



Evaluación de la viabilidad económica para la exploración y desarrollo
de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia
bajo un entorno cambiante de precios del petróleo

Carlos Mauricio Torres Saldaña

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas

Escuela de Administración y Contaduría Pública

Bogotá, Colombia

2020

Evaluación de la viabilidad económica para la exploración y desarrollo de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia bajo un entorno cambiante de precios del petróleo

Carlos Mauricio Torres Saldaña

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Administración

Directora:

Ph.D. Clemencia Gómez González

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas

Escuela de Administración y Contaduría Pública

Bogotá, Colombia

2020

*A través de las ciencias administrativas
encontré la ruta hacia la materialización
de los proyectos concebidos desde mi
formación científica.*

Resumen

Título: Evaluación de la viabilidad económica para la exploración y desarrollo de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia bajo un entorno cambiante de precios del petróleo.

Autor: Carlos Mauricio Torres Saldaña

Palabras clave: Calidad API, Crudo pesado, Cuenca de los Llanos Orientales, Petróleo Original en Sitio (POES)

Descripción:

Desde los primeros descubrimientos comerciales a finales de la década de los 60, el crudo pesado ha ganado importancia hasta convertirse en el principal tipo de hidrocarburo producido en Colombia, siendo la cuenca de los Llanos Orientales la principal área productora de este tipo de petróleo.

En general, la tendencia en los reportes que evalúan la prospectividad de los crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales se enfoca en predecir el descubrimiento a corto plazo de campos gigantes dada la existencia de algunos de ellos en esta área; sin embargo, la distribución de los tamaños de campo muestra que en su gran mayoría los campos existentes corresponden a tamaños pequeños y medianos.

Los proyectos de crudo pesado enfrentan retos técnicos específicos y que requieren inversiones cuantiosas para su producción, lo que, en conjunción con un menor precio de comercialización, hace difícil su viabilidad económica, especialmente para campos con bajas reservas asociadas.

En este trabajo se revisa el potencial geológico de la cuenca de los Llanos Orientales como productora de crudos pesados, con el fin de enmarcar los tipos de proyectos posibles en términos de volumen producible. Posteriormente, se analizan las particularidades técnicas asociadas a este tipo de proyectos para hacer una estimación de los costos derivados de las actividades de exploración y producción, y por último se expone el marco contractual aplicable. Todo lo anterior permite completar la evaluación económica de distintos escenarios planteados, para finalmente, de acuerdo con los indicadores económicos usados en la industria del petróleo para la evaluación de proyectos, analizar diferentes alternativas que podrían conllevar a la viabilidad económica de este tipo de proyectos.

Abstract

Title: Evaluation of the economic viability for the exploration and development of heavy Oil in the Eastern Llanos basin of Colombia under a changing environment of oil prices

Author: Carlos Mauricio Torres Saldaña

Keywords: API Gravity, Heavy Oil, Eastern Llanos Basin, Original Oil in Place (OOIP)

Description:

Since the first commercial discoveries in the late 1960s, heavy crude oil has grown in importance to become the main type of hydrocarbon produced in Colombia, with the Eastern Llanos basin being the main producing area of this type of oil.

In general, the tendency in the studies that evaluate the production potential of heavy oil in the Eastern Llanos basin focuses on predicting the discovery of giant fields in a short-term, given the existence of some of them in this area; however, the field size distribution shows that the vast majority of existing fields correspond to small and medium sizes.

Heavy oil projects face specific technical challenges and require large investments for their production, which, in conjunction with a lower market price, makes their economic viability difficult, especially for fields with low associated reserves.

This work studies the geological potential of the region known as Llanos Orientales basin (Colombia) for the production of heavy crude oil, in order to determine the feasibility of the projects that can be developed in this area in terms of production volume. The technical characteristics associated with this type of projects are addressed with the aim of providing an estimate of the costs derived from exploration and production activities. The current applicable contractual framework is also approached. All of the above provides a complete economic evaluation of the different proposed scenarios, to later analyze different alternatives that could lead to the economic viability of such projects based on economic indicators used in the oil industry.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	14
Justificación	16
Hipótesis	17
Objetivos	18
Metodología	19
1. Generalidades del negocio de exploración y producción de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales.....	21
1.1. El petróleo en Colombia	22
1.1.1. Cuencas sedimentarias de Colombia..	24
1.2. El crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales	27
1.2.1. Actividad exploratoria para proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales..	31
1.2.2. Potencial exploratorio para crudos pesados reportado por diferentes autores.....	32
1.2.3. Características de los yacimientos de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales..	33
1.2.4. Infraestructura del crudo pesado.....	34
1.2.5. Mecanismos y técnicas de producción.....	37
1.2.6. Opciones de desarrollo - Perforación horizontal y vertical.	38
1.2.7. Los perfiles de producción.....	41
1.3. El precio del crudo pesado.....	42

1.3.1. Costos asociados a los proyectos de exploración y desarrollo de hidrocarburos.	44
1.4. Indicadores económicos para la evaluación financiera de un plan de desarrollo de un proyecto de hidrocarburos.....	46
1.4.1. Flujo de caja.	47
1.4.2. Tratamiento de la depreciación.	48
2. Información de entrada de los modelos de simulación económica para los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales.....	50
2.1. La distribución de los tamaños de campo de crudo pesado para la cuenca de los Llanos Orientales	51
2.2. Los perfiles de producción esperados para los pozos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales	54
2.3. Estimación de inversiones asociadas a la exploración y producción de hidrocarburos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales	60
2.3.1. Inversiones de capital crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales.....	60
2.3.2. Costos de operación crudos pesados cuenca de los Llanos Orientales.....	61
2.4. Marco contractual para la exploración y desarrollo de crudos en Colombia.....	62
2.5. Precios de comercialización.....	65
3. Análisis de la viabilidad económica bajo un entorno cambiante de los precios del petróleo. 68	
4. Conclusiones.....	83
Referencias bibliográficas.....	86

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1.1. Reservas probadas, producción anual e incorporación de reservas de petróleo para Colombia (2007-2018).....	23
Tabla 1.2. Cuencas productoras de petróleo y sus estadísticas de producción para 2018	26
Tabla 1.3. Principales campos productores de la cuenca de los Llanos Orientales	28
Tabla 1.4. Volúmenes de petróleo original en sitio para los principales campos de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales	30
Tabla 1.5. Clasificación de tamaños de campo de acuerdo al volumen de petróleo original en sitio (POES)	30
Tabla 1.6. Propiedades de reservorio y características de los fluidos para los campos Rubiales y Castilla	34
Tabla 1.7. Costo de transporte por barril de petróleo campo Chichimene.....	35
Tabla 1.8. Promedios anuales de los años 2016, 2017, 2018 y 2019 calculados por la SEC para las referencias WTI y Brent	43
Tabla 2.1. Valores representativos usados para las inversiones de capital en los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales.....	61
Tabla 2.2. Valores representativos usados para los costos de operación en los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales.....	61
Tabla 2.3. Porcentaje de regalías a cargo de la empresa operadora de acuerdo con la producción diaria de petróleo.....	62
Tabla 2.4. Precios base de referencia Po.....	63
Tabla 2.5. Porcentajes de participación (S).....	64
Tabla 3.1. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P90 con perforación vertical	69
Tabla 3.2. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P50 con perforación vertical	70
Tabla 3.3. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P10 con perforación vertical	70

Tabla 3.4. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P10 con perforación horizontal..... 70

Tabla 3.5. Tasa interna de retorno (TIR) para el caso tamaño de campo P10 para desarrollo con pozos verticales y horizontales 71

Tabla 3.6. Valores calculados VPN (10 %) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales y estimación del precio Brent al cual VPN (10 %) = 0 76

Tabla 3.7. Valores calculados VPN (10 %) sin incluir el efecto de los términos contractuales (regalías, X y PAP) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales y estimación del precio Brent al cual VPN (10 %) = 0 76

Tabla 3.8. Valores calculados precio Brent para un VPN (10 %) = 0 para los casos con y sin el costo asociado a regalías, X y PAP para un amplio rango de tamaños de campo asumiendo desarrollo con perforación vertical 80

Tabla 3.9. Valores calculados precio Brent para un VPN (10 %) = 0 para asumiendo desarrollo con perforación vertical y horizontal 81

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1.1. Relación reservas probadas, producción anual e incorporación de reservas de petróleo para Colombia.....	22
Figura 1.2. Porcentaje anual de crudos pesados en Colombia.....	23
Figura 1.3. Cuencas sedimentarias de Colombia.....	25
Figura 1.4. Producción de petróleo y gas por cuenca sedimentaria.....	26
Figura 1.5. Distribución porcentual de la producción de los tipos de crudo en la cuenca de los Llanos Orientales.....	28
Figura 1.6. Área prospectiva para crudos pesados de la cuenca de los Llanos Orientales.....	29
Figura 1.7. Red de oleoductos, refinerías y puertos de salida en Colombia.....	36
Figura 1.8. Técnicas más usadas para la extracción de crudos pesados y sus factores de recobro máximo típicos.....	38
Figura 1.9. Geometría de un pozo vertical y un pozo horizontal.....	40
Figura 1.10. Precios promedios anuales años 2016, 2017, 2018 y 2019 calculados por la SEC para las referencias WTI y Brent.....	44
Figura 2.1. Campos de crudo pesado descubiertos en la cuenca de los Llanos Orientales agrupados por su estimación de volumen de petróleo en sitio (POES).....	52
Figura 2.2. Distribución log-normal de tamaños de campo para los campos de crudos pesado de la cuenca de los Llanos Orientales.....	54
Figura 2.3. Perfiles tipo para pozos de crudo pesado horizontales y verticales.....	56
Figura 2.4. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil noventa (P90), desarrollado con pozos verticales.....	58
Figura 2.5. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil cincuenta (P50), desarrollado con pozos verticales.....	58
Figura 2.6. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil diez (P10), desarrollado con pozos verticales.....	59
Figura 2.7. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil diez (P10), desarrollado con pozos horizontales.....	59

Figura 2.8. Escenarios de los precios del crudo Brent..... 67

Figura 3.1. Esquema del flujo utilizado para las corridas económicas para la evaluación proyectos de hidrocarburos pesados. 68

Figura 3.2. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P90 desarrollado con pozos verticales. 72

Figura 3.3. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P50 desarrollado con pozos verticales. 72

Figura 3.4. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P10 desarrollado con pozos verticales. 73

Figura 3.5. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P10 desarrollado con pozos horizontales. 73

Figura 3.6. Precio Brent vs VPN (10 %) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales. 75

Figura 3.7. Precio Brent vs VPN (10 %) sin incluir el efecto de los términos contractuales (regalías, X y PAP) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales. 77

Figura 3.8. Gráfico precio Brent para un VPN (10 %) = 0 para un amplio rango de tamaños de campo asumiendo desarrollo con perforación vertical. 78

Figura 3.9. Gráfico precio Brent para un VPN(10%)=0 para los casos con y sin el costo asociado a regalías, X y PAP para un amplio rango de tamaños de campo asumiendo desarrollo con perforación vertical. 79

Figura 3.10. Gráfico precio Brent para un VPN (10 %) = 0 asumiendo desarrollo con perforación vertical y horizontal, incluye regalías, X y PAP. 81

Figura 3.11. Rangos de precio Brent estimados para la viabilidad económica (VPN(10%)=0) para la distribución de tamaños de campo de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales 82

Introducción

Si bien, la industria petrolera ha tenido un aumento de su producción en la última década, enmarcado en un incremento importante de los precios que llegó a triplicar los máximos históricos registrados hasta 2004, Colombia no ha logrado incrementar sus reservas de petróleo y gas de manera que se garantice la autosuficiencia en el mediano plazo; tal y como se muestra en este trabajo, con los volúmenes de producción actuales, el país podría perder su autosuficiencia petrolera en un futuro próximo.

Es importante comprender que en el territorio colombiano existen diferentes tipos de acumulaciones de hidrocarburos con una heterogeneidad y complejidad que se traducen en distintos niveles de riesgo y de inversión, que, junto con las condiciones externas de mercado y regulación tributaria, condicionan la viabilidad de los proyectos de exploración y desarrollo.

En Colombia se producen distintos tipos de crudos, que de acuerdo con el estándar establecido por el Instituto Americano del Petróleo se clasifican según su densidad API; siendo los crudos livianos aquellos con densidades mayores a 31,1°, los crudos medios con densidades entre 22,3 y 31,1° y crudos pesados con densidades API menores a 22,3°. Estos últimos son el objeto de estudio de este trabajo dada su creciente importancia y potencial, específicamente para el área de la cuenca de los Llanos Orientales que es la zona productora más importante del país.

Por sus características físicas y químicas los crudos pesados no son tan apreciados en el mercado dado que son difíciles de transportar y refinar. Por lo general, mientras más pesado o

denso es el petróleo menor es su valor económico, siendo las fracciones de crudo más livianas y menos densas las más valiosas.

Adicionalmente, los proyectos de petróleo pesado enfrentan retos técnicos especiales para su producción, y en general requieren inversiones más altas en comparación con los crudos livianos, que en escenarios de precios cambiantes pueden hacerlos no rentables, razón por la cual en muchas ocasiones este tipo de hidrocarburos es dejado de lado como recurso energético. No obstante, es importante recordar la abundancia de este tipo de yacimientos, ya que a nivel mundial, existen más de seis trillones de barriles en sitio atribuidos a los hidrocarburos pesados, que equivalen a más del triple de las reservas combinadas de petróleo liviano y gas. Por esta razón, en los últimos años la mirada de la industria se ha volcado hacia estos yacimientos que pueden tener gran relevancia en el abastecimiento energético mundial

En el presente estudio se pretende evaluar la situación actual de los crudos pesados para la cuenca de los Llanos Orientales relacionándolo con las variables técnicas (en términos de volumen, Infraestructura y tecnología) y económicas (en términos de tributación, inversión y precio del petróleo) que controlan el desarrollo de la exploración y desarrollo de este tipo de hidrocarburos, para después construir escenarios probables, de tal manera que sea posible hacer una evaluación económica de cada opción.

Justificación

En Colombia, en los últimos años la industria de los hidrocarburos, ha representado más de la mitad del total de los recursos aportados por el sector minero energético a la nación (UPME, 2018).

En la última década, Colombia ha incrementado sus niveles de producción; sin embargo, no ha logrado aumentar de manera significativa sus reservas de petróleo y gas. Una de las alternativas que puede considerarse de gran potencial para el incremento de reservas en Colombia está asociada a la extracción de crudos pesados, donde en los últimos años han sido reportados hallazgos importantes en la cuenca de los Llanos Orientales, sin embargo, factores económicos y técnicos ligados a este tipo de proyectos han limitado el desarrollo de este potencial.

De lo anterior se desprende la necesidad de estudios que contribuyan al entendimiento de las variables técnicas y económicas que influyen el desarrollo de estos yacimientos y como estas se incorporan en los modelos de evaluación de viabilidad económica.

El presente trabajo, que se desarrolla como opción de grado de la Maestría de Administración de la Universidad Nacional de Colombia, estudia el efecto de las variables técnicas y económicas que controlan la dinámica del sector de los hidrocarburos pesados para el área de la cuenca de los Llanos Orientales.

Hipótesis

Se plantea que para dar viabilidad económica a proyectos de exploración y desarrollo de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales son necesarias ciertas condiciones técnicas (volumen, infraestructura, tecnología) y económicas (de tributación, inversión y precio del petróleo), y que a través de su modelamiento y entendimiento es posible determinar estrategias que faciliten el desarrollo de este tipo de proyectos.

Objetivos

Objetivo General

Determinar el efecto de las variables técnicas y económicas que controlan la dinámica de la exploración y producción de los hidrocarburos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, para establecer las condiciones que permiten dar viabilidad económica a este tipo de proyectos y determinar estrategias que faciliten su desarrollo.

Objetivos Específicos

- Realizar una evaluación general de los recursos potenciales de crudos pesados para la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia y hacer un diagnóstico de la situación actual de las variables técnicas y económicas que controlan el desarrollo de proyectos en este sector específico de los hidrocarburos.
- Correr modelos de evaluación económica para escenarios posibles con el fin de estimar su viabilidad y determinar cuáles son las variables de más peso en los modelos de simulación y cuáles podrían ser las alternativas que podrían conllevar a una viabilidad económica de este tipo de proyectos.

Metodología

El tipo de investigación con el que se pretendan alcanzar los objetivos propuestos tiene un enfoque cuantitativo realizado bajo un paradigma positivista, en el que las variables técnicas y económicas controlan las dinámicas de exploración y desarrollo de hidrocarburos pesados en Colombia.

El estudio de las variables que controlan la dinámica de los hidrocarburos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales se abordó de la siguiente forma:

- En principio se revisó la historia y el potencial geológico de crudos pesados de la cuenca de los Llanos Orientales con el objetivo de entender el papel que esta desempeña como productora de este tipo de hidrocarburos en Colombia.
- Mediante el análisis de la distribución de tamaños de campos de crudos pesados, descubiertos a la fecha en el área de estudio, se estimaron los rangos representativos de volumen de hidrocarburo en sitio.
- Se revisaron las particularidades técnicas de los campos de crudo pesado de la cuenca de los Llanos asociadas a factores de recobro y tipos de desarrollo empleado.
- Se construyeron los perfiles tipo para realizar la proyección de la producción en el tiempo basados en campos análogos encontrados en la bibliografía.
- Se hizo una estimación de los costos de operación (OPEX) y de inversión de capital (CAPEX) en las actividades de exploración y producción de crudos pesados.

- Se plantearon las disposiciones contractuales que aplican a los proyectos de crudo pesado en Colombia.
- Se realizaron simulaciones económicas empleadas en la industria del petróleo para la evaluación de proyectos estimando los indicadores de valor presente neto y tasa interna de retorno.
- Se realizaron sensibilidades a las variables de precio de comercialización, inversiones de capital, costos de producción, volúmenes de producción y condiciones contractuales para analizar el impacto de cada una de estas.

A continuación, se muestra de manera esquemática el flujo de evaluación económica usado en este trabajo (ilustración I).

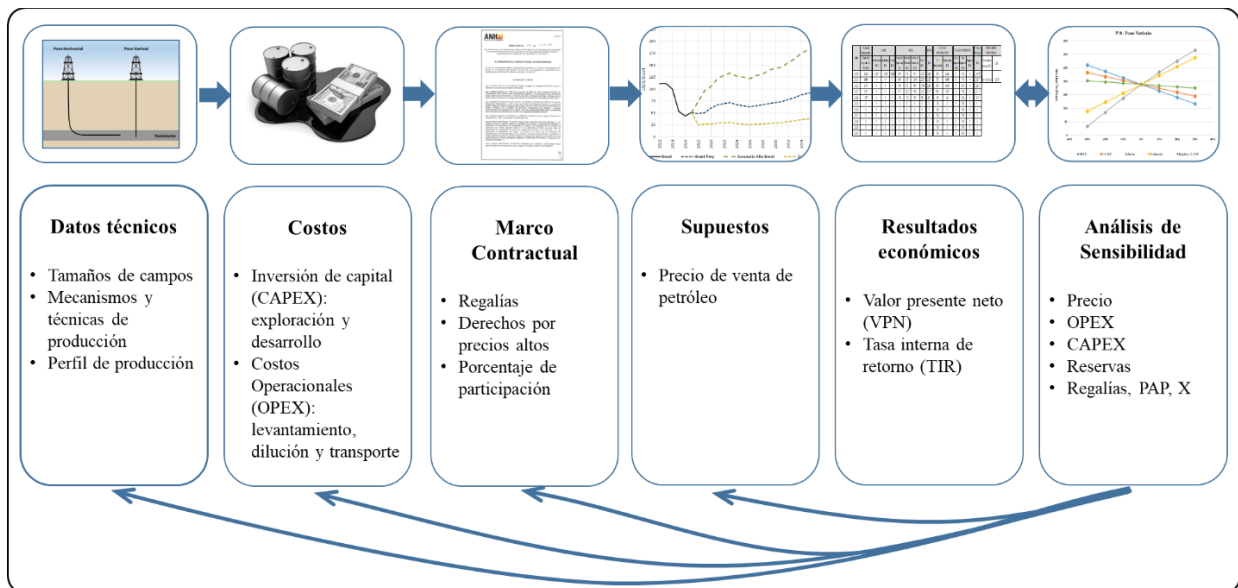


Ilustración 1. Esquema flujo de evaluación económica usado en este trabajo.

Fuente: elaboración propia.

1. Generalidades del negocio de exploración y producción de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales

En este capítulo se presentan las generalidades del negocio de exploración y producción de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales. En primer lugar, con el ánimo de entender el papel que desempeña la cuenca de los Llanos Orientales como productora de hidrocarburo pesado, en principio se revisa la información de producción y reservas de hidrocarburos a nivel país, para posteriormente entrar en el detalle de las distintas cuencas y su producción por tipo de hidrocarburo.

Luego se analiza la historia de la actividad exploratoria de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales y el potencial aún por descubrir de hidrocarburos de este tipo reportado por diferentes autores en estudios previos. También se describen las características geológicas de los yacimientos de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales y se muestran las distintas tecnologías e infraestructura disponible para el desarrollo de estos hidrocarburos.

Finalmente, se revisan los fundamentos del uso de los perfiles y curvas tipo para la estimación de la producción en el tiempo, los costos asociados a los proyectos de crudo pesado y el uso de indicadores para la determinación de la viabilidad económica de un proyecto de inversión.

1.1. El petróleo en Colombia

Si bien, la industria petrolera ha tenido un aumento significativo de producción en la última década, enmarcado en un incremento importante de precios de los hidrocarburos, Colombia no ha logrado aumentar de manera significativa sus reservas de petróleo y gas. Al ritmo de producción actual, se estima que en los años venideros el país podría dejar de ser exportador de hidrocarburos y perder la autosuficiencia.

La figura 1.1 y la tabla 1.1 muestran los datos de reservas probadas, producción anual e incorporación de reservas. Se aprecia una tendencia decreciente de la relación reservas-producción para los últimos años lo cual acerca al país a un escenario de desabastecimiento.

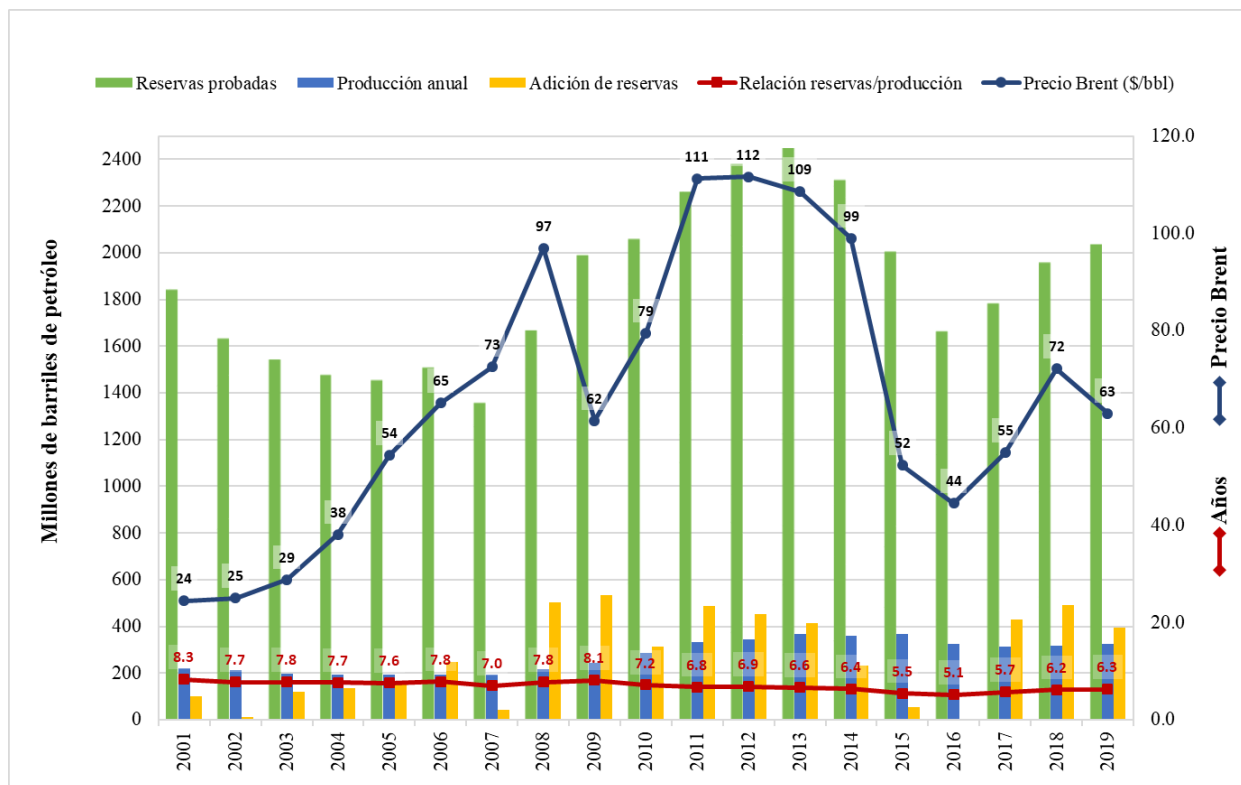


Figura 1.1. Relación reservas probadas, producción anual e incorporación de reservas de petróleo para Colombia.

Fuente: elaboración propia con base en información de la ANH (2019a) y la UPME (2018a).

Tabla 1.1. Reservas probadas, producción anual e incorporación de reservas de petróleo para Colombia (2007-2018)

AÑO	CRUDO @ 31.DIC							Reemplazo Reservas I/P	R/P (años)
	Reservas Probadas (R) (MBO)	Variación por año (MBO)	Variación (%)	Producción Anual (MBO)	Incorporación anual (I=NI+Rev)	Nuevas Incorporaciones NI (MBO)	Revaluaciones Rev (MBO)		
2007	1.358		-10,0%	194		12	30	0%	7,0
2008	1.668	310	22,8%	215	524	99	425	244%	7,8
2009	1.988	320	19,2%	245	565	7	558	231%	8,1
2010	2.058	70	3,5%	287	358	41	317	125%	7,2
2011	2.259	201	9,8%	334	535	23	512	160%	6,8
2012	2.377	118	5,2%	346	464	152	312	134%	6,9
2013	2.445	68	2,9%	368	436	168	268	118%	6,6
2014	2.308	-137	-5,6%	361	224	32	192	62%	6,4
2015	2.002	-306	-13,3%	367	61	100	-39	17%	5,5
2016	1.665	-337	-16,8%	324	-13	53	-66	-4%	5,1
2017	1.782	117	7,0%	312	429	48	381	138%	5,7
2018	1.958	176	9,9%	316	492	42	450	156%	6,2

Fuente: tomado de ANH (2019a).

Con respecto a los crudos pesados, estos han mostrado un importante incremento en la producción total de petróleo del país pasando de 10 % en el año 2000 a 62,1 % en 2018, como se muestra en la figura 1.2.

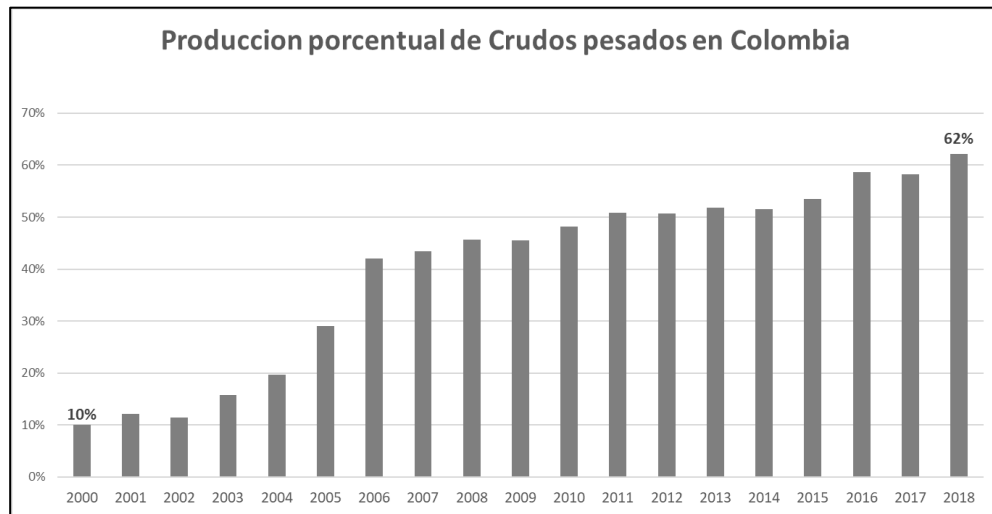


Figura 1.2. Porcentaje anual de crudos pesados en Colombia

Fuente: elaboración propia con base en ANH (2019a), Ecopetrol (2019) y UPME (2018b).

1.1.1. Cuencas sedimentarias de Colombia

Las cuencas sedimentarias son depresiones de la corteza terrestre, formadas por la actividad tectónica de las placas, en las que se acumulan sedimentos. Si se tiene presencia de rocas con alto contenido de materia orgánica y se combinan las condiciones adecuadas de presión, temperatura y enterramiento, pueden generarse hidrocarburos en las cuencas (Schlumberger, 2012).

Tomando como referencia la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en Colombia existen 23 cuencas sedimentarias, de las cuales solo en nueve cuencas se producen hidrocarburos con dos de ellas siendo productoras exclusivas de gas (ANH, 2011b), como se aprecia en la figura 1.3.

Las cuencas productoras de hidrocarburos son:

- Llanos Orientales
- Valle Medio del Magdalena
- Putumayo-Caguán
- Catatumbo
- Cordillera Oriental
- Valle Inferior del Magdalena
- Guajira (productora exclusiva de gas)
- Guajira offshore (productora exclusiva de gas)

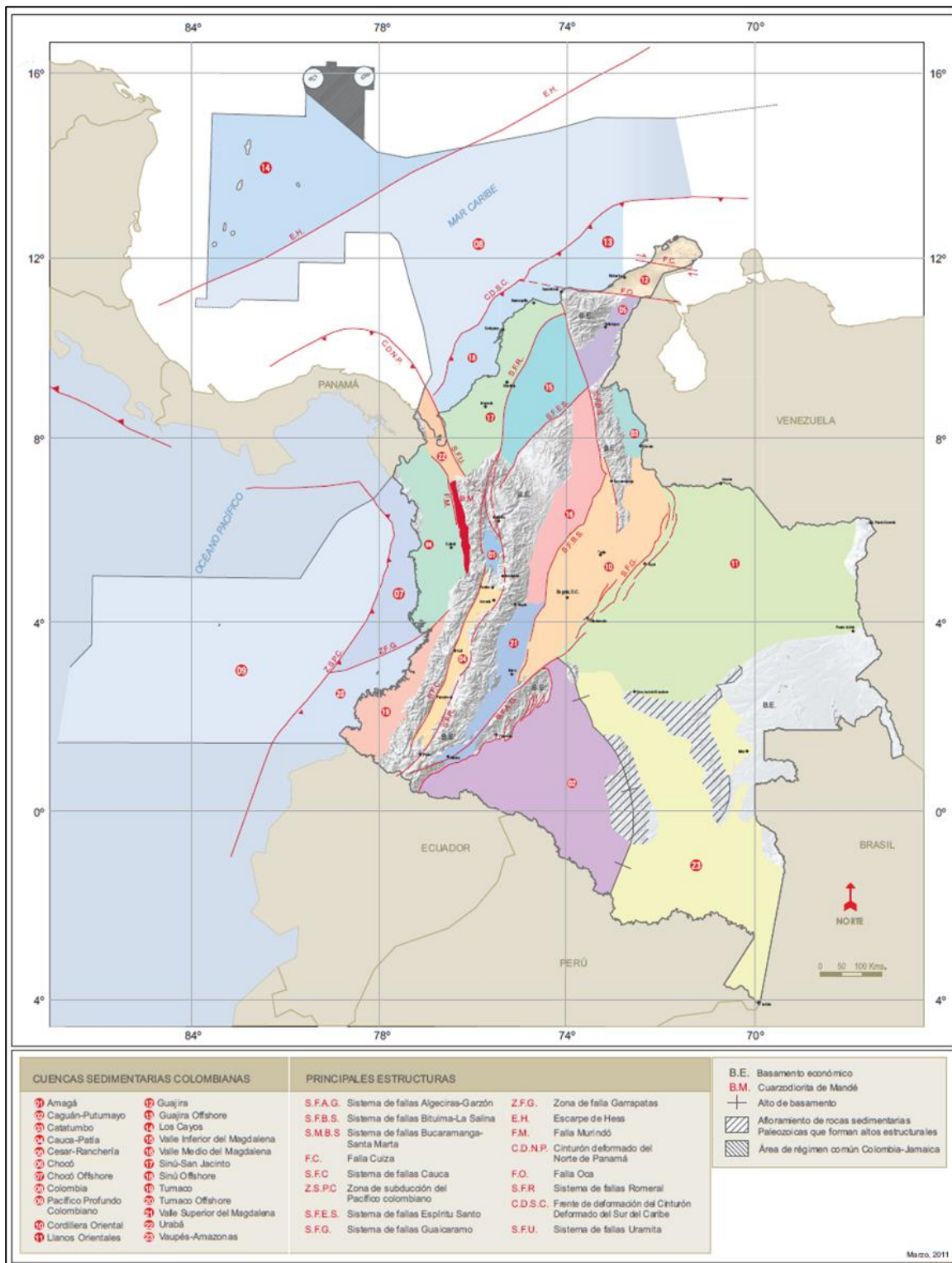


Figura 1.3. Cuencas sedimentarias de Colombia.

Fuente: Tomado de ANH (2011b).

Las cuencas productoras de petróleo y sus estadísticas de producción son mostradas en la tabla 1.2 y la figura 1.4.

Tabla 1.2. Cuencas productoras de petróleo y sus estadísticas de producción para 2018 en barriles de petróleo por día (BOPD).

Cuenca	Área (Km ²)	% Producción Nacional Petróleo	# Campos Petroleros					Producción 2018 (BOPD)				
			Crudo liviano	Crudo medio	Crudo pesado	Crudo extrapesado	Total	Crudo liviano	Crudo medio	Crudo pesado	Crudo extrapesado	Total
Llanos Orientales	225,603	73.92%	91	85	79	2	257	89,958	106,276	435,299	8,207	639,740
Valle Medio del Magdalena	32,949	15.95%	9	32	40	0	74	918	75,383	61,772	0	138,073
Valle Superior del Magdalena	21,513	4.40%	13	16	15	0	41	4,678	20,192	13,242	0	38,112
Putumayo-Caguán	110,304	4.12%	7	20	3	1	31	3,037	23,408	7,701	1,530	35,676
Cordillera Oriental	71,766	0.04%	0	3	0	0	3	0	378	0	0	378
Catatumbo	7,715	0.32%	3	1	0	0	4	2,580	159	0	0	2,739
Valle Inferior del Magdalena	38	1.24%	13	1	1	0	15	1,109	4	9,650	0	10,763

Fuente: elaboración propia con base en información de la IHS (2019) y ANH (2019a).

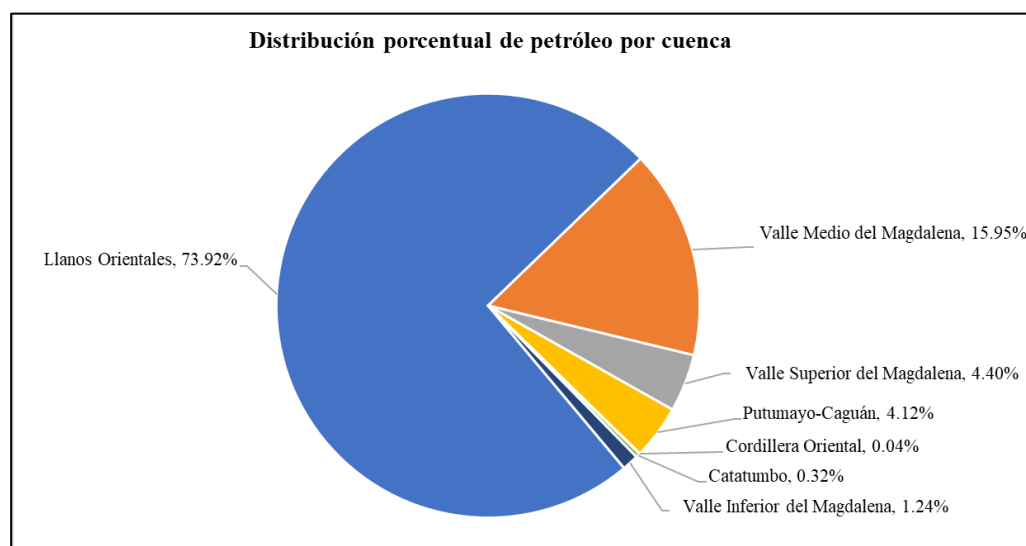


Figura 1.4. Producción de petróleo y gas por cuenca sedimentaria

Fuente: elaboración propia con base en información de IHS (2019) y ANH (2019a).

En 2018 la cuenca de los Llanos Orientales produjo el 73,9 % del total del petróleo producido en el país, seguido de la cuenca del Valle Medio del Magdalena con un 15,9 % y la cuenca del Valle Superior del Magdalena con un 4,4 %.

A continuación, se presenta una descripción general de la cuenca de los Llanos Orientales, y de su actual importancia en la producción de hidrocarburos en el país, además se hace una revisión de la situación actual de los crudos pesados y del potencial asociado a este tipo de hidrocarburos que está aún por descubrir.

1.2. El crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales

La cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales se encuentra ubicada en los departamentos de Arauca, Casanare, Cesar, Meta y Vichada, siendo la cuenca más grande de Colombia con un área de 225.603 Km². Entre las actividades económicas de la región de los Llanos Orientales se encuentran la agricultura, la ganadería, el ecoturismo, y la exploración y explotación de hidrocarburos (Halliburton, 2007).

La producción de petróleo en esta cuenca representa el 74 % de la producción total del país repartida en 257 campos reportados a diciembre de 2018 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2019). Como se aprecia en la figura 1.5, la composición del crudo corresponde en su mayoría a crudos pesados y extrapesados con un 69,32 %, por su parte los crudos medios y los crudos livianos representan 16,61 y 14,06 %, respectivamente. La producción de los diez principales campos de la cuenca de los Llanos Orientales se muestra en la tabla 1.3.

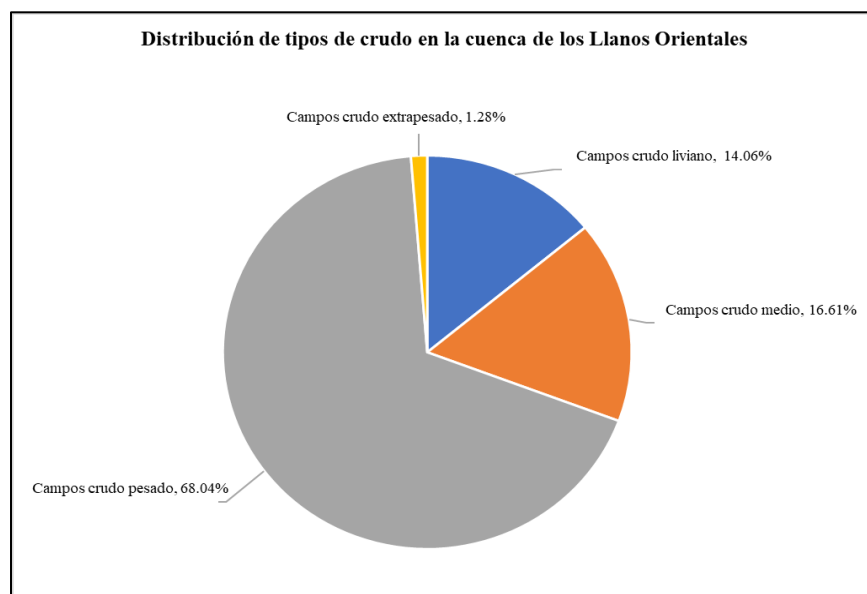


Figura 1.5. Distribución porcentual de la producción de los tipos de crudo en la cuenca de los Llanos Orientales.

Fuente: elaboración propia con base en información de IHS (2019) y ANH (2019a).

El crudo pesado en esta cuenca se encuentra en un área que se denomina el cinturón de crudos pesados, ubicada al oriente del límite de la gravedad API < 20, se extiende desde el campo Apiay, incluye el campo Rubiales y continua hasta el campo El miedo en el noreste del país (Halliburton, 2007).

Tabla 1.3. Densidad API y producción en barriles de petróleo (BO) para los principales campos productores de la cuenca de los Llanos Orientales.

Campo	API	% Producción Cuenca Llanos Orientales	Producción Anual (BO)
Rubiales	12.9	18.70%	43,617,941
Castilla	12.1	11.10%	25,885,125
Chichimene	18.4	7.50%	17,559,366
Quifa	13.9	6.90%	16,014,215
Castilla Norte	12.1	6.60%	15,415,791
Pauto Sur	44.0	4.80%	11,161,187
Caño Limón	28.6	3.30%	7,695,763
Jacana	17.5	3.20%	7,574,411
Chichimene Sw	18.4	2.80%	6,563,034
Tigana Norte	29.0	2.00%	4,757,859

Fuente: elaboración propia con base en información de ANH (2019).

En la figura 1.6 se muestra la ubicación de los campos productores de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales, así como el área prospectiva denominada cinturón de crudos pesados.

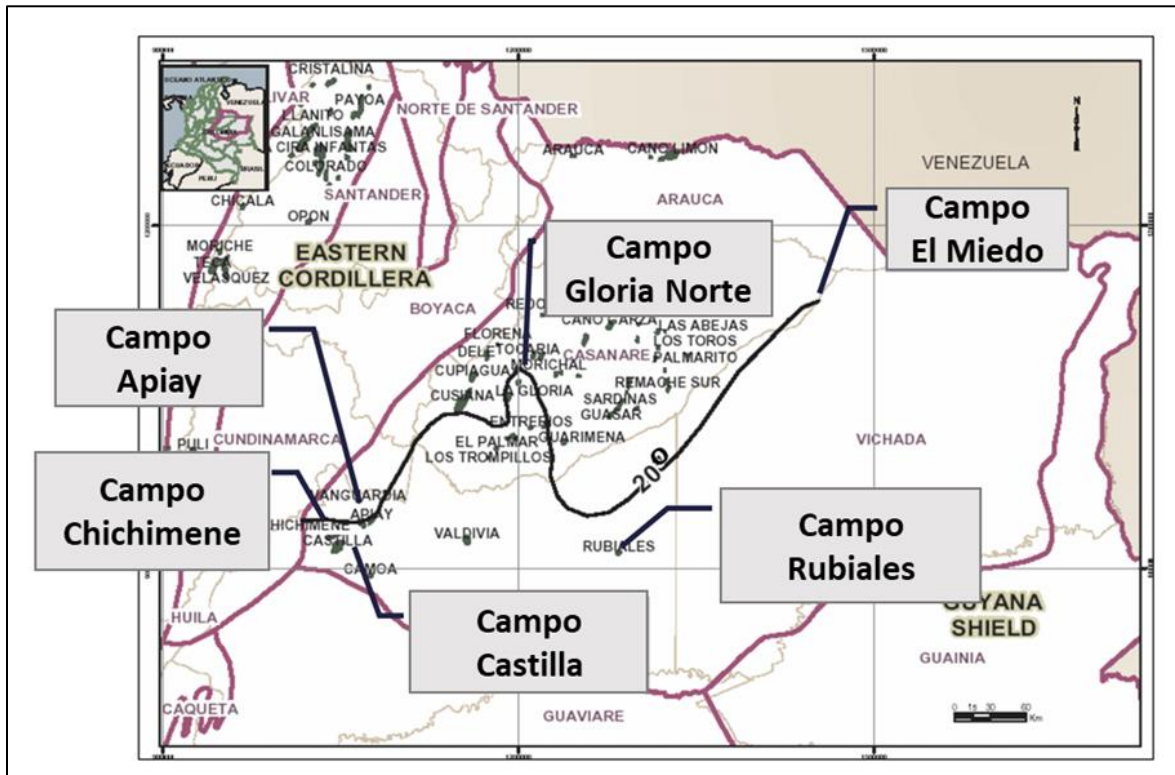


Figura 1.6. Área prospectiva para crudos pesados de la cuenca de los Llanos Orientales.

Fuente: tomado de ANH (2011a).

Los volúmenes de petróleo pesado original en sitio para la cuenca de los Llanos Orientales se estiman en 16.309 millones de barriles de los cuales se han producido 1.938 millones de barriles (IHS, 2019), lo que corresponde a un factor de recobro general de 11,88 %. Los volúmenes estimados de petróleo original en sitio y su producción acumulada para los principales campos productores de crudos pesados se presentan en la tabla 1.4.

Tabla 1.4. Volúmenes de petróleo original en sitio para los principales campos de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales en millones de barriles de petróleo (MBO)

Campo	Petróleo Original en Sitio (MBO)	Factor de Recobro a 2018 (%)	API
Rubiales	4600	12.3%	12.9
Castilla	2580	15.7%	12.1
Akacias	2500	0.5%	8.3
Castilla Norte	1500	14.2%	12.1
Quifa	1331	10.7%	13.9
Chichimene	1000	18.3%	18.4
Chichimene Sw	230	19.7%	18.4
Hamaca	195	0.9%	14.0
Sabanero	180	1.2%	12.5

Fuente: elaboración propia con base en información de ANH (2019).

Como referencia, la tabla 1.5 muestra la clasificación de tamaños de campos de acuerdo a su volumen de petróleo original en sitio (POES).

Tabla 1.5. Clasificación de tamaños de campo de acuerdo al volumen de petróleo original en sitio (POES)

Medida	Millones de Barriles de petróleo (MBO)
Megagigante	> 50,000
Supergigante	5,000 - 50,000
Gigante	500 - 5,000
Mayor	> 100
Grande	50 - 100
Mediano	25 - 50
Pequeño	1 -25

Fuente: adaptado de Eni (2004).

1.2.1. Actividad exploratoria para proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales

Cerca de ocho décadas de historia exploratoria en la cuenca de los Llanos Orientales han mostrado que esta tiene potencial para la producción de crudos pesados, intermedios y livianos. Durante este tiempo se ha adquirido información geológica y geofísica para probar conceptos exploratorios y descubrir la gran cantidad de petróleo que hoy se produce.

Aunque la exploración en la cuenca inicia en la década de los 1940's no fue sino hasta finales de la década de 1960 (1969) que la compañía Texaco descubre los dos primeros campos comerciales de crudo pesado, campos Castilla y Chichimene.

En la década de 1980 se encontraron los campos gigantes de crudo pesado Rubiales y Castilla Norte además de una decena de campos de crudos pesados con volúmenes de petróleo en sitio entre los 150 y los 5 millones de barriles.

En la década de los 2000 se continuaron los hallazgos de campos de crudos pesados con volúmenes en sitio que no sobrepasaron los 150 millones de barriles, siendo la excepción del Campo Quifa descubierto en el año 2009 con una estimación de petróleo en sitio de más de 1300 millones de barriles.

En 2010 se descubren los campos Akacias de crudo extrapesado (8,25 API) y Sabanero de crudo pesado (12,5 API), y en los siguientes 10 años se reportaron una veintena de descubrimientos más con volúmenes entre los 5 y los 90 millones de barriles de petróleo pesado.

Con lo revisado anteriormente, se verifica la continuidad a través del tiempo de descubrimientos de crudos pesados en cuenca de los Llanos Orientales, valiendo la pena resaltar que aún faltan áreas por explorar, razón por la cual se considera un mayor potencial.

1.2.2. Potencial exploratorio para crudos pesados reportado por diferentes autores.

En las dos últimas décadas diferentes autores se han encargado de evaluar el potencial exploratorio asociado a los crudos pesados en la cuenca de los Llanos. Halliburton (2007), presento un potencial exploratorio para crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales representado por 40 oportunidades exploratorias con un tamaño de campo correspondiente al percentil 50 (P50) de 914 millones de barriles de petróleo original en sitio.

Vargas (2012) plantea tres casos volumétricos para crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales, a partir de simulaciones de Montecarlo, con percentiles cincuenta (P50) en millones de barriles de petróleo correspondientes a 46.735, 29.700 y 20.082, lo que permitiría la existencia de varios campos gigantes de crudos pesados y un número significativo de campos de tamaño mediano y pequeño.

Fonseca (2016) plantea en sus proyecciones para el área de los Llanos un tamaño de campo de 150 millones de barriles recuperables que, con un factor de recobro típico de crudos pesados de 15 %, correspondería a un tamaño de campo con 1.000 millones de barriles de petróleo original en sitio.

Por su parte, la UPME (2018) plantea un caso alto que comprende el hallazgo de dos campos mayores de crudo pesado del tipo del área Castilla-Chichimene, con un volumen de 400 millones de barriles y un caso medio en el que se descubriría un campo de las mismas características.

1.2.3. Características de los yacimientos de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales

La producción de hidrocarburos pesados se encuentra asociada a areniscas de edades Cretácicas y Paleógenas con buenas propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, los yacimientos en general se encuentran a una profundidad que varía entre 3.000 y 7.000 pies y cuentan con un sostenimiento de presión por parte de un acuífero activo.

La densidad API y la composición del petróleo es una variable importante en la evaluación de su valor económico, sin embargo, la propiedad del fluido que más impacta la producción es la viscosidad. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. Los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir este tipo de crudos, dado que los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los convencionales.

La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP), la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre 20 cP y más de 1.000.000 cP, (Curtis, Kopper, Decoster, & Guzmán-García, 2015).

La suma de las condiciones geológicas con la composición y propiedades de los fluidos son en últimas las que dictan el enfoque y la técnica de producción que utilizara una compañía petrolera para la extracción de este tipo de hidrocarburos.

A manera de ejemplo, la tabla 1.6 muestra las propiedades de reservorio y características de los fluidos para dos campos de crudos pesados de la cuenca de los Llanos Orientales.

Tabla 1.6. Propiedades de reservorio y características de los fluidos para los campos Rubiales y Castilla

Campo	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad Vertical (pies-TVD)	API	Viscosidad a temperatura de reservorio (cP)	Contenido de Azufre (%)	Mecanismo producción
Rubiales	25-33	3.000-5.000	2.400-2.900	12.9	310-730	1.2	Acuífero activo
Castilla	17-22	500-4.000	2.400-2.900	12.1	140-450	1.0	Acuífero activo

Fuente: elaboración propia

1.2.4. Infraestructura del crudo pesado

En Colombia, el transporte de crudo se realiza por medio de oleoductos o a través de carro tanques por carretera. Bajo estas dos modalidades, el crudo se transporta desde los campos en producción hasta el lugar final de utilización del barril de petrolero (refinería o exportación) (Malagón, 2016). Las tarifas de transporte de crudos pesado en los distintos oleoductos se encuentran reguladas. Cada cuatro años, el Ministerio de Minas y Energía revisa y fija las tarifas de los oleoductos que van a estar vigentes para el periodo siguiente. Para el cálculo de la tarifa del periodo 2019-2023 se debe aplicar la metodología establecida en la Resolución 31123 de 2019 y sus modificaciones (Ministerio de Minas y Energía, 2019).

Para el caso específico de los crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales, el transporte por carretera en carrotanques juega un papel significativo para muchos campos dado que no cuentan con facilidades de dilución teniendo que transportar el crudo desde el yacimiento hasta las estaciones de bombeo de la red de oleoductos. El valor total por barril asociado al transporte será la suma de los costos de cada uno de los segmentos recorridos por carretera o por oleoducto hasta su punto final de venta.

En la tabla 1.7 se presenta el caso del campo Chichimene cuyo crudo tiene como destino final el puerto de Coveñas, teniendo un costo total por transporte de 8,58 dólares por barril.

Tabla 1.7. Costo de transporte por barril de petróleo campo Chichimene

Trayecto	Costo en USD por barril	Kilómetros de trayecto	Costo en USD del barril por Km
Carrotanque a la estación de bombeo más cercana	0.2	15.3	0.013
Oleoducto Cenit: Chichimene - Apiay	0.38	23	0.016
Oleoducto Cenit: Apiay - Monterrey	1.88	114.9	0.016
Segmento 2 Ocesa	3.49	286	0.012
Promedio ponderado Ocesa y OCD	2.63	478	0.006
Total	8.58	917	0.009

Fuente: tomado de Malagón (2016).

La figura 1.7 muestra la información sobre la red de oleoductos, los campos petroleros, las refinerías y los puertos de salida.



Figura 1.7. Red de oleoductos, refinerías y puertos de salida en Colombia.

Fuente: tomado de Cenit (2019).

1.2.5. Mecanismos y técnicas de producción

En la mayoría de los casos, los operadores tratan de producir la mayor cantidad de petróleo pesado posible utilizando métodos de recuperación primaria. A esta etapa se le denominada producción en frío a temperatura de yacimiento. Los factores de recobro típicos para la producción primaria en frío varían de 1 a 10 %. En algunas ocasiones dependiendo de las propiedades de yacimiento y de los fluidos es posible alcanzar factores de recobro de hasta un 15 % en yacimientos con soporte de acuíferos activos o proyectos de inyección de agua (Farouq Ali, 1997). En muchos yacimientos la utilización de pozos horizontales ha probado ser más eficiente para la producción en frío, como es el caso del campo Rubiales.

Generalmente, una vez que la producción en frío ha alcanzado su límite económico, la técnica más usada es la recuperación asistida termalmente a través de la inyección de vapor ya sea de forma cíclica o continua, que por medio del calentamiento del hidrocarburo en el reservorio disminuye su viscosidad facilitando su movimiento hasta el pozo productor. Con este método de producción es posible alcanzar un factor de recobro de hasta 60 %.

Adicional a las técnicas mencionadas, para la extracción de crudos pesados existe una variedad de tecnologías cuya aplicación depende de las características propias de los yacimientos.

Para el caso de la cuenca de los Llanos Orientales, dadas las características de los campos de alta temperatura de fondo y con un acuífero activo, la aplicación de la tecnología de inyección de vapor tiene una tasa de éxito muy baja, dado que el agua absorbe la mayor parte del calor del vapor bajando la eficiencia del proceso haciéndolo poco rentable. Por lo anterior casi en su totalidad la

producción en la cuenca de los Llanos Orientales corresponde a un proceso de extracción en frío con un soporte de presión por parte de un acuífero activo o procesos de inyección de agua como es el caso del campo Castilla (UPME, 2018).

En la figura 1.8 se muestra el resumen de las técnicas de recobro termal y no termal más usadas para la extracción de crudos pesado, así como su factor de recobro máximo, según Farouq Ali (1997).

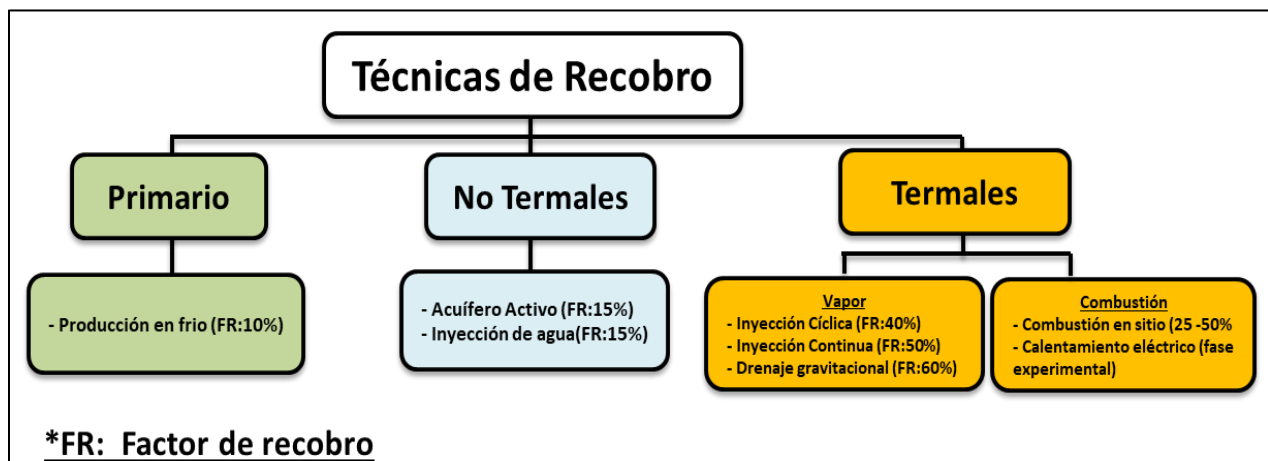


Figura 1.8. Técnicas más usadas para la extracción de crudos pesados y sus factores de recobro máximo típicos

Fuente: tomado de Farouq Ali (1997).

1.2.6. Opciones de desarrollo - Perforación horizontal y vertical

La principal técnica de perforación para el desarrollo de los campos corresponde a la perforación vertical, la cual consiste en perforar un hoyo en línea recta desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exige la trayectoria de la broca para mantener el hoyo recto. En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo de la vertical dado a los diferentes factores geológicos y mecánicos que se presentan.

La perforación de pozos verticales sigue siendo la primera opción en cuanto a pozo exploratorios y en algunos proyectos de desarrollo, por la facilidad de bajar la tubería de revestimiento y sobre todo porque representa menos costos tanto para eliminación de recortes como en materia de tubulares y cementos (Excelencia Energética, 2019)

Los pozos verticales son los más comunes dentro de la industria petrolera por las siguientes razones:

- Su perforación es la más sencilla
- Son los menos costosos
- Su operación es simple
- Ideales para yacimientos de espesor homogéneo (Perfoblogger, 2019)

Por otro lado, los pozos horizontales son pozos de alto ángulo con respecto a la vertical. Estos pozos, inician su perforación con una sección vertical y posteriormente se desvían intencionalmente de la vertical excediendo los 85 grados, con el fin de obtener mayor contacto con la formación productiva. (Schlumberger, 2020).

La perforación horizontal puede proveer una solución óptima para:

- Incrementar la producción en yacimientos consolidados
- Mejorar la recuperación y el drenaje del yacimiento

- Espaciar y reducir el número de pozos en proyectos de desarrollo y de inyección
- Controlar problemas de conificación de gas o agua
- Mejorar la producción en yacimientos propensos a la producción de arena

En el caso de la cuenca de los Llanos Orientales, la elección del tipo de pozo está asociada mayormente al tamaño de campo, siendo más probable el uso de perforación horizontal en campos de tamaño grande y uso de perforación vertical en campos de tamaño mediano y pequeño.

La figura 1.9 muestra esquemáticamente la geometría de un pozo vertical y un pozo horizontal y su relación con el yacimiento.

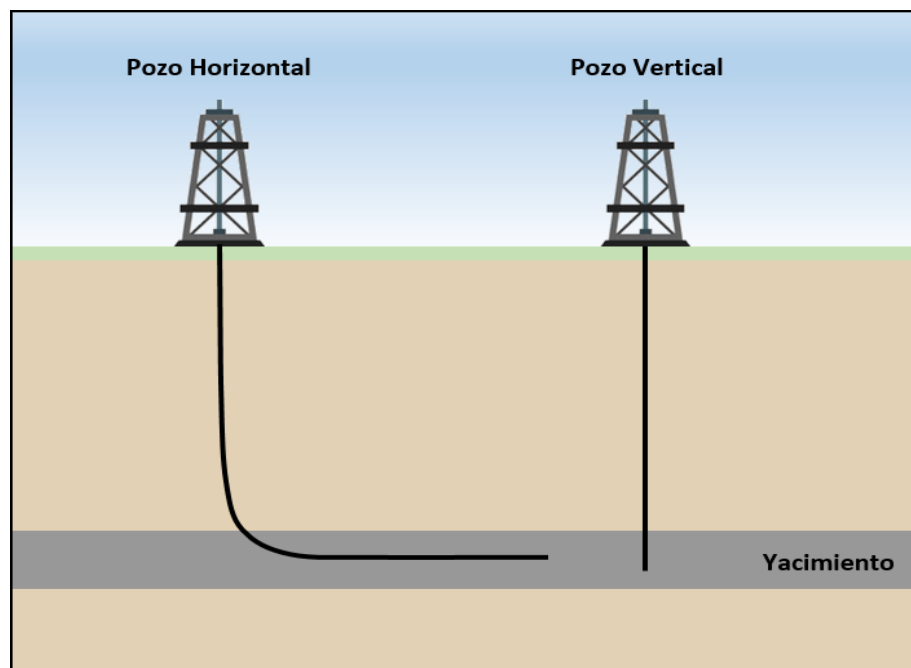


Figura 1.9. Geometría de un pozo vertical y un pozo horizontal.

Fuente: elaboración propia

1.2.7. Los perfiles de producción

Para la proyección de la producción esperada de un proyecto de hidrocarburos se estiman perfiles acordes a las características de los yacimientos y el tipo de desarrollo aplicado. Cuando se produce por primera vez un campo petrolífero, el petróleo se recupera típicamente como resultado de la expansión de los fluidos del yacimiento que son naturalmente presionados dentro de la formación productora. La mayor magnitud de fuerza natural presente para mover el petróleo a través de la roca del yacimiento hacia el pozo es la diferencia de presión entre la presión más alta en la formación de roca y la presión más baja en el pozo productor. En este contexto, los mecanismos de recuperación primaria, están bien representados por el uso de curvas de tipo para predecir su producción.

Una curva de tipo es un perfil de producción contra tiempo desarrollado a partir de pozos que son análogos al proyecto en cuestión. Las curvas tipo se utilizan para representar proyectos, por lo general, lugares no perforados, ya que el pronóstico de la producción para proyectos existentes se realiza de manera más adecuada con otros modelos o métodos, como el análisis de curva de declinación aplicado a los datos de producción disponibles (OPC Reserves Group, 2018).

Los pasos principales para construir una curva tipo son:

- Identificar el conjunto de pozos análogos mediante el uso de filtros como proximidad, perforación, estimulación, tipo de completamiento/estimulación, geología u otras características del yacimiento.
- Normalizar los datos de tasa y tiempo.

- Construir la curva tipo a partir de los perfiles normalizados del conjunto análogo.
- Probar el resultado de la curva tipo con métodos de estimación secundarios.
- Categorizar la incertidumbre técnica de la curva tipo.

Es normal y se espera que las curvas tipo evolucionen a medida que se perforen pozos nuevos y se agreguen al pozo análogo establecido. También se espera que las prácticas de perforación, terminación y estimulación evolucionen y se optimicen continuamente.

La construcción de los perfiles de producción representativos para los crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales usados en este trabajo se muestra en detalle en la sección 2.2.

1.3. El precio del crudo pesado

Para la comercialización del crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales se toma como referencia la Mezcla Castilla Blend que es un crudo pesado con un API de 18,8° que resulta de la mezcla del crudo de Castilla con otros crudos pesados producidos en campos de la región de los Llanos, al cual se agrega nafta virgen como diluyente para transportarlo utilizando el sistema de oleoductos hacia Coveñas (Ecopetrol, 2019).

En términos generales el cálculo del precio de esta mezcla de hidrocarburos mantiene una relación matemática con el precio del petróleo Brent. La relación de precio con vigencia al 30 de septiembre de 2019 es:

$$\text{Precio Castilla Blend} = \text{Precio \$BRENT} - \$6,89 \text{ (USD/BI)}$$

Dado que los términos contractuales para los contratos de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia (que se revisan en la sección 2.1), dependen del precio del crudo de referencia WTI, es necesario establecer una relación matemática que permita esta equivalencia. Para este fin, en este trabajo se estima una ecuación basada en la recta de mejor ajuste de la gráfica de los precios promedios anuales de los años 2016, 2017, 2018 y 2019 calculados por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) para las referencias WTI y Brent (SEC, 2020). Los datos de los promedios anuales se encuentran documentados en la tabla 1.8 y la relación entre el precio WTI y Brent se puede observar en la figura 1.10.

Tabla 1.8. Promedios anuales de los años 2016, 2017, 2018 y 2019 calculados por la SEC para las referencias WTI y Brent

Año	WTI (USD/BO)	Brent (USD/BO)
2016	42.75	44.49
2017	51.34	54.93
2018	65.56	72.20
2019	55.69	63.03

Fuente: tomado de SEC (2020).

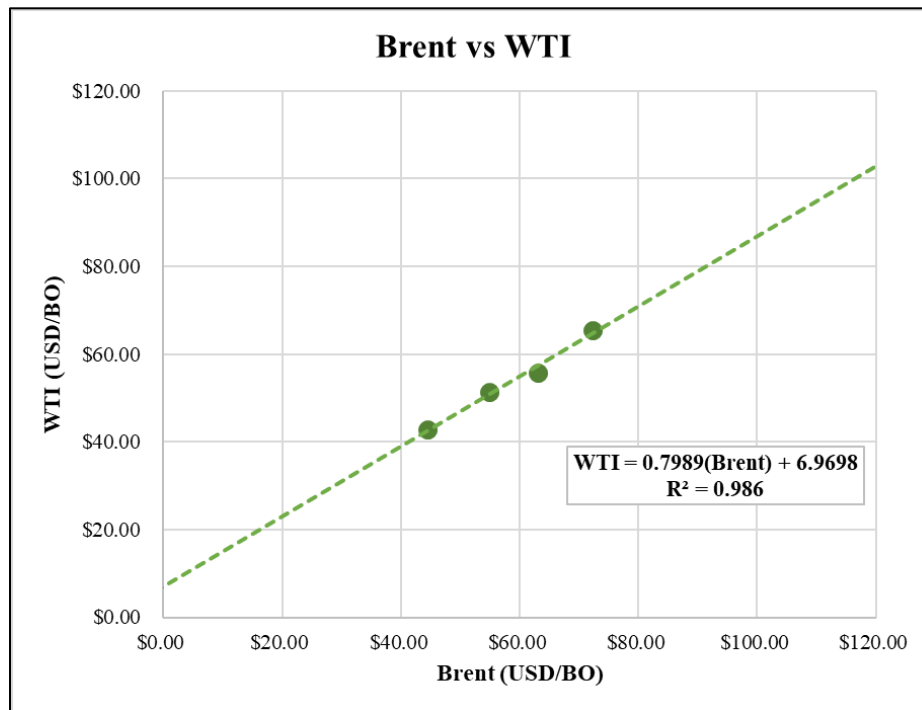


Figura 1.10. Precios promedios anuales años 2016, 2017, 2018 y 2019 calculados por la SEC para las referencias WTI y Brent

Fuente: elaboración propia

La relación matemática entre los precios BRENT y WTI es la siguiente:

$$\text{Precio WTI} = 0,7989 * (\$BRENT) + \$6,9698 \text{ (USD/BO)}$$

1.3.1. Costos asociados a los proyectos de exploración y desarrollo de hidrocarburos

- Costos o inversiones de capital (CAPEX): las inversiones en bienes de capital se basan generalmente en las inversiones en obras y en la compra de materiales y paquetes de equipos (Borgez, 2015). En un proyecto petrolífero, existen principalmente dos etapas importantes en la definición del capital a invertir, las cuales varían dependiendo del tipo de proyecto a desarrollar, estas son:

- Exploración: en esta etapa se debe considerar todas las inversiones asociadas a la identificación de la acumulación del hidrocarburo, entre ellas están: estudios preliminares, sísmica, compra de terrenos, perforación de pozos exploratorios, adquisición de muestras de roca o corazones, facilidades tempranas, entre otros.
- Desarrollo: una vez identificada la acumulación del hidrocarburo, se debe plantear un plan de desarrollo en el cual se realizarán diferentes tipos de inversión dependiendo del proyecto a ejecutar, entre ellas están: perforación de pozos de desarrollo verticales u horizontales, productores o inyectores, instalación de la infraestructura de facilidades, la cual dependerá de la máxima tasa de fluidos a manejar, instalación de la infraestructura de tratamiento y otro tipos de infraestructura (inyección de agua, gas, polímero, etc.), instalación de líneas de producción y transporte, construcción de campamentos temporales y permanentes, mantenimientos, requerimientos ambientales, responsabilidad social, entre otros. El detalle de la estimación de los costos de capital se muestra en la sección 2.3.1.
- Costos de operación (OPEX): corresponden a todos los costos generados, asociados directamente a la extracción del petróleo desde el yacimiento hasta superficie, su respectivo tratamiento y el transporte para su posterior venta. Estos costos operativos se calculan normalmente con base a los costos de mantenimiento, al suministro de las empresas de servicios públicos, al tratamiento del fluido, al transporte y a la fuerza de trabajo, entre otros (Borgez, 2015). En el caso de yacimientos de crudo pesado, el costo del transporte se incrementa significativamente con respecto a crudos livianos, debido a que se requiere realizar una dilución adicional al petróleo, con el fin de disminuir su viscosidad y poderlo

conducir con características adecuadas hasta su lugar de destino. El detalle de la estimación de los costos operacionales se muestra en la sección 2.3.2.

1.4. Indicadores económicos para la evaluación financiera de un plan de desarrollo de un proyecto de hidrocarburos

La determinación de la viabilidad económica de un proyecto de inversión requiere la proyección del flujo de fondos del proyecto durante su vida útil y la construcción de un conjunto de indicadores para medir la bondad económica del proyecto. La interpretación de dichos indicadores es de gran importancia para el proceso de toma de decisiones. Entre los indicadores más usados para medir la bondad económica de un proyecto de inversión de hidrocarburos están el valor presente neto y tasa interna de retorno. Es de anotar que vienen surgiendo algunas metodologías integrales para evaluar la viabilidad económica y financiera de proyectos de hidrocarburos, sin embargo, no son el objeto de esta investigación.

- Valor presente neto. Es el resultado algebraico de traer a valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, todos los flujos (positivos o negativos) relacionados con un proyecto.
- Tasa interna de retorno. Corresponde a aquella tasa de interés que hace igual a cero el valor presente neto de un proyecto. La tasa interna de retorno es la rentabilidad de los fondos que realmente se encuentran invertidos en el proyecto, o la rentabilidad que el proyecto le permite generar a un peso, mientras el mismo se encuentre invertido en el proyecto. (Serrano, 2010)

1.4.1. Flujo de caja. Es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un periodo dado. El estudio de los flujos de caja dentro de una empresa puede ser utilizado para analizar la viabilidad de proyectos de inversión; los flujos de fondos son la base de cálculo del valor presente neto y de la tasa interna de retorno (Borgez, 2015).

Los indicadores más utilizados para determinar el flujo de caja son:

- EBITDA. Es la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés: *earnings before interests, taxes, depreciation and amortization*. Este es un indicador de flujo de caja operativo que corresponde a los ingresos generados menos los costos operacionales.
- Flujo de caja libre. Este indicador descuenta del EBITDA lo que habría que pagar en impuestos sin tener en cuenta el efecto de los gastos financieros sobre los impuestos y las inversiones que hay que hacer en activos fijos y en capital de trabajo para cumplir con las proyecciones de ingresos y egresos. En la siguiente ecuación se muestra el cálculo del flujo de caja libre:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{EBITDA} - \text{Inversiones} - \text{Impuestos}$$

Las inversiones corresponden a todos los costos de capital del proyecto. Mientras que los impuestos son calculados a partir de una base gravable, la cual está calculada por la siguiente ecuación:

$$\text{Base gravable de impuestos} = \text{EBITDA} - \text{Depreciación}$$

1.4.2. Tratamiento de la depreciación

La depreciación se refiere a una disminución periódica del valor de un bien material o inmaterial. Esta depreciación puede derivarse de tres razones principales: el desgaste debido al uso, el paso del tiempo y la vejez (Gerencie, 2019).

Para el cálculo de la depreciación se pueden utilizar diferentes métodos como son:

- Línea recta: es uno de los más utilizados, principalmente por su sencillez y facilidad de implementación. Este método supone una depreciación constante, una alícuota periódica de depreciación invariable en función de la vida útil del activo objeto de depreciación. Su uso supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, lo que no siempre se ajusta a la realidad, toda vez que hay activos que en la medida en que se utilizan, el nivel de desgaste se incrementa, es creciente.
- Suma de los dígitos del año: es un método de depreciación acelerada que busca determinar una mayor alícuota de depreciación en los primeros años de vida útil del activo. Este método parte del supuesto que durante los primeros años el activo sufre un mayor desgaste y por tanto se reconoce una mayor proporción de depreciación.
- Por unidades de producción: es muy similar al de la línea recta en cuanto se distribuye la depreciación de forma equitativa en cada uno de los periodos. Para determinar la depreciación por este método, se divide en primer lugar el valor del activo por el número de unidades que puede producir durante toda su vida útil. Luego, en cada periodo se multiplica el número de unidades producidas en el periodo por el costo de depreciación correspondiente a cada unidad.

- Reducción de saldos: este método permite la depreciación acelerada. Para su implementación, exige necesariamente la utilización de un valor de salvamento o valor residual, de lo contrario en el primer año se depreciaría el 100% del activo, por lo que perdería validez este método.

Aunque la depreciación es común en casi todas las industrias, el método de depreciación por unidades de producción, es usado casi exclusivamente por la industria minero energética (Borgez, 2015). Contablemente, este método permite asignar los costos de capital de extraer recursos naturales a la disminución real porcentual del recurso explotado por una compañía por lo cual es usado en las simulaciones económicas presentadas en este trabajo en la sección 3.

2. Información de entrada de los modelos de simulación económica para los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales

En este capítulo se exponen y fundamentan las variables técnicas y económicas que controlan el desarrollo de proyectos de hidrocarburos pesados específicamente para el área de la cuenca de los Llanos Orientales, así como los supuestos empleados en los distintos escenarios de simulación económica.

En primer lugar, se revisa en detalle la distribución completa de tamaños de campo de crudos pesados descubiertos a la fecha en la cuenca de los Llanos Orientales de donde se extraen los valores de los percentiles P10, P50 y P90 que se usan en los escenarios de simulación económica. Posteriormente, para realizar la proyección de la producción en el tiempo de los escenarios volumétricos seleccionados se estiman los perfiles de producción utilizando análogos de campos descubiertos en el área de estudio.

Además, se muestra el sustento para los costos estimados de capital y operación de un proyecto tipo en el área de la cuenca de los Llanos, y se exponen las proyecciones realizadas por la UPME para los diferentes valores de comercialización de petróleo Brent que sirven como referencia para los escenarios de precios usados en las distintas simulaciones económicas realizadas en el presente trabajo. Finalmente, se exponen las disposiciones contractuales que aplican a los proyectos de crudo pesado en Colombia. Es de anotar, que las variables asociadas a contextos ambientales y sociales del área de la cuenca de los Llanos Orientales no hacen parte del alcance del trabajo.

2.1. La distribución de los tamaños de campo de crudo pesado para la cuenca de los Llanos Orientales

De acuerdo con lo revisado en la sección 1.2.2, en la literatura, respecto al potencial exploratorio de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales, es común encontrar un gran número de trabajos que plantean el posible descubrimiento futuro de campos gigantes (mayores a mil millones de barriles). Sin embargo, el análisis de la distribución de tamaños de campo muestra que, de los 110 campos de crudo pesado reportados, solo siete de ellos representan 14.860 millones de barriles de petróleo original en sitio que equivale al 81,5 % del total de la estimación volumétrica de crudo pesado descubierto en la cuenca, dejando 3.376 millones de barriles de petróleo pesado original en sitio repartidos en 103 campos de tamaños principalmente pequeños y medianos (IHS, 2019) .

En la figura 2.1 se puede apreciar la totalidad de la distribución de tamaños para los campos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales agrupados por su estimación de volumen de petróleo en sitio (POES).

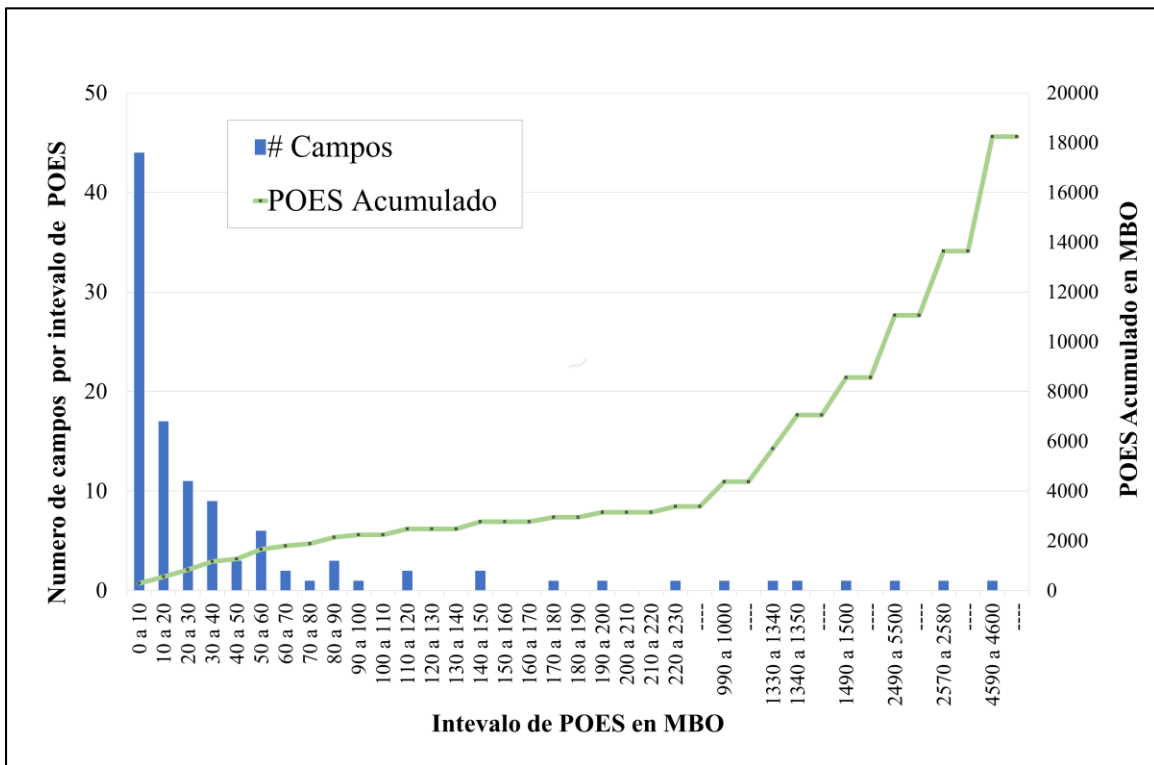


Figura 2.1. Campos de crudo pesado descubiertos en la cuenca de los Llanos Orientales agrupados por su estimación de volumen de petróleo en sitio (POES).

Fuente: elaboración propia con base en cifras de IHS (2019).

De acuerdo con Hurst (2000), la distribución de tamaño de campo en una cuenca con condiciones geológicas similares, se aproxima a una distribución log-normal, donde el rango comprendido entre los percentiles 90 y 10 es comúnmente usado en la predicción de los posibles tamaños de campo aún por descubrir.

Al realizar este ejercicio para los 110 campos de crudo pesado reportados para de la cuenca de los Llanos Orientales (figura 2.2), se obtiene un valor P10 correspondiente a 171,6 MBO, lo cual implica que 90 % de los campos descubiertos en la cuenca son de ese tamaño o más pequeños. Es

de anotar que este valor P10 tiene una diferencia en volumen significativa en comparación con los siete campos gigantes encontrado en la cuenca.

En este trabajo para representar los escenarios más probables para posibles nuevos descubrimientos exploratorios en los escenarios de simulación económica se usarán junto con el percentil 10 los percentiles P50 y P90 que corresponden a 22,9 MBO y 3,1 MBO, respectivamente.

Al contrastar los valores representativos P90, P50 y P10 con los factores de recobro típico para los métodos de recuperación aplicables en la cuenca de los Llanos Orientales, revisados en la sección 1.2.2 (los cuales pueden estar alrededor de 15 %), se puede proyectar el tipo de desarrollo aplicable, así como hacer una proyección de los costos asociados a dicho desarrollo.

En el análisis de la viabilidad económica, el tamaño del campo tiene una gran importancia en la definición de la estrategia de desarrollo en los crudos pesados, pudiendo tener variaciones importantes en la elección del tipo de pozo y su correspondiente perfil de producción.

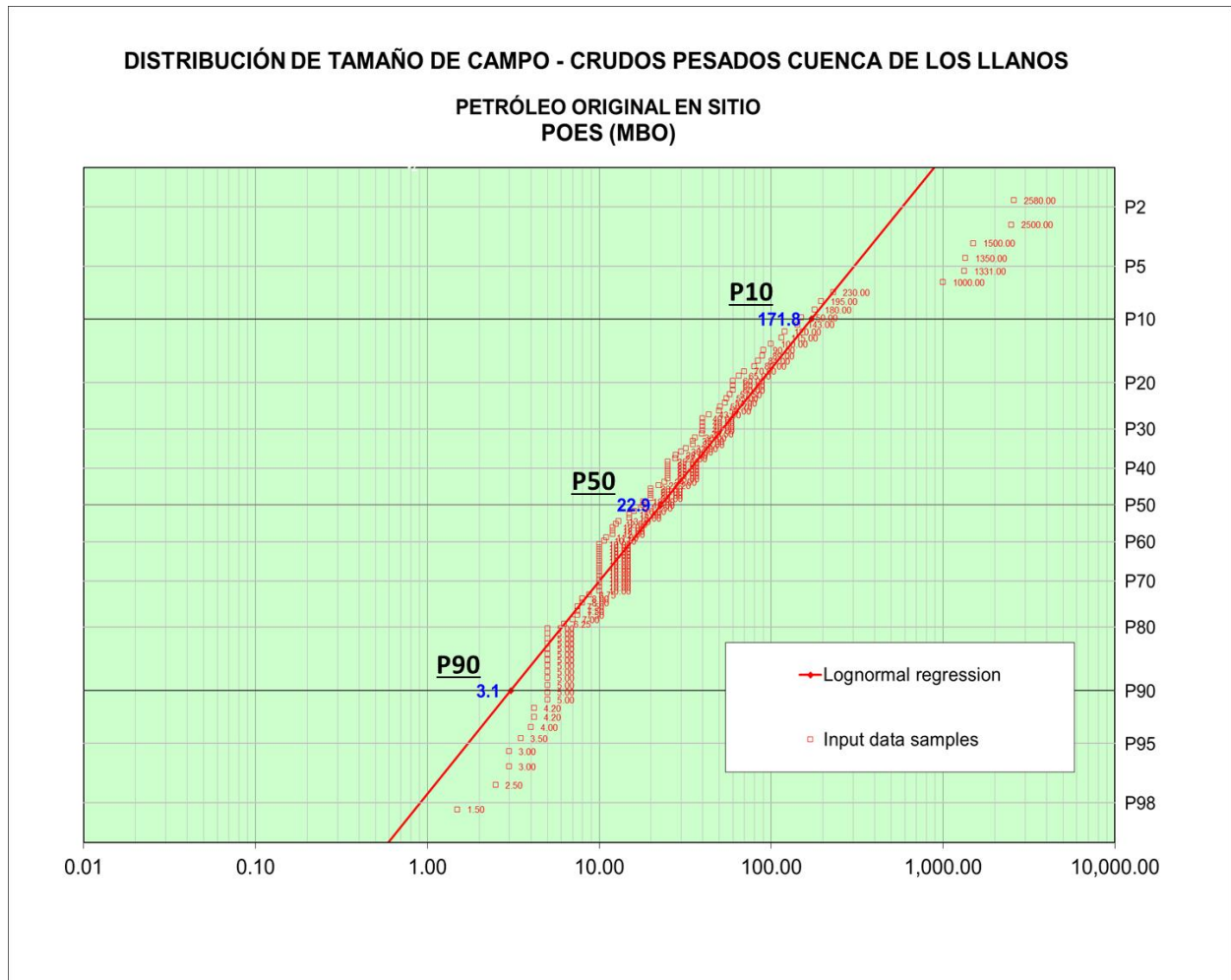


Figura 2.2. Distribución log-normal de tamaños de campo para los campos de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales.

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas de IHS (2019).

2.2. Los perfiles de producción esperados para los pozos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales

Habiendo revisado la distribución de los tamaños de campo y teniendo en cuenta los factores de recobro típicos de la cuenca de los Llanos Orientales, para realizar la proyección de la

producción en el tiempo es necesario estimar un perfil que va a depender de las características geológicas de cada campo, así como la técnica de desarrollo empleada.

En este aspecto, este trabajo considera la perforación de pozos verticales y horizontales, los cuales son las dos principales opciones para el desarrollo de campos de crudo pesado en la cuenta de los Llanos Orientales. Estas opciones tienen diferentes costos asociados, así como diferentes perfiles de producción y acumulados totales al final de la vida del pozo.

En términos generales, podemos decir que la perforación horizontal posee grandes ventajas en acumulaciones de hidrocarburos de gran tamaño al poder contactar una mayor área de drenaje incrementado tanto la tasa de producción como el volumen total producido por un solo pozo. Sin embargo, para el caso de campos pequeños se obtiene mejor eficiencia areal con la perforación de pozos verticales.

La figura 2.3 muestra los perfiles tipo de pozos horizontales y verticales usados en este trabajo, contruidos tomando como referencia el caso base publicado por Gualdrón (2012), acerca del campo Rubiales, donde el acumulado total de petróleo de un pozo horizontal alcanza 925.000 barriles de petróleo y un pozo vertical 185.000. La profundidad vertical real de un pozo tipo vertical en el área de los llanos se encuentra alrededor de los 3.200 pies, mientras que la sección de producción en un pozo horizontal es de 1.200 pies.

Con los datos de entrada de petróleo original en sitio, factor de recobro, tipo de pozo y tiempo estimado entre perforación de pozos, usando un cálculo iterativo sencillo, es posible estimar el

número de pozos necesario para producir las reservas totales del campo, así como el perfil de fluidos (petróleo y agua) que este tendrá.

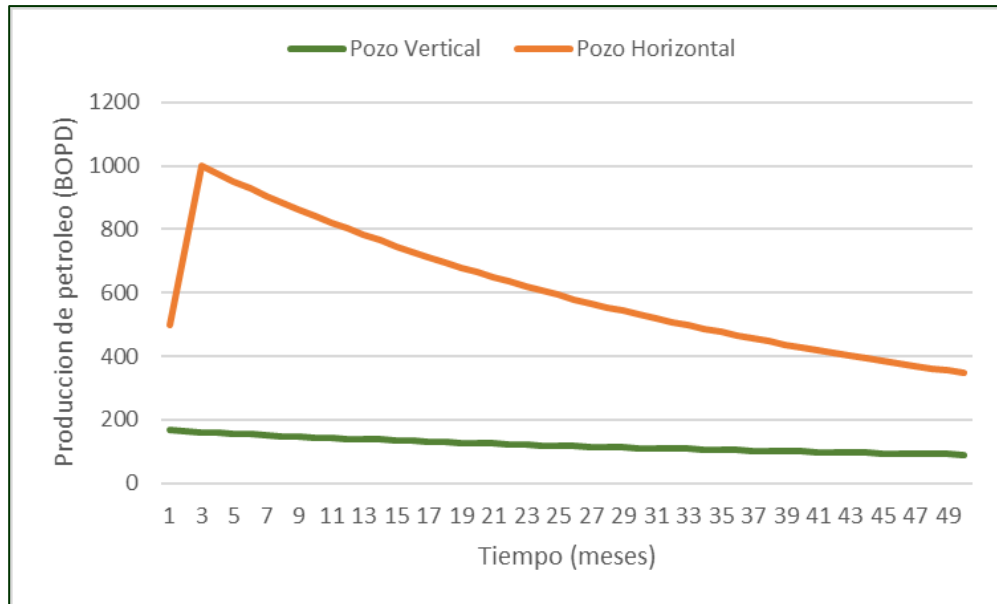


Figura 2.3. Perfiles tipo para pozos de crudo pesado horizontales y verticales

Fuente: adaptado de Gualdrón (2012).

A continuación, se presentan las estimaciones de los perfiles de producción para campos con volúmenes de petróleo original en sitio correspondientes a los percentiles noventa, cincuenta y diez (P90, P50 y P10) de la distribución de tamaño de campo previamente analizada.

Para todos los casos, se asume el pozo exploratorio como vertical y dado que para el inicio de un plan de desarrollo es necesario cumplir con algunas regulaciones y pruebas, los pozos de desarrollo se empiezan a perforar seis meses después de la fecha del descubrimiento. Por otra parte, para los casos de los volúmenes correspondientes al P50 y P90 se considera perforación vertical,

dado los bajos volúmenes a producir, mientras que el caso P10 se muestran los dos perfiles correspondientes a los casos de desarrollo usando perforación de pozos horizontales y verticales (figuras 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7).

En todos los casos, los perfiles de producción inician con la perforación del pozo exploratorio (vertical). En estos primeros meses, se deben asumir unos costos de inversión adicionales que corresponden a unas facilidades tempranas de producción mientras se construyen las facilidades permanentes del campo. Luego de 6 meses, arranca el desarrollo completo del campo: si es un desarrollo vertical, se asume que se perforan 2 pozos por mes, mientras que si el desarrollo es horizontal se asume que se perfora 1 pozo por mes hasta obtener el factor de recobro esperado del campo (15 %). Luego de cierto tiempo, la producción alcanza una tasa máxima de fluidos, la cual se mantiene por un determinado periodo. Esta tasa, es tomada como referencia para la construcción de las facilidades permanentes de desarrollo del campo. Finalmente, a medida que los pozos producen la curva tipo esperada, se van abandonando hasta llegar a una producción de cero barriles.

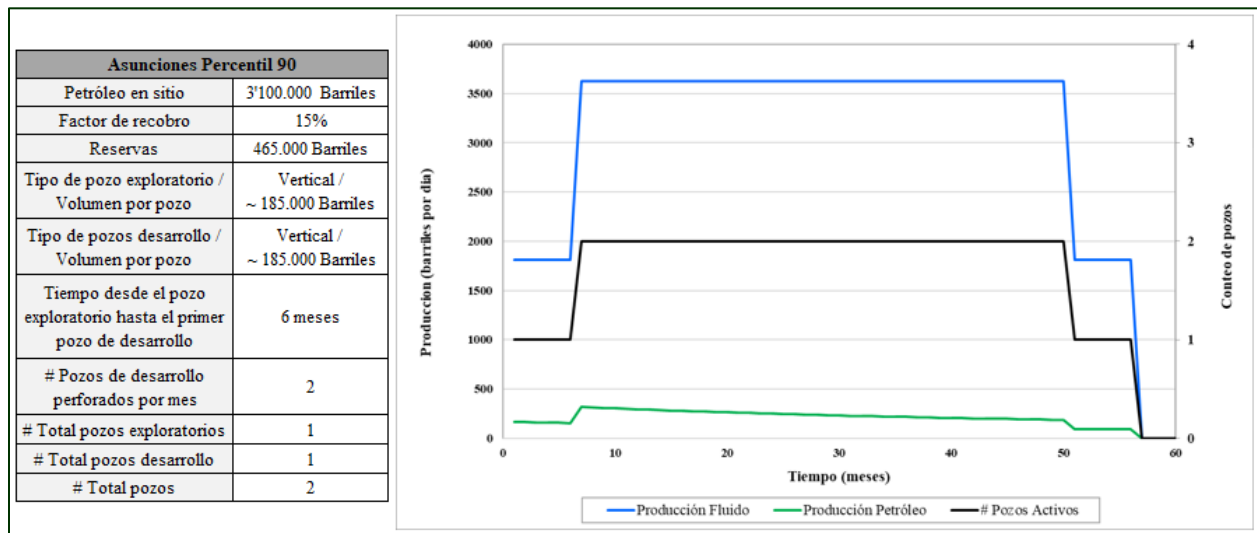


Figura 2.4. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil noventa (P90), desarrollado con pozos verticales.

Fuente: elaboración propia.

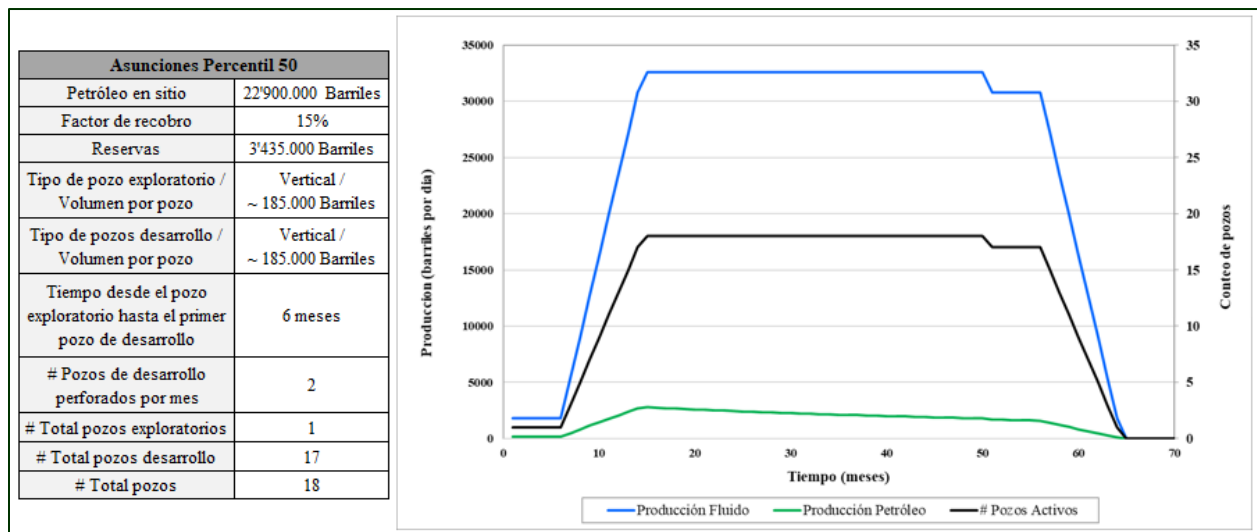


Figura 2.5. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil cincuenta (P50), desarrollado con pozos verticales.

Fuente: elaboración propia.

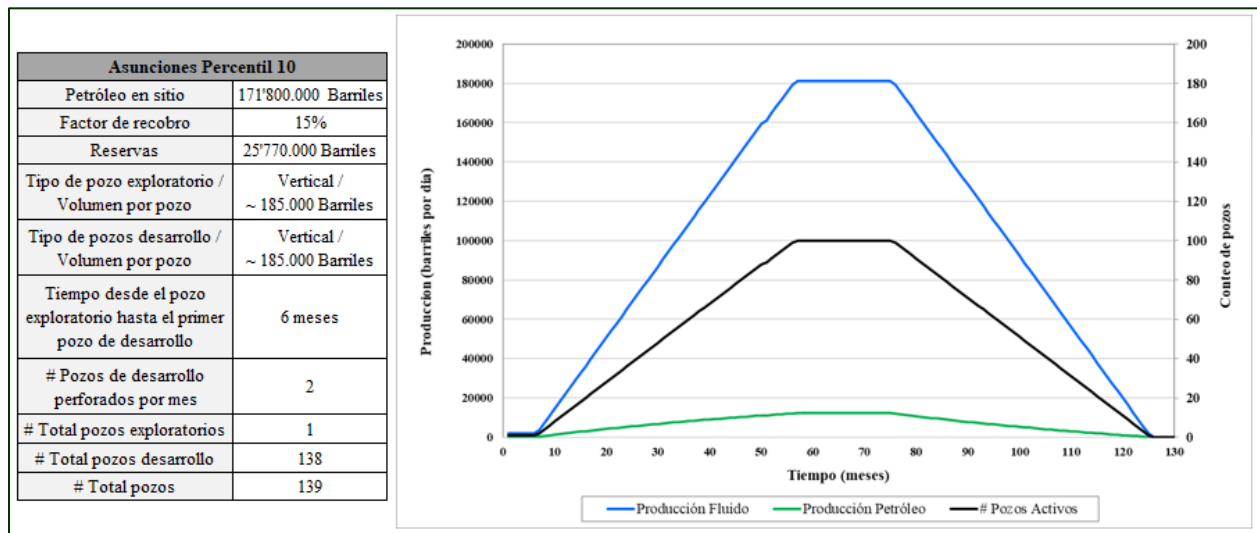


Figura 2.6. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil diez (P10), desarrollado con pozos verticales.

Fuente: elaboración propia.

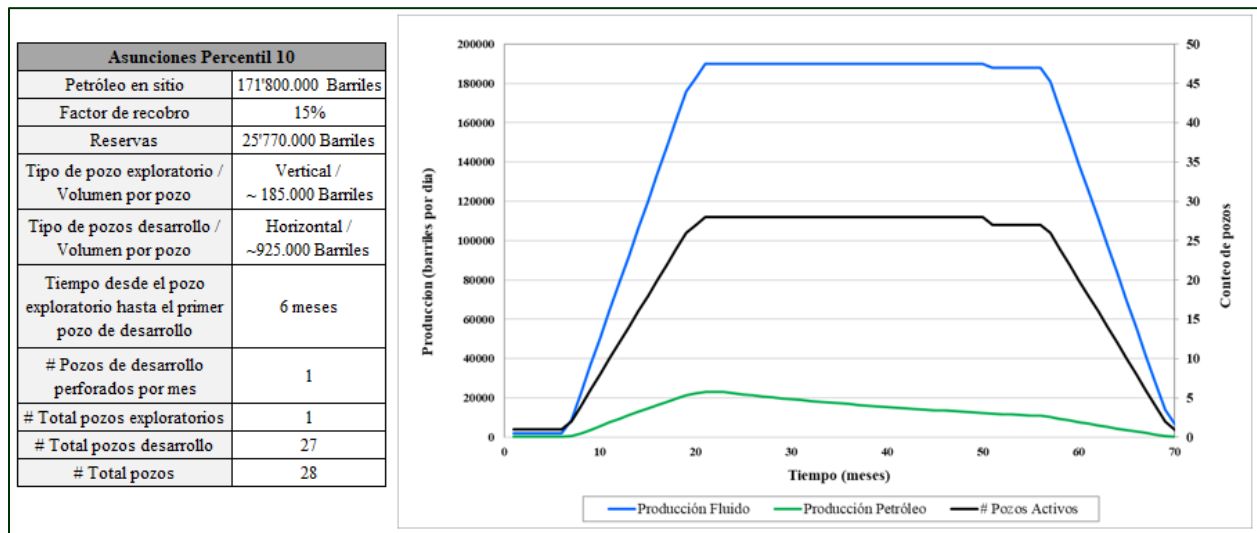


Figura 2.7. Perfiles de producción para un campo con volúmenes de petróleo pesado en sitio correspondientes al percentil diez (P10), desarrollado con pozos horizontales.

Fuente: elaboración propia.

2.3. Estimación de inversiones asociadas a la exploración y producción de hidrocarburos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales

Para la evaluación económica de un proyecto de hidrocarburos, es necesario hacer una estimación de los costos de operación (OPEX) y de inversión de capital (CAPEX) acarreados en las actividades de exploración y producción. Es de anotar que la información acerca de los costos reales que incurren las empresas operadoras de crudo pesado por estos conceptos en la cuenca de los Llanos Orientales es escasa y difícil de conseguir, y muchas veces dependen de factores propios de las empresas como su tamaño y su capacidad de negociación. A continuación, se hace un recuento de estas inversiones y se muestran los sustentos para los valores usados en las evaluaciones económicas.

2.3.1. Inversiones de capital crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales

En el presente trabajo se consideran inversiones de capital todas las actividades en que incurre una empresa operadora para adicionar reservas. Los principales rubros considerados como capital son exploración, facilidades y la perforación tanto exploratoria como desarrollo.

Los valores usados como inversiones de capital en el presente análisis aplicables a los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos y sus respectivas fuentes se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Valores representativos usados para las inversiones de capital en los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales

Actividad	Valor	Fuente
Costo Perforación Pozo Exploratorio (USD)	5,000,000	Consulta a profesionales del sector
Sísmica 3D (USD)	5,400,000	Consulta a profesionales del sector
Otros Exploración (Compra terrenos, HES) (USD)	2,000,000	Consulta a profesionales del sector
Facilidades Tempranas Exploración (USD)	5,000,000	Consulta a profesionales del sector
Facilidades Desarrollo a la Tasa Máxima (\$/BFPD)	120	Woodmackenzie (2018)
Costo Perforación Pozo Vertical Desarrollo (USD)	1,500,000	Florez (2012)
Costo Perforación Pozo Horizontal Desarrollo (USD)	3,000,000	Florez (2012)

Fuente: elaboración propia.

2.3.2. Costos de operación crudos pesados cuenca de los Llanos Orientales

Como se trató en la sección 1.3.1, los costos de operación están asociados directamente a la extracción del petróleo, su respectivo tratamiento y el transporte. Los valores usados como costos de operación en el presente análisis y sus respectivas fuentes se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Valores representativos usados para los costos de operación en los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales

Actividad	Valor	Fuente
Costos de Operación, Levantamiento, Personal, Trabajos de acondicionamiento) (\$/BO)	7.0	Woodmackenzie (2018)
Dilución (\$/BO)	2.75	Woodmackenzie (2018)
Transporte (\$/BO)	10.68	Woodmackenzie (2018)

Fuente: elaboración propia.

2.4. Marco contractual para la exploración y desarrollo de crudos en Colombia

Con el tiempo el negocio de los hidrocarburos se ha constituido en un reglón cada vez más importante para el país y su reglamentación también ha ido evolucionando. En el modelo de contrato actual, en lo referente a la calidad de crudo y al volumen de producción se hacen algunas diferenciaciones en las obligaciones a cargo de la empresa productora de hidrocarburos.

Estas diferenciaciones se aplican en los siguientes puntos:

- Porcentaje de regalías (Ley 756 de 2002): el artículo 16 de la Ley 756 de julio 23 de 2002 señala que las regalías se pagaran de acuerdo al volumen diario promedio de producción como se muestra en la tabla 2.3. Para la explotación de crudos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento de las que corresponden para los hidrocarburos livianos y semilivianos.

Tabla 2.3. Porcentaje de regalías a cargo de la empresa operadora de acuerdo con la producción diaria de petróleo

Volumen diario promedio mes por campo	Porcentaje
Hasta 5,000 barriles por día	8%
Entre 5,000 y 125,000 barriles por día	$8\% + (\text{producción} - 5,000) * 0.10$
Entre 125,000 y 400,000 barriles por día	20%
Entre 400,000 y 600,000 barriles por día	$20\% + (\text{producción} - 400,000) * 0.025$
Más de 600,000 barriles por día	25%

Fuente: Ley 756 de 2002.

- Derechos económicos por precios altos (Artículo 86 del Acuerdo 2 de 2017): a partir de cuándo la producción acumulada de hidrocarburos líquidos en el área contratada supere los cinco millones de barriles y en el evento de que el marcador de crudo “West Texas intermediate” (WTI) supere el precio base (Po) (tabla 2.4), dependiendo de la gravedad API del crudo. La empresa operadora entregara a la ANH, una participación de la producción neta de regalías como lo establece la siguiente formula:

$$PAP = (PB - DPPVOL) * [(P - Po) / P] * D$$

Donde:

PAP = Derecho económico a entregar a la ANH

PB = Producción medida en el punto de fiscalización, después de regalías

DPPVOL = Derecho económico por participación en la producción (X%)

P = Promedio mensual del precio marcador, es decir, el “West Texas Intermediate, WTI”

Po = Precio base de la referencia según la tabla 2.4.

D% = Porcentaje de participación según la tabla 2.5.

Tabla 2.4. Precios base de referencia Po

Gravedad API de Hidrocarburos Líquidos producidos	Po (USD / BI)
Mayor a 29° API	37,00
Mayor a 22° API e inferior o igual a 29° API	38,44
Mayor a 15° API e Inferior o Igual a 22° API	39,86
Mayor a 10° API e inferior o igual a 15° API	91,89
Menor o igual a 10° API no se pagará derecho por precios altos	

Fuente: Resolución 250 de 2019.

Tabla 2.5. Porcentajes de participación (D)

Precio WTI (P)	Porcentaje de participación (D)
$P_0 \leq P < 2P_0$	30 %
$2P_0 \leq P < 3P_0$	35 %
$3P_0 \leq P < 4P_0$	40 %
$4P_0 \leq P < 5P_0$	45 %
$5P_0 \leq P$	50 %

Fuente: Artículo 86 del Acuerdo 2 de 2017.

Otras obligaciones contractuales independientes de la calidad de crudo que se tienen en cuenta en la evaluación económica corresponden a:

- El derecho por uso del subsuelo: la empresa operadora se compromete a pagar a la ANH un valor en dólares de los Estados Unidos de América, que resulta de multiplicar la producción de hidrocarburos después de regalías por catorce centavos de dólar veinticuatro céntimos de centavo (USD 0,1424) por cada barril de hidrocarburos líquidos.
- Transferencia de tecnología: estos aportes equivalen al diez por ciento (10 %) del derecho económico por concepto del uso del subsuelo durante el período de desarrollo
- Derechos económicos como porcentaje de participación: la empresa operadora pagara a la ANH a título de derecho económico el porcentaje de participación de la producción total después de regalías (X%) fijado como parte de la negociación del contrato. Este porcentaje para el área de los Llanos Orientales suele estar entre el uno y el dos por ciento.

- Derechos de participación adicional de producción: durante eventuales prórrogas del período de producción, los contratistas deben reconocer y pagar a la ANH una participación adicional, equivalente al diez por ciento (10%) del valor de la producción base de hidrocarburos líquidos provenientes de acumulaciones en trampas.
- Impuesto de renta: de acuerdo a la reforma tributaria vigente (Ley 1943 de 2018) se aplican el impuesto a la renta de la siguiente forma: Año 2019: 33%, Año 2020: 32% Año 2021: 31%, Año 2022: y en adelante 30%.

2.5. Precios de comercialización

Para el análisis de la viabilidad económica de cualquier proyecto de extracción de hidrocarburos, es necesario asumir el comportamiento de los precios del petróleo, que poseen una alta volatilidad, al ser una fuente energética estratégica en el funcionamiento de la economía de las naciones y depender de aspectos geopolíticos y de oferta y demanda.

En las últimas dos décadas el precio del petróleo ha tenido una gran variación asociada principalmente a factores de inestabilidad política en Oriente Medio y a desbalances por sobreproducción entre la oferta y la demanda. Esto ha provocado grandes alzas en los precios que han alcanzado máximos históricos por encima de los cien dólares y también grandes caídas a valores cercanos a los cuarenta dólares por barril. Al momento de la presentación de este trabajo, se está experimentando un escenario bajo de precios de petróleo, influenciado principalmente por

una disminución del consumo de hidrocarburos relacionada al confinamiento que se presenta a nivel mundial por la pandemia causada por el virus COIVD-19.

Para el análisis de la sensibilidad de la viabilidad financiera de los proyectos de crudos pesados, en este trabajo se asumen diferentes valores de comercialización de petróleo Brent, considerados como representativos del comportamiento presentado en los últimos años y que se encuentran dentro de los rangos de los distintos escenarios proporcionados por la UPME en sus proyecciones para los precios de los energéticos 2018-2040, (UPME, 2018).

La construcción de estos escenarios tuvo en cuenta la información de diferentes fuentes entre ellas el Departamento de Energía de los Estados Unidos, Fondo Monetario Internacional (FMI), Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), Wood Mackenzie, Banco Mundial (UPME, 2018).

La figura 2.8 muestran los distintos escenarios para el precio del crudo Brent hasta el año 2040 realizados por la UPME.

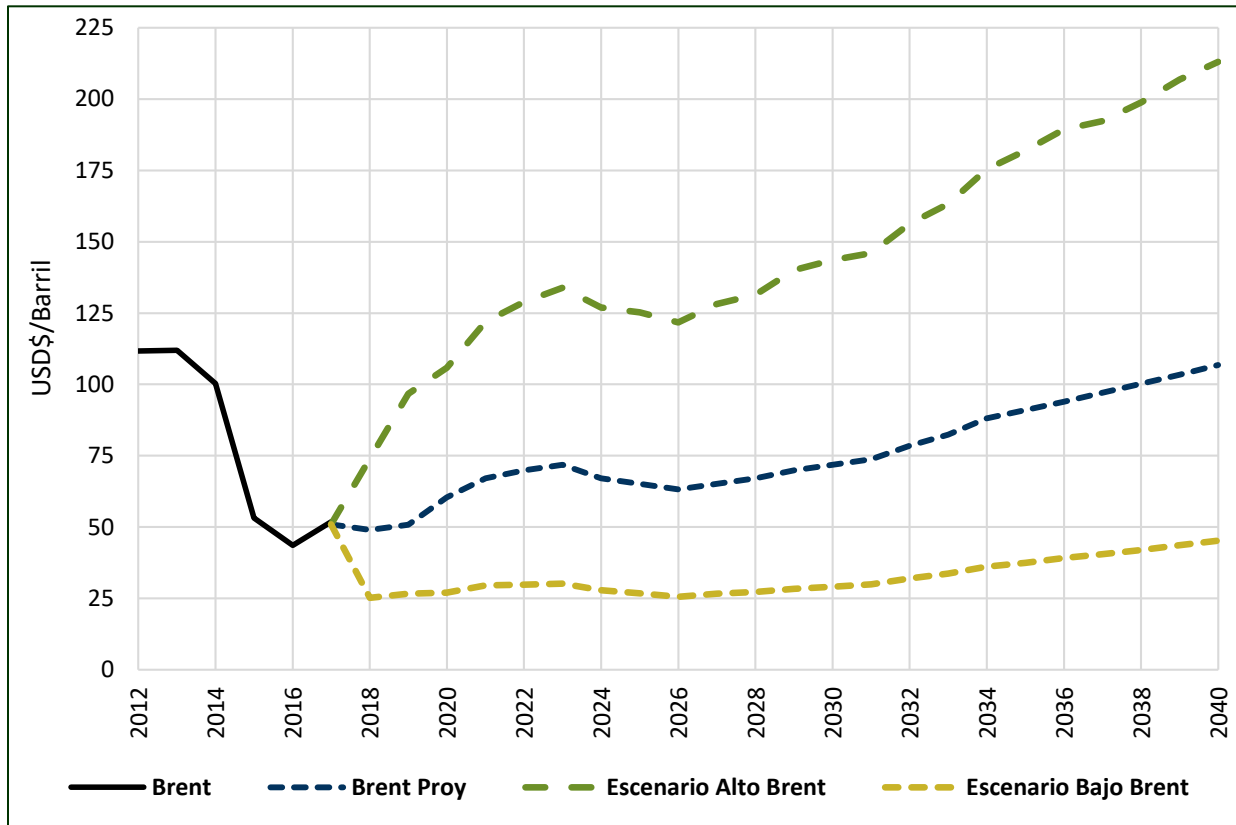


Figura 2.8. Escenarios de los precios del crudo Brent.

Fuente: tomado de UPME (2018).

3. Análisis de la viabilidad económica bajo un entorno cambiante de los precios del petróleo

Habiendo revisado todas las variables que intervienen en el proceso de exploración, producción y comercialización tenemos todos los elementos para realizar simulaciones económicas representativas para los yacimientos de crudos pesados de la cuenca de los Llanos Orientales. Para este fin, se ha seguido el flujo de evaluación proyectos de hidrocarburos que se presenta en la figura 3.1.

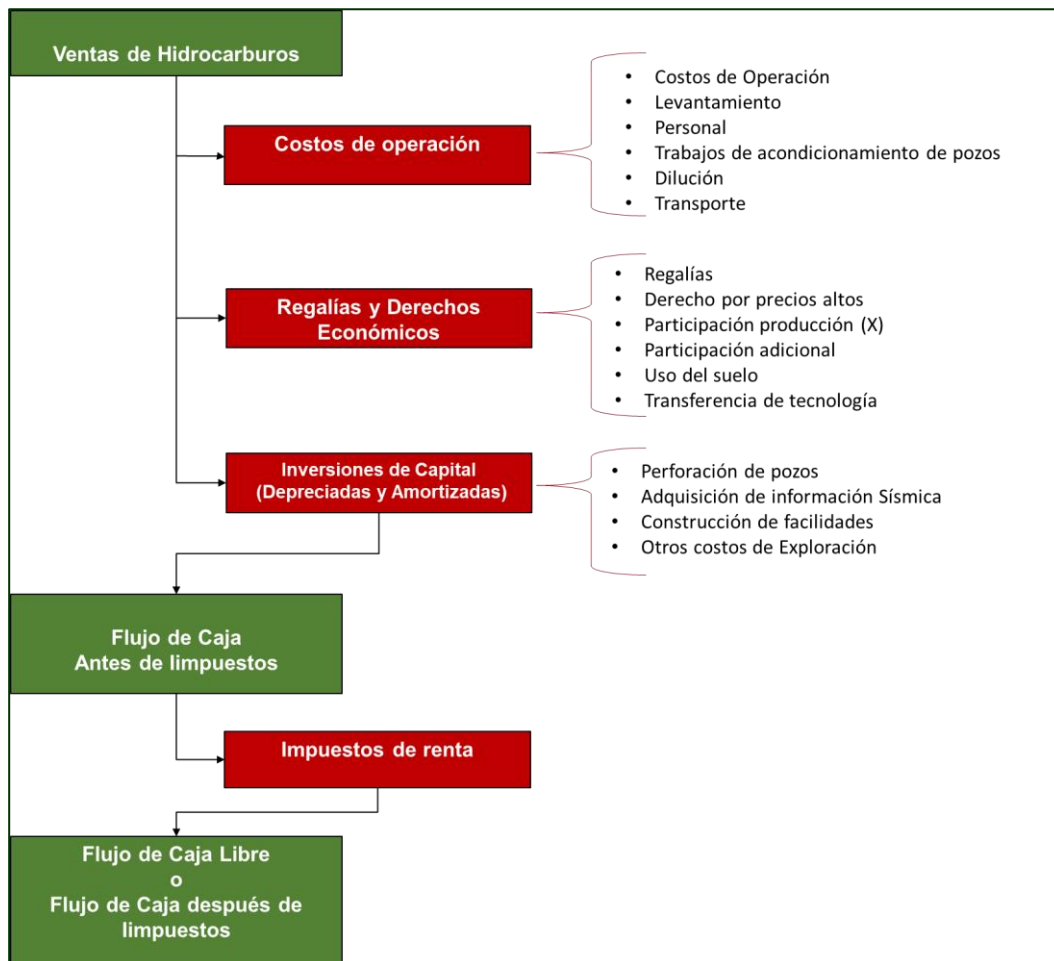


Figura 3.1. Esquema del flujo utilizado para las corridas económicas para la evaluación proyectos de hidrocarburos pesados.

Fuente: elaboración propia.

A continuación, en las tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 se muestran las simulaciones económicas para los tamaños de campo que corresponde a los percentiles P90, P50 y P10, calculados en la distribución de tamaños de campo de crudos pesados de la sección 2.1, para los cuales se les estimo los perfiles de producción mostrados en la sección 2.2 (caso P10 con perforación vertical y horizontal).

Inicialmente, para los casos volumétricos P90, P50 y P10 se parte de un caso base utilizando los valores de CAPEX y OPEX revisados en la sección 2.3 y el marco contractual vigente mostrado en la sección 2.4 usando un precio de comercialización de petróleo Brent de un escenario medio de USD 60 por barril, posteriormente se realizan sensibilidades a las variables de precio de comercialización, inversiones de capital, costos de producción, volúmenes de producción y condiciones contractuales para analizar el impacto de cada una de estas. Para todas las simulaciones, la tasa de descuento de diez por ciento (10 %) es tomada como un indicador mínimo típico usado por las compañías petroleras como criterio de inversión, de tal manera que los proyectos con VPN10 % < 0 se consideran no rentables.

Tabla 3.1. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P90 con perforación vertical

Año	Ventas de Hidrocarburos Después de Regalías, X, PAP (\$K)	CAPEX			OPEX				EBITDA (\$K)	CÁLCULO DEPRECIACIÓN		CÁLCULO IMPUESTO			FLUJO DE CAJA (\$K)	INDICADORES FINANCIEROS	
		Perforación (\$K)	Facilidades (\$K)	Total (\$K)	Costos de Operación \$K	Costos de Dilución (\$K)	Costos de Transporte (\$K)	Total (\$K)		% Depreciación	Depreciación (\$K)	Base Impuesto (\$K)	Tasa Impuesto (\$K)	Impuesto (\$K)		Tasa interna retorno (%)	-26%
2,020	4,224	6,500	11,935	18,429	599	235	915	1,762	2,463	23%	4,266	0	32%	0	-15,978		
2,021	4,849	0	0	0	688	270	1,050	2,023	2,827	27%	4,898	0	31%	0	2,827		
2,022	4,157	0	0	0	590	232	900	1,734	2,423	23%	4,198	0	30%	0	2,423		
2,023	3,631	0	0	0	515	202	786	1,515	2,117	20%	3,667	0	30%	0	2,117		
2,024	1,397	0	0	0	198	78	303	583	815	8%	1,411	0	30%	0	815		
2,025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		

Nota: precio Brent = USD 60. Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.2. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P50 con perforación vertical

Año	Ventas de Hidrocarburos Después de Regalías, X, PAP (\$K)	CAPEX			OPEX				EBITDA (\$K)	CÁLCULO DEPRECIACIÓN		CÁLCULO IMPUESTO			FLUJO DE CAJA (\$K)	INDICADORES FINANCIEROS	
		Perforación (\$K)	Facilidades (\$K)	Total (\$K)	Costos de Operación (\$K)	Costos de Dilución (\$K)	Costos de Transporte (\$K)	Total (\$K)		% Depreciación	Depreciación (\$K)	Base Impuesto (\$K)	Tasa Impuesto (\$K)	Impuesto (\$K)		Tasa interna retorno (%)	38%
2,020	13,082	23,000	14,852	37,852	1,856	729	2,832	5,456	7,626	8%	3,657	3,969	32%	1,270	-31,508		
2,021	46,714	7,500	559	8,049	6,628	2,604	10,113	19,483	27,231	28%	13,060	14,172	31%	4,393	14,777	NPV (10%) \$K	20,991
2,022	40,425	0	0	0	5,736	2,253	8,751	16,860	23,565	25%	11,301	12,264	30%	3,679	19,886		
2,023	34,989	0	0	0	4,965	1,950	7,575	14,593	20,396	21%	9,782	10,615	30%	3,184	17,212		
2,024	26,902	0	0	0	3,817	1,500	5,824	11,220	15,682	16%	7,521	8,161	30%	2,448	13,234		
2,025	2,162	0	0	0	307	121	468	902	1,261	1%	605	656	30%	197	1,064		
2,026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		

Nota: precio Brent = USD 60. Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.3. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P10 con perforación vertical

Año	Ventas de Hidrocarburos Después de Regalías, X, PAP (\$K)	CAPEX			OPEX				EBITDA (\$K)	CÁLCULO DEPRECIACIÓN		CÁLCULO IMPUESTO			FLUJO DE CAJA (\$K)	INDICADORES FINANCIEROS	
		Perforación (\$K)	Facilidades (\$K)	Total (\$K)	Costos de Operación (\$K)	Costos de Dilución (\$K)	Costos de Transporte (\$K)	Total (\$K)		% Depreciación	Depreciación (\$K)	Base Impuesto (\$K)	Tasa Impuesto (\$K)	Impuesto (\$K)		Tasa interna retorno (%)	62%
2,020	11,626	21,500	16,156	37,656	1,650	648	2,517	4,849	6,777	1%	2,255	4,522	32%	1,447	-32,338		
2,021	68,284	36,000	4,656	40,656	9,689	3,806	14,783	28,480	39,804	5%	13,247	26,557	31%	8,233	-9,097	NPV (10%) \$K	188,547
2,022	123,679	36,000	4,656	40,660	17,576	6,905	26,816	51,663	72,016	10%	23,994	48,022	30%	14,407	16,941		
2,023	171,169	36,000	4,656	40,668	24,376	9,576	37,191	71,649	99,520	14%	33,207	66,313	30%	19,894	38,958		
2,024	209,817	36,000	3,104	39,112	29,931	11,758	45,665	87,974	121,842	17%	40,704	81,138	30%	24,342	58,389		
2,025	217,697	36,000	0	36,000	31,066	12,205	47,398	91,312	126,385	17%	42,233	84,152	30%	25,246	65,140		
2,026	198,349	10,500	0	10,500	28,282	11,111	43,150	83,129	115,220	16%	38,479	76,740	30%	23,022	81,698		
2,027	137,847	0	0	0	19,602	7,701	29,908	57,618	80,228	11%	26,742	53,486	30%	16,046	64,183		
2,028	84,658	0	0	0	12,014	4,720	18,331	35,315	49,343	7%	16,424	32,919	30%	9,876	39,467		
2,029	37,846	0	0	0	5,370	2,110	8,193	15,784	22,062	3%	7,342	14,720	30%	4,416	17,646		
2,030	3,394	0	0	0	482	189	735	1,416	1,978	0%	658	1,320	30%	396	1,582		

Nota: precio Brent = USD 60. Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.4. Valores simulados de los flujos de caja para un tamaño de campo que corresponde al percentil P10 con perforación horizontal

Año	Ventas de Hidrocarburos Después de Regalías, X, PAP (\$K)	CAPEX			OPEX				EBITDA (\$K)	CÁLCULO DEPRECIACIÓN		CÁLCULO IMPUESTO			FLUJO DE CAJA (\$K)	INDICADORES FINANCIEROS	
		Perforación (\$K)	Facilidades (\$K)	Total (\$K)	Costos de Operación (\$K)	Costos de Dilución (\$K)	Costos de Transporte (\$K)	Total (\$K)		% Depreciación	Depreciación (\$K)	Base Impuesto (\$K)	Tasa Impuesto (\$K)	Impuesto (\$K)		Tasa interna retorno (%)	200%
2,020	27,695	23,000	20,040	43,040	3,930	1,544	5,996	11,551	16,144	2%	2,701	13,443	32%	4,302	-31,209		
2,021	190,917	36,000	8,540	44,540	27,227	10,696	41,540	80,027	110,890	15%	18,619	92,271	31%	28,604	37,734	NPV (10%) \$K	302,252
2,022	329,978	27,000	5,693	32,693	47,336	18,596	72,222	139,130	190,848	27%	32,181	158,667	30%	47,600	110,547		
2,023	303,865	0	0	0	43,537	17,104	66,425	127,963	175,902	25%	29,634	146,268	30%	43,880	132,022		
2,024	228,033	0	0	0	32,559	12,791	49,676	95,700	132,332	18%	22,239	110,094	30%	33,028	99,304		
2,025	122,684	0	0	0	17,439	6,851	26,608	51,261	71,424	10%	11,965	59,459	30%	17,838	53,586		
2,026	30,414	0	0	0	4,315	1,695	6,584	12,685	17,730	2%	2,966	14,763	30%	4,429	13,301		
2,027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		
2,030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	30%	0	0		

Nota: precio Brent = USD 60. Fuente: elaboración propia.

El resultado de los indicadores financieros de valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR) para el caso base de un campo con un volumen de petróleo pesado en sitio correspondiente al percentil noventa, tienen valor negativo siendo este tipo de proyecto no rentable (tabla 3.1).

Para el caso base de volumen de campo P50 el proyecto se vuelve rentable teniendo un VPN positivo de cerca de 21 millones de dólares y una tasa interna de retorno de 38% (tabla 3.2).

El caso del desarrollo del tamaño de campo P10 con pozos verticales muestra indicadores VPN y TIR positivos mejores que el caso P50 (tabla 3.3), sin embargo, son considerablemente más bajos que el caso P10 con perforación de pozos horizontales (tabla 3.4). Este comportamiento ejemplifica la mejora económica que supone la implementación de diferente tecnología para desarrollar un mismo volumen de petróleo. La tabla 3.5 muestra la comparación de las tasas internas de retorno de los casos P10 con perforación vertical y P10 con perforación horizontal.

Tabla 3.5. Tasa interna de retorno (TIR) para el caso tamaño de campo P10 para desarrollo con pozos verticales y horizontales

Caso tamaño de campo P10	
Tasa interna de retorno (TIR)	%
Pozos verticales	62,1
Pozos horizontales	200,2

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presentan gráficos araña (figuras 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5) en los que se muestran sensibilidades al precio del petróleo Brent, inversiones de capital (CAPEX), costos de producción

(OPEX), volúmenes de producción y condiciones contractuales (regalías, X, PAP), mostrando los valores de VPN (10%) que se obtendrían si disminuimos o aumentamos cada uno de estos parámetros entre 70 y 130 % mientras mantenemos las demás variables constantes.

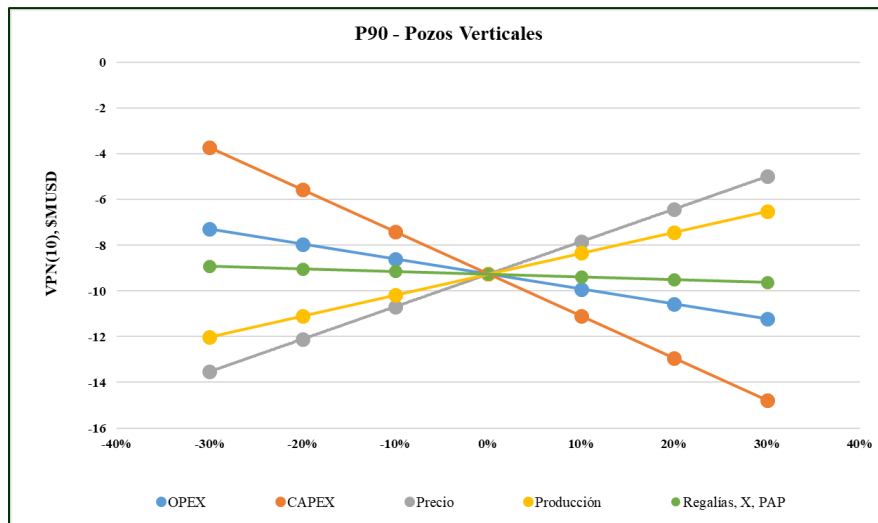


Figura 3.2. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P90 desarrollado con pozos verticales.

Nota: supuesto inicial de Brent igual a USD 60 por barril. Fuente: elaboración propia.

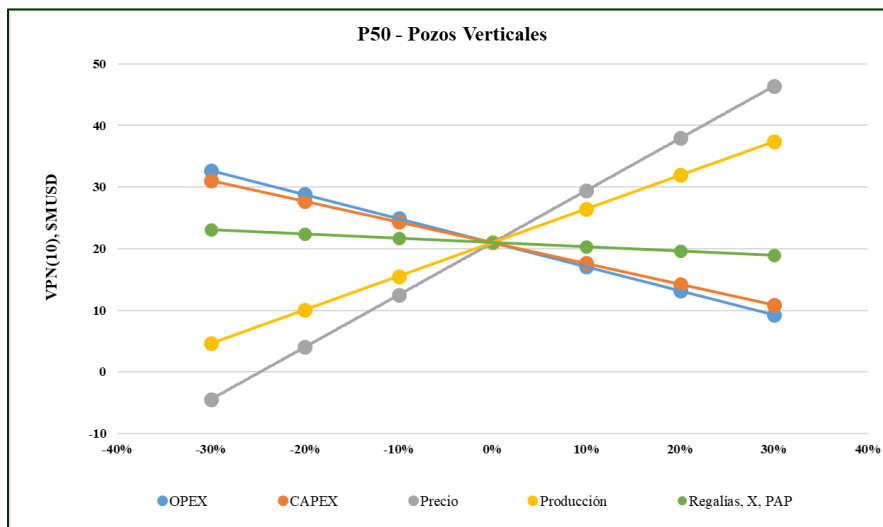


Figura 3.3. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P50 desarrollado con pozos verticales.

Nota: supuesto inicial de Brent igual a USD 60 por barril. Fuente: elaboración propia.

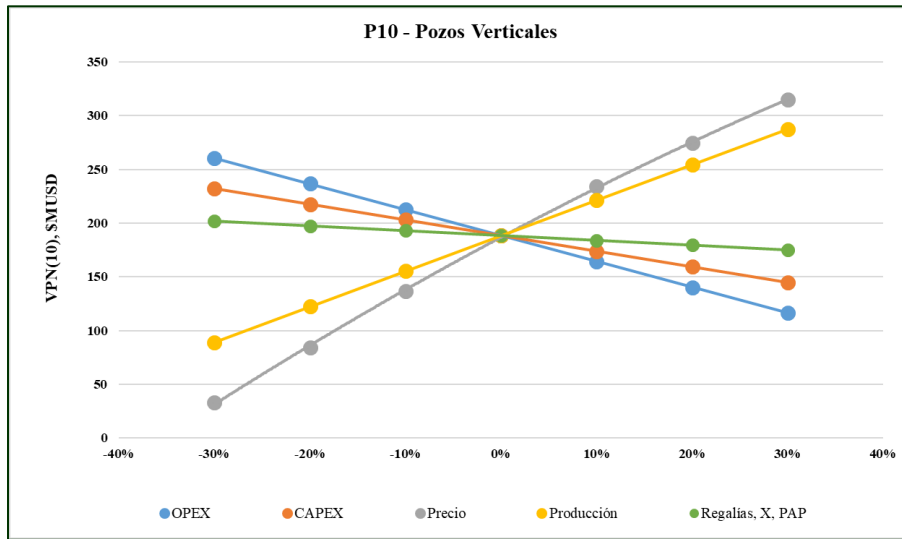


Figura 3.4. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P10 desarrollado con pozos verticales.

Nota: supuesto inicial de Brent igual a USD 60 por barril. Fuente: elaboración propia.

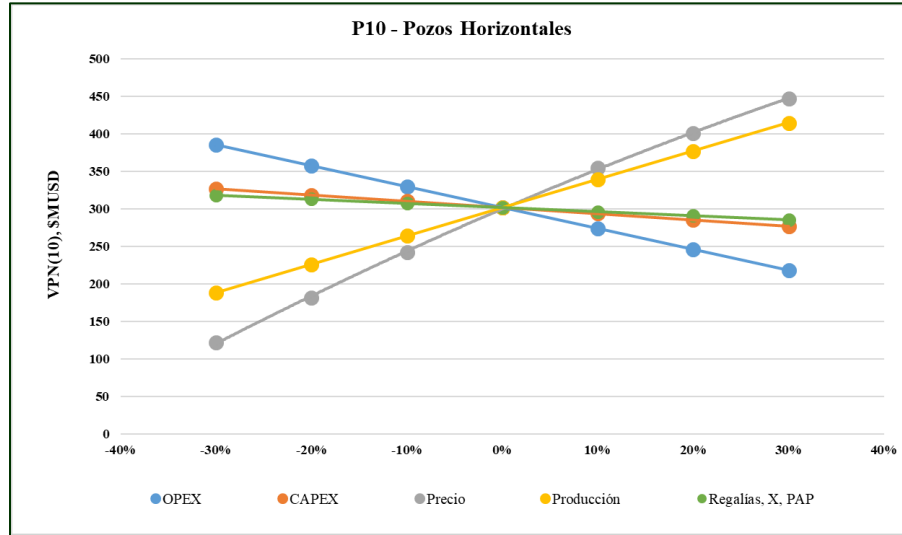


Figura 3.5. Gráfico araña para valores de VPN (10 %) con sensibilidades al precio del petróleo Brent, CAPEX, OPEX, producción y condiciones contractuales (Regalías, X, PAP) para P10 desarrollado con pozos horizontales.

Nota: supuesto inicial de Brent igual a USD 60 por barril. Fuente: elaboración propia.

Como se puede ver en la figura 3.2, no es posible obtener un resultado positivo de VPN (10 %) para el proyecto P90 en ninguna de las sensibilidades realizadas, por otra parte, para campos pequeños, las variables que más impacta la economía del proyecto son la inversión de capital, seguido por el precio Brent, la producción, costos operativos y regalías, X y PAP. En este tipo de campos, cobra gran relevancia la inversión de capital asociada a la exploración que a la postre termina en el descubrimiento de un campo pequeño.

En la figura 3.3 se observa que el proyecto de tamaño P50 se mantiene positivo para la mayoría de las sensibilidades con excepción de una disminución del 23 % del precio Brent en el cual el proyecto se hace no viable. Para campos de tamaño P50 desarrollados con pozos verticales, el peso de las variables que impactan la economía cambia, siendo el precio comercialización de mayor importancia, seguido de la producción, los costos operativos, las inversiones de capital y como último parámetro las regalías, X y PAP. El peso de la inversión y los costos operacionales es de similar importancia.

Para campos grandes de tamaño P10, donde el desarrollo se realice con pozos verticales (figura 3.4), el VPN 10 % se mantiene positivo en todas las sensibilidades planteadas. Las variables que más impactan la economía siguen estando en el mismo orden en comparación con el caso P50, sin embargo, el peso de las inversiones de capital disminuye y la importancia de los costos operacionales aumenta.

Para el caso de perforación horizontal del tamaño P10 (figura 3.5), se tiene el mismo comportamiento que en el caso del caso P10 con perforación vertical, aunque hay una disminución de la importancia de la inversión de capital y se acentúa la importancia de los costos operativos.

En el siguiente ejercicio se estimaron los valores de VPN a una tasa de descuento de diez por ciento (VPN 10 %) a diferentes precios de comercialización de petróleo Brent, hallando también el precio Brent mínimo al cual los percentiles P90, P50 y P10 resultan rentables (VPN 10 % = 0), los resultados de este análisis se muestran en la tabla 3.6 y la figura 3.6.

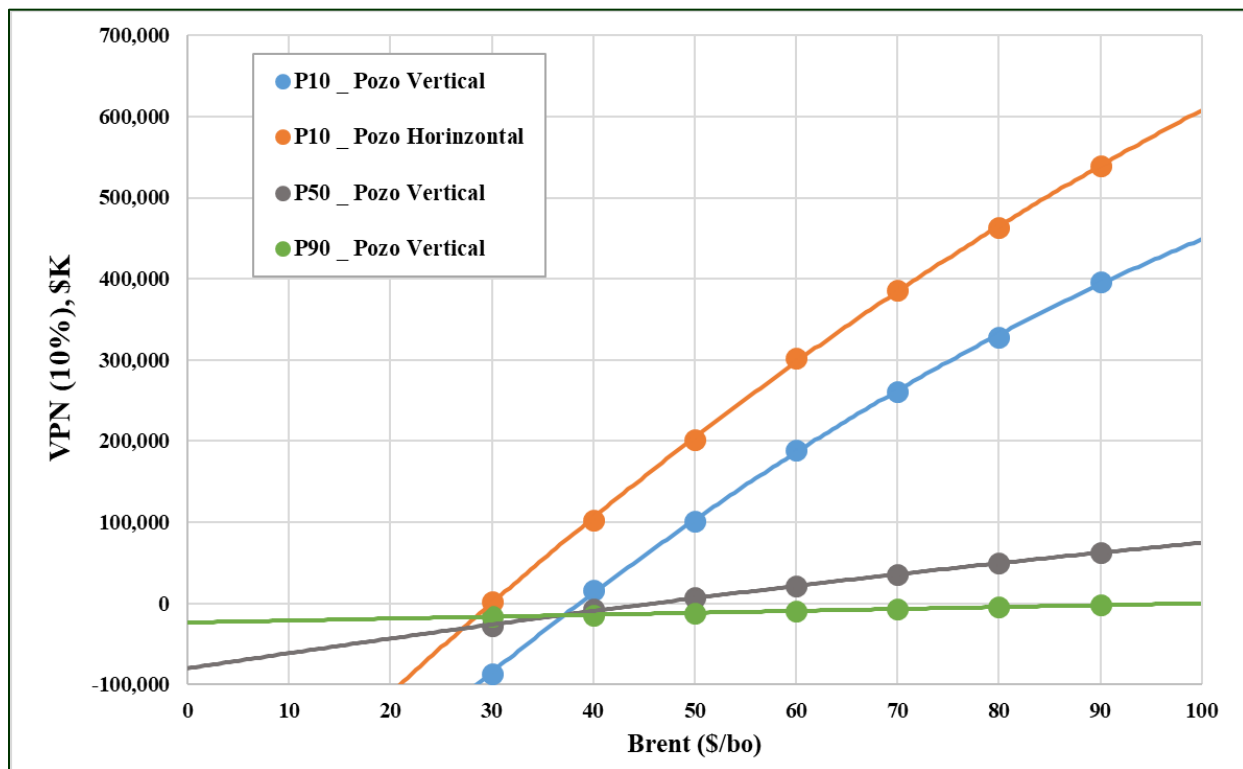


Figura 3.6. Precio Brent vs VPN (10 %) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.6. Valores calculados VPN (10 %) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales y estimación del precio Brent al cual VPN (10 %) = 0.

Precio Brent \$USD/BO	30	40	50	60	70	80	90	
Caso	VPN (10) KUSD							Punto de equilibrio \$USD/BO
P90_Pozo Vertical	-16,366	-13,994	-11,632	-9,259	-6,887	-4,517	-2,269	103.87
P50_Pozo Vertical	-27,414	-7,204	6,858	20,991	35,114	49,221	63,309	45.12
P10_Pozo Vertical	-86,648	15,710	101,906	188,547	261,117	328,615	395,895	38.19
P10_Pozo Horizontal	2,802	102,742	202,241	302,252	385,565	462,875	539,943	29.72

Fuente: elaboración propia.

Según lo anterior, los valores de petróleo Brent necesarios para un proyecto económico con un tamaño de campo P90 son cercanos a los 104 dólares por barril, mientras que para los casos P50 perforación vertical, P10 perforación vertical y P10 perforación horizontal están alrededor de los 45, 38 y 30 dólares respectivamente. La forma curva mostrada en la figura 3.6 para los distintos percentiles, está dada por los términos contractuales referentes a Regalías, X y PAP (revisados en la sección 2.1), lo cual no ocurre al hacer la simulación excluyendo estos tal y como se muestran en la figura 3.7 y en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Valores calculados VPN (10 %) sin incluir el efecto de los términos contractuales (regalías, X y PAP) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales y estimación del precio Brent al cual VPN (10 %) = 0.

Precio Brent \$USD/BO	30	40	50	60	70	80	90	
Caso	VPN (10) KUSD							Punto de equilibrio \$USD/BO
P90_Pozo Vertical	-15,736	-13,185	-10,635	-8,084	-5,533	-2,982	-1,079	96.12
P50_Pozo Vertical	-22,019	-2,390	12,798	27,985	43,173	58,361	73,548	41.57
P10_Pozo Vertical	-52,059	46,739	140,172	233,602	327,033	420,464	513,895	35.00
P10_Pozo Horizontal	32,317	140,608	248,901	357,191	465,481	573,772	682,062	27.04

Fuente: elaboración propia.

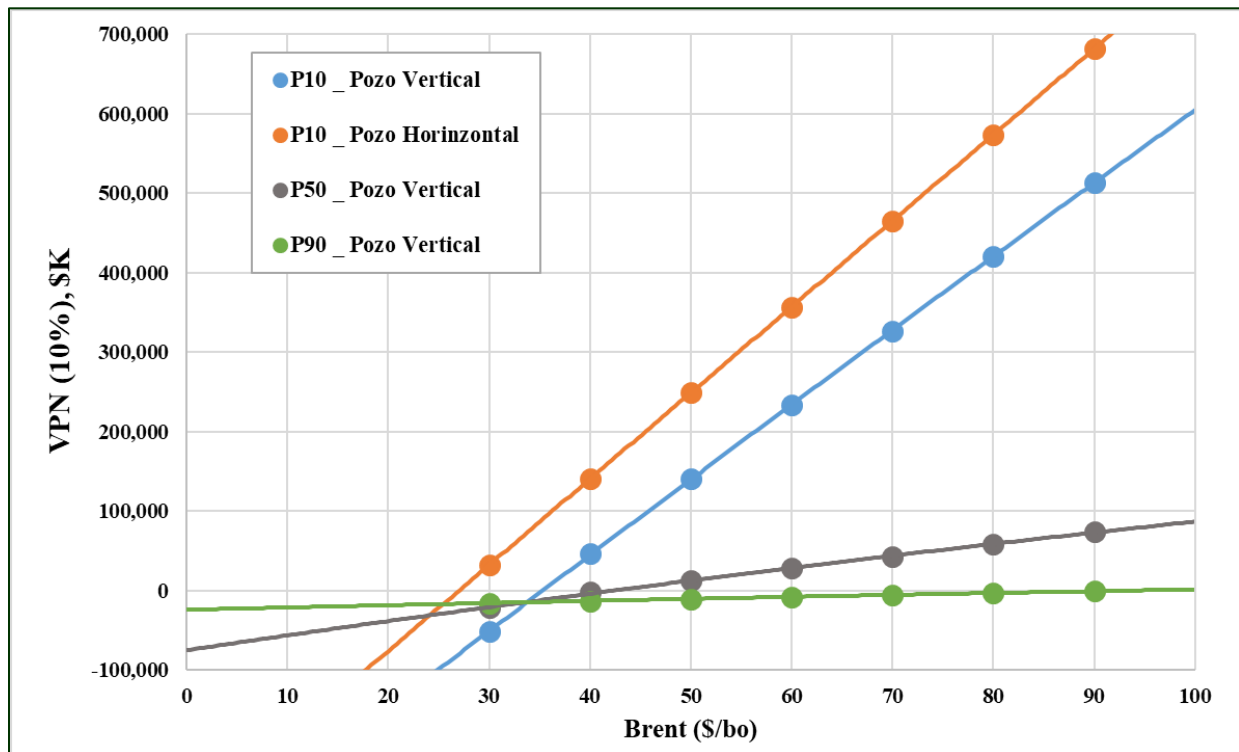


Figura 3.7. Precio Brent vs VPN (10 %) sin incluir el efecto de los términos contractuales (regalías, X y PAP) para los percentiles P90, P50, P10 con desarrollo de pozos verticales y P10 con desarrollo de pozos horizontales.

Fuente: elaboración propia.

Removiendo los costos asociados al marco contractual de Regalías, X y PAP los valores de petróleo Brent necesarios para tener un proyecto viable se reducen siendo cercanos a los 96 dólares por barril con un tamaño de campo P90, mientras que para los casos P50 perforación vertical, P10 perforación vertical y P10 perforación horizontal están alrededor de los 42, 35 y 27 dólares, respectivamente.

En el siguiente análisis se presentan los valores encontrados de precio Brent necesario para los cuales se obtiene un VPN 10 % = 0 para un amplio rango de tamaños de campo bajo el supuesto

de desarrollo con perforación vertical, que va desde dos a los doscientos veinte millones de barriles POES.

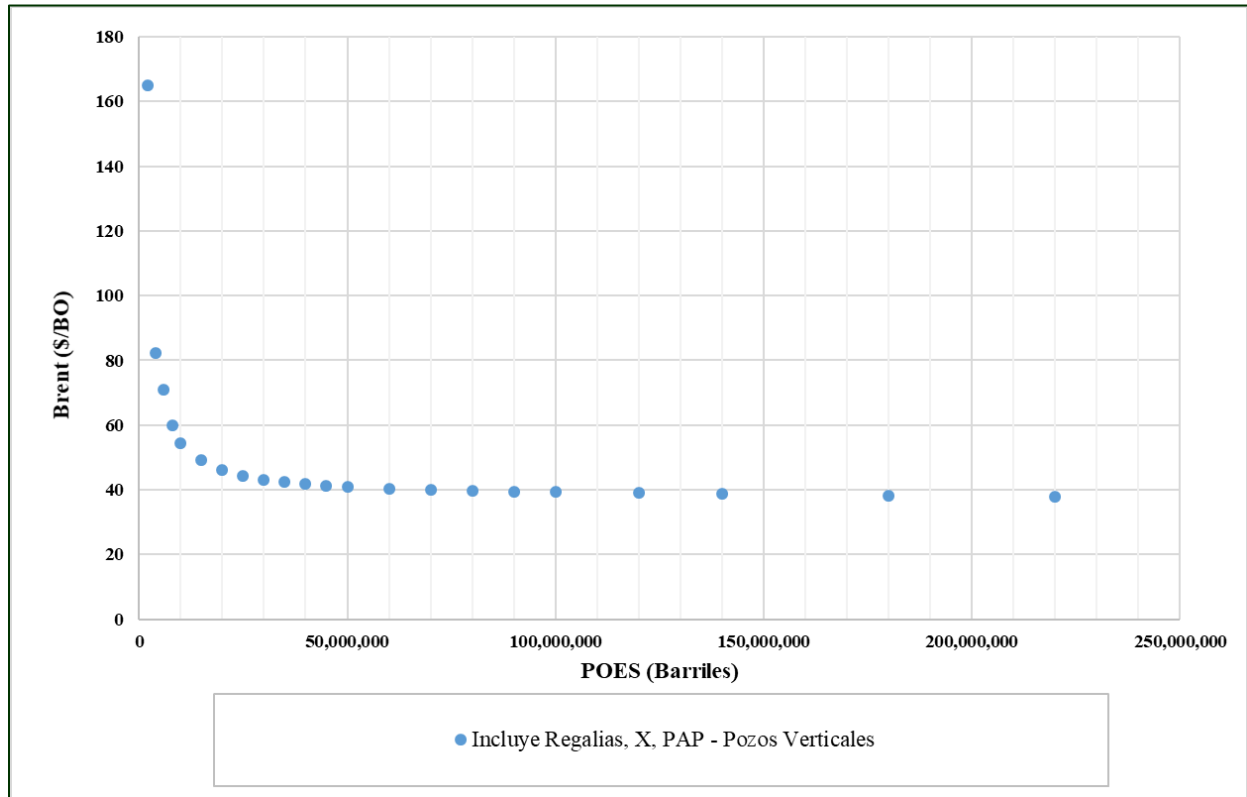


Figura 3.8. Gráfico precio Brent para un VPN (10 %) = 0 para un amplio rango de tamaños de campo asumiendo desarrollo con perforación vertical.

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la información en la figura 3.8 es posible decir que para campos de tamaño mediano y pequeño a medida que se tiene un menor valor de POES, mayor debe ser el precio Brent para hacer económico el proyecto, esto es especialmente notorio para campos de tamaño menor a veinte millones de barriles donde hay un marcado cambio en la pendiente de la gráfica. Adicionalmente, la horizontalización de la gráfica para tamaños de campo grandes (mayores a 50 millones de barriles) hacia un precio Brent aproximado de 37 dólares representa el límite mínimo

de precio necesario para desarrollar un campo de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales bajo los supuestos planteados.

Con el ánimo de cuantificar el impacto que implica el marco contractual, se realizó el mismo ejercicio planteado anteriormente, pero esta vez removiendo el costo asociado a Regalías, PAP y X.

Al no incluir el efecto de las regalías, el factor X y PAP, el precio mínimo para desarrollar un campo baja entre un 7,36 y 8,42 %, como se muestra en la figura 3.9 y la tabla 3.8.

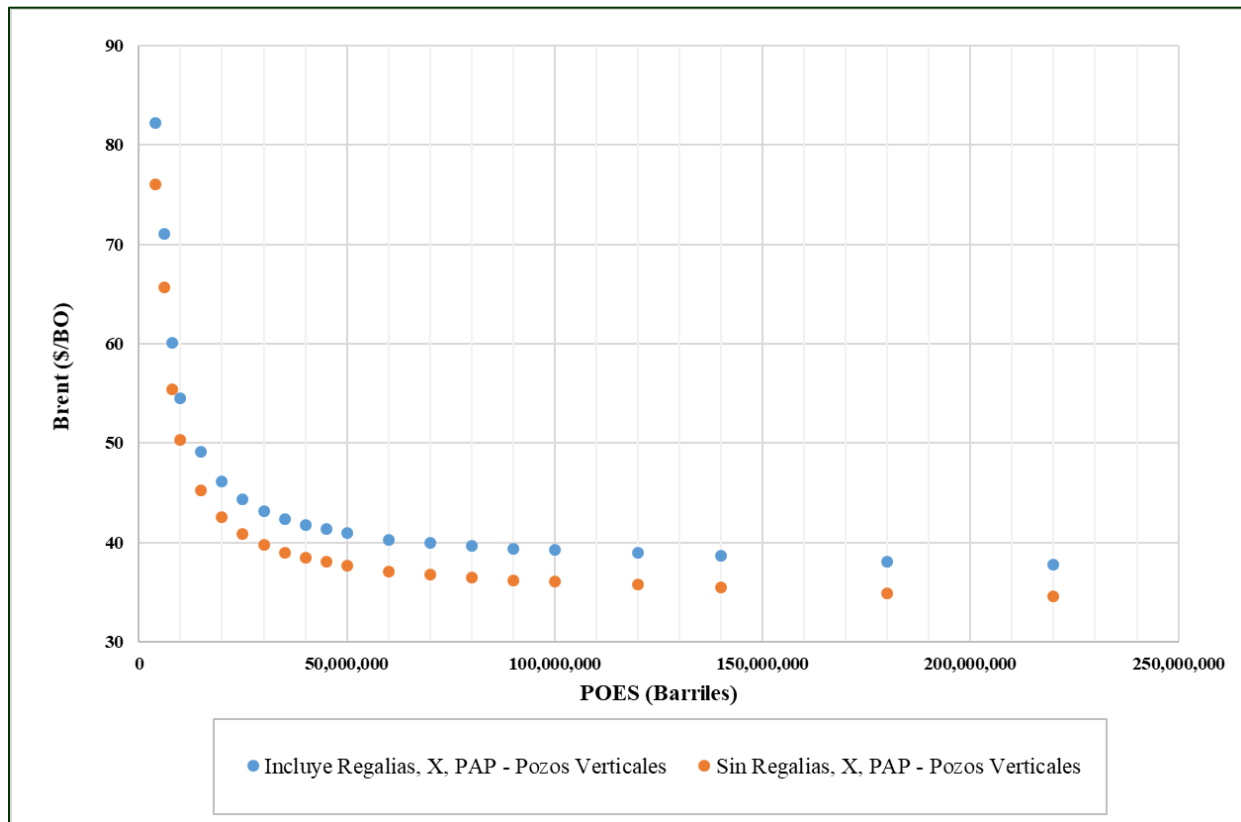


Figura 3.9. Gráfico precio Brent para un VPN(10%)=0 para los casos con y sin el costo asociado a regalías, X y PAP para un amplio rango de tamaños de campo asumiendo desarrollo con perforación vertical.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.8. Valores calculados precio Brent para un VPN (10 %) = 0 para los casos con y sin el costo asociado a regalías, X y PAP para un amplio rango de tamaños de campo asumiendo desarrollo con perforación vertical

Tamaño Campo	Precio Brent Incluye Regalías, X, PAP	Precio Brent Sin Regalías, X, PAP	Diferencia porcentual
2,000,000	164.97	152.82	7.36%
4,000,000	82.23	76.06	7.51%
6,000,000	71.07	65.69	7.57%
8,000,000	60.05	55.44	7.67%
10,000,000	54.56	50.33	7.75%
15,000,000	49.13	45.28	7.84%
20,000,000	46.15	42.53	7.84%
25,000,000	44.31	40.82	7.88%
30,000,000	43.13	39.72	7.91%
35,000,000	42.33	38.97	7.93%
40,000,000	41.77	38.45	7.94%
45,000,000	41.34	38.08	7.89%
50,000,000	40.93	37.69	7.91%
60,000,000	40.30	37.09	7.96%
70,000,000	39.94	36.74	8.02%
80,000,000	39.68	36.48	8.07%
90,000,000	39.41	36.21	8.12%
100,000,000	39.27	36.07	8.16%
120,000,000	38.97	35.76	8.23%
140,000,000	38.65	35.45	8.29%
180,000,000	38.08	34.89	8.37%
220,000,000	37.76	34.58	8.42%

Fuente: elaboración propia.

Otro efecto importante de analizar es el impacto asociado a la tecnología en la técnica de perforación, donde la perforación de pozos horizontales en proyectos de un mismo volumen POES trae un beneficio con el que se reduce el precio de petróleo Brent mínimo necesario para obtener la rentabilidad en un porcentaje que esta entre 20 y 22 %, tal y como se muestra en la figura 3.10 y la tabla 3.9. Esta comparación se hace únicamente para tamaños de campo grandes donde es más probable la implementación de la perforación horizontal.

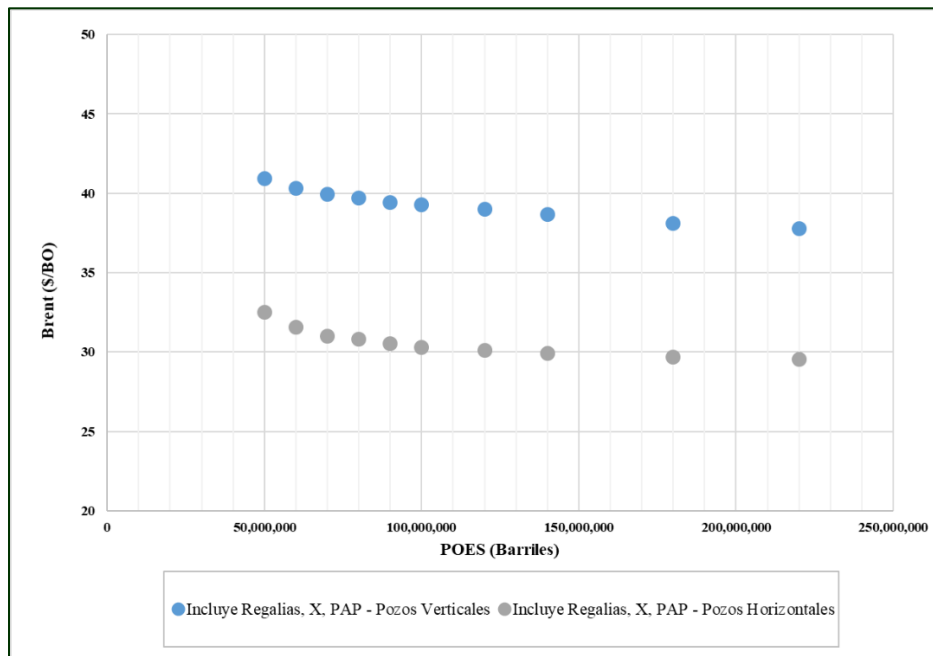


Figura 3.10. Gráfico comparativo de precio Brent para un VPN (10 %) = 0 asumiendo desarrollo con perforación vertical y horizontal, para tamaños de campos superiores a 50 millones de barriles POES incluye regalías, X y PAP.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.9. Valores calculados precio Brent para un VPN (10 %) = 0 asumiendo desarrollo con perforación vertical y horizontal, para tamaños de campos superiores a 50 millones de barriles POES, incluye regalías, X y PAP.

Tamaño Campo	Precio Brent perforacion vertical	Precio Brent perforacion Horizontal	Diferencia porcentual
50,000,000	40.93	32.49	20.62%
60,000,000	40.30	31.57	21.67%
70,000,000	39.94	31.01	22.37%
80,000,000	39.68	30.81	22.37%
90,000,000	39.41	30.51	22.58%
100,000,000	39.27	30.32	22.81%
120,000,000	38.97	30.10	22.76%
140,000,000	38.65	29.90	22.64%
180,000,000	38.08	29.70	22.01%
220,000,000	37.76	29.55	21.73%

Fuente: elaboración propia.

Volviendo a la distribución de tamaños de campo de crudo pesado hallada para la cuenca de los Llanos Orientales tomando el caso de perforación vertical encontramos que la relación entre el

precio mínimo de petróleo Brent para obtener la rentabilidad y el tamaño de campo es de carácter inverso (figura 3.11). Al analizar los precios mínimos necesarios para obtener la rentabilidad con un $VPN_{10\%}=0$, los tamaños menores al P90 van a necesitar precios de petróleo Brent mayores a 104 dólares, los tamaños ubicados entre el P90 y el P50 van a encontrar su viabilidad con precios en un rango entre los 104 y los 45 dólares, para tamaños de campo entre el P50 y el P10 la viabilidad económica está en un rango de precios más pequeño entre los 45 y los 38 dólares y para tamaños mayores al P10 el precio mínimo necesario para su viabilidad va a estar entre los 38 y los 37 dólares que es un rango muy cercano al precio mínimo necesario para la viabilidad cualquier campo crudos pesados independiente de su tamaño.

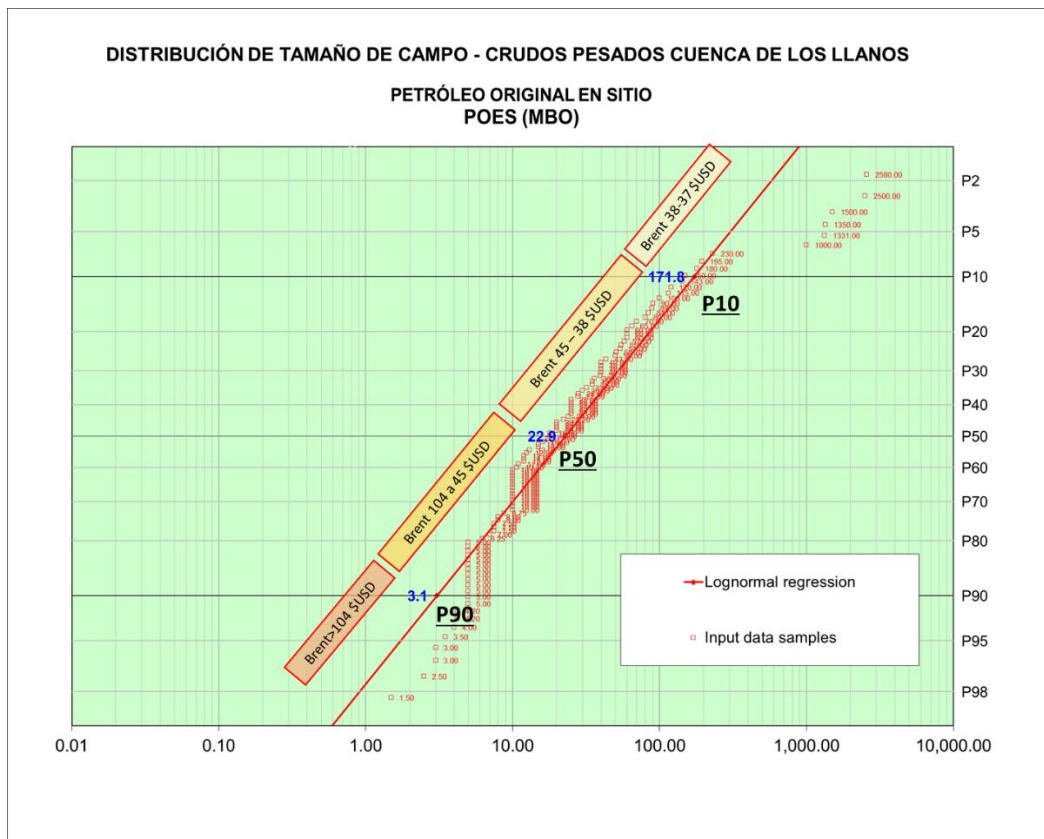


Figura 3.11. Rangos de precio Brent estimados para la viabilidad económica ($VPN_{10\%}=0$) para la distribución de tamaños de campo de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales.

Fuente: elaboración propia.

4. Conclusiones

La distribución de los tamaños de campo para los crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales muestra que, en su gran mayoría, éstos corresponden a tamaños pequeños y medianos que pueden resultar en yacimientos descubiertos no desarrollados dados los altos costos de inversión y el menor precio de comercialización que suponen éste tipo de proyectos. Es de resaltar la tendencia en los reportes que evalúan la prospectividad de los crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales a dejar de lado el potencial asociado a los campos de tamaño pequeño y mediano, enfocándose en predecir el descubrimiento a corto plazo de campos gigantes, que a la luz de lo examinado en el presente trabajo tienen baja probabilidad.

Partiendo del entendimiento técnico de las acumulaciones de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales, fue posible constituir escenarios de simulación económica representativos con los cuales se analizó el peso de las distintas variables en los proyectos de exploración y producción de este tipo de hidrocarburos. Como resultado del análisis de sensibilidad, se concluye que para gran parte de los campos de crudo pesado el precio comercialización Brent es la variable de mayor importancia, seguido de la producción, los costos operativos, las inversiones de capital y en último lugar, el marco contractual asociado a regalías, factor X y PAP.

De acuerdo al análisis para un amplio rango de tamaños de campo asumiendo desarrollo con perforación vertical, la excepción del pago de regalías junto con el factor X y el PAP trae un beneficio con el que se reduce cerca del 8% el precio de petróleo Brent mínimo necesario para obtener la rentabilidad económica.

Dado que el precio del petróleo es en la mayoría de escenarios de simulación revisados, la variable que más impacta la evaluación económica, una opción que dé viabilidad a los proyectos puede ser la creación de un esquema flexible del porcentaje de regalías atado al precio de comercialización, teniendo como base para iniciar su cobro, el precio mínimo necesario para desarrollar un campo de crudo pesado en el área de interés, que en este estudio fue calculado en aproximadamente 37 dólares por barril.

Se estableció que la relación entre el precio mínimo de petróleo Brent para obtener la rentabilidad y el tamaño de campo es de carácter inverso, teniendo un mayor impacto cuando se trata de tamaños de campo pequeños y medianos, los cuales son la mayoría de los campos descubiertos en la cuenca de los Llanos Orientales. Por tal razón, podría existir una mejora adicional al esquema de términos contractuales al tener incorporar este aspecto.

Se identificó que la elección respecto a la tecnología y al método de desarrollo pueden jugar un papel decisivo para dar viabilidad a un proyecto. Lo anterior puede ilustrarse tomando como ejemplo el impacto asociado a la tecnología en el desarrollo de campos grandes, donde la perforación de pozos horizontales en proyectos de un mismo volumen POES trae un beneficio con el que se reduce entre un 20 y 22% el precio de petróleo Brent mínimo necesario para obtener la rentabilidad económica.

Dado que, para el área de los Llanos Orientales el método de extracción actual es principalmente asociado a la producción primaria, el cual tiene un porcentaje bajo de factor de recobro. Una posible alternativa que puede implementarse, es que a través de un marco fiscal de beneficios se

fomente la prueba y posterior implementación de nuevas tecnologías que aumenten el factor de recobro y optimicen el proceso de extracción ayudando a la viabilidad económica de los proyectos.

El transporte del crudo por oleoducto o carretera representa un porcentaje mayor al 50% del total de los costos de operación. Como esta actividad es regulada por entidades gubernamentales, cualquier iniciativa que promueva la ampliación o mejora de la infraestructura y que conlleve a una reducción del costo de transporte podría impactar significativamente la viabilidad de los proyectos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales.

El estudio de las variables que controlan la economía de los proyectos de crudo pesado para áreas específicas como la cuenca de los Llanos Orientales, puede ser usado para crear una reglamentación adecuada que permita desarrollo integral de su potencial, pues actualmente solo se cuenta con una diferenciación general asociada a la calidad del crudo y al volumen de producción que rige para todo el país.

Referencias bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2011a). *Crudos Pesado*. Bogotá: ANH .
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2011b). *Mapa de cuencas de Colombia*. Bogotá: ANH.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2017). *Acuerdo 2 de 2017*. Bogotá: ANH.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2019a). *Informe de reservas 2018*. <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%20adas-y-Participaciones/Documents/Hist%20de%20Reservas%202018.pdf>.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2019b). *Resolución No.250 de 2019 Actualización Tarifas Derechos Económicos*. Bogotá: ANH.
- Borgez, V. (2015). La gestión de las inversiones y el ciclo de vida de los activos. *Petrotecnia*, agosto, 74-92.
- Cenit. (2019). *Transporte y logística de hidrocarburos*. <https://cenit-transporte.com/glp/>
- Congreso de la República de Colombia (2002, julio 23). *Ley 756 de 2002*. Diario Oficial N.º 41414.
- Congreso de la República de Colombia (2018, diciembre 28). *Ley 1943 de 2018*. Diario Oficial N.º 50820.
- Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., & Guzmán-García, Á. (2015). *Yacimientos crudo pesado*. Bogotá: Schlumberger.
- Ecopetrol. (2014). *Especificaciones técnicas del crudo Castilla Blend*. Bogotá: Ecopetrol.
- Eni. (2004). *Gli idrocarburi: origine ricerca e produzione*. Roma: Eni.

Excelencia Energética. (2019). *Perforación de pozos petroleros*.
<https://excelenciaenergetica.es.tl/Perforaci%F3n.htm>

Farouq-Ali, S. M. (1997). *Practical heavy oil recovery*. Edmonton: University of Alberta.

Florez-Anaya, A. A. (2012). *Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia*. Society of Petroleum Engineers.: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. .

Fonseca, L. F. (2016). *Cómo debería enfrentar la industria del petróleo en Colombia el riesgo de la pérdida de autosuficiencia y la condición de país exportador de petróleo y gas* (Tesis de maestría). Colegio de Estudios Superiores de Administración - CESA, Bogotá.

Gerencie. (2019). *Métodos de depreciación*. <https://www.gerencie.com/metodos-de-depreciacion.html>

Gualdrón, M. B. (2012). *Application in Horizontal Wells Completions in Rubiales Area, Heavy Oil Reservoir*. SPE Middle East Intelligent Oil and Gas Conference and Exhibition, 15-16 September, Abu Dhabi, UAE.

Halliburton. (2007). *Area Crudos Pesados*.

Hurst, A., Brown, G. C., & Swanson, R. I. (2000). Swanson's 30-40-30 Rule. *AAPG bulletin*, 1883-1891.

IHS Colombia. (2019). *Informe actualizado de perforación exploratoria en Colombia. Base de datos en Excel*. URL: [ihenergy.com](https://www.ihenergy.com) (Ingreso por suscripción). IHS.

Malagon, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. PNUD.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia (2019, mayo 15). *Resolución 31123 de 2019*. Diario Oficial N.º 50954.

OPC Reserves Group. (2018). *The application of type curves to primary recovery methods*. Occidental de Colombia, LLC.

Perfoblogger. (2019). *Ingeniería de perforación: Tipos de pozos según su diseño y trayectoria*. <https://perfoblogger.wordpress.com/2019/11/24/ingenieria-de-perforacion-tipos-de-pozos-segun-su-diseno-y-trayectoria/>

Schlumberger. (2012). *Oilfield Glossary*. [O/www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary_basin.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary_basin.aspx)

Schlumberger. (2020). *Oilfield Glossary*. https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/horizontal_drilling.aspx

Securities and Exchange Commission [SEC]. (2020). *Oil an Gas Reporting Modernization*. <https://www.sec.gov/info/smallbus/secg/oilgasreporting-secg.htm>

Serrano, J. (2010). *Matemáticas financieras y evaluación de proyectos*. Bogotá: Uniandes.

Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2018a). *Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales*. Bogotá: UPME.

Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2018b). *Proyección de los energéticos para generación eléctrica 2018-2040*. Bogotá: UPME.

Vargas, C. (2012). Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. *Eart Sciences Research, 16*, 1-246.

Woodmackenzie. (2018). *Colombia Country Overview. Country Report, 2018*. Woodmackenzie.