

**Flujo de trabajo para el desarrollo comercial de campos exploratorios con potencial
de crudo liviano en la cuenca de Llanos Orientales**

SANDRA CATALINA PUELLO RUGELES

**Trabajo de Grado para Optar el título de ESPECIALISTA EN GERENCIA DE
HIDROCARBUROS**

Director

**ARISTOBULO BEJARANO WALLENS
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2021**

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	
1 Generalidades.....	12
1.1 Objetivo General.....	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2 Marco de Referencia.....	13
2.1 Antecedentes Investigativos	13
3 Análisis Regional de la Cuenca de Llanos Orientales.....	18
3.1 Localización	18
3.2 Estratigrafía	19
3.2.1 Formación Une.....	21
3.2.2 Formación Gacheta (Chipaqué).	21
3.2.3 Formación Guadalupe.....	21
3.2.4 Formación Barco y Los Cuervos.....	21
3.2.5 Formación Mirador.....	22
3.2.6 Formación Carbonera.	22
3.3 Geología Estructural	22
3.3.1 Provincia de Arauca	23
3.3.2 Provincia de Casanare	23
3.3.3 Provincia del Meta.....	23
3.3.4 Provincia Oriental o del Vichada	23
3.3.5 Terreno Piedemonte Llanero.....	23
3.4 Sistema Petrolífero.....	24

3.4.1	Roca fuente	24
3.4.2	Generación y expulsión de hidrocarburos	25
3.4.3	Roca almacén	25
3.4.4	Roca sello.....	26
3.4.5	Trampas	26
4	Delimitación de la Zona de Interés.....	27
4.1	Caracterización Geoquímica	27
4.1.1	Gravedad API.....	29
4.2	Clasificación de Crudos en Familias.....	31
4.2.1	Familia I.....	32
4.2.2	Familia II	32
4.2.3	Familia III	32
4.2.4	Familia IV	33
4.2.5	Familia V	33
4.3	Distribución de la Gravedad API en la Cuenca de Llanos Orientales	35
5	Identificación de Prospectos Exploratorios	37
5.1	Estudios de Sísmica 3D.....	37
5.1.1	Diseño Sísmico 3D.....	40
5.2	Estimación de Recursos	44
5.2.1	Clasificación & Categorización de recursos.....	44
5.2.2	Métodos para Estimación de Recursos.....	47
6	Modelo Económico Conceptual	53
6.1	Potencial del Yacimiento	55

6.2	Capex	55
6.3	Costos Operativos-Opex	55
6.4	Precios del barril	56
6.5	Términos Contractuales	56
6.6	Construcción de Flujo de Caja.....	57
6.7	Plan de Negocios	57
6.8	Plan Financiero	58
7	Factores Administrativos Claves para el Éxito	59
7.1	Términos Contractuales	59
7.2	Factores Fiscales	61
7.3	Factores Ambientales.....	61
7.4	Factores Sociales.....	63
8	Factores Operativos Claves para el Éxito	64
8.1	Plan de Ingeniería	64
8.2	Aviso de Descubrimiento	66
8.3	Programa de Evaluación.....	66
8.4	Declaración de Comercialidad.....	67
9	Flujo de Trabajo	68
	Conclusiones	69
	Referencias Bibliográficas	72

Lista de Tablas**Pág.**

Tabla 1. <i>Clasificación de Crudo según Grados API</i>	30
---	----

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Inversión Exploración en Colombia 2014-2016</i>	15
Figura 2. <i>Distribución de la Inversión en Producción 2020 por Cuencas</i>	17
Figura 3. <i>Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales</i>	19
Figura 4. <i>Esquema Cronoestratigráfico de la Cuenca Llanos Orientales</i>	20
Figura 5. <i>Ubicación de los Campos en la Cuenca de Llanos Orientales para la toma de Muestras de los Crudos</i>	28
Figura 6. <i>Parámetros para la Evaluación geoquímica de Crudos</i>	29
Figura 7. <i>Modelo de Mapa en Superficie para la Clasificación de los Hidrocarburos de la Cuenca de Llanos Orientales en Familias de Crudo mediante Interpolación de Kriging.</i>	34
Figura 8. <i>Mapa en Superficie para la Distribución de los Crudos teniendo en cuenta la Escala de Gravedad API</i>	35
Figura 9. <i>Diagrama Esquemático del Proceso de Adquisición Sísmica</i>	38
Figura 10. <i>Diagrama Esquemático con los Parámetros que conforman el Diseño Sísmico 3D</i>	42
Figura 11. <i>Marco de Clasificación de Recursos</i>	45
Figura 12. <i>Sub-Clases basadas en la Madurez del Proyecto</i>	47
Figura 13. <i>Modelo Sugerido para Estimación de Recursos</i>	52
Figura 14. <i>Modelo Económico Conceptual Propuesto</i>	54
Figura 15. <i>Regalías vs Producción</i>	56

Figura 16. <i>Modelo VPN para Proyecto</i>	57
Figura 17. <i>Procesos Ambientales para Actividades de Sísmica, Exploración y Explotación de Hidrocarburos</i>	62
Figura 18. <i>Reglamentación para Presentar Planes de Ingeniería</i>	65
Figura 19. <i>Reglamentación para Presentar Plan de Pruebas Extensas</i>	67
Figura 20. <i>Flujo de Trabajo Propuesto para Llevar Prospectos Exploratorios a Comerciales con Potencial de Crudo Liviano en La Cuenca de Llanos Orientales</i>	68

RESUMEN

Título: FLUJO DE TRABAJO PARA EL DESARROLLO COMERCIAL DE CAMPOS EXPLORATORIOS CON POTENCIAL DE CRUDO LIVIANO EN LA CUENCA DE LLANOS ORIENTALES *

Autor: SANDRA CATALINA PUELLO RUGELES**

Palabras Clave: Prospectos, Crudo liviano, Sísmica 3D, Estimación de recursos, Factores operativos y administrativos, Evaluación económica, Comercialidad.

Descripción:

Colombia cuenta con una buena prospectividad geológica y ejemplo de ello es la prominente cuenca de Llanos Orientales. La historia de exploración se sigue escribiendo, con nuevos descubrimientos que sugieren que la cocina de petróleo puede ser más grande de lo esperado, e incluye un nuevo tren de crudos livianos.

Considerando tales pronósticos y el escenario actual de reservas, el país está llamado a atraer y fomentar la inversión exploratoria.

En esta monografía, se realiza un análisis regional de la cuenca de Llanos Orientales, recopilando la información geológica y geoquímica de la cuenca, hasta llegar a establecer un potencial de crudos livianos. Se sugieren los estudios en materia de sísmica, y los métodos para estimación de recursos y reservas enfocados a la identificación de prospectos.

Se presenta un modelo económico conceptual, que describe de manera generalizada, como llevar a cabo la evaluación económica del proyecto; y finalmente realiza un barrido de los factores claves tanto administrativos como operativos para la puesta en marcha de prospectos exploratorios a comerciales.

Con base a la información presentada, se realiza un flujo de trabajo mediante un diagrama de procesos, donde se visualizan las variables principales tanto técnicas como administrativas, que conllevan a la puesta en marcha de prospectos exploratorios con potencial de crudo liviano en la cuenca de Llanos Orientales, a un desarrollo comercial.

* Monografía de Especialización

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aristobulo Bejarano Wallens. Msc.

ABSTRACT

Title: WORKFLOW FOR THE COMMERCIAL DEVELOPMENT OF EXPLORATORY FIELDS WITH POTENTIAL OF LIGHT OIL IN EASTERN LLANOS BASIN*

Author: SANDRA CATALINA PUELLO RUGELES **

Key Words: Prospects, Light oil, 3D seismic, Estimation of resources, Administrative & operational factors, Economical evaluation, Commerciality.

Description:

Colombia has good geological prospectivity and an example of this is the prominent Eastern Llanos Basin. The history of exploration continues to be written, with new discoveries suggesting that the oil kitchen may be larger than expected and includes a new train of light crude oils.

Considering such forecasts and the current reserves scenario, the country is called upon to attract and encourage exploration investment.

In this degree work, a regional analysis of the Eastern Llanos Basin is carried out, compiling the geological and geochemical information of the basin, until establishing a potential of light crude oils. Studies on seismic matters, and methods for estimating resources and reserves focused on the identification of prospects, are suggested.

A conceptual economical model is presented, which describes in a generalized way, how to carry out the economic evaluation of the project; and finally, performs an screening of the key administrative and operational factors for the start-up of exploratory prospects to commerciality.

Based on the information presented, a workflow represented in a flow chart was prepared, in which are displayed main technical and administrative variables lead to the start-up of exploratory prospects to commercial development with potential for light crude oil in Eastern of Llanos Basin.

* Postgraduate Degree work

**Physics and Chemical Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Aristobulo Bejarano Wallens. Msc.

Introducción

De acuerdo con el más reciente reporte de recursos y reservas de la ANH, Colombia cuenta actualmente con un pronóstico de reservas de hidrocarburos para 6.3 años, las cuales corresponden en su mayoría a reservas localizadas en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta problemática es causa de gran preocupación, ya que Colombia es un país tanto consumidor como exportador de crudo, y la no-autosuficiencia impactaría de manera negativa en los indicadores económicos del país, y por ende, en la calidad de vida de los ciudadanos.

La actividad de exploración es considerada la acción principal para llegar a nuevos descubrimientos que permitan aumentar las de reservas de hidrocarburos; sin embargo, dicha actividad ha quedado estancada debido a la difícil situación del sector energético mundial, que a su vez ha conllevado a la baja inversión en materia de exploración de los actores tanto nacionales como internacionales.

Como parte de la estrategia del estado de incorporar reservas y producción al país, se han identificado áreas en la Cuenca de Llanos Orientales, con alto potencial de producción de hidrocarburos livianos, que aún no han sido exploradas de manera eficiente.

Entre las posibles causas de un proceso poco eficiente o lento, se identifica el desconocimiento de las variables claves que influyen en el desarrollo de dichos campos para ser llevados a una etapa de producción comercial. Este hecho podría llevar principalmente a dejar reservas sin producir para un país que está en déficit, y/o desalentar la inversión de las compañías operadoras por un bajo retorno del capital invertido.

Por tal motivo nace este trabajo de grado, el cual permitirá atacar una de las razones por la cuales las compañías operadoras pudieran perder interés en invertir en temas de exploración.

Plantear un flujo de trabajo para el desarrollo comercial de campos exploratorios con potencial de crudo liviano en la prolífera cuenca de Llanos Orientales, contribuiría a que las empresas operadoras puedan tener un modelo a seguir donde se visualicen las variables claves para la puesta en marcha de prospectos exploratorios a comerciales, que significarían un aumento en la producción, en reservas para el país, y en consecuencia traería una inversión progresiva en temas energéticos.

1 Generalidades

1.1 Objetivo General

Plantear un Flujo de trabajo para el desarrollo comercial de campos exploratorios con potencial de crudo liviano en la cuenca de Llanos Orientales.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar zonas con potencial de hidrocarburos livianos en la cuenca Llanos Orientales.
- Describir los estudios sugeridos para identificación de prospectos exploratorios y estimación de reservas.
- Analizar factores operativos y administrativos claves durante la evaluación de prospectos exploratorios a comerciales.
- Plantear un modelo de análisis económico conceptual para la puesta en marcha de prospectos exploratorios a desarrollos comerciales.
- Proponer un Flujo de trabajo para el desarrollo comercial de campos exploratorios con potencial de crudo liviano en la cuenca de Llanos Orientales.

2 Marco de Referencia

2.1 Antecedentes Investigativos

El 29 de abril de 2019, Colombia cumplió 100 años de historia petrolera desde que se hicieron los primeros descubrimientos de petróleo en el Campo La Cira Infantas en Barrancabermeja; y se puede decir con certeza que durante este periodo de altos y bajos del precio del barril, Colombia ha apalancado considerablemente su economía con la exportación del preciado combustible.

La transformación económica petrolera estuvo marcada por el descubrimiento de Caño limón en los ochenta, y el descubrimiento de Cupiagua en los noventa, cuyos niveles de producción pusieron a Colombia en el noveno puesto de la producción mundial en el año de 1949, y lo consolidó como un país exportador neto de crudo (Vasquez, 2012).

A partir de la fecha, la expectativa del país creció en términos de producción, y las estrategias en el siglo XXI estuvieron alineadas a producir un millón de barriles limpios por Ecopetrol S.A. Sin embargo, aunque de 2008 a 2014 hubo un crecimiento constante en términos de producción, para el año 2015 la historia no fue favorable.

Durante los últimos 5 años, entre el 2015 y el 2020, el país se ha enfrentado a una crisis petrolera generada por el sobreabastecimiento del mercado, causada por países que decidieron explotar al máximo sus recursos hidrocarbúricos. Entre estos países se destaca Arabia Saudita, quien es el segundo país con mayores reservas mundiales, capaz de producirlas a bajo costo y así mismo venderlas a precios menores que los establecidos por la OPEP; y por otro lado, se encuentra Estados Unidos, quienes dejaron de importar crudo debido a que lograron volverse

autosuficientes con las tecnologías desarrolladas para extracción de reservas no convencionales, y se han posicionado dentro de los países con mayores reservas mundiales.

La crisis de los precios del petróleo sumado a temas contractuales, ambientales y sociales, han puesto a Colombia en una posición poco atractiva en temas de inversión petrolera, lo cual se ha evidenciado en una considerable disminución en las actividades de exploración en el país; y aunque los inversionistas petroleros destacan la buena prospectividad geológica, tienen miedo en invertir ya que los competidores regionales ofrecen mercados más promisorios.

El consumo de reservas sin sostenibilidad enciende todas las alertas, debido a que cada día se gasta más sin haber encontrado como reemplazar el gasto. Y este motivo es lo que impulsa al Gobierno y a las entidades de la Industria petrolera Nacional, a buscar estrategias que permitan incentivar la inversión y actividad exploratoria en el país.

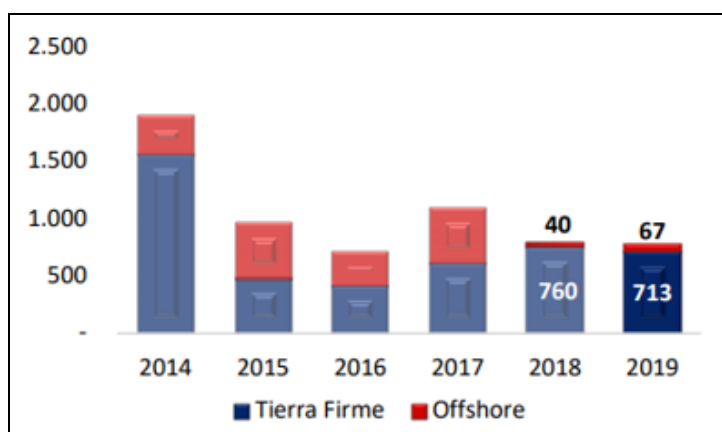
Entrando en materia de exploración, el panorama nacional del 2019-2020, fue analizado por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) en su informe económico de Tendencias de inversión exploración y producción en Colombia 2019 y perspectivas 2020, y entre los resultados del análisis se destaca:

- La inversión en exploración en el 2019 totalizó USD 780 millones, cifra similar a la registrada en 2018 (USD 800 millones), ejecutada en su mayoría en tierra firme.
- Se ejecutó el 75% del presupuesto inicialmente estimado para el 2019. Se pospusieron cerca de USD 250 millones en proyectos offshore (costa afuera), yacimientos no convencionales (YNC) y tierra firme (Asociación Colombiana del Petróleo, 2020).

Comparando los datos del año 2019 con el año 2018, pareciera que la inversión exploratoria se ha mantenido constante, sin embargo, de acuerdo con las estadísticas obtenidas en el Informe económico del 2018-2019; la inversión en exploración de USD 800 millones en el 2018, significó una disminución de alrededor de un 27% frente al 2017; y la expectativa del país para tratar de mantener una inversión mínima de USD 1.000 millones anuales desde el 2015, no ha sido del todo posible (Asociación Colombiana del Petróleo, 2019).

Figura 1

Inversión Exploración en Colombia 2014-2016



Nota. Tomado de *Tendencias de Inversión Exploración y Producción en Colombia 2019 y Perspectivas 2020* (p.2), por ACP, 2020.

El informe económico también analiza la expectativa de inversión para el año 2020, entrevistando a las operadoras con mayor potencial exploratorio en el país. Del análisis de la encuesta, se destaca lo siguiente:

- La ACP estima que la inversión en exploración para el 2020 será entre USD 920 millones y USD 1.000 millones, 18% superior a las del 2019.

- Un poco más del 70% de las inversiones se llevarán a cabo en tierra firme y el restante en offshore (USD 250 millones a USD260 millones).
- Poco más de dos terceras partes del presupuesto (73%) se destinará a pozos, menos de la tercera parte (27%) a sísmica y estudios.
- El presupuesto prevé la perforación de 60 pozos exploratorios, incluyendo 2 en offshore. Si bien esto significaría un aumento frente al 2019, cabe resaltar que son la mitad de los pozos perforados en los años previos a la caída de los precios internacionales del petróleo.
- En cuanto a sísmica, se proyecta adquirir 1,100 kilómetros equivalentes, todos en tierra firme. Lo anterior implicaría una caída frente a la sísmica estimada para el 2019, que junto con el 2017 y 2018, serán los años de menor actividad en casi dos décadas.
- Dos terceras partes del presupuesto exploratorio se ejecutará en las cuencas offshore del Caribe, seguida por Llanos y Valle Medio del Magdalena, como se muestra en la **Error! Reference source not found.**
- Si bien la participación de los Llanos es importante, esta ha disminuido con los años: en el 2012 representó el 80% de la inversión exploratoria, en 2020 será del 22%. Esta tendencia puede estar relacionada en gran medida con las dificultades de entorno que, de acuerdo con las empresas encuestadas, son particularmente complejas en esta región.
- Según las empresas encuestadas, en el 2019 los principales países con los que compitió Colombia para atraer inversión, por orden de mención, fueron: Brasil, Estados Unidos, Argentina, México y Perú.

3 Análisis Regional de la Cuenca de Llanos Orientales

De acuerdo con los datos y estadísticas presentados por la (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2020), actividad petrolera en Colombia durante la última década se ha concentrado principalmente en 6 de las 23 cuencas sedimentarias que posee el país. Dichas cuencas son: Caguán/Putumayo, Catatumbo, Llanos Orientales, y los Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena. Ahora bien, entre estas 6 cuencas, la más destacada es la cuenca de Llanos Orientales, considerada actualmente el depósito petrolero del país; y no es para menos, de los 882,222 bopd que reportó la ANH a diciembre de 2019, el 75.5 % de la producción nacional corresponde a campos ubicados en esta prominente cuenca.

La cuenca de Llanos Orientales, conocida como la cuenca ante-país (foreland) subandina oriental de la Cuenca Cordillera Oriental (CCO), cuenta con amplia información a nivel petrolífero, ya que en ella se han perforado más de 2.000 pozos y se encuentran 281 campos productivos (ANH 2018) algunos muy importantes como Rubiales, Castilla, Chichimene, Caño Limón, Cusiana-Cupiagua, Jacana y Tigana.

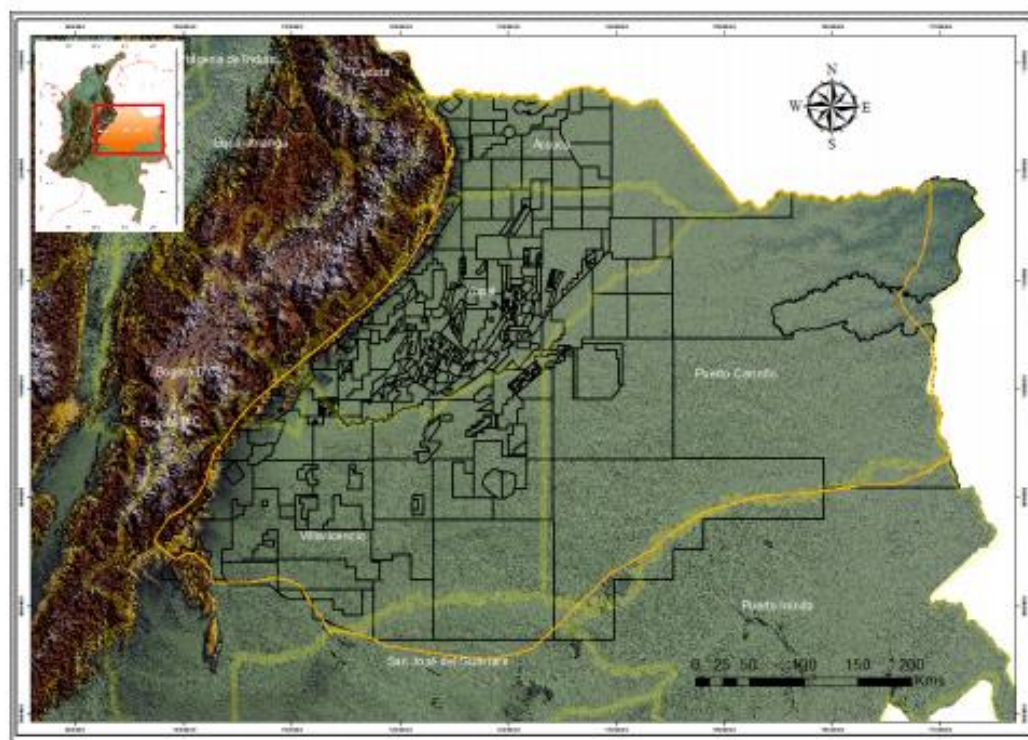
3.1 Localización

La Cuenca de Llanos Orientales se localiza al Este del territorio colombiano, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, sus límites son: al Norte con Venezuela, al Este con el Escudo de Guyana (GS), al Sur con la Serranía de La Macarena (SM), el Arco Vaupes (VA) y rocas metamórficas del precámbrico (PM), y al Oeste con el Sistema de Fallas de

la Cordillera Oriental. De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), Cubre una extensión de 225.603 km².

Figura 3

Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales



Nota. Adaptado de AAGP, 2015.

3.2 Estratigrafía

La evolución tectónica de la cuenca está dividida en tres eras: Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico. La sucesión estratigráfica inicia desde el Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino y que sufren un bajo grado de metamorfismo y son suprayacidas por

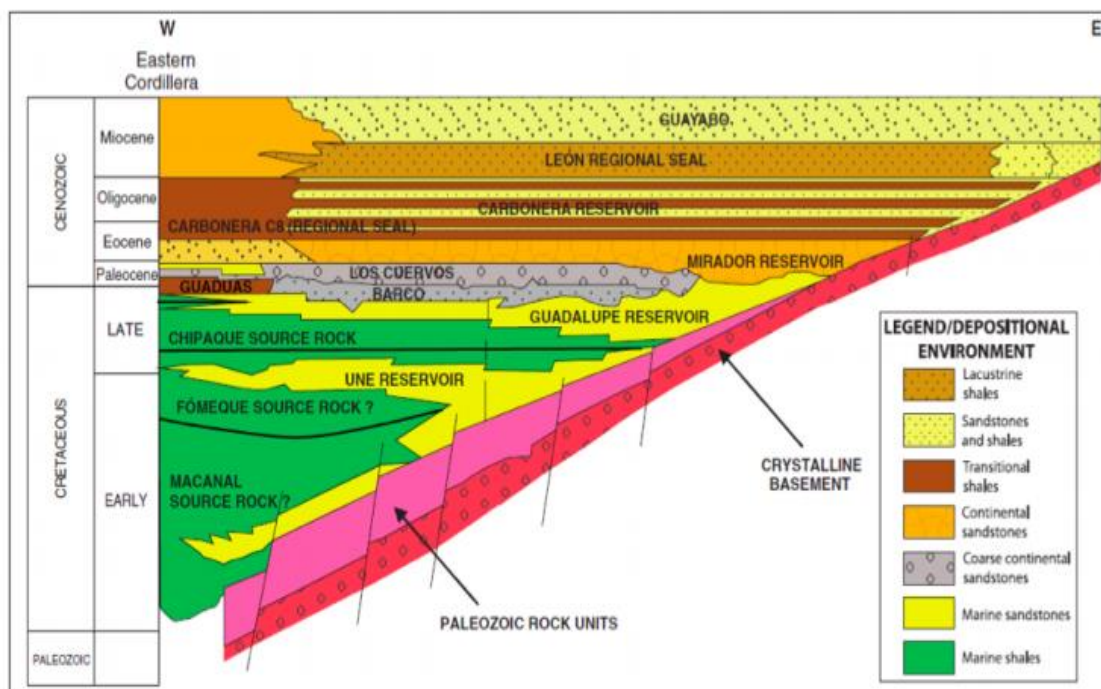
sedimentos del Cretácico y del Cenozoico en un ciclo de ambiente de depositación continental-marino-continental (Servicio Geológico Colombiano, 2014).

Las investigaciones han descrito dos sistemas principales de hidrocarburos: el sistema Gacheta / Mirador, que generó hidrocarburos durante el tiempo Eoceno-Oligoceno, y el sistema Gacheta / Carbonera / Mirador durante la orogenia andina y la fase posterior (ANH, 2012).

La secuencia estratigráfica de la cuenca se ilustra en la Figura 4.

Figura 4

Esquema Cronoestratigráfico de la Cuenca Llanos Orientales



Mora et al., 2015. AAPG Vol 99 Agosto 2015

Nota. Tomado de AAPG, por Mora et al., 2015.

3.2.1 Formación Une.

De edad Cretácico medio, conocida como unidad K2 para Ecopetrol, consiste en areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y limolitas carbonosas. Se caracteriza por tener un ambiente de depositación deltaico, y está en un contacto concordante con la Formación Gachetá la cuál la suprayace.

3.2.2 Formación Gacheta (Chipaque).

Edad cretácea, está compuesta por una secuencia de lutitas con desarrollos menores de areniscas, se caracteriza por tener un ambiente de depositación marino y se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Une que la infrayace como con la Formación Guadalupe que la suprayace. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas limpias de arcilla.

3.2.3 Formación Guadalupe.

Edad cretáceo tardío superior, constituida por secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas carbonosas, se caracteriza por un ambiente sedimentario continental fluvial, se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que los infrayace y en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace. Esta formación incluye areniscas estuarinas a marinas. Las areniscas con influencia de las olas y las mareas están compuestas de granos de cuarzo bien redondeados, predominantemente de grano medio, moderadamente a bien clasificados, y fragmentos intrabasinales no carbonatados (fosfatos y glauconita) y granos de carbonato intrabasinal (oolitas, bioclastos, intraclastos o pellets).

3.2.4 Formación Barco y Los Cuervos.

De Edad Paleoceno, en el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, en el área de Arauca la Formación Barco consta de

areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas; Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca.

3.2.5 Formación Mirador.

Edad Eoceno Tardío, depositada en un ambiente continental, consisten en un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granos decrecientes, las cuales se encuentra en contacto discordante con la Formación Carbonera que la suprayace y en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace.

3.2.6 Formación Carbonera.

De edades desde el Oligoceno a Mioceno, constituida por una secuencia homogénea de areniscas, con intercalaciones menos significativas de arcillolitas y limolitas, ha sido dividida operacionalmente en 8 unidades (C1, C2, C3, C4, C5, C7 y C8). Los miembros pares de la formación Carbonera corresponden a secuencias arcillosas de granulometrías finas, con alto contenido de materia orgánica de ambientes reductores. Por el contrario, los miembros impares corresponden a litologías gruesas de areniscas con intercalaciones de láminas y/o capas de carbón.

3.3 Geología Estructural

ECOPETROL – Beicip (1995) diferencian cinco provincias estructurales en la cuenca Llanos Orientales:

3.3.1 Provincia de Arauca

Se caracteriza por fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW. La sección paleozoica es espesa en toda esta provincia. Consta de dos elementos estructurales mayores: el arco de Arauca y el graben de Arauca.

3.3.2 Provincia de Casanare

Se caracteriza por tener todas las capas de la secuencia sedimentaria buzando hacia el Oeste, fallas normales antitéticas y sintéticas y pliegues de tipo roll-over asociados a estas y depósitos del Paleozoico.

3.3.3 Provincia del Meta

Caracterizado por un régimen extensional de la era paleozóica, donde predominan los sistemas de fallas normales antitéticas. Hacia el oeste las fallas tienden a ser invertidas cerca de la Cuenca de la Cordillera Oriental, debido a la orogenia Andina. Esta subregión, también se caracteriza por tener una gran cantidad de anticlinales tipo “Rollover” asociados a los sistemas de fallas normales antitéticas, que constituyen el tipo de trampa dominante para los principales campos de los Llanos Orientales.

3.3.4 Provincia Oriental o del Vichada

Se caracteriza por tener todas las capas de la secuencia sedimentaria buzando hacia el Oeste y son afectadas por fallas normales y un basamento poco profundo.

3.3.5 Terreno Piedemonte Llanero

Representa el borde Oeste de la Orogenia Andina; caracterizándose por fallas normales invertidas, fallas inversas, deformación desde el basamento, pliegues y fallas de desgarre. Como ejemplos de estas estructuras se encuentran las fallas de Santa María, Lengupa, Cumaral, Chaparral, Servitá y Yopal y los sinclinales de Nunchia y Zamaricote.

3.4 Sistema Petrolífero

Los principales elementos que caracterizan el sistema petrolero de la cuenca son:

3.4.1 Roca fuente

Las principales rocas fuente de petróleo probadas de la Cuenca de Llanos Orientales, son las lutitas marinas del Cretácico Superior de la formación Gacheta (Chipaque), mientras que las posibles fuentes de rocas secundarias son lutitas que incluyen cretáceos (Formación Une.), Cenozoico (Formaciones Cuervos, Mirador medio y Carbonera) y fangos del Paleozoico.

- Formaciones Gacheta (Chipaque): Las lutitas marinas de estas unidades, contienen kerógeno mixto (50% marino, tipo II y 50% continental, tipo III), con capacidad de generación de petróleo y gas.
- Formaciones Cuervos, Mirador medio y Carbonera: registran Carbono Orgánico Total, correspondientes al kerógeno de tipo III con capacidad de generación de gas. La materia orgánica marina es más común en el norte de la Cuenca de Llanos Orientales (80% en el pozo Chiguiro-1) mientras que la orgánica continental, predomina en el sur de la Cuenca de Llanos Orientales (> 80% en el pozo Candijelas-1). Indicativo de todos los tipos de kerógenos desde IV (kerógeno sin ningún potencial de generación de hidrocarburos), continental, marino hasta kerógenos lacustres con el mejor potencial de generación de hidrocarburos líquidos.

3.4.2 Generación y expulsión de hidrocarburos

Los análisis de biomarcadores indican una mezcla de aceites para al menos dos pulsos de generación: Los primeros aceites expulsados, según estudios de correlaciones se describen en su ruta de migración desde el oeste, en donde las trampas existentes en ese momento fueron llenadas y posteriormente las estructuras existentes en las tierras altas de la Cuenca de Llanos Orientales, probablemente a través de las areniscas cenozoicas basales de la Formación Mirador. Los volúmenes de hidrocarburos expulsados tempranamente fueron probablemente enormes. Aunque las grandes trampas del Paleógeno pueden haberse llenado con esta carga temprana, la deformación posterior probablemente destruyó o modificó las trampas tempranas, y obligó a la remigración de estos aceites a nuevas estructuras. Estos aceites ligeros, caracterizados por su alta evolución térmica en contraste con sus aceites precursores, probablemente mezclados con aceites tempranos. Los volúmenes de hidrocarburos expulsados fueron probablemente más pequeños que los primeros aceites, si se tiene en cuenta el volumen neto más pequeño de roca fuente no agotada disponible para esta segunda generación y evento de expulsión. La migración de hidrocarburos a los campos de las estribaciones de la Cuenca de Llanos Orientales ocurrió simultáneamente con la deformación. En consecuencia, la distribución final, la cantidad y la composición de los aceites están fuertemente controladas por la evolución estructural del área (Sarmiento, 2011).

3.4.3 Roca almacén

Roca reservorio, representada en areniscas de las formaciones Une, Gachetá, Guadalupe, Barco, Mirador y Carbonera; todas ellas con porosidades que van del 2% al 25%, característica que proporciona elementos que las convierten en reservorios idóneos. Las porosidades más altas se encuentran al E de la cuenca. Y permeabilidades que oscilan entre 20 y 300 mD. Los reservorios

productores de hidrocarburos de edad Cretácico corresponden a las areniscas de los miembros LS-3 y LS-1 de la formación Une, las delgadas intercalaciones de areniscas de la formación Gachetá, y las potentes capas de areniscas de la formación Guadalupe. Adicionalmente, los reservorios de edad Cenozoica son: capas gruesas de arenas de la formación Barco, potentes bancos de arenisca de la formación Mirador, y las intercalaciones arenosas de los miembros impares de la formación Carbonera. La mayoría de los reservorios de edades Cretácicas como Cenozoicas presentan una buena continuidad lateral con pocos cambios faciales, sin embargo, el reservorio de la formación Barco se caracteriza por focalizarse en posiciones occidentales de la cuenca; más exactamente hacia el piedemonte.

3.4.4 Roca sello

Las principales rocas sellos están representadas en lodolitas de la Formación León y Carbonera.

3.4.5 Trampas

Son de tipo estructural y se presentan básicamente cinco estilos: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales por fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y antitéticas.

4 Delimitación de la Zona de Interés

4.1 Caracterización Geoquímica

Las provincias geoquímicas son definidas como áreas de la corteza terrestre caracterizada por una asociación particular de elementos químicos y datos geoquímicos regionales estadísticamente significativos. Para su delimitación se emplean manifestaciones de enriquecimiento de uno o varios elementos que representen rasgos geológicos similares (Bolviken et al., 1990).

Con el propósito de apoyar la exploración petrolera de país, la ANH en conjunto con (Riaño, 2020), realizó una caracterización geoquímica de la cuenca de Llanos Orientales. Dicho estudio de exploración geoquímica se encontró orientado a definir y delimitar dominios, mega provincias y provincias geoquímicas. Dentro del estudio se buscó abarcar las principales áreas productoras de la Cuenca, que incluían los aceites crudos de Arauca en el norte, Yopal y aceites de estribaciones en el centro, Puerto Gaitán y Rubiales en el sureste y Acacías en el suroeste.

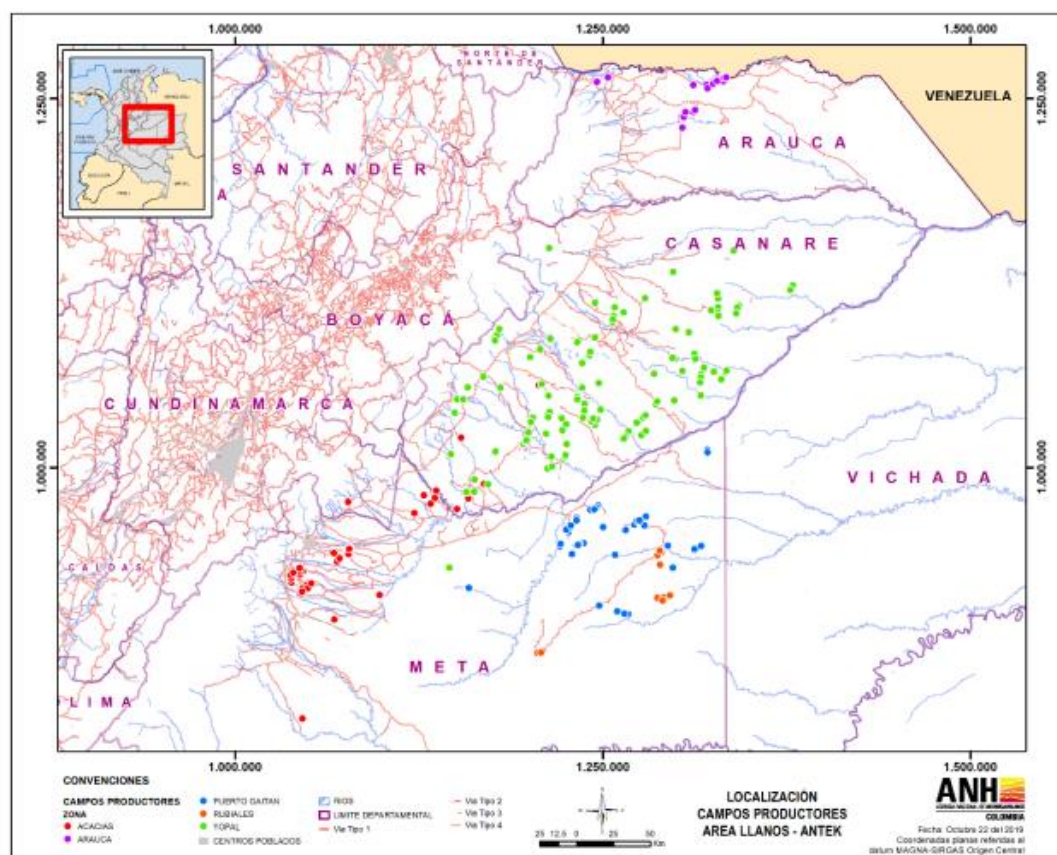
Se recolectaron un total de 518 muestras de crudo que cubrieran la totalidad del área en la provincia de los llanos; con un total de 32 muestras en la zona de Arauca, 246 muestras de crudo en la zona Yopal, 109 y 20 muestras en las zonas de Puerto Gaitán y rubiales respectivamente y 111 muestras en la zona de Acacías.

La Figura 5 muestra los puntos de muestreo en la Cuenca, destacando en la zona de Acacías Formaciones como Guadalupe, k1: Guadalupe, Lower Sands y T2: san Fernando, en la zona de

Arauca se resaltan las formaciones Lower Carbonera, Upper Carbonera y K2A: Guadalupe. En la zona de Puerto Gaitán se destacan Carbonera Basal, Carbonera C5 y carbonera C7, en la zona de Rubiales predomina la formación Carbonera Basal y la zona de Yopal la formación Barco, carbonera C3, C5, C7 Y C8, Gacheta, Guadalupe, Mirador (superior e inferior), Ubaque y Une.

Figura 5

Ubicación de los Campos en la Cuenca de Llanos Orientales para la toma de Muestras de los Crudos

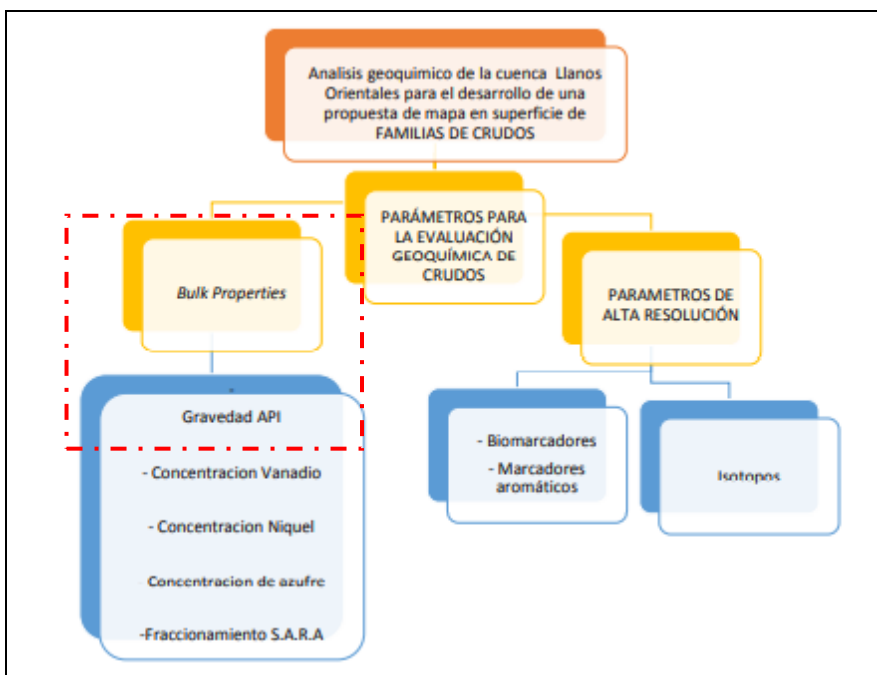


Nota. Tomado de Documento interno con base a los resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, por ANH, 2014.

La metodología adoptada para este estudio abarcó dos tipos de pruebas: Análisis de Bulk Properties y Análisis de Alta resolución.

Figura 6

Parámetros para la Evaluación geoquímica de Crudos



Nota. Adaptado de *Mapa en Superficie para la Clasificación de Familias de Crudos con Base en el Análisis Geoquímico en la Cuenca de los Llanos Orientales* (p.41), por P. Riaño, 2020.

Para el presente trabajo, nos enfocaremos en los resultados de las pruebas bulk properties, que contemplan las propiedades del crudo, entre ellas la gravedad API.

4.1.1 Gravedad API

Se encuentra dentro de los bulk properties evaluados en los crudos de la cuenca Llanos Orientales para 518 muestras que abarcan el área en su totalidad con valores que oscilan entre

7.19 como el mínimo valor correspondiente a un crudo extrapesado hasta valores de 48.37 correspondientes a condensados, según la clasificación de la NORMA API RP 44 DE 2003, representadas en la Tabla 1.

Tabla 1.

Clasificación de Crudo según Grados API.

Crudo	Escala API°
Ligero	>31.1
Medio o Intermedio	22.3-31.1
Pesado	10-22.3
Extrapesado	<10

Nota: Tomado de “API RP 44”, de American Petroleum Institute. (2003).

- Dentro del área denominada Acacias fueron analizadas un total de 111 muestras, se observó que la muestra con menor gravedad API fue 7.19° en el pozo Akacias-17, Formación T2: San Fernando clasificado como un crudo pesado y un valor máximo de 39.95° API en el pozo Candelilla-2, formación Lower Sands, clasificado como crudo ligero. Además de ello se pudo observar que los crudos provenientes de la formación Guadalupe se caracterizan por ser crudos pesados y la formación T2- San Francisco crudos extrapesados y pesados, en comparación con la Formación Lower Sands el cual tiene crudos entre intermedios y livianos con una densidad menor.
- La segunda zona denominada Arauca con un total de 32 muestras se caracteriza por tener el valor más bajo en 24.36° API, en el pozo Caño Yarumal-4, formación Lower Carbonera y el valor más alto de 39.88° API en el pozo Caricare-1, K2A: Guadalupe,

observando de esta manera que el crudo de esta zona es clasificado como un crudo intermedio y ligero.

- De la zona de rubiales se extrajeron 20 muestras, la formación perteneciente a Carbonera Basal tiene su valor mínimo de 10.21° API en el pozo CPE6-12H y su valor máximo de 13.99° API en el pozo Opalo-9H, correspondientes a crudos pesados.
- La cuarta zona identificada fue Puerto Gaitán en donde se realizó un total de 109 muestras, con un valor mínimo de 11.46° API en el pozo Sabanero-4HZ1 formación Carbonera C7 y un valor máximo de 31.46° API en el pozo Caracara Sur C- 6 en la formación Carbonera C7, evidenciando de esta manera que en un mismo pozo se presenta mezcla de crudos pesados y crudos intermedios a ligeros.
- Por último, para la zona de Yopal con 246 muestras, se evidenció un valor mínimo en la formación Ubaque pozo CarrizaleS-3 con un valor de 12.44° API, correspondiente a un crudo pesado y un valor máximo de 48.37° API en la Formación Mirador inferior, pozo Pauto-J6. Como resultado los aceites ligeramente más maduros presentan una mayor gravedad API.

4.2 Clasificación de Crudos en Familias

Con base en el análisis de las pruebas Bulk Properties, integrado a los modelos geológicos y sistemas petrolíferos de la cuenca, se obtuvo una mejora en la caracterización geoquímica de petróleo y su división en familias (Riaño, 2020, p.98).

4.2.1 Familia I

La primera familia se presenta en la zona norte de la cuenca Llanos Orientales específicamente en la zona de Arauca. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de medios a altos en un rango de 25 a 40 API, con contenido de azufre bajos de 0.66 a 1.11%; catalogado como crudos dulces; adicional, presenta las menores concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni más baja, lo cual indica que son crudos poco afectados por la biodegradación, relacionándose así mismo con los valores altos de API. Se puede clasificar como una familia de crudos de buena calidad.

4.2.2 Familia II

La segunda familia se estableció en la zona central de la cuenca Llanos Orientales, específicamente en la zona de Yopal y los crudos del piedemonte llanero. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de medios a altos en un rango de 31 a 47° API, con contenido de azufre muy bajos desde valores de 0.02 a 0.1%; presenta las menores concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni más baja, lo cual indica que son crudos afectados por la biodegradación, relacionándose a sí mismo con los valores de API intermedios. Teniendo en cuenta la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos de calidad intermedia, siendo más fácil en unos campos la explotación. Tratamiento y disposición que en otros.

4.2.3 Familia III

La tercera familia se definió en la zona sureste y parte central de la cuenca Llanos Orientales hacia las zonas de Puerto Gaitán y algunos crudos de la zona de Yopal que presentan características similares, se agrupa de esta manera teniendo en cuenta los diferentes parámetros evaluados presentan intervalos similares en cuanto a la edad, roca origen, evaluación genética y

calidad en los crudos. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de bajos a medios en un rango de 17 a 37 API, con contenido de azufre en un rango de bajo a medio entre 0.4 a 1.92%; asociado con rocas fuente de bajo contenido de arcilla en medio marino, (carbonatos y anhidrita, lutitas marinas clásticas) depositado en condiciones altamente reductoras, presenta concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel en un rango medio, con valores en donde la relación V/Ni tiende a ser media a alta con promedio de 4 indicando que son crudos afectados por la biodegradación en la zona de puerto Gaitán y medianamente biodegradados en la zona de Yopal, relacionándose a sí mismo con los valores intermedios de API, a su vez se observa bajo contenido de asfáltenos y resinas, con predominancia de saturados. Teniendo en cuenta la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos de mediana calidad.

4.2.4 Familia IV

La cuarta familia se ubicó en la zona sur de la cuenca Llanos Orientales hacia las zonas de Rubiales y Acacías. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API en un rango de 10 a 14 API, con contenido de azufre alto con valores de 1.2 a 2.5 %, clasificados como crudos ácidos, presenta concentraciones medias de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni alta (1.41-5.26), lo cual indica que son crudos moderadamente afectados por la biodegradación, relacionándose a sí mismo con los bajos valores de API, altos contenidos de resinas y asfaltenos. En relación con la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos pesados.

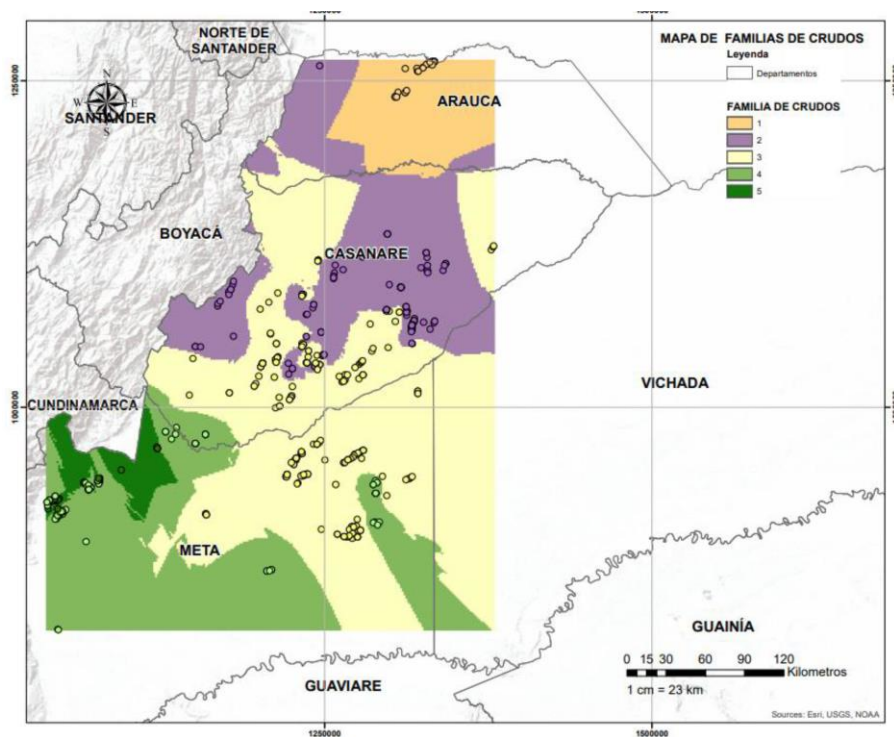
4.2.5 Familia V

La quinta familia se estableció en la zona sur de la cuenca Llanos Orientales específicamente en la zona de Acacías. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con

valores en un rango de 14 a 20° API, con contenido de azufre bajos de 1 a 2%; adicionalmente, presenta las menores concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni más baja, lo cual indica que son crudos poco afectados por la biodegradación, relacionándose así mismo con los valores altos de API. Teniendo en cuenta la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos de calidad media.

Figura 7

Modelo de Mapa en Superficie para la Clasificación de los Hidrocarburos de la Cuenca de Llanos Orientales en Familias de Crudo mediante Interpolación de Kriging.



Nota. Tomado de Mapa en Superficie para la Clasificación de Familias de Crudos con Base en el Análisis Geoquímico en la Cuenca de los Llanos Orientales (p.107), por P. Riaño, 2020.

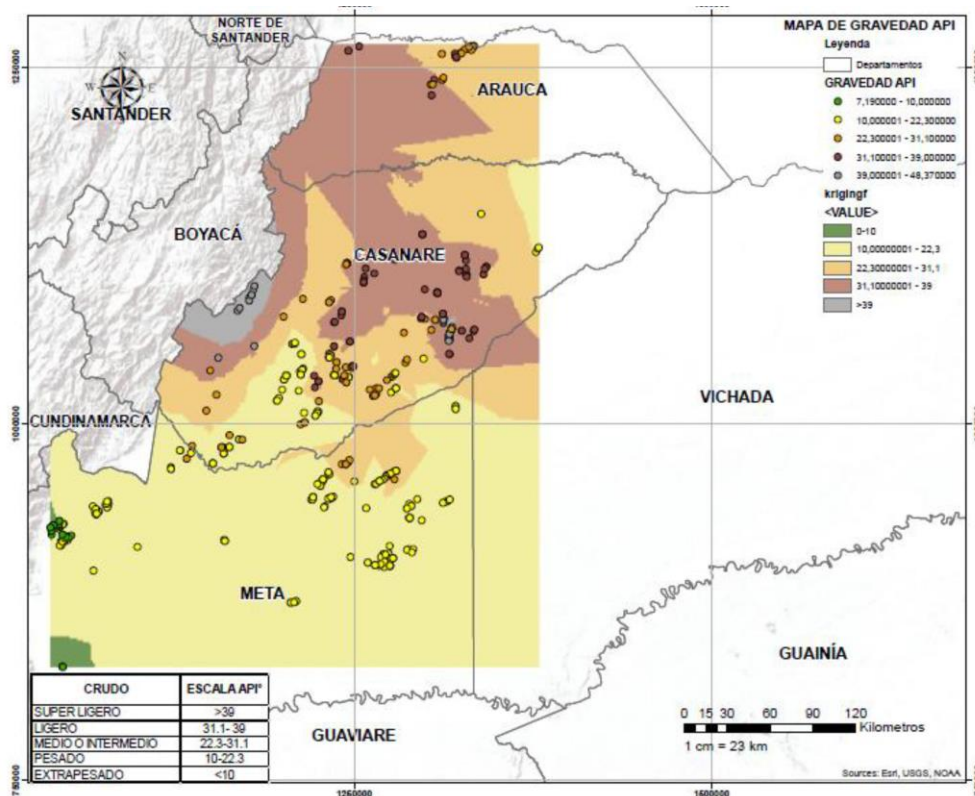
4.3 Distribución de la Gravedad API en la Cuenca de Llanos Orientales

Teniendo en cuenta el análisis de las muestras recolectadas y la agrupación de los hidrocarburos en las cinco familias anteriormente descritas, se generó un mapa a superficie donde se puede apreciar la distribución y tendencia de la gravedad API.

La Figura 8 muestra la variación de la gravedad API en la totalidad del área de la cuenca Llanos Orientales, generando divisiones geográficas claras a partir de los valores y características de las muestras de crudos clasificados según la escala API y su calidad.

Figura 8

Mapa en Superficie para la Distribución de los Crudos teniendo en cuenta la Escala de Gravedad API



Nota. Tomado de *Mapa en Superficie para la Clasificación de Familias de Crudos con Base en el Análisis Geoquímico en la Cuenca de los Llanos Orientales* (p.102), por P. Riaño, 2020.

Señalado en color Vinotinto, se encuentra el área con potencial de crudo liviano, que comprende el norte del departamento del Casanare con crudos ligeros en un rango de 31.1° a 39° API, cuya relación se prolonga hacia el departamento de Arauca al norte de la cuenca. Junto a las muestras de color Vinotinto, se observan unas pocas muestras de color gris, que corresponden a características de crudos superligeros.

5 Identificación de Prospectos Exploratorios

A continuación, se describen los estudios destacados para la identificación de prospectos hidrocarburíferos.

5.1 Estudios de Sísmica 3D

La introducción de los estudios de sísmica 3D ha tenido un impacto dramático en la exploración y producción de hidrocarburos. Está comprobado que dichos estudios han contribuido sustancialmente a las reservas de energía probadas del mundo. Las empresas han podido explorar y producir en áreas del mundo que hasta hace poco se creía que no tenían acumulación comercial de hidrocarburos, y así mismo, plays que anteriormente eran antieconómicos o marginalmente económicos, se han vuelto viables.

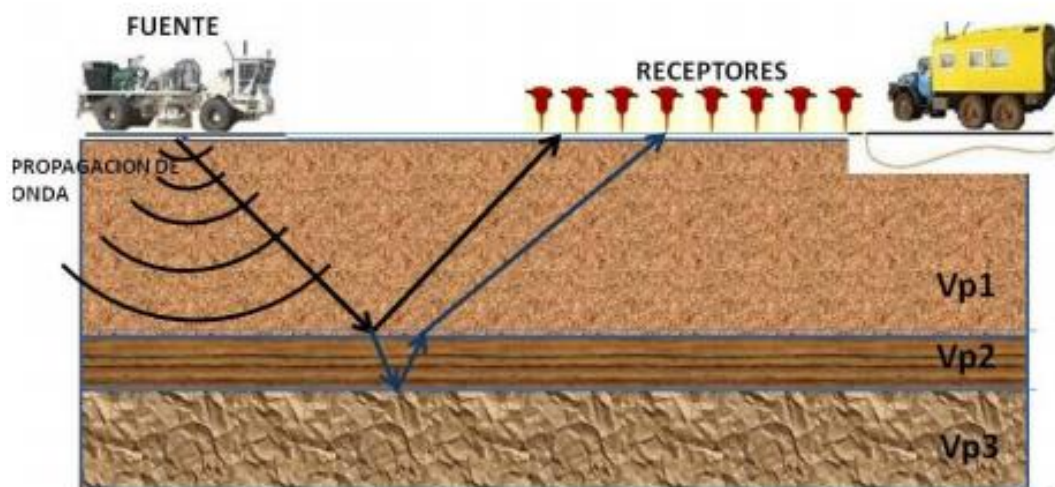
Estos beneficios se han logrado debido al notable aumento de información y precisión que producen las imágenes sísmicas 3D, en comparación con las imágenes obtenidas por Sísmica 2D. Solo las imágenes en 3D pueden proporcionar la información detallada necesaria sobre las características de yacimientos a pequeña escala, como son pequeñas fallas y depósitos delgados de rellenos de canales. Esta información a menudo es crucial para una estrategia de exploración y producción eficaz para un área como la de los Llanos Orientales (Biondi, 2007).

En el método sísmico se utiliza una fuente de energía impulsiva o vibratoria para generar las ondas elásticas que se propagan hacia el subsuelo pasando por capas de rocas que poseen propiedades físicas y litológicas de interés. Las ondas experimentan una partición de energía

cada vez que encuentran a su paso una interfaz entre dos capas con velocidades y densidades diferentes; una parte de la energía se transmite y otra se refleja. La energía que se refleja forma el campo de ondas que contiene información de las amplitudes, longitudes de onda, fases y tiempos dobles de los reflectores del subsuelo. Cuando estos campos de onda llegan a la superficie son captados por instrumentos de escucha, generalmente conocidos como geófonos. Esta información se almacena en forma digital en cintas o discos duros, los cuales se extraen de equipos de registro llamados sismógrafos.

Figura 9

Diagrama Esquemático del Proceso de Adquisición Sísmica



Nota. Tomado de Diseño de Parámetros de Adquisición Sísmica 3D Orientado a la Detección de Fracturas Asistido por Modelado Sísmico Anisótropo (p.32), por J.C. Vega, 2013.

Herrera, Cooper, & Mustagh Ltd (2010), en el Manual para la Adquisición y Procesamiento de Sísmica terrestre y su aplicación en Colombia, concluyen que la aplicación del método sísmico cubre varias fases que se concatenan para optimizar los resultados. El proceso comienza con un

grupo de geólogos y/o geofísicos que hacen un estudio del subsuelo y definen un área en donde la geología sugiere qué hidrocarburos podrían estar almacenados en esa área. Luego se determinan los parámetros de adquisición que iluminen la zona de interés apropiadamente creando un balance entre presupuestos, calidad de la imagen y preservación del medio ambiente. Luego se procede a obtener permisos de los propietarios de los terrenos para poder tener acceso a la superficie durante todas las etapas subsiguientes. Simultáneamente se desarrollan estudios y planes de manejo tanto social como ambiental. Después se realizan el levantamiento topográfico del proyecto, el corte y preparación de las líneas sísmicas.

Previamente, con el fin de determinar si el levantamiento sísmico es viable o no, se estudia la topografía, la geología superficial, los aspectos climáticos, comunidades, líneas de flujo, etc.

Desde el punto de vista del aspecto climático, Colombia como país tropical cuenta con dos períodos: seco y lluvioso. La época de sequía es generalmente de noviembre a marzo y éste es el tiempo ideal para la adquisición sísmica en todo el país. En el caso particular de los Llanos Orientales de Colombia, durante la temporada de lluvias se presentan inconvenientes generados por inundaciones, lo que implica que la sísmica sea más costosa desde el punto de vista operacional, ya que se debe realizar el transporte de los equipos y del personal mediante avionetas y helicópteros.

El estudio de la geología superficial es fundamental, pues dependiendo de la dureza de las rocas en la capa meteorizada se han de usar diferentes equipos de perforación. A manera de ejemplo, las zonas aluviales demandan más esfuerzo para perforar, por la existencia de cantos rodados; así también, las litologías volcánicas son también complicadas por su dureza y morfología. Si se trabaja en el desierto, la única fuente de energía a utilizar es el vibrador. En sitios en donde no

exista sísmica previa, se deben buscar afloramientos y revisar los buzamientos para crear un modelo del subsuelo. Si existe sísmica regional previa, se deberá estudiar la sección, los parámetros empleados, entre otras características; con el objetivo de determinar el área de la grilla 3D.

La topografía es uno de los aspectos que define la fuente de energía a emplear: el vibrador debería emplearse solamente en los llanos y la dinamita en cualquier zona. En zonas montañosas y/o rugosas se afecta la implementación de patrones de receptores. La identificación previa de las vías de acceso, zonas pobladas, restricciones culturales, pozos, líneas de flujo y los nacimientos de agua, tienen una gran influencia en las operaciones. Para este fin, se recomienda usar topografía aérea, e imágenes de satélite. Estas imágenes representan una ventaja muy grande para la planificación del levantamiento con respecto a la topografía y la vegetación de la zona, ya que se pueden conocer de antemano los desvíos a usar: vegetación, accesos, poblaciones, cuerpos de agua; inclusive hacer los desplazamientos de fuentes y receptores en la etapa de planeación. De este modo, se minimiza el trabajo en el campo; además se puede determinar cómo se afectan las propiedades estadísticas de offsets, azimut y fold de las zonas de interés en un estado inicial.

5.1.1 *Diseño Sísmico 3D.*

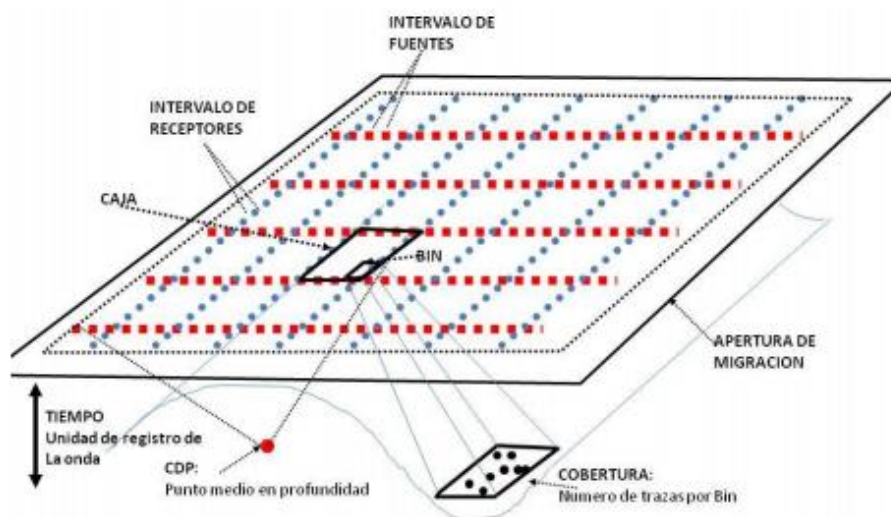
En el campo del diseño de programas para adquisición de las ondas sísmicas es posible encontrar diferentes tipos de geometría y arreglos entre fuentes y receptores, que han sido desarrollados durante el transcurso de los años con el fin de optimizar el registro de atributos y propiedades físicas del subsuelo, entre ellos se puede encontrar en la literatura geometrías de tipo ortogonal, diagonal, radial, aleatoria, escalonado, etc. Aunque básicamente, el principio y los objetivos con

los que se diseña la geometría a adquirir en campo son los mismos: Densidad de Muestreo, Cobertura o Cubrimiento, y Tipo de Fuente. La conjugación de estos parámetros determinara en gran parte el éxito de la adquisición.

Entre los parámetros que se calculan en un diseño sísmico se encuentran el Box o celda unidad que representa la distancia entre dos fuentes y dos receptores y representa el área más pequeña que contiene todas las estadísticas del survey; el Bin es una pequeña caja rectangular que tiene las dimensiones $(SI/2)*(RI/2)$ y todos los rayos o trazas que caen dentro del comparten el mismo punto medio común, es decir, las trazas dentro de cada Bin serán apiladas luego por CMP “Common Midpoint”; dirección de las Crossline, es la dirección perpendicular a la línea de los receptores del levantamiento; Cubrimiento o cobertura, es el número de puntos medios que caen en un Bin; Punto medio es aquel punto localizado exactamente entre la distancia de un par fuente receptor; Apertura de migración, es el ancho que necesita el diseño para que los rayos o las ondas migren la información hasta su correcta posición; patch, corresponde a la cantidad de receptores activos para una fuente disparada en un diseño 3D; relación señal – ruido, es la relación de la energía constructiva comparada con la cantidad de energía proveniente del ruido, es denotada como S/N; Plantilla es el número de receptores activos en una secuencia de patch; Xmax, es el offset máximos adquirido por la plantilla.

Figura 10

Diagrama Esquemático con los Parámetros que conforman el Diseño Sísmico 3D



Nota. Adaptado de Alvarez, 2009.

Un buen diseño de un levantamiento 3D debe incluir la siguiente información:

1. Una descripción del escenario geológico a retratar y detalles de las zonas de interés.
2. Tabla de topes geológicos (profundidades desde la superficie y tiempos dobles) de todas las zonas importantes desde la más somera hasta la más profunda.
3. Sismogramas sintéticos con los topes anotados y/o archivos LAS de registros sísmicos típicos del área.
4. Muestras de datos 2D y 3D del área cercana al proyecto con los reflectores importantes identificados.
5. Archivos en formato SEG-Y con muestras de registros de campo del área para entender los tipos de ruido presentes y la relación señal ruido esperada.

6. Archivos en formato SEG-Y de muestras de gathers de CDP del área de estudio. Se busca tener una traza representando a cada offset teórico disponible.
7. Mapas topográficos, fotos aéreas y/o imágenes de satélites.
8. Coordenadas del perímetro del proyecto representando el área de fold completo o el área total de estudio.
9. Una descripción de la topografía, aspectos culturales y regulaciones que afecten la naturaleza del diseño.
10. Datum a ser usado.
11. Archivos de vectores digitales que muestren tuberías, oleoductos y cualquier otro obstáculo que pueda existir.
12. Una descripción de las características más importantes del proceso de contratación, en particular, fuente de energía preferida y equipo de registro preferido.

Los diseños sísmicos en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia están asociados a la geometría de la Cordillera Oriental con modelos ortogonales en su mayoría. Los parámetros y métodos de adquisición han evolucionado a partir de experiencias previas, lo cual permite aliviar costos y obtener imágenes de mejor resolución. La optimización de los procesos ha permitido aumentar las reservas de hidrocarburos en Colombia, ya que ha contribuido a definir entrapamientos mixtos; con componentes estratigráficos y estructurales, los cuales exige una mayor resolución de las imágenes. De este modo, se sugiere continuar con las inversiones relacionadas a la adquisición de información sísmica, con el fin de entender y descubrir los yacimientos existentes esta cuenca de vasto potencial por explorar.

5.2 Estimación de Recursos

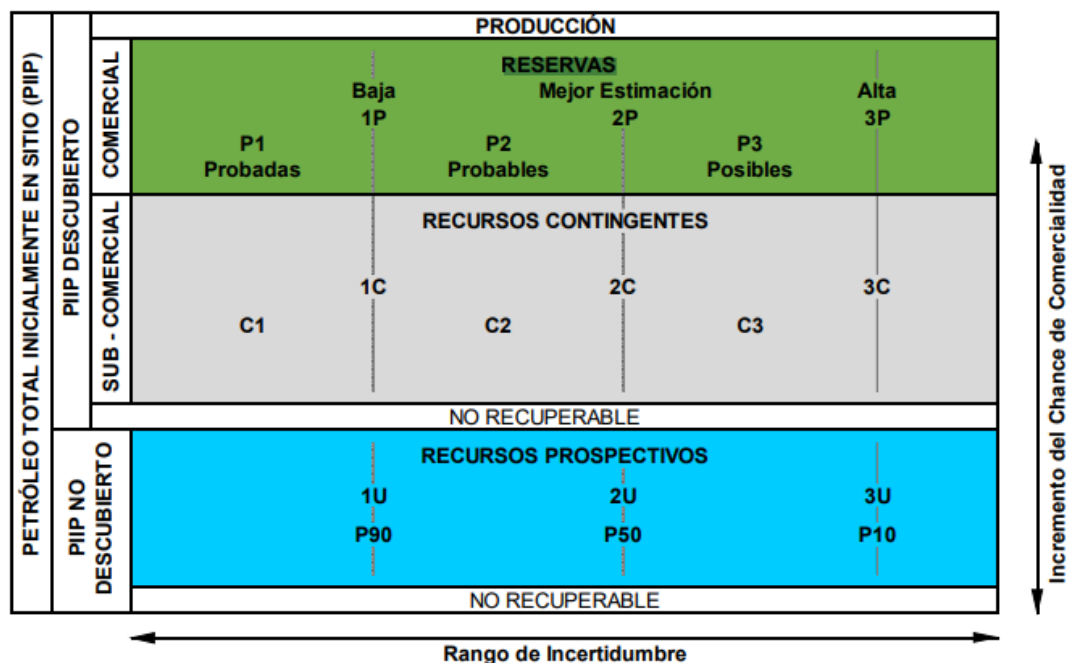
Los conceptos para tratar en cuanto estimación de recursos y reservas están basados en el Sistema de Gerenciamiento de los Recursos de Petróleo- PRMS (SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG, 2018).

El PRMS provee transparencia al requerir la evaluación de diversos criterios que permiten la clasificación y la categorización de los recursos de un proyecto. Los elementos de evaluación consideran el riesgo de descubrimiento geológico y las incertidumbres técnicas junto con la determinación del chance de lograr el estado de maduración comercial de un proyecto petrolero.

5.2.1 Clasificación & Categorización de recursos.

De acuerdo con el PMRS, los proyectos deben ser subdivididos en comerciales, sub-comerciales y no descubiertos, con las cantidades recuperables estimadas siendo clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes, o Recursos Prospectivos respectivamente.

La Figura 11, ilustra el marco de clasificación de recursos.

Figura 11*Marco de Clasificación de Recursos*

Nota. Tomado de *Sistema de Gerencia de los recursos de Petróleo* (p.2), por SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG, 2018.

El eje horizontal define el rango de incertidumbre en las estimaciones de las cantidades de petróleo recuperable, o potencialmente recuperable, asociadas a un proyecto o grupo de proyectos. Estas estimaciones incluyen componentes de incertidumbre, los cuales se describen a continuación:

- El petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos en sitio).
- La incertidumbre técnica en la cantidad de petróleo total que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos definidos de desarrollo (en otras palabras, la tecnología aplicada).
- Cambios conocidos en los términos comerciales que puedan impactar las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad de mercado, cambios contractuales).

como niveles de tasa de producción o especificaciones de calidad del producto) son parte del alcance del proyecto y están incluidas en el eje horizontal, mientras que el chance de satisfacer los términos comerciales se refleja en la clasificación (eje vertical).

La incertidumbre en las cantidades recuperables de un proyecto se refleja en las categorías de recursos 1P, 2P, 3P, Probada (P1), Probable (P2), Posible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2 y C3 o 1U, 2U y 3U.

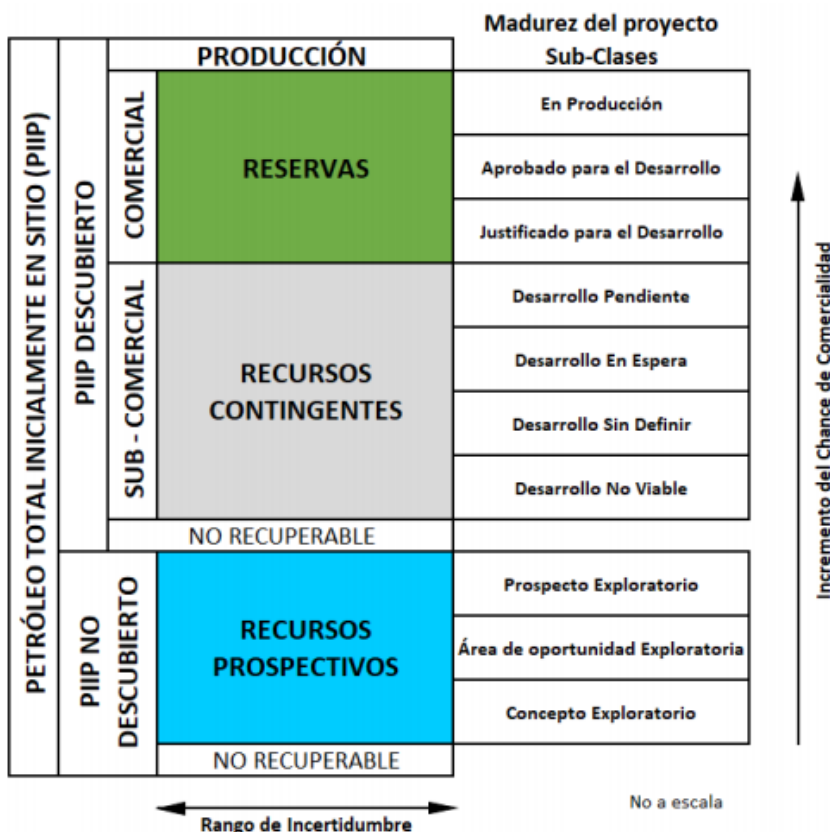
Conforme un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez comercial en la clasificación, habrá un chance cada vez mayor de que la acumulación sea desarrollada comercialmente y de que las cantidades del proyecto sean clasificadas como Reservas, para los Recursos Contingentes y Prospectivos, esto será expresado como chance de comercialidad, Pc, que incorpora los siguientes componentes de chance:

- a. El chance de que la acumulación potencial resulte en el descubrimiento de una cantidad significativa de petróleo es llamado “chance de descubrimiento geológico”, Pg.
- b. Una vez descubierta, el chance de que la acumulación conocida se pueda desarrollar comercialmente es llamada “chance de desarrollo”, Pd.

Los proyectos de desarrollo y las cantidades recuperables asociadas también pueden ser sub-clasificadas de acuerdo con los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas requeridas para movilizar un proyecto hacia la producción comercial.

Figura 12

Sub-Clases basadas en la Madurez del Proyecto



Nota. Tomado de *Sistema de Gerencia de los recursos de Petróleo* (p.8), por SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG, 2018.

5.2.2 Métodos para Estimación de Recursos.

Para la estimación de recursos y reservas de hidrocarburos, se pueden usar tanto procedimientos determinísticos como probabilísticos, los cuales se diferencian entre sí de acuerdo con el manejo de las incertidumbres de las variables asociadas al cálculo de recursos y reservas.

Los procedimientos determinísticos usan el “mejor estimado” o el “valor real” de cada parámetro relevante requerido para calcular reservas. Los métodos determinísticos para la estimación de reservas son (Santolo & Gonzalez, 2006):

5.2.2.1 Método por analogía. Las analogías se utilizan ampliamente en la estimación de recursos, en particular en las etapas de exploración y desarrollo inicial, cuando la información de mediciones directas es limitada. La metodología se basa en la suposición que el yacimiento análogo es comparable con el yacimiento bajo estudio en términos de las propiedades del yacimiento, los fluidos y el mecanismo de recobro esperado aplicado al proyecto que controla el recobro final de petróleo.

5.2.2.2 Método volumétrico. Este método será aceptable en las etapas tempranas de desarrollo del yacimiento, cuando se posee información precisa del subsuelo y sísmica, para así poder preparar mapas estructurales e isópacos del yacimiento o área de estudio. Estos mapas tienen como objetivo: estimación de hidrocarburos originalmente en sitio, e identificación de áreas adicionales para desarrollar. La estimación volumétrica puede estar basada en enfoques probabilísticos o determinísticos. Un enfoque probabilístico se aplica típicamente en las primeras etapas de desarrollo cuando los datos son más limitados. A medida que el proyecto madura a través del desarrollo, la metodología de evaluación a menudo cambia hacia estimaciones deterministas.

5.2.2.3 Balance de materiales. este método es usado para calcular los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio y los probables mecanismos de producción del yacimiento. Este método será aceptable, cuando exista suficiente información específica y precisa de los fluidos, historia de las presiones de fondo e información PVT representativa de las condiciones iniciales del yacimiento. Se debe tomar en cuenta que para que los datos sean confiables, el yacimiento debe haber alcanzado un estado semiestable. Es decir, las presiones transientes deben haber afectado buena parte del sistema de roca y fluido.

5.2.2.4 Análisis del comportamiento de la producción. este método se usa con el fin de estimar

las reservas de hidrocarburos de forma directa y en el diagnóstico del mecanismo de empuje en el yacimiento, cuando se posea información precisa de la historia de producción y presión. El método permite estimar: (i). Hidrocarburos originalmente en sitio y factores de recobro; (ii). Reservas desarrolladas y no desarrolladas de hidrocarburos; (iii). Pronóstico de producción, tiempo de vida productiva de yacimiento; (iv). Análisis del comportamiento de producción de fluidos.

Los análisis con este método serán aceptables en una etapa madura de producción del yacimiento, cuando se conozca la producción por pozo y/o yacimiento.

5.2.2.5 Método de simulación. Este tipo de método consiste en un conjunto de programa de

computación que, mediante algoritmos apropiados resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático que representa el yacimiento. La simulación se usa para la estimación de hidrocarburos originalmente en sitio y para los casos de estudio complejos de yacimientos, donde hay numerosos pozos y donde existen varios tipos de complicaciones adicionales como fallas, heterogeneidades, variaciones en las propiedades de los fluidos, etc. La simulación es capaz de tomar en cuenta todas las variaciones que puedan ocurrir en el yacimiento, con lo que puede dar resultados más satisfactorios que los analíticos por estar más cercanos a la realidad. El uso de simuladores de yacimientos permite:

- Pronosticar el comportamiento futuro de los yacimientos sometidos a diferentes esquemas de producción, basándose en una historia previa y en su comportamiento actual.

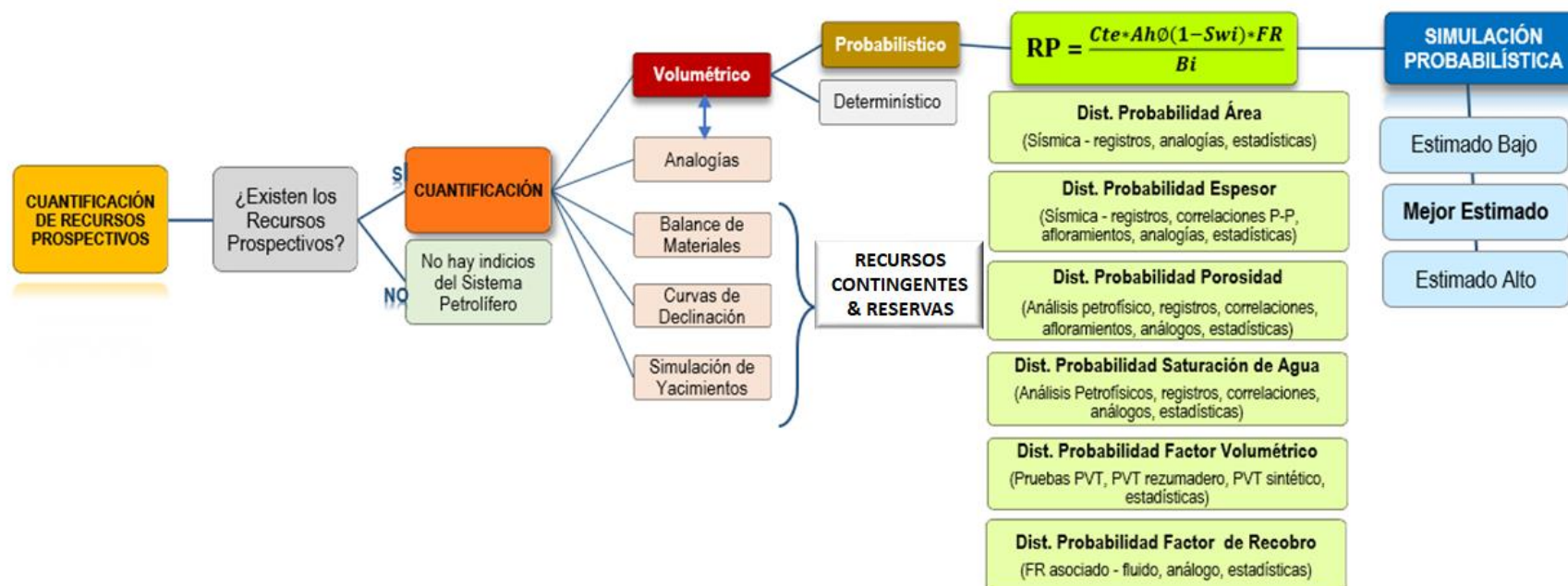
- Obtener resultados aproximados para diferentes esquemas de desarrollo y producción, lo cual es de gran ayuda en la selección de las condiciones óptimas de explotación.
- Monitorear los procesos de inyección de fluidos.
- Apoyar la caracterización del yacimiento, con el consecuente aumento del factor de recobro, la disminución de costos de producción y el aumento del valor presente.

Por otro lado, se encuentran los procedimientos probabilísticos, que consisten en llevar a cabo un análisis probabilístico dentro de cualquiera de los métodos anteriormente mencionados. El análisis se logra usando métodos probabilísticos como:

5.2.2.6 Árbol de probabilidades. Consiste en una representación gráfica que muestra los resultados posibles de una serie de experimentos y sus respectivas probabilidades. EL árbol de probabilidades es un procedimiento simple para cálculo probabilístico, apropiado cuando existe poca información básica y la naturaleza de las Funciones de densidad de probabilidad de dicha información es desconocida.

5.2.2.7 Simulación Monte Carlo. El método Monte Carlo se usa para cuantificar el impacto de los parámetros inciertos en la respuesta de un estudio de análisis de riesgo. Este método pronostica valores de respuesta y la diferencia de los valores de los parámetros inciertos. Dichos valores luego se muestran en el “rango de incertidumbre” de los parámetros, utilizando una distribución de probabilidad. Los valores de las respuestas pronosticadas se usan para calcular la densidad de la población (áreas o yacimientos de estudios) y cuantificar las respuestas.

El modelo de estimación propuesto para el caso de estudio se ilustra en la Figura 13, consiste en cuantificar recursos prospectivos mediante la combinación del método de analogías y volumétrico, aplicando una simulación probabilística que permita definir un estimado bajo, mejor estimado y estimado alto. Una vez, se obtengan datos del yacimiento o las áreas de evaluación, se sugiere crear sinergias entre los métodos de balance de materias, curvas de declinación y simulación de yacimientos.

Figura 13*Modelo Sugerido para Estimación de Recursos*

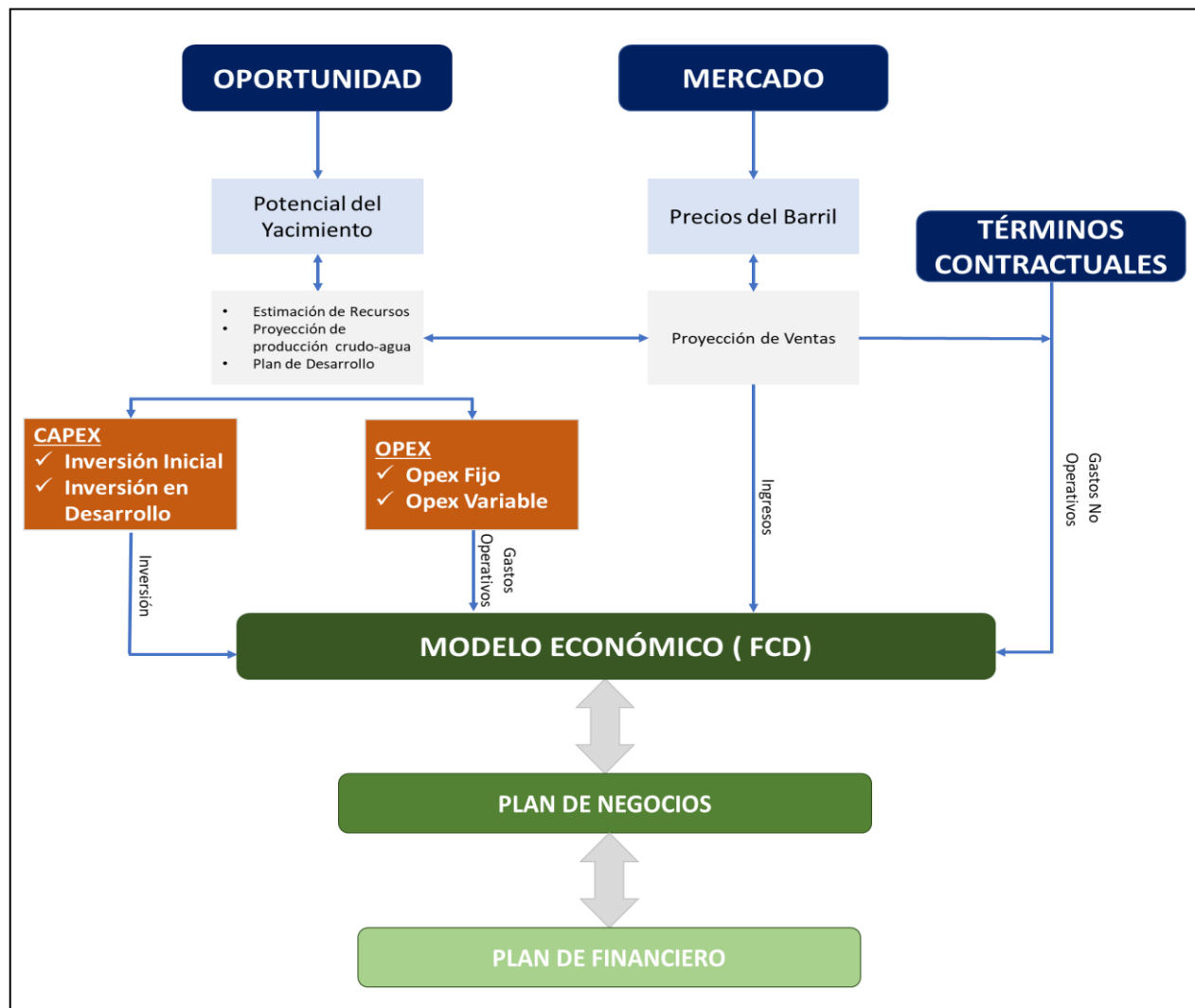
Nota. Adaptado de *Definición de recursos Hidrocarburíferos Prospectivos en una Cuenca Frontera*, por H. Ribón, N. Santos, A. Bejarano, & S. Khurama, 2017.

6 Modelo Económico Conceptual

La evaluación económica de un proyecto petrolero deberá involucrar aspectos técnicos, operativos, comerciales y administrativos. La proyección de los resultados será interpretada con parámetros financieros que permitan definir la rentabilidad del proyecto y la viabilidad de materializar el mismo (Léon, 2017).

La metodología empleada para realizar evaluaciones económicas se conoce como flujo de caja descontado (DCF). Este método involucra los tres elementos básicos del negocio: inversión, ingresos, y costos y gastos, bajo ciertas condiciones financieras de costo capital con el fin de estimar un flujo de caja al final de un periodo de tiempo que permita calcular un rendimiento económico bajo ciertas condiciones de riesgo.

Los resultados de la evaluación económica deberán satisfacer el plan de negocios de la compañía, cumpliendo con los indicadores establecidos para generar los ingresos y mantener el bienestar de los Stakeholders. Así mismo, el modelo de evaluación económica deberá ser retroalimentado con los resultados que se obtengan durante la ejecución del proyecto.

Figura 14*Modelo Económico Conceptual Propuesto*

Nota. Elaboración propia. La oportunidad de negocio será evaluada con base a un potencial, el mercado será evaluado con base a los precios del barril, y los términos contractuales serán analizados de acuerdo a las condiciones de país.

6.1 Potencial del Yacimiento

- ✓ Estimar recursos en sitio, y las cantidades recuperables basados en el factor de recobro para crudo liviano.
- ✓ Realizar proyecciones de producción de crudo y agua.
- ✓ Calcular los incrementales de producción de crudo y de agua.
- ✓ Delinear un plan de desarrollo que permita producir el crudo del yacimiento de interés, mediante un programa de perforación de pozos durante el horizonte económico de proyecto.

6.2 Capex

- ✓ Estimar la inversión inicial de proyecto asociada a la perforación de los pozos, contemplando inversiones ambientales, sociales, de infraestructura, contractuales y operativas necesarias para la puesta en marcha de la perforación inicial.
- ✓ Con el proyectado de la producción de los campos, estimar el Capex requerido en infraestructura para el desarrollo.

6.3 Costos Operativos-Opex

- ✓ Con base al plan desarrollo del proyecto, principalmente basado en el crecimiento de la producción, establecer costos variables y fijos para operar.

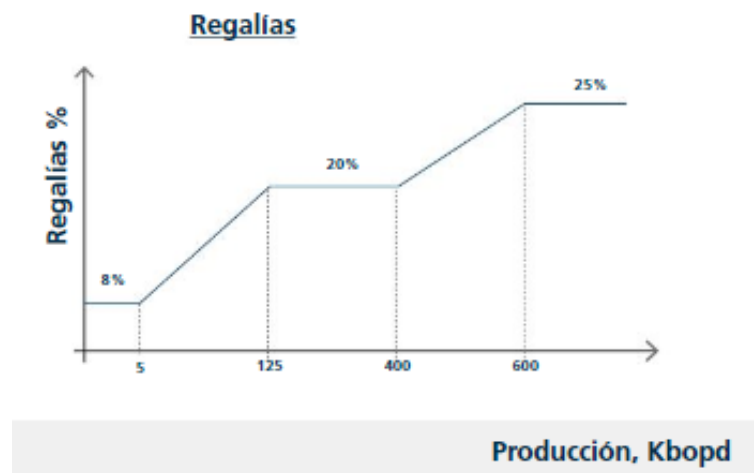
6.4 Precios del barril

- ✓ Los Ingresos del negocio se estimarán con un precio de venta referencia, que para el caso colombiano es al precio del crudo Brent, menos los costos operacionales de llevar o entregar el crudo en su destino final.
- ✓ La proyección de la producción neta será multiplicada por el precio neto de venta.
- ✓ Se sugiere que las empresas realicen sensibilidades con diversos escenarios de precios, para conocer el resultado económico del proyecto y definir escenarios de riesgo.

6.5 Términos Contractuales

- ✓ Del proyectado de producción neta, se deberán descontar el porcentaje aplicable de regalías que dependerá del volumen de producción, como se muestra en la Figura 15.

Figura 15. *Regalías vs Producción*



Nota. Tomado de *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*, R. Moix, 2014.

- ✓ Se deberá descontar el factor “X”, ofrecido para el contrato, derechos económicos e impuestos de país.

6.6 Construcción de Flujo de Caja

(Léon, 2017,p.36) Propone analizar los flujos descontados manejando el siguiente esquema.

Figura 16

Modelo VPN para Proyecto

Balance		
Ingresos		Ventas crudo x Precio Proyectado
Gastos		OPEX tratamiento Agua y Crudo
Ebitda	= Ingresos - Gastos - Capex - Regalias	Earnings before interest taxes depreciation amortization
Depreciacion		Depreciacion activos
Ebit	= Ebitda- Depreciacion	Earnings before interest taxes
Intereses		Cuadro Deuda
EBT	= Ebit - Intereses	Earnings before taxes
Taxes		Inpuestos
UN	= Ebt - Taxes	Utilidad neta
Inversiones Capital		Capex requeridas en infraestructura, transporte, perforacion, optimizacion
FcF	= Depreciacion + Intereses + UN	Free Cash Flow = efectivo para atender deuda y dividendos o retribucion accion
Servicio a La deuda		Cuadro Deuda
ECF	= Fcf- Servicio a la deuda	Equiti Cash Flow = Efectivo dividendos o retribucion accionistas
Flujo inversionista	= ECF	Con este se construye el flujo año a año

Cuadro Deuda		
Saldo	= Deuda - Amortizacion	
Intereses	= Deuda * Intereses bancarios	
Amortización	= % de amortizacion a capital	
Servicio de la deuda	= Amortizacion + Intereses	

Nota. Tomado de *Evaluación de Proyectos Petroleros Opciones Reales*, por J. León, 2017.

6.7 Plan de Negocios

- ✓ El plan de Negocios contempla la visión de mercado proyectada que será evaluada económicamente. Una vez se obtiene la viabilidad del proyecto, se procede a establecer las estrategias comerciales para garantizar la sostenibilidad a largo plazo.

- ✓ El plan de negocios ajustado comprenderá las estrategias de crecimiento, mercados futuros e inversiones a realizar para el desarrollo del proyecto.

6.8 Plan Financiero

- ✓ El plan financiero tendrá el objetivo de optimizar a largo plazo la operatividad, y a la vez incrementar el valor de la empresa en mayor proporción a su inversión inicial.
- ✓ Deberá también velar por la sostenibilidad de la empresa a corto y a largo plazo enfocado a generar una corriente de efectivo que le permita reponer el capital de trabajo, atender el servicio a la deuda, los requerimientos de inversión en reposición de activos fijos y repartir utilidades a los socios de acuerdo con sus expectativas (García, 2009, p.13).

7 Factores Administrativos Claves para el Éxito

Después de analizar la viabilidad técnica de la actividad exploratoria, la misma se deberá integrar a las variables de país que podrían afectar dicha actividad. Para el caso colombiano, los principales factores que condicionan el éxito de adición de reservas son los términos contractuales, factores fiscales, factores ambientales y factores sociales.

7.1 Términos Contractuales

Los términos contractuales son de fundamental importancia, ya que regulan la asignación de áreas y contratan la exploración y producción de los bloques.

La reglamentación pertinente para selección de contratistas, asignación de áreas, cuantías y trámites a los que deben acogerse los contratos de Exploración y producción, están regidos bajo el Acuerdo 02 de 2017 expedido entre el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en el Modelo de Contrato E&P, el contratista desarrolla el programa de trabajo que hace parte de los compromisos del contrato, con autonomía y responsabilidad exclusiva.

El contrato contempla lo siguiente:

- **Periodo Exploratorio:** Con una duración de seis (6) años, divididos en fases exploratorias usualmente anuales, y con la posibilidad de un programa exploratorio adicional al final de este período, siempre que exista un descubrimiento o haya evaluación o áreas de explotación.

- Periodo Evaluación: Con el fin de determinar el potencial comercial de un descubrimiento, el Contratista tendrá un período de evaluación de hasta dos (2) años, dependiendo del programa presentado para determinar la comercialidad del área.
- Área Comercial: Una vez completada la evaluación, el Contratista deberá presentar a ANH una declaración escrita que contenga una decisión clara e inequívoca de la explotación comercial o no del descubrimiento.
- Periodo de Producción: Hasta 24 años, prorrogable hasta el límite económico del Campo Comercial, según lo escoge el Contratista, siempre que se cumplan los requisitos estipulados en el Contrato de E & P.
- ANH Derechos Contractuales: El contrato prevé derechos a favor de la ANH derivados del uso del subsuelo, y precios altos, una vez que alcanza una producción acumulada y en el caso de una extensión del contrato.
- Garantía: Al inicio de cada fase exploratoria se establecerá una garantía mínima del 10% del presupuesto.
- Operación: ANH requiere el monitoreo de las mejores prácticas en la industria, incluyendo bajo costo y riesgo del contratista.
- Regalías: ANH cobra regalías, que se calculan en proporción a la producción total bruta diaria, sobre la base de promedios mensuales para cada campo. En Colombia la ley establece una regalía variable en función de la producción. El valor base es del 8%.

Durante los últimos años, la ANH ha desempeñado una ardua labor para reactivar los procesos de asignación de áreas para exploración. Se destaca que luego de 5 años, en el 2019 finalizó con la firma de 31 contratos (25 en tierra firme y 6 costa afuera); y actualmente se encuentra

trabajando en mejoras regulatorias para hacer más eficiente su labor, por lo que se espera que la percepción en cuanto a Términos contractuales, vaya encaminada a incentivar la inversión exploratoria en el país (ACP, 2020).

7.2 Factores Fiscales

Los factores fiscales engloban lo concerniente a regalías, impuestos, tasas y contribuciones, beneficios tributarios. Estos factores, junto con los términos contractuales definen el incentivo económico para explorar.

De acuerdo con encuestas realizadas por la Asociación Colombiana del Petróleo, y presentadas en el informe económico de Tendencias de inversión exploración y producción en Colombia 2019 y perspectivas 2020, para el caso colombiano las reformas constantes generan percepción de inestabilidad tributaria; adicionalmente, la tasa de tributación es alta comparada a sus competidores en Latinoamérica, y es reiterada la preocupación de altos valores de factor X para los escenarios de precios bajo como los actuales, que conllevan a inviabilizar los proyectos.

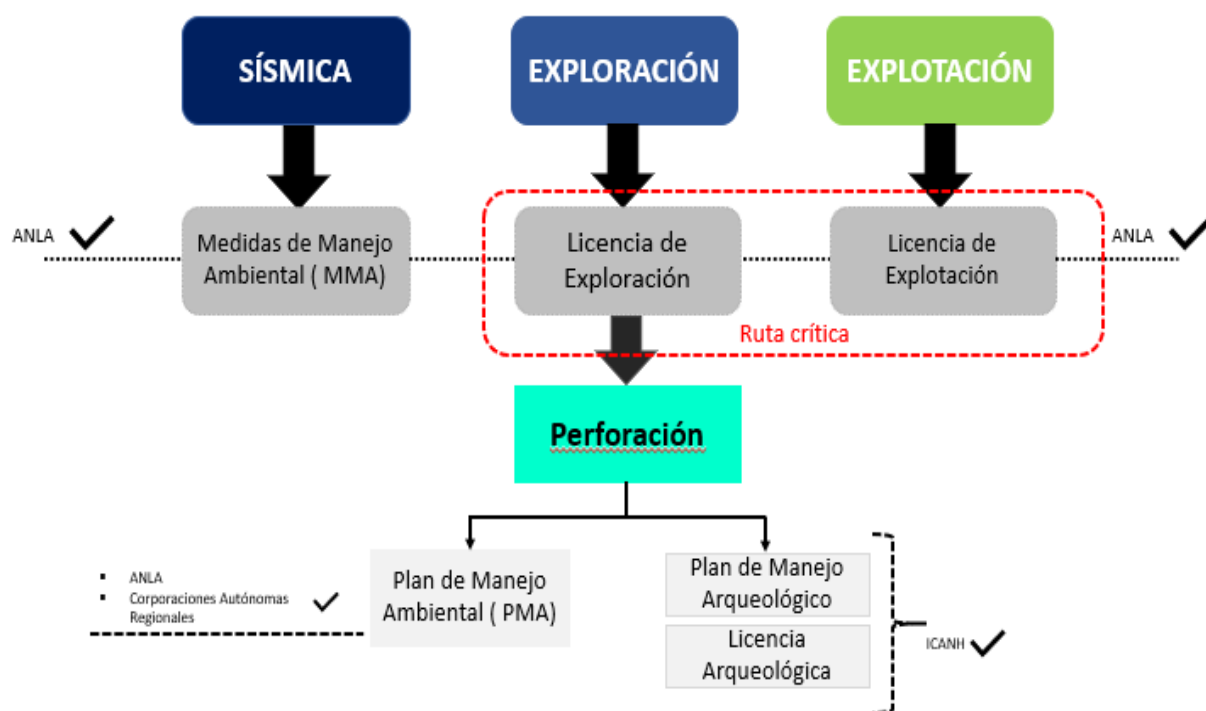
7.3 Factores Ambientales

Como parte de los lineamientos contractuales para las actividades de Exploración y Producción, en el Acuerdo 02 de 2017 se encuentran los lineamientos referentes a la Responsabilidad Ambiental en los artículos 77 y 49.3

Para las actividades de exploración y producción en Colombia, se deberá trabajar de la mano con la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Corporaciones Autónomas Regionales e ICAHN. En la Figura 17, se ilustran los trámites y procesos ambientales necesarios para la puesta en marcha de las actividades principales, junto a la autoridad ambiental encargada de aprobar o velar por el cumplimiento de estas.

Figura 17

Procesos Ambientales para Actividades de Sísmica, Exploración y Explotación de Hidrocarburos



Nota. Elaboración propia.

De conformidad con el Decreto 1076 de 2015, se requiere el trámite de Licencia Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria y proyectos de explotación de hidrocarburos. Los

trámites relacionados con las licencias, se consideran la ruta crítica para poner en marcha los proyectos hidrocarburíferos. Los tiempos promedio de licencias ambientales evaluados por la ACP en su Informe de Desempeño ambiental 2015, se estiman en 5.2 meses en caso de presentar toda la información a conformidad, y de hasta 11,4 meses en caso de tener que presentar información adicional. Es por esta razón, que el factor ambiental continúa siendo una de las mayores debilidades del país, ya que los largos tiempos de aprobación persisten, sumado a la subjetividad de criterios, exceso de requisitos y altos costos que castigan la competitividad y ralentizan la producción y exploración.

7.4 Factores Sociales

Las obligaciones sociales también se encuentran establecidas en el Acuerdo 02 de 2017, específicamente en los artículos 77,78,79. Las exigencias del modelo de contrato, son exigencias estándares de la industria petrolera. Sin embargo, de acuerdo con la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) en su informe económico de Tendencias de inversión exploración y producción en Colombia 2019 y perspectivas 2020, el factor social se vuelve crítico debido a la compleja relación con las comunidades de influencia y los dueños de tierras. Adicionado a la aparición de terceros interesados, y diferentes a las comunidades vecinas que complejizan la relación.

Estadísticas de la ACP indican que:

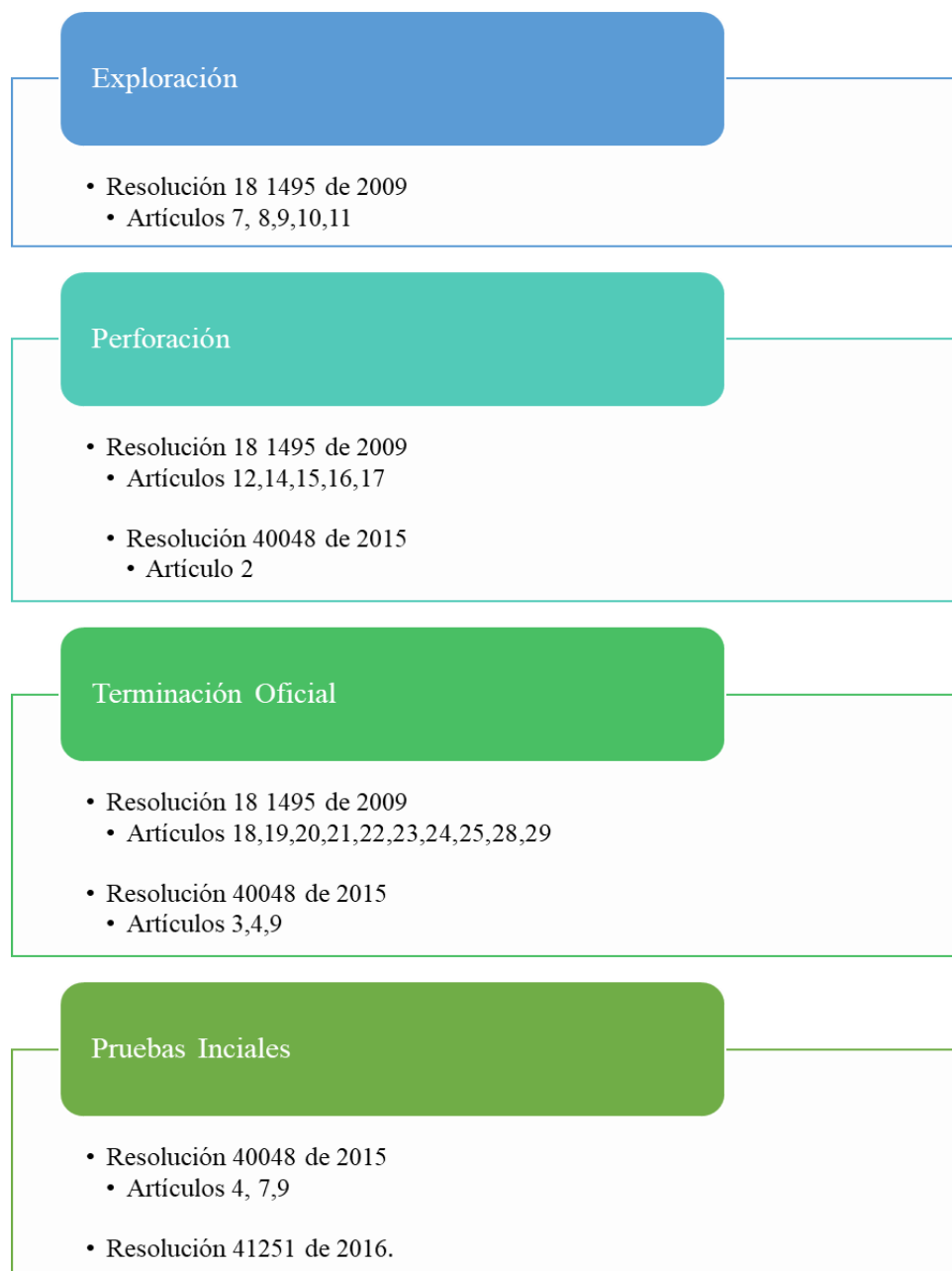
- La conflictividad está concentrada en algunas regiones. Meta, Casanare y Santander son los departamentos donde más se registran bloqueos a las operaciones de la industria petrolera⁸.
- Con excepción del 2016, el promedio de bloqueos de los últimos 6 años ha sido de 430 por año. A septiembre de 2019, ya se habían registrado 410 bloqueos.

8 Factores Operativos Claves para el Éxito

8.1 Plan de Ingeniería

Los estándares y reglamentos técnicos vigentes para desarrollar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país están contenidos en la Resolución 181495 de 2009, Resolución 40048 de 2015 y Resolución 41251 de 2016.

Se considera clave para el éxito de la puesta en marcha de las actividades tanto de exploración, perforación y terminación de pozos, que se presenten planes de ingeniería basados en los lineamientos técnicos de la resolución aplicable como se muestra en la Figura 18, y bajo los tiempos establecidos para cada actividad.

Figura 18*Reglamentación para Presentar Planes de Ingeniería**Nota.* Elaboración propia.

8.2 Aviso de Descubrimiento

De acuerdo con lo citado en el Anexo A- Términos y Condiciones del modelo de Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos (ANH)

En cualquier momento dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la finalización de la perforación de cualquier Pozo Exploratorio cuyos resultados indiquen que se ha producido un Descubrimiento, el Contratista deberá informarlo por escrito a la ANH, acompañando su aviso de un informe técnico que contenga los resultados de las pruebas realizadas (p.18).

8.3 Programa de Evaluación

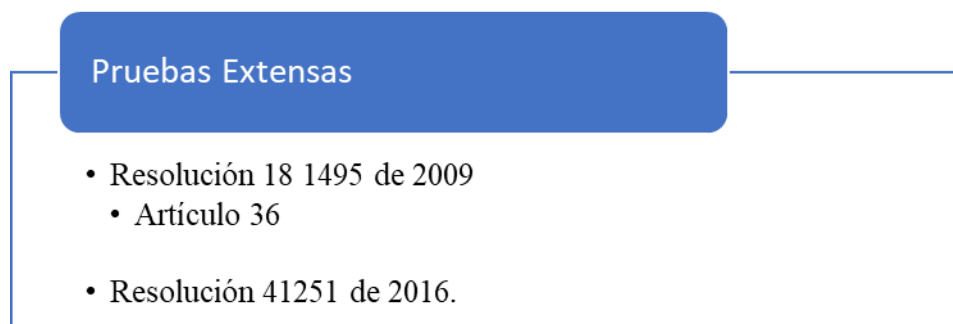
Si el Contratista considera que un Descubrimiento tiene potencial comercial, presentará un Programa de Evaluación de dicho Descubrimiento dentro de los seis (6) meses siguientes a la finalización de la perforación del Pozo Exploratorio descubridor.

El área de interés podrá ser evaluada mediante pruebas extensas de producción o mediante la perforación de pozos tipo “Appraisal”, para cuyos efectos se podrá ampliar el plazo del programa de evaluación inicial de un (1) años, a dos (2 años) de validez (p.18).

El plan de pruebas extensas deberá presentarse cumpliendo con los lineamientos de las resoluciones presentadas en Figura 19.

Figura 19

Reglamentación para Presentar Plan de Pruebas Extensas



Nota. Elaboración propia.

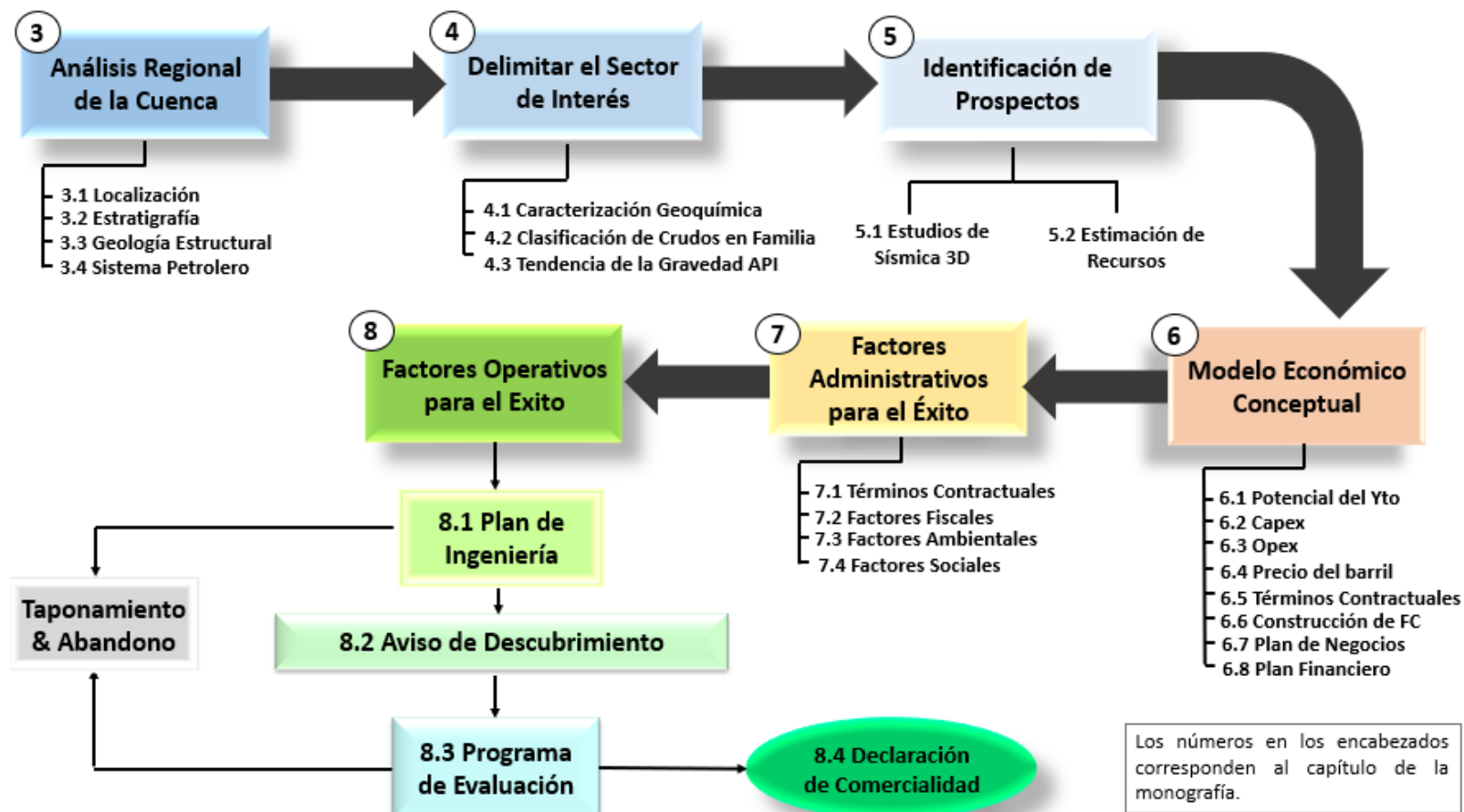
8.4 Declaración de Comercialidad

Dentro de los tres (3) meses siguientes al vencimiento del término estipulado para la ejecución del Programa de Evaluación, El Contratista entregará a la ANH una declaración escrita que contenga de manera clara y precisa su decisión incondicional de explotar, o no, comercialmente ese Descubrimiento. En caso afirmativo, a partir de esa declaración el área del Descubrimiento se considerará Comercial (p.21).

9 Flujo de Trabajo

Figura 20

Flujo de Trabajo Propuesto para Llevar Prospectos Exploratorios a Comerciales con Potencial de Crudo Liviano en La Cuenca de Llanos Orientales



Nota. Elaboración propia.

10 Conclusiones

El análisis geoquímico realizado integrado al análisis regional e histórico de la cuenca de Llanos Orientales, evidenció que las zonas de Arauca y Yopal presentan menor biodegradación, lo cual está ligado a la presencia de crudos intermedios a ligeros. De acuerdo con el mapa en superficie para la distribución de crudos basados en la gravedad API, la tendencia del potencial de crudo liviano comprende el norte del departamento de Casanare con crudos entre 31.1 a 39° API, y se prolonga hacia el norte del departamento de Arauca.

La óptima extracción de hidrocarburos esta dictada por la calidad de la información que se puede obtener del yacimiento, y sin duda alguna, la sísmica 3D se vuelve clave para la adquisición de información asociada a obtener características de yacimientos de pequeña escala, que permitan afinar una estrategia de exploración y producción eficiente en una cuenca como la de Llanos Orientales.

La identificación de prospectos deberá integrar como mínimo la información sísmica, y la estimación de recursos asociados. En cuanto a la metodología de estimación de recursos y reservas, se sugiere optar por los métodos probabilísticos en etapas tempranas para estimación de recursos, combinando el método volumétrico con analogías. En una etapa intermedia para estimación de recursos contingentes, se sugiere complementar la información con modelos de simulación de yacimientos; y seguidamente para estimación de reservas en campos maduros que cuentan con información clara de geología y de yacimientos, se podrían adoptar métodos determinísticos.

La oportunidad de explorar deberá ser estar sujeta al potencial del yacimiento, a partir del cual se establecerán costos de inversión y gastos que permitan alimentar un modelo económico. Paralelamente, se deberá mapear un mercado de venta de crudo realizando sensibilidades en el precio del barril para estimar escenarios de riesgo; y dichos datos, se deberán complementar con el posible impacto de los términos contractuales para el negocio E&P en Colombia. Una vez construido un modelo económico inicial que satisfaga los indicadores financieros establecidos por la compañía, el mismo deberá ser retroalimentado durante la ejecución del proyecto para reformular estrategias de crecimiento y sostenibilidad.

Una vez establecida la viabilidad técnica del proyecto, se propone hacer un barrido por los factores administrativos y operativos que afectan la ejecución de proyectos hidrocarbúferos en Colombia.

Entre el análisis de los factores administrativos claves para la puesta en marcha de proyectos de exploración y producción, se identifican los procesos ambientales como ruta crítica. Por lo cual, se sugiere que las operadoras destinen recursos que permitan crear sinergias con los actores ambientales y sociales desde el inicio de proyecto, para establecer requerimientos tanto técnicos como operativos claros, que garanticen la obtención de solicitudes y permisos requeridos en un menor tiempo posible.

Respecto al manejo social y relación con comunidades, se recomienda trabajar de la mano con el gobierno nacional, particularmente con el equipo de Estrategia Territorial de Hidrocarburos, para

garantizar espacios de dialogo y transparencia en participación de comunidades, bajo el marco legal colombiano.

Para los factores operativos y planes de ingeniería, se considera clave que estén alineados con las resoluciones aplicables para dicha actividad como son la Resoluciones 18 1495 de 2009, Resolución 40048 de 2015 y Resolución 41251 de 2016.

Por último, se resalta la importancia de establecer un flujo de trabajo desde el inicio del proyecto que permita identificar recursos necesarios, rutas críticas, escenarios de riesgo, y estrategias enfocadas en maximizar reservas y mantener una operación rentable y eficaz a largo plazo, llevando cada vez más prospectos exploratorios a campos comerciales de manera exitosa.

11 Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2014). *DOCUMENTO INTERNO DE LA ANH, Caracterización de las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción*. ANH.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2020, Febrero). *Producción fiscalizada de crudo*. Retrieved from anh: <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-de-operaciones/estadisticas-de-produccion>
- Asociación Colombiana del Petróleo. (2020, Enero). *Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2019 y Perspectivas 2020*. Retrieved from acp: <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/676-informe-economico-no-1-2020-tendencias-de-inversion-en-exploracion-y-produccion-e-p-en-colombia-2019-y-perspectivas-2020/file>
- Biondi, B. L. (2007). Concepts and Applications in 3D Seismic Imaging. (p. 9). Society of Exploration Geophysicists and the European Association of Geoscientists and Engineers.
- Bolkvén, B., Bogen, J., Demetriades, A.W., Ebbing, J. (1993). Final report of the working group on regional geochemical.
- García, O. L. (2009). *Administración Financiera Fundamentos y Aplicaciones*.
- Herrera, Y., Cooper, N., & Ltd, M. R. (2010). *Manual para la Adquisición y Procesamiento de Sísmica terrestre y su Aplicación en Colombia*. (L. Montes, & U. N. Colombia, Eds.) Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

- Léon, J. (2017). Evaluacion de Proyectos de desarrollo de Campos Petroleros utilizando Opciones Reales. (*Tesis de Posgrado*). Colegio de Estudios Superiores de Administración – CESA.
- Riaño, P. (2020). Mapa en Superficie para la Clasificación de Familias de Crudos con Base en el Análisis Geoquímico en la Cuenca de Llanos Orientales. (*Tesis Pregrado*). Fundación Universidad de América, Bogotá.
- Ribón, H., Santos, N., Bejarano, A., & Khurama, S. (2017). Definición de recursos hidrocarburiíferos prospectivos en una Cuenca Frontera. Caso: Cuenca-Patía, Colombia.
- Santolo, Y. D., & Gonzalez, R. (2006). Actualización de Conceptos de reservas, procedimiento y Métodos para su Cálculo: Propuesta del Informe técnico para Sometimiento al Ministerio de Energía y Petróleo. (*Tesis de Pregrado*). Universidad Central de Venezuela.
- Sarmiento, L. F. (2011, diciembre). Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. (D. d. Geología, Ed.) *Fondo Editorial Universidad EAFIT*, 9.
- Servicio Geológico Colombiano. (2014). Compilación de la Cuenca de Llanos Orientales. In N. Z. Edinson Lozano, *Tectónica geociencias básicas* (pp. 6,19,20). SGC.
- SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG. (2018). *Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo* (Vol. 1.01). Retrieved from https://www.spe.org/media/filer_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf
- Vasquez, H. (2012). *La historia del petróleo en Colombia*.
- Vega, J. C. (2013). Diseño de Parámetros de Adquisición Sísmica 3D Orientado a la Detección de Fracturas Asistido por Modelado Sísmico Anisotrópico. (*Tesis de Posgrado*). Universidad EAFIT, Medellín.

Yajaira Herrera, N. C. (2010). *Manual para la Adquisición y Procesamiento de Sísmica terrestre y su Aplicación en Colombia*. Bogota: Universidad Nacional de Colombia.