una de estas unidades corresponde a un yacimiento independiente con sus respectivos contactos de agua-aceite y gas-aceite, lo cual establece para esta formación la presencia de multicapas o múltiples yacimientos.

Durante el depósito de la Formación Honda, hay evidencia de tectonismo sin-sedimentario, reflejado por el mayor espesor a los flancos este y oeste del anticlinal y menores espesores en la parte central del mismo.

Figura 1.4 Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena.

		GRUPO	FORMACION	AMBIENTE	LITOLOGIA			
CUATERNARIO								
TERCIARIO	Neógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Plioceno - Holoceno	Gigante / Mesa (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.			
			Mioceno	Medio a Superior	Honda (2500 mts)		Terrestre, Llanuras Aluviales	
				Inferior	Barzalosa (50 - 300 mts)		Terrestre, Lagunares	
			Paleógeno	Oligoceno	Gualanday		Doima	
							Potrerrillo	Terrestre, Ríos entrelazados.
	Chicoral							
	Superior	Secuencia Preorogénica	Paleoceno	Guaduala	Teruel	Terrestre, Paálico.		
			Maastrichtiano	Guaduala	San Francisco			
			Maastrichtiano Campaniano	Monserrate (150 - 200 mts)		Marino Inter a Intamared.		
			Santoniano Albiano	Villeta (700 - 1100 mts)	Shale Aico	Plataforma Detrítico - Calcárea		
Shale Bambuca								
Inferior	Albiano	Caballos (90 - 200 mts)	Superior	Fluvial Salobre				
			Medio					
			Inferior					
		Aptiano	Yaví (385 mts)		Supra a intermareal Terrestre.			
JURÁSICO								
			Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclástico				

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

1.1.4 Breve descripción del modelo sedimentario.

La Formación Honda, que es la principal formación productora y es el principal objetivo del presente análisis, corresponde a depósitos fluviales de ambiente continental con dirección preferencial N-S, representados por ciclos grano decreciente de canales apilados principalmente. Las arenitas están constituidas por granos de tamaño medio con esporádicas variaciones a tamaño grueso y muy grueso. Los minerales autigénicos (esmectita) se encuentran formando delgados abrigos alrededor de los granos del armazón. La porosidad primaria es predominante y es en promedio del 15%-18%. Hace parte también de esta formación los complejos de crevasse, con facies de areniscas bioturbadas, areniscas con laminaciones y ondulitas y areniscas con estratificación cruzada y el subambiente de llanura de inundación.

La Formación Honda en sus niveles productores de hidrocarburos, se encuentra sub-dividida en 8 unidades (Th2, Th3, Th3A, Th4, Th5, Th6, Th7 y Th8) con características geológicas, petrofísicas y de producción independientes.

Cada una de estas unidades estratigráficas está constituida por canales apilados, y separados de la sobreyacente unidad por llanuras de inundación continuas a través del campo. Todas las unidades definidas tienen buena continuidad a través del Campo. La Unidad Th1 es la Unidad inmediatamente superior y de allí hacia arriba son productoras de agua dulce.

1.1.5 Breve descripción del análisis petrofísico.

El modelo petrofísico que se usa en este análisis fue desarrollado por ECOPEPETROL en el estudio realizado en el 2001. La base de información que sustentó la aplicación de la metodología RQI (Rock QualityIndex) fueron los 880 datos de porosidad y permeabilidad al aire del pozo Dina-12 medidos en el año 1964. Los datos se corrigieron y se llevaron a condiciones de yacimiento a través y de la corrección de NMS (Net Mean Stress) y usando la metodología de humedad controlada tomados en los años 2000 y 2001.

1.1.6 Metodología usada para la interpretación petrofísica.

1. Corrección Klinkenberg a los datos de permeabilidad al aire existentes, usando las nuevas mediciones realizadas en 2000-2001.
2. Corrección sensibilidad al “Net Mean Stress” para porosidad y permeabilidad, usando las nuevas mediciones realizadas en 2000-2001.
3. Determinación experimental y corrección “clayboundporosity”, usando las mediciones realizadas bajo condiciones de humedad controlada.
4. Cálculo de volumen V_{clay} a partir de V_{shale} , análisis DRX-TS “Difracción de rayos X – (SiO₂ TiO₂)” y registro GR “Gamma Ray”.
5. Zonificación del yacimiento en litotipos (tipos de roca) utilizando datos de corazón, mediante la metodología de RQI(Rock QualityIndex).

6. Determinación de la permeabilidad según los litotipos determinadas. Se realizó la predicción del FZI (“FlowZoneIndicator”) utilizando análisis estadístico multivariado, lógica difusa y redes neuronales.
7. Determinación R40 (principal radio de garganta asociado al flujo) a partir del análisis de curvas de presión capilar. Caracterización poral.
8. Zonificación del yacimiento en petrofacies a partir de la información de R40.
9. Determinación de saturación de agua irreducible.
10. Determinación Qv (capacidad volumétrica de intercambio catiónico), parámetro requerido en el modelo de saturación de Waxman-Smits-Thomas.

Tabla 1.4 Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras en el campo Dina Terciario.

PROPIEDAD	FORMACIÓN			
	Honda	Barzalosa	Doima - Chicoral	Montserrat
Datum (Pies) TVDss (Profundidad Vertical Verdadera)	1600	2200	2200	2200
Presión de Yacimiento actual (Psia)	1150	1600	1500	1450 (DT-63)
Temperatura de Yacimiento (°F)	130	128	133	150
Presión Inicial de Yacimiento (Psia)	1290	1560	1550	1600
Presión de Burbuja (Psi)	1800	1640	1412	1950
Sw actual (Fracción)				0,48 @ W. CUT=90%
So actual (Fracción)				0,52 @ W. CUT=90%
Sor	20			0,27
Sw Promedio inicial (%)	50 (Swirr)	35	35	30
Permeabilidad promedio (md)	50	25	6	75
Porosidad Promedio (%)	17	15	11	18
Tipo de Formación	Arena arcillosa	Arena arcillosa	Arcillosa y conglomerática	Arenisca
Contenido de arcillas	Esmectita - Caolinita	Caolinita	Caolinita (12 - 30 %)	Caolinita (<10)
Espesor Neto prom (Pies)	500	17	35	25
Profundidad Prom (Pies)	2300	3500	3500	3500

Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

¹ Resumen CPI Neiva PETROMINERALES COLOMBIA LTD. (Base del numeral 1).

2. CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUACION DE PROYECTOS.

2.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL².

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso. La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} = & [(\text{Costos de desarrollo} + \text{Costos de} \\ & \text{Promoción} + \text{Costos de construcción} + \text{Costos de} \\ & \text{Instalación} + \text{Gastos de entrenamiento}) - \text{Ganancia} \\ & \text{Neta por la venta del bien usado}] \end{aligned}$$

(EQ.2.1)

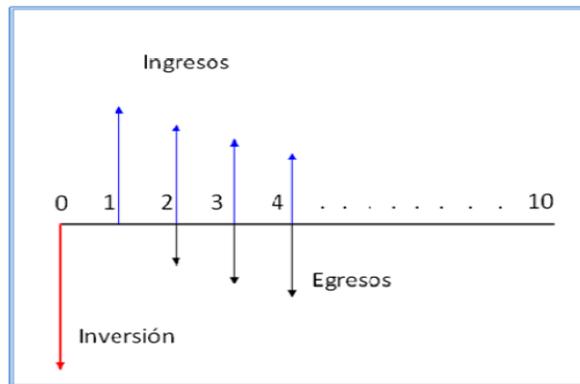
² COLORADO CARLOS, Augusto afanador – DELGADO GONZALES, Luis Eduardo Pinzón viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela Bucaramanga 2008.

2.2 FLUJO DE EFECTIVO.

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, suelen presentarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dure la operación medido en períodos, como se observa en la (Figura 2.1).

En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

Figura 2.1 Representación del flujo efectivo



Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"

Los ingresos es el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa de mejor manera un flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación (EQ. 2.2)}$$

2.3 COSTOS

Para realizar el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital³.

2.3.1 Según el área donde se consumen.

- **Costos de Producción:** Son los costos que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados. Entre estos costos se pueden encontrar los costos de la materia prima y materiales que intervienen en el proceso productivo, los sueldos y cargas sociales del personal de producción, las depreciaciones del equipo, el costo de los servicios públicos, y los costos de almacenamiento, depósito y expedición.

³McCRA Y, Arthur Petroleum Evaluations and Decisions Prentice Hall, 1975

- **Costos de Distribución:** Son los que se generan por llevar el producto o servicio hasta el consumidor final.
- **Costos de Administración:** Son los generados en las áreas administrativas de la empresa. Se denominan gastos.
- **Costos de Financiamiento:** Son los que se generan por el uso de recursos de capital. Son los correspondientes a la obtención de fondos aplicados al negocio, entre estos están: los intereses pagados por préstamos, las comisiones y otros gastos bancarios y los impuestos derivados de las transacciones financieras.

2.3.2 Según su identificación.

- **Directos:** Son los costos que pueden identificarse fácilmente con el producto, servicio, proceso o departamento. Son costos directos: El material directo y la mano de obra directa. Por lo general se asimilan a los costos variables.

2.3.3 Según control que se tiene sobre su consumo.

- **Costos Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales la dirección de la organización (ya sea supervisores, subgerentes, gerentes, etc.) tiene autoridad para que se generen o no. Ejemplo: el porcentaje de aumento en los salarios de los empleados que ganen más del salario mínimo, es un costo controlable para la empresa.

- **Costos no Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales no se tiene autoridad para su control. Ejemplo el valor del arrendamiento a pagar es un costo no controlable, pues dependen del dueño.

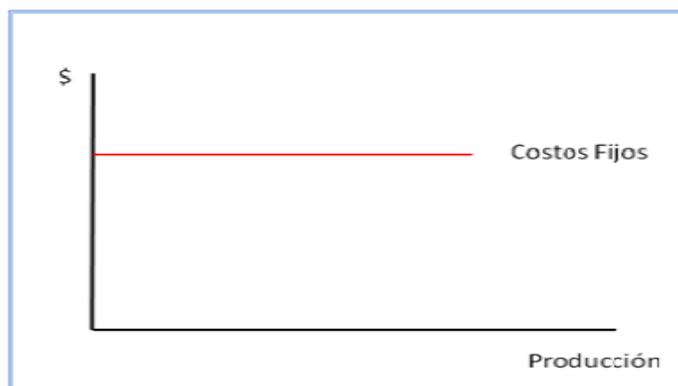
2.3.4 Según su Importancia en la Toma de Decisiones.

- **Costos Relevantes:** Son costos relevantes aquellos que se modifican al tomar una u otra decisión. En ocasiones coinciden con los costos variables.
- **Costos no Relevantes:** Son aquellos costos que independiente de la decisión que se tome en la empresa permanecerán constantes. En ocasiones coinciden con los costos fijos.

2.3.5 Según su Comportamiento.

- **Costos fijos:** Son aquellos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la (Figura 2.2).

Figura 2.2 Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.

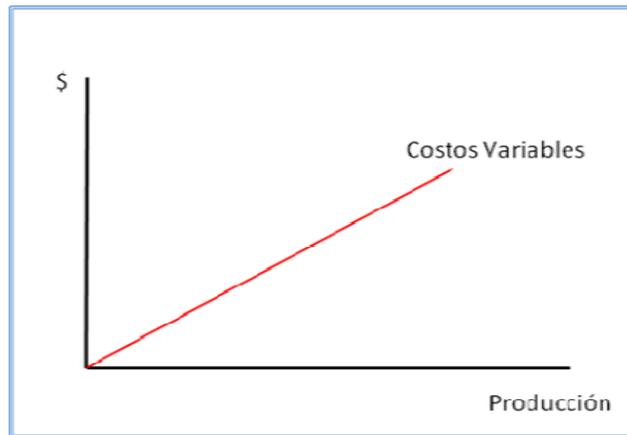


Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión".
Los costos fijos, tal como están establecidos, incluyen entre otros los

siguientes: administración general, impuestos, mantenimiento de instalaciones, seguros, vigilancia, depreciación de equipos, intereses sobre deudas de capital y arriendos. Generalmente los costos fijos se pueden afectar al largo plazo si ocurren cambios en la actividad o en la operación, de apreciable magnitud.

- **Costos Variables:** Normalmente son directamente proporcionales a los volúmenes de producción o a los niveles de operación, como se observa en la (Figura 2.3).

Figura 2.3 Comportamiento de un costo variable con respecto a la producción.

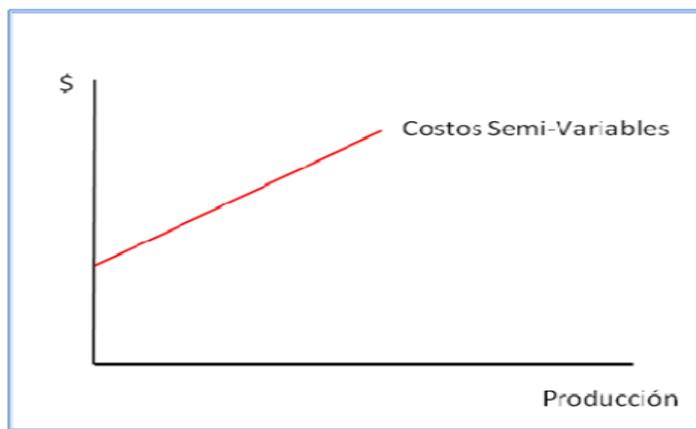


Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión".

Estos costos también cambian con el nivel de actividad de la empresa, es decir, si no hay producción no hay costos variables y si la producción aumenta, el costo variable es alto. Algunos costos variables pueden ser: las materias primas, los salarios directos, la supervisión directa, el almacenamiento, las regalías y los impuestos, si estos se hacen en base a la producción. El costo incremental se reconoce como el costo importante que permite decidir sobre el aumento o no de la producción.

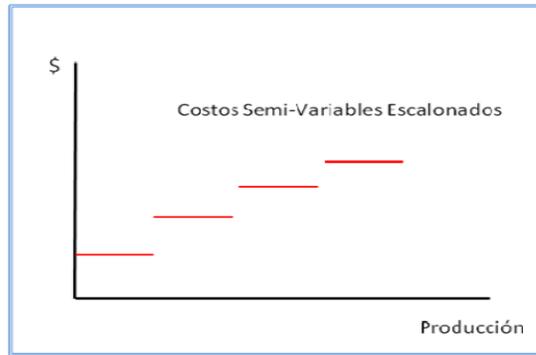
- **Costos Semi-variables:** Son aquellos costos que se componen de una parte fija y una parte variable que se modifica de acuerdo con el volumen de producción. Hay dos tipos de costos semi-variables. Los primeros son los costos mixtos, que son los que tienen un componente fijo básico y a partir de éste comienzan a incrementar (ver Figura 2.4), los segundos son los costos escalonados, los cuales son constantes en cierto nivel, pero luego crecen hasta un nivel determinado, donde permanecen constantes otra vez y así sucesivamente (ver Figura 2.5).

Figura 2.4 Comportamiento de un costo semi-variable mixto respecto a la Producción.



Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión".

Figura 2.5 Comportamiento de un costo semi-variable escalonado respecto a la Producción.

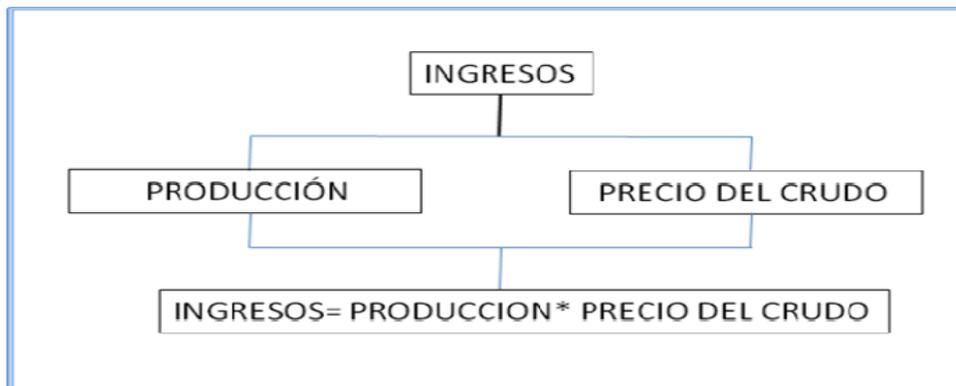


Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión".

2.4 INGRESOS

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo (Ver Figura 2.6).

Figura 2.6 Diagrama de cálculo de los ingresos



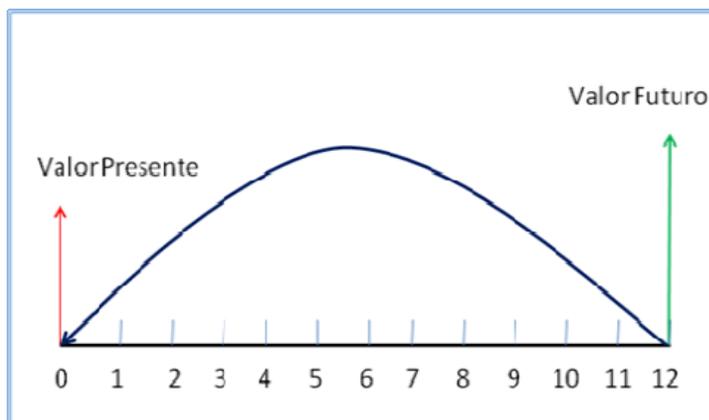
Fuente: EROSSA, Victoria Eugenia. Proyectos de inversión en ingeniería.

La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

2.5 VALOR PRESENTE NETO. (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver Figura 2.7). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Figura 2.7 Representación del valor presente



Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión".

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros ⁴.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un

proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es:

$$VPN = VPI - VPE \quad (EQ. 2.3)$$

Dónde:

VPN es el valor presente neto.

VPI es el valor presente de los ingresos

VPE es el valor presente de los egresos

Utilizando como fórmula:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (EQ. 2.4)$$

Dónde.

P es el valor presente

F es el valor futuro

i es la tasa de interés (16%)

⁴OPEP: Organización de países exportadores de petróleo.

n es el número de períodos considerado (el primer período lleva el número 0, no el 1) El tipo de interés es i, que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más

conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales.

Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

2.6 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{F}{(1 + TIR)^n} \quad \text{EQ. 2.5}$$

Donde C es el valor inicial de la inversión.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que la tasa de oportunidad, el proyecto se acepta, si el TIR es menor que la tasa de oportunidad el

proyecto se rechaza y si el TIR es igual a la tasa de oportunidad el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo la tasa de oportunidad la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

2.7 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RBC).

Representa las ganancias extraordinarias en dineros de hoy que se producen por encima por encima de la tasa de oportunidad por cada dólar invertido. Y se calcula de la siguiente manera ⁵.

1. Se calcula el valor presente de los ingresos asociados con el proyecto en cuestión.
2. Se calcula el valor presente de los egresos del proyecto.
3. Se establece una relación entre el VNP de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad por la segunda se obtiene el valor del RBC que se representa como:

$$RBC = \frac{VP \text{ de los Ingresos}}{VP \text{ de los egresos}} \text{EQ. 2. 6}$$

⁵Vanegas, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión"

Esta relación es una función de la tasa de interés que se emplea en los cálculos del VPN de los ingresos y egresos.

- Cuando el RBC es > 1 El VPN es > 0 El proyecto es atractivo y el

TIR es > a la Tasa de Oportunidad

- Cuando el RBC es = 1 El VPN es = 0 El proyecto es indiferente y el TIR es = a la Tasa de Oportunidad
- Cuando el RBC es < 1 El VPN es < 0 El proyecto no es atractivo y el TIR es < a la Tasa de Oportunidad

2.8 PERIODO DE RECUPERACIÓN

Este método se utiliza para conocer el número de períodos en que se recuperara una inversión.

El periodo de recuperación representa el número de meses en que la inversión se recupera vía facturación, cobranza o utilidades; se debe considerar que para este caso el término inversión considera a la suma total de activos del proyecto.

Como los proyectos de inversión implican una serie de riesgos, la evaluación por este método es recomendable para casos en que las empresas tratan de reducir el tiempo de recuperación de su inversión.

Tiene la ventaja de rapidez en el cálculo y la factibilidad en la interpretación. Sin embargo no toma en cuenta la vida probable de la inversión, ni tampoco refleja ninguna base de comparación con los índices de rentabilidad del proyecto.

$$\text{Periodo de Recuperación} = \frac{\text{Inversión Total}}{\text{Utilidad promedio anual}} \text{ (EQ. 2.7)}$$

3. ANÁLISIS GENERAL DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO DINA TERCIARIOS

El Campo Dina Terciarios es una de las mayores zonas productoras de petróleo en el área de Huila. Este campo es propiedad de Ecopetrol el cual

fue cedido a Petrominerales Colombia Ltd en el año 2001 por medio de un contrato de tipo producción incremental denominado “NEIVA (PIJAO – POTRERILLO)”, el cual estipula que las ganancias se repartirán en un 69% para Petrominerales, empresa encargada de realizar todos los trabajos correspondientes de perforación y estimulación requerida en cada uno de los pozos, y 31% para Ecopetrol. El tiempo de duración de este contrato es de 22 años, iniciando el 31 de Mayo del 2001 y finalizando el 30 de Mayo del 2023, en el cual Petrominerales Colombia Ltd., está en autoridad para realizar los trabajos correspondientes para alcanzar el desarrollo de cada una de las metas en producción.

En el año 2009 Petrominerales Colombia Ltd, inicia una campaña masiva de trabajos de perforación de pozos nuevos, recompletamiento y workover en Campo Dina terciarios con el fin de incrementar la producción de aceite con técnicas y diseños de estimulación adecuados para cada formación productora del campo. Con ello se implementa el fracturamiento hidráulico y trabajos de estimulación matricial acida, desarrollado por la empresa SCHLUMBERGER con aprobación de Petrominerales Colombia Ltd.

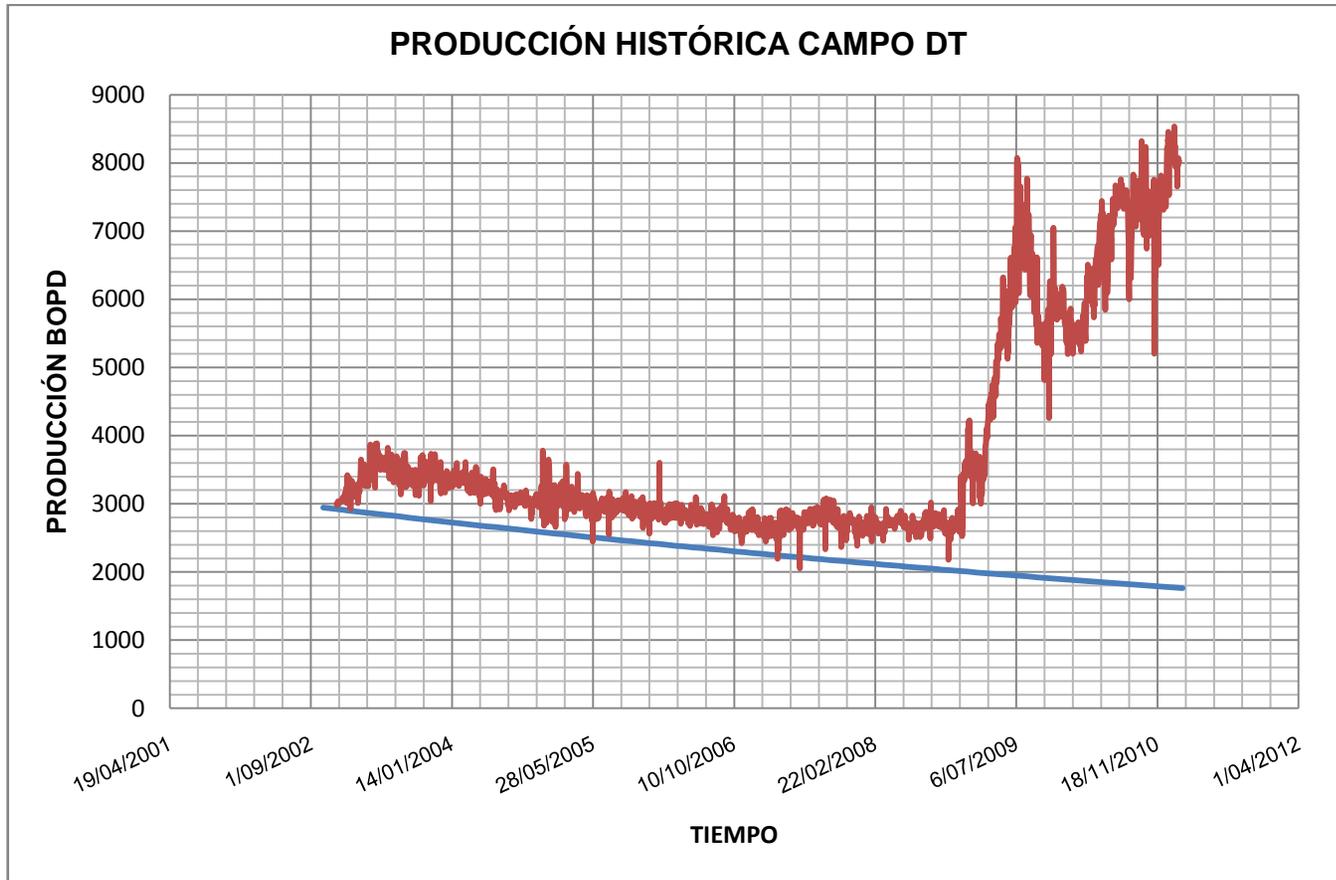
Para aumentar la producción del campo se perforan y completan nuevos pozos como el DT 168 que produce crudo de la Formación Monserrate, por otro lado se realizan trabajos de workover para los pozos que ya se encontraban en producción como el DT 01 Formación Honda, Doima y Chicoral.

Se han estimulado diferentes formaciones importantes del campo como lo son Honda, Barzalosa, Chicoral, Doima, Monserrate, Chert y Conglomerado. Siendo objetivo de estudio de este proyecto las Formaciones Honda, Doima-Chicoral y Monserrate, individualmente, es decir solo pozos que hayan sido puestos a producir por una de estas arenas en forma individual,

específicamente pozos nuevos que pertenezcan a las campañas 2009, 2010 y 2011. Limitando la investigación hasta Septiembre de 2011 debido a las políticas de seguridad de la oficina de Producción de Petrominerales Colombia Ltd., y Ecopetrol.

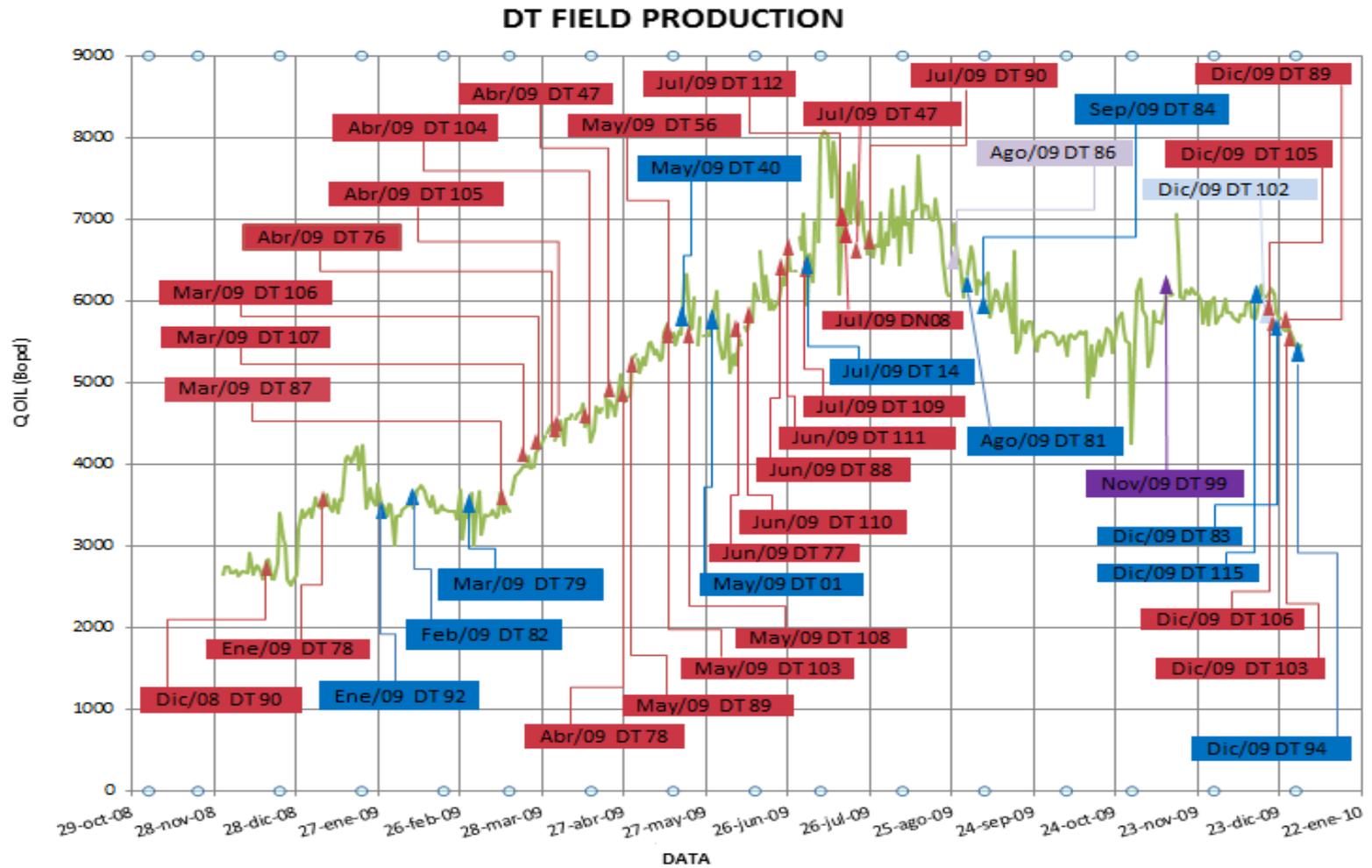
En el 2009 se perforaron y se completaron 29 pozos dentro de los cuales el mayor objetivo fue la Formación Doima-Chicoral aportando un notable incremento en la producción del campo (Figura 3.1 y 3.2). La producción de los pozos de la formación Doima-Chicoral ha incrementado la producción promedio del campo que en el mes de febrero tenía una producción de 3469.85 BOPD (Barriles de Petróleo por Día)(Ver ANEXOS B)y en julio 09 alcanzó el mayor pico de producción para este mismo año con un aporte de 8071 BOPD (ver Figura 3.2), haciendo que en un lapso de tiempo muy corto la producción del campo se incrementara a más del doble, debido a la intensiva campaña de perforación y de estimulación realizada en Campo Dina Terciario, específicamente Formación Doima-Chicoral la cual se estimula con trabajo de fracturamiento y estimulación matricial acida, aclarando que todo pozo nuevo en estas campañas es estimulado con este tipo de trabajos. Cuando se registra la entrada de los pozos que producen por la Formación Honda se presenta un comportamiento creciente en la producción del campo la cual dura muy poco días, ya que Campo Dina Terciario es un campo maduro el cual ha sido explotado por casi 50 años y las formaciones y el yacimiento en general ya no presenta condiciones muy favorables para su explotación.

Figura 3.1 Curva de producción histórica para Campo Dina Terciarios.



Fuente: Autor.

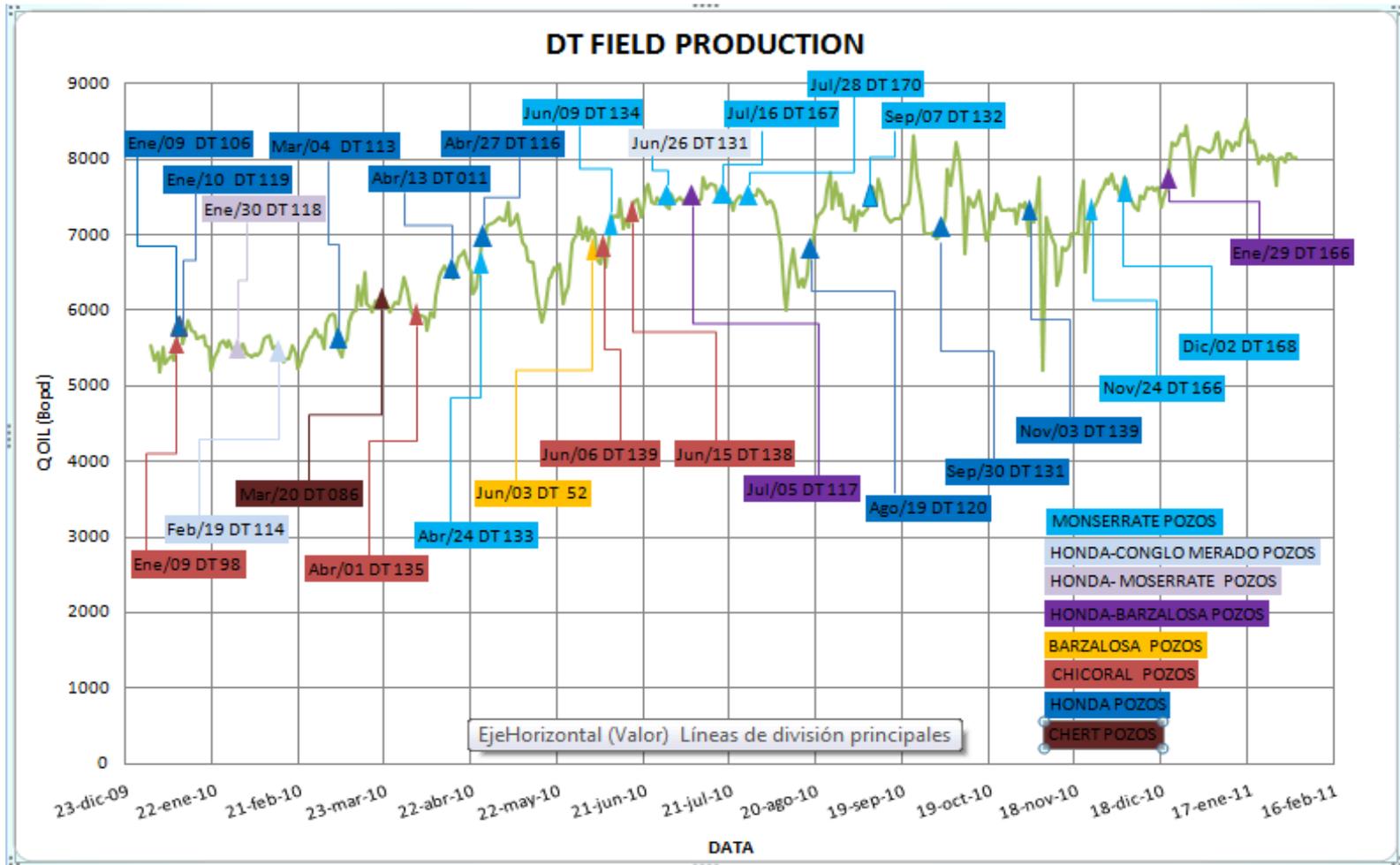
Figura3.2PRODUCCIÓN CAMPO DT – AÑO 2009



Fuente: Autor.

La efectividad de estos trabajos de perforación y de estimulación se ve reflejado en un transcurso de tiempo muy corto, ya que en un intervalo de tres meses la producción cae a 5472.01 BOPD (Ver ANEXO B), y luego aumentando muy poco aproximándose a los 6000 BOPD y mostrando así un comportamiento promedio en la producción hasta febrero del 2010, porque a partir de marzo la producción se incrementa mes a mes y si se observa la curva de producción para el año 2010 (Figura 3.3), se puede observar que los picos de mayor incremento de producción lo aportan los pozos correspondientes a la formación Monserrate, la cual ha tenido un trabajo de estimulación ácido debido a su composición mineralógica, además a partir de marzo se perforan y se completan pozos nuevos a nivel de las formaciones Monserrate, Honda, Conglomerado, Barzalosa, Doima-Chicoral y Chert esta última, encontrada durante la campaña masiva de estimulación de PETROMINERALES COLOMBIA LTD, lo anterior hizo que se incrementara la producción del campo de 6000 a 7762.60 BOPD en Diciembre(Ver ANEXO B), mostrando una fuerte entrada de los pozos a nivel de la Formación Honda, DoimaChicoral, y Monserrate, donde esta última formación aportó notablemente un elevado incremento de la producción debido a los trabajos de estimulación ácida y perforación de pozos nuevos. Durante este año también se perforaron y completaron 17 pozos de los 38 que se planean perforar y completar a nivel de las Formaciones Honda y Doima-Chicoral durante 2010 y 2011. En este mismo año el campo alcanza un nivel de 8456 BOPD el 27 de Diciembre de 2010 (ver Figura 3.3).

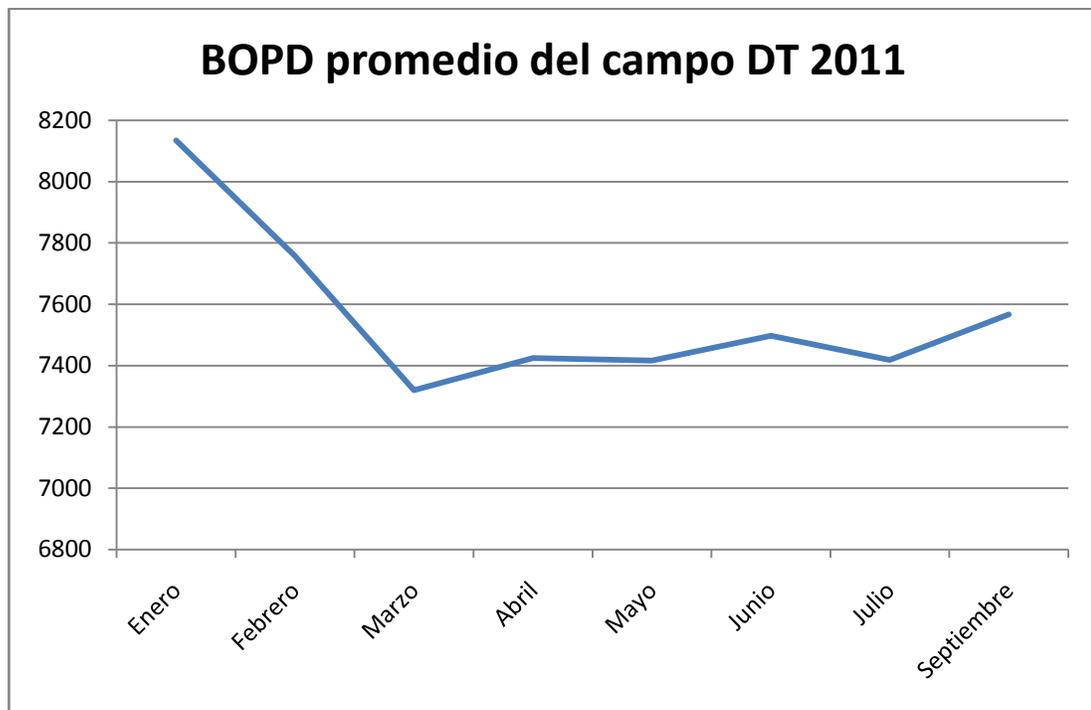
Figura 3.3 PRODUCCIÓN CAMPO DT – AÑO 2010



Fuente: Autores.

Sin embargo, el 17 de enero 2011 se alcanza 8535 BOPD siendo este el pico más alto en la historia de la producción del campo, debido seguramente a la inclusión de pozos nuevos de las campañas de perforación y estimulación en todas las formaciones en especial la Formación Monserrate; el promedio diario reportado en tanques al MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA en este mes también fue el máximo de la historia con 8134.34 BOPD, la cual bajo un poco manteniéndose en unos 7485 BOPD en promedio en los meses posteriores del 2011. (Ver ANEXO B) y (Figura 3.4)

Figura 3.4 PRODUCCIÓN PROMEDIO CAMPO DT 2011



Fuente: Autores.

4. ANALISIS TECNICO ECONÓMICO DE LAS FORMACIONES HONDA, DOIMA-CHICORAL Y MONSERRATE

Gracias al análisis hecho en el capítulo 3, se pudieron evidenciar ciertas características del comportamiento de la producción del campo que dieron por sentado que las campañas del 2009 al 2011 fueron exitosas en cuanto al aumento significativo y en relativamente poco tiempo de la producción del campo, perforando pozos nuevos y con los trabajos de estimulación hechos a estos pozos y a los trabajos de Workover para la estimulación de pozos antiguos. Partiendo de una producción de más o menos 3500 BPOD antes de comenzar la campaña hasta llegar a un promedio de 7500 BOPD aproximadamente a finales del 2011, números que son muy importantes y muy relevantes tomando en cuenta que se trata de la explotación de un campo maduro que lleva en producción 50 años. Es necesario resaltar que los mayores frutos en cuanto aumento de producción provienen de los trabajos hechos en las arenas de Honda, Doima-Chicoral, y Monserrate siendo esta última formación la que aporta una mayor producción por pozo promedio.

Si bien ya se comprobó que la campaña que se inició en 2009 es exitosa en cuanto aumento de la producción diaria, es imperativo hacer un análisis más exhaustivo de la producción en cuanto al retorno del capital por formación para saber cuál de estas es la que aporta un mayor retorno de capital en el menor tiempo posible, ya que así se podrán incrementar esfuerzos en las formaciones que sean de mayor interés económico pues no siempre el aumento de producción es significado de aumento de ganancias, porque para aumentar esta producción de petróleo fue necesario realizar una serie de trabajos que pueden llegar a ser tan costosos que se requiere estimar si el capital invertido se recupera rápidamente antes de que los pozos vuelvan

a requerir intervenciones que hagan que esta recuperación sea lenta, pues la producción de arena, agentes corrosivos que vienen con el crudo, el agua, asfaltenos, parafinas y demás agentes que afectan la producción hacen que constantemente los pozos requieran servicios para poder recuperar la mayor cantidad de crudo y así obtener más ganancias; sin olvidar la relevancia de la presión del yacimiento, que está en constante declive natural, haciendo que la recuperación temprana de crudo sea un factor de suma importancia.

La limitación de este proyecto a pozos perforados en 2009 a 2011 en las formaciones Honda, Doima-Chicoral, y Monserrate es justificada ya que son las formaciones que más aportan crudo, y para hacer completo este estudio, es necesario realizar una evaluación técnico-económica de los pozos utilizando los históricos de producción y los costos de los proyectos en cada uno de los pozos, para así mismo poder elaborar un análisis referente a los gastos y tiempo en que se pagan las operaciones de perforación, completamiento, estimulación, testing y trabajos de reacondicionamiento; teniendo como parámetros básicos, la inversión neta, el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación costo beneficio entre otras, como se mostrará claramente en el numeral 4.2.

4.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE DEBEN SER REPRESENTATIVOS DE CADA FORMACIÓN A ANALIZAR

Para poder decir cuál de las formaciones es más rentable y en cual retornan más rápido las inversiones hechas en los trabajos realizados en los pozos, es necesario escoger pozos que sean representativos de cada formación, porque no todos se comportan de igual manera, es más, el comportamiento

de la producción en cuanto a barriles de petróleo y de agua producida, son poco predecibles, independientemente de la formación que produzca, así que para este proyecto se desarrolló un método en el que la imparcialidad es lo más importante, y se siguieron los criterios estrictamente usando la información que se necesita, y se evitó escoger pozos que sean poco representativos, ya que si se hubiesen escogido los pozos con mayor estabilidad en producción, los que hayan tenido mayor producción en barriles de petróleo, o los que hayan incurrido en menos gastos, se hubiese tendría un criterio equivocado, debido a que no todos los pozos de una formación tienen las mismas características, o se comportan de igual manera, así que la imparcialidad y el criterio para escoger los mejores promedios jugarán papeles importantes en las conclusiones que se puedan obtener.

4.1.1 Primer criterio de selección (pozos nuevos perforados a partir de la campaña de 2009 hasta el 2011)

De la base de datos de open Wells que maneja Ecopetrol se obtuvieron los pozos que cumplen con el rango establecido para el objeto de esta investigación, los cuales fueron perforados, estimulados y completados en las formaciones seleccionadas del Campo Dina Terciarios y que son objeto de esta investigación: Honda, Doima-Chicoral, y Monserrate. Pero para mantener en reserva y cumplir con los requerimientos de privacidad de la información que fue suministrada por Ecopetrol y Petrominerales Colombia Ltd, se harán algunas modificaciones en cuanto a la identificación de los pozos, sin embargo esto no hará que se modifiquen los resultados de esta investigación.

Tabla 4.1 Pozos Nuevos perforados en campañas 2009, 2010 y 2011

Pozo	Formación	Pozo	Formación	Pozo	Formación
DT-1	H	DT-14	D-CH	DT-27	D-CH
DT-2	H	DT-15	D-CH	DT-28	D-CH
DT-3	H	DT-16	D-CH	DT-29	D-CH
DT-4	H	DT-17	D-CH	DT-30	D-CH
DT-5	H	DT-18	D-CH	DT-31	D-CH
DT-6	H	DT-19	D-CH	DT-32	M
DT-7	H	DT-20	D-CH	DT-33	M
DT-8	H	DT-21	D-CH	DT-34	M
DT-9	H	DT-22	D-CH	DT-35	M
DT-10	H	DT-23	D-CH	DT-36	M
DT-11	H	DT-24	D-CH	DT-37	M
DT-12	D-CH	DT-25	D-CH	DT-38	M
DT-13	D-CH	DT-26	D-CH	DT-39	M
				DT-40	M

Fuente: Autor.

4.1.2 Segundo criterio de selección usando el control de producción de Campo Dina Terciario

El control de la producción del Campo Dina Terciario es una base de datos que se actualiza constantemente, en donde se consignan los resultados de todas las pruebas de producción hechas a los pozos en el campo pues del resultado de esas pruebas es que se hacen los informes de producción y es lo que se reporta a la compañía para verificar el estado y la productividad de los pozos en el campo y según esos datos se toman las decisiones de intervenir o no los pozos, para mejorar la productividad y la vida útil de cada pozo y por ende la rentabilidad del campo.

Entre los datos que se encuentran allí para efectos de esta investigación se usaron los siguientes, que están consignados en el informe de CPI:

- Identificación del Pozo. (Ej: DT-133)
- Fecha en la que se realizó la prueba
- BFPD (Barriles de fluido producidos por día)
- %BSW (porcentaje de agua y sedimentos)
- BOPD (Barriles de Aceite producidos por día)
- BWPD (Barriles de agua producidas por día)

Figura 4.1 Control de Producción Campo DT

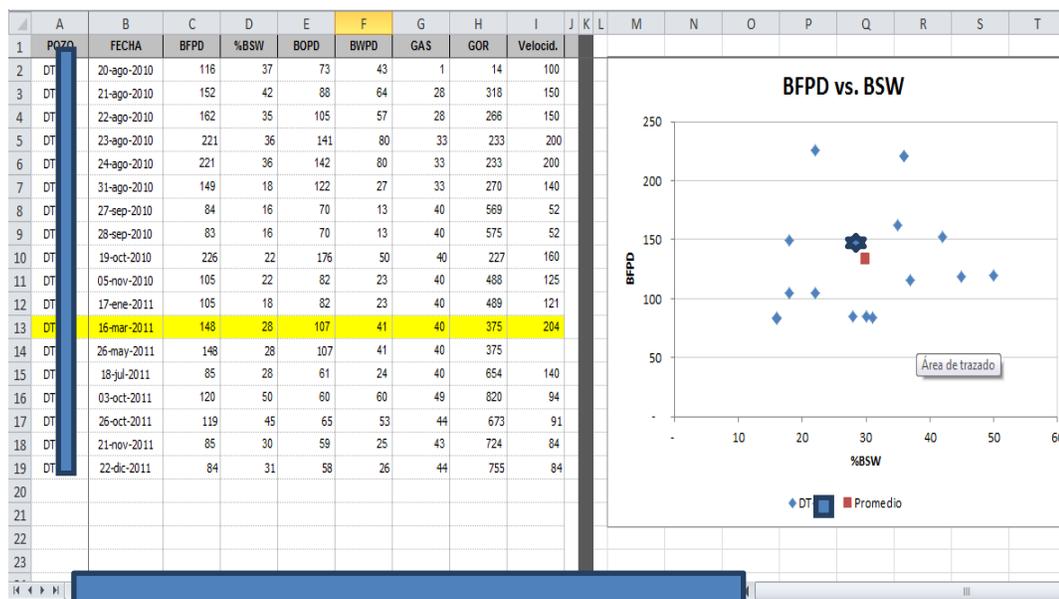
	A	B	C	D	E	F
1	POZO	FECHA	BFPD	%BSW	BOPE	BWPE
11693	DT-	10-feb-2012	129	97	4	125
11694	DT-	10-feb-2012	195	98	4	191
11695	DT-	11-feb-2012	126	40	76	50
11696	DT-	11-feb-2012	60	70	18	42
11697	DT-	12-feb-2012	59	28	43	17
11698	DT-	12-feb-2012	143	2	141	2
11699	DT-	12-feb-2012	110	73	29	81
11700	DT-	12-feb-2012	41	32	28	13
11701	DT-	12-feb-2012	58	11	52	6
11702	DT-	12-feb-2012	48	35	31	17
11703	DT-	12-feb-2012	771	92	62	709
11704	DT-	13-feb-2012	66	32	45	21
11705	DT-	13-feb-2012	40	18	33	7
11706	DT-	13-feb-2012	108	75	27	81
11707	DT-	14-feb-2012	235	7	219	16
11708	DT-	14-feb-2012	17	34	11	6
11709	DT-	15-feb-2012	64	34	42	22
11710	DT-	15-feb-2012	314	56	138	176
11711	DT-	15-feb-2012	275	83	47	229
11712	DT-	15-feb-2012	101	56	44	56
11713	DT-	18-feb-2012	85	64	31	54
11714	DT-	16-feb-2012	93	45	51	42
11715	DT-	16-feb-2012	102	45	56	46

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

Usando este archivo, el primer paso es seleccionar las pruebas que sean representativas para cada pozo. Y solo se tendrán en cuenta los pozos que cumplan con las características que están contempladas en los objetivos de este proyecto:

- Que hayan sido perforados en el 2009 hasta el 2011 y que se hayan puesto a producir individualmente por formación, no se analizaran pozos que produzcan por dos o más zonas simultáneamente. (Ver Tabla 4.1).

Figura 4.2 Selección de pruebas representativas por cada pozo.



Fuente: Autor.

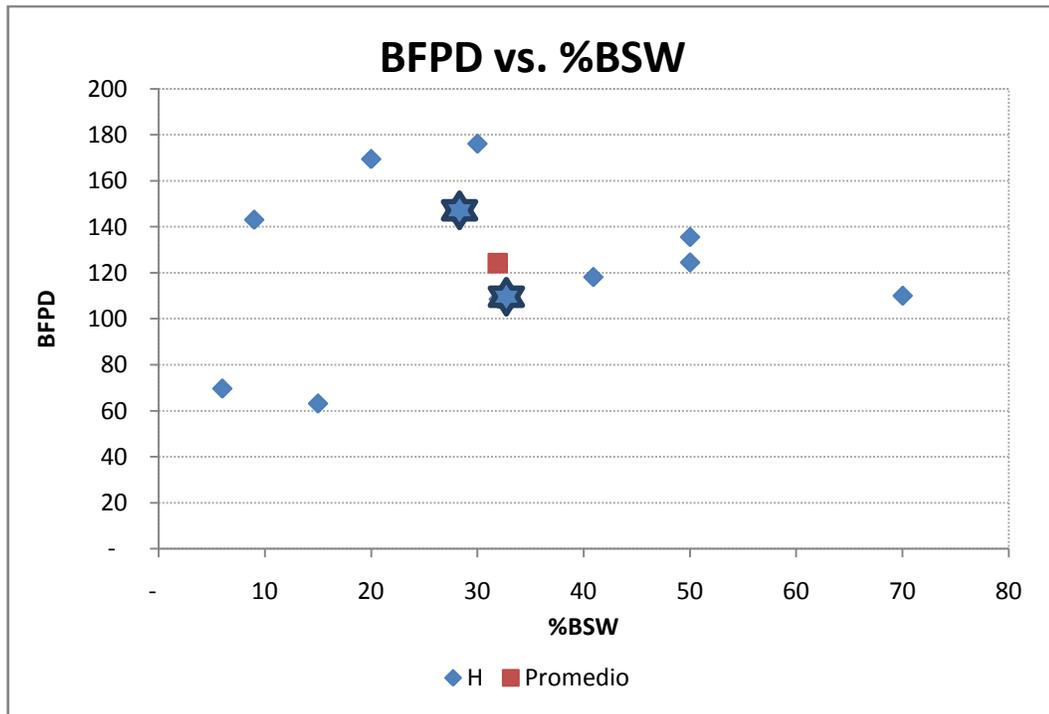
Usando el archivo de Control de Producción del Campo DT (Figura 4.1), se buscan las pruebas de los pozos de la (Tabla 4.1), realizados en las fechas establecidas. Y con los datos de cada prueba se construye una gráfica de %BSW vs BFPD, se realiza un promedio, y la prueba que más se acerque al promedio y que sus resultados también estén dentro de la mayoría de pruebas evaluadas. Esto se realiza para cada pozo, y al final se obtiene la serie de pruebas representativas para cada pozo. (Figura 4.2).

Tabla 4.2 Pruebas representativas para cada pozo en la Formación Honda según los promedios de producción de BFPD vs %BSW

Pozos	ALS	FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD
DT-01	PCP	17-abr-2009	143	9	130	13
DT-02	PCP	14-may-2010	125	50	61	64
DT-03	PCP	29-sep-2011	170	20	136	34
DT-04	PCP	28-ago-2011	109	32	74	35
DT-05	PCP	29-jul-2011	136	50	68	68
DT-06	PCP	02-mar-2011	176	30	123	53
DT-07	PCP	16-mar-2011	148	28	107	41
DT-08	PCP	08-abr-2011	118	41	70	48
DT-09	PCP	20-ene-2011	70	6	66	4
DT-10	PCP	31-jul-2011	63	15	54	9
DT-11	PCP	10-may-2011	110	70	33	77
PROMEDIOS			124	32	84	41

Fuente: Autor.

Figura 4.3 BFPD Vs %BSW de las pruebas representativas de cada pozo en la Formación Honda.



Fuente: Autor.

En la Tabla 4.2, se observa que los pozos representativos para la Formación Honda según su promedio de BFPD vs %BSW, son los pozos 04 y 07 que también están resaltados en la Figura 4.3, y serán objeto del análisis económico.

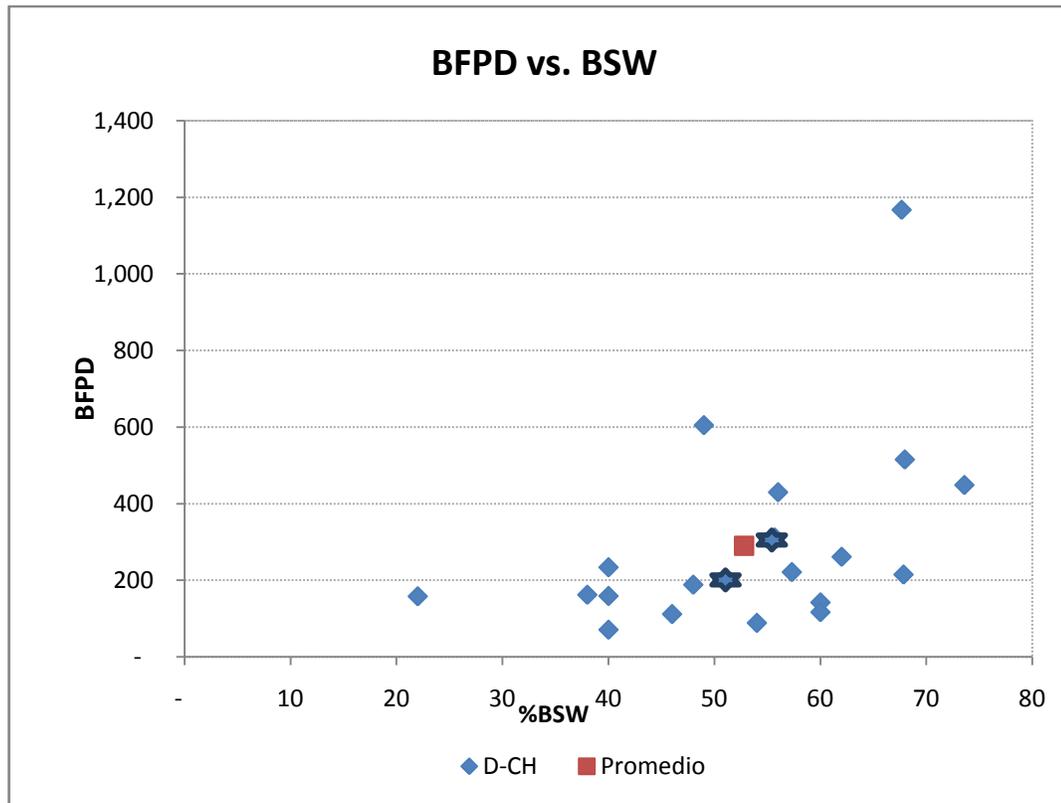
Tabla 4.3 Pruebas representativas para cada pozo en la Formación Doima–Chicoral

Pozos	ALS	FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD
DT-12	PCP	22-jun-2009	261	62	99	162
DT-13	PCP	02-ago-2009	188	48	98	90
DT-14	PCP	03-oct-2009	142	60	57	85
DT-15	PCP	09-mar-2010	111	46	60	51
DT-16	PCP	11-sep-2009	311	56	138	173
DT-17	PCP	01-feb-2011	449	74	119	330
DT-18	PCP	19-ene-2010	221	57	94	127
DT-19	PCP	10-jul-2009	159	40	95	63
DT-20	PCP	02-oct-2009	162	38	100	61
DT-21	PCP	20-ene-2010	1,168	68	378	790
DT-22	PCP	13-abr-2010	430	56	189	241
DT-23	PCP	27-jun-2009	88	54	41	48
DT-24	PCP	10-abr-2010	70	40	42	28
DT-25	PCP	23-abr-2010	515	68	165	350
DT-26	PCP	19-jun-2011	116	60	47	70
DT-27	PCP	30-ago-2010	215	68	69	146
DT-28	PCP	08-ago-2011	234	40	140	93
DT-29	PCP	21-jun-2011	199	51	97	101
DT-30	PCP	16-feb-2011	605	49	309	297
DT-31	PCP	27-may-2011	158	22	123	35
PROMEDIOS			290	53	123	167

Fuente: Autor.

En la Tabla 4.3, se observa que los pozos representativos para la formación Doima-Chicoral según su promedio de BFPD vs %BSW, son los pozos 16 y 29 que también están resaltados en la Figura 4.4, y serán objeto del análisis económico.

Figura 4.4 BFPD Vs %BSW de las pruebas representativas de cada pozo en la Formación Doima - Chicoral.



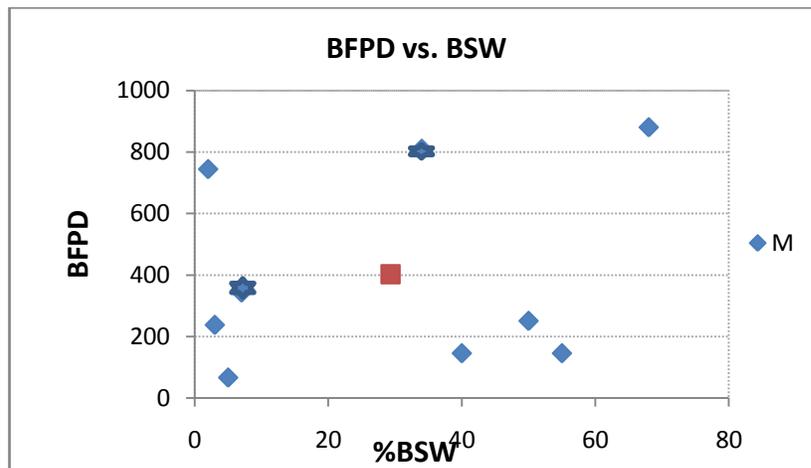
Fuente: Autor.

Tabla 4.4 Pruebas representativas para cada pozo en la Formación Monserrate

Pozos	ALS	FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD
DT-32	PCP	14-mar-2011	238	3	230	7
DT-33	PCP	29-jun-2010	146	55	66	80
DT-34	PCP	24-ene-2011	810	34	535	275
DT-35	PCP	11-may-2011	343	7	319	24
DT-36	PCP	11-abr-2011	67	5	64	3
DT-37	PCP	05-sep-2011	744	2	730	15
DT-38	PCP	23-feb-2011	251	50	126	126
DT-39	PCP	11-mar-2011	880	68	282	598
DT-40	PCP	20-jul-2011	146	40	87	58
PROMEDIOS			403	29	271	132

Fuente: Autor.

Figura 4.5 BFPD Vs %BSW de las pruebas representativas de cada pozo en la formación Monserrate.



Fuente: Autor.

Debido a la dispersión de los datos de las pruebas representativas de los pozos de la formación Monserrate, ninguna prueba se acerca realmente al promedio, por tanto, se decide escoger la prueba en cuyo resultado el BFPD esté más cerca al promedio (pozo 35) y la segunda prueba es en la que el %BSW esté más cerca al promedio (Pozo 34). (Ver Tabla 4.4 y Figura 4.5).

4.1.3 Tercer criterio de selección usando el control de costos de Campo Dina Terciario

Para seguir el tercer criterio de selección, fue necesario usar la base de datos *SAP Navigator*(sistemas de aplicaciones y productos), en donde se encuentran consignados todos los costos de los proyectos de obras civiles, perforación, completamiento, estimulaciones e instalaciones de los sistemas de levantamiento artificial, seguridad, entre otros costos que hacen parte de las campañas de perforación.

Usando esta base de datos se buscan todos los costos de los proyectos totales reales de las operaciones de las campañas de perforación ejecutados que se necesitan de los pozos seleccionados que están en la (Tabla 4.1). El valor que está resaltado en la (Figura 4.6) es el que se tomó para efectos de esta investigación.

Figura 4.6 Vista de la base de datos de SAP para un pozo cualquiera.

Jerarquía PS	Nombre	Ppto Proj	Ppto AFE	Real OP	Comprome.	Status AFE
Development Well		1.528.626,03	1.528.626,03	1.470.074,35	0,00	
Security	Security	55.396,80	55.396,88	39.176,02	0,00	
Security Support Services		0,00	55.396,88	39.176,02	0,00	CERR
Civil Works	Civil Works	6.712,40	6.712,40	1.081,50	0,00	
Well (Honda from D		0,00	6.712,40	1.081,50	0,00	CERR
Drilling	Drilling	742.285,50	742.285,51	733.655,60	0,00	
Drilling		0,00	742.285,51	733.655,60	0,00	CERR
Completions	Completions	555.454,80	555.454,80	547.872,75	0,00	
Completion		0,00	555.454,80	547.872,75	0,00	CERR
Artificial Lift	Artificial Lift	129.372,20	129.372,26	111.955,19	0,00	
Instalación del equipo PCP		0,00	129.372,26	111.955,19	0,00	CERR
HSEC	HSEC	39.404,10	39.404,18	36.333,29	0,00	
Honda from DT		0,00	39.404,18	36.333,29	0,00	CERR

Fuente: Autor.

De Open Wells se sacan los costos que tienen que ver con operaciones de Wellsservices, y de los workovers que se hicieron en los pozos objeto de esta investigación, consignados en las Tablas (4.5, 4.6 y 4.7) para cada una de las formaciones a analizar. Estos costos son pormantenimiento, reparaciones, mejoras u optimizaciones por: PCP FAILURE (Fallas en los sistemas de Levantamiento artificial por PCP), ZONE EVALUATION (Evaluaciones en las zonas de interés), TUBING DAMAGE (Daños en el tubing), FLUSHING (Lavados o limpiezas a los pozos), ROD STRING FAILURE (Fallas en las varillas), TUBING INTEGRITY TEST (Pruebas de

integridad del tubing), TUBING LEAK (Fugas en el tubing), WELLHEAD EQUIPMENT (reparaciones en los equipos de cabeza de pozo), entre otros.

En las (Tabla 4.5, 4.6 y 4.7) también se resumen los balances de costos y ganancias obtenidas por los pozos objeto de investigación para este proyecto en cada una de las formaciones a analizar: costos por pérdidas de volumen, usando como herramientas los tiempos perdidos y los promedios diarios reportados en tanques al MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA (Formas – 09) (ANEXO B); así como también los costos por producción en Campo Dina Terciario de 25.9dólares por cada barril de petróleo en tanques (Costo promedio establecido por Petrominerales LTDA para el rango de tiempo requerido para esta investigación).

Es importante subrayar que para efectos del análisis económico de este proyecto la tasa de oportunidad establecida por PETROMINERALES COLOMBIA LTD es del 16% anual, el valor del barril promedio para los períodos establecidos fue de 83,29 dólares en relación a un precio WTI de 98,45dólares promedio, y el costo de la producción por barril promediopara los años 2009 a 2011 y fueron establecidos para el Campo Dina Terciarios y suministrados por PETROMINERALES COLOMBIA LTD y ECOPETROL.

Los resúmenes de los balances económicos preliminares consignados en las Tablas 4.5., 4.6 y 4.7, son usados para promediar las ganancias o pérdidas, y así poder escoger un pozo por formación que sea representativo, ya que como se ha dicho anteriormente no solo cuentan los valores de producción, sino que también es necesario tener en cuenta los costos porque muchas veces la producción no refleja lo que se gana o pierde en un pozo, pues los trabajos requeridos, los costos por perforación, completamiento, levantamiento artificial, de estimulación, pérdidas de volumen, costos de

producción y demás, pueden ser elevados y uno de los objetivos de la campaña masiva de pozos nuevos y estimulación de pozos antiguos, es incrementar la producción y recuperar la inversión en el menor tiempo posible.

No se mostrarán muestras de cálculos de estos balances preliminares debido a que también se usarán estos resultados para el análisis individual de los pozos representativos para cada una de las formaciones a evaluar, datos que estarán presentes en el numeral (4.2), y las muestras de cálculo respectivas serán detalladas en el ANEXO C.

Tabla 4.5 Resumen del balance económico preliminar para la formación Honda en dólares.

DT	Ejecutado Total Pozo Nuevo	Costos WS Y WO	Volumen perdido en barriles	Costos Volumen perdido	Costos acumulado de operaciones	Barriles acumulados	Ganancia Bruta	Costos de producción	GANANCIA Neta TOTAL
01	1,892,986	96,354	1,348	112,255	2,101,595	34,026	2,833,992	881,263	-148,866
02	1,470,074	24,983	725	60,350	1,555,408	77,904	6,488,593	2,017,704	2,915,481
03	1,518,628	32,035	2,412	200,868	1,751,531	43,253	3,602,516	1,120,244	730,741
04	1,784,479	-	-	-	1,784,479	100,924	8,405,968	2,613,934	4,007,555
05	1,750,993	-	-	-	1,750,993	59,120	4,924,116	1,531,211	1,641,912
06	1,540,154	82,308	1,885	156,989	1,779,452	32,513	2,708,022	842,091	86,479
07	1,346,782	63,639	1,238	103,091	1,513,511	59,558	4,960,604	1,542,558	1,904,535
08	1,981,102	9,546	787	65,509	2,056,157	17,703	1,474,441	458,495	-1,040,211
09	1,900,303	72,262	747	62,253	2,034,818	21,416	1,783,703	554,663	-805,779
10	1,528,408	-	-	-	1,528,408	16,047	1,336,580	415,625	-607,454
11	1,693,691	3,395	270	22,458	1,719,544	13,265	1,104,844	343,564	-958,264

PROMEDIOS 1,779,627 43,248 3,602,125 1,120,123 702,375

Fuente: Autor.

El pozo DT-03 así como es representativo en cuanto a producción también es representativo en cuanto al balance económico preliminar.

Tabla 4.6 Resumen del balance económico preliminar para la formación Doima-Chicoral en dólares.

DT	Ejecutado Total Pozo Nuevo	Costos WS Y WO	Volumen perdido en Barriles	Costos Volumen perdido	Costos acumulado de operaciones	Barriles acumulados	Ganancia Bruta	Costos de producción	GANANCIA Neta TOTAL
12	1,597,669	31,646	332.0	27,653	1,656,968	48,458	4,036,074	1,255,065	1,124,041
13	1,836,077	-	0.0	-	1,836,077	41,880	3,488,164	1,084,686	567,402
14	1,796,712	42,917	2352.1	195,905	2,035,534	53,980	4,496,025	1,398,092	1,062,399
15	1,626,185	596,172	1599.1	133,187	2,355,544	80,312	6,689,180	2,080,079	2,253,557
16	1,668,848	52,100	347.3	28,930	1,749,878	88,977	7,410,918	2,304,512	3,356,528
17	1,515,946	224,921	975.3	81,230	1,822,097	74,039	6,166,678	1,917,601	2,426,980
18	1,615,690	63,398	320.0	26,652	1,705,741	88,998	7,412,609	2,305,038	3,401,831
19	1,579,089	33,163	389.9	32,475	1,644,726	71,705	5,972,296	1,857,155	2,470,414
20	1,675,788	50,326	1826.8	152,157	1,912,023	48,336	4,025,889	1,251,897	861,969
21	2,042,654	300,523	10855.4	904,145	3,247,323	188,706	15,717,319	4,887,484	7,582,511
22	1,526,100	65,749	458.7	38,209	1,630,059	142,498	11,868,660	3,690,699	6,547,902
23	1,635,063	105,797	1797.9	149,751	1,890,611	27,608	2,299,430	715,035	-306,216
24	1,556,155	34,821	323.4	26,934	1,617,910	47,487	3,955,192	1,229,913	1,107,369
25	1,721,086	88,137	1052.3	87,644	1,896,867	149,537	12,454,950	3,873,012	6,685,070
26	2,542,227	45,324	931.8	77,609	2,665,161	27,507	2,291,036	712,424	-1,086,549
27	3,226,871	-	0.0	-	3,226,871	44,339	3,693,034	1,148,392	-682,230
28	3,931,670	29,591	1475.3	122,881	4,084,142	133,039	11,080,859	3,445,723	3,550,994
29	2,531,445	-	0.0	-	2,531,445	63,931	5,324,794	1,655,807	1,137,542
30	2,578,338	49,176	2345.8	195,380	2,822,894	169,697	14,134,049	4,395,148	6,916,007
31	4,465,255	-	0.0	-	4,465,255	20,732	1,726,745	536,952	-3,275,461

PROMEDIOS 2,339,856 80,588 6,712,195 2,087,236 2,285,103

Fuente: Autor.

El pozo 15 es representativo en cuanto al balance económico preliminar, y es objeto del análisis para la formación Doima-Chicoral.

Tabla 4.7 Resumen del balance económico preliminar para la formación Monserrate en dólares.

DT	Ejecutado Total Pozo Nuevo	Costos WS Y WO	Volumen perdido en barriles	Costos Volumen perdido	Costos acumulado de operaciones	Barriles acumulados	Ganancia Bruta	Costos de producción	GANANCIA Neta TOTAL
32	1,481,506	12,606	3,823	318,411	1,812,523	43,253	3,602,516	1,120,244	669,748
33	1,501,034	-	-	-	1,501,034	1,258	104,814	32,593	-1,428,814
34	1,664,060	92,461	5,025	418,507	2,175,029	191,057	15,913,140	4,948,377	8,789,734
35	1,603,173	112,472	8,835	735,891	2,451,536	182,977	15,240,148	4,739,102	8,049,510
36	1,449,589	-	-	-	1,449,589	53,584	4,463,010	1,387,825	1,625,595
37	2,001,582	3,993	-	-	2,005,575	181,778	15,140,303	4,708,054	8,426,674
38	1,563,110	148,397	3,344	278,480	1,989,986	45,124	3,758,361	1,168,706	599,668
39	1,786,893	46,345	270	22,458	1,855,695	79,345	6,608,663	2,055,041	2,697,927
40	1,487,429	-	-	-	1,487,429	35,175	2,929,743	911,038	531,277
PROMEDIOS					1,909,194	107,429	8,947,792	2,782,421	4,256,178

Fuente: Autor.

El pozo 39 es representativo en cuanto al balance económico preliminar, y es objeto del análisis para la formación Monserrate; aunque los resultados del balance individual de los pozos para esta formación están algo dispersos, este pozo es el que se acerca más al promedio.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO INDIVIDUAL DE LOS POZOS REPRESENTATIVOS PARA LAS FORMACIONES HONDA, DOIMACHICORAL Y MONSERRATE

Previo a la perforación de los pozos es necesario tener en cuenta varios criterios importantes a la hora de evaluar proyectos para saber si es viable o no la perforación y la producción de un pozo de petróleo en cuanto al retorno del capital que se puede llegar a invertir y a las ganancias que se pueden obtener, teniendo muchas variables que provienen de estadísticas, probabilidades y simulaciones. La ventaja de un campo maduro como el campo Dina Terciarios es que cuenta con una gama completa de información útil a la hora de evaluar proyectos a futuro, y con los resultados de esta investigación se pueden tomar mejores decisiones en cuanto a inversiones que se quieran realizar a corto y mediano plazo.

Tomando en cuenta las inversiones hechas en las últimas campañas de perforación, los costos de los servicios y los trabajos hechos a los pozos, las pérdidas de volumen a que estas operaciones conllevan, los costos de la producción, entre otros, y las ganancias que se obtienen de la producción acumulada de barriles de petróleo; se puede hacer un análisis como el que se va a observar en esta sección para poder determinar la viabilidad de inversiones a futuro en cualquiera de las formaciones a evaluar, y no solo eso, sino que también se podrá concluir si lo que se ha hecho hasta ahora, ha cumplido con los objetivos de las campañas realizadas, partiendo de la base de que se debe hacer una evaluación económica de los trabajos que se han realizado en los pozos, y de esta manera poder determinar qué tan rentable es o no un pozo, si ha valido la pena los esfuerzos que se han hecho en reparaciones y reacondicionamientos, si se han recuperado las inversiones hechas, o si se recuperarán pronto, si a futuro estos pozos

podrán representar un aumento significativo de la rentabilidad, o si por el contrario la rentabilidad no justifica seguir invirtiendo en estos pozos a corto plazo, o peor aún, si las formaciones que atacan estos pozos no representan una ganancia significativa que apoyen inversiones a futuro con nuevos pozos.

Todas las anteriores observaciones se pueden llegar a hacer llevando a cabo una evaluación económica de los pozos que sean representativos de cada formación, tomando en cuenta los criterios económicos que se encuentran en el numeral 2.

Antes que nada, hay que tener en cuenta que la producción baja naturalmente y la tasa de oportunidad de ingresos de un pozo no es constante y es por esto que no se eliminan de los valores de egresos futuros los costos de la perforación, asumiendo que estos costos reemplazan la pérdida de producción a un futuro próximo por efectos naturales de pérdidas de presión del yacimiento, y en ese orden de ideas la tasa de oportunidad con el paso del tiempo debe reducirse, pero como para efectos de este estudio, solo se tienen en cuenta pozos relativamente nuevos entonces se mantendrá la tasa de oportunidad constante. El TRI, y los valores a futuro de ingresos y egresos se llevaron a cabo teniendo en cuenta los periodos de producción totales (Meses acumulados de producción), para cumplir con lo establecido en cuanto a los rangos de tiempo (2009-2011) para este proyecto, y así poder saber si la campaña de cada pozo ha cumplido o no con lo establecido por PETROMINERALES COLOMBA LDITA, que debe ser del 16% anual (1.33% mensual).

4.2.1 Evaluación económica de los pozos representativos en la Formación Honda

Tabla 4.8 Criterios económicos evaluados para el Pozo 03

Meses acumulados de Producción	23.23
Días por pérdidas sin Producción	45.33
Volumen acumulado en Barriles	43,252.68
Volumen perdido en Barriles	2,411.67
Total Ingresos (VPI) US\$	3,602,515.72
Ingresos Futuros (VFI) US\$	4,900,647.27
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,518,627.83
Costos por WO y WS US\$	32,035.35
Costos por pérdidas de Volumen US\$	200,867.58
Costos por producción US\$	1,120,244.41
Costos sin Perforación US\$	1,353,147.34
Total Egresos (VPE) US\$	2,871,775.17
Egresos a Futuro (VFE) US\$	3,906,591.47
TRI	0.02
RCB	1.25
Ganancia Promedio Mensual US\$	155,055.99
Periodo de Recuperación de capital (Meses)	18.52
Valor Presente Neto (VPN) US\$	730,740.55
Valor Presente Futuro (VFN)	994,055.80

Fuente: Autor.

Con 23.23 meses en producción teniendo como referencia este mismo periodo para los Valores Futuro de ingresos y egresos, con 45.33 días de pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados, y analizando los resultados del estudio de los criterios económicos. Las inversiones hechas en el pozo 03 tienen una rentabilidad baja, la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva superando la tasa de oportunidad mensual, y por ende la relación beneficio costo (RCB) que es 1.25 valores que aunque superan los límites establecidos, no son muy confiables. El tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 18.52 meses, relativamente alto para este tipo de proyectos porque se debe tener en cuenta que así como un pozo puede producir por décadas, también en cualquier momento se puede dañar y entre más se tarde en recuperar inversión más incierta es la rentabilidad y es posible que en un periodo tan largo de recuperación del capital el pozo requiera más trabajos y una mayor inversión que la establecida por la oportunidad de egresos; cabe aclarar que la mayor parte de la inversión hecha es por parte del proyecto de perforación que tiene en cuenta la estimulación temprana, **(1,518,627.83 US\$)** que representa un 52.82% de la inversión y esta no afectará las ganancias cuando se halla recuperado el capital, pues solo se debe tener en cuenta a futuro en la oportunidad de egresos los trabajos adicionales de Workover, wellservices, pérdidas de volumen debidas a estos trabajos y los costos de producción, que se puedan presentar tomando la misma tasa de oportunidad del 16% anual para mantener un margen de equilibrio entre los ingresos y egresos. Sin embargo, se puede observar que de manera general, dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple con lo establecido para ser un pozo aceptable y ha cumplido con lo requerido y lo mínimo proyectado por la compañía.

Tabla 4.9 Criterios económicos evaluados para el Pozo 05

Meses acumulados de Producción	19.25
Días con pérdidas sin Producción	-
Volumen acumulado en Barriles	59,120.13
Volumen perdido en Barriles	-
Total Ingresos (VPI) US\$	4,924,115.63
Ingresos Futuros (VFI) US\$	6,354,303.89
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,750,992.69
Costos por WO y WS US\$	-
Costos por pérdidas de Volumen US\$	-
Costos por producción US\$	1,531,211.37
Costos sin Perforación US\$	1,531,211.37
Total Egresos (VPE) US\$	3,282,204.06
Egresos a Futuro (VFE) US\$	4,235,506.15
TRI	0.03
RCB	1.50
Ganancia Promedio Mensual US\$	255,781.10
Periodo de Recuperación de capital (Meses)	12.83
Valor Presente Neto (VPN) US\$	1,641,911.57
Valor Presente Futuro (VFN) US\$	2,118,797.74

Fuente: Autor.

Con 19.25 meses en producción, sin pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados. Las inversiones hechas en el pozo 03 tienen una rentabilidad baja, la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva superando la tasa de oportunidad mensual, y por ende la relación beneficio costo (RCB) que es 1.5, valores que aunque superan los límites establecidos, no son muy confiables. El tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 12.83 meses, relativamente alto para este tipo de proyectos; la mayor parte de la inversión hecha es por parte del proyecto de perforación que tiene en cuenta la estimulación temprana, que representa un 53.35% de la inversión. Sin embargo, se puede observar que de manera general, dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple con lo establecido para ser un pozo aceptable y ha cumplido con lo requerido y lo mínimo proyectado por la compañía.

4.2.2 Evaluación económica de los pozos representativos en la Formación Doima-Chicoral

Tabla 4.10 Criterios económicos evaluados para el Pozo 15

Meses acumulados de Producción	28.05
Días por pérdidas sin Producción	17.73
Volumen acumulado en Barriles	80,311.92
Volumen perdido en Barriles	1,599.07
Total Ingresos (VPI) US\$	6,689,179.82
Ingresos Futuros (VFI) US\$	9,698,897.88
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,626,185.42
Costos por WO y WS US\$	596,172.16
Costos por pérdidas de Volumen US\$	133,186.83
Costos por producción US\$	2,080,078.73
Costos sin Perforación US\$	2,809,437.72
Total Egresos (VPE) US\$	4,435,623.14
Egresos a Futuro (VFE) US\$	6,431,379.79
TRI	0.03
RCB	1.51
Ganancia Promedio Mensual US\$	238,478.33
Periodo de Recuperación de Capital (Meses)	18.60
Valor Presente Neto (VPN) US\$	2,253,556.67
Valor Presente Futuro (VFN) US\$	3,267,518.09

Fuente: Autor.

Con 28.05 meses en producción, 17.73 días de pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados. Las inversiones hechas en el pozo 15 tienen una rentabilidad baja, aunque la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva superando la tasa de oportunidad mensual, y por ende la relación beneficio costo (RCB) que es 1.51, valores que aunque superan los límites establecidos, no son muy confiables. El tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 18.60 meses, relativamente alto para este tipo de proyectos; la mayor parte de la inversión hecha es por parte de los costos por producción que representan un 46.89% de la inversión. Sin embargo, se puede observar que de manera general, dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple con lo establecido para ser un pozo aceptable y ha cumplido con lo requerido y lo mínimo proyectado por la compañía.

Tabla 4.11 Criterios económicos evaluados para el Pozo 16

Meses acumulados de Producción	27.73
Días por pérdidas sin Producción	5.67
Volumen acumulado en Barriles	88,977.28
Volumen perdido en Barriles	347.34
Total Ingresos (VPI) US\$	7,410,917.65
Ingresos Futuros (VFI) US\$	10,700,686.66
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,668,847.70
Costos por WO y WS US\$	52,100.47
Costos por pérdidas de Volumen US\$	28,930.30
Costos por producción US\$	2,304,511.55
Costos sin Perforación US\$	2,385,542.32
Total Egresos (VPE) US\$	4,054,390.02
Egresos a Futuro (VFE) US\$	5,854,168.03
TRI	0.04
RCB	1.83
Ganancia Promedio Mensual US\$	267,206.51
Periodo de Recuperación de capital (Meses)	15.17
Valor Presente Neto (VPN) US\$	3,356,527.63
Valor Presente Futuro (VFN) US\$	4,846,518.63

Fuente: Autor.

Con 27.63 meses en producción, 5.67 días de pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados. Las inversiones hechas en el pozo 16 tienen una rentabilidad aceptable, la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva superando la tasa de oportunidad mensual, y por ende la relación beneficio costo (RCB) que es 1.83, valores que superan un poco los límites establecidos. Pero el tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 15.17 meses debido posiblemente a que su producción diaria no es tan alta, observando y comparando su acumulado en barriles producidos vs sus meses acumulados en producción, relativamente alto para este tipo de proyectos; la mayor parte de la inversión hecha es por parte de los costos por producción que representan un 56.84% de la inversión. Sin embargo, se puede observar que de manera general, dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple con lo establecido para ser un pozo aceptable y ha cumplido con lo requerido y lo mínimo proyectado por la compañía en cuanto al TIR y el RCB, y es el que mayor rentabilidad representa para esta formación, con un VPN = \$3,356,527.63.

Tabla 4.12 Criterios económicos evaluados para el Pozo 29

Meses acumulados de Producción	15.53
Días por pérdidas sin Producción	-
Volumen acumulado en Barriles	63,930.77
Volumen perdido en Barriles	-
Total Ingresos (VPI) US\$	5,324,793.83
Ingresos Futuros (VFI) US\$	6,540,767.96
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	2,531,444.61
Costos por WO y WS US\$	-
Costos por pérdidas de Volumen US\$	-
Costos por producción US\$	1,655,806.94
Costos sin Perforación US\$	1,655,806.94
Total Egresos (VPE) US\$	4,187,251.55
Egresos a Futuro (VFE) US\$	5,143,455.63
TRI	0.03
RCB	1.27
Ganancia Promedio Mensual US\$	342,901.11
Periodo de Recuperación de capital (Meses)	12.21
Valor Presente Neto (VPN) US\$	1,137,542.28
Valor Presente Futuro (VFN) US\$	1,397,312.34

Fuente: Autor.

Con 15.53 meses en producción, sin pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados. Las inversiones hechas en el pozo 29 tienen una rentabilidad baja, aunque la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva superando la tasa de oportunidad mensual, y por ende la relación beneficio costo (RCB) que es 1.27, valores que superan un poco los límites establecidos. Pero el tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 12.21 meses, relativamente alto para este tipo de proyectos; la mayor parte de la inversión hecha es por parte de los costos por perforación que representan un 60.46% de la inversión, valor que es superior a los demás pozos representativos de esta formación y de los de las otras formaciones en este estudio, a eso posiblemente se debe su bajo TIR ya que se supondría que debería tener un TIR más alto pues con respecto a los pozos ya evaluados, es el que tiene menor tiempo en producción. Sin embargo, se puede observar que de manera general, dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple con lo establecido para ser un pozo aceptable y ha cumplido con lo requerido y lo mínimo proyectado por la compañía.

4.2.3 Evaluación económica de los pozos representativos en la Formación Monserrate

Tabla 4.13 Criterios económicos evaluados para el Pozo 34

Meses acumulados de Producción	12.18
Días por pérdidas sin Producción	10.71
Volumen acumulado en Barriles	191,057.03
Volumen perdido en Barriles	5,024.70
Total Ingresos (VPI) US\$	15,913,140.03
Ingresos Futuros (VFI) US\$	18,699,078.11
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,664,059.93
Costos por WO y WS US\$	92,461.34
Costos por pérdidas de Volumen US\$	418,507.43
Costos por producción US\$	4,948,377.08
Costos sin Perforación US\$	5,459,345.85
Total Egresos (VPE) US\$	7,123,405.78
Egresos a Futuro (VFE) US\$	8,370,511.47
TRI	0.08
RCB	2.23
Ganancia Promedio Mensual US\$	1,306,479.91
Periodo de Recuperación de capital (Meses)	5.45
Valor Presente Neto (VPN) US\$	8,789,734.25
Valor Presente Futuro (VFN)	10,328,566.65

Fuente: Autor.

Con solo 12.12 meses en producción, con 10.71 días de pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados. Las inversiones hechas en el pozo 34 tienen la más alta rentabilidad de la formación y de los pozos de las demás formaciones evaluadas en este proyecto, con la mejor tasa interna de retorno TIR, y por ende la mejor relación beneficio costo (RCB) que es 2.23, valores que superan de sobremanera a los límites establecidos. El tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 5.45 meses, el más bajo de todos los pozos representativos evaluados de esta y las demás formaciones; la mayor parte de la inversión hecha es por parte de los costos por producción que representan un 69.47% de la inversión, debido a su alta producción de petróleo. Se observa que dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple ampliamente con lo establecido para ser un pozo altamente rentable al menos a corto plazo y cumple con lo requerido y proyectado por la compañía. Siendo el pozo representativo que representa las mayores ganancias con un VPN = \$10,328,566.65 en el menor tiempo de operación con los más altos volúmenes de petróleo recuperado y las mejores ganancias promedio mensuales (\$1,306,480).

Tabla 4.14 Criterios económicos evaluados para el Pozo 35

Meses acumulados de Producción	16.57
Días por pérdidas sin Producción	20.69
Volumen acumulado en Barriles	182,976.92
Volumen perdido en Barriles	8,835.29
Total Ingresos (VPI) US\$	15,240,147.67
Ingresos Futuros (VFI) US\$	18,980,030.76
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,603,172.78
Costos por WO y WS US\$	112,471.69
Costos por pérdidas de Volumen US\$	735,891.35
Costos por producción US\$	4,739,102.23
Costos sin Perforación US\$	5,587,465.27
Total Egresos (VPE) US\$	7,190,638.05
Egresos a Futuro (VFE) US\$	8,955,197.44
TRI	0.06
RCB	2.12
Ganancia Promedio Mensual US\$	919,823.98
Periodo de Recuperación de capital (Meses)	7.82
Valor Presente Neto (VPN) US\$	8,049,509.62
Valor Presente Futuro (VFN)	10,024,833.33

Fuente: Autor.

Con 16.57 meses en producción, con 25.65 días de pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados. Las inversiones hechas en el pozo 35 tienen la segunda más alta rentabilidad de los pozos evaluados, con una tasa interna de retorno TIR del 6%, y por ende una muy buena relación beneficio costo (RCB = 2.12), valores que superan de sobremanera a los límites establecidos y a los de los pozos representativos de las otras formaciones. El tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 7.82 meses, muy bajo comparado con los de los pozos representativos evaluados de las demás formaciones; la mayor parte de la inversión hecha es por parte de los costos por producción, debido a su alta producción de petróleo. Se observa que dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple ampliamente con lo establecido para ser un pozo altamente rentable al menos a corto plazo, y cumple con lo requerido y proyectado por la compañía. Siendo el pozo representativo que representa la segunda mayor ganancia con un VPN = \$10,024,833.33. y la segunda mejor ganancia mensual promedio de todos los pozos representativos para todas las formaciones.

Tabla 4.15 Criterios económicos evaluados para el Pozo 39

Meses acumulados de Producción	9.64
Días por pérdidas sin Producción	5.96
Volumen acumulado en Barriles	79,345.21
Volumen perdido en Barriles	269.63
Total Ingresos (VPI) US\$	6,608,662.54
Ingresos Futuros (VFI) US\$	7,508,504.04
Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,786,892.86
Costos por WO y WS US\$	46,344.64
Costos por pérdidas de Volumen US\$	22,457.52
Costos por producción US\$	2,055,040.94
Costos sin Perforación US\$	2,123,843.09
Total Egresos (VPE) US\$	3,910,735.95
Egresos a Futuro (VFE) US\$	4,443,225.31
TRI	0.07
RCB	1.69
Ganancia Promedio Mensual US\$	685,701.81
Periodo de Recuperación de capital (Meses)	5.70
Valor Presente Neto (VPN) US\$	2,697,926.59
Valor Presente Futuro (VFN)	3,065,278.72

Fuente: Autor.

Con 9.64 meses en producción, con 5.96 días de pérdidas por servicios o reacondicionamientos realizados. Las inversiones hechas en el pozo 39 tienen alta rentabilidad, tercera en esta formación, y superior a la de los demás pozos de las otras formaciones evaluadas en este proyecto, con una tasa interna de retorno TIR del 7%, y por ende una muy alta relación beneficio costo (RCB = 1.69), valores que superan de sobremanera a los límites establecidos y a los de los pozos representativos de las otras formaciones. El tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES COLOMBIA LTDA., es de 5.70 meses, muy bajo comparado con los de los pozos representativos evaluados de las demás formaciones y el segundo más bajo de los pozos representativos para Monserrate; la mayor parte de la inversión hecha es por parte de los costos por producción, debido a su alta producción de petróleo. Se observa que dentro del rango del tiempo de esta investigación y tomando en cuenta los estándares mínimos, cumple ampliamente con lo establecido para ser un pozo altamente rentable al menos a corto plazo, y cumple con lo requerido y proyectado por la compañía. Siendo el pozo representativo que representa una alta ganancia promedio mensual si se observa en la tabla anterior.

Claramente la Formación Monserrate según este estudio, representa la mejor oportunidad de inversión para el campo Dina Terciario.

CONCLUSIONES

- ❖ Tanto el análisis de producción como el económico mostraron que las formaciones, Honda, Doima-Chicoral y Monserrate, productoras de Campo Dina Terciario y objeto de esta investigación, a nivel general cumplen con los requerimientos mínimos según los criterios de evaluación de proyectos que fueron tenidos en cuenta.
- ❖ Pese a que la Formación Honda representa los mayores acumulados de producción de las formaciones evaluadas en esta investigación en la historia del Campo Dina Terciario, la Formación Monserrate claramente es la que mejores caudales diarios representa en la actualidad y esto se ve reflejado en la rentabilidad de la misma a la hora de evaluar los pozos individualmente, si se toma en cuenta que todos los pozos de la Formación Monserrate presentaron resultados de rentabilidad y retorno de capital muy superiores con respecto a los pozos evaluados de las demás formaciones.
- ❖ Es claro que la campaña de perforación de nuevos pozos que comenzó a partir del 2009 y objeto de esta investigación, fue exitosa en cuanto al aumento de producción general del campo, pues entre el 2009 y el 2010 se alcanzó el pico máximo en la historia de producción. Y el éxito de esta campaña se debió al trabajo masivo realizado en la Formación Doima – Chicoral, y la inclusión de los primeros pozos en la Formación Monserrate, presentando estos últimos un retorno del capital mayor en menor tiempo.

- ❖ Simplemente observando los reportes al ministerio en las formas # 09 (Anexo B), es evidente que la pendiente de la caída de producción en la Formación Hondaes baja, lo que hace estable la producción. Sin embargo los pozos analizados presentaron una rentabilidad baja y un retorno del capital lento ya que su producción no es la más satisfactoria y además presentan muchos problemas.

- ❖ Las mayores inversiones en pozos nuevos se hicieron en la formación Doima-Chicoral, y aunque la mayoría de pozos dieron resultados positivos, según los criterios económicos evaluados para los pozos representativos de cada formación. Sin embargo, la Formación Monserrate, en donde se invirtieron menos recursos en pozos nuevos, fue la que mejor rentabilidad presentó con un tiempo menor para la recuperación de capital, resultados muy superiores a los presentados por los pozos de las demás formaciones evaluadas.

- ❖ La Formación Monserrate es la más atractiva en cuanto al desarrollo de trabajos para incrementar su productividad y así la rentabilidad del campo, teniendo en cuenta que la producción de los pozos de ésta decae más rápido con el tiempo, no obstante, es tan alta que la recuperación de capital se obtiene en menor tiempo, logrando así realizar con mayor seguridad nuevos proyectos de perforación, así como también trabajos de reparación y optimización en los pozos.

- ❖ Los resultados óptimos en cuanto a rentabilidad y menor tiempo para el retorno del capital invertido de la Formación Monserrate, se deben a que presenta mejores propiedades petrofísicas tales como mayor presión inicial de yacimiento, menor saturación inicial de agua promedio, mayor permeabilidad, mayor porosidad, entre otras.

- ❖ El método usado para la selección de los pozos representativos aunque no parezca preciso, es un método de promedios estadísticos que con imparcialidad, demostró ser práctico a la hora de escoger pozos que fueran representativos de cada formación.

RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que el escenario planteado, está sujeto a un precio del crudo específico y establecido al periodo de tiempo para este proyecto, se recomienda, dependiendo del comportamiento de éste en un futuro, reevaluar el análisis económico y por consiguiente la viabilidad de cualquier proyecto que se quiera llevar a cabo en el futuro.
- Con los resultados obtenidos de este estudio, es posible generar un precedente que demuestra la importancia de un análisis exhaustivo al momento de escoger las formaciones para incrementar esfuerzos en inversiones como la perforación en trabajos futuros en este campo.
- Debido a los buenos resultados obtenidos durante la campaña propuesta por PETROMINERALES COLOMBIA LTD en la Formación Monserrate, se recomienda seguir incrementando esfuerzos e inversiones en perforación de pozos nuevos e inmediata estimulación en esta formación, como un método eficiente para incrementar la producción de crudo en Campo Dina Terciario durante el tiempo que resta del contrato de producción incremental.
- Dina Terciario es un campo petrolero maduro, explotado desde el año de 1961, por lo tanto la presión del yacimiento ha declinado considerablemente, eso se demuestra con la curva de declinación general de los pozos en el campo la cual cambia drásticamente con el paso corto del tiempo. Por tal motivo y con el fin de aprovechar al máximo la efectividad de las perforaciones y estimulaciones por fracturamiento hidráulico y tratamiento matricial ácido que se realizan

inmediatamente después de las perforaciones, se recomienda pensar en un método de recobro como la inyección de agua, que ayude a incrementar la energía del yacimiento permitiendo evitar la declinación temprana para los pozos de Dina Terciario sobre todo los de la Formación Monserrate que declinan más rápido pese a su excelente producción.

- El método de recobro de inyección de agua podría utilizarse también para aprovechar el agua producida que es un gran problema que tiene el campo si observamos las pruebas de producción y los reportes de la forma # 09; así como también se podría mover mayor volumen de crudo de las formaciones Honda y Doima – Chicoral que aportan menores volúmenes de petróleo por pozo, recuperando las inversiones en menor tiempo, y haciendo de los trabajos de perforación y estimulación más rentables.

- Se recomienda usar métodos de análisis técnico económicos para los campos productores de petróleo como el realizado en este proyecto de grado, al menos anualmente, para así poder tomar decisiones rápidamente a la hora de modificar objetivos con lo que respecta a incrementar esfuerzos en una formación determinada. Pues como se demostró en este estudio, se debieron hacer mayores esfuerzos en la Formación Monserrate en lugar de haber invertido todo el capital que se invirtió en las Formaciones Honda y Doima–Chicoral, en donde no se obtuvieron los resultados esperados en cuanto a rentabilidad y al retorno del capital temprano.

BIBLIOGRAFIA

- VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. J. P. T. 1968.
- NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. México: Limusa. 1987. 71 a 95 p.
- VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión".
- EROSSA, Victoria Eugenia. Proyectos de inversión en ingeniería.
- McCRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall, 1975.
- CPI Neiva, Petrominerales Colombia LTD.
- Matrix Engineering Manual, Well Services Technology & Products, Abril 2008.
- Reservoir Stimulation, *Christine A. Ehlig-Economides, Schlumberger*
GeoQuest Michael J. Economides, University of Houston

ANEXOS

ANEXO A.

CONTRATO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL – CPI DINA TERCIARIO

Presentación de los detalles de los contratos

1. Numero de Contrato: 2207
2. Nombre del Contrato: NEIVA (PIJAO-POTRERILLO)
3. Tipo de Contrato: Producción Incremental
4. Campos asociados al Contrato: Dina Terciarios
5. Porcentaje de Participaciones de acuerdo al Contrato después de las Regalías: 31% (ECP) y 69% (Petrominerales Colombia Ltd)
6. Fecha de Inicio del contrato: 31-May-01
7. Ultima fecha de terminación del contrato: 30-May-23
8. Información de Regalías
 - a. Porcentaje por volumen de producción: NA
 - b. Porcentaje por curva base negociada: 20%
 - c. Porcentaje sobre la curva base negociada: (8%-25%) Ley 756 de 2002
 - d. Otros: La participación de Petrominerales Colombia Ltd corresponde al 69% de la producción incremental después de regalías.

ANEXO B.

**REPORTES AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - DIRECCION
GENERAL DE HIDROCARBUROS - SUBDIRECCION DE
HIDROCARBUROS (INFORME MENSUAL DE PRODUCCION, GERENCIA
ALTO MAGDALENA – HUILA) Formas # 09**

Figura B1. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Septiembre 2011)

DISTRIBUCION DE COPIAS		FECHA		MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS INFORME MENSUAL DE PRODUCCION Pozos de Petróleo Condensado y Gas GERENCIA ALTO MAGDALENA - HUILA										FORMA # 9 SH Pag. 11					
ORIGINAL Y COPIA SH														REVISADA Nov-94					
1 COPIA OFICINA DE ZONA																			
COPIAS OPERADOR																			
OPERADOR: EMPRESA COLOMBIANA DE				CONTRATO:				CAMPO: DINA TERCARIO				AREA: NEVA							
MODALIDADES DE EXPLOTACION:																			
<input type="checkbox"/> PRUEBAS INICIALES:				<input type="checkbox"/> PRUEBAS EXTENSAS:				<input type="checkbox"/> SOLO RIESGO:				<input checked="" type="checkbox"/> COMERCIAL:							
												MES: Septiembre		AÑO: 2011					
POZO	ZONA	MPIO	MET. PRO	DIAS		PETROLEO (BLS)			FACTOR DE CORREC	AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW	API @60°F	RGP	ESTADO POZO
				MES	ACUMULAD	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO		DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO				
TOTAL AREA						7567.05	227011.50	58400814.55	0.96	14283.58	429507.35	6668860.00	4731.53	141946.00	28819087.17	65.37	18.34	625.28	
TOTAL CAMPO						7567.05	227011.50	58400814.55	0.96	14283.58	429507.35	6668860.00	4731.53	141946.00	28819087.17	65.37	18.34	625.28	
 REPRESENTANTE DEL OPERADOR										 REPRESENTANTE DEL MINISTERIO									

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

Se puede observar que el Promedio del campo es de 7567.05 BOPD (Barriles de Petróleo por día), con un acumulado de petróleo en barriles de 58400814.55 total para el campo.

Figura B2. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Febrero 2009)

DISTRIBUCION DE COPIAS		FECHA	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS INFORME MENSUAL DE PRODUCCION Pozos de Petróleo Condensado y Gas GERENCIA ALTO MAGDALENA - HUILA										FORMA # 9 SH Pag. 9	REVISADA Nov-94
ORIGINAL Y COPIA SH														
1 COPIA OFICINA DE ZONA														
COPIAS OPERADOR														

OPERADOR: EMPRESA COLOMBIANA DE	CONTRATO:	CAMPO: DINA TERCARIO	AREA: NEVA	MES: Febrero	AÑO: 2009
---------------------------------	-----------	----------------------	------------	--------------	-----------

MODALIDADES DE EXPLOTACION:

PRUEBAS INICIALES:
 PRUEBAS EXTENSAS:
 SOLO RIESGO:
 COMERCIAL:

POZO	ZONA	M/PIO	MET. PRO	DÍAS			PETROLEO (BLS)			FACTOR DE CORREG	AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW	API @60°F	RGP	ESTADO POZO
				MES	ACUMULAD	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO		MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO					
DTDT0090	H-D-CH	4101E	PCP	26.42	64.17	459.63	12141.81	37822.91	0.977	25.16	664.68	1296.17	13.17	347.86	385.48	5.19	20.50	28.05	ACT	
TOTAL FORMACION						2664.50	74606.02	51168814.96		8270.78	231581.83	54897440.70	408.08	11426.18	25720306.17	75.63	19.88	153.15		
FORMACION: MONSERRATE																				
DTDT0018	MONSERRATE	4101E	-	0.00	439.00	0.00	0.00	76510.00	-0-	0.00	0.00	127892.00	0.00	0.00	16758.00	0.00	-0-	0.00	ABA	
DTDT0023	MONSERRATE	4101E	-	0.00	427.00	0.00	0.00	30589.00	-0-	0.00	0.00	31242.00	0.00	0.00	3336.00	0.00	-0-	0.00	ABA	
TOTAL FORMACION						0.00	0.00	107999.00		0.00	0.00	159134.00	0.00	0.00	20994.00	0.00	0.00	0.00		
TOTAL AREA						3469.85	97155.84	52108006.24		9004.44	252124.34	55866124.82	468.32	13113.00	25943142.83	72.18	18.87	134.97		
TOTAL CAMPO						3469.85	97155.84	52108006.24		9004.44	252124.34	55866124.82	468.32	13113.00	25943142.83	72.18	18.87	134.97		

REPRESENTANTE DEL OPERADOR

REPRESENTANTE DEL MINISTERIO

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

Se puede observar que el promedio del campo es de 3469.85 BOPD (Barriles de Petróleo por día), con un acumulado de petróleo en barriles de 52108006.24 total para el campo.

Figura B3. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Octubre 2009)

DISTRIBUCION DE COPIAS	FECHA	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS INFORME MENSUAL DE PRODUCCION Pozos de Petróleo Condensado y Gas GERENCIA ALTO MAGDALENA - HUILA	FORMA # 9SH Pag. 10 REVISADA Nov-94
ORIGINAL Y COPIA SH			
1 COPIA OFICINA DE ZONA			
COPIAS OPERADOR			

OPERADOR: EMPRESA COLOMBIANA DE	CONTRATO:	CAMPO: DINA TERCARIO	AREA: NEVA
MODALIDADES DE EXPLOTACION:		MES: Octubre	AÑO: 2009
<input type="checkbox"/> PRUEBAS INICIALES:	<input type="checkbox"/> PRUEBAS EXTENSAS:	<input type="checkbox"/> SOLO RESGO:	<input checked="" type="checkbox"/> COMERCIAL:

POZO	ZONA	MPIO	MET. PRO	DIAS	PETROLEO (BLS)			FACTOR DE CORREC.	AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW	API @60°F GRAV.	RGP	ESTADO POZO
					MES	ACUMULAD	DIARIO		MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO				
TOTAL CAMPO					5472.01	169632.24	53489525.24		10263.62	318172.30	98615418.20	430.39	13342.00	28060311.83	65.23	18.90	78.65	

REPRESENTANTE DEL OPERADOR

REPRESENTANTE DEL MINISTERIO

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

Se puede observar que el promedio del campo es de 5472.01 BOPD (Barriles de Petróleo por día), con un acumulado de petróleo en barriles de 53489525.24 total para el campo.

Figura B4. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Diciembre 2010)

DISTRIBUCION DE COPIAS	FECHA	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS INFORME MENSUAL DE PRODUCCION Pozos de Petróleo Condensado y Gas GERENCIA ALTO MAGDALENA - HUILA	FORMA # 9 SH Pag. 11 REVISADA Nov-94
ORIGINAL Y COPIA SH			
1 COPIA OFICINA DE ZONA			
COPIAS OPERADOR			

OPERADOR: EMPRESA COLOMBIANA DE	CONTRATO:	CAMPO: DINA TERCARIO	AREA: NEMA
MODALIDADES DE EXPLOTACION:			
<input type="checkbox"/> PRUEBAS INICIALES:	<input type="checkbox"/> PRUEBAS EXTENSAS:	<input type="checkbox"/> SOLO RIESGO:	<input checked="" type="checkbox"/> COMERCIAL:
		MES: Diciembre AÑO: 2010	

PQZO	ZONA	MPIO	MET. PRO	DIAS			PETROLEO (BLS)			FACTOR DE CORREC	AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW	API @60°F	RGP	ESTADO PQZO
				MES	ACUMULAD		DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO		DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO				
TOTAL AREA																				
					7762.60	240640.48	56334099.41													
TOTAL CAMPO																				
					7762.60	240640.48	56334099.41													

REPRESENTANTE DEL OPERADOR

REPRESENTANTE DEL MINISTERIO

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

Se puede observar que el promedio del campo es de 7762.60BOPD (Barriles de Petróleo por día), con un acumulado de petróleo en barriles de 56334099.41 total para el campo.

Figura B5. Reporte de forma # 9 para Campo DT (Enero 2011)

DISTRIBUCION DE COPIAS		FECHA
ORIGINAL Y COPIA SH		
1 COPIA OFICINA DE ZONA		
COPIAS OPERADOR		

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION
Pozos de Petróleo Condensado y Gas
GERENCIA ALTO MAGDALENA - HUILA

OPERADOR: EMPRESA COLOMBIANA DE		CONTRATO:	CAMPO:	DINA TERCARIO	AREA:	NEIVA
MODALIDADES DE EXPLOTACION:						
<input type="checkbox"/> PRUEBAS INICIALES:	<input type="checkbox"/> PRUEBAS EXTENSAS:	<input type="checkbox"/> SOLO RIESGO:	<input checked="" type="checkbox"/> COMERCIAL:	MES: Enero		AÑO: 2011

POZO	ZONA	M/PIO	MET. PRO	DIAS		PETROLEO (BLS)			FACTOR DE CORREC	AGUA (BLS)			GAS (KPC)		BSW	API @60°F	RGP	ESTADO POZO	
				MES	ACUMULAD	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO		DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL					ACUMULADO
TOTAL FORMACION						2408.87	74674.99	482113.75	0.99	450.04	13951.29	259218.19	2017.55	62543.96	365417.42	15.74	17.58	837.55	
TOTAL AREA						8134.34	252164.66	56586264.08	0.99	9609.04	297880.36	63441649.96	5763.10	178656.00	27603286.16	54.16	18.22	708.49	
TOTAL CAMPO						8134.34	252164.66	56586264.08	0.99	9609.04	297880.36	63441649.96	5763.10	178656.00	27603286.16	54.16	18.22	708.49	

REPRESENTANTE DEL OPERADOR

Estado del Reporte: Generado

REPRESENTANTE DEL MINISTERIO

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

Se puede observar que el promedio del campo es de 8134.34 BOPD (Barriles de Petróleo por día), con un acumulado de petróleo en barriles de 56586264.08 total para el campo.

Figura B6. Reporte Mensual modelo de la forma # 09 por cada pozo de la formación Monserrate.

POZO	ZONA	MPIO	MET. PRO	DIAS		PETROLEO (BLS)			FACTOR DE CORREC	AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW	API @60°F	RGP	ESTADO POZO
				MES	ACUMULAD	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO		DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO				
FORMACION: MONSERRATE																			
	MONSERRATE	41016	PCP	22.73	123.83	294.71	6698.62	40212.92	0.973	185.13	4207.88	20527.02	388.15	8822.31	36639.82	38.58	17.90	1317.03	ACT
	MONSERRATE	41016	-	0.00	439.00	0.00	0.00	76510.00	0	0.00	0.00	127892.00	0.00	0.00	16758.00	0.00	0	0.00	ABA
	MONSERRATE	41016	NA	0.00	427.00	0.00	0.00	30589.00	0	0.00	0.00	31242.00	0.00	0.00	3336.00	0.00	0	0.00	ABA
	MONSERRATE	41016	PCP	27.15	134.44	131.33	3564.96	26017.42	0.979	137.10	3721.73	9291.69	474.99	12894.09	41738.59	51.08	17.90	3616.89	ACT
	MONSERRATE	41016	PCP	23.90	56.94	0.00	0.00	1258.42	0	0.00	0.00	5002.25	0.00	0.00	982.36	0.00	16.00	0.00	ACT
	MONSERRATE	41016	PCP	30.10	84.06	213.17	6417.42	18700.98	0.985	58.72	1767.61	5033.72	1.02	30.72	97.56	21.60	16.50	4.79	ACT
	MONSERRATE	41016	PCP	9.73	17.02	130.23	1267.07	2261.96	0.981	84.35	820.66	1951.08	142.85	1389.85	2120.49	39.31	18.50	1096.90	ACT
	MONSERRATE	41016	PCP	30.94	35.94	98.39	3044.00	3345.16	0.984	65.03	2011.72	2997.98	66.95	2071.30	2157.08	39.79	16.80	680.46	ACT
TOTAL FORMACION						677.16	20992.06	198895.86		404.18	12529.61	203937.74	813.17	25208.27	103829.90	37.38	17.35	1200.85	
TOTAL AREA						7061.22	218897.89	55430433.53		13809.86	428105.78	61715668.91	4453.77	138067.00	26750752.17	66.17	18.56	630.74	

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd.

De estas formas se pueden obtener los datos necesarios para hallar los costos y las ganancias de los pozos, como los reportes de volúmenes en tanques, días de producción en el mes, y demás datos que se puedan necesitar para los cálculos económicos que se podrán observar en el (Anexo C).

ANEXO C.

MUESTRA DE CALCULO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS POZOS REPRESENTATIVOS DE LAS FORMACIONES HONDA, DOIMACHICORAL Y MONSERRATE

En este anexo se representa la manera en que se llevaron a cabo los cálculos económicos solo para el pozo 35, usando como base el numeral 2., ya que para los demás pozos se siguieron los mismos pasos en búsqueda de los resultados obtenidos.

- *Meses acumulados de producción:*

16.57, Obtenido de la forma # 09 del mes de septiembre de 2011.

- *Días por pérdidas sin producción:*

Obtenido de las formas # 09 de los meses en que el pozo fue intervenido o fue objeto de algún servicio por daño u optimización; sumando los días totales en que el pozo no estuvo en producción. Los trabajos realizados en el pozo se obtienen de la base de datos de open Wells, en donde se consignan las fechas de inicio y final de los servicios e intervenciones, que tipo de trabajo fue el realizado, el objetivo o motivo del trabajo y su costo respectivo. Para el pozo en cuestión se realizaron los siguientes trabajos:

Tabla C1. Trabajos realizados en el pozo 35

Fecha	Evento	Objetivo	Costo (US\$)
10 – 16 /08/2010	WellServices	TubingDamage	62,197.62
04 – 16 /12/2010	WellServices	RodStringFailure	50,274.08
		TOTAL	112,471.69

Fuente: Autor.

Como los trabajos fueron realizados en agosto y en diciembre de 2010, entonces de las formas # 09 de los meses en cuestión, se obtienen los días en que no hubo producción, por tanto son pérdidas de producción.

Agosto 2010: $31 - 22.73 = 8.27$ días sin producción.

Diciembre de 2010: $31 - 18.58 = 12.42$ días sin producción.

TOTAL = 20.69 días sin Producción.

- *Volumen acumulado en Barriles:*

182,976.92 Barriles de petróleo, obtenido de la forma # 09 del mes de septiembre de 2011.

- *Volumen perdido en Barriles:*

$$\sum(\text{Días sin Producción en el mes} \times \text{Volumen Promedio mensual producido diario}) \text{EQ}$$

. C.1

- Volumen perdido en Agosto de 2010:

$$8.27 \text{ días} \times 294.71 \text{ barriles/día} = 2,437.25 \text{ barriles}$$

- Volumen Perdido en Diciembre de 2010:

$$12.42 \text{ días} \times 515.14 \text{ barriles/día} = 6,398.04 \text{ barriles}$$

- Volumen Total Perdido = $2,437.25 + 6,398.04 = 8,835.29$ barriles.

- *Total Ingresos VPI (dólares – US\$):*

(Producción acumulada * Precio del barril de petróleo para el Campo)

182976.92 barriles * 83.29 \$US/Barril = \$15,240,147.67

- *Total Ingresos a futuro VFI (dólares – US\$):*

Valor evaluado para un periodo de tiempo igual al periodo de tiempo en que se ha ejecutado el proyecto pero visualizado hacia el futuro. Y se usa como referencia la ecuación (EQ. 2.4) así:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad \text{EQ. 2.4}$$

Despejando F que sería VFI, obtenemos:

$$F = P * (1 + i)^n \quad \text{EQ. C2}$$

Siendo,

P = VPI= 15,240,147.67

i = Tasa de interés mensual, y como la tasa anual es 0.16 entonces la tasa mensual será = 0.16/12

n = Periodos totales de evaluación = 16.57 meses

Luego, reemplazando:

F = 18,980,030.76 = VFI

Como el proyecto que este caso es la producción del pozo 35, lleva una duración de 16.57 meses al momento de la evaluación, entonces se evaluará dicho periodo pero a futuro, manteniendo constante mismo periodo de tiempo, y como no se tienen en cuenta curvas IPR para este proyecto,

entonces igual se tendrá en cuenta el costo de la campaña de perforación que es grande y se asumirá este mismo costo como una pérdida a futuro por caída de producción, y se conservará la misma tasa de interés como tasa de oportunidad. Ya que así la producción caiga, de igual manera se realizaran trabajos de optimización a futuro para tratar de mantener una producción rentable.

- *Total Egresos VPE (US\$)*

Los egresos serán la suma de todos los costos de producción, costos de ejecución del proyecto de perforación del pozo nuevo, costos por Workover, y servicios a los pozos, las ganancias que se dejaron de obtener por pérdidas de producción por daños, reparaciones u optimizaciones, que para el efecto de las políticas de producción de la empresa se convierten en un costo; costo generalizado promediado por producción por pozo:

Tabla C2. Costos del pozo 35

Ejecutado Total Pozo Nuevo (Perforación) US\$	1,603,172.78
Costos por WO y WS US\$	112,471.69
Costos por pérdidas de Volumen US\$	735,891.35
Costos por producción US\$	4,739,102.23
Total Egresos (VPE) US\$	∑ 7,190,638.05

Fuente: Autor.

- *Egresos a futuro VFE (US\$)*

De la misma manera como se halló el VFI se halla en VFE reemplazando obviamente el valor de VPI por el valor de VPE y manteniendo los demás datos argumentando que se evaluaron los valores de egresos a futuro de la misma manera como se evaluaron los ingresos conservando la misma tasa de oportunidad pero esta vez no será de oportunidad sino de interés por el aumento de los costos a futuro.

Reemplazando entonces en la ecuación C.2, el valor de VFI por el de VFE, obtenemos:

$$F = 8,955,197.44 = VFE$$

- *TIR (Tasa de retorno interna)*

Aplicando la ecuación 2.5, despejamos TIR y tenemos que:

$$TIR = \left(\frac{C}{F}\right)^{\frac{1}{12}} - 1 = \left(\frac{7,190,638.05}{18,980,030.76}\right)^{\frac{1}{23.23}} - 1 = 0.0569 = 5.69\% \text{ mensual}$$

Siendo,

$$C = VPE = 7,190,638.05$$

$$F = VFI = 18,980,030.76$$

$$n = 23.23 \text{ meses de producción}$$

$$TIR = 0.0569 = 5.69\% \text{ mensual}$$

Así que si la tasa interna de retorno mensual es de 16% anual es decir que es de 1.33 % mensual, entonces el TIR supera lo esperado para este proyecto, así que es viable.

- Calculo relación benéfico costo (RCB)

Aplicando la ecuación 2.6 tenemos:

$$RCB = \frac{VPdelosIngresos}{VPdelosegresos} = \frac{15,240,147.67}{7,190,638.05} = 2.12$$

Mayor a 1, así que el proyecto es atractivo.

- Calculo periodo de recuperación.

Aplicando la ecuación 2.7 tenemos:

$$\begin{aligned} \text{PeriododeRecuperación} &= \frac{\text{Inversipontotal}}{\text{utilidadpromediamensual}} = \frac{7,190,638.05}{919,823.98} \\ &= 7.82 \text{ meses} \end{aligned}$$

En 7.82 meses se logró recuperar la inversión total hecha para el proyecto (Pozo 35).