



**Inventario de emisiones de material particulado PM₁₀
asociadas a la producción y transporte de
hidrocarburos en la Orinoquia Colombiana**

Alberto Díaz Garzón

**Universidad Nacional de Colombia
Facultad Ingeniería – Departamento de Ingeniería Química y Ambiental
Bogotá, Colombia
2019**

**Inventario de emisiones de material particulado PM₁₀
asociadas a la producción y transporte de
hidrocarburos en la Orinoquia Colombiana**

ALBERTO DÍAZ GARZÓN

**Tesis de maestría presentada como requisito parcial para optar al título de
Magister en Ingeniería Ambiental**

**Director:
Rodrigo Jiménez Pizarro, Ph.D.**

**Grupo de Investigación:
Calidad del Aire
Línea de Investigación:
Inventarios de Emisiones**

**Universidad Nacional de Colombia
Facultad Ingeniería – Departamento de Ingeniería Química y Ambiental
Bogotá, Colombia**

2019

Dedicatoria

A mi madre por ser Luz, guía y amor incondicional y enseñarme a persistir a pesar de las dificultades.

A Andrea por ser alegría y positivismo siempre.

Agradecimientos

Al profesor Rodrigo Jiménez Pizarro por su conocimiento y tiempo invertido a lo largo de este proceso al igual que a todos los integrantes del GICA que aportaron con sus explicaciones y experiencia, en especial a Juliana Hernández Villamizar y Luis Alberto Morales quienes contribuyeron con sus investigaciones y campañas de medición en la Orinoquia colombiana.

Al profesor Néstor Yesid Rojas por su disponibilidad y apoyo.

Al profesor Julio Cesar Vargas por poner a nuestra disposición todo su conocimiento en el sector Oil & Gas.

A la ANH, al grupo de fiscalización y en especial a sus ingenieros Claudia Patricia Triana, Juan Sebastián Lizcano, José Gregorio Roa y Ramiro Facundo Méndez por facilitar la información base para este trabajo.

Al CENIT y su profesional Elisabeth Cardenas por su disposición y contribución en la construcción de la base de datos geográfica.

Al SGC y su profesional Fernando Mosos por su gestión y facilitar la consulta a la base de datos EPIS-MIGEP.

Resumen

Aunque la Orinoquia colombiana representa 3/4 de la producción petrolera de Colombia, la mayor parte de la cuenca todavía no está conectada a la red eléctrica nacional, y la infraestructura de oleoductos no llega a la mayoría de los campos petroleros. Por lo tanto, un porcentaje significativo de la energía requerida para la producción de petróleo se genera in situ, y una fracción importante del petróleo producido se transporta por camión a instalaciones de extracción y bombeo de tuberías distantes. Además, un gran porcentaje de los caminos de conexión no están pavimentados, lo que aumenta las emisiones de resuspensión, y la mayoría de los campos petroleros de la Orinoquia colombiana producen petróleo pesado asociado con grandes cantidades de agua (relación de volumen de agua / petróleo ≈ 17). La ley colombiana requiere que el agua extraída sea tratada antes de su disposición o inyección para actividades de recobro secundario (mantenimiento de presión). La producción de energía in situ y el transporte por carretera son esencialmente diésel y generan cantidades sustanciales de gases y partículas de efecto invernadero. En esta investigación estimamos 1) la energía requerida para la producción de petróleo en la Orinoquia colombiana, incluida la inyección de agua; 2) los niveles de actividad del transporte por carretera; y 3) las emisiones de PM_{10} resultantes, basadas en modelos matemáticos y algoritmos de decisión de principios básicos simplificados. La información sobre el nivel de actividad fue bastante difícil de obtener (parcialmente confidencial) y procesada (no está completamente estandarizada). Recolectamos información del año 2016, durante el cual se produjeron 674 kBPD de aceite y 11 MBPD de agua en la Orinoquia colombiana, principalmente en campos pequeños (0.1-1 kBPD). Se presentarán las estadísticas de producción y transporte, y el consumo de energía desagregado espacialmente resultante y las emisiones de PM_{10} .

Palabras clave: Producción de petróleo, emisiones de PM_{10} , requerimientos energéticos, transporte de petróleo.

Abstract

Although the Colombian Orinoco River Basin (CORIB) accounts for 3/4 of Colombia's oil production, most of CORIB is still not connected to the national electrical grid, and the pipeline infrastructure does not reach the majority of oil fields. Therefore, a significant percentage of the power required for oil production is generated *in situ*, and an important fraction of the produced oil is transported by truck to distant pipeline collection and pumping facilities. Moreover, a large percentage of the connecting roads are unpaved, which enhances the resuspension emissions, and most of the Colombian ORIB oil fields produce heavy oil associated with large amounts of water (water/oil volume ratio ≈ 17). The Colombian law requires that the extracted water is treated prior disposal or reinjection (e.g. for pressure maintenance). *In situ* power production and road transport are essentially diesel powered, and generate substantial amounts of greenhouse gases and particles. In this investigation we estimated 1) the energy required for oil production in CORIB, including water reinjection; 2) the road transport activity levels; and 3) the resulting PM10 emissions, based on simplified first-principles mathematical models and decision algorithms. Activity level information was rather difficult to obtain (partially confidential) and process (not fully standardized). We collected information of year 2016, during which 674 kBPD of oil and 12 MBPD of water were produced in CORIB, mostly by small fields (0.1-1 kBPD). The production and transport statistics, and the resulting spatially disaggregated energy consumption and PM10 emissions will be presented.

Keywords: Oil production, particulate matter emissions, energy consumption, oil transport.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.1. Problemática.....	10
1.2. Preguntas de Investigación.....	10
1.3. Objetivos.....	11
2. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LA ORINOQUIA COLOMBIANA	13
2.1. Colombia y la Producción de Petróleo.....	13
2.1.1. Oleoductos.....	18
2.1.2. Red Vial.....	20
2.1.3. SIN y ZNI.....	20
2.1.4. Estimación Actual Autogeneración UPME	21
2.2. Aspectos Científicos y Técnicos de la Producción de Petróleo	24
2.2.1. Propiedades físico-químicas del Crudo.....	24
2.2.2. Presión de Poro y Presión de Fondo.....	26
2.2.3. Fluido Multifase	27
2.2.4. Ecuación de Bernoulli, Conservación de la Masa y la Energía	27
2.3. Emisiones en la Producción de Petróleo	30
2.3.1. Inventarios de Emisiones en la producción de Petróleo.....	32
2.3.2. Material Particulado.....	33
3. MODELO CONCEPTUAL, ALGORITMOS Y METODOLOGÍA	34
3.1. Requerimientos Energéticos por Pozo.....	37
3.2. Quema de Gas en Tea	50
3.3. Transporte de Hidrocarburos por Carretera.....	50
3.4. Emisiones por Factor de Emisión	51
4. RESULTADOS	55

4.1. Estado de la Producción de Hidrocarburos.....	55
4.2. Emisiones por Autogeneración y Teas	66
4.3. Emisiones por transporte de Hidrocarburos por carretera	70
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	74
6. ANEXOS.....	80

Indice de Tablas

Tabla 1: Sistema de Oleoductos de los Llanos Orientales.....	20
Tabla 2: Variables, parámetros y suposiciones.....	41
Tabla 3: Factores de Emisión	53
Tabla 4: Emisiones por Transporte de Hidrocarburos por Carretera	73

Indice de Gráficos

Gráfico 1: Áreas de la ANH en la subcuenca de los Llanos orientales	15
Gráfico 2: Producción Anual Promedio en Colombia	16
Gráfico 3: N° de Campos en la Orinoquia por Producción en Miles de Barriles Promedio Día (KBPD) 2016	17
Gráfico 4: Red de Oleoductos del país	19
Gráfico 5: Sistema Interconectado Nacional en Colombia	21
Gráfico 6: Suministro de Energía en el Sector Petrolero	22
Gráfico 7: Autogeneración por combustible y tecnología	23
Gráfico 8: Cadena Productiva del Petróleo	32
Gráfico 9: Modelo Conceptual y Algorítmico Método de producción.....	37
Gráfico 10: Modelo Conceptual y Algorítmico Potencia Requerida en Extracción	38
Gráfico 11: Modelo Conceptual y Algoritmico Transporte por Oleoducto	50
Gráfico 12: Distribución Modal Producción de Crudo 2016	62
Gráfico 13: Distribución Modal Producción de Agua en Campo 2016	63
Gráfico 14: Distribución Modal Relación Agua/Crudo en Campo 2016.....	63
Gráfico 15: Distribución bimodal de la Producción de Gas 2016	64
Gráfico 16: Distribución bimodal Relación Producción de Gas y crudo 2016	65
Gráfico 17 Potencia requerida	66
Gráfico 18 Emisiones por Autogeneración.....	67
Gráfico 19: Caída de presión Vs. Caudal.....	67
Gráfico 20: Emisiones Vs. Producción	68
Gráfico 21 Ubicación geográfica de emisiones por autogeneración.	69
Gráfico 22: Emisiones por quema de gas en Teas.	70
Gráfico 23 Información COPERTV	71
Gráfico 24: Parámetros de Comsbutable Copert	72

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Problemática

La producción de Hidrocarburos en Colombia se encuentra concentrada en la Orinoquia Colombiana, las cuencas hidrocarburíferas de mayor producción y las mayores reservas de petróleo y gas del país se concentran en el subsuelo de los Llanos (ANH, 2007). La región aporta cerca del 75% de la producción nacional de petróleo, 886 mil barriles en promedio por día calendario (BPDC) en 2016 y 854 KBPDC en 2017, albergando los dos grandes departamentos productores de petróleo del país: Meta y Casanare. El primero contribuye con 67% del total de barriles producidos en la región y el segundo con 26% (ANH, 2018). Así mismo, la actividad petrolera en Colombia y en el país tiene una participación bastante importante en la economía, aunado al crecimiento acelerado que ha tenido la producción desde el año 2010, en promedio el 64% de la economía de Meta, Casanare y Arauca depende del sector de hidrocarburos (Departamento Nacional de Planeación - DNP, 2014).

Los campos petroleros de la Orinoquia colombiana operan en su mayoría mediante el uso de bombas electrosumergibles en pozos antiguos con crudos entre medianos y pesados con elevadas cantidades de agua que no fluyen naturalmente, donde se estima que cerca del 50% de los campos se encuentra fuera del Sistema Interconectado Nacional - SIN. Adicional, los campos no interconectados suplen sus requerimientos de potencia para extracción, separación, tratamiento, bombeo e inyección mediante autogeneración, principalmente con diésel y algunos con crudo y gas de campo, generando emisiones sustanciales de gases de efecto invernadero (GEI) y material particulado (PM₁₀).

1.2. Preguntas de Investigación

En coherencia con esta situación y dentro de las perspectivas de desarrollo económico a corto y mediano plazo para el sector, es necesario dimensionar los

requerimientos energéticos de la industria con el fin de optimizar su proceso productivo y estimar los impactos de la autogeneración actual y un posible aumento de la misma por descubrimiento de nuevos yacimientos en zonas no interconectadas del país (ZNI) y sin infraestructura de oleoductos. Lo que lleva a contemplar las siguientes preguntas:

- ✓ ¿De qué magnitud son las emisiones de material particulado PM_{10} asociadas a la producción y transporte de hidrocarburos en la Orinoquia colombiana?
- ✓ ¿Cuáles son las fuentes de estas emisiones? ¿De qué dependen?
- ✓ ¿Cuáles son los requerimientos energéticos de la producción de hidrocarburos en la región?
- ✓ ¿Cuál es la fuente de energía de los campos de la región? ¿Están conectados al SIN o pertenecen a las ZNI?
- ✓ ¿Cuáles son los campos conectados a la red nacional de oleoductos?
- ✓ ¿Qué cantidad de crudo es transportado por carretera?
- ✓ ¿Cuáles son los trayectos y las condiciones de las carreteras utilizadas por los carrotanques en la región?

1.3. Objetivos

Es así que mediante el proyecto Colciencias “Emisiones atmosféricas e impacto en calidad del aire y salud pública asociados al cambio de uso del suelo y la agricultura intensiva en la Orinoquia Colombiana”, Código: 1101-569-35161, se busca identificar el impacto en la calidad del aire por el cambio en el uso del suelo en la Orinoquia Colombiana, por lo que se busca caracterizar el aporte del material particulado (PM_{10}) de cada una de las fuentes principales del mismo en la región, como lo es la actividad agrícola, la industria petrolera, la erosión eólica y la quema de biomasa.

Esta investigación adscrita al proyecto en mención, pretende estimar la cantidad de material particulado (PM_{10}) asociado a la producción y transporte de

hidrocarburos en la Orinoquia Colombiana, esto a través del cumplimiento de los siguientes objetivos:

- ✓ Identificar las fuentes, actividades y operaciones de producción y transporte de hidrocarburos que emiten PM_{10} en la Orinoquia Colombiana para el año 2016.
- ✓ Cuantificar los requerimientos energéticos de los campos productores de crudo de la Orinoquia colombiana para el año 2016.
- ✓ Estimar las emisiones de PM_{10} asociadas a la producción y transporte de hidrocarburos para el año 2016 por fuente.

Con el fin de cumplir los objetivos propuestos en el presente trabajo se abordan los antecedentes, la cadena de producción de hidrocarburos y el contexto de la problemática de los campos petroleros en Colombia (Capítulo 1). Para poder determinar cuáles son las condiciones adecuadas para la estimación de emisiones se ha desarrollado un modelo teórico y algorítmico que permite utilizar los datos disponibles de cada campo petrolero en el periodo de estudio, y a partir de allí estimar los requerimientos energéticos de la producción de crudo y realizar la estimación de las emisiones a partir de su fuente de generación de energía y características particulares de cada pozo (Capítulo 2). Luego se abordan los resultados estadísticos de la creación manual y análisis de la base de datos de cerca de 4.000 pozos de la Orinoquia, se analizan los resultados de la estimación de material particulado – PM_{10} de las emisiones por autogeneración y teas y las emisiones por transporte de hidrocarburos por carretera asociado a la producción de hidrocarburos en la Orinoquia Colombiana para el año 2016 y se realiza la discusión de los resultados (Capítulo 3). Por último, se dejan de manifiesto las conclusiones y recomendaciones del trabajo (Capítulo 4).

2. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LA ORINOQUIA COLOMBIANA

2.1. Colombia y la Producción de Petróleo

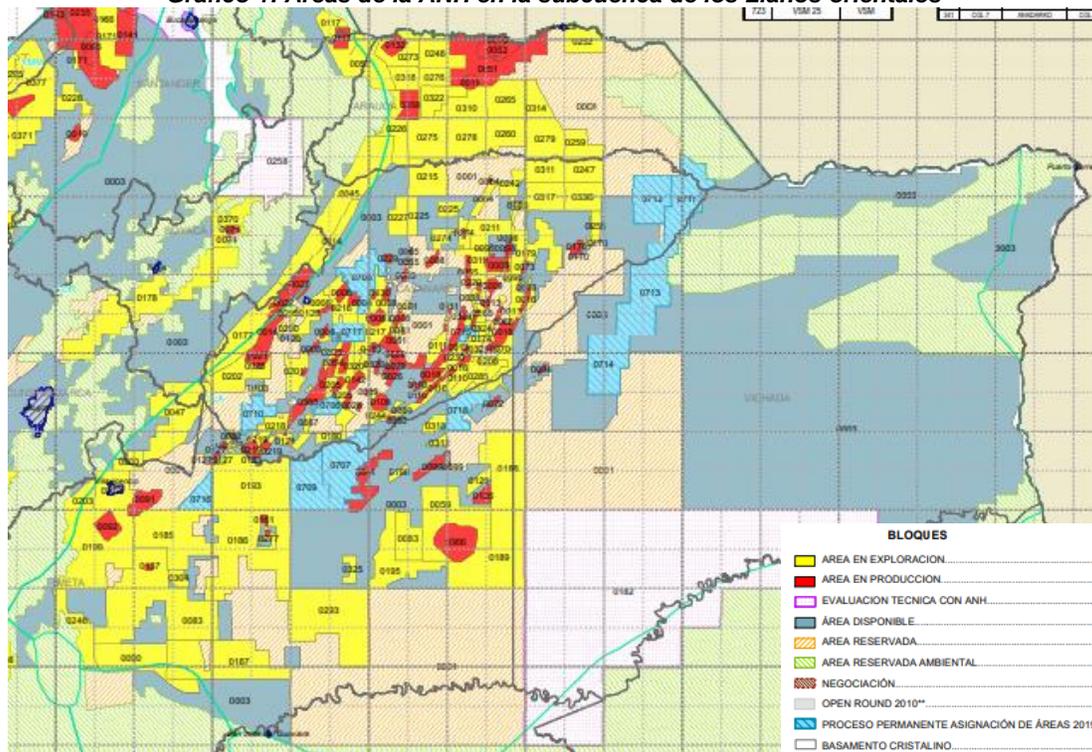
Para el año 2014 en el mundo se produjeron ~93.201 KBPD (U.S. Energy Information Administration, 2015) y en Colombia 1.009 KBPD (ANH, 2015). Paralelo al contexto internacional, la producción de hidrocarburos en Colombia aumentó 28% entre el año 2010 y 2014 (ANH,2014), y de manera complementaria el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 contempló una meta de producción de 1.146 KBPD para el año 2018, que a pesar de no cumplirla si dejó como resultado una producción promedio de 900 KBDC en los últimos años.

En cuanto a la producción de crudo en el país, puede hablarse de una época de bonanza petrolera entre el 2002 y 2015, cuando el precio del barril se encontraba por encima de los U\$ 100, la producción petrolera creció un 58%, los precios más de 300% y los ingresos un 548% (ACP, 2016). Sin embargo, de una evaluación de 40 países petroleros en función del aprovechamiento de los altos precios del crudo para diversificar sus economías, realizada por Cullen S. Hendrix, del Instituto Peterson para la Economía internacional, Colombia figura en los últimos lugares, acompañado de Kuwait, Arabia Saudita, Emiratos Árabes y Ecuador.

La cuenca de los llanos orientales ocupa una parte importante de la Orinoquía Colombiana. La mayor parte del área administrada por la ANH se encuentra localizada dentro de esta cuenca, como se muestra en el

Gráfico 1, con un área aproximada de 154.000 Km² para 2008 de 285.437 km² que componen la Orinoquia colombiana (ANH, 2008b).

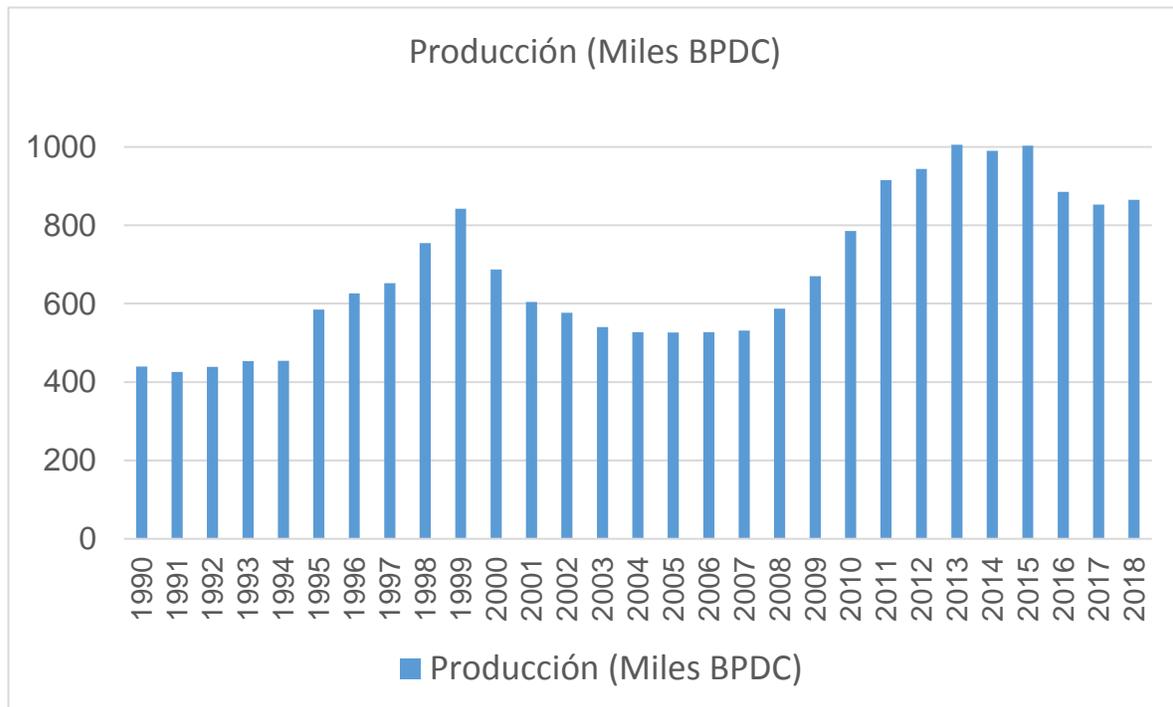
Gráfico 1: Áreas de la ANH en la subcuenca de los Llanos orientales



Fuente: (ANH, 2018)

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región.

En el Gráfico 1 se observan las áreas actualmente adjudicadas por la ANH para la producción de hidrocarburos, donde se destacan los descubrimientos más grandes de los últimos años como lo son Caño Limón, Rubiales, Apiay y Castilla, junto a más de ochenta campos menores. Así mismo se observa la presencia de alrededor de 15 parques naturales, de los cuales 4 (Chingaza, Sumapaz, La Macarena y El Tuparro) están dentro del Área Especial de la ANH. (ANH, 2008b)

Gráfico 2: Producción Anual Promedio en Colombia

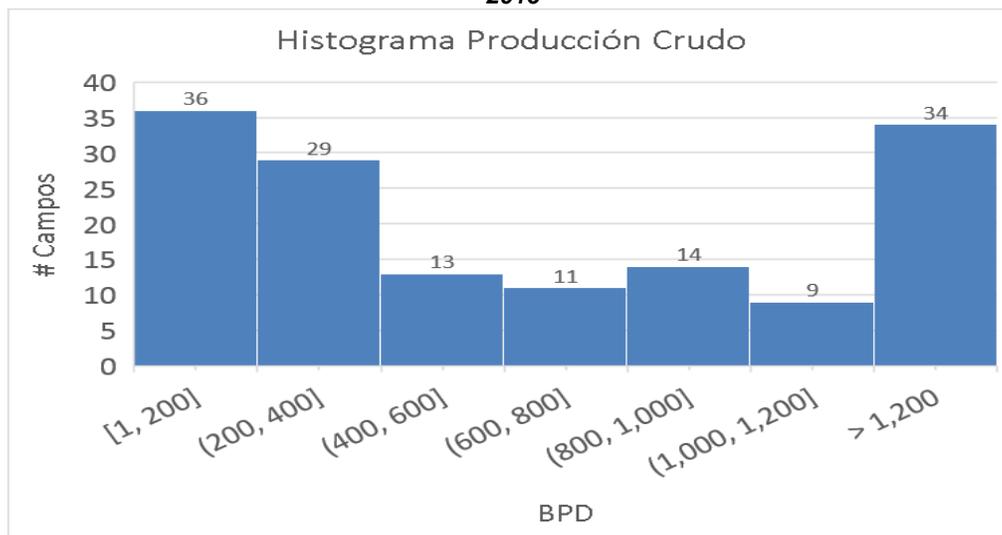
Fuente: ACP, 2019

El fluido extraído en la Orinoquia Colombiana en su gran mayoría corresponde a crudos pesados, que se encuentran mezclados con grandes cantidades de agua. Una vez extraído, en los pozos de desarrollo el crudo es transportado desde allí hasta las facilidades o campos de producción, donde se realiza la separación de fases entre petróleo, agua y gas del fluido extraído y se depositan en tanques de almacenamiento, el agua es tratada y reinyectada para mantener la presión del pozo si se cuenta con el permiso dentro de la Licencia Ambiental, de lo contrario es transportada hasta otro pozo en el que se encuentre autorizada la inyección de agua para el mantenimiento de presión (Recuperación secundaria) o es vertida a la fuente de agua que determine la autoridad ambiental en la licencia.

Es de resaltar que la Orinoquia Colombiana se encuentra alimentada por 13 cuencas de primer orden y 92 subcuencas, contando con el 28 % de las existencias de agua del país (IDEAM, 2010).

En cada Campo de producción se puede contar con uno o varios pozos de extracción, y se pueden abrir otros según las operaciones disponibles para el mantenimiento de la presión y el nivel de producción de cada pozo, en el Gráfico 3, se muestra el número de campos de producción en la Orinoquia Colombiana por nivel de producción para el año 2016.

Gráfico 3: N° de Campos en la Orinoquia por Producción en Miles de Barriles Promedio Día (KBPD) 2016



Fuente: Autor, 2017.

Por su parte, si es rentable, el gas extraído es conducido mediante gasoductos o líneas de flujo para ser comercializado o utilizado para la producción de energía en las instalaciones, de lo contrario es quemado mediante Teas, una vez se cuente con la aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.

Debido a la geografía colombiana, el transporte de los hidrocarburos desde la boca del pozo hasta los sitios de almacenamiento y procesamiento y posteriormente a las refinerías y centros de comercialización (puertos), se hace mediante estaciones de bombeo impulsando el crudo por tuberías y otro porcentaje es transportado por carretera en carrotanques. Para el transporte de gas o crudo desde los pozos hasta los campos y entre sus propias instalaciones mediante tubería son llamadas Líneas de Flujo y cuentan con un diámetro de 6 pulgadas aproximadamente.

Del campo de producción, el crudo es enviado a los tanques de almacenamiento y a las estaciones de bombeo para movilizarlo por los oleoductos, cuyo diámetro oscila entre 8 y 36 pulgadas, hasta las refinerías o centros de comercialización. El gas es transportado en idénticas circunstancias por tuberías entre 30 y 36 pulgadas de diámetro llamadas gasoductos. (ANH, 2008a).

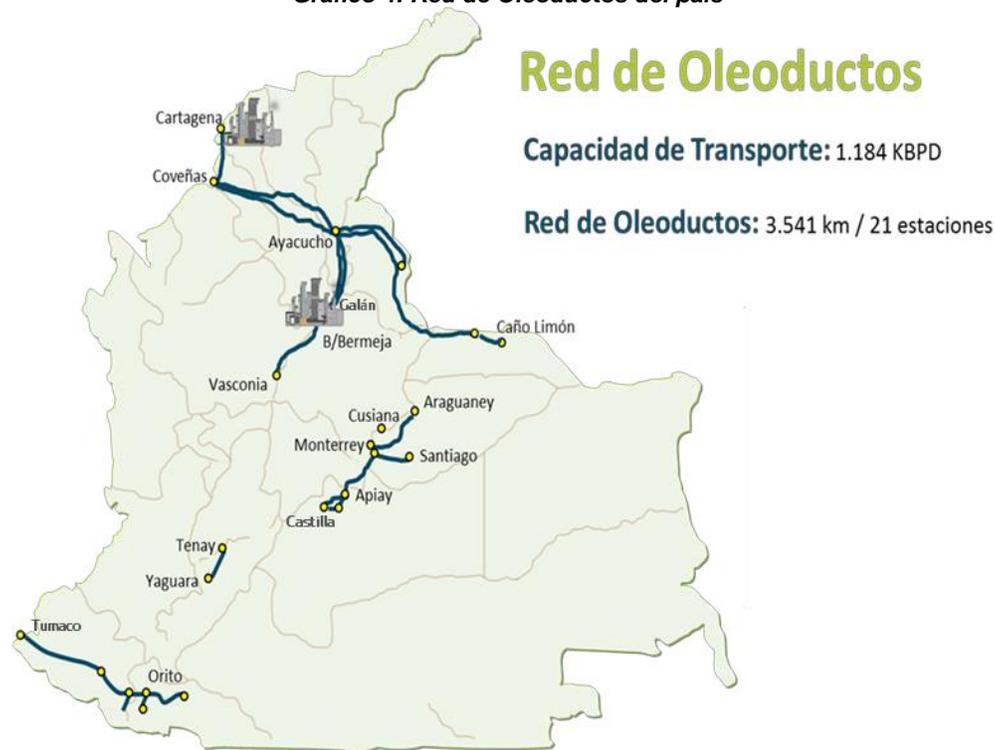
No obstante, debido a las condiciones geográficas colombianas, las tuberías van de 1,2 m a 2 m bajo tierra, debajo del lecho de los ríos o, en un porcentaje mínimo, aéreas por puentes colgantes, pero no siempre se cuenta con la infraestructura necesaria por lo que en algunas zonas el transporte es realizado por carrotanques.

En las refinerías el crudo es transformado sometándolo a altas temperaturas, que alcanzan los 400 grados centígrados, para obtener productos derivados como gasolina, diésel y querosene (ANH, 2008a). De las 7 refinerías con las que cuenta Colombia (Barrancabermeja, Cartagena, Orito, Plato, Tibú, Villavicencio y Yopal) 2 se encuentran en la Orinoquia colombiana (UPME, 2013).

2.1.1. Oleoductos

En el país se cuenta con 54 sistemas de oleoductos con sus respectivas estaciones de transferencia (MME & Delvasto & Eccheverria Asociados, 2017) como se observa en el Gráfico 4.

Gráfico 4: Red de Oleoductos del país



Fuente: (MME & Delvasto & Eccheverria Asociados, 2017)

En la cuenca de los llanos orientales, se encuentran oleoductos con diámetros que van desde 6 hasta 36 pulgadas, y con capacidades que varían entre 5 y 560 KBPD. Las estaciones tienen como objetivo separar, medir y recoger la producción de crudo, gas y agua para dejar el crudo, dentro de las especificaciones exigidas para su entrega a las estaciones de bombeo del oleoducto central de los llanos, el cual, lo envía a la refinería de Barrancabermeja para su procesamiento. (ANH, 2008b).

Tabla 1: Sistema de Oleoductos de los Llanos Orientales

ESTACIÓN INICIAL	ESTACION FINAL	DIÁMETRO (plg)	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (KBPD)	PROPIETARIO
Apiay	El Porvenir	12-16	126	54.4	ECOPETROL
Araguaney	El Porvenir	12-14	104	41.5	ECOPETROL
Barquereña	Tocaría	8	31	10	ECP-HOCOL
Caño Garza	Trinidad	6	23	5	ECP-HOCOL-KELT
Caño Limón	Zulia	18	283	168	ECP-OXY
Chichimene	Apiay	10	40.5	18.9	CHEVRON
Cravo Sur	El Cruce	8	18	20	ECP-HOCOL-KELT
El Porvenir	La Belleza	30-36	189	555.9	OCENSA
Maní	Santiago	10	10	20	LASMO
Santiago	El Porvenir	10	79	12	ECP-LASMO
Sardinas	Cravo Sur	8	62	10	Kelt-Hidrocarburos
Tocaría	Los Sabanales	8	16	15	ECP-HOCOL-KELT
Trinidad	Barquereña	8	17	10	ECP-HOCOL-KELT

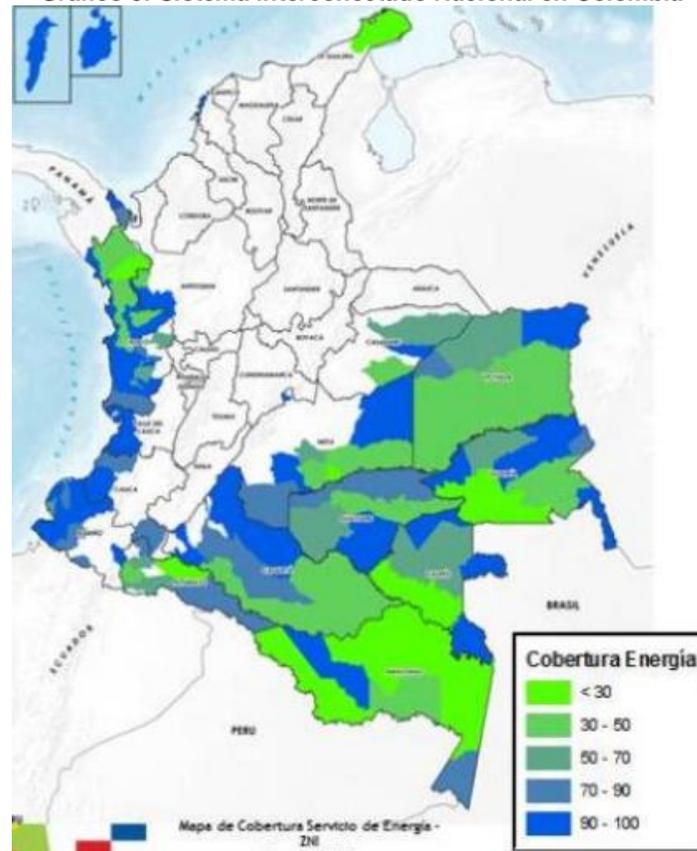
Fuente: (ANH, 2008b)

2.1.2. Red Vial

Arauca es el departamento con mejor cubrimiento de vías pavimentadas con un porcentaje mayor al 80%. Por su parte los dos departamentos con la mayor producción de crudo tienen un porcentaje de vías pavimentadas entre el 60% y el 80% (INVIAS, 2016).

2.1.3. SIN y ZNI

El Sistema Interconectado Nacional de energía eléctrica – SIN no llega a todo el territorio de los llanos orientales, tal como se muestra en el XX. Por lo que cerca del 60% de la Orinoquia hace parte de las zonas no interconectadas – ZNI del país (IPSE & MME, 2014).

Gráfico 5: Sistema Interconectado Nacional en Colombia

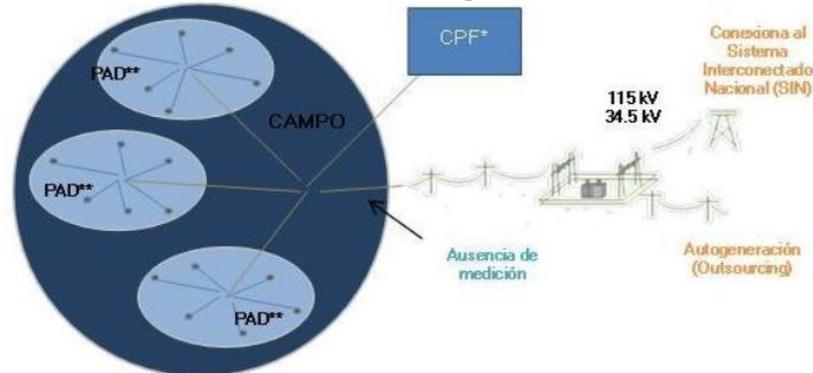
Fuente: (IPSE & MME, 2014)

2.1.4. Estimación Actual Autogeneración UPME

Para los años 1996, 2013 y 2014 se habían realizado estudio de la capacidad instalada de autogeneración y potencia de cogeneración del país, sin embargo, no incluyeron el sector petrolero. En el marco de la Ley 1715 de 2014, la UPME desarrollo un estudio para determinar la capacidad instalada de Autogeneración y cogeneración en Colombia para los sectores industrial, petrolero, comercio y público año 2015 donde incluyó una pequeña muestra de la industria petrolera y extrapolo los resultados.

Según el estudio de la UPME los mayores consumidores de energía eléctrica en el sector petrolero son Meta Petroleum Ltda., Occidental de Colombia – OXY y Ecopetrol con un consumo de energía del 80% del sector.

Gráfico 6: Suministro de Energía en el Sector Petrolero



* CPF por su sigla en inglés, Central Production Facilities o Instalaciones centrales de producción.

**PAD: Hace referencia a la explanada donde se localizan los pozos en un campo (puede haber uno o más pozos en un mismo pad)

Fuente. Elaboración de la consultoría

El estudio concluyó que se evidencia la importancia de tener una caracterización energética que permita confrontar la producción de hidrocarburos frente al consumo de energía. Demostrando que la máxima autogeneración posible en el sector puede darse con recursos energéticos primarios con desarrollo propio o de un tercero y que el déficit es cubierto con el SIN (Tensión de 34,5 kV, 115 kV y 220 kV). (UPME; & HART-REGENERACION, 2014)

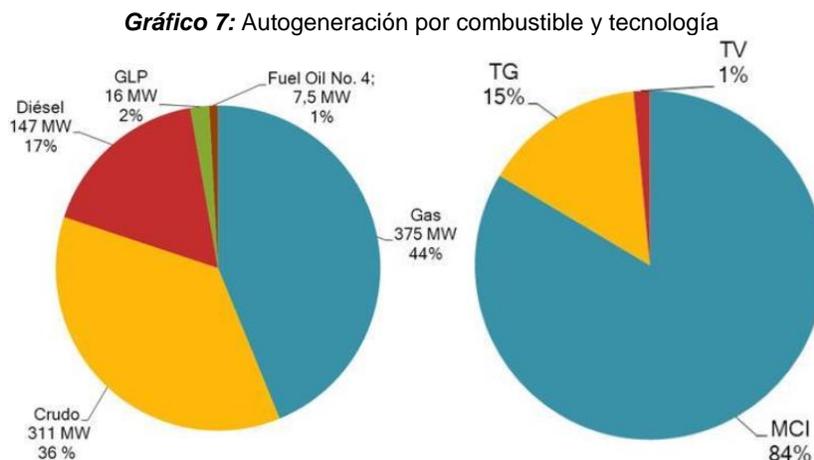
A su vez, indica que las estaciones de bombeo y líneas de transporte son las que representan el mayor consumo, esto derivado de la fuerza motriz necesaria para la operación de las bombas elevadoras de presión, sin embargo, estas obtienen energía del SIN, con pocas excepciones.

El estudio contempló los usuarios no regulados del sistema mediante reportes de XM, éstos son aquellos cuya demanda máxima es superior a 2 MW por instalación legalizada y cuyos precios son acordados libremente con la comercializadora (Ley 143 de 1994 y Res. 183 de 2009 CREG), que para el sector petrolero eran 97 establecimientos (3% de la muestra total).

También mostró que los puntos de consumo de energía petroleros son administrados por pocas compañías, Ecopetrol asocia cerca de 50. Los 97 puntos seleccionados no representan necesariamente ese mismo número de instalaciones físicas con consumo, ya que pueden estar sin conexión al SIN.

Finalmente, recolectan la información mediante encuestas para 24 empresas del sector, de diferentes etapas de la cadena y con diferentes tamaños de planta, 14 de producción, 7 de transporte y 3 de refinación y concluye que el sector petrolero tiene una capacidad instalada en autogeneración de 954,6 MW, de los cuales 789 corresponden a producción y 111,3 a transporte. De dicha autogeneración cerca del 50% se distribuye en la Orinoquia colombiana.

Otro factor relevante del estudio muestra los combustibles y tecnologías utilizadas para la autogeneración del sector como lo muestra el Gráfico 7.



Fuente: (UPME; & HART-REGENERACION, 2014)

El combustible más utilizado para la autogeneración es el gas de campo, seguido por el crudo y el diésel, tomando así el 44%, 36% y 17%, respectivamente.

El inventario da cuenta del 84% de la producción, En proporción directa con el 16% faltante, cuyas fuentes no reportaron información, sería de 19,5 MW. Además, resalta que pocos actores definen sus proyecciones de consumo energético, la capacidad total de autogeneración y cogeneración encontrada en los sectores estudiados representa el 13% de la capacidad total del SIN (14.585 MW y que el sector petróleo representa el 80% de la autogeneración y declaró no haber vendido excedentes y no tener interés en hacerlo.

2.2. Aspectos Científicos y Técnicos de la Producción de Petróleo

2.2.1. Propiedades físico-químicas del Crudo

Conocer los parámetros de Presión – Volumen – Temperatura (PVT) en el crudo es de vital importancia para el cálculo de sus propiedades, y en general, de todas las unidades de tratamiento y estimar las características volumétricas de los tanques de crudo (Sidrouhou & Korichi, 2013).

Las propiedades de los fluidos juegan un papel crucial en las aplicaciones de ingeniería petrolera, ya que están involucradas en todo tipo de cálculos, como la estimación de reservas recuperables, el flujo dentro del reservorio, los colectores de subsuelo y las instalaciones de superficie. El comportamiento de las fases, los valores de PVT, la reología y las propiedades térmicas están involucrados en las ecuaciones diferenciales que gobiernan, lo que afecta los pronósticos de producción y los procesos de optimización. Especificar el comportamiento de fase de una mezcla de hidrocarburos tiene como objetivo determinar el número de fases en equilibrio, sus cantidades molares y volumétricas, composiciones y propiedades físicas. Los valores de PVT describen el cambio de volumen y las propiedades físicas cuando los fluidos experimentan procesos de agotamiento y flash, como la producción a través del pozo y el sistema de separación de la superficie. La reología está relacionada con la caída de presión que se produce durante el flujo de fluido en el medio poroso o en las tuberías. Finalmente, las propiedades térmicas, como las capacidades de calor de fase y el coeficiente de

JouleThompson, se relacionan con los cálculos de la temperatura del fluido que fluye. Además, los derivados de las propiedades de fase con respecto a la presión, la temperatura y la composición a menudo también se requieren para la solución de problemas de simulación de flujo de reservorio y tubería (Gaganis, Kourlianski, & Varotsis, 2017).

La viscosidad y la densidad son propiedades físicas importantes del petróleo crudo. Sin embargo, no existe una teoría práctica para el cálculo de estas propiedades para aceite pesado a temperaturas elevadas. (Alomair, Jumaa, Alkorie, & Hamed, 2016).

Cuando se trata de la simulación de flujo, las ecuaciones diferenciales que rigen la conservación de la masa, el momento y la energía no se pueden resolver analíticamente debido a su severa no linealidad. Las complejas condiciones de los límites para modelar acuíferos que invaden agua, pozos horizontales o multilaterales, así como el supuesto de equilibrio termodinámico que prevalece en cualquier momento, aumentan dramáticamente la complejidad del problema matemático. Para este propósito, el espacio y el tiempo se discretizan en pequeños bloques y pasos, respectivamente, y para cada bloque un conjunto de ecuaciones algebraicas que involucran valores de propiedades de PVT describen los procesos físicos que tienen lugar. El uso de valores de PVT precisos es de gran importancia para una simulación de flujo, ya que los factores volumétricos permiten que los volúmenes de fluidos y los caudales registrados en las condiciones de la superficie se traduzcan en depósitos y viceversa. (Gaganis et al., 2017).

La práctica actual es calcular los valores de PVT requeridos por medio de las ecuaciones de estado (EoS) o leerlos de las Tablas de crudo establecidas por la industria de O&G. En el primer caso, los modelos EOS cúbicos, como los modelos Soave-Redlich y Kwong (SRK) y Peng y Robinson (PR), suelen utilizarse para proporcionar todas las propiedades requeridas. El requisito previo para obtener valores precisos es un ajuste correcto y físicamente adecuado de los parámetros

de EoS frente a un conjunto de experimentos de laboratorio. Una vez hecho esto, el enfoque EoS puede describir con precisión complejos comportamientos de fase como los que tienen lugar durante el desplazamiento de gas miscible, la inyección de gas seco durante el agotamiento de los condensados de gas rico y en depósitos con un gradiente de composición fuerte (Fevang et al., 2000).(Gaganis et al., 2017)

En ausencia de información sobre los parámetros PVT, el uso de correlaciones para la predicción de las propiedades PVT y sus propiedades asociadas es bastante frecuente. No obstante, las correlaciones PVT deben ser estudiadas y ajustadas de acuerdo a las características locales y/o regionales de cada crudo, ya que gracias al efecto geológico el crudo presenta modificaciones en su composición química de un área a otra. (Sidrouhou & Korichi, 2013).

Las tablas de petróleo Black Lookup Black (BOT) son ampliamente utilizadas por los paquetes de software profesional para proporcionar propiedades de fluidos durante la simulación de flujo de reservorios, pozos y tuberías en lugar de tener que resolver repetidamente el problema de comportamiento de fase altamente no lineal a un costo de CPU muy alto. Estas tablas, o bien se generan utilizando un modelo de ecuación de estado (EoS) ya sintonizado con los datos de laboratorio disponibles o a partir de los propios datos o aplicando las correlaciones disponibles de uso general. (Gaganis et al., 2017).

2.2.2. Presión de Poro y Presión de Fondo

En simulaciones realizadas en laboratorio Sandoval (2014) evidenció que, a mayor cantidad de agua en el crudo, habrá una mayor caída de presión mostrando un comportamiento casi Newtoniano de estos fluidos, evidentemente el contenido de agua también influye en la viscosidad del crudo, aumentando considerablemente conforme al contenido de agua. De igual forma el aumento de temperatura también aumenta las propiedades Newtonianas del fluido,

demostrando así la estabilidad de las emulsiones estudiadas por Sandoval. (Sandoval-Rodríguez, L. S., Cañas-Marín, W. A. & Martínez-Rey, R. (2014)

2.2.3. Fluido Multifase

El flujo de crudo por tubería es un fluido multifásico compuesto por agua, petróleo, gas, emulsiones y sedimentos en una misma corriente. Dentro de este flujo ocurren varios fenómenos como por ejemplo transferencia de masas entre las fases, deslizamiento de las fases, caída de presión de fricción, geometría variable, compresión, transferencia de calor y otros efectos termodinámicos que hacen que el modelamiento del flujo sea complejo. Una mezcla de modelos considerando correlaciones empíricas sencillas derivadas de observaciones científicas ha venido tomando gran auge en la industria petrolera por su buena autoridad y simplicidad.

2.2.4. Ecuación de Bernoulli, Conservación de la Masa y la Energía

Ecuación de Bernoulli – Conservación de la Energía

Teniendo presente que el principio de conservación de la energía expresa que durante una interacción, la energía puede cambiar de una forma a otra pero su cantidad total permanece constante, es decir, que el cambio en el contenido energético de un cuerpo o de cualquier otro sistema es igual a la diferencia entre la entrada y la salida de energía, y el balance de ésta se expresa como lo indica la Ecuación 1. El cambio de energía está dado por la transferencia neta de energía por calor, trabajo y masa.

Ecuación 1: Conservación de la Energía

$$E_{Entrada} - E_{Salida} = \Delta E$$

A su vez, el principio de Pascal establece que la presión ejercida en un punto de un fluido confinado aumenta la presión en todos los puntos en la misma cantidad, es decir, que tiene la misma magnitud en todas las direcciones, dado lo anterior, la variación de la presión con la elevación está dada por la Ecuación 2.

Ecuación 2: Presión Vs. Elevación

$$\frac{dP}{dz} = -\rho g$$

Si la densidad del fluido es constante, la diferencia de presión en una capa de fluido de espesor Δz está dada por la Ecuación 3.

Ecuación 3: Diferencia de Presión en una capa de fluido

$$\Delta P = P_2 - P_1 = \rho g \Delta z$$

La energía es una propiedad, y el valor de una propiedad no cambia a menos que cambie el estado del sistema, por lo tanto, el cambio de energía de un sistema es cero si el estado no se modifica durante el proceso. El principio de conservación de la energía dicta que el incremento en la energía del sistema debe ser igual al trabajo de frontera realizado sobre el sistema. Así mismo, es posible que exista energía en diversas formas (interna, cinética, potencial, eléctrica y magnética) y la sumatoria de ellas constituye la energía total E de un sistema. Para sistemas simples compresibles el cambio en la energía total del sistema durante un proceso es la suma de los cambios en sus energías interna, cinética y potencial que se expresa como lo muestra la Ecuación 4.

Ecuación 4: Cambio de energía

$$\Delta E = \Delta U + \Delta EC + \Delta EP$$

Donde,

$$\Delta U = m(u_2 - u_1)$$

$$\Delta EC = \frac{1}{2}m(V_2^2 - V_1^2)$$

$$\Delta EP = mg(z_2 - z_1)$$

Teniendo en cuenta la conservación de la masa de un flujo como la Ecuación 5.

Ecuación 5: Conservación de la Masa

$$\rho_1 AV_1 = \rho_2 AV_2$$

E incluyendo la conservación de la cantidad de movimiento se tiene la Ecuación 6.

Ecuación 6: Conservación de la Masa y la Cantidad de Movimiento

$$P_1 - P_2 = \frac{\dot{m}}{A} (V_2 - V_1) = \rho_2 V_2^2 - \rho_1 V_1^2$$

Cuando escribimos la ecuación de la energía para el caso particular de flujo a lo largo de un tubo de corriente con fricción y trabajo motor como el caso de la extracción de hidrocarburos se tiene la

Ecuación 7: Balance de Conservación de la Energía

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{1}{2} V_1^2 + g z_1 = \left(\frac{P_2}{\rho} + \frac{1}{2} V_2^2 + g z_2 \right) + W_s + W_f$$

Todos los términos son energías por unidad de masa, donde, W_s es el trabajo motor por unidad de masa dado por el fluido (positivo en turbinas y negativo en bombas), y W_f es la pérdida de energía por unidad de masa debida a la fricción entre las secciones de la tubería. Otra forma alternativa de presentar la ecuación es que todos sean cargas, o alturas; realmente energías por unidad de peso. En el sistema internacional, serían julios divididos por newton, que es igual a metros, como se observa en la

Ecuación 8: Ecuación de la Energía en términos de cargas

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \left(\frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 \right) + h_s + h_f$$

El término $h_s = W_s/g$ es el trabajo específico dado por el fluido, y $h_f = W_f/g$ la pérdida de carga por fricción entre las secciones de la tubería. Vemos que la ecuación de Bernoulli es mucha más restrictiva que la ecuación de la energía porque sólo contiene los términos mecánicos de presión, energía cinética y energía potencial que proceden de la ecuación de cantidad de movimiento en forma integral sin fricción. (White, 2015).

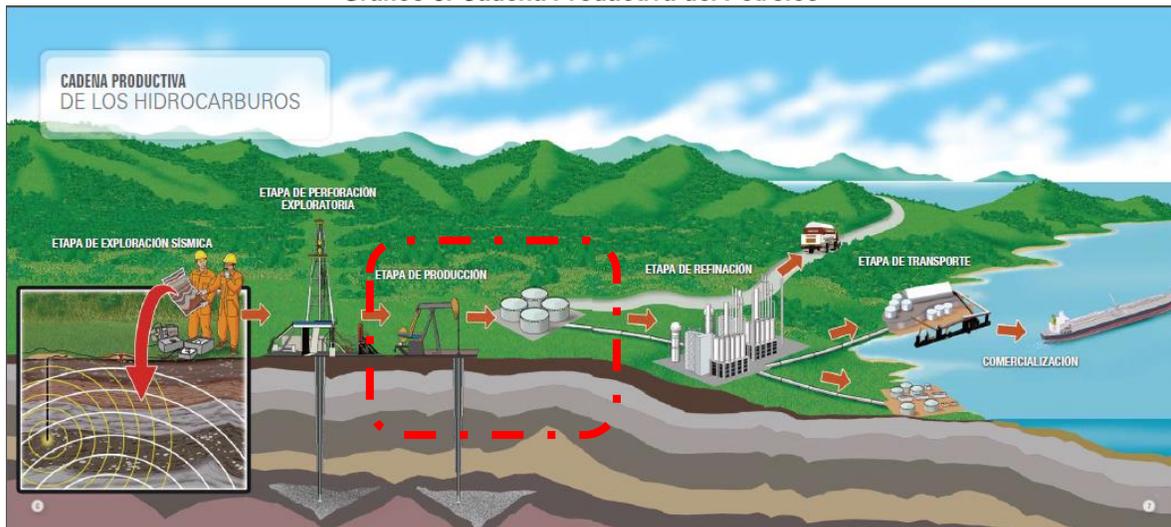
2.3. Emisiones en la Producción de Petróleo

Las características y los usos particulares de la energía eléctrica y calórica de los distintos eslabones de la cadena del petróleo determinan las posibilidades de autogeneración y cogeneración en esta industria. En efecto, en la exploración, producción, transporte por tubería (de crudo y productos derivados), y en el almacenamiento y distribución (mayorista y minorista), el uso de la energía es principalmente para fuerza eléctrica motriz, mientras que la refinación es una actividad intensiva tanto en uso de calor, como de fuerza motriz. En consecuencia, solo en la refinación aparecen posibilidades de cogeneración, en tanto que en los demás eslabones solo existen posibilidades de autogeneración.

La exploración de petróleo y gas utiliza electricidad de manera importante y prácticamente toda es autogenerada con motores de combustión interna portátiles por las siguientes razones: i) con frecuencia la exploración se localiza en zonas no interconectadas, ii) dado que a priori no hay certeza en la existencia de hidrocarburos, en caso de realizarse la exploración en zonas interconectadas, no se justifica la construcción de redes.

Por ser esporádicas en el presente estudio no se tienen en cuenta las fases de exploración, sísmica y perforación, y dado que las refinerías se encuentran conectadas al SIN por requerir confiabilidad eléctrica las 24 horas, tampoco se incluyen, este estudio abarca las etapas de producción y transporte, como se indica en el

Gráfico 8.

Gráfico 8: Cadena Productiva del Petróleo

Fuente: ANH, 2008.

2.3.1. Inventarios de Emisiones en la producción de Petróleo

Los inventarios de emisión describen la liberación de trazadores constituyentes en la atmosfera, han sido establecidos como una herramienta para la planeación ambiental, aunque usualmente son manejados por necesidades políticas (EEA, 2013). Con el fin de reducir el impacto de la contaminación se requiere localizar la dirección de fuente del contaminante. Los inventarios de emisión identifican las fuentes de contaminantes, principalmente las de origen antropogénico, brindando la información necesaria para el desarrollo de medidas efectivas de control de la contaminación (Winiwarter, et al., 2009).

Así mismo los inventarios de emisión sirven como fuente de información para la generación de modelos de la Calidad del aire, por ejemplo, en métodos indirectos como los estadísticos, como el de la contribución de fuente (Source Apportionment) requiere la aplicación de este tipo de herramientas. Además, son esenciales para levantar la información base de modelación atmosférica, ya que el conocimiento sobre las tasas de liberación de los componentes traza, la resolución espacial y temporal son indispensables para derivar el transporte y transformación que requiere el modelo. (Winiwarter et al., 2009).

Las guías y compendios de metodologías de Inventarios de Emisiones para el sector Hidrocarburos, (Franklin & Leahy, 1999; Ogp, 2013; U.S. Environmental Protection Agency, 2014; Zheng, He, Shen, Yin, & Yuan, 2012) (Shell, Diallo, Beracochea, & Utshudi, 2007) (BP & Greene, 2012), en su gran mayoría corresponden a Inventarios para Gases Efecto Invernadero.

2.3.2. Material Particulado

Más de dos millones de muertes prematuras cada año a nivel global pueden ser atribuidas a los efectos de la contaminación del aire ambiente e intramural, y más de la mitad de estas muertes suceden en los países en desarrollo. Por tanto la OMS considera la contaminación atmosférica como un riesgo significativo a la salud pública, (World Health Organization, 2006). En ciudades fuera de Europa y Estados Unidos se encontró que un aumento de 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de PM10 implica un incremento de mortalidad del 0,5% (Ezzati, Lopez, Rodgers, & Murray, 2004). En consecuencia, dichos efectos adversos sobre la salud de la población implican costos reflejados en atención hospitalaria, pérdida de productividad, días laborales perdidos, entre otros. (United States Environmental Protection Agency, 2012).

Al material particulado también se le atribuye la disminución de la visibilidad por su participación en la generación de neblumo fotoquímico (Pattey & Qiu, 2012). Así mismo afecta significativamente la vegetación, vía fotosíntesis, respiración y transpiración, generando alteraciones estructurales y disminución de la productividad (Farmer, 1993). Para los animales además de lo anteriormente descrito, en algunos casos se han encontrado trazas de antibióticos en el material particulado, que pueden ocasionar daños de tipo químico, infeccioso, inmunosupresivo, alérgico y tóxico, como irritaciones respiratorias, infecciones por patógenos o alergias, causantes de la muerte de individuos (Hartung & Saleh, 2007).

3. MODELO CONCEPTUAL, ALGORITMOS Y METODOLOGÍA

El presente Inventario se desarrolló bajo la metodología IPCC Top-Down adaptada al caso particular, ya que no partió de mediciones puntuales o el consumo energético específico de cada campo, sino que por el contrario de información secundaria por campo y aún más específica por pozo recolectada por la ANH para realizar dicha estimación, como por ejemplo la producción de petróleo, agua y gas, gravedad API, presión de la tubería, etc. para lo cual se plantearon 9 pasos.

- 1- Revisión Bibliográfica de estudios preliminares, inventarios de emisión nacionales y regionales previos, entre otros.
- 2- Identificación de las actividades que requieren consumo de potencia y las fuentes y actividades generadoras de material particulado dentro de la producción de Hidrocarburos.
- 3- Diseño del modelo conceptual y matemático del requerimiento energético en las operaciones de producción de hidrocarburos en la Orinoquía Colombiana y realizar las estimaciones preliminares.
- 4- Recolección de la información sobre la magnitud de la actividad (presión, % eficiencia, caudal: petróleo extraído, agua extraída, agua reinyectada, agua tratada, etc.) de entidades como la ANH, UPME, ACIPET, ACP, CAMPETROL, ANLA, IDEAM, entre otros, incluyendo su análisis estadístico y la estimación del factor de actividad por campo.
- 5- Estimación del consumo de potencia requerida por campo a partir de los combustibles fósiles utilizados, el tipo de extracción y el caudal transportado (crudo extraído, agua extraída, agua reinyectada, agua tratada y petróleo separado) bien sea por los datos adquiridos con

- entidades públicas o los ajustados por Análisis Montecarlo según la disponibilidad de información.
- 6- Determinación de la metodología del inventario y los factores de emisión a utilizar para estimar las emisiones de GEI y material particulado resultantes debido a la producción de hidrocarburos como por ejemplo AP42-EPA (2014) y otros, de tal forma que sean comparables con las actividades y Emisiones en los años de Campaña 2014 y 2015 del proyecto: “Emisiones atmosféricas e impacto en calidad del aire y salud pública asociados al cambio de uso del suelo y la agricultura intensiva en la Orinoquia colombiana” (Código 1101-569-35161).
 - 7- Procesamiento de la información obtenida de factores de actividad y factores de emisión y la estimación de las emisiones de material particulado por campo.
 - 8- Definición de la resolución espacial del inventario por campo de acuerdo a la información geográfica de la ANH y la ANLA y consolidación espacial del inventario de emisión de tal forma que sea compatible con modelos de simulación de Calidad del Aire.

Luego de varias solicitudes de información y varias entrevistas con diversos profesionales de entidades como la UPME, el MME, el CENIT, el SGC y la ANH, entre otras, no se tuvo acceso a una base de datos digitalizada que nos diera un orden de magnitud del consumo de energía en los campos petroleros, el tipo de combustible consumido, su conexión al Sistema Interconectado Nacional de energía eléctrica - SIN o su fuente de energía en caso que no se cuente conectado a la red; la profundidad de las formaciones se encuentran en el repositorio de datos de la ANH, llamado EPIS (Exploration & Production Information Service),

que es el banco de Información Petrolera de Colombia, donde la información técnica y geológica se cataloga, almacena, preserva y administra, allí se almacenan todos los datos e informes derivados de estudios de prospectividad realizados a nombre propio y mediante terceros, los cuales se consideran activos vitales del estado por lo que para su consulta se debe llevar un proceso de licenciamiento y pagar los derechos correspondientes, normalmente es utilizado por geocientíficos y potenciales inversionistas que adelantan proyectos de investigación e inversión en E&P.

Por su parte la información de producción de crudo por campo, contrato, cuenca, departamento, año y compañía operadora se encuentra en el Informe Estadístico Petrolero de la ACP, el cual es de libre acceso, por otro lado, ACIPET cuenta con un compilado de datos históricos de producción de petróleo, gas y agua de 1965 a 2016, clasificada de igual forma como la de la ACP con la diferencia que su acceso es solo para sus afiliados.

Se transcribieron manualmente cerca de 585 formularios 9, 16 y 20, que los operadores presentan a la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH para reportar su operación en formato pdf, no obstante, éstos no se encuentran en buena resolución o formato pdf editable que facilite su lectura o su transcripción digital. Inicialmente, fueron pasados por un software OCR con el fin de aprovechar la capacidad de procesamiento de la CPU y así identificar la información requerida, sin embargo, debido a la calidad de las imágenes que componían los pdf y la mezcla de hojas horizontales y verticales imposibilitó la automatización de la tarea.

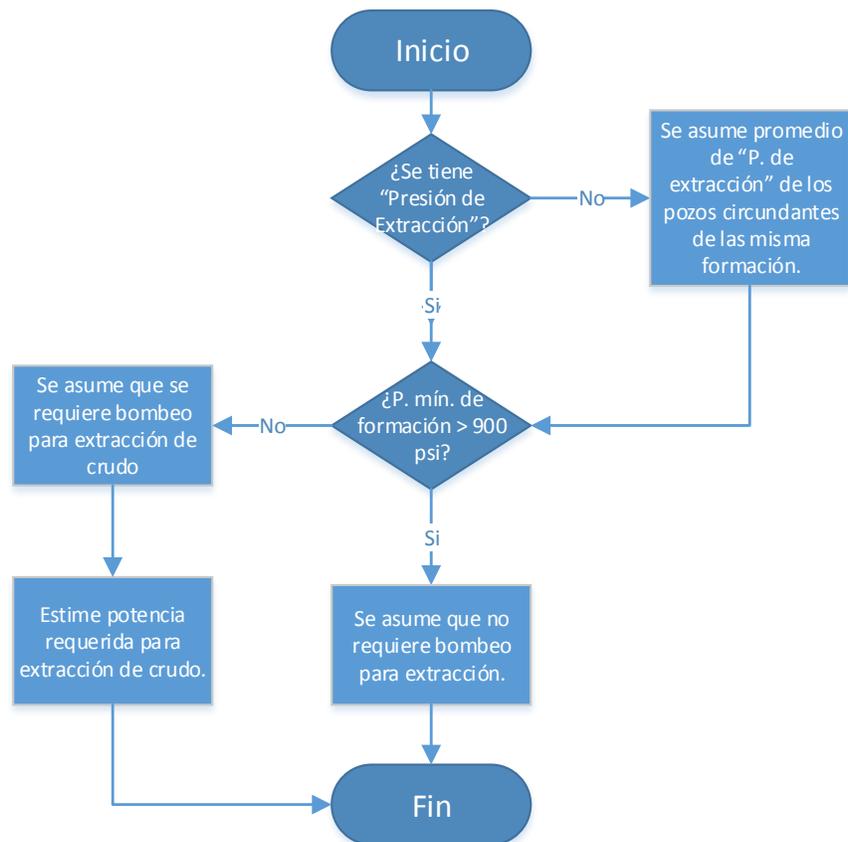
Con ayuda de algunos estudiantes de pregrado y principalmente tras muchas horas de procesamiento y transcripción manual por parte del autor del presente trabajo, se logró tener una base de datos de 2600 pozos de aproximadamente 234 campos, 23 de Arauca, 150 de Casanare y 61 de Meta. De éstos se tomó la información de 1876 pozos de 175 campos que tuvieron una producción de al menos 1 barril en el mes evaluado que corresponde a junio 2016.

Desafortunadamente, la información detallada de la cantidad de agua y propiedades físico-químicas de cada uno de los campos y pozos petroleros de Colombia no se encuentra disponible digitalmente, por lo que la ANH nos facilitó los formatos reportados por los operadores, los cuales son imágenes de baja resolución y digitalizadas en pdf imposibilitando su reconocimiento por parte de un programa OCR, razón por la cual se realizó la base de datos a mano con cerca de 4.000 pozos.

3.1. Requerimientos Energéticos por Pozo

A partir de la información disponible se formuló un modelo conceptual para el presente trabajo el cual parte de la identificación del método de producción aplicando los criterios obtenidos por la literatura y la consulta de expertos realizada. Este primer paso se resume en el Gráfico 9.

Gráfico 9: Modelo Conceptual y Algorítmico Método de producción.



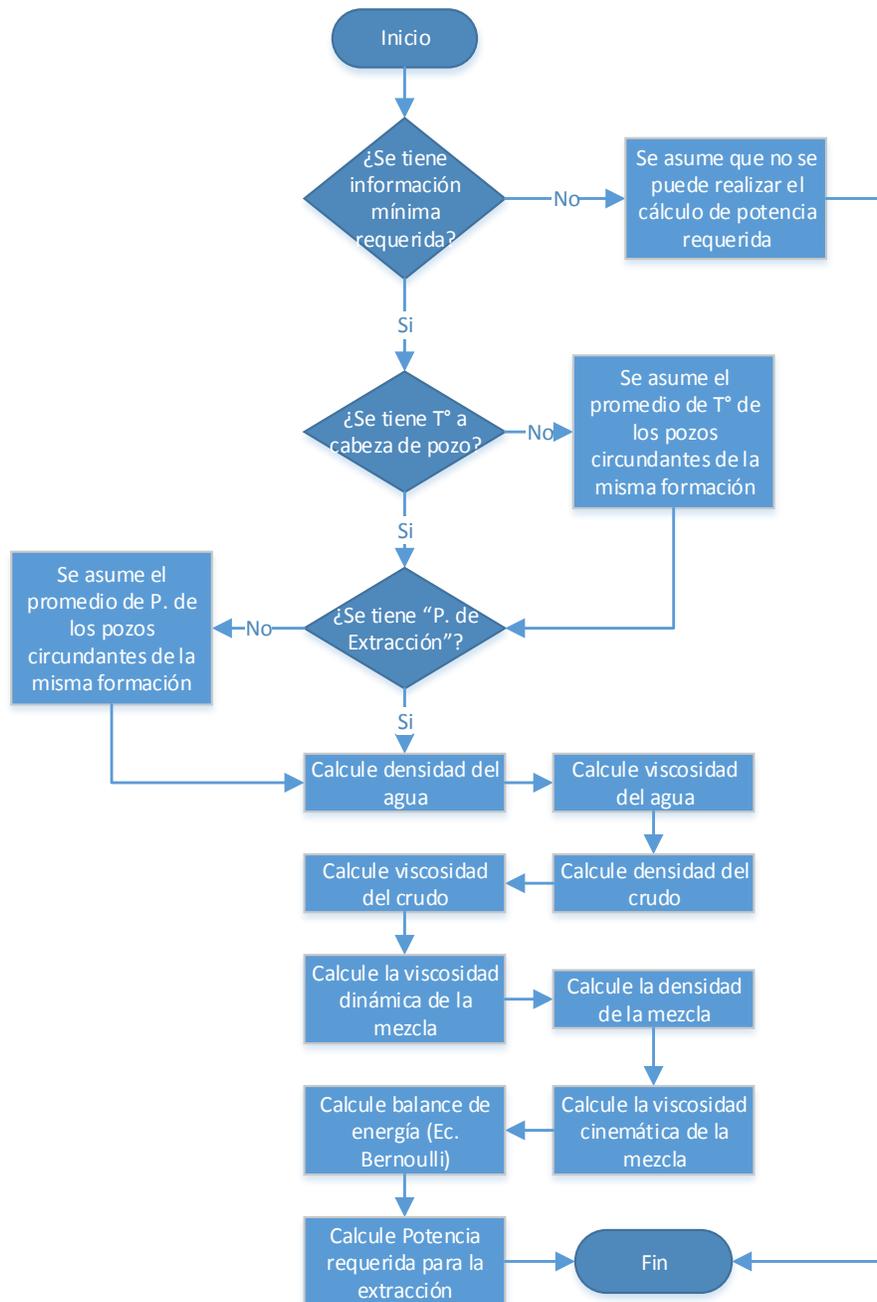
Objetivo: Permite identificar si el pozo requiere consumo de potencia para la extracción de crudo.

Fuente: El autor, 2018.

El objetivo de este diagrama es identificar si el pozo requiere consumo de potencia para la extracción del crudo, una vez identificados los pozos que requieren consumo de potencia porque no cuentan con flujo natural se procede a hacer el cálculo de los requerimientos energéticos mediante el modelo planteado en el

Gráfico 10: Modelo Conceptual y Algorítmico Potencia Requerida en Extracción

Potencia Requerida para Extracción



Objetivo: Permite estimar la potencia requerida para los pozos que cuentan con la información mínima requerida (Caudal de agua, caudal de crudo, nombre de la formación y grados API).

Este modelo permite estimar la potencia requerida para los pozos que cuentan con la información mínima requerida (caudal de agua, caudal de crudo, nombre

de la formación y grados API), las propiedades que no se encuentran reportadas por los formularios de la ANH son estimadas mediante fórmulas teóricas de la Mecánica de fluidos.

Por ejemplo para hallar la densidad del agua se utiliza la fórmula de Tanaka y se hacen verificaciones con las tablas de propiedades físico-químicas de la NIST, así mismo para el cálculo de densidad y viscosidad se utilizan las fórmulas de (Alomair et al., 2016), posteriormente para el cálculo de la viscosidad de la mezcla se utiliza la fórmula de (Wen, Zhang, & Wei, 2016). Todos estos cálculos se resumen en la Tabla 2, donde se muestran las variables utilizadas y su fuente.

Tabla 2: Variables, parámetros y suposiciones

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
Días de operación	Parámetro	t	días	Forma 9 reportada por cada productor a la ANH / Columna 2 discriminada por Campo, Formación y Pozo	Reporte diario del productor	
Caudal de Petróleo	Variable	Qo	m3/s	Forma 9 reportada por cada productor a la ANH /Columna 2 y4 discriminada por Campo, Formación y Pozo	Po/d - Mediciones diarias del operador	Al ser promedio se asume una producción constante todos los días trabajados
Caudal de Agua	Variable	Qw	m3/s	Forma 9 reportada por cada productor a la ANH /Columna 2 y 6 discriminada por Campo/Formación/Pozo	Pw/d - Mediciones diarias del operador	Al ser promedio se asume una producción constante todos los días trabajados
Caudal de la Mezcla	Variable	Q	m3/s	Forma 9 reportada por cada productor a la ANH /Columna 2, 4 y 6 discriminada por Campo/Formación/Pozo	Qo + Qw	Al ser promedio se asume una producción constante todos los días trabajados
Diámetro de la tubería de extracción	Parámetro	D	m	Estudio de Impacto Ambiental - ANLA / Panel de Expertos		Depende de la profundidad de la formación, puede tener tramos de 8", 5" y 2", el más común es de 8", por lo que para efectos del cálculo se estima una tubería uniforme de 8" en

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
						toda su extensión equivalente a 0,2032 m.
Velocidad promedio del fluido en la sección	Variable	U	m/s	Forma 9 reportada por cada productor a la ANH /Columna 2, 4 y 6 discriminada por Campo/Formación/Pozo	$Q/(\pi/4*d^2)$	
API	Parámetro	API	°API	Forma 16 reportada por cada productor a la ANH / Columna 10 discriminada por Campo, Formación y Pozo	Mediciones diarias del productor	
Temperatura en Cabeza	Parámetro	T° Cabeza	°F	Forma 16 reportada por cada productor a la ANH / Columna 15 discriminada por Campo, Formación y Pozo	Mediciones diarias del productor	
Densidad del Crudo	Variable	pod	Kg/m3	Osamah Alomair, et. Al. Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated temperatures.2016.	$a + b*API + c*T°$ $a = 1.072408845$ $b = -0.00652625$ $c = -0.0006639$	
Densidad del Agua	Parámetro	pw	Kg/m3	Tabla de la NIST		

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
Densidad Mezcla	Variable	ρ_m	Kg/m ³		$1/\rho_m = \text{fracción másica } w/\rho_w + \text{fracción másica } \rho_{od}/\rho_{od}$	
Viscosidad del Crudo muerto	Variable	μ_{od}	Kg/m*s	Osamah Alomair, et. Al. Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated temperatures.2016.	Oil dead = Without gas $\ln(\mu_{od}) = a + b/T^2 + c*\rho_{od} * \ln\rho_{od}$ 20° a 100° C: a = 10.76 b = 275.3 c = 107.8 >100°C a = 7.93 b = 309.6 c = 61.51	
Viscosidad del Agua	Parámetro	μ_w	Kg/m*s	Tabla NIST según temperatura		
Fracción de Volumen de Agua	Variable	ϕ_w	%		Q_w/Q	
Viscosidad Dinámica Fase Estratificada	Variable	μ_s	mPa*s		$\mu_s = \mu_{od} (1-\phi_w) + \mu_w*\phi_w$	
Factor de Fricción de Darcy (Flujo laminar)	Parámetro	λ		A partir del diagrama de moody		

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
Factor de Fricción de Darcy (Flujo Turbulento liso)	Parámetro	λ				
Factor de Fricción de Darcy (Turbulento intermedio)	Parámetro	λ				
Factor de Fricción de Darcy (Turbulento rugoso)	Parámetro	λ				
Tasa de disipación de energía por unidad de volumen de fluido	Variable	$\underline{\varphi}$	W/m ³	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)	$\bar{\varphi} = \frac{\lambda \rho v^3}{2d}$	
Temperatura Absoluta	Parámetro	Tk	K			
Tasa de producción de entropía	Variable	Sg	W/kg*K	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of	$\underline{\varphi}$	

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
				crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)	$S_g = \frac{\rho_m}{\rho_m + \rho_w} \cdot T_k$	
Contenido de asfáltenos y resinas del crudo	Parámetro	C a+r	wt%	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)		
Suma de la concentración de precipitados Wax y el contenido de las impurezas mecánicas	Parámetro	C w+m	wt%	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)		
Número total de ácidos del crudo	Parámetro	TAN	mg KOH/g	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016.		

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
				(Derivación Modelo Taylor)		
Número de carbones promedio del crudo	Parámetro	CN		Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)		
Correlación 1 de la composición del crudo	Variable	K1		Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)	$k_1 = 0.031c_{a+r}^{0.125} c_{w+m}^{0.017} TAN^{0.030} CN_{oil}^{0.246}$	
Correlación 2 de la composición del crudo	Variable	K2		Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)	$k_2 = 0.998c_{a+r}^{0.036} c_{w+m}^{0.024} TAN^{-0.027} CN_{oil}^{-0.351}$	

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
Fracción de Agua en Emulsión	Variable	ϕ_e	%	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)	$\phi_e = K1 * Sg^{K2}$ Suposición: Se estima que el agua en emulsión es baja porque la relación de agua/petróleo es muy alta	
Viscosidad Dinámica Fase Dispersa	Variable	μ_d	mPa*s		$\mu_d = \mu_w [1 + (\mu_w + 2.5\mu_d) / (\mu_w + \mu_d)] * (\phi_w + \phi_E)$	
Coefficiente de Mezcla	Variable	Cm	%	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)	0 = Completamente estratificado, 1 = Completamente disperso	
Viscosidad Dinámica Mezcla	Variable	μ_m	mPa*s	Jiangbo Wen, Jinjun Zhang, Min Wei. Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction.2016. (Derivación Modelo Taylor)	$\mu_m = \mu_s * (1 - C_m) + \mu_d * C_m$	

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
Viscosidad Cinemática mezcla	Variable	μcm	m ² /s		$\mu\text{m}/\rho\text{m}$	
N° Reynolds	Variable	Re	adim.		$(v * D * \rho\text{m}) / \mu\text{cm}$	
Pérdidas de Carga	Variable	f	m	Ecuación de Haaland	$1/\sqrt{f} = (-1.8 * \text{Log} ((e/d)/3,7)^{1.11} + (6.9/\text{Re}))^{-2}$	
Profundidad pozo	Parámetro	L	m	Datos entregados por el SGC para 10 formaciones de la Cuenca Orinoquia	Suposición: se toma la misma profundidad para todos los pozos ubicados en la misma formación.	
Pérdidas de fricción	Variable	hr	m		$f * L/D * (v^2)/2g$	
Velocidad al fondo del Pozo	Variable	V1	m/s			
Velocidad en superficie	Variable	V2	m/s			
Profundidad pozo	Parámetro	Z1	m		Z1=L	
Superficie	Parámetro	Z2	m		0	
Presión a la salida	Variable	P2		Se asume salida a una presión manométrica de 100 psig; Para el cálculo de la Pabsoluta se utiliza por encima a la presión atmosférica		

Nombre	Variable / parámetro	Nomenclatura	Unidad de Medida	Fuente información	Algoritmo de Cálculo	Suposiciones/ Observaciones
Presión atmosférica		Patm				
Balance de E - Energía Mecánica	Variable	Wm	m		$P2/\rho g + V2^2/2g + Z2 + hr - P1/\rho g - V1^2/2g - Z1$	
Potencia Bruta	Variable	Pb	W = J/s		$Wm * \rho * g * Q$	
Eficiencia Bomba	Parámetro	Ef		Fichas técnicas bombas autosumergibles	42%	
Potencia Neta	Variable	Pn	W = J/s		Pb/Ef	
Energía Eléctrica	Variable	Ee	Kw/h		$Pn * \text{tiempo operación}$	
Emisiones PM10	Variable	PM10	Kg/h		$Ee * F.E. (1,34 \times 10^{-3} \text{ Kg PM10/Kwh})$	

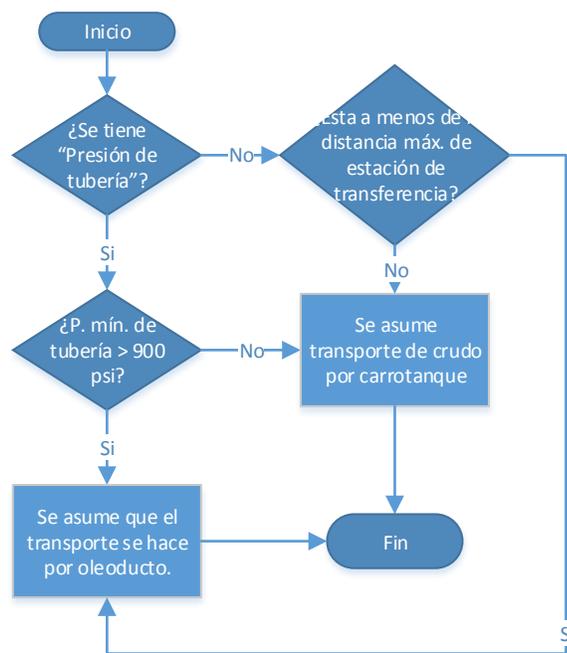
3.2. Quema de Gas en Tea

En cuanto a la producción y quema de gas, ésta es reportada por la ANH anualmente en la página web,

3.3. Transporte de Hidrocarburos por Carretera

Para el cálculo de las emisiones por transporte se aplicó el modelo del Gráfico 11: Modelo Conceptual y Algorítmico Transporte por Oleoducto

Gráfico 11: Modelo Conceptual y Algorítmico Transporte por Oleoducto
Transporte por Oleoducto



Fuente: El Autor, 2018.

Adicionalmente, se realizó una verificación mediante el sistema de información geográfica para confirmar proximidad con los oleoductos, las facilidades de entrega y las carreteras de la Orinoquia colombiana.

3.4. Emisiones por Factor de Emisión

En cuanto a los Factores de Emisión se consultaron fuentes tales como EPA – AP42 EEA, Villasenor et al. (2003), McEwen & Johnson (2012) y CONCAWE (2009), entre otros como se observa en la

Tabla 3.

Tabla 3: Factores de Emisión

Actividad	Factor de Emisión	Fuente
Autogeneración con Motores Diésel de < 600 hp	2,2 x10 ⁻³ lb/hp-hr	EPA – AP-42
Autogeneración con Motores Diésel de > 600 hp	0.0007 lb/hp-hr	EPA – AP-42
Quema de Gas en Tea	6.3x10 ⁻⁴ Kg/m ³ gas quemado	(Ismail & Umukoro, 2016)
Emisiones móviles por combustión (Carrotanques)	COPERT IV	COPERT IV
Emisiones por carretera pavimentada	$E = k (sL)^{0.91} \times (W)^{1.02} \quad (1)$ <p> <i>E</i> = particulate emission factor (having units matching the units of <i>k</i>), <i>k</i> = particle size multiplier for particle size range and units of interest (see below), <i>sL</i> = road surface silt loading (grams per square meter) (g/m²), and <i>W</i> = average weight (tons) of the vehicles traveling the road. </p>	EPA – AP-42

Actividad	Factor de Emisión	Fuente
Emisiones por carretera despavimentada	$E_{ext} = E [(365 - P)/365] \quad (2)$ <p>E_{ext} = annual size-specific emission factor extrapolated for natural mitigation, lb/VMT</p> <p>E = emission factor from Equation 1a or 1b</p> <p>P = number of days in a year with at least 0.254 mm (0.01 in) of precipitation (see</p>	EPA – AP-42

Fuente: El Autor, 2018.

4. RESULTADOS

4.1. Estado de la Producción de Hidrocarburos

El cinturón de crudos pesados localizado al oriente del límite de gravedad o API < 20, hasta el límite geográfico aproximado del sistema petrolífero Gachetá-Mirador. Se extiende desde el campo Apiay, incluye el campo Rubiales en donde podría tener entre 80 y 100 Km de ancho y continúa en dirección noreste hacia el campo El Miedo en donde convergen los límites de las gravedades o API < 20 y la del sistema petrolífero Gachetá-Mirador. (ANH, 2008a)

El espaciamiento entre pozos está entre 250 y 600 metros dependiendo de la estrategia de agotamiento del campo. Normalmente se comienza con espaciamientos mayores para posteriormente ir a íter espaciado de acuerdo al volumen de crudo remanente. La arquitectura de pozo generalmente contempla pozos horizontales, multilaterales, verticales con hoyos ampliados todo esto con el fin de disminuir daño y aumentar productividad. Los pozos son completados con revestimientos ranurados con empaque de grava o rejillas preempacadas para control de arena y utilizan sistemas de levantamiento artificial para levantar el crudo hasta la superficie tales como bombeo mecánico, cavidad progresiva, electrosumergible y levantamiento por gas dejando siempre provisiones para la inyección de diluyente en fondo de pozo. (ANH, 2008b)

Del panel de expertos se concluye que se tiene un campo productor que puede ser uno o varios pozos, eso depende de la extensión, estos bajan al subsuelo. Dependiendo de la formación geológica puede tener presiones muy elevadas, esta presión está dada por dos clases, una por la formación y otra por la profundidad, no siempre un pozo profundo tiene alta presión, porque hay yacimientos que no tienen tanta presión, pero un pozo profundo que tiene una formación anticlinal tiene alta presión, puede ser 2000 psi hasta 3000 psi, sin problema, o más, al fondo. Al fondo se tiene lo que se llama fluido, compuesto por un Hidrocarburo, que puede ser desde un C5+ hasta un C50, líquidos y un gas, que normalmente esta disuelto, que va desde C1 hasta C5, y dependiendo de la anticlinal puede haber dos posibilidades:

1. Que se presente una capa de gas libre, un fluido y agua, hay separación clara de fases. Los pozos más viejos son gas arriba, fluido con poco gas y agua.
2. Los pozos más nuevos, está todo mezclado, no se han alcanzado a estratificar.

Si en cabeza de pozo se tiene un delta P de 1 atm, sale todo, si el pozo es de muy alta presión no se lleva a la misma presión, es decir, que, si se tiene una presión de yacimiento de 2000 o 3000 psi, a partir de válvulas se obtiene una presión diferente de cabeza de pozo, para poder entregar a una presión manejable a nivel industrial, que es aproximadamente 1200 psi, la saco del fondo a 3000 psi y la entrego máximo a 1200 psi.

Si el pozo está por debajo de 1200 psi mi cabeza de pozo la regula, es decir, puede tener una presión de fondo de 900 y puedo entregar a 500 o a 600 psi, no importa, depende si se conecta a un oleoducto o se transporta por carrotanque.

Normalmente, si el pozo está a 1 km de profundo, 3000 pies, y si un 1 m³ de agua es 1 atm, 1 km serían 100 atm, es decir que podría inducirse que hay 2000 psi más la columna de agua. Sin embargo, en ese punto no hay líquido ni columna de agua que ejerza presión, porque aún no se ha abierto, ahí solamente hay suelo, capas de suelo, arcillas, calizas, entre otros, con agua saturada. Lo que tiene la presión es que se tiene una arcilla, que es un tipo de piedra impermeable y se tiene un gas que ejerce presión y agua debajo que ejerce presión, la presión no es que venga de arriba.

Una vez abierto el pozo, debo vencer una altura de columna, hay teorías que dicen que la presión de fondo está asociada a la presión de un acuífero cercano de una montaña, y que el agua que se infiltra en Bogotá, llega a cierto acuífero que se infiltra por debajo y se va hasta los pozos de los llanos. El agua esta es por debajo haciendo presión originalmente, antes de abrir el pozo, no se tiene columna de agua. Textualmente, un pozo, es abrir un hueco, que puede tener en el fondo 8" y arriba 24", y puede ser menos, eso depende, pero lo típico es 8", pero no es constante, el tamaño de la sarta va cambiando, a medida que se va taladrando se va sacando y va fluyendo el fluido de perforación, dependiendo de la formación

cambia la viscosidad, cambia el esfuerzo cortante y la presión, lo anterior que permite que la pared no colapse, cuando se está abajo y ya estamos llegando, se cimienta hasta el fondo, dejando un tubo cerrado, es un cemento de alta velocidad de secado, es un cemento tipo API, eso se llama case, es un cono de cemento cerrado, en ese momento se retira la herramienta, se instala el árbol de navidad (juego de válvulas) en la parte superior y se envía un perforador, que es como dinamita al fondo para romper el bloque de cemento, y en ese momento se libera la presión. Hay algunos que dejan la sarta metida, pero por lo general todos la recuperan para no perder el cabezal que es lo que más vale.

Hay algunos perforadores que cuando explotan, solo rompen cada x centímetros y otros vuelan toda la parte.

Dependiendo la presión de fondo y de poro el crudo puede fluir naturalmente o no, se tienen varias situaciones de extracción, la primera es con presión primaria que va desde 1200 psi hasta masomenos unos 120 psi en cabeza de pozo, cuando se tiene 120 psi ya no fluye naturalmente, se demora bastante, puede sacar solamente 100 bbl/día, en ese momento ya se le coloca una bomba hay empresas que las coloca en 200 psi otras en 50 psi, todo depende del API del fluido, si es un fluido suave, sale solo, pero si es un fluido viscoso, tipo colombiano, no sale ni a 300 psi, y ahí en ese momento es que se trabaja con bomba electrosumergible y machin arriba para poder extraer.

Los yacimientos primarios, son todos por presión natural, hay alguno que no esperan que salga, sino que desde el comienzo meten la bomba y extraen todo lo más rápido que puedan, como por ejemplo Pacific Rubiales. Si la presión va bajando muy rápido lo que se hace es meterle inyección de agua o gases (CO₂, CH₄ o N₂), para mantener presión constante, los pozos productores se cierran y se vuelven pozos inyectoros, se inyecta a la formación, inyecta por unos pozos, y extraigo por otros, o hago otros productores, eso es lo que se llama la producción secundaria. Si eso no funciona, viene la secundaria final que es inyección, con bombeo, ahí si

se mete la bomba electrosumergible. Y luego vienen métodos más sofisticados de producción, que es meterle vapor o quemarlo, entre otros.

Si el delta P es 1 atm, después de vencer la columna de crudo, eso fluye naturalmente. Por ejemplo, tenemos una presión de extracción o de fondo de 2400 psi, pero en la cabeza tenemos una presión de 140 psi, esto puede darse con los crudos de la Orinoquia, que son muy viscosos.

Se tiene un crudo o fluido, que puede ser con varios pozos, donde influye fuertemente las propiedades como son la cantidad de agua y sólidos (BSW) y otro más importante que es la relación de gas a crudo (GOR), para el transporte no se puede tener mucha agua porque no se puede transportar 1000 km o 500 km, porque puede darse decantación y las bombas se van a dañar, y con un GOR alto, y se tiene una tubería muy larga y una presión de entrega de 1000 psi, y después de la carga de fricción puede ser fácilmente 100psi, se da una separación del gas en el trayecto, entonces hay que hacer algo que se llama una facilidad, o una instalación temprana, que ajusta las condiciones de cualquier tipo de yacimiento a unas condiciones de envío.

Puede que varios pozos de un campo productor tengan solamente una unidad central o un pozo tenga solamente una dedicada, eso depende de la producción. Hay unos campos pequeños de tan solo 1000 o 2000 bbl/día, entonces tienen un barril, que es un tanquecito calentado donde entra el crudo, saca el agua y lo manda, es como un flash pequeño. Dependiendo la presión de cabeza del pozo, establezco cómo va a ser el tratamiento, si instalo 1, 2 o 3 flashes, el contenido de agua puede ser por ejemplo un 20% y el flash debe ajustarlo a un 0,5% por norma de envío por tubería. Si es por carrotanque puede ser mayor el contenido de agua. En EEUU piden 0,3% por las distancias tan largas.

El GOR también se expresa como RVP, presión de vapor RVP, es la presión que ejerce un líquido a 100 °F, entre más alto el número es más volátil, es decir hay más gas, entre más bajo es más pesado, un crudo pesado puede ser 4 o 5, un crudo intermedio 10 -11, un crudo liviano máximo puede ser de 12, si se tiene uno de 14

o muy liviano hay que quitarle gas y agua, hasta llevarlo a la norma de envío, hay que reducirle el RVP.

La tubería revestida o de revestimiento va después del árbol, es la que va hasta la facilidad. Si el yacimiento es súper viscoso y está a 2000 psi, la presión a cabeza de pozo no va a ser la misma, porque va a ir lento, puede ser hasta 1 atm, una presión muy bajita va a un solo equipo.

Por ejemplo, se tiene una presión en tubería de producción de 2000 psi y una presión de cabeza de 90 psi, ese campo no tiene gas, debe ser solo crudo, basta con un solo equipo que lo caliente y saque el poquito de gas que pueda tener. Ese campo tiene 22 KPC, que es una baja cantidad, para que sea un pozo gasífero o significativo se debe tener al menos 10 millones de PC de gas. Cuando la presión de cabeza o de tubería de revestimiento es superior a la presión de la extracción, se debe colocar una bomba autosumergible. Por ejemplo, hay un pozo con 90 psi de presión de extracción, ya no fluye naturalmente, es de los campos más viejos, tiene aproximadamente 2200 días de explotación a la tasa actual y produce únicamente 110 bbl/día. Los pozos que generan de 100 a 150 bbl/día, son pozos con bomba, pozos que ya están muriendo.

Se puede decir que se tienen 3 presiones, una la del GOR, que para un buen pozo empujado por gas debe ser aproximadamente 600, es decir, que por cada 1 bbl/día extraído se saca 6 PC de gas, tiene buen empuje. Un crudo intermedio puede tener entre 100 y 150 de GOR, en ese punto el gas ya no ejerce presión, no se tiene tanto gas como para que se expanda. Por ejemplo, presión de extracción de 15 y presión de cabeza con 1000 psi, eso es bombeo. Para poder transportarlo por oleoducto debo subir la presión en la facilidad y así cumplir los parámetros de entrega, ese es el LAC o punto de custodia, el campo debe entregar a mínimo 1050 psi, en Colombia se usa cerca de 900 psi. La norma por lo general está entre 1000 y 1100 para poder cumplir con las condiciones del sistema interconectado de oleoductos, lo anterior es para garantizar que la caída de presión por tuberías largas, por ejemplo 500 Km, no impidan la entrega del crudo, por ejemplo, de la altillanura a Bogotá.

Cuando se va por carrotanque, por ejemplo, los crudos pesados de Rubiales, todos salen por carrotanque, tienen el flash que calienta, tienen una bomba pequeña, fluye y de una vez van al carrotanque, carga como 55000 galones y van al centro de acopio que puede ser en Vasconia, donde descargan con una bomba y un sistema de calentamiento. En el centro de acopio mezclan los crudos intermedios, los presurizan y mandan por oleoducto.

Es más económico transportar por oleoducto que por carrotanque. En Colombia, se calcula el precio de extracción que no es mucho, el costo de procesamiento, que también es bajo, y el costo de transporte. En Colombia, el costo puede estar en 25 U\$/barril en promedio, depende el campo, donde 12 U\$ aprox. Puede ser de transporte. En Arabia Saudita tienen un costo de producción aproximado de 6 U\$, incluido transporte. El negocio está en que el que produce vende a 6 o a 10 U\$ al que procesa, el que procesa lo vende a 25 U\$ y el que lo transporta lo compra y lo vende a otros precios. Si es una empresa grande como Occidental, hacia toda la cadena, producía, procesaba y transportaba.

Todos tienen la capacidad de almacenar entre 3 o 4 días de producción por si hay problemas en el pozo, no dejar de bombear. Cada etapa, incluyendo la refinería tienen su stock. Para pozos muy pequeños, por ejemplo, una presión de cabeza de 140 psi, es muy altamente probable que lo lleven por carrotanque. Se puede deducir si el transporte es por carrotanque por la baja producción cercana a los 100 bbl/día y a los grados API de 15 a 20. Hay crudos que tienen los mismos grados API y diferentes viscosidades. No se puede cuadrar todo por densidades, depende principalmente es de la viscosidad. La densidad es un indicador, pero también se tienen naftas, aromáticos, entre otros, lo importante es la viscosidad, que me puede dar problemas de transporte, entre otros. Y la viscosidad está dada por el tipo de crudo, si se tiene un crudo asfáltico, los asfáltenos son compuestos poliaromáticos planares, que como tienen resinas se compactan y por eso son muy viscosos.

Químicamente puede tener la misma relación volumen-peso, porque son poliaromáticos, pero estos se pueden presentar sueltos o en forma laminar. Cuando se tienen fluidos asfálticos, no se pueden calentar, porque cuando se calienta se brinda más energía para aumentar la cohesión. En esos casos se hace recuperación avanzada, se usan nanopartículas para que hagan la ruptura de fase, se le puede colocar tensoactivos, soda, goma santana, entre muchos otros disponibles en el mercado.

Luego pasa por un sistema de separación, donde se le hacen lavados con agua para desalinizarlo, 3 lb de sal por cada 1000 bbl de crudo, en Colombia se permite hasta 20 para consumo local. El agua del yacimiento es prácticamente una salmuera, puede tener entre 4000 y 250000 ppm de sal (Cloruro de sodio, magnesio, calcio). Por eso, dependiendo el yacimiento hay que mirar cómo es el proceso, todo son normas, por ejemplo, Ecopetrol para pozos pequeños lo acepta con 20lbs de sal y ellos la bajan a 1 o 2 para refinación, a diferencia de EEUU y Japón, para exportación se quita la sal, y en el proceso de lavado salen todos los tensoactivos con el agua, salen todas esas gomas santana, etc., y el crudo queda refinable. En Colombia no hay tantas instalaciones tempranas con desalado, por lo que implica mucha agua, bajando salmueras de 30000 ppm como a 1000 ppm, por lo que se requiere agua dulce de otras fuentes, lo que implica grandes implicaciones en las licencias ambientales, especialmente el permiso de vertimientos que exige desalinización.

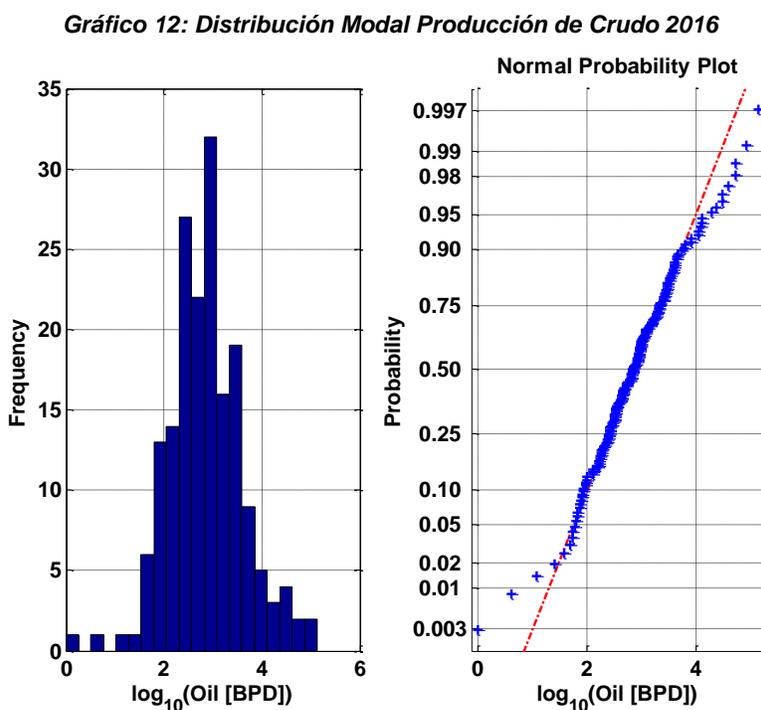
A manera de conclusión es importante identificar:

1. Si P de tubería de revestimiento ≥ 900 psi., entonces transporte por oleoducto.
2. Si P de extracción > 600 psi, entonces flujo natural, dependiendo la cantidad de gas y los grados API. Recomendable GOR > 600 , lo que implica cantidad considerable de gas para empujar el crudo viscoso.

La información de la producción en Orinoquia que hemos obtenido y procesado (año 2016) totaliza una producción de 716 mil barriles promedio día - KBPD de petróleo, 12 millones de miles de pies cúbicos - KPC de gas y 12 millones de BPD de agua,

la cual es volumétricamente comparable a la producción de petróleo de Arabia Saudita (10 millones BPD) o Rusia (11 millones BPD). La mayor parte de la producción de crudo es generada por pequeños y medianos campos, que producen entre 100 y 1000 BPD. La producción modal es de 735 BPD de petróleo y 5079 BPD de agua.

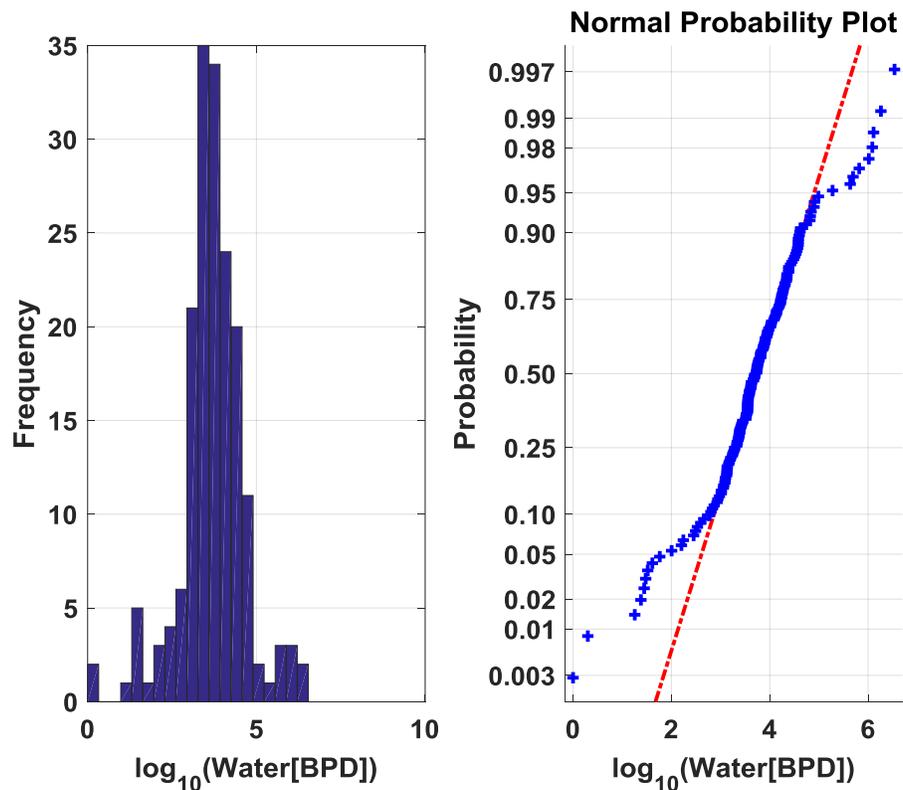
A partir de la información suministrada por la ANH y organizada por el autor se identificó que la producción de crudo y agua, al igual que su relación tienen un comportamiento modal tal como se indica en los siguientes gráficos.



Fuente: El Autor, 2017.

La producción de petróleo más frecuente por campo corresponde a 720 BPD, mientras que para el agua se encuentra en 5178 BPD, arrojando así una relación promedio de 16,48 Barriles de agua / barril de crudo. A pesar que la relación de agua/petróleo más frecuente por campo es de 7 BPD crudo/ BPD agua. El histograma de la Producción de Crudo nos permite observar que la producción está centralizada en cerca de 3000 BPD y tiene poca variabilidad.

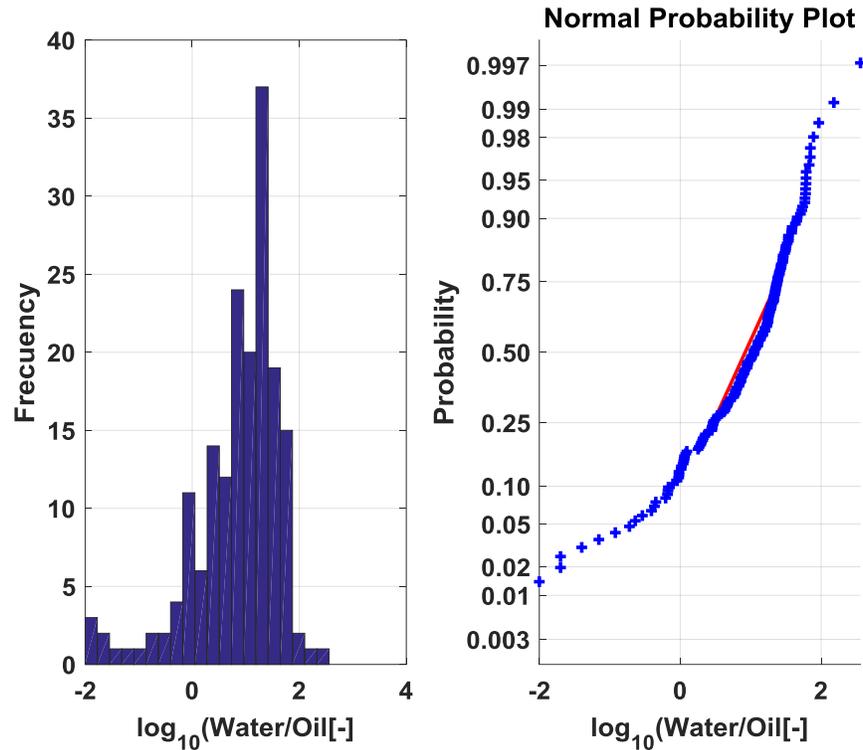
Gráfico 13: Distribución Modal Producción de Agua en Campo 2016



Fuente: El Autor, 2017.

De igual forma se observa que la extracción de agua se encuentra centralizada en 4000 BPD y tiene poca variabilidad. Es de destacar que para la extracción de 716 KBPD de crudo se requirió la extracción de 12 millones de BPD de agua, dejando en evidencia la necesidad de extracción mediante bombeo electrosumergible o métodos de recuperación secundaria dada la edad de los pozos. Esta agua posteriormente es tratada e inyectada al mismo pozo u otro cercano que cuente con licencia de inyección de agua, con el fin de mantener la presión de la formación.

Gráfico 14: Distribución Modal Relación Agua/Crudo en Campo 2016

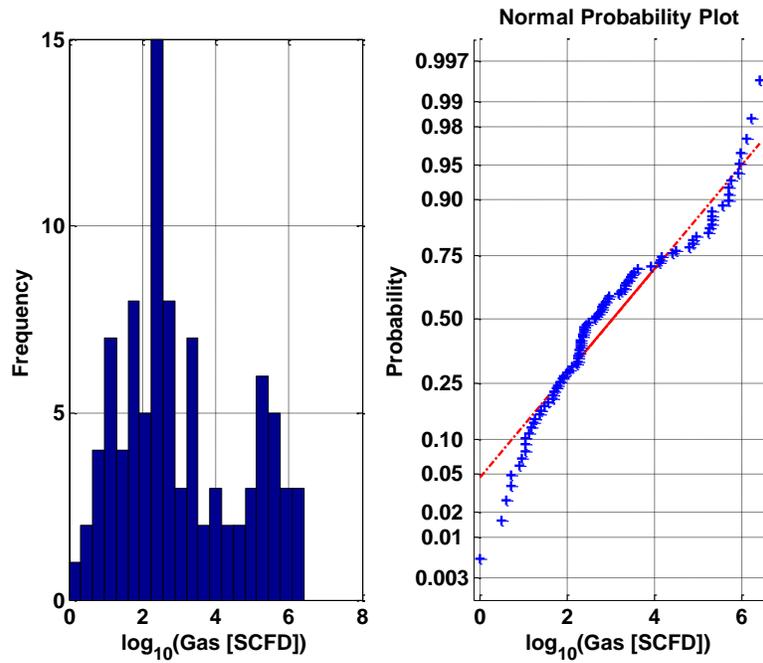


Fuente: El autor, 2017.

En cuanto a la relación de agua/crudo, se observa una relación directa debido a su comportamiento modal, concentrada principalmente en 17 barriles de agua por cada barril de crudo.

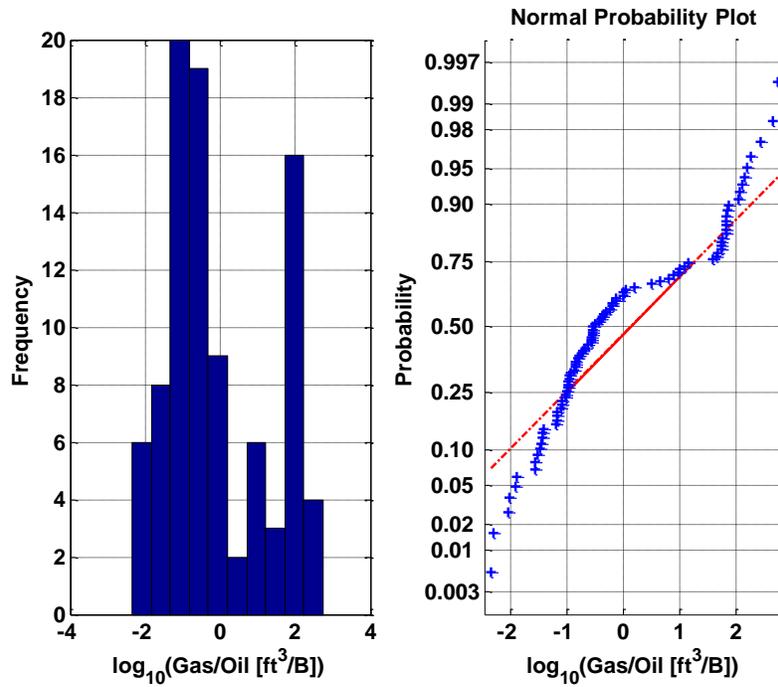
Sin embargo, al analizar la producción de gas y su relación con la producción de crudo se hace notorio un comportamiento bimodal como se muestra en la gráfica siguiente.

Gráfico 15: Distribución bimodal de la Producción de Gas 2016



Fuente: El Autor, 2017.

Gráfico 16: Distribución bimodal Relación Producción de Gas y crudo 2016



Fuente: El Autor, 2016.

Lo anterior nos indica que la relación agua/petróleo obtenida la podemos traslapar a la producción de otros periodos de tiempo siempre y cuando se tenga en cuenta los días en total que ha producido cada pozo durante toda su vida útil.

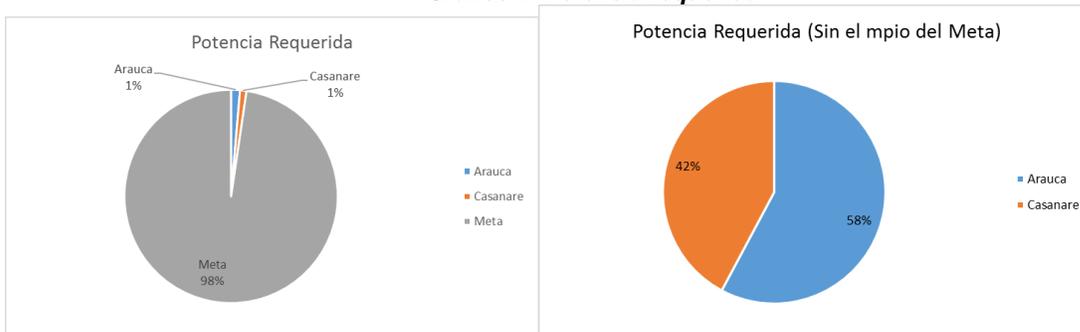
Los 1876 pozos se encuentran en 77 combinaciones de formaciones geológicas diferentes, cuyas profundidades y demás características son evaluadas por los estudios compilados en la EPIS.

Teniendo en cuenta que no siempre los pozos reportados han tenido la misma tasa de producción que registraron en el mes de estudio, para los 175 campos que reportaron producción de crudo en el mes se tiene que en toda su vida útil han generado 4,411,302,142 bbbls, es decir, un acumulado de 25,207,441 por campo, es de resaltar que todos los campos tienen una producción mensual de crudo diferente que varía por campo de 12 a 135.143 bbbls/día.

En cuanto a la distribución geográfica se caracteriza por estar concentrada entre meta y Casanare principalmente, con distribuciones de menos de 1000 BPD en varias partes de los municipios y pocos puntos con producciones mayores a los 1000BPD, como se observa en la gráfica:

4.2. Emisiones por Autogeneración y Teas

Gráfico 17 Potencia requerida

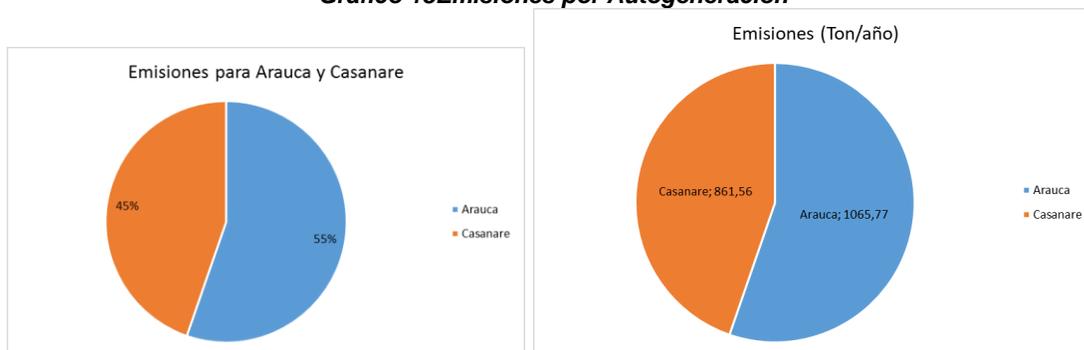


Fuente: El autor, 2018

Ignorando los consumidores más altos que son Corcel A (13,542,957,321 W), Castilla (1,526,649,314 W), Castilla Norte (565,522,977 W) y Ocelote (40,960,680 W).

En cuanto a la distribución de energía eléctrica utilizada corresponde a la misma distribución porcentual de la potencia requerida, e incluso es la misma para las emisiones de PM10, si todos los pozos requirieran autogenerar su energía eléctrica a partir de electrógenos con diésel.

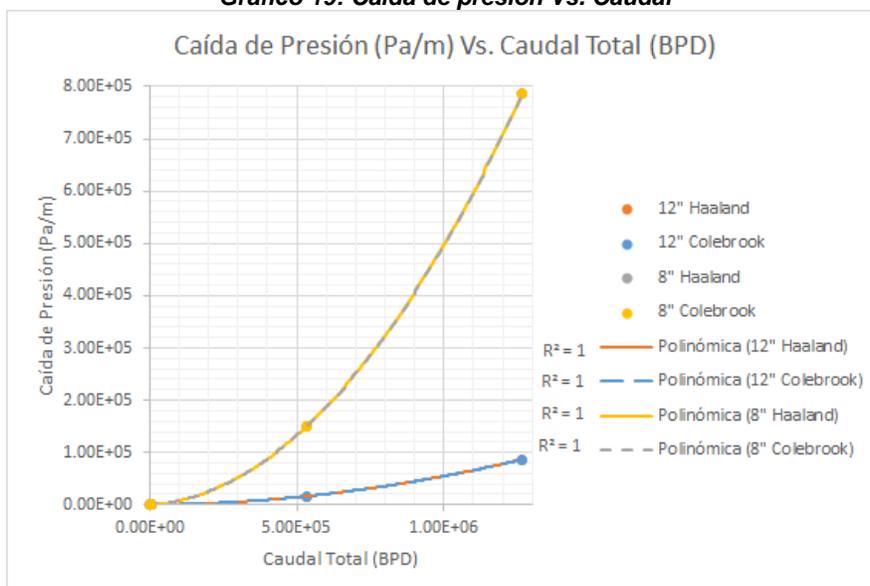
Gráfico 18 Emisiones por Autogeneración



Fuente: El Autor, 2018.

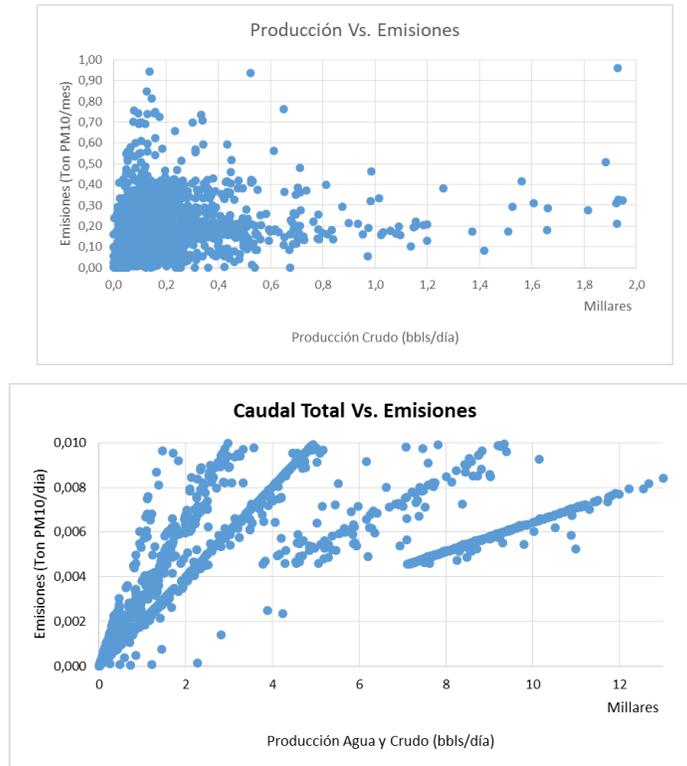
Para reducir la incertidumbre del cambio de diámetro de la tubería a lo largo de la línea se implementó un factor de corrección, asumiendo que el 25% de la línea va por 8" y el 75% restante por 12". A su vez se hicieron varios análisis paramétricos de las diferencias de cálculo entre diferentes fórmulas de Factor de fricción.

Gráfico 19: Caída de presión Vs. Caudal



Fuente: El autor, 2018.

Gráfico 20: Emisiones Vs. Producción



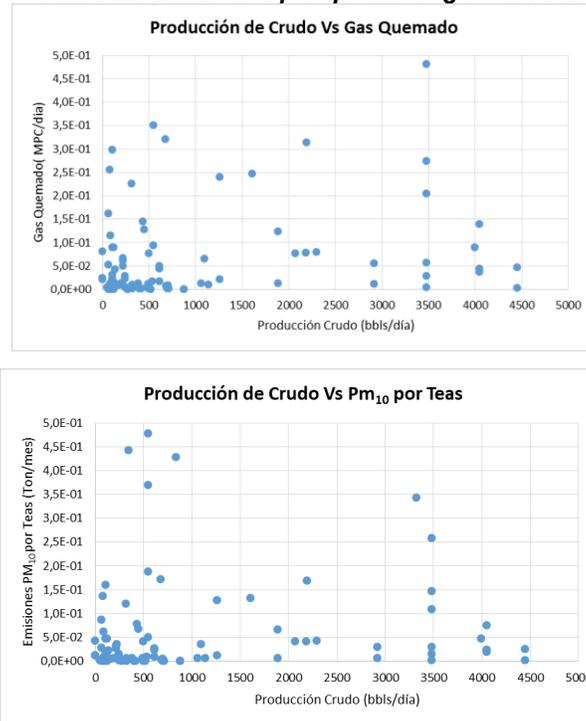
Fuente: El autor, 2018.

El total de emisiones generadas por autogeneración de energía eléctrica se estima en 173 ton/mes para el mes evaluado, junio 2016, y en ese contexto asumiendo una producción promedio para el resto de los meses del año se tendría 2.080 ton/mes, con una potencia estimada de 392 MW para la autogeneración, cifra contrastada con los 477 MW estimados por la UPME en su inventario de autogeneración.

Gráfico 21 Ubicación geográfica de emisiones por autogeneración.

Fuente: El autor, 2018.

En cuanto a la producción y quema de gas, ésta es reportada por la ANH anualmente en la página web, para el año 2015 el último reporte disponible que se encontraba era del año 2012, sin embargo, en el año 2018 se pusieron al día con los reportes. Para junio 2016, que es el mes de referencia se contabilizaron un total de 92 campos que quemaron en total 18,505 millones de pies cúbicos por día calendario (MPCPDC). Para el año 2016 se estiman 179 ton PM10/año por quema de gas en Teas.

Gráfico 22: Emisiones por quema de gas en Teas.

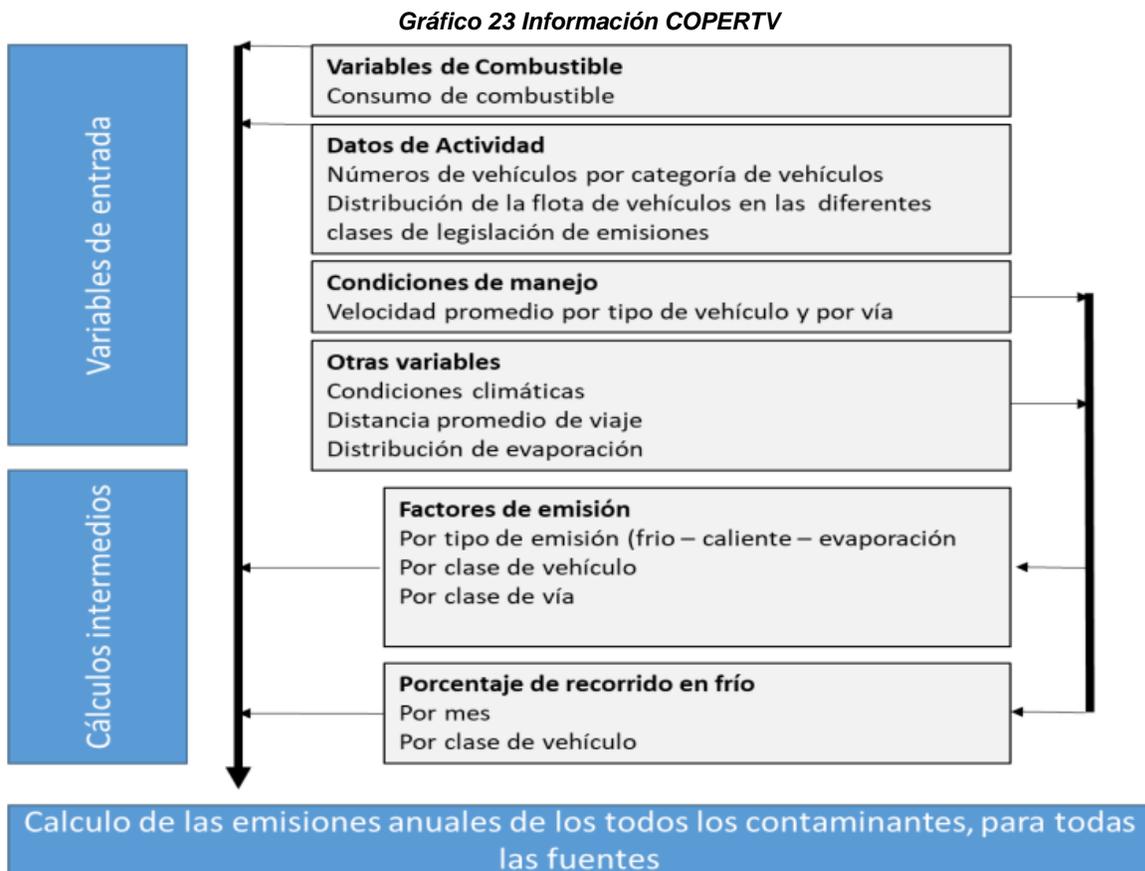
4.3. Emisiones por transporte de Hidrocarburos por carretera

Las emisiones por transporte de hidrocarburos por carretera se dividieron básicamente en dos grandes grupos:

- Emisiones por combustión.
- Emisiones por resuspensión en carretera.

Para ambos casos las rutas fueron construidas a través de Google maps identificando 43 reportadas por Ecopetrol por datos de origen y destino y 169 para los otros campos, asociando puntos de destino por su cercanía a cada campo o a los puntos de origen. De esta forma en total se identificaron 212 carreteras, de las cuales cerca de un 35% se estima como carretera despavimentada por observación visual de cada una de las rutas en Google Street View.

Para los cálculos de combustión se utilizó COPERT IV, el cual requiere datos como los que se muestran en los indicadores en los Gráficos 23 y 24.



Fuente: COPERT IV, 2017.

Incluyendo parámetros del combustible como se evidencia en el gráfico 24.

Gráfico 24: Parámetros de Combustible Copert

Parametros del combustible

Azufre %wt	Plomo g/L	Relación H:C	Relación O:C	Cadmio mg/kg	Cobre mg/kg	Cromo mg/kg	Niquel mg/kg	Selenio mg/kg	Zinc mg/kg
------------	-----------	--------------	--------------	--------------	-------------	-------------	--------------	---------------	------------

Combustibles

- Gasolina con plomo
- Gasolina sin plomo
- Diesel
- LPG
- CNG
- Biodiesel
- Bioethanol

Fuel	Lead Content (mg/kg)	Sulfur Content (mg/kg)	Chromium Content (mg/kg)	Nickel Content (mg/kg)	Selenium Content (mg/kg)	Zinc Content (mg/kg)
Gasoline Unleaded	0.000000	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasoline Unleaded Plus	0.000000	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	0.000000	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LPG	0.000000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CNG	0.000000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Biodiesel	0.000000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Gasolina

E100%v/v	E150%v/v	Aromáticos/v	Olefinas (%v/v)	Azufre mg/kg
----------	----------	--------------	-----------------	--------------

Diesel

- Densidad kg/m3
- PCA %v/v
- CN
- T95°c
- Azufre mg/kg

Fuel Type	Sulfur (mg/kg)	PCA (%v/v)	CN	T95 (°C)	Azulfre (mg/kg)
Gasoline	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: COPERT IV, 2018.

Las emisiones totales estimadas por el transporte de hidrocarburos por carretera corresponde a 588 ton/año de PM₁₀. De las emisiones asociadas a transporte las de carretera por material resuspendido corresponden a 3,4% (71 ton PM₁₀/año) del total de esta actividad, y las asociadas a la combustión de los carrotanques un 24.9% (517 ton PM₁₀/año).

Tabla 4: Emisiones por Transporte de Hidrocarburos por Carretera

Pavimentación	k (g/VKT)	N° Vehículos	sL (g/m ²)	W (ton)	E (g/VKT)	N° Viajes	K calculados	Km pavimentados	No pavimentados	Bbl/carronete	Emisiones (ton/año)
Meta											
					13.63						
PM10	0.62	743.8	2	0.2	87	4	9	1	52601		220
					3.298						
PM2.5	0.15	743.8	2	0.2	87	5	9	1	52601		220
Casare											
					37.05						
PM10	0.62	144	0.6	87	2623	6	2	104	1806134	69593	66.922
					8.964						
PM2.5	0.15	144	0.6	87	3444	3	2	104	1806134		16.190

Fuente: El Autor, 2018.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se estimó el total de emisiones generadas por autogeneración de energía eléctrica que se puede asumir como una producción promedio de 2.080 ton/año, para ello se estimó una potencia requerida de 392 MW para la autogeneración, cifra cercana a los 477 MW estimados por la UPME en su inventario de autogeneración.

Se ha realizado una estimación detallada por pozo de las emisiones generadas por el consumo energético asociado a la autogeneración in situ. Los resultados muestran que los campos y pozos que más influyen en la generación de emisiones son los de mayor cantidad de agua, dentro de este estudio se consideró que principalmente están ubicados en el Casanare.

Los campos petroleros con más tiempo de operación presentan tasas de producción mucho más bajas, por lo que su proceso de decaimiento implica reducción futura en la presión y por ende requerimientos futuros de energía eléctrica mayores.

Se determinaron las relaciones de las variables frente al cálculo de requerimientos energéticos, evidenciando que las variables con más influencia sobre el resultado y por ende en las emisiones son la presión de fondo, el caudal de agua y la profundidad. Lo anterior, dado que con la presencia de una presión de fondo suficiente para el flujo natural o por lo menos superior a 600 psi se disminuye drásticamente los requerimientos energéticos hasta en un 50%.

Las estimaciones realizadas indican que la cantidad de PM₁₀ generado por la quema de gas en Teas corresponde a un 8.6% de las generadas por autogeneración en la Orinoquia colombiana y las de carretera representaron un 28% de las asociadas a la autogeneración.

Desde el punto de vista ambiental, la extensión de redes eléctricas y el uso de gas de campo, conllevan a unas reducciones en emisiones bastante

importantes, que incluso pueden llegar hasta el 30% si se logran consolidar los proyectos de interconexión del SIN que requiere el país.

El uso del modelo COPERT 4, con las características reportadas de los combustibles por parte de Ecopetrol y las condiciones de carretera de la ANI, permite hacer una estimación adecuada de las emisiones en las condiciones de la flota de carrotanques de crudo en la Orinoquia Colombiana.

Los datos estimados para la autogeneración de campos fueron realizados a partir de información de primera mano de la ANH, con certeza de cerca del 75% de los pozos y campos evaluados, ya que para el porcentaje restante se asumieron datos por cercanía a otros pozos de la misma formación. Así mismo para el cálculo de las emisiones derivadas del transporte de hidrocarburos por carretera se asumieron 169 rutas de acuerdo a la cercanía de los pozos a las facilidades de entrega.

El desarrollo de una extensión de la red de transmisión eléctrica y la red de oleoductos, traerá muchas ventajas no solo desde el punto de vista ambiental, sino también desde el punto económico, por la sola reducción del consumo de combustible para poder transportar los mismos volúmenes de crudo.

Este fenómeno que se da cuando se genera una mejora importante en un bien o servicio, con el propósito de que este sea más eficiente, en vez de reducir su uso, lo que se presenta es un aumento del mismo, este efecto conocido en economía como la paradoja de Jevons, explica de forma adecuada este efecto (Jevons 1905).

Se recomienda implementar mejoras en los sistemas y métodos de reporte de la información de producción de hidrocarburos en el país, estandarizar los formularios y digitalizar el ingreso de los mismos para que los operadores los diligencien virtualmente y se facilite su uso estadístico.

Así mismo se recomienda mejorar el control de emisiones de los carrotanques, debido a que el modelo supone condiciones óptimas de operación y mantenimiento de los vehículos, pero se desconoce el estado actual de los vehículos.

Se recomienda estimar la curva de decaimiento de los campos y los pozos con los datos levantados y complementar la base de datos con la estandarización y digitalización de los formatos y por ende de la información que permita utilizar un sistema similar al de la plataforma del IDEAM para reportar los residuos peligrosos.

Bibliografía

- ACP. (2016). *INFORME ECONÓMICO PRECIOS DEL PETRÓLEO*.
- Alomair, O., Jumaa, M., Alkorieim, A., & Hamed, M. (2016). Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated temperatures. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6(2), 253–263. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0184-8>
- ANH. (2008a). *Cadena Productiva de los Hidrocarburos*. Bogotá, Colombia.
- ANH. (2008b). *Informe de Prospectividad - Round 08*. Bogotá, Colombia. Retrieved from [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones y Poster Tcnicos/Cordillera_Oriental.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones_y_Poster_Tcnicos/Cordillera_Oriental.pdf)
- BP, & Greene, D. L. (2012). *Global Reporting Initiative - GRI. Journal of Transport Geography* (Vol. 5). [https://doi.org/10.1016/S0966-6923\(96\)00048-8](https://doi.org/10.1016/S0966-6923(96)00048-8)
- EEA. (2013). Air pollutant emission inventory guidebook, (12). Retrieved from <http://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2013>
- Ezzati, M., Lopez, A. D., Rodgers, A., & Murray, C. J. L. (2004). Comparative quantification of health risks: global and regional burden of diseases attributable to selected major risks. *Comparative Quantification of Health Risks: Global and Regional Burden of Diseases Attributable to Selected Major Risk Factors*, 1, i--xxiv. Retrieved from http://books.google.at/books?id=ACV1jEGx4AgC&dq=Comparative+Quantification+of+Health+Risks&hl=de&source=gbs_navlinks_s
- Farmer, A. M. (1993). The effects of dust on vegetation—a review. *Environmental Pollution*, 79(1), 63–75. [https://doi.org/10.1016/0269-7491\(93\)90179-R](https://doi.org/10.1016/0269-7491(93)90179-R)
- Franklin, N. A., & Leahy, D. (1999). Guía ARPEL Metodologías de Inventarios de Emisiones Atmosféricas en la Industria Petrolera. *ARPEL*.

- Gaganis, V., Kourlianski, E., & Varotsis, N. (2017). An accurate method to generate composite PVT data for black oil simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157(July), 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.006>
- Hartung, J., & Saleh, M. (2007). Composition of dust and effects on animals. *FAL Agricutural Research*, 308(Especial Issue-Particulate Matter in and from Agriculture), 111–116.
- IPSE, & MME. (2014). *SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA*.
- Ismail, O. S., & Umukoro, G. E. (2016). Modelling combustion reactions for gas flaring and its resulting emissions. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 28(2), 130–140. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2014.02.003>
- MME, & Delvasto & Eccheverria Asociados. (2017). *Caracterización Actualizada del Transporte de Crudo en Colombia*. Retrieved from https://www.minminas.gov.co/documents/10192/23957986/201217_estudio_ol_eoductos_MME_2017.pdf/9fe7072f-85e9-43eb-893f-f8caa3533e13
- Ogp. (2013). Good practice guidelines for the development of shale oil and gas, (December).
- Pattey, E., & Qiu, G. (2012). Trends in primary particulate matter emissions from Canadian agriculture. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 62(7), 737–747. <https://doi.org/10.1080/10962247.2012.672058>
- Shell, Diallo, I., Beracochea, E., & Utshudi, A. (2007). *Performance Monitoring and Reporting*. Netherlands.
- Sidrouhou, H. M., & Korichi, M. (2013). Empirical and correlative study of PVT proprieties of Algerian oil. *Energy Procedia*, 36, 738–745. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.086>
- U.S. Environmental Protection Agency. (2014). Emission Estimation Protocol for Petroleum Refineries. *U.S. Environmental Protection Agency Research*, (May

2011), 250.

United States Environmental Protection Agency. (2012). *Report to Congress on Black Carbon*.

UPME;, & HART-REGENERACION, C. (2014). *Capacidad Instalada De Autogeneración Y Cogeneración En Sector De Industria, Petróleo, Comercio Y Público Del País. Unidad de Planeación Minero Energética*. Retrieved from <http://www1.upme.gov.co>

Wen, J., Zhang, J., & Wei, M. (2016). Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147(September), 760–770. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.09.052>

White, F. M. (2015). *Mecánica De Fluidos*. (M. G. Hill., Ed.) (Sexta Edic).

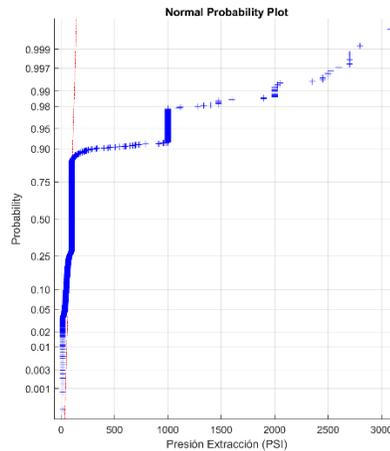
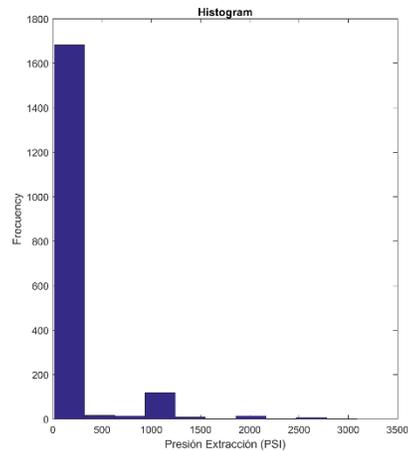
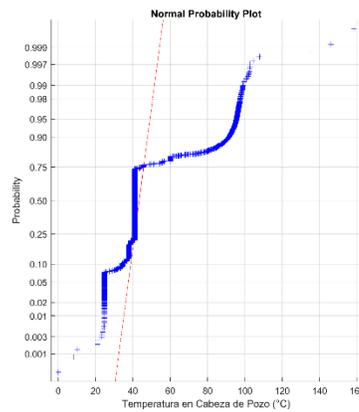
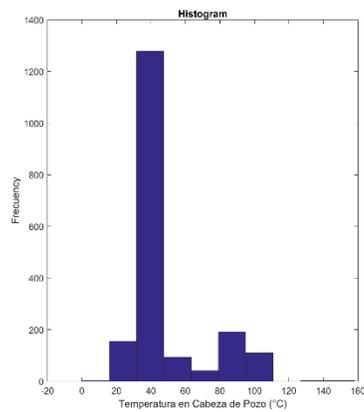
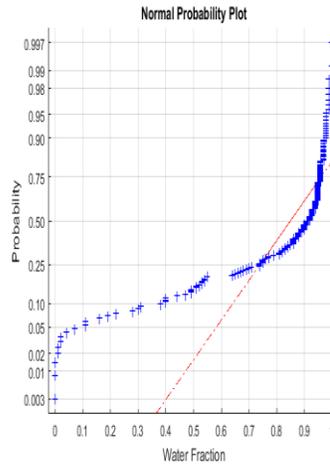
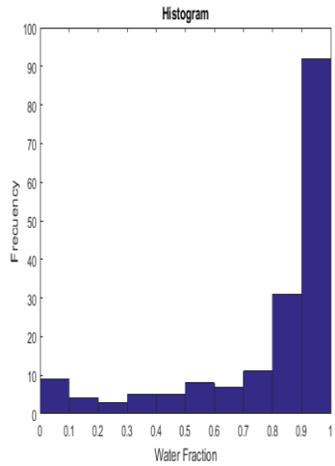
Winiwarter, W., Kuhlbusch, T. a J., Viana, M., & Hitzenberger, R. (2009). Quality considerations of European PM emission inventories. *Atmospheric Environment*, 43(25), 3819–3828. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2009.05.023>

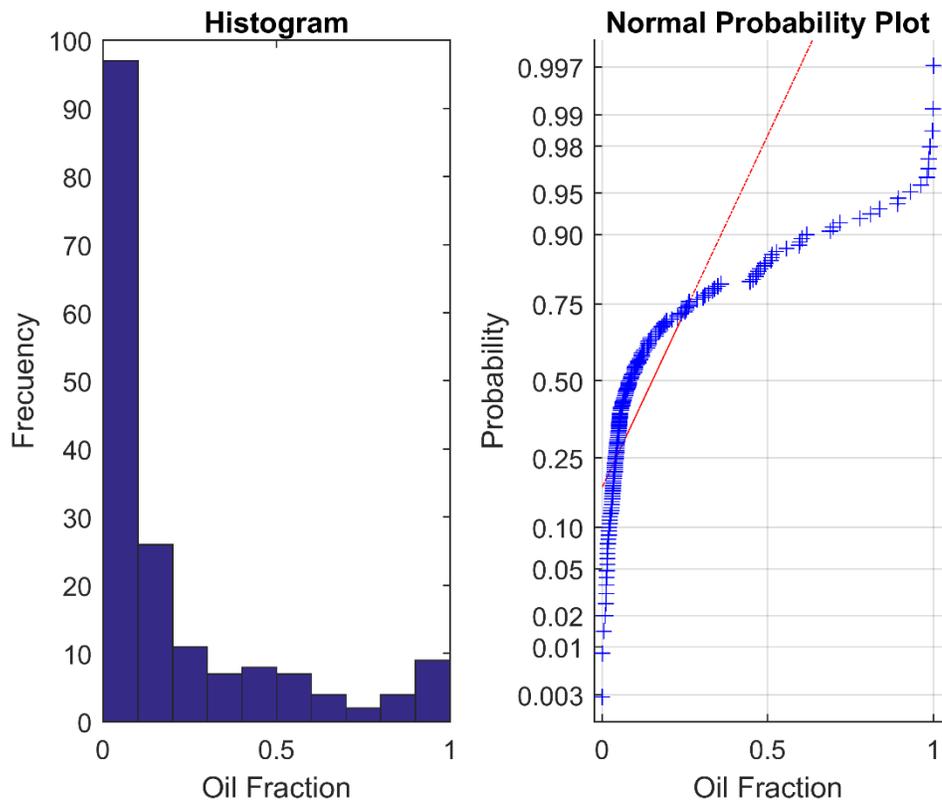
World Health Organization. (2006). WHO Air quality guidelines for particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulfur dioxide: global update 2005: summary of risk assessment. *Geneva: World Health Organization*, 1–22. Retrieved from http://whqlibdoc.who.int/hq/2006/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_eng.pdf?ua=1

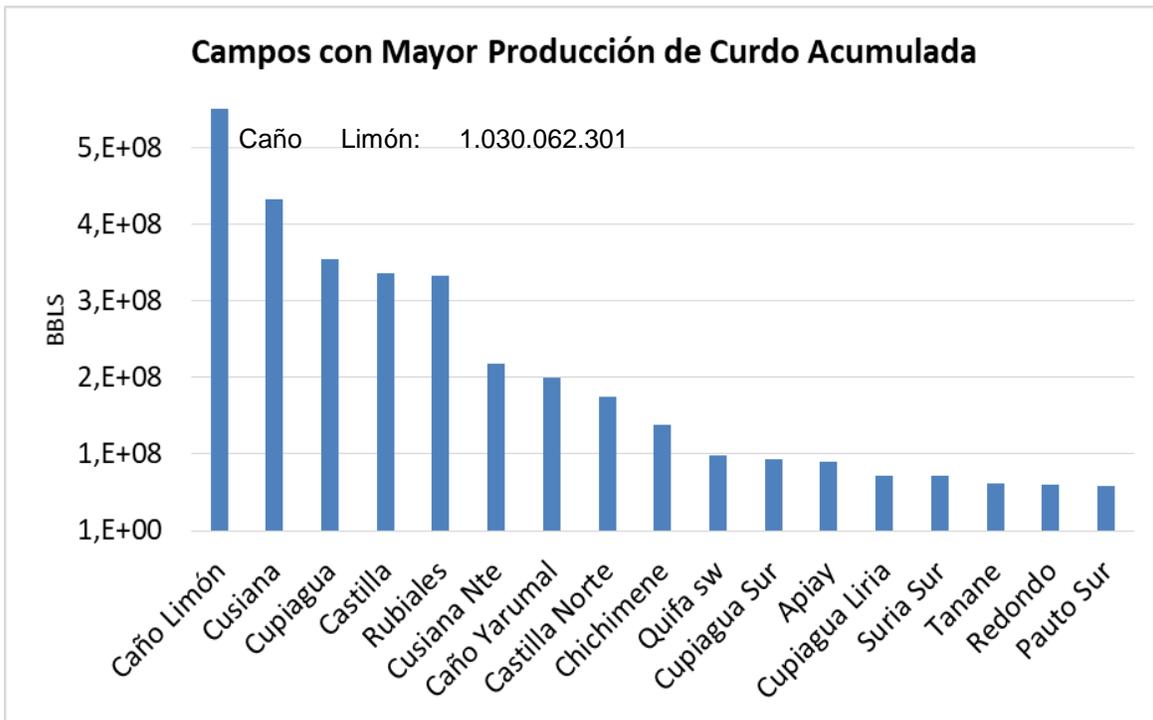
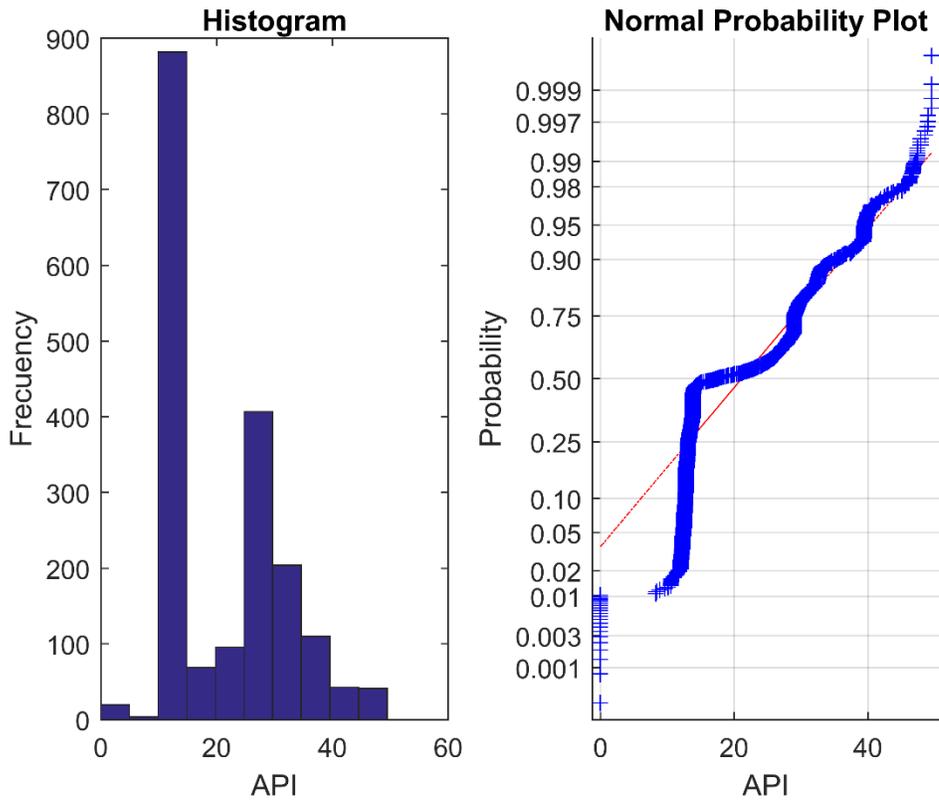
Zheng, J., He, M., Shen, X., Yin, S., & Yuan, Z. (2012). High resolution of black carbon and organic carbon emissions in the Pearl River Delta region, China. *The Science of the Total Environment*, 438, 189–200. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2012.08.068>

6. ANEXOS

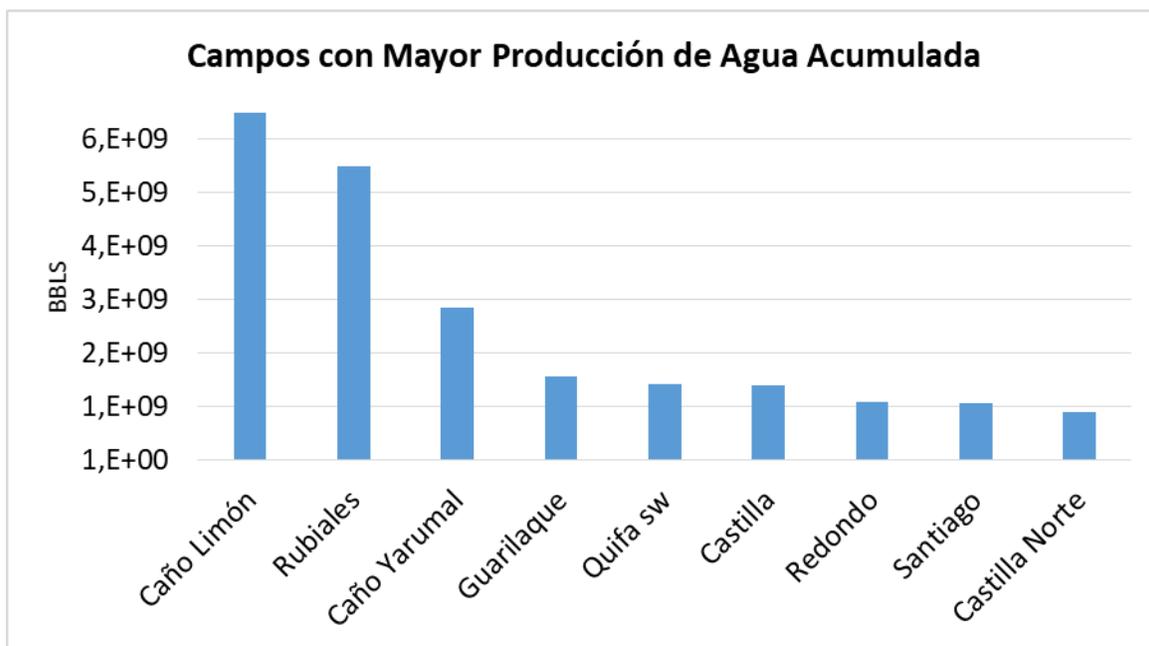
Anexo 1: Análisis Parámetros Físico-químicos del crudo



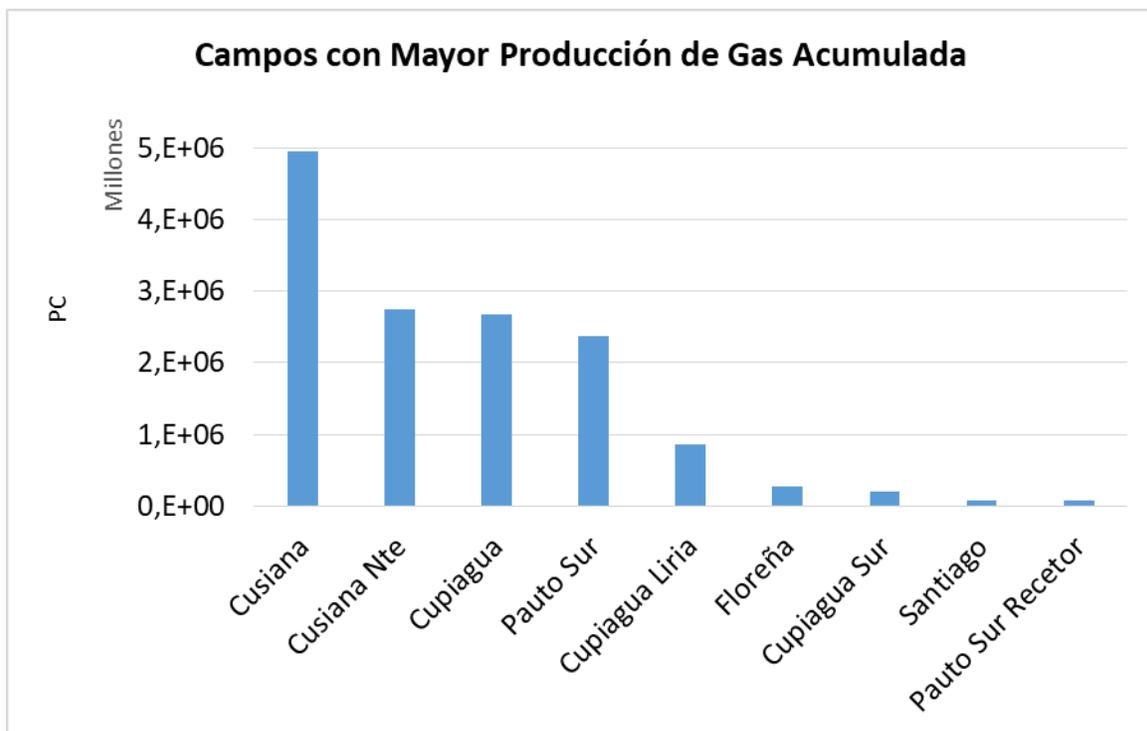




Se evidencia que efectivamente los pozos que han tenido mayores niveles de producción a lo largo de toda su vida útil, son los que actualmente tienen los promedios diarios más altos de producción en la región.

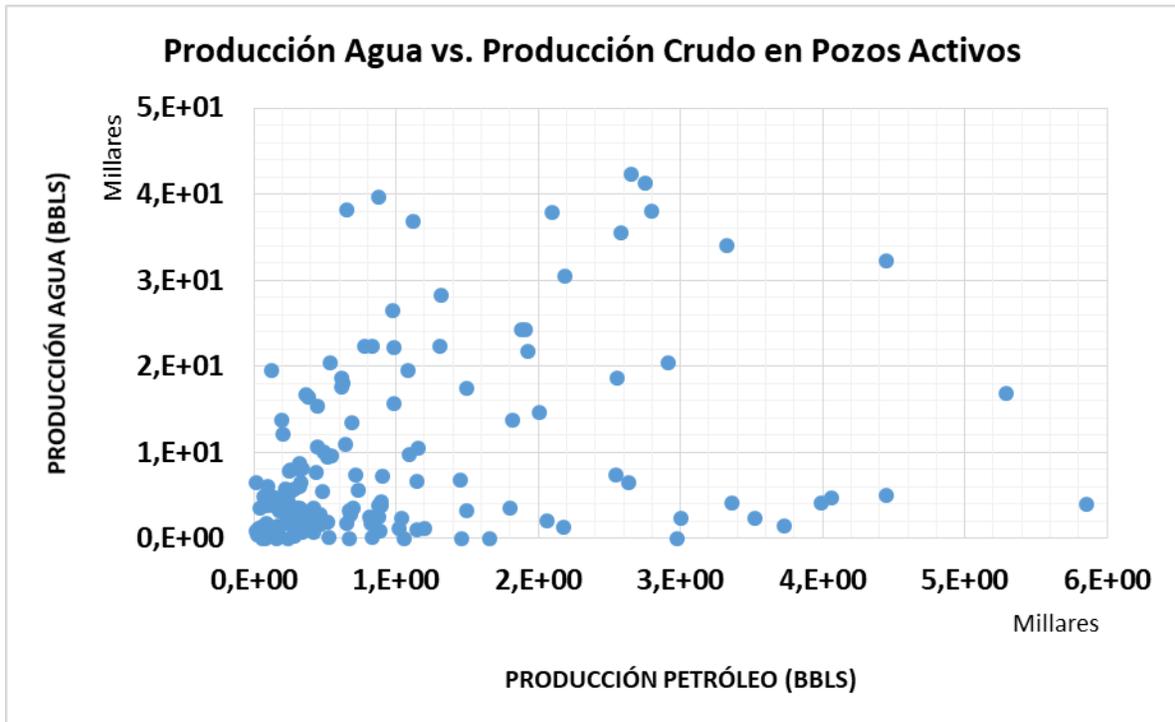


Así mismo gran parte de estos son los que tienen las mayores cantidades de agua, con relaciones de hasta 1 barril de crudo pro 12 de agua.

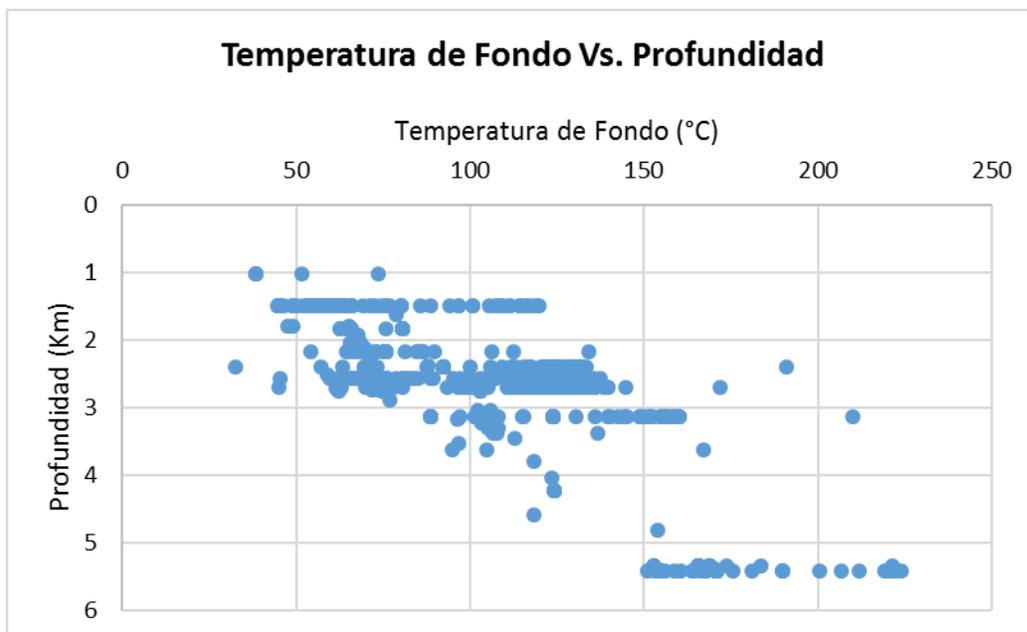


Por su parte, la producción de gas también es significativa para algunos campos con una producción promedio de 1,038,095 PC/día/campo.

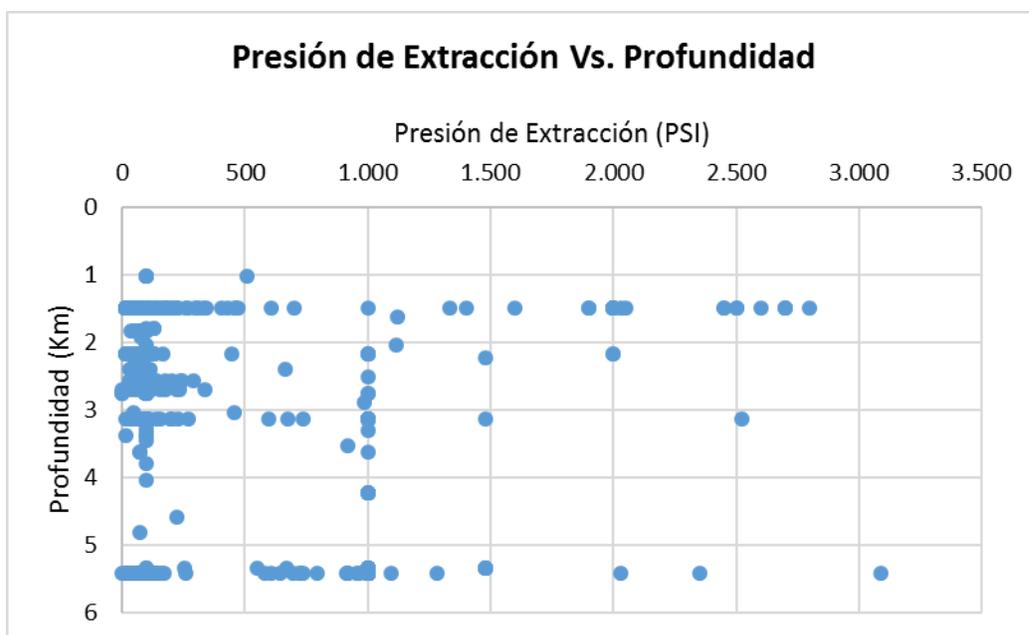
Al cruzar la producción de agua con la producción de crudo en los pozos activos en el mes no se muestra un comportamiento estándar o una tendencia determinada, ya que para el mismo promedio de producción de crudo, dependiendo el campo, se tienen diferentes niveles de producción de agua.



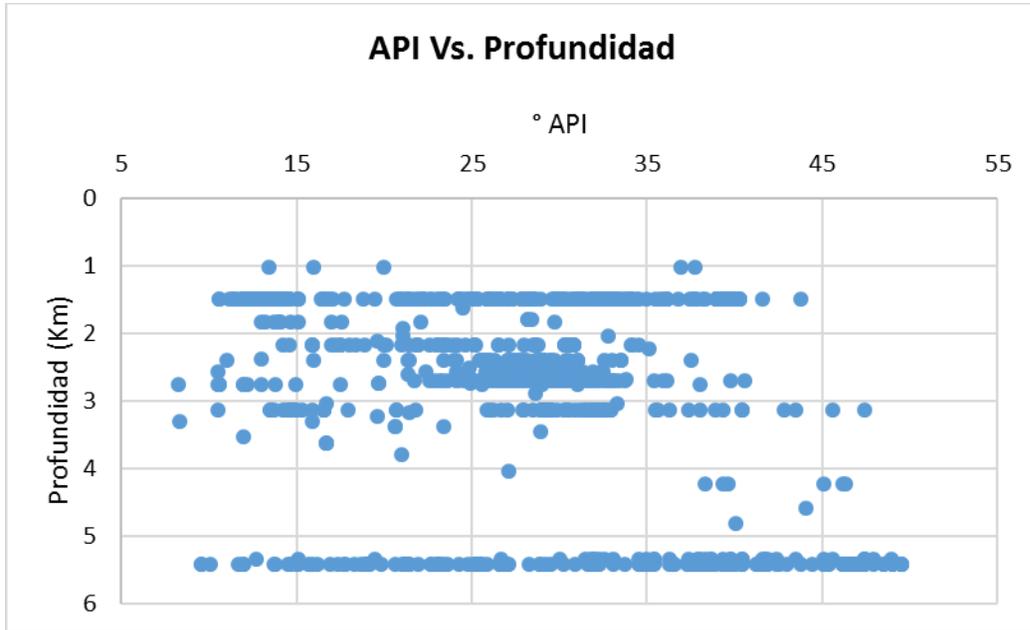
Al analizar la temperatura de fondo frente a la profundidad se observa que para una misma profundidad se tienen varias temperaturas. Además, se observa el impacto de los valores asumidos para el cálculo de la temperatura a cabeza de pozo, que es la reportada por los operadores a la ANH, ya que para un 20% de los datos no se reportaba temperatura a cabeza de fondo, por lo que se asumió la temperatura de pozos cercanos pertenecientes a la misma formación.

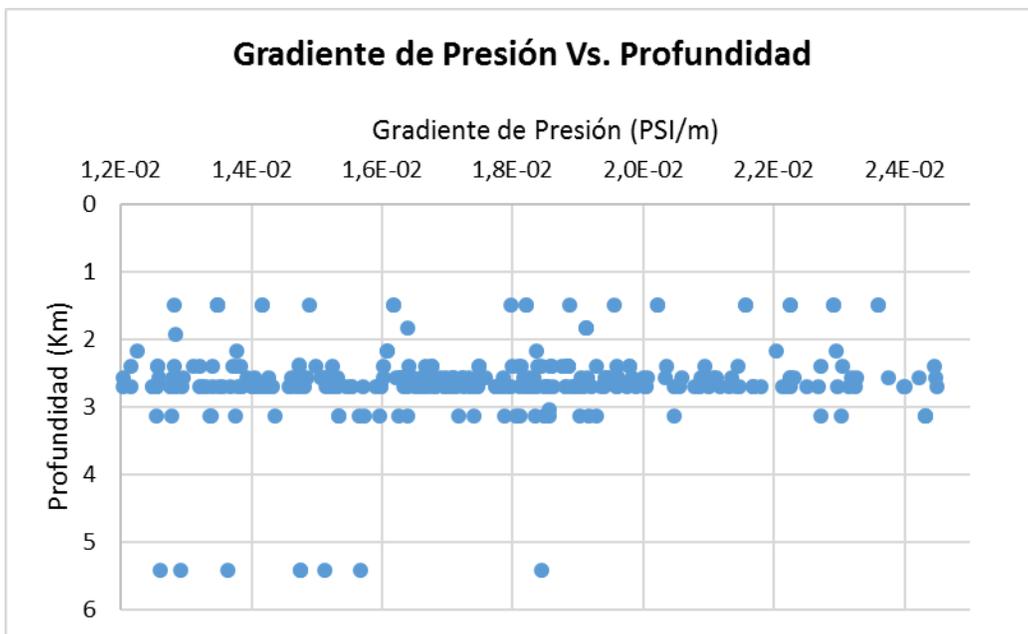
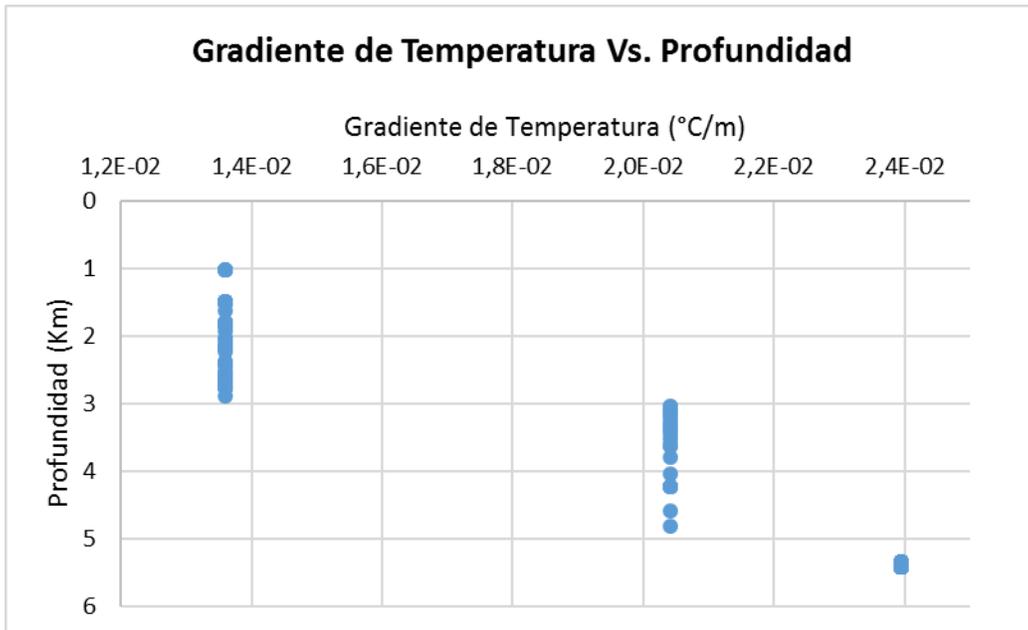


Con la presión de extracción , en este caso es reportada directamente por los formularios de la ANH, sin embargo también es necesario asumir cerca de un 15% de los datos ya que no reportan la información requerida, por lo que se asume la presión de otros pozos cercanos pertenecientes a la misma formación.



Para los grados API° también fue necesario hacer suposiciones para un 12% del total de los pozos, asumiendo los valores de los pozos cercanos de la misma formación.





Para el resto de profundidades no se registra cambios en la presión ya que son valores asumidos.

