



Trabajo Final de Maestría

**Tratamientos contables de inversiones capitalizables en la industria petrolera:
incidencias del juicio profesional en su representación financiera**

Mayra Alejandra Meléndez Suba

**Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias Económicas
Maestría en Contabilidad y Finanzas
Bogotá D.C.
2021**

**Tratamientos contables de inversiones capitalizables en la industria petrolera:
incidencias del juicio profesional en su representación financiera**

Mayra Alejandra Meléndez Suba

**Trabajo Final para optar por el título de:
Magister en Contabilidad y Finanzas**

Director:

Mauricio Gómez Villegas, Ph.D.

Profesor Asociado

Escuela de Administración y Contaduría Pública

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas

Maestría en Contabilidad y Finanzas

Bogotá D.C.

2021

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	5
PALABRAS CLAVE	5
ABSTRACT	6
KEY WORDS	6
DEDICATORIA	7
INTRODUCCIÓN	8
1. CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA	15
1.1. Entendimiento del Sector de Exploración y Producción y sus Actividades	15
1.2. Evolución del Sector de Exploración y Producción a Nivel Internacional	21
1.3. Evolución del Sector de Exploración y Producción en Colombia.....	32
1.4. Conclusiones del capítulo.....	41
2. ANTECEDENTES, CONTROVERSIAS Y PRINCIPALES PROBLEMAS EN LOS TRATAMIENTOS CONTABLES DE INVERSIONES CAPITALIZABLES EN EL SECTOR DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	43
2.1. Antecedentes de los tratamientos contables en la industria.....	44
2.1.1. Australia	44
2.1.2. Estados Unidos	45
2.1.3. Canadá	49
2.1.4. Reino Unido.....	49
2.2. Antecedentes de los tratamientos IFRS para Industrias Extractivas	51
2.3. Controversias y principales problemas de los tratamientos contables de inversiones capitalizables	55
2.4. El rol e importancia del juicio profesional en la problemática de la capitalización de inversiones en el sector de exploración y producción	59
2.5. Conclusiones del capítulo.....	66
3. NORMATIVIDAD Y METODOLOGÍAS DE RECONOCIMIENTO CONTABLE DE INVERSIONES CAPITALIZABLES BAJO USGAAP E IFRS	69
3.1. Importancia de la Estimación de Reservas	69
3.2. Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos – USGAAP (por sus siglas en inglés).....	70
3.2.1. Metodología de esfuerzos exitosos - FASB Accounting Codification – ASC -932...	71
3.2.2. Metodología del costo total - Regla 4-10(c) de la regulación S-X y SAB.	72
3.3. Estándares Internacionales de Información Financiera - IFRS	73

3.4. Conclusiones del capítulo.....	80
4. ESTUDIO DE CASO	82
4.2. Caracterización de la Entidad objeto del Estudio de Caso	84
4.3. Análisis Documental y de Contenido	88
4.3.1. Políticas Contables de los activos de exploración y evaluación (propiedades de petróleo).....	89
4.3.2. Análisis de Información Financiera Relevante.....	93
4.3.3. Síntesis y discusión del análisis documental y de contenido	105
4.4. La Problemática a la Luz de los Actores Clave.....	107
4.4.1. La percepción de los profesionales de la entidad del estudio de caso	108
4.4.2. Las percepciones de los académicos	114
4.4.3. Síntesis y discusión de las percepciones de los actores clave y académicos.....	120
5. CONCLUSIONES.....	123
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129
ANEXO I – ENTREVISTA SEMIESTRUCTURADA PARA PROFESIONALES	136
ANEXO II – ENTREVISTA SEMIESTRUCTURADA PARA ACADÉMICOS	140

Tratamientos contables de inversiones capitalizables en la industria petrolera: incidencias del juicio profesional en su representación financiera

RESUMEN

Las operaciones desarrolladas por la industria petrolera implican tratamientos contables diversos, que surgen como consecuencia de la incertidumbre asociada a la exploración y extracción de minerales, la escasez de regulación específica y la presión ejercida por intereses particulares. Uno de los temas que ha generado mayor controversia en la teoría y la regulación contable es el reconocimiento de inversiones capitalizables. Todo ello ha llevado a que los estados financieros de entidades pertenecientes a la industria enfrenten complejidades frente al propósito de reflejar la realidad económica, y de resultar en información relevante y confiable.

Por lo tanto, resulta pertinente evaluar las incidencias del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados para el reconocimiento de las inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción de petróleo, las cuales pueden resultar en representaciones razonables o en prácticas de contabilidad creativa. Para evaluar dichas incidencias se realiza una revisión de la literatura, acompañada del desarrollo del estudio de caso de una empresa del sector que opera en Colombia durante el período 2014 a 2018. Luego, se realiza una triangulación de los hallazgos a partir de entrevistas con actores con conocimiento del sector (profesionales y académicos) para alcanzar una mayor comprensión de la problemática planteada.

PALABRAS CLAVE

Sector de exploración y producción, Contabilidad de industrias extractivas, Inversiones capitalizables, Representación razonable, Juicio profesional.

Capital expenditures' accounting treatments in oil & gas industry: professional judgment incidence in its financial representation

ABSTRACT

Operations carried out by Oil & Gas industry imply diverse accounting treatments that rise due to the uncertainty related to the exploration and extraction of mineral resources, the lack of specific regulation and the lobby made by third parties with a hidden agenda. There is a particularly controversial issue in the accounting theory and regulation: capital expenditures accounting recognition. All these factors have conducted to oil & gas entities' financial statements to face complexities over the purpose to reflect the economic essence of transactions and to produce relevant and reliable information.

Therefore, it is pertinent to assess professional judgment incidence in the financial representation of accounting treatments applied for upstream sector capital expenditures recognition, which may result in a true and fair representation or in a creative accounting practice. To assess this incidence, a literature review is made, along with a case of study of an upstream company which operates in Colombia, for the period 2014 to 2018. Then, a triangulation of the findings is made based on key actors' interviews (professionals and academics) to reach a better understanding of the problematic brought-up.

KEY WORDS

Upstream sector, Extractive industries accounting, Capital expenditures, True and fair view, professional judgment.

DEDICATORIA

Este trabajo esta dedicado a Dios, a mi madre Helena, a mi abuela Ana María y a mi tía Hilma, quienes son los pilares de mi vida, y para quienes me quedo corta en palabras para expresar mi amor y gratitud por todo lo que me han dado. También esta dedicado a mi Director Mauricio Gómez Villegas, sin su apoyo incondicional y su calidad intelectual y humana no lo hubiera logrado.

INTRODUCCIÓN

Las industrias extractivas se caracterizan por la complejidad de sus operaciones, la exclusividad de sus acuerdos contractuales, la importancia económica de las inversiones realizadas y las presiones políticas inmersas en los diversos procesos desarrollados. Las presiones se derivan de las cuantías invertidas en los proyectos de exploración y producción, los retornos esperados, así como de los impactos ambientales y sociales en las zonas específicas de extracción y en el sistema en su conjunto. En el contexto nacional, regional y mundial, su importancia también radica en los efectos colaterales del desarrollo de sus operaciones por los bienes producidos, procesados, refinados y entregados a la sociedad.

Desde un punto de vista contable, dentro de los aspectos de vital importancia en el desarrollo de las actividades propias de las industrias extractivas, surgen asuntos específicos como consecuencia de la incertidumbre asociada a la exploración y extracción de minerales. Estos asuntos incluyen la amplia gama de acuerdos de riesgo compartido, la volatilidad de los precios, el riesgo de los retornos de las inversiones, el carácter contractual de la mayoría de los desembolsos y el involucramiento del gobierno¹ (Luther, 1996; Beyersdorff et al., 2017). Por todo lo anterior, los estados financieros de las empresas de la industria enfrentan complejidades en su propósito de reflejar la realidad económica, lo que ha dado lugar a diferencias de opinión acerca de cómo una entidad debe reconocer y revelar varias de sus transacciones, hechos y riesgos.

Uno de los asuntos que ha generado mayor controversia, ha sido el tratamiento contable de las inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción,² sobre las cuales existen varias metodologías de reconocimiento de general aceptación, siendo las más empleadas la del costo total y la de esfuerzos exitosos. Ambas metodologías se encuentran basadas en el costo histórico, pero se diferencian, principalmente, por la forma en que se

¹ En forma de participaciones obligatorias y/o regímenes fiscales especiales.

² Por considerarse que las prácticas contables del sector han estado más encaminadas a ocultar que a revelar la posición financiera de las entidades (Curle, 1905 -citado por Luther, 1996 y Cortese, Irvine y Kaidonis, 2009).

reconocen los desembolsos asociados a proyectos de exploración no exitosos. Mientras la metodología de costo total permite capitalizar todos los desembolsos, por considerarlos necesarios para el hallazgo de reservas y generación de ingresos, la metodología de esfuerzos exitosos no lo hace, por considerarlo inconsistente con los principios contables de conservadurismo y asociación³ (Katz, 1985; Van Riper, 1994; Luther, 1996; Cortese et al., 2009; Cortese e Irvine, 2010a; Cortese, Irvine y Kaidonis, 2010b; Cortese, 2013; AICPA, 2014).

Con el uso de la metodología de esfuerzos exitosos, el importe del resultado del ejercicio y los montos del activo tienden a fluctuar significativamente, generando impactos financieros y de viabilidad económica para empresas medianas y pequeñas (Cortese et al., 2010b). Por su parte, el uso de la metodología de costo total representa una oportunidad de expansión y desarrollo para compañías medianas y pequeñas, aún con recursos limitados, campañas agresivas de perforación y compromisos estrictos por los niveles de endeudamiento (Luther, 1996; Cortese et al., 2010b). Lo anterior se debe a que los desembolsos se capitalizan y solo se empiezan a reconocer en el resultado del ejercicio por la vía amortización, cuando se inician los procesos de extracción de crudo (AICPA, 2014), lo que “suaviza”⁴ el efecto en el resultado de cada período (Van Riper, 1994; Cortese et al., 2010b).

La metodología de esfuerzos exitosos es la sugerida por el FASB, la de costo total es permitida por la SEC y el estándar del IASB permite diferentes tratamientos según la política contable que establezca la compañía. Sin embargo, el asunto parece estar más enfocado en cuál metodología produce los resultados más favorables,⁵ antes que en la representación de la realidad económica en términos estrictos, desde un enfoque de “*fairness*”. Esto significa, que una sola metodología tendría implicaciones diferenciadas para todas las empresas pertenecientes al sector. Por lo anterior, la obligatoriedad de uso de solo una de ellas por

³ Algunos autores se encuentran en desacuerdo con esta afirmación, dado que, en las actividades de las industrias extractivas, se evidencia una falta de relación directa entre los costos y los ingresos, por los lapsos prolongados de tiempo entre la ejecución de las inversiones más significativas y la generación de los ingresos (Luther, 1996).

⁴ La preocupación en este aspecto es que podría desembocar en prácticas de contabilidad creativa.

⁵ En términos de presentación de mayores utilidades que permitirían inferir la existencia de viabilidad económica, reducir la incertidumbre e incrementar el atractivo de inversión.

mandato de los reguladores ha sido atacada, argumentando consecuencias económicas negativas para las empresas, la economía y la sociedad (Zeff, 1978; Cortese et al., 2009). En este contexto, la elección de una de las metodologías por parte de los reguladores, está más relacionada con temas políticos que técnicos (Luther, 1996; Cortese et al., 2010b, Cortese, 2013). Esto se explica por la influencia y las relaciones políticas y económicas globales de las industrias extractivas (Zeff, 1978); se señala que gracias a la capacidad de lobby de esta industria, el resultado ha sido la persistencia de la permisividad y la codificación voluntaria de las prácticas ya existentes (Cortese et al., 2009; Cortese e Irvine, 2010a). Como consecuencia, se evidencia una falta de guía específica por parte de los organismos emisores para el tratamiento contable de asuntos de importancia (Van Riper 1994; Luther 1996; Cortese et al., 2009; Cortese et al., 2010b), lo que es especialmente cierto en el modelo del IASB:

“La entidad establecerá una política contable que especifique qué desembolsos se reconocerán como activos para exploración y evaluación, y aplicará dicha política de forma coherente” (subrayado fuera del texto) (IASB, 2016, IFRS 6.9).

Esta falta de guía específica generaría oportunidades para que las transacciones del sector de exploración y producción sean reconocidas contablemente bajo el principio de representación razonable (“True and Fair View”); es decir, utilizando las cifras más justas y confiables posibles, buscando que la imagen resultante sea la más objetiva (Amat, Oliveras y Blake, 1999; Ciocan, 2017). Pero dicha ausencia también se podría convertir en una fuente potencial de prácticas de contabilidad creativa; entendidas como la utilización de la información contable para la representación particularmente sesgada hacia los intereses de un grupo de actores, aprovechando los vacíos en la normatividad existente o ignorando parte de la misma (Amat y Gowthorpe, 2004; Jones, 2011; Remenarić, Kenfelja y Mijoč, 2018).

La decisión sobre la representación financiera de determinada transacción, con el objetivo de salvaguardar los múltiples intereses en ausencia de guía específica, va a depender en gran parte, de la aplicación del **juicio profesional**, que es crucial en la **profesión** y en el trabajo del contable. En este contexto, entender el conjunto de estándares aplicables y las prácticas

asociadas a los mismos hace parte de la habilidad técnica, mientras que el juicio profesional corresponde a las capacidades adquiridas con base en la experiencia, la formación, la interpretación y los valores sobre los que se encuentra establecido. Esta combinación va a permitir aplicar los conceptos y estándares en la representación financiera de diversas transacciones que involucran incertidumbre y que impactan a diferentes grupos de interés, para que lleven a la representación más objetiva y razonable posible (Correl, Jamal y Robinson, 2007).

De lo anterior, se desprende que la representación financiera de los tratamientos contables de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción esté sujeta a la aplicación amplia del juicio profesional. Esta afirmación no es solamente cierta por los impactos sociales y ambientales asociados a la ejecución de las operaciones, y la complejidad e incertidumbre propias del sector, sino también por la falta de guía específica por parte de los organismos emisores en aspectos de importancia. Lo anterior obliga a los profesionales contables y a las compañías a establecer políticas a través de la revisión de otros estándares⁶ tales como los USGAAP y las prácticas de general aceptación en la industria, tales como el *Statement of Recommended Practice* (OIAAC – SORP) (Beyersdorff et al., 2017). Esto implica, que el juicio profesional va a marcar el grado de conservadurismo sobre los criterios de decisión respecto de un tratamiento contable específico.

Por lo tanto, resulta de importancia evaluar las incidencias del juicio profesional en las representaciones financieras de los tratamientos contables aplicados para el reconocimiento de las inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción, las cuales pueden resultar en representaciones razonables de lo que pretenden representar o en prácticas de contabilidad creativa.

Para evaluar dichas incidencias, resulta pertinente realizar el estudio de caso de una empresa del sector que opera en Colombia, para el período 2014 a 2018, teniendo en cuenta la

⁶ Siempre y cuando no vayan en contra del marco regulatorio de aplicación en la jurisdicción concreta.

volatilidad de los marcadores internacionales del petróleo⁷ en dicho período, así como la implementación de las Normas Internacionales de Contabilidad y de Información Financiera en concordancia con la Ley 1314 de 2009 y la normatividad reglamentaria compilada por el Decreto 2483 de 2018 y modificado por los Decretos 2270 de 2019 y 1432 de 2020, al pertenecer dicha empresa al Grupo 1.

Por ello nos preguntamos: ¿Cuál es la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados para el reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción de la industria petrolera, por medio de un estudio de caso para el período 2014 a 2018?

Así, el objetivo general de este trabajo es evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados al reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción, realizando el estudio de caso de una empresa del sector que opera en Colombia para el período 2014 a 2018.

Para alcanzar dicho objetivo general, se establecieron como objetivos específicos:

1. Caracterizar el sector de exploración y producción de la industria petrolera a nivel internacional y local.
2. Documentar los antecedentes, las teorías, controversias, y los principales problemas de los tratamientos contables existentes para el reconocimiento de inversiones capitalizables, a partir de una revisión de la literatura internacional.
3. Presentar los tratamientos contables vigentes bajo USGAAP e IFRS, para el reconocimiento de las inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción de petróleo.
4. Realizar un estudio de caso en una empresa que opera en Colombia, para evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados a las inversiones capitalizables en el período seleccionado.

⁷ Incluyen los precios internacionales de petróleo WTI y BRENT, así como a los precios locales Castilla y Vasconia, y el marcador ecuatoriano Napo, empleados por la Compañía para la determinación del precio de venta del crudo en los contratos suscritos, por las calidades del crudo extraído.

El presente trabajo se estructura de la siguiente manera. En el primer capítulo se realiza la caracterización del sector de exploración y producción de la industria petrolera, presentando de forma general el proceso y sus actividades, las definiciones más importantes y resaltando la importancia económica y productiva del sector a nivel internacional y nacional. Luego, en el segundo capítulo se presentan y analizan los antecedentes, controversias, principales problemas de los tratamientos contables de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción, así como un análisis conceptual de la importancia del juicio profesional de cara a la problemática planteada. Seguidamente, en el tercer capítulo se sistematiza la normatividad y las metodologías de reconocimiento contable de inversiones capitalizables bajo USGAAP e IFRS, así como los problemas de representación financiera de la realidad que pueden ocasionar y la incidencia del juicio profesional en este aspecto. Luego, en el cuarto capítulo y a partir de la base conceptual estructurada en los capítulos previos, se aborda el estudio de caso, donde se detalla la metodología de investigación utilizada y se documenta el desarrollo y la aplicación de los instrumentos elegidos. En el caso, se realiza un análisis documental y de contenido de información financiera y otra información relevante de la empresa objeto del estudio, así como entrevistas semiestructuradas al personal encargado de la preparación y revisión de información financiera; también se realizan entrevistas a académicos especializados en estándares internacionales de información financiera, con el objetivo de triangular (Cerdeña, 2011) las posturas relacionadas con la incidencia del juicio profesional en la representación de transacciones en esta industria. La triangulación hecha enriquece la comprensión de la problemática al incorporar diferentes perspectivas del problema.

Con base en la estructura conceptual desarrollada y los resultados de los instrumentos aplicados para el estudio de caso, el presente trabajo concluye que la incidencia del juicio profesional es **determinante** en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados al reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción. El profesional contable se enfrenta tanto a la ausencia de regulación en temas de importancia, como al hecho de que la elección de una de las metodologías y los criterios de

medición se relaciona más con los intereses económicos y políticos de los actores que convergen a la entidad, que con la necesidad de representación de la realidad económica.

La presente investigación constituye un punto de partida, por ser el análisis de una entidad en particular, que puede ser replicado o ampliado en otras empresas del sector para poder así, contrastar los resultados y ampliar las conclusiones. Por la permisividad existente, cada empresa pudiera llegar a resultados distintos por sus elecciones de tratamiento contable desde el planteamiento de la política contable, producto de la aplicación del juicio profesional y de la influencia de los diversos factores y presiones que convergen a las entidades del sector.

1. CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Para comprender la complejidad de ciertos tratamientos contables y la importancia del juicio profesional en la representación económico-financiera de las transacciones, hechos y riesgos de este sector, es necesario primero tener una aproximación a su operación, su importancia económica y a su evolución histórica. En dicho contexto, este capítulo tiene por objetivo caracterizar el sector de exploración y producción de la industria petrolera a nivel internacional y local; para ello, se presenta la definición del sector de exploración y producción de acuerdo con la literatura, sus particularidades, las etapas y actividades que lo componen, así como la definición de uno de los conceptos claves del sector: las reservas.

Posteriormente, se presenta la evolución histórica del sector a nivel internacional y local, resaltando la dependencia que se crea de las operaciones del sector en el total de las exportaciones e importaciones de distintos países, lo que evidencia su relevancia económica y permite inferir su capacidad para incidir en diferentes decisiones económicas y políticas. El capítulo cierra con unas conclusiones.

1.1. Entendimiento del Sector de Exploración y Producción y sus Actividades

Las industrias extractivas han sido definidas como las industrias de petróleo (crudo y gas) y de minería involucradas en el hallazgo y explotación de recursos naturales no renovables ubicados en la corteza terrestre o cerca de ella (SPE, 2018).

También han sido definidas como aquellas actividades que involucran la adquisición de intereses en propiedades minerales, exploración, desarrollo y producción de crudo, incluido el condensado y líquidos de gas natural, y el gas natural como tal (Flood, 2017; SPE, 2018).

Las industrias extractivas cuentan con unas particularidades directamente asociadas al tipo de operaciones llevadas a cabo por éstas, dentro de las cuales se destacan (Beyersdorff et al., 2017):

Riesgo elevado. Las industrias extractivas cuentan con un riesgo inherente alto, dado que los montos invertidos en el descubrimiento de nuevos yacimientos no resultan necesariamente en un incremento de reservas comercialmente explotables. Esto implica, que existe un período prolongado de incertidumbre en el que las erogaciones pueden ser o no capitalizables, las reservas pueden resultar inferiores a las estimadas, o la volatilidad de los marcadores internacionales puede desfavorecer los procesos de venta de minerales extraídos.

Relación mínima entre riesgos y beneficios. Así como una inversión no significativa puede resultar en el descubrimiento de reservas que excedan exponencialmente las proyecciones, existe la probabilidad de que grandes inversiones resulten en yacimientos sin viabilidad de extracción o sin reservas, en el peor escenario.

Largos períodos de tiempo entre desembolso de inversiones y retornos. En las industrias extractivas, los períodos de tiempo entre las inversiones realizadas y los retornos de las mismas son muy prolongados (varios años), por el tipo de actividades requeridas en el estudio, exploración y hallazgo de hidrocarburos.

Altos costos de proyectos individualmente considerados. Las inversiones requeridas en los procesos de exploración y hallazgo de hidrocarburos suelen ser muy significativas en comparación con el patrimonio de las entidades y los activos a la fecha de las inversiones, sobre todo, cuando las inversiones se desarrollan en zonas de difícil acceso.⁸

Acuerdos únicos de riesgo compartido. Como consecuencia del volumen y significancia de las inversiones realizadas, las entidades pertenecientes al sector de hidrocarburos se asocian entre ellas y desarrollan proyectos de exploración bajo los términos de acuerdos de

⁸ Como yacimientos costa afuera, bloques de difícil acceso por condiciones topográficas y/o problemas de orden público.

riesgo compartido. Ejemplos de estos acuerdos son los acuerdos conjuntos, acuerdos de colaboración empresarial, de prestación de servicios, entre otros.

Grado especial de vigilancia y regulación por parte del Gobierno. Dependiendo de la jurisdicción donde se lleven a cabo las actividades, los gobiernos nacionales-locales establecen restricciones en términos ambientales, de comercio exterior, de precios y contribuciones como las regalías. También otorgan beneficios fiscales sobre las operaciones realizadas por las entidades de la industria, tales como deducciones por inversiones en activos fijos productivos y congelamiento de tarifas impositivas.⁹

Tratamiento de recursos naturales no renovables. Las actividades asociadas con las industrias extractivas se basan en recursos no renovables, y el proceso productivo impacta el entorno. Las entidades pertenecientes al sector, siempre deben considerar dentro de sus presupuestos las inversiones necesarias para garantizar los procesos de taponamiento y/o reforestación de las zonas donde se lleva a cabo la explotación, garantizando a las comunidades la minimización de las consecuencias negativas¹⁰ en el entorno inmediato y los ecosistemas.

Factores económicos, tecnológicos y políticos cambiantes. Factores como la fluctuación de los precios y los tipos de cambio, la generación de costos en una divisa distinta a la de generación de ingresos, así como determinados avances tecnológicos, tienen un impacto directo en la viabilidad de los proyectos en esta industria. De igual forma, en las jurisdicciones en las que el subsuelo es propiedad del Estado, es necesario incurrir en los costos asociados a la adjudicación de bloques, la constitución de garantías para el cumplimiento de obligaciones, el pago de regalías en dinero o en especie, y la entrega de parte de la producción lograda cuando se trate de contratos de producción incremental.¹¹

⁹ Para el caso colombiano, enmarcados en algunas ocasiones en contratos de estabilidad jurídica.

¹⁰ Al explotar recursos no renovables, inevitablemente existen impactos nocivos sobre el medio ambiente.

¹¹ Contratos suscritos entre una entidad estatal del sector y una entidad o grupo de entidades de carácter privado, bajo los cuales la operación de los bloques se cede a los particulares mediante una participación, con el compromiso de entrega de producción mensual después de regalías.

La industria petrolera hace parte de las industrias extractivas y desarrolla sus actividades en tres grandes sectores (OIAC, 2001; SPE, 2018): el sector de exploración y producción de hidrocarburos – Upstream; el sector de transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos – Midstream; y el sector de Refinería, procesamiento y purificación de derivados de hidrocarburos – Downstream.

Este trabajo se concentra en el sector de exploración y producción¹². Sus actividades se focalizan en explorar, encontrar, adquirir y desarrollar recursos minerales hasta el punto en que las reservas puedan venderse o utilizarse por primera vez, incluso si la entidad tiene la intención de procesarlas¹³ y no se desarrollan necesariamente de manera secuencial (Beyersdorff et al., 2017). Dichas actividades pueden incluir i) actividades de prospección; ii) adquisición de derechos; iii) actividades de exploración iv) evaluación de recursos minerales; v) perforación de pozos e instalación de facilidades; vi) levantamiento de petróleo, gas y agua de los pozos a la superficie; vii) separación de petróleo, agua y gas; y viii) cierre y desmantelamiento de las propiedades de petróleo y gas. (OIAC, 2001; Beyersdorff et al., 2017; SPE, 2018).

En el sector de exploración y producción, las actividades se llevan a cabo en dos fases: i) exploración y evaluación, y ii) producción y desarrollo. Su proceso se describe en el **Diagrama 1**. Adicionalmente, se presenta el concepto de reservas, clave para cuantificar y estimar, tanto en cantidades como en precios, el petróleo en sitio.

Las reservas son aquellas cantidades de petróleo que se anticipa serán comercialmente recuperables por la aplicación de proyectos de desarrollo para conocer las acumulaciones, a partir de una fecha determinada y en condiciones definidas (SPE, 2018). Su estimación es fundamental en la industria y contiene un grado de dificultad y subjetividad técnica y metodológica de importancia en su cálculo (SPE, 2018).

¹² Teniendo en cuenta que este sector es el que aborda en las etapas más tempranas los asuntos operativos, financieros y contables de mayor controversia y complejidad dentro de las actividades de la industria (Beyersdorff et al., 2017), y por ser el sector al que pertenece la empresa objeto del estudio de caso, como se mostrará en el capítulo 4 de este trabajo.

¹³ Participar en los sectores de midstream y downstream.

Diagrama 1 – Actividades del Sector de Exploración y Evaluación

Fase de Exploración y Evaluación

Un pozo se considera exploratorio por el lapso de tiempo en el que aún no se compruebe la existencia de reservas probadas de petróleo y/o gas.

Prospección

- * Previo a adquisición de derechos.
- * Búsqueda de áreas de interés (anomalías geológicas).
- * Realización de estudios topográficos, geología y geofísica (G&G) para evaluar las condiciones del subsuelo y probabilidades de existencia y extracción de cantidades de petróleo que se puedan comercializar.
- * Identificación de zonas óptimas de perforación.



Evaluación

- * Pruebas detalladas para determinar áreas con cantidades extraíbles que justifican perforación.
- * Perforación de pozos exploratorios para determinar existencia, cantidades y delimitar.
- * Realización de estudios detallados respecto a la factibilidad técnica y viabilidad comercial de las áreas exploradas, así como para determinación de la mejor técnica de extracción - búsqueda del mejor factor de recuperación.

Preparación de accesos, construcción de plataformas, instalación de facilidades y demás aspectos logísticos y de operación necesarios para la extracción, tratamiento y transporte de hidrocarburos.



Fase de Producción y Desarrollo

Un pozo se considera en desarrollo una vez ha sido perforado dentro del área ya probada de un yacimiento de petróleo o gas hasta la profundidad de un horizonte estratigráfico conocido como productivo.

Dos escenarios

Pozos con fluido natural con un factor de recuperación óptimo del 20%.

Pozos que requieren mecanismos de elevación artificial, proceso conocido como recuperación secundaria, los cuales pueden estar basados en:

- * Inyección de agua. Con el cual el factor de recuperación puede incrementarse hasta el 35% (presión ejercida a los pozos). Cuando se combina con mecanismos de inyección de polímeros se puede lograr un factor de recuperación entre el 40% y 45%.
- * Inyección de polímeros. Con el cual el factor de recuperación puede incrementarse hasta el 35% (presión ejercida a los pozos). Su utilización depende del tipo de roca y viscosidad del crudo. Es una metodología más costosa.

Para extracción de las reservas hasta que se agoten o sea viable hacerlo.

Pasado el tiempo y a consecuencia de los procesos de decline naturales para extracción, además de actividades secundarias, se hacen necesarias las reparaciones mayores - workovers, que consisten en operaciones correctivas de los procesos de decline en la producción pero también enfocadas en mantener las tasas máximas de producción de crudo

Cuando las reservas se agotan o su extracción se vuelve poco viable y costosa, se inician las actividades de taponamiento, cierre y abandono de los pozos perforados, en las que se realizan trabajos de relleno y taponamiento con concreto de las áreas perforadas, así como trabajos ambientales de reforestación

Fuente: Construcción propia con base en la lectura de AICPA (2014), Beyersdorff et al. (2017), y SPE (2018).

Actualmente, la industria cuenta con un marco líder para la estimación y reporte de reservas y recursos petroleros, publicado en el 2007 por el Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos – SPE. Este marco cuenta con el apoyo del Consejo Mundial del Petróleo – WPC, la Asociación Americana de Geólogos Petroleros – AAPG y la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleos – SPEE. Los temas que cubre dicho marco son la clasificación y categorización de los recursos, la evaluación y reporte de reservas y recursos y la estimación de reservas recuperables en cantidades.

De acuerdo con este marco, las reservas pueden ser de catalogadas así:

Reservas Probadas: Cantidades de hidrocarburos o gas sobre las que existe certeza razonable de ser económicamente producibles bajo las condiciones económicas, tecnológicas y regulatorias actuales durante el periodo comprendido entre el comienzo de la producción comercial y la fecha en la que expira el derecho de explotación, a no ser que exista certeza razonable de que dicho periodo puede ser renovado o extendido. En los estudios de reservas se definen con la sigla **1P** (OIAC, 2001; SPE, 2018).

Dentro de esta categoría, a su vez, se encuentran las reservas probadas desarrolladas (**1PD**), que corresponden al volumen comercialmente recuperable con las perforaciones realizadas y las facilidades disponibles a la fecha, y las probadas no desarrolladas, sobre las cuales faltan inversiones adicionales para incorporarlas a la producción (**1PND**).

Reservas probables: Reservas adicionales a las probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería indican que tienen menos probabilidades de recuperarse que las reservas probadas, pero más probabilidades que las reservas posibles. En los estudios de reservas la suma de reservas probadas y probables se nomina con la sigla **2P** (OIAC, 2001; SPE, 2018).

Reservas posibles: Reservas adicionales a las probadas y probables cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que tienen menos probabilidades de ser recuperables que las reservas probables. En los estudios de reservas la suma de reservas probadas, probables y posibles se indica con la sigla **3P** (OIAC, 2001; SPE, 2018).

Gráficamente, la categorización de las reservas se representa en el **Cuadro 1**.

Cuadro 1 – Categorización de Reservas

Total Petróleo inicial en sitio (PIIP)*	Petróleo Inicial en Sitio Descubierta **	Comercial	Producción			
			Desarrolladas	Probadas	Probables	Posibles
			No Desarrolladas	1P	2P	3P
			Reservas:			
			Mayor probabilidad de comercialidad ↑			
			Bajo ← Nivel de incertidumbre → Alto			

* El petróleo inicial en sitio es la cantidad de petróleo que se estima existe en acumulaciones naturales en un área determinada.

** El petróleo inicial en sitio descubierta es la cantidad de petróleo que se estima existe, a una fecha determinada, contenido en acumulaciones conocidas previo al proceso de producción.

Fuente: Adaptación propia de Beyersdorff et al. (2017) y SPE (2018).

Para continuar con la caracterización del sector de exploración y producción, una vez abarcados sus conceptos clave, particularidades y complejidades, los siguientes apartados presentan la evolución histórica del sector a nivel internacional y local, incluyendo la producción alcanzada, los volúmenes de reservas, las exportaciones, la dependencia en las economías de la producción en el sector, así como el nacimiento y evolución de la OPEC (lo que es determinante en la caracterización de toda la industria).

1.2. Evolución del Sector de Exploración y Producción a Nivel Internacional

Para contextualizar la importancia del sector de exploración y producción en la industria petrolera a nivel internacional, resulta importante presentar algunos elementos de su evolución histórica.

Se tienen registros del sector desde 1850, cuando el petróleo era empleado principalmente como combustible para lámparas. Con la llegada de la revolución industrial se incrementó el uso de combustibles fósiles y, por lo tanto, la demanda de estos. Esto llevó al desarrollo de proyectos encaminados al descubrimiento de yacimientos. El proyecto de técnica operacional de extracción de crudo comercial más exitoso se realizó en Titusville, Pensilvania -USA en el año 1859, logrando una producción de 5 barriles por día, con un precio de US\$10 por barril (AICPA, 2014; Vassiliou, 2018).

Con el desarrollo del sector y la búsqueda de yacimientos, John D. Rockefeller se convirtió en una de las personas más poderosas de la industria. En 1870 su empresa se fusionó con otras 4 empresas del sector, fundando la Standard Oil Company, empresa que en la siguiente década controló aproximadamente el 90% de la industria en Estados Unidos. Eventualmente, y por su gran tamaño se dio su disolución forzada, como parte de las medidas gubernamentales de 1911 en contra de los monopolios (AICPA, 2014; Vassiliou, 2018).

En otras regiones del mundo como Oriente Medio, Sudamérica, África, Rusia, entre otros, la expansión de la industria también inició a finales del siglo XIX, en un contexto de demanda creciente. Solo hasta después de la Segunda Guerra Mundial la demanda de crudo se intensificó y se realizaron enormes inversiones para la búsqueda, desarrollo y extracción de reservas de petróleo en el Golfo Pérsico, Oriente Medio, África y Sudamérica (AICPA, 2014). Con base en las publicaciones del Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development, se presentan los datos históricos de producción entre 1913 y 1959 en el **Cuadro 2** y en el **Cuadro 3**, como se detalla a continuación.¹⁴

¹⁴ Para la presentación de los datos del Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development, se realiza la conversión de las cifras de toneladas largas a toneladas métricas y de éstas últimas a barriles, teniendo en cuenta que una tonelada larga son 1.0160469088 toneladas métricas y que una tonelada métrica equivale a 7.33 barriles de crudo.

Cuadro 2 – Producción Mundial de Petróleo en Mbbls¹⁵ Período 1913 - 1920

País	1913	1914	1915	1916	1917	1918	1919	1920
Reino Unido	2,157	2,126	1,959	1,843	1,859	1,806	1,593	1,743
Egipto	94	772	260	408	1,003	2,029	1,729	1,159
Canadá	243	229	229	211	228	324	256	210
Trinidad	525	671	1,095	967	1,671	2,171	1,920	2,216
India	8,268	7,726	8,553	8,853	8,424	8,538	9,106	7,448
Australia	40	119	37	42	75	77	74	60
Nueva Zelanda	3	3	4	4	4	4	4	3
Reino de Sarawak	149	335	413	675	572	532	634	1,107
Francia	-	-	-	-	-	-	352	410
Galicia	8,159	4,804	4,961	6,796	4,973	4,973	6,095	5,605
Alemania	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,385	244	223
Italia	48	41	45	52	42	36	36	40
Rumania	13,815	13,073	12,261	9,139	421	8,898	6,741	7,577
Rusia	66,852	71,306	72,931	77,456	62,284	23,415	27,128	25,941
México	27,339	27,913	35,015	43,138	58,829	67,910	92,641	169,806
Estados Unidos	264,333	282,757	299,080	320,000	356,758	378,688	401,873	471,756
Argentina	141	298	556	884	1,238	1,346	1,282	1,544
Perú	2,024	1,852	2,661	2,664	2,543	2,455	2,555	2,681
Venezuela	-	-	-	-	134	372	474	502
Japón	2,037	2,768	3,074	3,110	3,004	2,553	2,123	2,085
Indias Orientales Neerlandesas	11,243	11,499	12,043	12,679	12,365	12,506	15,826	16,757
Persia	1,814	2,844	3,534	4,375	6,985	8,427	8,892	12,752
Totales	410,346	432,195	459,771	494,357	524,470	528,446	581,576	731,624

Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de The Mineral Industry of the British Empire and Foreign Countries, 1921 (Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development, 2019a).

Cuadro 3 – Producción Mundial de Petróleo en Mbbls Período 1921 - 1959

País	1920s	1930s	1940s	1950s
Reino Unido	13,556	9,407	13,745	10,150
Canadá	5,017	31,776	117,695	1,073,406
Trinidad	54,460	145,118	221,861	270,496
Francia	5,118	5,299	4,660	59,213
Alemania	6,034	34,182	54,661	206,148
Polonia	53,801	38,548	17,232	12,740
Rumania	220,291	533,820	334,931	626,583
Rusia	657,185	1,917,583	2,114,380	5,110,826
Egipto	14,900	24,742	126,881	158,151
México	1,165,641	436,913	529,013	806,188
Estados Unidos	7,998,947	10,758,846	17,454,381	22,257,643
Venezuela	549,186	1,685,355	3,727,635	7,803,748
Iran + Irak (antes reportado como Persia)	332,820	751,703	1,630,985	3,209,594
Arabia Saudita	-	9,578	651,435	3,047,267
Kuwait	-	-	291,249	3,398,175
Qatar	-	-	11,558	356,658
Totales	11,076,956	16,382,870	27,302,302	48,406,986

Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de The Mineral Industry of the British Empire and Foreign Countries, años 1921 a 1959. (Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development, 2019a).

¹⁵ Miles de barriles

Los datos presentados en el **Cuadro 2** y en el **Cuadro 3** son consistentes históricamente con el auge del capitalismo industrial, la producción en masa, el descubrimiento de gigantes campos petroleros en Irak y Venezuela, la creación de consorcios, la realización de combinaciones de negocios y la expansión de las principales petroleras americanas hacia oriente medio (Vassiliou, 2018). Todo esto llevó al incremento exponencial de las inversiones luego de la segunda guerra mundial. De la información presentada en dicha publicación se destaca la participación de Estados Unidos y Rusia, así como el desarrollo de la industria en Venezuela y Oriente Medio.

Estados Unidos contó con un volumen de producción importante desde inicios del siglo XX, siendo el mayor productor (como se observa en el **Cuadro 2** y el **Cuadro 3**). Producto de la crisis energética que se presentó a nivel mundial en 1973, que cuadruplicó los precios del petróleo y disparó las importaciones de crudo desde oriente medio principalmente, se despertó la necesidad de buscar y desarrollar recursos energéticos propios en EEUU (Van Riper, 1994).

Con el crecimiento de la demanda de hidrocarburos, en 1960 algunos de los mayores países productores se reunieron y conformaron la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC por sus siglas en inglés)¹⁶, fundada por 5 miembros así: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. Desde entonces, aunque su composición ha presentado variaciones, su influencia sobre el volumen de oferta de crudo ha sido determinante para el establecimiento de los precios internacionales del crudo (AICPA, 2014; OPEC, 2019a).

Los **Cuadros 4, 5 y 6** presentan las cifras de exportaciones de crudo de los países miembros de la OPEC en su primera década de existencia, así como los volúmenes de producción y de reservas probadas por región a nivel mundial. De esta información se evidencia que, con base en los volúmenes de producción y exportaciones logrados durante el capitalismo industrial, el desarrollo de reservas tuvo un incremento considerable, lo que a su vez generó que para

¹⁶ Con la conformación de la OPEC, se ha encontrado disponible una nueva fuente de información respecto a la evolución histórica del sector en términos de producción, exportaciones y reservas.

las décadas siguientes la producción y las exportaciones continuaran con una tendencia creciente.

Cuadro 4 – Exportaciones de Crudo en Millones de Dólares por país miembro de la OPEC 1960-1970

País	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Argelia	106	201	105	465	394	493	508	532	583	606	681
Angola	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	41
Gabón	9	9	9	10	12	14	15	35	42	58	62
Irán	595	672	706	799	1,109	1,138	1,149	1,748	1,688	1,857	2,358
Irak	445	499	500	579	634	660	698	610	755	769	788
Kuwait	855	853	961	1,029	1,146	1,207	1,305	1,313	1,392	1,476	1,582
Libia	-	11	132	327	606	785	990	1,164	1,860	2,162	2,379
Nigeria	12	32	48	57	90	191	258	199	109	422	718
Arabia Saudita	682	740	809	869	922	1,073	1,298	1,384	2,020	2,107	2,418
Emiratos Árabes Unidos	-	-	9	31	128	190	241	262	335	407	523
Venezuela	1,983	2,033	2,156	2,155	2,305	2,280	2,190	2,307	2,330	2,279	2,371
Total OPEC	4,687	5,050	5,435	6,321	7,346	8,031	8,651	9,554	11,113	12,157	13,920

Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 2.5 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018 (OPEC, 2019b).

Del **Cuadro 4** se destaca el crecimiento en las exportaciones de Irán, Kuwait, Libia, Arabia Saudita y Venezuela.

Cuadro 5 – Producción Mundial de Crudo por Región, incluyendo participación de la OPEC en mmbbls¹⁷ entre 1960-1970

Región	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
América del Norte	7,599	7,842	8,060	8,310	8,431	8,677	9,252	9,857	10,205	10,411	10,963
Latinoamérica	3,725	3,904	4,246	4,335	4,494	4,604	4,573	4,881	5,023	5,090	5,175
Europa Oriental y EuroAsia	3,207	3,562	3,971	4,307	4,725	5,116	5,556	6,022	6,426	6,833	7,235
Europa Occidental	306	332	354	380	412	442	434	459	474	495	469
Oriente Medio	5,330	5,712	6,256	6,886	7,681	8,425	9,389	10,055	11,275	12,461	13,779
África	282	489	808	1,169	1,704	2,217	2,813	3,122	3,962	5,052	6,032
Asia y Pacífico	551	567	634	649	696	784	870	981	986	1,338	1,544
Total	21,001	22,409	24,330	26,036	28,144	30,264	32,887	35,377	38,351	41,680	45,198
<i>Del cual</i>											
OPEC	8,115	8,766	9,879	10,894	12,329	13,639	15,026	16,031	17,859	19,849	22,281
OPEC%	39%	39%	41%	42%	44%	45%	46%	45%	47%	48%	49%

Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.5 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018 (OPEC, 2019b).

¹⁷ Millones de barriles.

Del **Cuadro 5** se destaca que sobre 1966 Oriente Medio superó a Estados Unidos en los niveles de Producción.

Cuadro 6 – Reservas Probadas por Región, incluyendo participación de la OPEC en mmbbls entre 1960-1970

Región	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
América del Norte	36,613	36,759	35,989	36,645	36,272	38,852	39,702	40,169	40,607	38,414	49,751
Latinoamérica	25,060	24,705	24,225	24,305	25,525	25,170	27,099	26,906	28,782	29,179	26,171
Europa Oriental y EuroAsia	24,833	24,653	30,177	33,202	34,201	36,166	38,994	36,934	60,878	61,000	61,014
Europa Occidental	1,810	1,824	1,904	2,295	2,755	2,585	2,425	2,771	2,637	2,433	6,926
Oriente Medio	183,060	188,104	193,828	207,004	211,434	214,838	234,607	248,451	270,050	332,847	336,221
África	8,000	9,610	12,275	16,325	19,515	23,196	32,610	42,437	44,568	48,385	51,107
Asia y Pacífico	11,792	11,643	12,333	12,574	12,821	12,960	13,975	13,982	16,624	15,692	17,262
Total	291,168	297,298	310,731	332,350	342,523	353,767	389,412	411,650	464,146	527,950	548,452
<i>Del cual</i>											
OPEC	206,220	211,470	219,040	235,335	241,660	248,051	277,171	298,185	319,815	378,626	386,881
OPEC%	71%	71%	70%	71%	71%	70%	71%	72%	69%	72%	71%

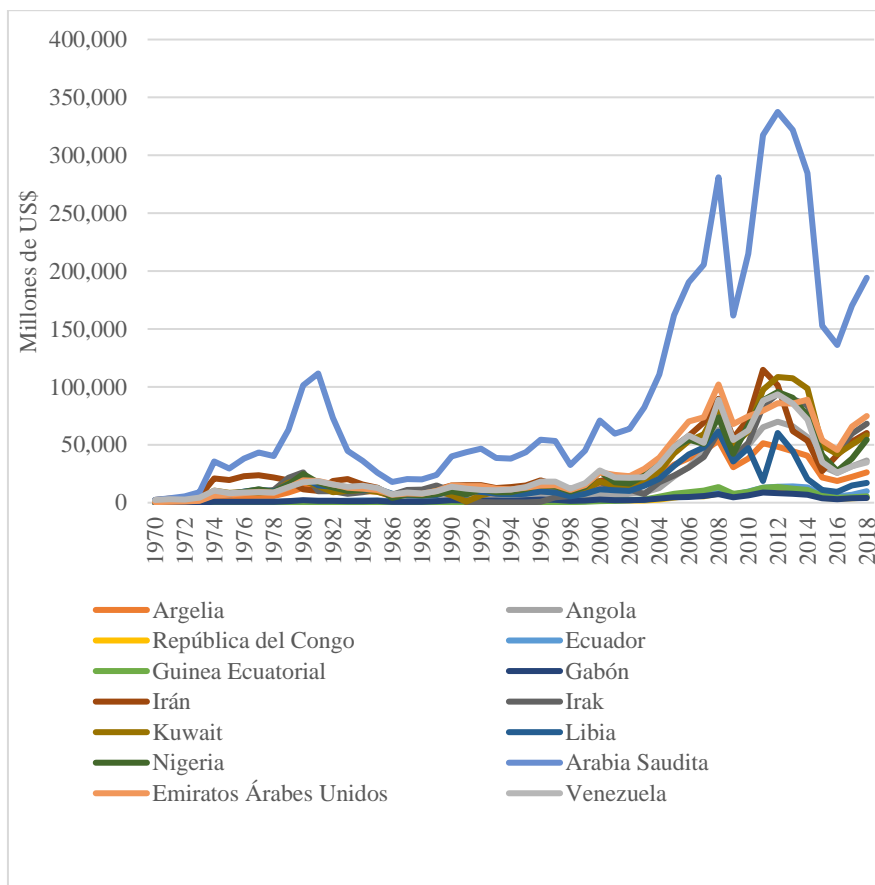
Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.1 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018 (OPEC, 2019b).

De la información presentada en el **Cuadro 6** es necesario resaltar el volumen de reservas probadas de Oriente Medio, pues ninguna región del mundo se le asemeja en dicha magnitud.

El sector tiende a presentar crisis por efecto de variaciones de los precios. La más reciente e importante de los últimos 10 años, en 2014, vino acompañada por: i) el anuncio realizado por Estados Unidos del éxito de sus proyectos exploratorios mediante técnicas de perforación invasivas de estimulación hidráulica conocidas como Fracking, alcanzando el desarrollo de reservas 2P y 3P y ii) las estrategias de guerra comercial de Arabia Saudita para medir la capacidad de los otros productores ante bajas en los precios (Pardo, 2014). A pesar de las crisis experimentadas, la oferta de los países miembros de la OPEC, ha oscilado entre el 35% y el 50% del total del crudo producido y comercializado a nivel mundial.

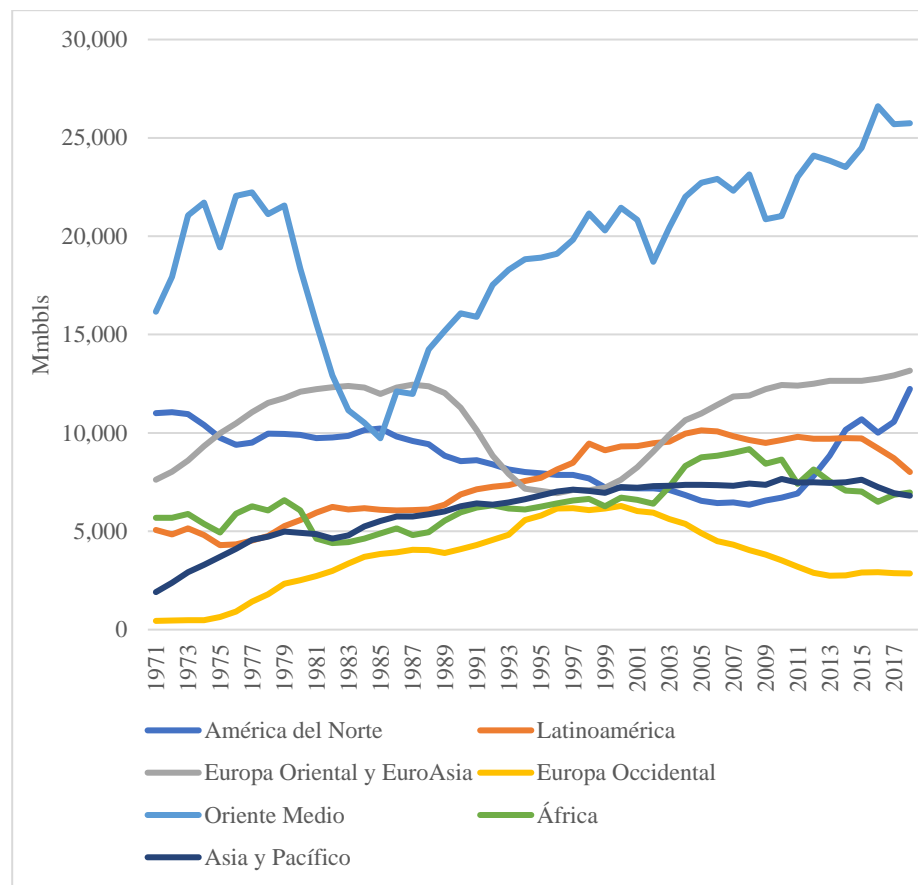
Los **Gráficos 1 al 5** presentan el comportamiento de las exportaciones de crudo desde 1970 hasta 2018, así como los volúmenes de producción y de reservas probadas por región a nivel mundial, incluyendo la participación de los países miembros de la OPEC dentro de éstas.

Gráfico 1 – Comportamiento Exportaciones de Crudo por país miembro de la OPEC 1970-2018



Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.1 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018. (OPEC, 2019b)

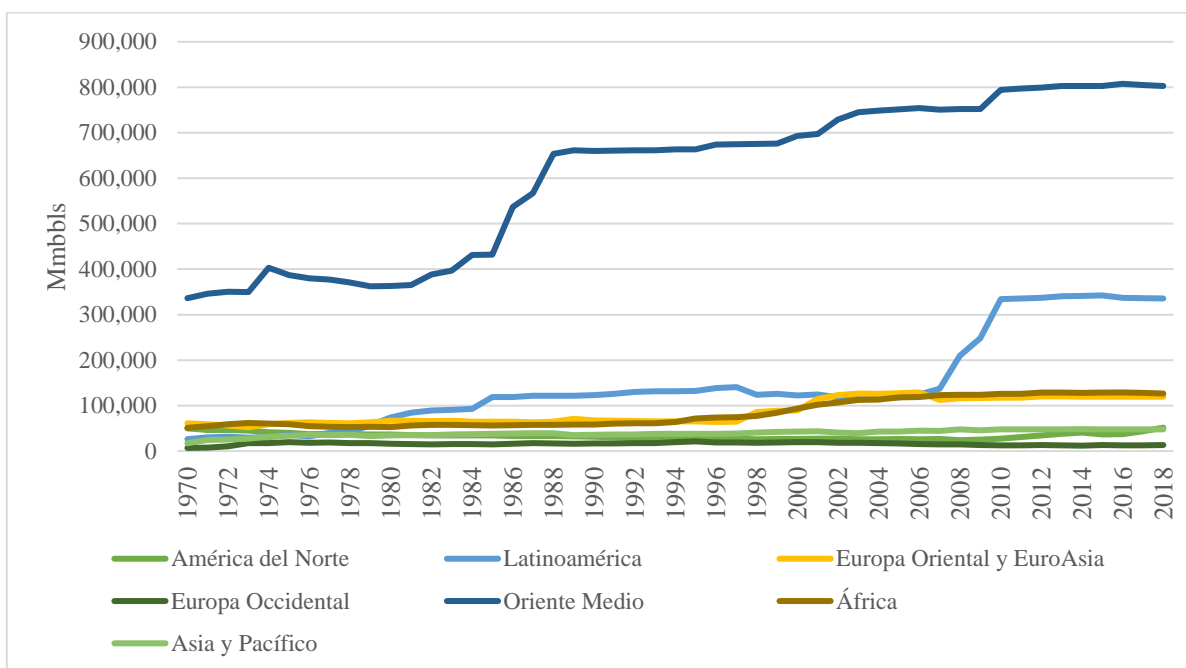
Gráfico 2 – Comportamiento Producción por Región entre 1970-2018



Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.5 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018. (OPEC, 2019b)

Del **Gráfico 1** se destaca la importancia de Oriente Medio en el total de exportaciones de petróleo, así como el impacto en US\$ por la presión de precios ejercida desde 2014, lo cual explica que, aunque la producción se haya incrementado (**Gráfico 2**), el valor monetario de las exportaciones se haya reducido (comparación **Gráficos 1 y 2**), esto sin tener en cuenta el volumen de producción que se queda para cubrir la demanda interna en las diferentes regiones.

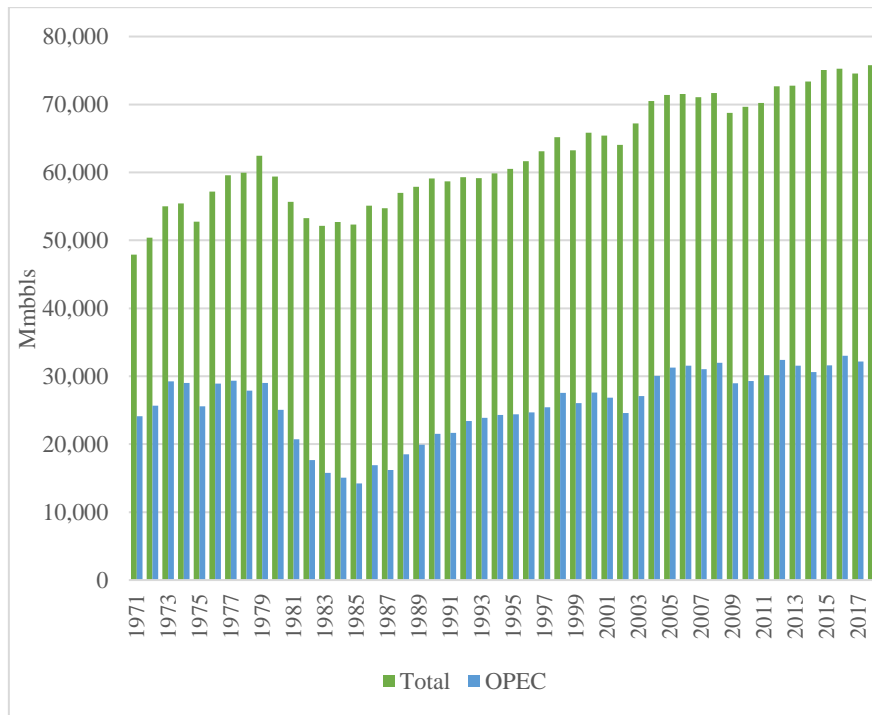
Gráfico 3 – Comportamiento Reservas Probadas por Región entre 1970-2018



Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.1 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018 (OPEC, 2019b).

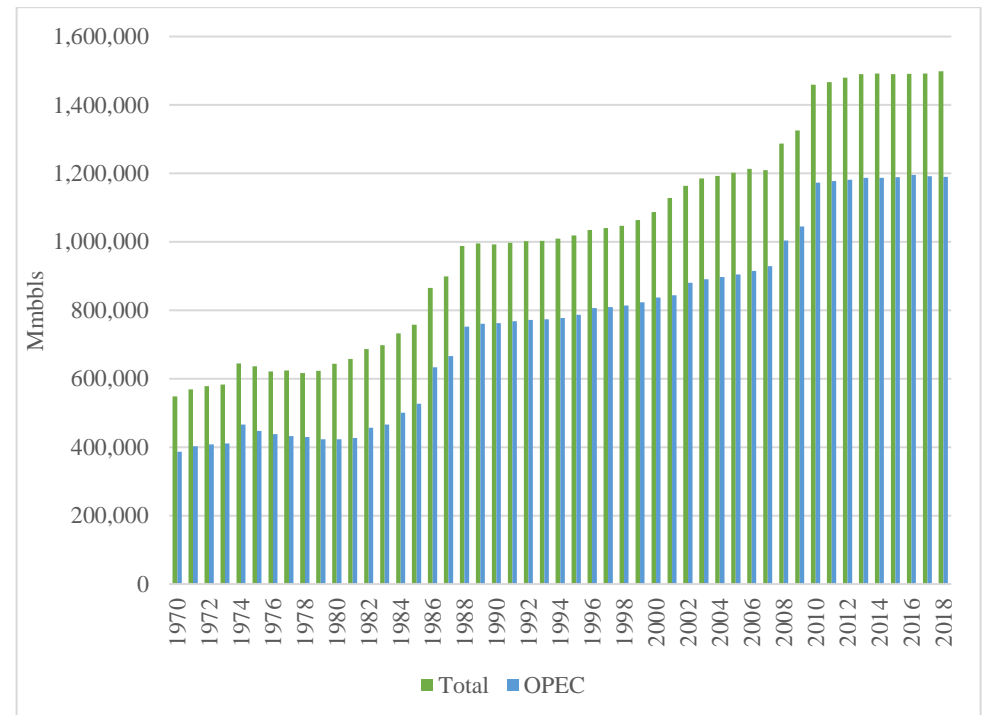
Del **Gráfico 3** se destaca el descubrimiento y desarrollo de reservas por décadas, así como el comportamiento constante de éstas luego de la crisis de precios del 2014, lo cual es consistente con las estrategias de las empresas del sector en períodos de crisis, donde se enfocan en mantener las reservas ya desarrolladas para no exponerse a declines inesperados en los volúmenes de producción.

Gráfico 4 – Participación la OPEC en Producción Mundial entre 1970-2018



Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.5 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018 (OPEC, 2019b).

Gráfico 5 – Participación la OPEC en Reservas Probadas entre 1970-2018



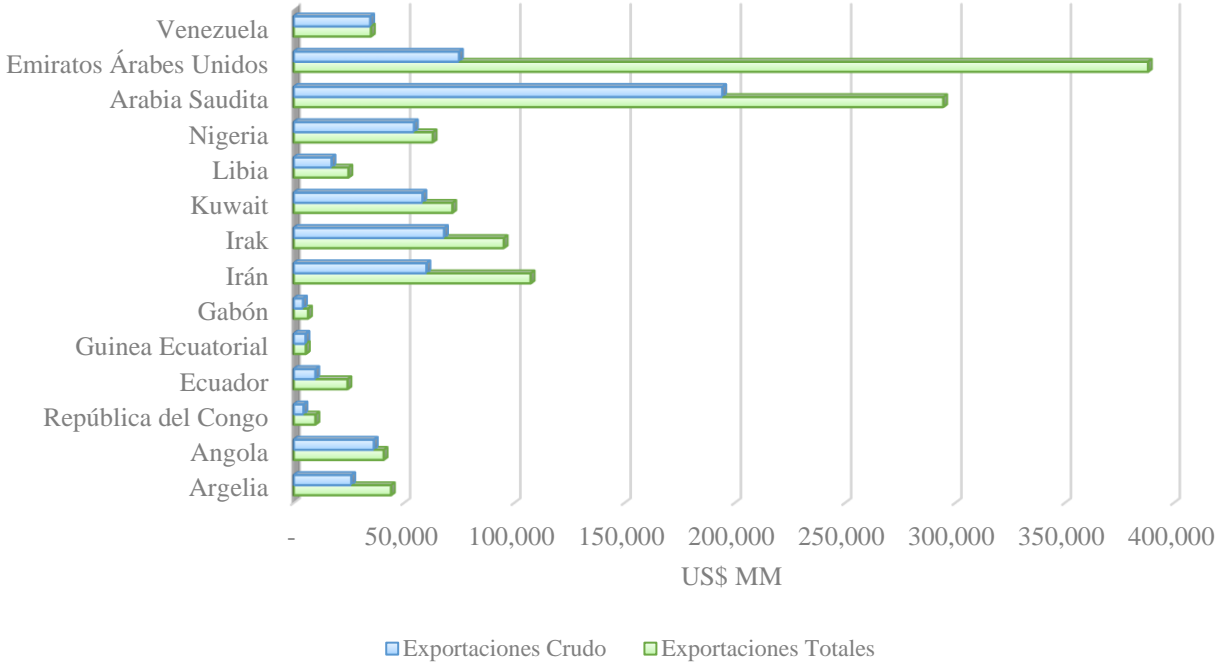
Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.1 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018 (OPEC, 2019b).

En los **Gráficos 4 y 5** se evidencia una participación variable por parte de la OPEC en la producción mundial, lo que se explica principalmente por los miembros que entran y salen de la organización, así como por los volúmenes alcanzados por países no miembros. Sin embargo, se evidencia una dominancia de la OPEC en cuanto reservas probadas, la cual se relaciona en gran medida con la cantidad de reservas probadas en Oriente Medio y Venezuela (Ver **Gráfico 7**).

Al cierre de 2018, la OPEC se encontraba conformada por Argelia, Angola, República del Congo, Ecuador, Guinea Ecuatorial, Gabón, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela (OPEC, 2019a).

Las exportaciones de crudo de 2018 de los países miembros de la OPEC, así como su participación en el total de las exportaciones se representan en el **Gráfico 6**.

Gráfico 6 – Exportaciones de Crudo y Totales Países Miembros de la OPEC 2018

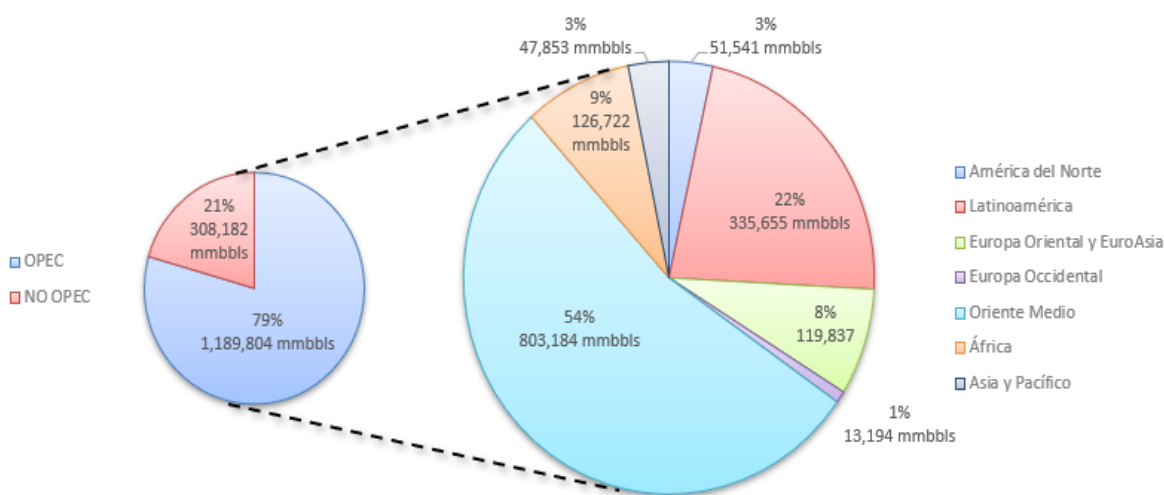


Fuente: Construcción propia con base en la información publicada en la página oficial de La OPEC (OPEC, 2019 a).

Del **Gráfico 6** se evidencia que en la mayoría de los países miembros (con excepción de Emiratos Árabes Unidos y Ecuador), las exportaciones de crudo cuentan con una participación determinante dentro del total de exportaciones.

El **Gráfico 7** por su parte, presenta el volumen de reservas por región a cierre 2018, y la participación de la OPEC. Se evidencia que la fortaleza de la OPEC depende de que Oriente Medio permanezca en la organización y de la viabilidad de desarrollo y extracción de reservas en Venezuela, dada la grave situación económica, política y social que atraviesa este país.

Gráfico 7 – Total Reservas Probadas a Nivel Mundial y Participación la OPEC por Región 2018



Fuente: Construcción propia con base en la información de la tabla 3.1 publicada por la OPEC en su Annual Statistical Bulletin 2018 (OPEC, 2019b).

En el **Cuadro 7**, con el objetivo de hacer una conexión entre la información de las exportaciones contenida en los gráficos anteriores y el destino de estas, se presenta la información publicada por la Agencia Central de Inteligencia – CIA, de los 10 mayores importadores de crudo a nivel mundial correspondiente a los cierres de 2015 a 2017 (CIA, 2019):

Cuadro 7. Los 10 mayores Importadores de Petróleo a Nivel Mundial

No.	País	Barriles/día
1	Estados Unidos	7,969,000
2	China	6,710,000
3	India	4,057,000
4	Japón	3,208,000
5	Corea del Sur	3,057,000
6	Alemania	1,836,000
7	Italia	1,341,000
8	España	1,325,000
9	Francia	1,147,000
10	Holanda	1,094,000

Fuente: Construcción propia con base en la información publicada por la CIA en su página WEB oficial (CIA, 2019).

De la evolución histórica de la producción internacional presentada, se evidencia la importancia y poder alcanzado por la industria, el nacimiento de potencias petroleras, así como la dependencia económica que se ha generado en torno al petróleo por las altas rentabilidades del negocio a pesar del riesgo asumido. Esto ha permitido una expansión sin precedentes de las grandes compañías petroleras a nivel mundial, lo cual da lugar a inferir la influencia política y económica que a nivel mundial se desprende de la combinación de estos factores.

A continuación, se presenta la evolución histórica del sector de exploración y producción en Colombia, para luego, presentar las principales conclusiones de este capítulo y la conexión con el desarrollo del objetivo del trabajo.

1.3.Evolución del Sector de Exploración y Producción en Colombia

Se tienen registros de la existencia del petróleo en Colombia desde 1536; sin embargo, hasta 1918 oficialmente se inició la exploración petrolera en el país en el Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Magdalena. De acuerdo con los registros de la Crónica de Mares (Santiago, 1986), los trabajos de exploración del campo La Cira – Infantas iniciaron el 1916

por parte de la Tropical Oil Company.¹⁸ Este campo registró una producción inicial de 42 barriles por día y su producción acumulada desde 1918 hasta abril de 2018 se estima en 858 millones de barriles (Ecopetrol, 2014; Sáenz, 2018; ANH, 2019a).

Las primeras reglamentaciones en materia petrolera se dieron en 1903, durante el gobierno de Rafael Reyes. En 1905 se entregó la concesión petrolera a Roberto de Mares (conocida como la concesión de mares). En 1919 se traspasó la concesión a la empresa Tropical Oil Company del grupo Standard Oil of New Jersey. Entre 1924 y 1930 se presentaron huelgas en Barrancabermeja, donde se encontraban los pozos productores de petróleo y en 1931 se expidió la Ley 37, conocida como la Ley del Petróleo en el gobierno de Enrique Olaya Herrera. Para 1939, el Campo La Cira-Infantas producía 64 mil barriles día aproximadamente, y se iniciaron actividades de exportación hacia Canadá, Aruba, Italia y Francia, entre otros (Mayorga, 2016; Sáenz, 2018; ANH, 2019a).

En 1926 se realizó la primera exportación de crudo y se construyó el oleoducto de la Andian,¹⁹ el cual unió al campo La Cira-Infantas con la costa caribe, con una capacidad inicial de 30 mil barriles. Su capacidad pasó a 58 mil barriles con la construcción de la segunda línea en 1927.²⁰

La producción de petróleo en Colombia acumulada hasta 1951 fue de 544 mmbbls, de la que 417 mmbbls, el 77%, fue aportada por la Concesión de Mares. El país logró un nivel de exportaciones de 468 mmbbls hasta la misma fecha y una demanda interna de 76 mmbbls. La información de producción anual de crudo en Colombia se encuentra disponible desde 1921, fecha consistente con la entrega de la Concesión a Tropical Oil Company (un año después) y el inicio de la etapa de desarrollo de la actividad productora en el país.

¹⁸ Adquirida por la Standard Oil Company, compañía americana perteneciente a John D. Rockefeller.

¹⁹ Se conoció con este nombre por la Andian National Corporation Limited, empresa a la que le otorgaron la concesión para su construcción.

²⁰ La construcción de este oleoducto significó emplear muchas personas de los municipios por los que pasó el oleoducto, así como la construcción de hospitales y residencias para los empleados.

El **Cuadro 8**, presenta la producción en barriles netos de 42 galones desde 1921 hasta 1951, cuando se realizó la reversión de la concesión de Mares al Estado Colombiano y se creó la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol, quien asumió los activos revertidos de Tropical Oil Company, así como el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja en 1961.

Cuadro 8. Producción de crudo en Colombia de 1921 a 1951 en barriles netos de 42 galones (Concesión de Mares)

Año	Producción Anual	Año	Producción Anual	Año	Producción Anual
1921	66,750	1932	16,382,645	1943	11,491,603
1922	322,786	1933	13,220,756	1944	17,706,093
1923	424,875	1934	17,332,351	1945	15,272,870
1924	444,744	1935	17,710,803	1946	12,722,477
1925	1,006,708	1936	18,598,474	1947	12,261,206
1926	6,443,537	1937	20,081,540	1948	9,094,235
1927	14,928,280	1938	21,303,325	1949	11,856,413
1928	19,878,720	1939	22,112,572	1950	12,964,499
1929	20,193,253	1940	21,159,224	1951	13,809,090
1930	20,222,710	1941	20,502,699		
1931	18,222,424	1942	9,335,288		

Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de la publicación Crónica de Mares. (Santiago, 1986, 37)

Para 1969, el Gobierno Nacional promulgó la Ley 20 que constituyó la base para los contratos de asociación²¹, donde el asociado privado y Ecopetrol preparan los planes concretos de operación, los presupuestos y todas las actividades necesarias para la explotación de hidrocarburos, siempre que se esté en dicha fase. Bajo este esquema, las actividades de exploración se llevan a cabo por cuenta y riesgo de la asociada, participando Ecopetrol únicamente cuando se haya descubierto un campo comercialmente explotable y productivo (Mayorga, 2016; ANH, 2019a).

²¹ Los contratos de asociación se diferenciaron de las concesiones en que éstas últimas, aunque implicaban una participación del Estado por medio de las regalías, en producto bruto y en los cánones superficiales, no dejaban injerencia al Estado en la programación y ejecución de las operaciones industriales que adelanta el titular privado de la concesión. Así mismo, daba la posibilidad de congelamiento de áreas sin la obligación que hoy tienen las compañías de ejecutar en ellas trabajos exploratorios (Mayorga, 2016).

Fruto de los contratos de concesión con agentes privados como la British Petroleum Company, en 1983 Ecopetrol anunció el descubrimiento del yacimiento Caño Limón Coveñas en el departamento de Arauca, y en 1993 el del yacimiento Cupiagua en el departamento del Casanare. Hasta la fecha, estos campos se encuentran en etapa productiva (Ecopetrol, 2014; Mayorga, 2016; ANH, 2019a). Durante 1988 se perforaron 88 pozos tipo A3²². Con la evolución del sector en el país, en 2003 se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH (ANH, 2019a).

La información de la producción anual de crudo para Colombia desde la entrada en operación de Ecopetrol en 1951 hasta 1984, año posterior al descubrimiento del yacimiento Caño Limón Coveñas, se presenta en el **Cuadro 9**.

La información de la producción anual de crudo para Colombia y la tendencia de la producción desde 1985 hasta 2017 se sintetizan en el **Cuadro 10** y en el **Gráfico 8**.

Cuadro 9. Producción de crudo en Colombia de 1952 a 1984 en miles de barriles

Pais	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962
	40,502	41,361	41,938	41,655	46,292	47,984	49,197	56,181	58,501	55,857	54,450
	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Colombia	63,297	65,661	76,806	75,438	74,038	66,540	80,770	85,167	83,657	76,254	71,372
	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
	65,310	60,920	56,786	51,962	49,397	46,868	47,542	50,548	53,568	56,126	63,280

Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de The Mineral Industry of the British Empire and Foreign Countries, años 1952 a 1984. Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development. (2019a; 2019b)

Del **Cuadro 9** se resalta el pico de producción alcanzado en 1970 y el decline posterior hasta 1980, con una leve recuperación entre 1981 y 1984.

²² Pozos exploratorios de delimitación del yacimiento o “Appraisal”

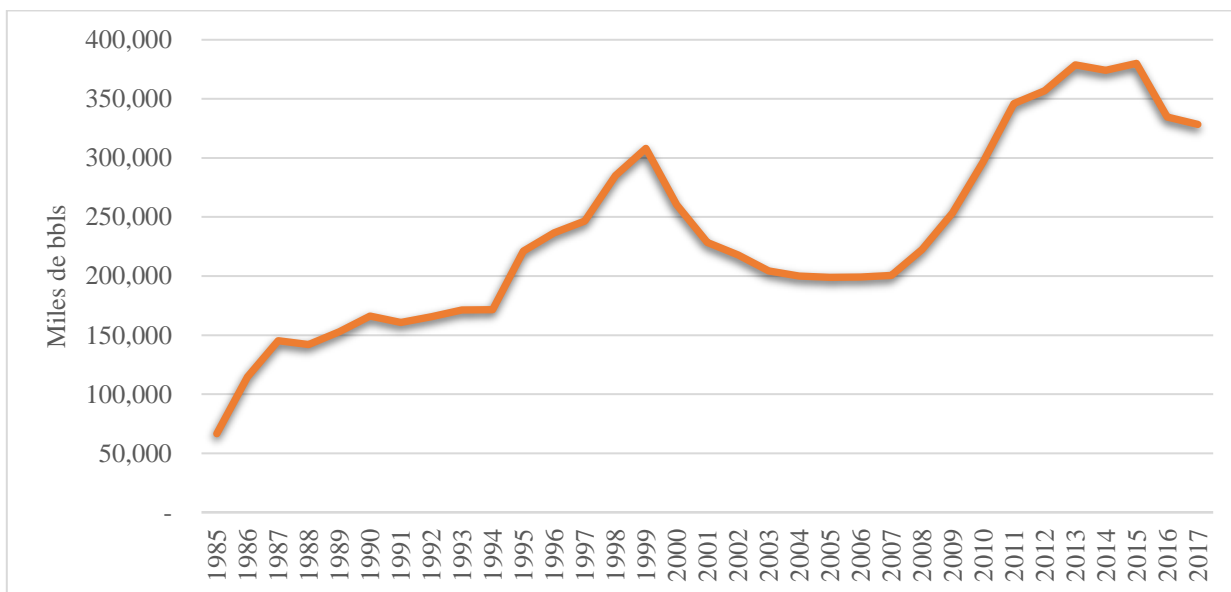
Cuadro 10. Producción de crudo en Colombia de 1985 a 2017 en miles de barriles

Pais	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	66,586	114,561	145,391	141,894	152,750	166,003	160,724	165,610	171,220	171,562	221,038
Colombia	236,661	246,455	285,034	308,161	260,413	228,395	217,953	204,206	199,922	198,852	199,302
	200,651	222,564	253,412	296,818	345,868	356,772	378,670	374,270	379,995	334,695	328,384

Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de The Mineral Industry of the British Empire and Foreign Countries, años 1985 a 2017. Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development. (2019b)

La información presentada en el **Cuadro 10** es consistente con el descubrimiento de los yacimientos Caño Limón Coveñas en 1983 y Cupiagua 1993, así como con la perforación de los 88 pozos exploratorios en el año 1988. Se evidencia un incremento exponencial de la producción desde 1986 hasta 1999, donde se presenta una caída significativa debido a la crisis del sector a inicios del siglo XXI, seguida por la recuperación presentada desde 2008 hasta el período de crisis de finales de 2014 (**Gráfico 8**).

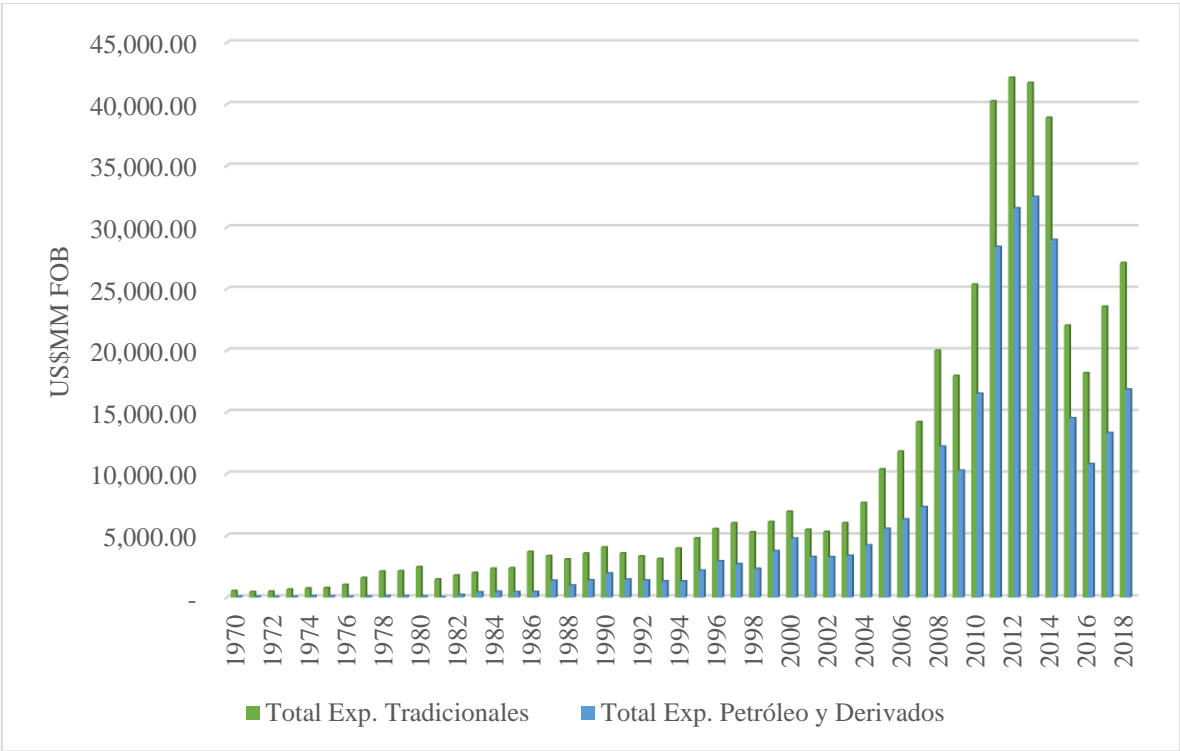
Gráfico 8 – Tendencia de la producción de petróleo en Colombia entre 1985 y 2017



Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de The Mineral Industry of the British Empire and Foreign Countries, años 1985 a 2017. Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development. (2019b)

Al cierre de 2018, el petróleo fue el principal generador de ingresos por exportaciones con un 62% de participación sobre el total de exportaciones de productos tradicionales (petróleo y sus derivados, café, carbón y ferróniquel), incluso por encima del café (8%) como se muestra en el **Gráfico 9**. Asimismo, fue la principal fuente de rentas regionales a título de regalías por explotación de hidrocarburos o a través de diversas contribuciones en diferentes fases del proceso. La producción de petróleo del país al cierre del 2018 se estimó en 316 millones de barriles con base en la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2019c).

Gráfico 9 – Participación de las exportaciones de petróleo y sus derivados en el total de exportaciones de productos tradicionales entre 1970 y 2018



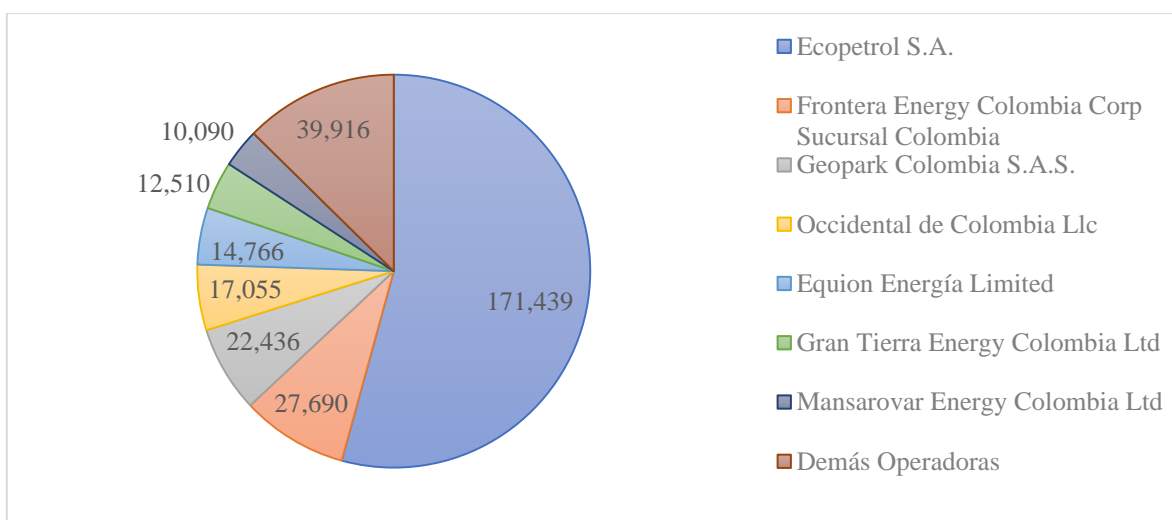
Fuente: Construcción propia con base en la información publicada por el Banco de la República de Colombia – Exportaciones – Principales exportaciones (Banco de la República de Colombia, 2019).

Los principales operadores de contratos de exploración y producción de petróleo en el país al cierre del 2018 y su producción gross en miles de barriles se presentan en el **Gráfico 10**. Cabe resaltar que la producción reportada por Ecopetrol incluye las operaciones propias y las participaciones en contratos de asociación, donde Ecopetrol recibe la producción según su

participación e incurre en los costos recobrados por la operadora de acuerdo con los términos de cada contrato de asociación.

Del **Gráfico 10** también se puede observar que la única operadora que conserva participación colombiana es Ecopetrol; las demás cuentan con una composición accionaria donde resaltan los fondos de inversión y los accionistas institucionales (Frontera Energy, Geopark, Gran Tierra), otras operadoras (Ecopetrol y Repsol son los dueños de Equion) y en casos menos comunes petroleras de otros países (Mansarovar Pertenece a Sinopec de China y ONGC Videsh de India).

Gráfico 10 – Principales operadoras y producción gross en mbbls 2018²³

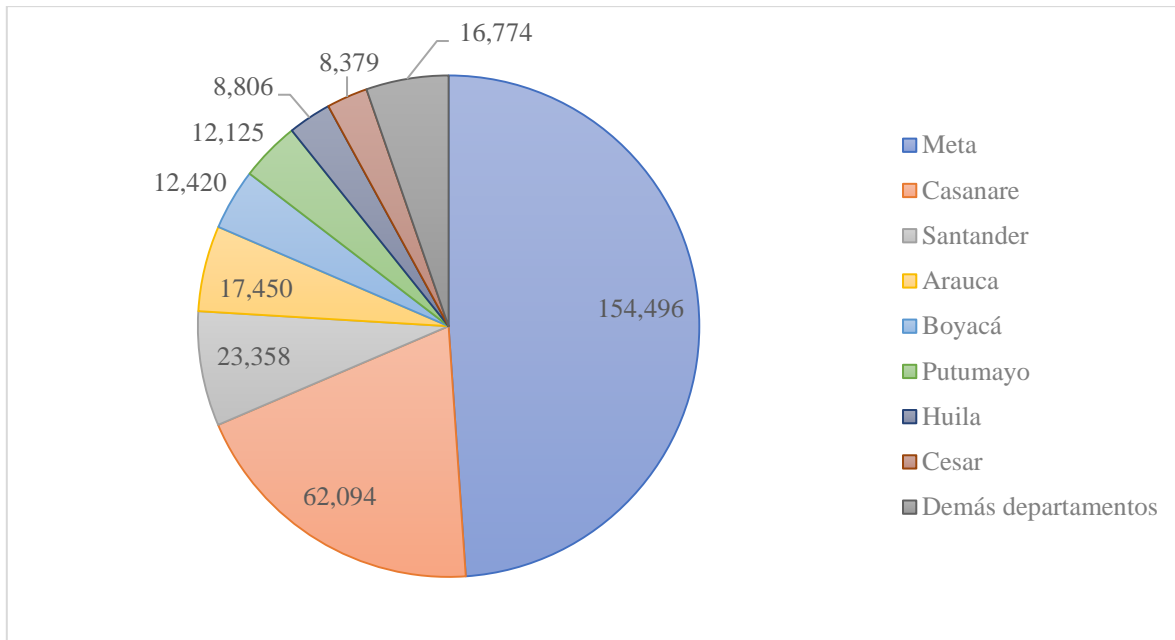


Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de Producción promedio diario por barril publicada por la ANH (ANH, 2019c).

El **Gráfico 11**, por su parte, presenta la producción gross por departamento en miles de barriles, donde se evidencia que el 69% de la producción se encuentra localizada en los departamentos de Meta y Casanare, siguiendo en importancia Santander y Arauca.

²³ Se calculó la producción anual estimada con base en el promedio diario de producción publicado por la ANH (ANH, 2019).

Gráfico 11 – Producción gross 2018 por departamento en mbbbls

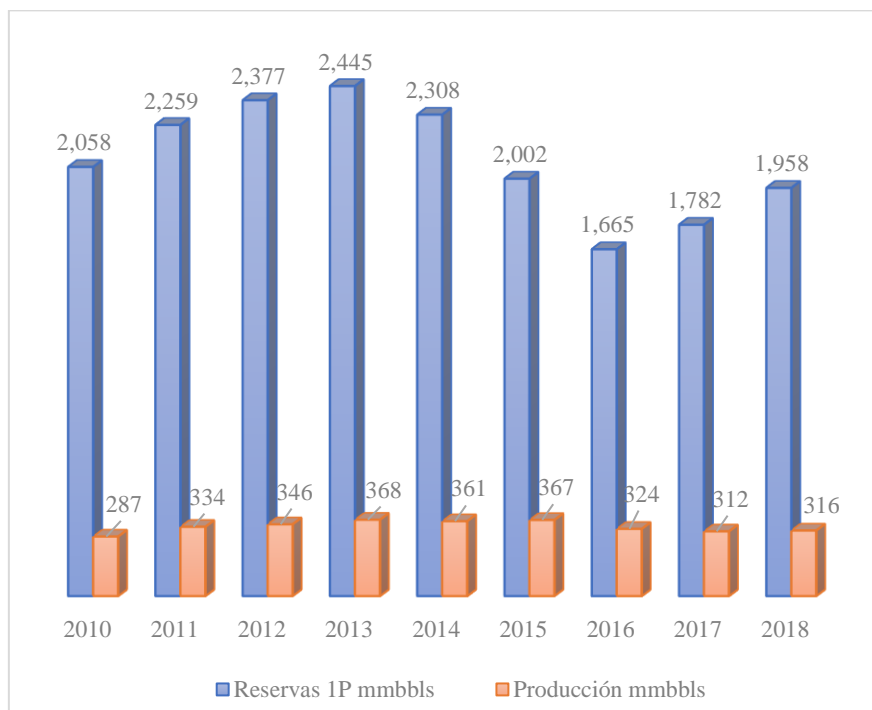


Fuente: Construcción y cálculos propios con base en la información de Producción promedio diario por barril publicada por la ANH. (ANH, 2019d).

Con respecto a reservas probadas, el Ministerio de Minas y Energía (2019) confirmó que Colombia contaba con reservas para 6.2 años, equivalentes a 1,958 millones de bbls con los datos disponibles al 31 de diciembre de 2018, cifra muy inferior al volumen de reservas reportadas por los países miembros de la OPEC (OPEC, 2019b).

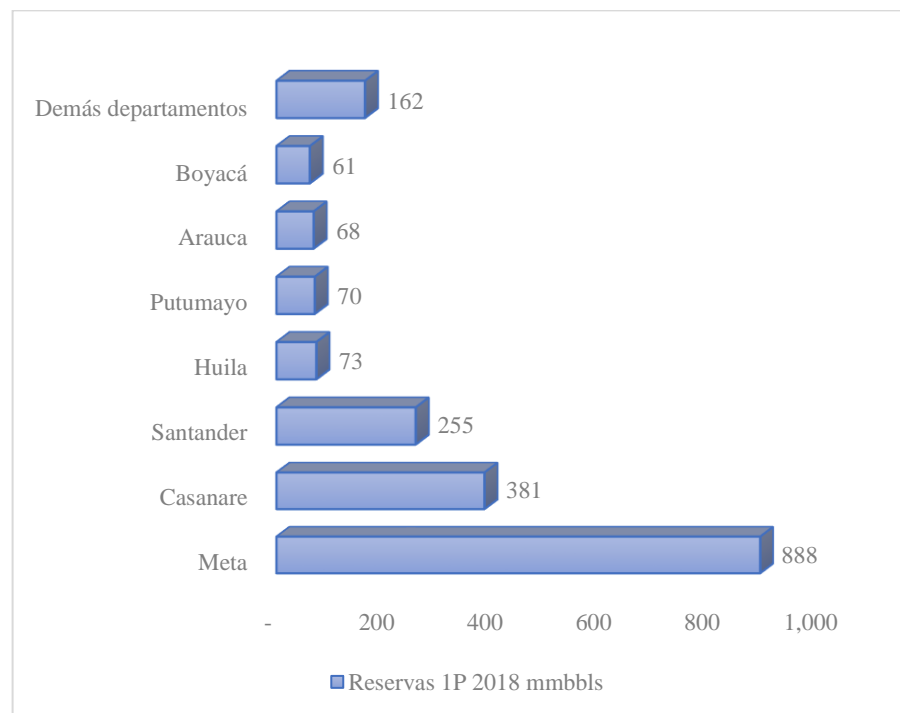
Esta cifra es inferior al volumen de reservas histórico de 2010 a 2015 pero superior al reportado en el país en 2016 y 2017 como se muestra en el **Gráfico 12**. Para 2018, el desglose de las reservas probadas por departamento se muestra en el **Gráfico 13**, donde se evidencia que el 45% de las reservas probadas se encuentran en el departamento del Meta, siguiendo en importancia Casanare, Santander y Huila. En conjunto, estos departamentos representan en total el 82% de las reservas probadas del país a 2018.

**Gráfico 12 – Histórico Reservas Probadas vs Producción
2010 – 2018 en mmbbbls**



Fuente: Adaptación propia con base en la información Histórico Reservas Probadas y Producción de Petróleo 2010 – 2018 de la ANH (ANH, 2019b; 2019c).

**Gráfico 13 –Reservas Probadas por departamento 2018 en
mmbbbls**



Fuente: Construcción propia con base en la información de las estadísticas del sector en el módulo de gestión de reservas de la ANH (ANH, 2019b).

Una vez analizada la evolución del sector en Colombia, se evidencia su importancia a nivel de exportaciones tradicionales, el crecimiento de la producción y los volúmenes de reservas probadas. Resalta también la estructura de propiedad de las principales operadoras, donde se encuentra participación estatal, de fondos de inversión e inversionistas institucionales mayoritariamente. Lo anterior justifica la necesidad de conocer y comprender las complejidades de la operación y de su representación contable y financiera.

1.4. Conclusiones del capítulo.

El sector de exploración y producción, presente en las industrias extractivas, cuenta con particularidades directamente asociadas al tipo de operación, siendo la más importante el trabajar con recursos naturales no renovables. De este hecho se desprenden factores como el riesgo elevado, la baja correlación entre montos invertidos y retornos reales, los largos períodos de tiempo requeridos para la generación de retornos, altos costos para el desarrollo de proyectos atractivos, la presencia de acuerdos de asociación únicos, así como la alta regulación y vigilancia de entidades gubernamentales. Todas estas características, combinadas con la especialización de conocimientos requerida, los cambios en el modelo económico, las influencias políticas, la diversidad de partes interesadas y los avances tecnológicos, generan una serie de complejidades de cara a lograr una representación financiera bajo un enfoque de “*fairnes*”, y por tanto, un gran reto para el profesional contable.

La evolución histórica del sector a nivel internacional evidencia la construcción de grandes corporaciones y estructuras oligopólicas como respuesta a las necesidades energéticas, los retornos esperados de las inversiones iniciales y la evolución del capitalismo industrial. Asimismo, en la evolución del sector se evidencia la necesidad de búsqueda de autonomía energética dados los altos precios de venta, lo que genera mayores inversiones, producción y exportaciones, convirtiendo a algunos países de condiciones geológicas favorecidas en potencias. Esto dio lugar a la creación de organizaciones que buscan controlar el mercado así como los precios del petróleo a nivel mundial (como la OPEC), pero que a su vez dependen

de la permanencia de los países que cuentan con el mayor volumen de reservas o de la resolución de conflictos de tipo político y social.

A nivel nacional, es evidente que el desarrollo de la industria se encuentra directamente relacionado con la expansión de las operaciones de empresas de Estados Unidos y Reino Unido, principalmente. También, ha influido el otorgamiento de concesiones por parte del gobierno colombiano, debido a las limitaciones de tecnología y conocimiento necesarios para el desarrollo de la industria en sus inicios. Una vez alcanzada una estructura medianamente robusta, las principales operaciones retornaron a la Nación a través de Ecopetrol. En la actualidad, continua el crecimiento a través de contratos de concesión con el Estado, y de asociación con Ecopetrol, donde los principales accionistas son inversionistas institucionales y fondos de inversión, lo cual va muy de la mano con el modelo de capitalismo financiero actual.

Una vez presentadas las particularidades de la industria, su evolución histórica y la situación actual, en el siguiente capítulo se presentan los antecedentes, las controversias y los principales problemas respecto a los tratamientos contables de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción.

2. ANTECEDENTES, CONTROVERSIAS Y PRINCIPALES PROBLEMAS EN LOS TRATAMIENTOS CONTABLES DE INVERSIONES CAPITALIZABLES EN EL SECTOR DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Como se mencionó en el capítulo anterior, las industrias extractivas se caracterizan por la complejidad de sus operaciones, la exclusividad de sus acuerdos y la importancia económica de las inversiones realizadas. Las presiones políticas inmersas en los diversos procesos desarrollados, derivadas de las cuantías invertidas en los proyectos de exploración y perforación y sus retornos, así como del poder ejercido por el sector en diversos ámbitos, se convierten en un factor adicional de importancia. Esta combinación de características y factores, la larga historia de normatividad diversa en ciertas jurisdicciones y la falta de guía específica por parte del regulador contable internacional (el International Accounting Standards Board, IASB), han dado lugar a un amplio rango de prácticas contables en las industrias extractivas (Beyersdorff et al., 2017).

Por lo anterior, este capítulo tiene por objetivo documentar los antecedentes, las teorías, controversias, y los principales problemas de los tratamientos contables existentes para el reconocimiento de inversiones capitalizables, a partir de una revisión de literatura internacional.

Para ello, se documentan los antecedentes de la normatividad y las prácticas de general aceptación relacionadas con las inversiones capitalizables en los países de mayor desarrollo. Luego, se documentan los antecedentes de los tratamientos de IFRS para las industrias extractivas. Seguido, se presentan las principales controversias que varios autores han investigado respecto de los tratamientos contables de inversiones capitalizables. Posteriormente, se presenta un análisis conceptual del juicio profesional con el ánimo de mostrar su relación y relevancia con la problemática planteada. El capítulo cierra con unas conclusiones.

2.1. Antecedentes de los tratamientos contables en la industria

Se considera que los dos primeros países en tener estándares relacionados específicamente con la contabilidad de las industrias extractivas fueron Australia y Estados Unidos (Luther, 1996; Cortese et al., 2009). Otros países con desarrollos de importancia en términos de prácticas de general aceptación relacionados con la industria fueron Canadá y Reino Unido (Luther, 1996).

Las bolsas de valores de Australia, Estados Unidos, Canadá, y el Reino Unido, han sido históricamente aquellas en las que la mayoría de las compañías listadas del sector han transado sus acciones. Por tanto, es en dichos países donde se encuentran los mayores desarrollos en términos de normatividad, prácticas de general aceptación y literatura académica sobre la industria (Beyersdorff et al., 2017). A continuación, se presentan los antecedentes de los tratamientos contables de inversiones capitalizables en dichos países.

2.1.1. Australia

De acuerdo con Luther (1996) y Cortese et al. (2009), el estándar australiano²⁴ emitido en 1976, fue el único que en su momento abordó directamente los asuntos contables de las industrias extractivas en general. Estableció la metodología del área de interés²⁵ para el reconocimiento de las inversiones capitalizables, e incluyó la limitación de 2 años para llevar al resultado del ejercicio el costo de los proyectos no exitosos. Este estándar no exigía la revelación de información concerniente al volumen de reservas, ni abordó el tema de la valoración e inclusión de reservas como activos, pero sí introdujo los temas de valoración de inventarios (Luther, 1996).

Este estándar fue considerado como un logro de importancia por haber identificado los problemas más críticos y por la definición de términos realizada. Sin embargo, la presión ejercida por las empresas de la industria, dada su importancia para el desarrollo del país en

²⁴ El AAS 7 emitido en 1976, que luego del proceso de revisión se convirtió en el AASB 1022 en 1989.

²⁵ Derivación de la metodología de esfuerzos exitosos para algunos (Cortese et al., 2009), combinación de costo total y esfuerzos exitosos para otros (Beyersdorff et al., 2017).

ese entonces,²⁶ logró que la limitación de los 2 años para el reconocimiento en resultados de proyectos no exitosos fuera eliminada en el proceso de revisión del estándar (Luther, 1996).

A la fecha, Australia prepara su información financiera de acuerdo con los Estándares Internacionales de Información Financiera (IFRS por sus siglas en inglés), cuyos detalles de aplicación para efectos de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción se tratan en el capítulo 3 de este documento.

2.1.2. Estados Unidos

Antes de 1950, la mayoría de las empresas estadounidenses de petróleo y gas utilizaban la metodología de esfuerzos exitosos o alguna variación de ésta para el reconocimiento de inversiones capitalizables (Van Riper, 1994). Sin embargo, desde mediados de los 50's, la metodología de costo total empezó a tomar fuerza y ganar popularidad entre entidades pequeñas y recién formadas. Esto se debió a la posibilidad de aplazar el reconocimiento de las erogaciones en el resultado del ejercicio hasta el momento en que los proyectos generaran ingresos compensatorios; como consecuencia, para 1970 casi la mitad de las empresas de la industria que cotizaban en bolsa utilizaran la metodología del costo total (Luther, 1996).

Ante esta situación, en 1964, el Instituto Americano de Contadores Públicos Certificados – AICPA lideró el desarrollo de investigaciones para analizar el uso de las metodologías de costo total y de esfuerzos exitosos. Los resultados respaldaron el uso de la metodología de esfuerzos exitosos por ir más en concordancia con los principios de conservadurismo, asociación y la normatividad contable vigente (Van Riper, 1994).

Se realizó una revisión posterior en 1970 con la intención de reducir el número de alternativas existentes para el reconocimiento de las inversiones capitalizables, producto de derivaciones de las dos metodologías (Van Riper, 1994). Para 1973, la Securities and Exchange Commission – SEC, delegó la responsabilidad de la emisión de la normatividad contable, al

²⁶ Entre 1950 y 1969 los minerales y el petróleo experimentaron un auge sin precedentes que hizo que el valor de la producción mineral australiana per cápita se aumentara en un 346%. Para 1991 la producción mineral representaba el 32% de las exportaciones (Luther, 1996).

recién constituido Financial Accounting Standard Board, FASB²⁷. El FASB se negó en un principio a agregar a su agenda los asuntos de contabilidad de industrias extractivas, siendo con esta negativa, según Van Riper (1994), excesivamente precavidos o incluso “sabios” por la complejidad que significaba agregar este asunto.

En ese mismo año, se presentó una crisis energética a nivel mundial que cuadruplicó los precios del petróleo e incrementó las importaciones de crudo desde oriente medio. Esta situación despertó la necesidad de tener recursos energéticos propios por parte de los países occidentales, o por lo menos contar con compañías que estuvieran dispuestas a buscarlos (tal y como se presentó en el capítulo 1). Ello generó la necesidad de contar con una organización y con legislación en materia energética lo más pronto posible.

Como consecuencia, fue expedido el Energy Policy and Conservation Act el 22 de diciembre de 1975, estableciendo que la SEC debía emitir los lineamientos normativos contables para industrias extractivas en los siguientes 2 años (Katz, 1985); esta tarea fue delegada por la SEC al FASB, quien incluyó finalmente el asunto dentro de su agenda de trabajo (Van Riper, 1994).

En julio de 1977, se emitió el borrador de discusión titulado Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies, proponiendo que la metodología de esfuerzos exitosos fuera única y obligatoria para el reconocimiento de las inversiones capitalizables (Van Riper, 1994). Una vez emitido el borrador, se inició un proceso de lobby sin precedentes por parte de las empresas de hidrocarburos pequeñas e independientes que reconocían éstas erogaciones mediante la metodología de costo total. Argumentaron que la metodología de esfuerzos exitosos desanimaría a los inversores a participar en proyectos de exploración, por el riesgo de reconocer como gastos la totalidad o buena parte de las erogaciones dependiendo del éxito de las campañas de perforación. Se señaló que esto restringiría el desarrollo de la industria en el país (Katz, 1985; Van Riper, 1994).

²⁷ Responsabilidad que hasta 1973 se encontraba a cargo del Accounting Principles Board – APB, cuerpo de autoridad perteneciente al American Institute of Certified Public Accountants – AICPA.

Producto de esta presión, la SEC declaró inicialmente que adoptaría la decisión que tomara el FASB con respecto al tema. La respuesta del sector de exploración y producción a este anuncio fue la conformación de un comité Ad Hoc por parte de los constituyentes de la industria en metodología de costo total. Este comité se dirigió a los líderes políticos de alto nivel en la SEC, el Senado en Washington, el Departamento de Energía, de Justicia y la Comisión Federal de Comercio (Van Riper, 1994). A pesar de toda la presión y lobby ejercido, el Statement No. 19 - Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies fue emitido, incluyendo la obligatoriedad de uso de la metodología de esfuerzos exitosos.

Sin embargo, la SEC no tardó en ceder a las presiones políticas, retirando por primera vez su apoyo al FASB, y viéndose éste último obligado a emitir el Statement No.25 - Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies—an Amendment of FASB Statement No. 19. El documento suspendió de forma indefinida el Statement No. 19 (Van Riper, 1994). Esto significó que las compañías pertenecientes al sector pudieran seguir eligiendo entre las dos metodologías para el reconocimiento de inversiones capitalizables (Katz, 1985).

Hacia 1978, la SEC inició un proyecto independiente de regulación, basado en el argumento de que ninguna de las dos metodologías mencionadas proveía información relevante para el proceso de toma de decisiones²⁸. El proyecto se encaminó a desarrollar la metodología de “Reconocimiento basado en Reservas” – RRA,²⁹ con la intención de convertirlo en el método único y obligatorio de reconocimiento de inversiones capitalizables (Van Riper, 1994). La SEC argumentó que, para que la información contable de las empresas de la industria fuera útil se debía tener en cuenta que:

el descubrimiento de reservas es el evento más significativo y las reservas probadas constituyen el activo más importante; por otra parte, la toma de decisiones del inversionista requiere información sobre las reservas probadas,

²⁸ Por las limitaciones de la contabilidad basada en el costo histórico, según argumentaron (Luther, 1996).

²⁹ Reserve recognition method o Reserve Recognition Accounting, RRA, por sus siglas en inglés.

y el valor de las reservas debe reconocerse como un activo en el balance. Los descubrimientos y otros cambios en las valoraciones deben ser incluidos en el estado de resultados (Luther, 1996, pp. 69).

Esta propuesta de la SEC fue rechazada por los profesionales contables, por lo que la SEC desistió de este proyecto en 1981. Los argumentos de los profesionales contables para no aceptar la metodología fueron:

i) los supuestos empleados irían en contra del principio de realización; ii) el volumen de reservas y los niveles de precios en el futuro eran variables, muy subjetivos y difíciles de auditar; y iii) el rol de la contabilidad es de mayordomía (stewardship), y emplear la metodología propuesta por la SEC suponía emplear la contabilidad más como una guía de valoración (Luther, 1996, pp. 69).

En su lugar, se emitió el Statement No. 69 - Disclosures about Oil and Gas Producing Activities –, con el objetivo de mejorar la calidad de las revelaciones en la información financiera del sector, y como medida para mitigar la falta de uniformidad en los informes financieros de la época (Katz, 1985; Van Riper, 1994; Luther, 1996).

Los USGAAP, desde entonces, han ido presentando modificaciones y adendas a los aspectos incluidos en los pronunciamientos emitidos³⁰. Actualmente, las actividades extractivas de petróleo y gas se encuentran reguladas por el FASB en el ASC 932- Actividades Extractivas – Petróleo y Gas, donde el uso de la metodología de esfuerzos exitosos es solo sugerida. Se puede emplear la metodología del costo total en la forma prescrita y regulada por la SEC (Flood, 2017). En el capítulo 3 se presentan los principales aspectos de ambas normativas.

³⁰ Todas las compañías se encuentran obligadas a revelar la metodología de reconocimiento de inversiones capitalizables que utilizan.

2.1.3. Canadá

Se ha estimado que el 25% de las exportaciones de Canadá corresponden a minerales y combustibles. En este sentido, cobró gran importancia para el Instituto Canadiense de Contadores Certificados (CICA por sus siglas en inglés) y para la Bolsa de Valores de Toronto el tipo de tratamientos contables elegidos por las empresas pertenecientes al sector para representar su realidad económica. En 1963, el CICA publicó un estudio denominado Problemas Contables en Industrias Extractivas; luego, en 1988 se publicó uno adicional de reporte financiero y contable de compañías mineras pequeñas (Luther, 1996).

Las principales preocupaciones del organismo estaban relacionadas con la inclinación de pequeñas y medianas empresas de elegir políticas contables menos conservadoras, y estar en contra del castigo de inversiones en etapas tempranas (reconocimiento en los resultados). El CICA no enfrentaba esta situación al analizar compañías estructuradas y financieramente robustas. Esta situación era muy similar a la enfrentada en Australia y Estados Unidos, por lo que, producto de las presiones políticas y económicas ejercidas por la industria, prevalecieron las prácticas de general aceptación con una sola referencia en la normativa respecto a la provisión de abandono y restauración ambiental (Luther, 1996).

A la fecha, Canadá prepara su información financiera de acuerdo con IFRS, cuyos detalles de aplicación para efectos de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción se tratan en el capítulo 3 de este documento.

2.1.4. Reino Unido

Reino Unido tuvo un papel determinante en el descubrimiento y explotación de recursos minerales durante los siglos XIX y XX a nivel mundial. La bolsa de valores de Londres ha sido considerada como la bolsa extranjera más importante para conseguir financiación para explotación de recursos minerales. Cuenta con compañías listadas como Minorco, RTZ, Lonhro, Hanson, BP y Shell (Luther, 1996). Adicionalmente, los principales registros históricos de producción y exportaciones de minerales a nivel de países pertenecientes al

Commonwealth y otros países, han sido publicados por Reino Unido (Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development, 2019a; 2019b).

Debido al crecimiento de la industria, la conformación de monopolios no se hizo esperar a lo largo del siglo XIX, prevaleciendo la falta de regulación gracias a su poder político y económico. Solo hasta 1887 se evidenciaron los primeros indicios normativos para compañías mineras. Luego, se cuentan con registros de regulación contable en general en 1970 con la creación del Accounting Standard Board (ASB), permaneciendo el sector de exploración y producción sin regular y con una amplia libertad de elección de tratamientos contables basados en prácticas de general aceptación (Luther, 1996).

Puede decirse que el régimen contable de la industria petrolera británica se ha basado en autorregulación. El Oil Industry Accounting Committee – OIAC emitió cuatro declaraciones de prácticas recomendadas – SORP³¹³² (por sus siglas en inglés), cuyo cumplimiento es voluntario. Estas declaraciones se encuentran muy alineadas con la normatividad estadounidense y permiten el uso de las metodologías de costo total y esfuerzos exitosos para el reconocimiento contable de inversiones capitalizables (Luther, 1996; OIAC, 2001).

Al igual que Australia y Canadá, Reino Unido actualmente prepara su información financiera de acuerdo con IFRS, cuyos detalles de aplicación para efectos de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción se tratan en el capítulo 3 de este documento.

Una vez explorados los antecedentes de normatividad y prácticas de general aceptación que presentaron históricamente el mayor grado de avance en cuanto a tratamientos contables de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción de la industria petrolera, resulta importante conectar dichos antecedentes con el trabajo realizado por el IASC en el año 2000 y por el IASB en años posteriores.

³¹ Statement of recommended practice.

³² Emitidos entre 1986 y 1991. SORP 1, centrado en la prueba de deterioro (Ceiling Test); SORP 2 enfocado en contabilidad para propiedades de petróleo y gas; SORP 3 emitido para temas de provisión de abandono; y SORP 4 destinada a aspectos varios de reconocimiento contable para el sector (OIAC, 2001).

2.2. Antecedentes de los tratamientos IFRS para Industrias Extractivas

Mediante el documento de Asuntos de Industrias Extractivas emitido por el IASC en el 2000,³³ el Comité reconoció que era necesario contar con un estándar que brindara a los usuarios información financiera relevante, confiable y comparable (Cortese et al., 2010a). Esto, debido a las dificultades e incertidumbres asociadas al sector y la divergencia resultante en las políticas y prácticas contables que repercutía en la comparabilidad de la información (Cortese et al., 2009).

El proyecto contaba con 412 páginas y 16 capítulos que abarcaban una serie de asuntos fundamentales, tales como la estimación y valoración de reservas, reconocimiento y medición de inventarios, y revelaciones en los estados financieros (Cortese et al., 2009). Así mismo, identificaba algunas características y factores propios de la industria. Tenía por objetivo mitigar la falta de orientación específica del emisor hasta el momento y la larga historia de las prácticas generalmente aceptadas del sector contenidas en GAAPs anteriores, que dieron lugar a una gama diversa de prácticas contables en las industrias extractivas (Beyersdorff et al., 2017).

Históricamente el IASB y su predecesor, el IASC, habían evitado tratar con los asuntos contables específicos en las industrias extractivas al excluir los minerales y productos / reservas minerales del alcance de sus estándares (Beyersdorff et al., 2017). Esto se evidencia en un número importante de exclusiones existentes en diferentes estándares, tales como:

IAS 2 – Inventarios: Párrafo 3 (a) – El estándar no es de aplicación para la medición de inventarios mantenidos por productores de minerales y productos minerales siempre que sean medidos por su valor neto realizable, de acuerdo con prácticas bien consolidadas en esos sectores industriales.

³³ Enviado por el comité Steering a 300 compañías del sector alrededor del mundo con solicitud directa de respuesta. De acuerdo con el IASC, dicho comité se encontraba más a favor de la adopción de la metodología de esfuerzos exitosos sobre otras alternativas (Cortese et al., 2010b).

IAS 16 – Propiedades, planta y equipo: Párrafo 3 (d) – El estándar no es aplicable a los derechos mineros y reservas minerales tales como petróleo, gas natural y recursos no renovables similares.

IAS 38 – Activos intangibles: Párrafo 2 (c y d) – El estándar no aplica para el reconocimiento y medición de activos para exploración y evaluación, ni para los desembolsos relacionados con el desarrollo y extracción de minerales, petróleo, gas natural y recursos no renovables similares.

IAS 40 – Propiedades de inversión: Párrafo 4 (b) – El estándar no aplica para los derechos mineros y reservas minerales tales como petróleo, gas natural y recursos no renovables similares.

IFRS 16 – Arrendamientos: Párrafo 3 (a) – El estándar no aplica para los acuerdos de arrendamiento para la exploración o uso de minerales, petróleo, gas natural y recursos no renovables similares.

Las exclusiones mencionadas varían de un estándar a otro, entre asuntos de reconocimiento y medición. Cabe resaltar que los activos utilizados para la exploración, desarrollo y extracción de minerales si se encuentran dentro del alcance de los estándares existentes. Adicionalmente, por la declaración de cumplimiento sin reservas con IFRS de acuerdo con la IAS 1 – Presentación de Estados Financieros, estos son de total aplicación en la preparación y revelación de estados financieros de las empresas de la industria (Beyersdorff et al., 2017).

Como se explicó anteriormente, el proyecto inicial del IASC incluía aspectos de importancia a regular para la industria; sin embargo, el resultado fue muy distinto, por las razones discutidas a continuación, así como por las grandes controversias (presentadas en el numeral 2.3. de este capítulo), que sumado a la proximidad del proceso de adopción de IFRS por parte

de la Unión Europea a partir de 1 de enero de 2005, resultó en la emisión de IFRS 6 – Exploración y Evaluación de Recursos Minerales.³⁴

IFRS 6 fue aprobada por 10 de los 14 miembros del Board (IASB, 2005). Se enfocó únicamente en el tratamiento contable de la fase de exploración y evaluación, catalogada como la fase más riesgosa en la industria, dado el volumen de pozos secos resultantes vs proyectos de exploración exitosa (Katz, 1985). Fue emitida para clarificar la aplicación de los estándares y el Marco Conceptual para la Información Financiera en las actividades de exploración y evaluación.

IFRS 6 también se emitió con el objetivo de proveer un alivio temporal en algunas áreas, teniendo en cuenta que: i) las erogaciones en esta fase son muy significativas en las entidades pertenecientes al sector; ii) existían diferentes puntos de vista respecto al tratamiento contable de dichas erogaciones, iii) los tratamientos difieren per sé de aquellos aplicados a erogaciones similares en otras industrias; iv) estas actividades se encuentran fuera del alcance de IAS 16 – Propiedades, Planta y Equipo, y de IAS 38 – Activos Intangibles, y; v) por la presión ejercida sobre el emisor por sus evasivas a la regulación de las prácticas de reconocimiento en el sector (Cortese et al., 2009; Beyersdorff et al., 2017).

A juicio de Cortese et al. (2009), Cortese (2013) y Beyersdorff et al. (2017), IFRS 6 fue emitida inicialmente como una medida de carácter temporal, argumentando que el IASB realizó mejoras muy limitadas a las prácticas contables ya existentes para el tratamiento de las erogaciones de la fase de exploración y evaluación. Igualmente, incluyó una serie de excepciones que otros estándares no contienen. El ejemplo más claro es la incluida en el párrafo 7 de IFRS 6, donde supeditado al contenido de los párrafos 9 y 10 del mismo estándar, exige a las entidades que la apliquen, de cumplir con las fuentes de jerarquía normativa³⁵, contenidas en los párrafos 11 y 12 de la IAS 8 – Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores.

³⁴ Que contiene una lista no extensiva de ejemplos de costos de exploración y evaluación capitalizables, así como la aclaración de que los activos de la fase de desarrollo se encuentran fuera del alcance del estándar.

³⁵ A falta de guía específica para el reconocimiento y medición de activos de exploración y evaluación.

En los fundamentos de conclusión de IFRS 6, el emisor argumenta que, sin esta excepción, una entidad obligada a adoptar IFRS en 2005 habría necesitado evaluar si sus políticas contables para la exploración y evaluación de recursos minerales cumplían con esos requerimientos. Esta situación, en ausencia de guías previas podría haber implicado cambios significativos en las cifras para iniciar con IFRS en 2005, lo que a su vez hubiera generado problemas de incertidumbre y costos adicionales considerables. Adicionalmente, y con el argumento de evitar trastornos innecesarios para los usuarios y los preparadores de la información, el Consejo propuso limitar la necesidad de que las entidades cambiaran sus políticas contables existentes para activos de exploración y evaluación (IASB, 2005, FC 2-3).

Años más tarde, en abril de 2010, el IASB publicó el borrador de discusión de industrias extractivas conocido como DP (Discussion Paper por sus siglas en inglés), que fue desarrollado por un equipo de investigación conformado por profesionales de Australia, Canadá, Noruega y Sudáfrica. Su objetivo era proponer un modelo único de contabilización y revelaciones aplicable únicamente para actividades del sector exploración y producción, representando un cambio en el alcance establecido hasta el momento en IFRS 6 (Beyersdorff et al., 2017).

El borrador de discusión de industrias extractivas incluyó propuestas para reconocimiento, medición y revelación de activos asociados a las actividades de exploración y producción. De la propuesta vale la pena resaltar: i) inclinación del equipo de investigación por el uso del costo histórico como metodología de medición posterior con revelaciones detalladas en los estados financieros, bajo la premisa de que el uso del costo histórico resulta el menos nocivo; y ii) que la propuesta respecto a requerimientos de revelación difirió de lo establecido por USGAAP en temas como los supuestos empleados en los análisis de sensibilidad en estimación de reservas o la obligatoriedad de revelar tanto reservas probadas como probables³⁶ (Beyersdorff et al., 2017).

³⁶ Bajo USGAAP, únicamente se requiere la revelación de reservas probadas con una opción de revelación voluntaria de las reservas probables.

Las respuestas al borrador enfatizaron en que no se incluían los asuntos más complejos de contabilidad en el sector, tales como la falta de guía en el tratamiento contable de transacciones de compra y venta de participaciones (farm-in, farm-out por sus siglas en inglés), y la contabilización de acuerdos de producción y regalías compartidos. Al respecto, el IASB expresó que su contenido fue producto del punto de vista de sus autores y no del IASB como institución; adicionalmente y debido a las prioridades establecidas por el Board, el proyecto quedó congelado (Beyersdorff et al., 2017) .

A la fecha, a pesar de la insistencia de diversos grupos de interés por continuar con el proyecto de regulación de la industria, el IASB, aunque consideró el tema en su proceso de consulta del 2015, lo incluyó en su plan de trabajo de 2017 a 2021 como un asunto de baja prioridad, limitando el alcance de este proyecto para eliminar cualquier referencia a intangibles e investigación y desarrollo (Beyersdorff et al., 2017; IASB, 2018b).

Actualmente, para el reconocimiento contable de las erogaciones en inversiones capitalizables se tienen en cuenta los lineamientos de IFRS 6 para la fase de exploración y evaluación, y, IAS 16 – Propiedades, planta y equipo e IAS 38 – Activos Intangibles, para la fase de producción y desarrollo, según aplique para la parte tangible e intangible de las propiedades de petróleo y gas. El capítulo 3 explica estos elementos en detalle.

2.3. Controversias y principales problemas de los tratamientos contables de inversiones capitalizables

En cuanto a las prácticas contables de reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector, las primeras investigaciones académicas datan de 1905 con los planteamientos de Curle, quien consideró que dichas prácticas estaban más encaminadas a ocultar que a revelar la posición financiera de las entidades (Luther, 1996; Cortese et al., 2009). Desde entonces, se han desarrollado investigaciones que buscan estudiar tal situación, entre ellas las realizadas por Whittred (1978), Zeff (1978), Katz (1985), Van Riper (1994), Luther (1996), Cortese et al. (2009), Cortese e Irvine (2010a), Cortese et al. (2010b), Cortese (2013) y Mora, Martínez, Pardo y Cantillo (2015).

Algunas investigaciones se han enfocado en comprender la evolución histórica del sector en términos políticos, su desarrollo económico y la evolución de la normatividad. Para ello, han empleado metodologías de revisión histórica para identificar la importancia de las actividades extractivas en el desarrollo de las economías, las problemáticas que surgen por las operaciones realizadas y las fallas de los organismos emisores en la prescripción de los tratamientos contables del sector (Whittred, 1978; Van Riper, 1994; Luther, 1996). Así mismo, se identifican trabajos que buscaron evaluar las consecuencias económicas y sociales de la regulación contable del sector (Zeff, 1978; Cortese et al., 2009), e incluso proponer modificaciones sobre la metodología de esfuerzos exitosos (Katz, 1985).

Para Whittred (1978), luego de la emisión de la normatividad para las industrias extractivas de Australia sobre 1976, se identificaron indicios de abuso del principio de asociación debido a las múltiples interpretaciones dadas a la metodología para el reconocimiento de los desembolsos en la etapa de exploración y evaluación, generando como resultado un incremento y no una reducción de las controversias.

Por la oposición que enfrentaron el FASB y la SEC en 1973 por el proyecto de emisión de un estándar que buscaba regular las industrias extractivas y establecer una única metodología de reconocimiento (la de esfuerzos exitosos), tanto Van Riper (1994) como Luther (1996), identificaron que las motivaciones para que la metodología de costo total tomara fuerza y ganara popularidad entre empresas pequeñas y recién formadas, se relacionaban con la oportunidad de aplazar el reconocimiento de los desembolsos incurridos en el resultado del ejercicio hasta que los proyectos exitosos generaran ingresos compensatorios³⁷.

Ésta misma oposición llevó a que Katz (1985) y Van Riper (1994), identificaran que la emisión del borrador de discusión “Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies”, publicado por el FASB en 1975, generó un proceso de lobby sin precedentes a favor de la metodología del costo total por parte de las empresas del sector pequeñas e independientes.

³⁷ Lo que explica que para 1970, casi la mitad de las entidades productoras de petróleo y gas que cotizaban en bolsa utilizaran la metodología del costo total (Luther, 1996).

Esta controversia del uso de metodologías llevó a Katz (1985), a plantear una propuesta de modificación a la metodología de esfuerzos exitosos con el objetivo de llevar a un punto medio las discrepancias entre los defensores de cada una. La permisividad estaba ocasionando que compañías que ejecutaban actividades y generaban ganancias similares usaran principios distintos para el reconocimiento y medición, generando problemas de comparabilidad de la información financiera. De la propuesta, los aspectos más importantes fueron el incremento del tamaño de la unidad agregadora de desembolsos, la inclusión de los costos de geología y geofísica como un concepto capitalizable, y la amortización de los costos capitalizados con base en reservas probadas totales y no únicamente en las reservas probadas desarrolladas³⁸.

El argumento de las consecuencias económicas y sociales³⁹ y el poder político identificado en los procesos de emisión normativa, por su parte, llevaron a Zeff (1978), Van Riper (1994) y Cortese et al. (2009), a identificar que estos argumentos fueron empleados para persuadir a los emisores y posponer la intención de unificar los criterios para eliminar la controversia del uso de las metodologías de reconocimiento del costo total y de esfuerzos exitosos. Lo anterior, afirmando que una imposición general de éste último afectaría la continuidad de las pequeñas compañías de exploración independientes, generando impactos económicos y sociales negativos.

Para Luther (1996), dadas las características distintivas de la industria, la uniformidad en sentido estricto no es necesariamente conveniente, pero la exigencia de revelaciones de mayor calidad en los informes financieros si lo es⁴⁰, ya que algunas prácticas contables convencionales no parecen ajustarse por sí solas al suministro información relevante sobre las operaciones propias de la industria.

³⁸ Para disminuir el impacto en el resultado de cada ejercicio. En la actualidad, la metodología de depreciación bajo unidades técnicas de producción bajo USGAAP incluye como base el uso de reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas).

³⁹ Entendidas como el “impacto de los informes contables en el comportamiento de toma de decisiones de empresas, gobiernos, sindicatos, inversores y acreedores” (Zeff, 1978, p. 56)

⁴⁰ Luther considera las revelaciones una fuente de disminución de los costos de agencia, por lo que deberían ser incluidas en los reportes financieros de las empresas extractivas de manera voluntaria con este objetivo.

Cortese e Irvine (2010a), se centraron en analizar el proceso de politización en la emisión de la normatividad de la industria por parte del IASB, evaluando lo que sucedió en el período de tiempo comprendido entre la emisión del proyecto y el estándar resultante. El proceso concluyó que, a pesar de que el 78% de las respuestas a la solicitud de comentarios se inclinaban abiertamente por la opción de la metodología de esfuerzos exitosos, fruto de una dinámica de lobby que tomó lugar de manera paralela, el resultado del estándar fue una codificación de prácticas ya existentes en lugar del producto de los comentarios recibidos. Cortese e Irvine (2010a) atribuyen como insumos de ese proceso paralelo, al que llamaron “caja negra”⁴¹, el poder político y la fortaleza económica de la industria, materializado entre otros aspectos en el monto de los aportes realizados al Board anualmente.

Estos resultados impulsaron a que Cortese et al. (2010b), dada la diferencia notoria entre el borrador de discusión del proyecto de industrias extractivas y el contenido final de IFRS 6, analizaran mediante la metodología del Análisis Crítico del Discurso, una sección transversal de las cartas de comentarios enviadas por parte de PricewaterhouseCoopers, Exxon Mobile y el Instituto Americano de Petróleos (API). Esto permitió a los autores hacer evidentes las coaliciones ocultas entre estos constituyentes poderosos ⁴², que estuvieron inmersos en el proceso de emisión de IFRS 6. La investigación también permitió inferir que la red de superposiciones entre jugadores llevó al establecimiento de un estándar que codificó las prácticas existentes, que en gran medida no estaban reguladas, mostrando las excepciones incluidas en el estándar. Todo ello permite ir en contravía de la jerarquía normativa establecida por IAS 8 y del Marco Conceptual para la Información Financiera.

Para extender el alcance de éstas conclusiones, Cortese (2013) realizó otro estudio evaluando las cartas de comentarios enviadas al Comité por parte de la Firma KPMG, la petrolera Kerr-McGee y el Comité de la Industria de Petróleos del Reino Unido – OIAC. Sus resultados fueron similares a los de su trabajo previo (Cortese et al., 2010b), y brindaron información

⁴¹ La caja negra se propone como una explicación de un resultado de establecimiento de estándares en los casos en que no existe una conexión aparente entre las entradas visibles y el producto final del proceso. Proporciona un espacio en el que se puede considerar que otras presiones invisibles han influido en el proceso, con la dificultad de que no son fácilmente demostrables a través de investigación empírica.

⁴² Siendo PwC la firma auditora de la Corporación Exxon Mobile, quien a su vez era miembro del API.

adicional respecto a los roles de algunos participantes del *Steering Committee* que lideró el proyecto de industrias extractivas. Estos hallazgos permitieron concluir que existen serias dudas sobre la transparencia y la independencia proclamadas por el IASB como una institución de establecimiento de estándares. Aunque la literatura previa reconoce ampliamente que el establecimiento de estándares contables es un proceso político, esta investigación destacó las fuentes, la naturaleza y los efectos de esta politización.

Un trabajo adicional con otra perspectiva fue desarrollado por Mora et al. (2015), quienes se enfocaron en el análisis de la crisis contable de la industria petrolera como un problema de ideologías de poder. Éstas, no solo obedecen a la lógica del mercado, sino también a la relación asimétrica entre principal y agente, y a la protección de un interés particular en detrimento del interés público. El trabajo abordó definiciones de tipo sociológico, epistemológico y ético, que buscaron explicar dicha crisis desde una perspectiva de influencia de las ideologías de poder con consecuencias de carácter ético en las representaciones de la contabilidad del sector.

2.4. El rol e importancia del juicio profesional en la problemática de la capitalización de inversiones en el sector de exploración y producción

“An accountant is paid for his judgement, not for his technical ability”

Harry Zug, Journal of Accountancy, 1951 (Correl et al., 2007)

Con los elementos abordados hasta el momento, se ha podido identificar que las actividades asociadas con las inversiones capitalizables del sector de exploración y producción de la industria petrolera, se encuentran inmersas en una serie de particularidades y complejidades. Estos elementos, sumados a la evolución histórica del sector, su poder político y financiero, la falta de un consenso y un estándar que defina el tratamiento contable de inversiones capitalizables, convierten a la capacidad de **juicio** con la que cuente el profesional contable que se enfrenta a estos retos, en el factor **determinante** para lograr que la misma sea la más razonable y objetiva posible.

El juicio profesional ha sido definido desde distintos enfoques, siendo uno de los más conocidos el dado por la NIA 200, donde se define como:

Aplicación de la formación práctica, el conocimiento y la experiencia relevantes, en el contexto de las normas de auditoría, contabilidad y ética, para la toma de decisiones informadas acerca del curso de acción adecuado en función de las circunstancias del encargo de auditoría (IFAC, 2009, NIA 200.13k).

Sin embargo, diversos autores encuentran esta definición un tanto limitada. Por ello, se han explorado varias definiciones para adoptar una base conceptual del juicio profesional que considere las diferentes aristas del problema.

Correl et al. (2007), establecen que la capacidad de **juicio** es la que define a una **profesión**, y es integral al trabajo del profesional contable; entender cómo funciona la contabilidad y el conjunto de estándares aplicables, hace parte de la habilidad técnica. Sin embargo, la habilidad de aplicar los conceptos y estándares para tomar decisiones en situaciones del día a día, se adquiere con base en la experiencia, el aprendizaje, la formación, los valores y la correcta interpretación de lo establecido y lo incierto.

Gibbins y Mason (1989), por su parte, consideran el juicio profesional en la información financiera como aquel criterio ejercido con el debido cuidado, objetividad e integridad dentro del marco proporcionado por la contabilidad y otras normas aplicables, por personas con experiencia y conocimientos en contabilidad.

Ştefan-Duicu (2017) define al juicio profesional como un proceso que interviene cuando la regulación vigente no cubre todos los casos encontrados en la práctica; es un mecanismo para formar una opinión y tomar decisiones teniendo en cuenta la interacción entre la experiencia adquirida en el campo, el conocimiento acumulado y las circunstancias; un proceso cognitivo que tiene en cuenta los códigos éticos, el conocimiento, las circunstancias, pero también las estructuras de comportamiento del individuo.

Finalmente, Ivan (2016), considera que el juicio profesional se define como la aplicación de conocimiento acumulado y experiencia adquirida en los campos de contabilidad y/o auditoría, aplicando estándares éticos, lo que resulta en la toma de decisiones respecto al curso de acción más apropiado en circunstancias dadas, con base en la naturaleza de la transacción analizada y los principios contables vigentes.

Recogiendo los elementos más relevantes de las definiciones presentadas, se puede entender el juicio profesional como la capacidad que desarrolla el profesional contable con base en los conocimientos adquiridos, el entendimiento de los principios contables y la normatividad, así como en la experiencia acumulada, para pensar críticamente, interpretar adecuadamente y elegir el mejor curso de acción respecto a un asunto de contabilidad y/o auditoría; con el debido cuidado y los máximos niveles de objetividad, integridad y ética posibles, con el objetivo de que la representación financiera resulte razonable, transparente y adecuada.

De esta definición, se desprenden varios aspectos clave; el primero corresponde a la experiencia, ya que el juicio profesional no es algo que se alcance de un día para otro, pues es una capacidad que se desarrolla con los años; el segundo corresponde al pensamiento crítico que va muy de la mano con el escepticismo profesional; el tercero es la correcta interpretación del asunto; y el cuarto corresponde a los principios éticos que debe observar el profesional contable.

Con respecto al escepticismo profesional, la NIA 200 lo define como: “actitud que implica una mentalidad inquisitiva, una especial atención a las circunstancias que puedan ser indicativas de posibles incorrecciones debidas a errores o fraudes, y una valoración crítica de la evidencia de auditoría” (IFAC, 2009, NIA 200.131).

Esta definición resulta acertada, con la salvedad de que la última parte de la definición se limita al ejercicio de los auditores. La NIA 200 establece otros elementos adicionales de importancia, tales como la necesidad de i) mantener esta actitud escéptica en todo momento, a pesar de tener la convicción de trabajar en un ambiente de honestidad e integridad; y ii)

evaluar la fiabilidad y suficiencia de la información y documentación recibida (IFAC, 2009, NIA 200.A22-24).

Con base en estos elementos, el escepticismo profesional se puede entender como la actitud del profesional contable, que en todo momento, implica una mentalidad inquisitiva, la valoración crítica de los hechos económicos en general, así como la evaluación de la fiabilidad y suficiencia de la información recibida, acompañado todo esto de una especial atención a las circunstancias que puedan ser indicativas de posibles incorrecciones debidas a errores o fraudes.

En cuanto a los principios éticos, el IESBA – International Ethics Standards Board for Accountants (por sus siglas en inglés) define 5 principios de ética: integridad, objetividad, competencia y diligencia profesional, confidencialidad y comportamiento profesional. La Ley 43 de 1990, por su parte, define 9 principios (explicados más adelante). Luego de un análisis detenido de ambas fuentes, se plantea que, para efectos del presente trabajo, resultan más acertadas, completas e incluyentes a todas las ramas de la profesión, las definiciones de la Ley colombiana, vigente al momento de elaboración de este trabajo.

La Ley 43 de 1990, que regula la profesión contable en Colombia, reconoce el carácter social de la profesión (Ley 43, 1990, Art 35), y que el Contador Público debe tener independencia mental en todo lo relacionado con su trabajo, para garantizar la imparcialidad y objetividad de sus juicios (Ley 43, 1990, Art 7.1.b). Así mismo, ha establecido que los Contadores Públicos deben observar las normas de ética profesional (Ley 43, 1990, Art 8.1). En este sentido, en el artículo 37 se establecen los principios éticos básicos, detallados a continuación, los cuales deben cumplirse tanto para el trabajo más sencillo como para el más complejo, sin excepción; el código de ética se encuentra contenido en los artículos 35 a 38 (Ley 43, 1990, Art 35-38):

Integridad. Se espera del Contador Público rectitud, probidad, honestidad, dignidad y sinceridad, en cualquier circunstancia.

Objetividad. Imparcialidad y actuación sin prejuicios en todos los asuntos que atañen a la profesión.

Independencia. Es esencial tener y demostrar absoluta independencia mental y de criterio frente a cualquier situación que pudiera ir en contravía de la integridad y objetividad que se exigen del profesional contable.

Responsabilidad. Aplicable para todos los niveles de la actividad contable, de allí el valor de su mención expresa como principio ético.

Confidencialidad. Todas las relaciones profesionales deben fundarse en un compromiso responsable, leal y auténtico, el cual impone la más estricta reserva profesional.

Observaciones de las disposiciones normativas. Cumplimiento eficaz de todas las disposiciones promulgadas para la profesión.

Competencia y actualización profesional. El profesional debe aceptar solo los trabajos para los que se encuentra calificado. Mientras ejerza la profesión debe mantenerse actualizado, especialmente en los aspectos “requeridos por el bien común y los imperativos del progreso social y económico” (Ley 43, 1990, Art 37.7).

Difusión y colaboración. Obligación de contribuir, según sus capacidades personales, al desarrollo, superación y dignificación de la profesión.

Respeto entre colegas. La sinceridad, la buena fe y la lealtad para con sus colegas se constituyen en elementos esenciales para el ejercicio libre y honesto de la profesión.

Del artículo 37 vale la pena resaltar que estos principios de ética:

...son aplicables a todo Contador Público por el sólo hecho de serlo, sin importar la índole de su actividad o la especialidad que cultive, tanto en el

ejercicio independiente o cuando actúe como funcionario o empleado de instituciones públicas o privadas, en cuanto sea compatible con sus funciones (subrayado fuera del texto) (Ley 43, 1990, Art 37.10).

Es importante puntualizar que, en las situaciones del día a día, se podría presenciar diversos escenarios; donde preocupan tanto el escenario de un profesional contable muy ético y escéptico pero con juicio profesional pobre, como el escenario de un profesional sin principios éticos, sin intención de ser escéptico pero con una experiencia muy amplia. En ambos escenarios, las consecuencias de cara a la representación financiera de los tratamientos contables que elijan pueden ser complejas y con profundos efectos sociales.

En el contexto actual, en el que la contabilidad ha pasado de ser regulada por reglas a principios, para responder a hechos económicos cada vez más complejos de analizar, con menos tiempo para hacerlo, y debido a la convivencia en la era de la inmediatez, la aplicación del concepto de juicio profesional toma aún más importancia. Adicionalmente, al no existir reglamentación para todos los asuntos más detallados, donde se indique qué camino tomar para cada escenario, es el juicio del profesional el que determina el tratamiento contable más adecuado, para garantizar la representación financiera más objetiva y razonable (Alexander y Jermakowicz, 2006; Correl et al., 2007).

Este ámbito también ha permitido visibilizar que muchos profesionales están enfocados primordialmente en el cómo, en el resultado y en búsqueda de la practicidad brindada por las reglas y convenciones, las plantillas de trabajo y los formularios; en lugar de estar dirigidos a comprender los porqués, dejando poco espacio al análisis crítico y a la comprensión de las transacciones. Este contexto, sumado al tiempo que pueda tardar el profesional en construir y desarrollar su capacidad de juicio, implica una complejidad aún mayor.

Por consiguiente, para llegar a un nivel de juicio profesional adecuado, es necesario conocer la normatividad y lograr identificar qué se encuentra dentro de su alcance y qué no (esto hace parte de la habilidad técnica). Adicionalmente, es necesario comprender el espíritu del estándar, lo que reclama reconocer por qué se creó o se incluyó determinada modificación,

que intención tenía el emisor. Así mismo, es indispensable tener la capacidad de identificar la esencia económica de la transacción sin importar la forma legal en la que sea presentada, porque hay ocasiones en que los estándares pudieran ir en contra de la esencia de las transacciones, o no existir normatividad para la transacción analizada. Aquí es donde el juicio profesional es profundamente retado (Correl et al., 2007).

Al combinar todas estas definiciones con los antecedentes, controversias y problemas presentados en este capítulo, se evidencia que los tratamientos contables de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción, se caracterizan por la ausencia de regulación específica o la oportunidad de elección entre una variedad de opciones. Esto da lugar a la persistencia de diversas prácticas de general aceptación. La diversidad incluye la metodología de esfuerzos exitosos del FASB, la de costo total de la SEC, la permisividad brindada por el IASB, así como los principios de general aceptación británicos SORP.

En el escenario actual, en el que muchas empresas aplican IFRS, las responsabilidades de definir cuáles erogaciones se llevan como capitalizables, y la calidad de la política contable que se establezca, recaen sobre la entidad⁴³. A su vez, la calidad de dicha política dependerá de la capacidad de juicio del profesional y del curso de acción que se siga para su construcción.

Este curso de acción puede seguir una metodología que parta de un análisis juicioso del marco conceptual aplicable, el alcance de los estándares vigentes, la jerarquía normativa para buscar apoyo en ausencia de regulación específica. Se suma el conocimiento de la industria y de las prácticas contables de general aceptación, para poder elegir los tratamientos contables que garanticen la representación financiera más objetiva y razonable. Sin embargo, la realidad muestra que muchas veces este curso de acción sigue una metodología marcada por la relevancia que pueda tener para los inversores (o inversores potenciales) cada uno de los asuntos a incluir en la construcción de la política contable; entendiendo por relevancia lo que les importa o les afecta a los inversores como tomadores de decisiones.

⁴³ Explicado en detalle en el capítulo 3.

En este punto es importante resaltar que el IASB afirma que si se cubren las necesidades de los inversores e inversores potenciales, se pueden considerar cubiertas las necesidades de los demás usuarios de la entidad que reporta (IASB, 2018a). El IASB también permite cambiar la política contable de los activos de exploración y evaluación si estos cambios benefician la relevancia de la información brindada a los inversores (IASB, 2016, IFRS 6.13). Ambas afirmaciones resultan totalmente sesgadas, ya que la relevancia no puede desplazar la objetividad, la transparencia y la razonabilidad, como elementos clave en los análisis de representaciones financieras.

Por ello, además del proceso seguido para construir la política en términos técnicos, la capacidad de **no** ceder a las presiones de los diferentes grupos de interés que convergen a la entidad, tales como la Gerencia, los Accionistas u otros agentes, en el proceso de construcción de ésta, es lo que va a hacer la diferencia. Necesariamente se va a requerir una base estructural construida con los pilares de juicio profesional, escepticismo profesional y principios éticos.

En caso de no contar con esta base, la política construida solo va a perpetuar la diversidad de prácticas que ha prevalecido por más de un siglo, la misma que ha generado las controversias y problemas que enfrenta la profesión de cara este asunto, favoreciendo los intereses particulares de la entidad y del sector, y dejando de lado la representación financiera razonable de los hechos económicos de la entidad.

2.5. Conclusiones del capítulo

Australia, Estados Unidos, Canadá y Reino Unido, son los países de mayor desarrollo de las industrias extractivas, y por tanto con mayor iniciativa de regulación y/o construcción de prácticas contables de general aceptación respecto a tratamientos contables de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción. En la mayoría de los casos, las limitantes de la regulación han estado asociadas con las presiones y el poder político y económico ejercido por la industria para mantener la diversidad de tratamientos permitidos.

Históricamente, el IASB y su predecesor el IASC, han evitado tratar con los asuntos contables específicos en las industrias extractivas, y los proyectos emprendidos han tenido como resultado un estándar que deja a discrecionalidad de la entidad el establecimiento de la política contable y, por tanto, la determinación de los conceptos que son capitalizables.

Aspectos como el poder político y la fortaleza económica de la industria, así como el monto de los aportes realizados a los emisores anualmente, llegan a explicar porque a pesar de las diversas iniciativas normativas, se mantiene la codificación de prácticas ya existentes, en lugar de lograr la regulación de la industria de acuerdo con el contenido de los borradores de discusión.

El juicio profesional puede ser entendido como la capacidad que desarrolla el profesional contable con base en los conocimientos adquiridos, el entendimiento de los principios contables y la normatividad, así como en la experiencia acumulada, para pensar críticamente, interpretar adecuadamente y elegir el mejor curso de acción respecto a un asunto de contabilidad y/o auditoría; con el debido cuidado y los máximos niveles de objetividad, integridad y ética posibles, con el objetivo de que la representación financiera resulte razonable, transparente y adecuada, en lugar de solo relevante a los ojos de los inversores.

Necesariamente se va a requerir una base estructural construida con los pilares de juicio profesional, escepticismo profesional y principios éticos para elegir, dentro de la gama disponible de otros marcos contables y prácticas de general aceptación, aquel tratamiento contable que se ajuste a la realidad económica de la transacción, sin ir en contra del marco conceptual,⁴⁴ de la lógica contable y el pensamiento crítico. Adicionalmente, es esta base estructural la que no va a permitir ceder ante las presiones de grupos de interés concretos que convergen a la entidad, para así evitar perpetuar la diversidad de prácticas que ha prevalecido por más de un siglo; la misma que ha generado las controversias y problemas que enfrenta la

⁴⁴ Este es un aspecto que varios autores consideran de vital importancia, el contar o no con un marco conceptual suficientemente fuerte y estructurado, como para que al enfrentar transacciones no incluidas en la regulación o nunca antes vistas se cuente con elementos para formar y aplicar adecuadamente el juicio profesional (Correl et al. et al., 2007; Ivan, 2016).

profesión de cara este asunto. Este es un problema de la responsabilidad social del contador público, de conformidad con la regulación vigente de la profesión en el contexto actual.

Una vez documentados los antecedentes, las teorías, controversias, y los principales problemas de los tratamientos contables existentes para el reconocimiento de inversiones capitalizables, así como el rol de juicio profesional en la problemática planteada, en el siguiente capítulo se presentan los tratamientos contables vigentes bajo USGAAP e IFRS, para el reconocimiento de las inversiones capitalizables. Lo anterior con el objetivo de completar la base conceptual del presente documento, para abordar el estudio de caso.

3. NORMATIVIDAD Y METODOLOGÍAS DE RECONOCIMIENTO CONTABLE DE INVERSIONES CAPITALIZABLES BAJO USGAAP E IFRS

En los anteriores capítulos se ha caracterizado el sector de exploración y producción de la industria petrolera a nivel internacional y local. También se han documentado los antecedentes, las controversias y los principales problemas de los tratamientos contables existentes para el reconocimiento de inversiones capitalizables, a partir de una revisión de la literatura internacional, y se ha presentado el análisis conceptual de la importancia y el rol del juicio profesional de cara a la problemática planteada.

Este capítulo tiene por objetivo presentar los tratamientos contables vigentes bajo USGAAP e IFRS, para el reconocimiento de las inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción de petróleo. Con ello, se complementará la estructura conceptual requerida para el desarrollo del estudio de caso, que será abordado en el capítulo 4.

Para cumplir con este objetivo, primero se explica la importancia de la estimación de reservas, por constituir un insumo básico para la aplicación de los tratamientos contables descritos en el presente capítulo. Luego, se presenta el tratamiento contable de inversiones capitalizables bajo USGAAP, que incluye las metodologías de esfuerzos exitosos y costo total. Posteriormente, se presenta el tratamiento de inversiones capitalizables bajo IFRS, incluyendo la fase de exploración y evaluación, así como el tratamiento para las propiedades de petróleo y gas en producción. El capítulo cierra con unas conclusiones.

3.1. Importancia de la Estimación de Reservas

De acuerdo con lo mencionado en el capítulo 1, las reservas son aquellas cantidades de petróleo que se anticipa serán comercialmente recuperables por la aplicación de proyectos de desarrollo para conocer las acumulaciones, a partir de una fecha determinada y en condiciones definidas (SPE, 2018). Según su grado de certeza de cara a ser producibles bajo

las condiciones económicas, tecnológicas y regulatorias actuales, se pueden catalogar entre probadas (1P), probables (2P) y posibles (3P).

Las reservas resultan en un insumo básico para la aplicación de los tratamientos contables descritos en este capítulo, por ello, resulta de vital importancia resaltar que su estimación razonable es fundamental en asuntos de medición inicial y posterior (Beyersdorff et al, 2017).

La estimación de reservas permite decidir si las erogaciones de la fase de exploración y evaluación son capitalizables, basándose en la expectativa de producción comercial futura. Adicionalmente, son el insumo en el cálculo de depreciación, amortización y agotamiento bajo la metodología de unidades técnicas de producción. Por otra parte, su incremento o disminución permite determinar si existen indicadores de deterioro sobre las propiedades de petróleo y gas; así mismo, la identificación de las reservas permite estimar el tiempo en el que se tendrán que llevar a cabo las actividades de abandono y reforestación. Por último, su estimación brinda una valoración de mercado bajo unos supuestos de inversión para desarrollo y mantenimiento de reservas que permiten determinar la ganancia o pérdida en transacciones de compra o venta de participaciones (farm-in / farm-out).

3.2. Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos – USGAAP (por sus siglas en inglés)

Como se ha señalado de manera genérica en los capítulos previos, para el reconocimiento contable de los desembolsos en inversiones capitalizables existen dos metodologías⁴⁵ que son prácticas de general aceptación en el sector: esfuerzos exitosos y costo total. A continuación, se caracterizan cada una de estas metodologías, presentando sus principales diferencias.

⁴⁵ FASB sugiere el uso de la metodología de esfuerzos exitosos. La SEC por su parte, regula la metodología de costo total, y su normatividad puede ser aplicada por las empresas del sector independientemente de que coticen en bolsa o no.

Es necesario aclarar que: i) los temas relacionados con el reconocimiento de ingresos y costos operacionales son tratados de la misma forma bajo ambas metodologías, con excepción de los costos asociados a la depreciación, amortización y agotamiento (DD&A por sus siglas en inglés), y las erogaciones reconocidas por concepto de deterioro, y ii) la metodología contable elegida puede influir de manera significativa en la representación de la situación financiera y en los resultados de una entidad del sector de exploración y producción (AICPA, 2014).

3.2.1. Metodología de esfuerzos exitosos - FASB Accounting Codification – ASC -932

Bajo esta metodología se capitalizan únicamente los costos asociados a proyectos exitosos de exploración. Estos, incluyen los costos de adquisición y de perforación de pozos exploratorios, incluyendo los de tipo estratigráfico⁴⁶. Se excluyen los estudios de geología y geofísica llevados a cabo en las actividades de prospección, así como las erogaciones asociadas a pozos exploratorios que resulten no exitosos o secos⁴⁷. Para la fase de producción y desarrollo esta metodología permite la capitalización de los costos de perforación de pozos en desarrollo, sus facilidades, e instalaciones, aunque resulten no exitosos (AICPA, 2014). Algunas características adicionales de la metodología son:

- a. Los costos de adquisición son capitalizables; en caso de que los costos asociados a hallazgos no comprobados se encuentren deteriorados con base en la evaluación periódica exigida por la ASC-932, debe reconocerse la pérdida en el resultado del ejercicio.
- b. Los costos internos de adquisición, desarrollo y exploración pueden capitalizarse si están directamente relacionados con las actividades aceptadas por la metodología. Aquellos costos internos indirectos se llevan al resultado del ejercicio.
- c. El costo de producción se encuentra conformado por los costos de levantamiento, la amortización de los costos capitalizados, y los demás costos directamente atribuibles del periodo.

⁴⁶ Esfuerzos de perforación, geológicamente dirigidos, para obtener información con respecto a condiciones geológicas específicas. Dichos pozos se perforan sin la intención de completarlos para la producción de hidrocarburos, ya que su propósito es estratificar la zona objetivo y delimitar aún más el área de interés.

⁴⁷ Inicialmente se capitalizan los costos asociados a estos pozos y en el momento de determinación de no existencia de reservas se llevan al resultado del ejercicio como un gasto.

- d. Los costos capitalizados se acumulan sobre una base de agregación razonable como el bloque o el campo.
- e. Los costos capitalizados asociados a reservas probadas se deben amortizar bajo la metodología de unidades técnicas de producción utilizando las reservas probadas (desarrolladas + no desarrolladas).
- f. Los costos capitalizados asociados a reservas aún no probadas (activos de exploración) están sujetos a una prueba de deterioro anual, de acuerdo con lo establecido en la ASC 932-360-35.
- g. Los costos capitalizados asociados a reservas probadas (activos de producción y desarrollo) están sujetos a pruebas de deterioro una vez al año, de acuerdo con lo establecido en los párrafos 15 a 49 de la ASC 360-10-35.
- h. Las entidades que aplican esta metodología tienden a tener menores ganancias en sus primeras etapas y cargos relativamente bajos de DD&A en períodos posteriores.

3.2.2. Metodología del costo total - Regla 4-10(c) de la regulación S-X⁴⁸ y SAB⁴⁹.

Bajo esta metodología se capitalizan todos los costos asociados a proyectos de exploración incluyendo los estudios de geología y geofísica, así como las erogaciones asociadas a pozos exploratorios que resulten no exitosos o secos. Se capitalizan bajo la premisa de que los costos de los esfuerzos de exploración no exitosos son necesarios para el descubrimiento de reservas. Para la fase de producción y desarrollo, la metodología permite la capitalización de todos los desembolsos de perforación de pozos en desarrollo, sus facilidades, e instalaciones, cargando estos costos capitalizados al resultado de cada ejercicio a través del DD&A, en la medida en que se produce crudo (AICPA, 2014). Algunas características adicionales de la metodología son (AICPA, 2014):

- a. Los costos capitalizados se acumulan en un centro de costo que abarca unidades como el país en el que se realizan las operaciones (son centros de costo de gran tamaño).

⁴⁸ Regulación de la SEC que incluye las normas de reporte anual de las compañías.

⁴⁹ Staff Accounting Bulletins emitidos por la SEC.

- b. Todos los costos capitalizados en cada centro de costo se amortizan bajo la metodología de unidades técnicas de producción, utilizando las reservas probadas (desarrolladas + no desarrolladas), para cada centro de costo identificado.
- c. Los costos capitalizados en cada centro de costo están sujetos a una prueba de deterioro llamada “*ceiling test*”. En éste, el valor presente de las propiedades descontado a una tasa del 10%, no pueden exceder el valor futuro de los ingresos estimados por cada centro de costo, calculados aplicando precios actuales a la producción futura estimada (con base en las reservas probadas), menos los gastos futuros estimados en los que se incurrirá para desarrollar y producir dichas reservas.
- d. Los costos internos de adquisición, desarrollo y exploración pueden capitalizarse en la medida en que se puedan identificar de forma directa y que no correspondan a gastos generales (overheads), ó costos internos compartidos.
- e. Los costos capitalizados incluidos en el DD&A deben estar asociados a la generación de ingresos, por lo que no se permite la capitalización de intereses de préstamos una vez iniciada la depreciación; no obstante, en el caso de activos que aún no estén disponibles para la generación de ingresos, si se les permite la capitalización de intereses de préstamos (Flood, 2017).
- f. La SEC, mediante el Staff Accounting Bulletin - SAB 106 de 2004, requiere revelaciones adicionales para compañías cotizadas, así como consideraciones especiales para asegurar que los flujos de caja esperados y los que estén asociados a las obligaciones de retiro no se computen doble vez bajo esta metodología (Flood, 2017).
- g. Las entidades que aplican esta metodología tienden a tener mayores ganancias en sus primeras etapas y cargos relativamente altos por concepto de depreciación, amortización y agotamiento (DD&A) en períodos posteriores.

3.3. Estándares Internacionales de Información Financiera - IFRS

En el sector de exploración y producción, para el reconocimiento contable de los desembolsos en la fase de exploración y evaluación de recursos naturales no renovables, se tienen en cuenta los lineamientos de IFRS 6. Por otra parte, para la fase de producción y desarrollo, se tienen en cuenta IAS 16 – Propiedades, planta y equipo e IAS 38 – Activos

Intangibles -, según corresponda para la parte tangible o intangible de las propiedades de petróleo y gas.

Para el caso de las erogaciones asociadas a la fase de exploración y evaluación, IFRS 6 establece que:

los activos de exploración y evaluación (E&E) se reconocen al costo, e incluyen todas las erogaciones incurridas, una vez se obtienen los derechos legales de explotación de un área determinada, y hasta que se determine la fiabilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de recursos minerales. Excluye los conceptos detallados a continuación:

- (a) Desembolsos incurridos antes de obtener el derecho legal de explorar un área determinada.
- (b) Desembolsos incurridos después de que sean demostrables la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral (IASB, 2016, IFRS 6.5).

Así mismo, IFRS establece que la entidad es responsable de establecer una política contable que especifique qué desembolsos se reconocerán como activos para exploración y evaluación, considerando el grado en el que éstos puedan estar asociados con el descubrimiento de recursos minerales específicos; así mismo, la entidad es responsable de la aplicación de forma coherente de dicha política adoptada (IASB, 2016, IFRS 6.9).

El estándar incluye la siguiente lista no exhaustiva de ejemplos de erogaciones que podrían incluirse en la medición inicial de los activos de E&E:

- (a) Adquisición de derechos de exploración.
- (b) Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos (G&G).
- (c) Perforaciones exploratorias.
- (d) Excavaciones de zanjas y trincheras.
- (e) Toma de muestras.

- (f) Actividades relacionadas con la evaluación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral” (IASB, 2016, IFRS 6.9).

Algunos aspectos adicionales del reconocimiento de activos de E&E bajo los lineamientos de IFRS 6 son:

- a. La presentación de los activos de exploración y evaluación se realiza clasificándolos en las categorías de tangibles e intangibles (IASB, 2016, IFRS 6.15).
- b. La depreciación de los activos tangibles de exploración y evaluación tales como equipos de perforación o vehículos, se puede capitalizar como parte de los activos intangibles de exploración y evaluación (derechos de perforación), a los que contribuye su uso (IASB, 2016, IFRS 6.16).
- c. Los costos asociados al abandono deben ser reconocidos desde la etapa de E&E de acuerdo con los lineamientos de IAS 37 – Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes, es decir, que se capitalizan las obligaciones futuras de desmantelamiento desde esta fase.
- d. La medición de deterioro del valor de los activos de E&E se realiza de acuerdo con IAS 36 – Deterioro del Valor de los Activos; sin embargo, los indicadores de deterioro son evaluados de acuerdo con lo establecido en los párrafos 18 a 20 de IFRS 6⁵⁰.
- e. Las revelaciones se encuentran encaminadas a brindar información que permita comprender el importe, calendario y certidumbre de los flujos de efectivo futuros de los activos para exploración y evaluación que se hayan reconocido.
- f. La medición posterior de los activos de exploración y evaluación se puede hacer de acuerdo con el modelo del costo o del modelo de revaluación (IASB, 2016, IAS 16.30-31; IAS 38.74-75), aplicables para la parte tangible e intangible, respectivamente, de los activos de exploración y evaluación.

⁵⁰ Los indicadores contemplados por el estándar incluyen: i) vencimiento próximo, sin posibilidad de renovación, del término para exploración del área; ii) los activos de E&E evaluados por deterioro no cuentan con un presupuesto de inversiones significativas para su desarrollo; iii) interrupción de las actividades de exploración por no haber conducido al hallazgo de cantidades comercialmente viables; iv) con base en la información disponible no se espera que el desarrollo exitoso del área o su venta, permita recuperar el total de la inversión realizada.

- g. Una entidad que aplique IFRS 6 puede cambiar las políticas contables aplicadas a los desembolsos relacionados con la exploración y evaluación si el cambio hace que los estados financieros sean más relevantes y/o fiables⁵¹ a los efectos de toma de decisiones económicas por parte de los usuarios, y juzgará la relevancia y la fiabilidad empleando los criterios de la IAS 8 (IASB, 2016, IFRS 6.13). La justificación a estos cambios debe demostrar una proximidad a los lineamientos de la IAS 8, sin embargo, se acepta que no cumpla sus criterios completos (IASB, 2016, IFRS 6.14).

Una vez se demuestra la fiabilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral, finaliza la fase de exploración y evaluación (IASB, 2016, IFRS 6.17); en ese momento inicia la fase de producción y desarrollo. Si dicha fiabilidad técnica y viabilidad comercial no son demostrables, el monto de los activos de exploración y evaluación asociados deben ser llevados al resultado del ejercicio, ya que dichas erogaciones no pueden seguir siendo consideradas como activos por no generar beneficios económicos futuros.

La fase de activos de producción y desarrollo inicia en el momento en que se ha determinado que el (los) activo (s) de un área en exploración y evaluación contiene reservas económicamente producibles bajo las condiciones económicas, tecnológicas y regulatorias actuales, los derechos sobre la extracción del crudo han sido obtenidos, y se ha realizado la declaración de comercialidad. Su depreciación, calculada por unidades técnicas de producción, no inicia hasta que se puedan determinar las reservas extraíbles de recursos minerales, de acuerdo con lo establecido más adelante para medición posterior.

El tratamiento contable de la fase de producción y desarrollo no cuenta con un estándar específico de industria; sin embargo, los activos reclasificados desde la fase de exploración y evaluación van a encontrarse dentro del alcance de IAS 16 para la categoría de activos tangibles (P,P&E) y de IAS 38 para la categoría de intangibles.

Los costos de producción y desarrollo corresponden a las erogaciones incurridas en las etapas de construcción, instalación o finalización de las instalaciones de infraestructura, tales como

⁵¹ Se hace énfasis en que los cambios realizados en búsqueda de relevancia no afecten fiabilidad y viceversa.

plataformas, oleoductos y la perforación de pozos, así como las erogaciones asociadas a la extracción de petróleo y gas, cuyo reconocimiento inicial hace parte del costo, y su capitalización se puede realizar, siempre y cuando:

- i)** Puedan ser medidos con fiabilidad (IASB, 2016, IAS 16.7; IAS 38.21).
- ii)** Sea posible obtener beneficios económicos futuros (IASB, 2016, IAS 16.7; IAS 38.21).
- iii)** Como resultado de la fase de exploración y evaluación se comprobó la fiabilidad técnica y viabilidad comercial de extracción de recursos minerales (IASB, 2016, IFRS 6.17).
- iv)** Las erogaciones asociadas a los activos intangibles pueden ser identificables, se tiene control sobre los derechos, y se ha definido la existencia de beneficios económicos futuros (IASB, 2016, IAS 38.10).
- v)** Las erogaciones asociadas a los activos tangibles son directamente atribuibles a las actividades requeridas para poner el activo en operación (IASB, 2016, IAS 16.16).

En general, los costos de activos de producción y desarrollo son directamente atribuibles a las actividades requeridas para poner el activo en operación, y su costo capitalizable puede incluir los conceptos detallados a continuación. Estos elementos se presentan a manera de ejemplo, dada la generalidad presentada en IAS 16 e IAS 38 en este aspecto:

- a)** Costos incurridos menos pérdidas por deterioro del valor de los activos intangibles de exploración y evaluación que se aprueban para reclasificación a la fase de producción y desarrollo.
- b)** Obtención de acceso y preparación de la locación del pozo para iniciar la perforación, incluyendo estudios topográficos de la locación para determinar los sitios específicos para perforación de desarrollo.
- c)** Perforación de pozos de desarrollo, pozos de prueba tipo desarrollo, y pozos de pozos de servicio.
- d)** Costos de mantener y retener propiedades de producción y desarrollo, así como licencias.
- e)** Costos por cuotas de depreciación de equipos de soporte y facilidades para las actividades de desarrollo, hasta el momento de inicio de extracción de crudo.

- f) Desembolsos que se encuentren asociados al desarrollo de recursos minerales específicos.

En cuanto a la medición posterior, las entidades pueden aplicar el modelo del costo tanto para la parte tangible como intangible (IASB, 2016, IAS 16.30; IAS 38.74) o el modelo de revaluación (IASB, 2016, IAS 16.31; IAS 38.75). Para el estudio de caso planteado, la empresa utiliza como política de medición posterior el modelo del costo⁵².

Una vez inicia el proceso de extracción de crudo, también debe iniciar el proceso DD&A de las propiedades de petróleo y gas, las cuales están clasificadas como activos de vida útil finita. El método de depreciación debe reflejar el patrón con arreglo al cual se esperan sean consumidos los beneficios económicos futuros de los activos (IASB, 2016, IAS 16.60; IAS 38.97). Para el sector corresponde a la metodología de unidades técnicas de producción (IASB, 2016, IAS 16.62; IAS 38.98). La metodología de DD&A, debe ser revisada por lo menos una vez cada período contable (IASB, 2016, IAS 16,61; IAS 38.104).

En términos de evaluación de indicadores de deterioro y su posterior medición, las entidades del sector deben seguir los lineamientos de IAS36 (IASB, 2016, IAS 16.63; IAS 38.111). De igual manera, para efectos del reconocimiento y actualización de las obligaciones de abandono, desmantelamiento y reforestación de las áreas afectadas por los procesos de exploración y producción de hidrocarburos, las entidades deben seguir los lineamientos de IAS37 (IASB, 2016, IAS 38.18).

De los tratamientos analizados en el numeral 3.2, se puede inferir que la permisividad de la normatividad estadounidense deja a juicio del profesional contable la elección de la metodología de reconocimiento de inversiones capitalizables. Esto se evidencia en la no obligatoriedad de uso de la metodología de esfuerzos exitosos del FASB, y la flexibilidad de la SEC al permitir que empresas que no coticen en bolsa también se puedan acoger a la metodología de costo total establecida para las compañías cotizadas. Esta variedad de alternativas deja un marco de acción supremamente amplio bajo la responsabilidad del

⁵² Esta información y sus fuentes se presenta en detalle en el capítulo 4.

profesional contable, así como una vulnerabilidad significativa frente a todos los intereses que convergen a la elección de una metodología en lugar de la otra. Lo anterior, teniendo en cuenta que la representación financiera de una misma realidad económica va a generar resultados completamente diferentes por el tipo de erogaciones clasificadas como capitalizables. Vale la pena resaltar que bajo USGAAP, tanto la medición inicial como la posterior se lleva al costo.

En el caso de los tratamientos analizados en el numeral 3.3. bajo IFRS, el panorama es menos alentador, por cuanto el tema ya no se centra únicamente en la variedad de alternativas reguladas y las implicaciones que ello genera, sino en los vacíos y permisividad de los estándares vigentes. El regulador ha descargado la responsabilidad de la elección de la política contable y su aplicación consistente en manos de la entidad que reporta, y permite que la medición posterior se realice a costo histórico o bajo el modelo de revaluación, con las implicaciones que ello tiene en el reconocimiento de mayores valores fruto de estimaciones de mercado.

Así las cosas, el asunto está en manos del profesional contable; y si éste no cuenta con los pilares de juicio profesional, escepticismo profesional y principios éticos bien estructurados, que se mencionaron en el capítulo 2, los resultados de cara a la búsqueda de la representación financiera razonable se convierten en un aspecto crítico por los diversos intereses y presiones que convergen. Entonces, en este escenario la entidad puede elegir a su juicio que es capitalizable, puede incluso mezclar los conceptos de las metodologías de general aceptación⁵³, si aplica el criterio de manera consistente. Adicionalmente, puede decidir sobre el criterio de medición posterior que dista enormemente entre costo histórico y modelo revaluado, generando diferencias aún más acentuadas en la representación financiera de una misma realidad económica.

⁵³ Con la excepción de las erogaciones de los proyectos no exitosos.

3.4. Conclusiones del capítulo

Bajo USGAAP, el uso de las metodologías de esfuerzos exitosos y de costo total se encuentran reguladas por el FASB y la SEC respectivamente. Aunque ambas metodologías se encuentran basadas en el costo histórico, el tipo de erogaciones clasificadas como capitalizables permitiría que dos empresas de características y procesos similares pudiesen representar una realidad económica distinta con solo elegir una metodología o la otra. Vale la pena agregar que el uso de la metodología de esfuerzos exitosos es sugerida pero no obligatoria, y que la SEC le permite emplear la metodología de costo total tanto a compañías que coticen en bolsa como a las que no lo hacen.

De la normatividad estadounidense (USGAAP) también es importante señalar que la base de depreciación incluye reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, lo que permite tener cargos de DD&A más bajos al contar con un denominador más grande. Así mismo, se evidencia que ambas metodologías cuentan con reglas en cuanto a medición posterior, evaluación por deterioro y revelaciones, que se vuelven más exigentes para las entidades listadas en bolsa.

Por el lado de IFRS, un aspecto fundamental en la fase de exploración y evaluación (E&E) es que la entidad es quien diseña la política contable y determina los cargos que se van a reconocer como capitalizables con base en la política construida, lo que difiere de la reglamentación americana donde los cargos capitalizables se encuentran identificados expresamente en ambas metodologías. Bajo IFRS, se evidencia que desde la fase de E&E es obligatoria la baja de las erogaciones asociadas a proyectos no exitosos, que se deben estimar costos de abandono, y que los indicadores de deterioro no se evalúan conforme a lo establecido en IAS 36 sino a lo que específicamente establece IFRS 6.

Otro aspecto clave radica en la medición posterior, ya que mientras que USGAAP se basa en costo histórico, IFRS permite llevar tanto los activos de E&E como las propiedades de petróleo y gas al costo histórico o bajo el modelo de revaluación. Así mismo, es de resaltar que IFRS establece que los activos tangibles e intangibles se deben revelar por separado y

están sujetos a estándares diferentes, mientras que USGAAP y la SEC lo trabajan en las exigencias de revelación, pero se rigen por una sola norma.

En cuanto a DD&A, IFRS y USGAAP permiten que el método de depreciación sea el de unidades técnicas de producción, sin embargo, USGAAP limita cuáles reservas se pueden usar como base, mientras que IFRS lo deja a lo que se encuentre establecido en la política contable⁵⁴.

Con base en el análisis de todos estos elementos, se puede afirmar que la variedad de alternativas permitidas tanto por la normatividad estadounidense como por los estándares internacionales, dejan a juicio del profesional contable la elección de los conceptos que se van a considerar como inversiones capitalizables. Esta gran responsabilidad genera un efecto adicional de notoria vulnerabilidad frente a todos los intereses que convergen ante esta elección. Lo anterior, debido a que la representación financiera de una misma realidad económica va a generar resultados completamente diferentes, dependiendo del tipo de erogaciones clasificadas como capitalizables y el criterio de medición posterior, en el caso específico de IFRS.

Una vez presentados los tratamientos contables vigentes bajo USGAAP e IFRS para el reconocimiento de las inversiones capitalizables, así como los problemas de representación financiera de la realidad que pueden ocasionar y la incidencia del juicio profesional en este aspecto, se ha completado la base conceptual del presente documento.

En el siguiente capítulo, se aborda el estudio de caso en una empresa del sector que opera en Colombia, para evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados a las inversiones capitalizables para el período 2014 a 2018.

⁵⁴ La empresa base del estudio de caso deprecia sus activos de petróleo y gas con base en las reservas probadas desarrolladas únicamente, siguiendo el principio de conservadurismo.

4. ESTUDIO DE CASO

En los anteriores capítulos se consolidó la base conceptual del presente trabajo. Se presentó la caracterización del sector de exploración y producción de la industria petrolera a nivel internacional y local. También se documentaron los antecedentes, las controversias y los principales problemas de los tratamientos contables existentes para el reconocimiento de inversiones capitalizables. Se presentó el análisis conceptual de la importancia del rol del juicio profesional de cara a la problemática planteada. De igual forma, se sintetizaron y evaluaron los tratamientos contables vigentes bajo USGAAP e IFRS para el reconocimiento de las inversiones capitalizables, así como los problemas de representación financiera de la realidad que pueden ocasionar, así como la incidencia del juicio profesional en este aspecto.

El presente capítulo tiene por objetivo realizar un estudio de caso en una empresa que opera en Colombia, para evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados a las inversiones capitalizables en el período seleccionado. Para conseguir el objetivo se han analizado documentos de la organización, informes financieros, el manual de políticas contables, entre otros. También se han aplicado entrevistas semiestructuradas con actores clave de la empresa y con expertos en el campo. Para garantizar la confidencialidad, la empresa del caso se ha anonimizado.

Primero se presenta el diseño metodológico del estudio de caso; luego, se caracteriza la entidad sobre la cual se aplica esta estrategia; seguido, se realiza un análisis documental y de contenido de la información financiera de la entidad respecto de las inversiones capitalizables; después, se presentan los resultados de las entrevistas semiestructuradas aplicadas a los actores clave de la compañía objeto de estudio y a académicos especializados en IFRS, para conocer su percepción sobre los aspectos de discusión planteados en las guías de entrevista. Todo lo anterior, para poder triangular y lograr contribuir a una mayor comprensión de la problemática planteada. Las conclusiones se presentan a nivel de análisis documental y de contenido y se contrastan con las del instrumento aplicado.

4.1. Metodología de la Investigación

La presente investigación es de tipo cualitativo, por lo que se emplean varias fuentes de información y varios métodos para estudiar la problemática planteada, para posteriormente triangularlos (Cerdea, 2011); adicionalmente, se asume como estrategia el estudio de caso, entendido como una indagación empírica que investiga un fenómeno contemporáneo dentro de su contexto, especialmente cuando los límites entre el fenómeno y el contexto no son claramente existentes (Yin, 2002).

El estudio de caso resulta apropiado como estrategia de investigación porque pretende confirmar o formular una serie de explicaciones alternativas para la problemática identificada (Yin, 2002). Esta estrategia de investigación es elegida teniendo en cuenta que, como esfuerzo de investigación, contribuye al conocimiento y comprensión de fenómenos organizativos, sociales y políticos, y porque permite que la investigación aborde las características holísticas y significativas de los eventos de la vida real (Yin, 2002). Así mismo, tiene como fortaleza la capacidad para aplicar una variedad métodos de investigación tales como la revisión documental, las observaciones directas, las entrevistas, entre otros (Yin, 2002).

El estudio de caso desarrollado se apoya en los métodos sintetizados a continuación, los cuales buscan obtener las evidencias suficientes para realizar una triangulación, permitiendo obtener una visión desde ángulos diferentes para alcanzar una mayor comprensión de la problemática planteada (Cerdea, 2011):

Análisis documental. Enfocado en realizar una observación de fuentes secundarias (Quivy y Carnpenhoudt, 2005), teniendo en cuenta que el proceso de análisis documental permite recopilar, analizar y resumir aspectos clave de la información objeto de análisis. Dicha información corresponde a los estados financieros de la entidad, el manual de políticas contables, los informes de reservas, los datos históricos de producción, entre otra información financiera relevante.

Análisis de contenido. En su variante cualitativa, se enfoca en el análisis e interpretación de un pequeño número de información detallada y compleja, buscando la presencia o ausencia de determinadas características (Quivy y Carnpenhoudt, 2005). Para este caso, la característica explorada corresponde a la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados a las inversiones capitalizables en el período seleccionado.

Entrevistas Semiestructuradas. Entendidas como el acto de realizar preguntas a alguien con el propósito de obtener un tipo de información específica (Cerde, 2001); de carácter semiestructurado, en el sentido de que no es ni enteramente abierta ni se canaliza mediante preguntas con opciones precisas o cerradas en las respuestas (Quivy y Carnpenhoudt, 2005). Estas entrevistas se realizan al personal encargado de la preparación y revisión de información financiera y al personal clave a cargo de la dirección financiera, así como a académicos especializados en estándares internacionales de información financiera; todo ello con el objetivo de recolectar sus apreciaciones respecto a las preguntas diseñadas y lograr contribuir a un mayor entendimiento de la problemática planteada.

4.2. Caracterización de la Entidad objeto del Estudio de Caso

La entidad objeto del estudio de caso es una compañía constituida en Colombia en 1985 con domicilio en Bogotá D.C., con capital 100% de origen extranjero representado en un único accionista, perteneciente al sector de exploración y producción de petróleo, con experiencia como operadora certificada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos de más de 20 años.

Su objeto social incluye la adquisición, exploración, desarrollo y producción de reservas de crudo y gas en Colombia mediante la suscripción de contratos de asociación, exploración y producción incremental con Ecopetrol S.A., y contratos de asociación con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y otros agentes privados.

El grueso de sus operaciones se ha desarrollado mediante contratos de producción incremental, asociación y acuerdos conjuntos, estableciendo vehículos separados (cinco

consorcios) para llevar a cabo las actividades en los diferentes bloques y actuando como operador. Adicionalmente, tiene suscritos acuerdos conjuntos producto de adjudicaciones en las rondas⁵⁵ de la ANH, donde no se constituyó el vehículo separado y actúa como operador.

Para el período analizado, la Compañía puede ser catalogada como una empresa mediana del sector de exploración y producción. Cuenta con dos campos productivos que generan los ingresos operacionales de la entidad, otro campo que inició sus procesos de extracción de crudo en 2017 y cinco campos que se encuentran en la fase de exploración y evaluación. Así mismo, se resalta que para los períodos 2014, 2015 y parte de 2016, los accionistas últimos de su casa matriz eran fondos privados de inversión. A partir de agosto de 2016, el accionista último de su casa matriz pasó a ser a una corporación de ámbito privado y familiar con un portafolio de inversiones diverso en sectores como el hotelero, el inmobiliario y el energético.

Respecto al marco de información financiera aplicable, la Compañía aplicó por primera vez IFRS al cierre del período de 2008, con primer período comparativo el 31 de diciembre de 2007, para efectos de la consolidación de los estados financieros de su controladora. Dentro de la nota de adopción por primera vez, en el primer juego de estados financieros bajo IFRS en Colombia, reveló que se acogió a la octava exención de la IFRS 1 – Adopción por Primera Vez, relacionada con Activos y pasivos de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos⁵⁶.

Para efectos del marco contable aplicable en Colombia, la Compañía hace parte del Grupo 1, por lo que observa las Normas de Contabilidad y de Información financiera aceptadas en Colombia (en adelante NCIF), establecidas en la Ley 1314 de 2009 y la normatividad reglamentaria compilada por el Decreto 2483 de 2018 y modificado por los Decretos 2270 de 2019 y 1432 de 2020. Los estados financieros son presentados en miles de pesos, sin embargo, la moneda funcional de la Compañía es el dólar americano, por lo que sigue los lineamientos de IAS 21 – Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera. Para determinar su moneda funcional, la Compañía consideró que el principal

⁵⁵ Conjunto de licitaciones, donde la ANH ofrece en cada una determinados bloques o áreas de interés disponibles para adjudicación, con el objetivo de explorar y desarrollar propiedades de petróleo y gas.

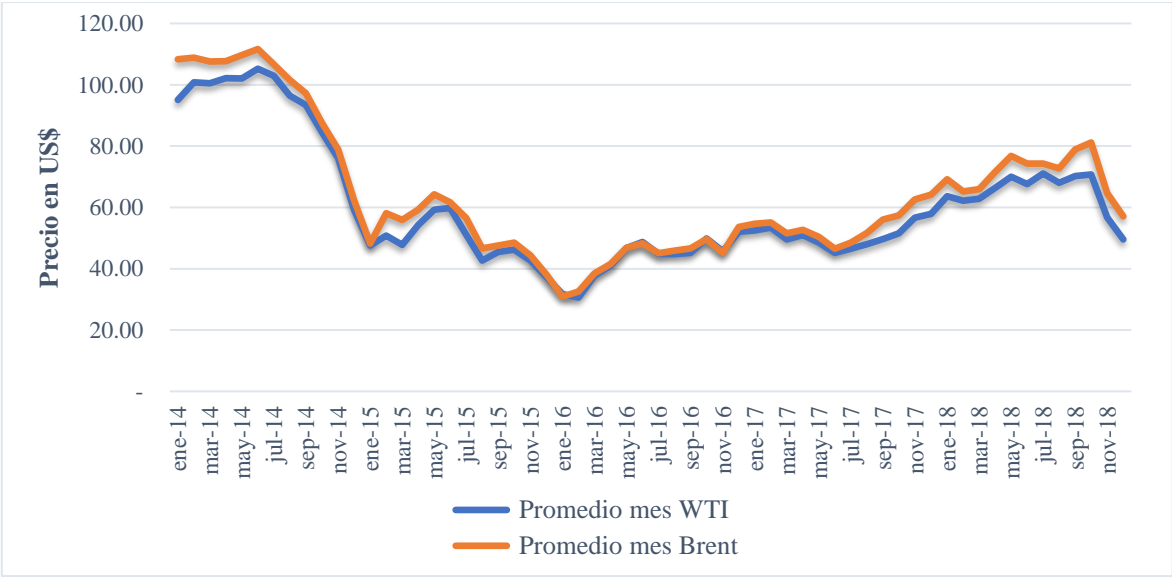
⁵⁶ Con esta exención la Compañía explica que aplica de forma retroactiva IFRS a todos los rubros de sus estados financieros, teniendo en cuenta que, para efectos de consolidación de su controladora, aplicó IFRS desde 2008.

ambiente económico de sus operaciones corporativas es el mercado internacional para sus productos y derivados.

El estudio de caso cubre el periodo comprendido entre enero de 2014 y diciembre de 2018, teniendo en cuenta que: i) las variaciones en los marcadores internacionales del petróleo durante este periodo fueron muy significativas y determinantes en el replanteamiento de las estructuras financieras de las empresas del sector; ii) la empresa seleccionada hace parte del Grupo 1 para la aplicación de las NCIF, cuya fecha de saldos iniciales fue 1 de enero de 2014; y iii) el 31 de diciembre de 2018 es el último corte de estados financieros auditados comparativos suministrado por la compañía para propósitos de este estudio de caso.

Respecto a las variaciones presentadas en los marcadores internacionales en el período analizado, el **Gráfico 14** presenta el comportamiento de los marcadores WTI y BRENT, como referencia internacional.

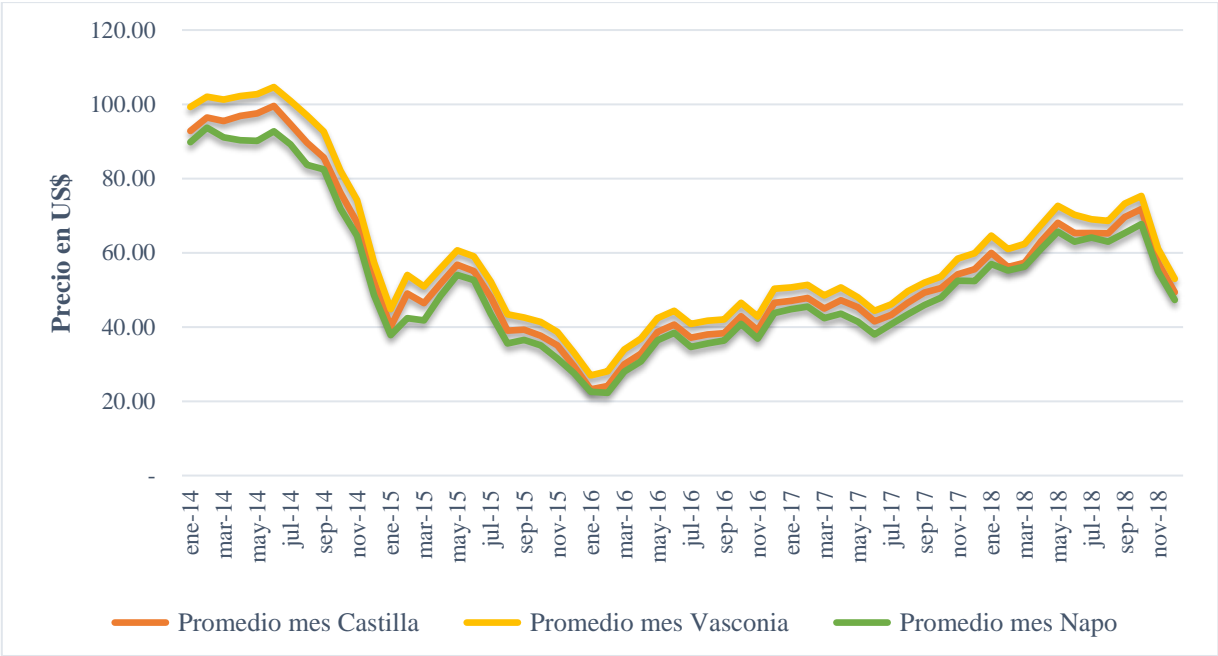
Gráfico 14. Comportamiento Marcadores Internacionales WTI - BRENT 2014 - 2018



Fuente: Construcción propia a partir de los datos históricos mantenidos por la Compañía y obtenidos de la plataforma Platts - S&P Global.

El **Gráfico 15** presenta el comportamiento de los marcadores Castilla y Vasconia (marcadores locales), así como el Napo (marcador ecuatoriano), empleados por la Compañía para la determinación del precio de venta del crudo en los contratos suscritos a nivel interno (casos Castilla y Vasconia) y para exportaciones al Ecuador (caso Napo).

Gráfico 15. Comportamiento Marcadores Castilla, Vasconia y Napo 2014 - 2018



Fuente: Construcción propia a partir de los datos históricos mantenidos por la Compañía y obtenidos de la plataforma Platts - S&P Global.

Los bloques petroleros responsables de los desembolsos de tipo capitalizable son ocho. Para efectos del desarrollo del estudio de caso se eligieron tres, por las razones detalladas a continuación:

El Campo 1 se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos; corresponde al bloque exploratorio en el que más desembolsos capitalizables se realizaron en el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2018.

El Campo 2, localizado en la Cuenca de Valle Medio del Magdalena, corresponde a un bloque de crudo pesado que, durante el período analizado, pasó de la etapa de exploración y

evaluación a la etapa de producción y desarrollo, contando con dos pozos productivos. Este campo se opera bajo un acuerdo conjunto sin vehículo separado donde la Compañía es operador del área convencional.

El Campo 3, ubicado en la Cuenca Caguán Putumayo, ha generado el volumen más significativo de ingresos para la Compañía desde su declaración de comercialidad. Durante todo el período analizado, el campo se encontró en la etapa de producción y desarrollo, con perforación de nuevos pozos que añadieron mayor volumen de producción y con realización de actividades de recuperación secundaria. Este campo cerró a diciembre de 2018 con 22 pozos productivos, 3 pozos inyectoros y 8 pozos inactivos.

4.3. Análisis Documental y de Contenido

Para el desarrollo de este apartado, se obtuvo de la compañía información como: la política contable de las propiedades relacionadas con la actividad de petróleo; los estados financieros anuales auditados con sus notas de 2014 a 2018; memorandos técnicos de capitalización de workovers; los informes de reservas de petróleo para los años 2014 a 2018; los informes de gestión de la administración de la Compañía de 2014 a 2018 y; cifras de volúmenes de producción e inversiones capitalizables por cada campo elegido para el estudio de caso en el período analizado. Lo anterior, con el objetivo de recopilar, analizar y resumir sus aspectos clave, así como analizar e interpretar la incidencia del juicio profesional en su preparación.

Este análisis se realiza con una lógica deductiva, partiendo de las políticas contables, siguiendo con un análisis general a nivel de los estados financieros, para luego centrarse en los aspectos específicos que atañen a los 3 campos elegidos. A medida que avanza el análisis, se van incorporando las diferentes fuentes de información consultadas para fortalecerlo. Al final se matizan los asuntos identificados en el análisis para evaluar la incidencia del juicio profesional sobre los mismos.

4.3.1. Políticas Contables de los activos de exploración y evaluación (propiedades de petróleo)

El manual de contabilidad de la Compañía fue emitido en diciembre de 2014 y cuenta con 18 capítulos enfocados en cada rubro significativo de los estados financieros. En sus capítulos 4 y 5 contiene la política contable establecida para los activos de exploración y evaluación y para los activos de producción y desarrollo, respectivamente.

Con su lectura, se identifica que se encuentran preparados de forma organizada y separan aspectos como el objetivo, alcance, definiciones de industria, responsabilidades sobre la preparación, actualización y aprobación de la política. De igual forma, se evidencia la estructura de desarrollo de la política con la base normativa aplicable y se incluyen las conexiones con otros capítulos del manual de contabilidad. Adicionalmente, se explican los tratamientos especiales de industria.

El capítulo 4 contiene la política contable de los activos de exploración y evaluación, y se encuentra construida con base en IFRS 6 e IAS 38. La política cubre los aspectos asociados al reconocimiento y medición inicial, medición posterior, provisión de abandono y desmantelamiento, cálculo del deterioro del valor, revelaciones y consideraciones especiales asociadas al rubro de activos de exploración y evaluación. Dentro de las consideraciones especiales trata los asuntos específicos de industria relacionados con los contratos de Farm-in /Farm-out, y el tratamiento de los ingresos y costos asociados a los campos que se encuentran en la etapa de delineación dentro de la fase de exploración y evaluación. La política incluye el listado de los conceptos capitalizables dentro del rubro de los activos de exploración y evaluación con base en el estándar internacional y en los conceptos propios de industria.

Al contrastar los conceptos incluidos en el capítulo 4 del manual contable como capitalizables vs la normatividad aplicable, el marco USGAAP y las prácticas de general aceptación de la industria, se evidencia que, para su construcción, la Compañía consultó fuentes adicionales a IFRS, tales como como AICPA (2014), Beyersdorff et al. (2017), Flood (2017) y SPE (2018). Lo anterior, esta muy en sintonía con las conclusiones de los capítulos anteriores, en

la medida que, el equipo financiero tuvo que acudir a la literatura de la industria en búsqueda de las bases conceptuales para la construcción de su política contable, por la permisividad y falta de guía específica de IFRS 6.

En los conceptos catalogados como capitalizables se evidencia una clara inclinación hacia la metodología de esfuerzos exitosos, con excepción de los estudios de sísmica y las erogaciones de G&A. Estas erogaciones son tratadas por la compañía como capitalizables y se encuentran expresamente excluidas de la metodología de esfuerzos exitosos. De lo anterior, se puede inferir que la libertad otorgada a las entidades bajo el marco IASB y específicamente por IFRS 6, para establecer en la política qué es capitalizable, da lugar a una mezcla de conceptos de las dos metodologías de mayor aceptación. Esta mezcla permite aplazar el momento en que erogaciones como la sísmica y el G&A llegan al estado de resultados, pues al ser capitalizables para la Compañía, lo harán de forma sistemática por la vía depreciación.

Así mismo, la política contable delimita cuáles son los desembolsos que no pueden ser capitalizados como parte de los activos de exploración y evaluación, los cuales incluyen los desembolsos asociados a actividades de prospección, las donaciones, los mantenimientos, las multas, intereses por préstamos⁵⁷, erogaciones incurridas con posterioridad al momento en que sean demostrables la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral, y aquellos asociados con el desarrollo de recursos minerales.

Con esta delimitación, se evidencia una posición conservadora al no permitir la capitalización de los costos por préstamos⁵⁸ en los términos de IAS 23. También se observa una posición alineada y coherente con las exclusiones de IFRS 6 y las prácticas de general aceptación en la industria, las cuales no permiten la capitalización de los costos de las actividades de prospección (AICPA, 2014; IASB, 2016; Beyersdorff et al., 2017; Flood, 2017).

⁵⁷ Teniendo en cuenta que en la fase de exploración y evaluación no es posible asegurar la existencia probable de beneficios económicos futuros.

⁵⁸ La metodología de costo total si permite su capitalización.

Es de resaltar que la Compañía ha establecido en su política contable que los proyectos que no resultan exitosos en la fase de exploración y evaluación deben darse de baja en el mismo período que se determina tal situación. Este tratamiento afecta directamente el resultado del ejercicio con la baja de las inversiones, lo cual es consistente con la metodología de esfuerzos exitosos y el contenido de IFRS 6.

Adicionalmente, la Compañía ha establecido los lineamientos para evaluar indicadores de deterioro de valor sobre los activos de exploración y evaluación de acuerdo con lo establecido en IFRS 6 y su posterior estimación de conformidad con IAS 36. Por último, cabe resaltar que, por el riesgo de las inversiones realizadas y siguiendo los lineamientos de IAS 37, la Compañía incluye en su política el procedimiento para la estimación de la provisión de desmantelamiento. El importe de la provisión de deterioro afecta el monto de la inversión capitalizable, pues el deterioro de valor que se reconozca va a reducir el importe neto en libros y va a impactar el resultado del período. Por su parte, la estimación de desmantelamiento va a incrementar el monto de la inversión capitalizable y estará sujeta a depreciación una vez se compruebe el hallazgo de reservas probadas.

En la fase de exploración y evaluación, la mayoría de los costos capitalizables se constituyen en activos intangibles y derechos que no son fáciles de identificar y/o separar, lo que implica que el juicio profesional ejercido, requiera de mayor atención y cuidado por el tipo de erogaciones a las que se les pudiera dar cabida antes de la declaración de comercialidad.

El capítulo 5 por su parte, contiene la política contable de los activos de producción y desarrollo y se encuentra basada en IAS 16 e IAS 38. El capítulo cubre los aspectos asociados con el reconocimiento y la medición inicial, la medición posterior, la provisión de abandono y el desmantelamiento, el cálculo de deterioro del valor, DD&A, las revelaciones y consideraciones especiales asociadas a las propiedades de petróleo y gas. Al contrastar el contenido del capítulo 5 del manual contable con la normatividad aplicable, el marco USGAAP y las prácticas de general aceptación de la industria, se evidencia que la Compañía consultó fuentes adicionales a IFRS, tales como como AICPA (2014), Beyersdorff et al. (2017), Flood (2017) y SPE (2018).

Es importante resaltar que para la fase de producción y desarrollo el IASB no ha emitido normatividad específica para la industria. La Compañía estableció su política con base en los conceptos generales para la capitalización de activos tangibles e intangibles, contenidos en IAS 16 e IAS 38, respectivamente, así como consultando en las prácticas de general aceptación de la industria tales como OIAC (2001), AICPA (2014) y Beyersdorff et al. (2017).

En esta fase resulta menos difícil discernir entre elementos capitalizables y no capitalizables.⁵⁹ Los desembolsos realizados se enfocan en perforación de nuevos pozos en un perímetro con reservas probadas, mantenimiento de pozos productores que necesitan bombas inyectoras, plantas de inyección de agua, tanques y equipamiento y, en general, facilidades que resultan 100% identificables y separables. Sin embargo, los costos asociados con las reparaciones mayores (workovers) si representan una complejidad. En este aspecto, es el concepto de técnicos profesionales del área de operaciones, el que va a permitir concluir si las obras realizadas en el pozo resultan o no en generación de beneficios económicos adicionales a los inicialmente contemplados.

Para este asunto en particular, la política contable incluye el tratamiento de las inversiones realizadas para solucionar los problemas que se puedan presentar en el yacimiento y a nivel mecánico de los pozos. Se especifica que los costos incurridos para llegar al yacimiento desde una ubicación distinta (sidetrack), así como las reparaciones mayores (workovers) que signifiquen recuperación e incremento de reservas se consideran capitalizables. Para el caso de las reparaciones mayores, se estableció que la reparación mayor previa (si se ha realizado) debe ser dada de baja al momento de capitalizar una nueva reparación. Estas puntualizaciones encontradas en la política se constituyen en evidencia de cómo incide el juicio profesional en la determinación del tratamiento contable en ausencia de guía específica.

Respecto al criterio de depreciación sobre la base de unidades técnicas de producción, la Compañía estableció en su política que la base de depreciación corresponde a las reservas probadas desarrolladas (IPD). Al analizar este criterio en específico, se evidencia

⁵⁹ En comparación con la fase de exploración y evaluación.

nuevamente la incidencia del juicio profesional, al optar por un tratamiento conservador con respecto a las prácticas del sector, donde está permitido tomar como base el total de las reservas probadas (desarrolladas + no desarrolladas). En indagaciones realizadas con la Gerencia financiera, se concluyó que, a su juicio, no tiene sentido usar como denominador en un cálculo de depreciación las reservas que aún no se han incorporado al proceso productivo y que requieren inversiones adicionales para llegar a ese estado.

El IASB, por su parte, no se pronuncia al respecto, solamente condiciona el criterio a aquel que distribuya de manera sistemática el importe depreciable de un activo a lo largo de su vida útil. Es importante resaltar que llevar la depreciación sobre una base de reservas 1PD en lugar de una base 1P, genera un mayor gasto por depreciación en cada período e influye directamente en el costo de producción por barril.⁶⁰

4.3.2. Análisis de Información Financiera Relevante⁶¹

El análisis de información financiera relevante inicia por los estados financieros del período objeto de estudio. En ellos se validó, en primera medida, la coherencia de sus revelaciones para las propiedades de petróleo con respecto a las políticas contables contenidas en el manual de contabilidad de la Compañía, analizadas anteriormente. En términos generales, se encuentra concordancia entre las revelaciones de los estados financieros y el contenido detallado de los capítulos destinados para los activos de exploración y de producción y desarrollo en el manual de contabilidad.

Aunque la política incluye el tratamiento contable sobre los workovers como inversiones capitalizables bajo la condición de recuperación e incremento de producción, las revelaciones solamente lo incluyen a partir de los estados financieros de 2016. En indagaciones con la Compañía, se concluyó que, la política lo contempló y se aplicó desde 2014 pero no se actualizó la revelación del estado financiero. Adicionalmente, se confirmó que antes de la crisis del sector, todos los workovers iban directamente al estado de resultados.

⁶⁰ Como se explicó en el capítulo 3 de este documento, la depreciación es un componente del costo de producción o levantamiento.

⁶¹ Todas las cifras son presentadas en miles de pesos colombianos a menos que se indique lo contrario.

Respecto a la inclusión del párrafo de las condiciones de capitalización de los workovers, se encontró consistencia con el contenido del capítulo 5 del manual de contabilidad. Adicionalmente, se encontró soporte respecto al tratamiento contable de capitalización dado y documentado en los memorandos técnicos de capitalización de workovers preparados por la Gerencia Financiera. En los memorandos se documentó el análisis de recuperación, mantenimiento e incremento de producción⁶² requerido para que hubiera lugar a dicha capitalización (IASB, 2016, IAS16.70), dando de baja a su vez la última reparación mayor realizada.

Una vez completado el análisis sobre las revelaciones de las propiedades de petróleo, se continua con una revisión de las cifras de los Estados de Situación Financiera para cada periodo analizado. En ellos se evidencia que, por la importancia de las propiedades de petróleo para la generación de ingresos de la Compañía, estas partidas siempre corresponden al rubro más representativo del total de los activos, con excepción del año 2015. En dicho año, el primer lugar lo ocupaban las cuentas por cobrar de largo plazo compuestas por saldo del instrumento de cobertura y los préstamos realizados a vinculados económicos (**Cuadro 11**).

Cuadro 11 – Propiedades de Petróleo en el Total de Activos

Rubro	Saldo al 31.12.2014	Saldo al 31.12.2015	Saldo al 31.12.2016	Saldo al 31.12.2017	Saldo al 31.12.2018
Propiedades de Petróleo	189,702,632	120,384,120	106,424,867	115,073,698	115,874,728
Activos fijos administrativos	6,347,649	8,305,748	6,228,112	4,912,246	5,222,330
Impuesto diferido	39,892,165	64,136,327	60,778,736	59,860,244	-
Inversiones	3,729,735	3,658,619	3,658,619	3,658,619	3,658,619
Cuentas por cobrar	78,767,781	192,952,978	30,720,057	23,691,038	3,556,108
Otros activos - licencias	3,952,820	4,019,328	2,568,605	2,622,664	80,932
Gastos pagados por anticipado	-	976,225	218,775	-	-
Inventarios (crudo y materiales)	2,528,108	2,044,248	5,027,696	7,277,834	4,653,816
Cuentas por cobrar	120,053,358	72,377,646	41,070,485	55,870,561	82,394,389
Inversiones temporales	-	6,840,791	9,875,502	10,493,875	11,695,174
Efectivo y equivalentes	41,589,331	57,656,328	77,495,743	41,374,807	52,515,304
Total Activos	486,563,579	533,352,358	344,067,197	324,835,586	279,651,400

Fuente: Construcción propia con base en la información de los estados financieros 2014 a 2018 de la Compañía.

⁶² La información para realizar los análisis presentados en los memorandos técnicos fue brindada por la Gerencia de Operaciones de la Compañía.

La ponderación de este tipo de activos desglosados por categoría dentro del total de los activos es presentada en el **Cuadro 12**.

Cuadro 12 – Total Propiedades de Petróleo por Tipo en el Total de Activos

Tipo de activos	Saldo al 31.12.2014	Saldo al 31.12.2015	Saldo al 31.12.2016	Saldo al 31.12.2017	Saldo al 31.12.2018
Activos de E&E	26,167,005	33,102,911	32,084,833	31,382,435	32,273,123
Activos en Desarrollo	68,207,554	1,156,458	5,871,213	2,793,770	4,955,160
Activos Productivos	95,328,073	86,124,751	68,468,821	80,897,493	78,646,445
Total Propiedades de Petróleo	189,702,632	120,384,120	106,424,867	115,073,698	115,874,728
Total Activos	486,563,579	533,352,358	344,067,197	324,835,586	279,651,400
Participación en Activos	39%	23%	31%	35%	41%

Fuente: Construcción propia con base en la información de los estados financieros 2014-2018 de la Compañía.

El **Cuadro 13** presenta el total de las inversiones capitalizadas por año, desglosadas por categoría.

Cuadro 13 – Inversiones Capitalizadas por Tipo de Activos y por Año

Tipo de activos	2014	2015	2016	2017	2018
Activos de E&E	3,706,670	1,059,827	768,094	4,738,680	3,733,202
Activos en Desarrollo	55,160,187	13,012,382	3,871,147	2,749,708	13,711,839
Activos Productivos	23,767,669	4,266,985	7,273,969	47,053,950	13,662,557
Total Adiciones	82,634,526	18,339,194	11,913,210	54,542,338	31,107,598

Fuente: Construcción propia con base en la información de los estados financieros anuales de la Compañía

Un análisis conjunto la información presentada en los **Cuadros 11 a 13**, y apoyándose en las revelaciones de los estados financieros por año, permite establecer que durante 2014 las propiedades de petróleo representaron el 39% del total de los activos. Adicionalmente, 2014 es el año en el que la Compañía realizó las inversiones capitalizables más significativas de todo el período analizado, explicado por los altos precios del crudo que, en su momento, permitieron establecer planes de inversión y campañas de perforación más agresivas para incrementar el volumen de reservas y minimizar el decline de los pozos ya perforados en períodos anteriores.

En 2015 se evidencia una disminución significativa de las propiedades de petróleo sobre el total de los activos, producto de las menores inversiones realizadas, así como del

reconocimiento de deterioro de valor sobre el total de las inversiones realizadas en 3 pozos del Campo 3 y el total de las inversiones realizadas en el Campo 2, con un efecto de \$65,896,331⁶³. Esto implicó que la participación de las propiedades de petróleo cayera al 23%.

Durante 2015 y 2016 se impactaron las inversiones capitalizables por la caída de los precios del crudo, lo que trajo consigo reestructuraciones financieras, operativas y reducciones en los planes de inversión iniciales dentro de la Compañía. En este período las inversiones se limitaron a las estrictamente necesarias para mantener los volúmenes de producción logrados en períodos anteriores (Ver **Cuadro 13**). En 2016 se resalta que el volumen de inversiones capitalizables fue menor y no se incrementaron las provisiones por deterioro; por ello, la participación de las propiedades de petróleo alcanzó el 31%.

Para 2017 y 2018, adicional a la ejecución de compromisos obligatorios, se evidencian inversiones en uno de los consorcios por 378 millones y 704 millones, respectivamente, por la prospección encontrada. La participación en dicho consorcio fue vendida en marzo 2019 por US\$19,100,000.

Las inversiones en activos de desarrollo corresponden principalmente a la perforación de nuevos pozos, workovers y sidetracks, en campos cuya comercialidad ya había sido declarada. Las inversiones en activos de producción y desarrollo, por su parte, incluyen los desembolsos realizados en facilidades para los pozos ya perforados produciendo para mantener las tasas de producción, bombas inyectoras, plantas inyectoras de agua, vías de acceso, entre otras actividades.

Fruto del cambio de accionistas de la casa matriz de la Compañía en 2016⁶⁴ y la recuperación de los precios del crudo, la Compañía ejecutó una campaña de perforación más agresiva en 2017, que no resultó en el incremento de reservas esperado. Adicionalmente, fue necesario

⁶³ La provisión por deterioro de los 3 pozos correspondientes al Campo 3 ascendió a \$26,456,344 y equivalía al 100% de la inversión. La provisión corresponde a pozos que no fueron perforados dentro del período analizado, sino en 2013 y años anteriores.

⁶⁴ Mencionado en el aparte 4.2 de este capítulo.

incrementar la provisión por deterioro de valor por el monto de las inversiones realizadas durante 2017 en el Campo 2, por continuar con un pronóstico de no recuperabilidad, por un total de \$2,683,556.

Durante 2018, la campaña de perforación fue mucho mayor a la de los últimos 3 períodos por la prospección esperada de nuevos pozos pertenecientes al Campo 3, logrando posicionar a las propiedades de petróleo con la mayor ponderación dentro del total de los activos para los períodos analizados. Sin embargo, la campaña no resultó exitosa y fue necesario reconocer una provisión por deterioro de valor sobre el pozo de mayor prospección del Campo 3 por un monto de \$8,641,049⁶⁵.

En este mismo año, luego de la persistencia de resultados desfavorables en las actividades de perforación realizadas para el Campo 2 y de haber deteriorado el 100% de las inversiones realizadas en el mismo, la Compañía llegó a un acuerdo con sus socios de perforación para vender su participación total en agosto de 2018, por un total de US\$17,600,000.

Adicionalmente, como consecuencia de los errores cometidos en el proceso de perforación de uno de los pozos más prometedores de los últimos períodos, durante 2019, los accionistas tomaron la decisión de vender las inversiones en el Campo 3 a uno de sus socios de perforación por un total de US\$41,351,274. Por lo anterior, la operación y estructura de la compañía se redujeron drásticamente para continuar únicamente con los compromisos obligatorios de los campos exploratorios ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Al analizar el Informe de Reservas de 2018, se encuentra que el precio de negociación del Campo 3 en millones de dólares americanos se encuentra basado en la proyección de Ingresos Netos Futuros descontado a una tasa del 5% como se muestra en la **Imagen 1**.

⁶⁵ Posteriormente, el pozo fue dado de baja debido a la identificación de los errores operativos en el proceso de perforación que ocasionaron el daño permanente del mismo y su abandono.

Imagen 1 – Precio de Negociación del Campo 3 en US\$MM

Present Worth (10³U.S.\$) at:	
5 Percent	41,154
9 Percent	39,716
15 Percent	37,628
20 Percent	35,965

Fuente: Tabla 15 - Proyección de las Reservas Probadas Desarrolladas e Ingresos Netos Futuros del Informe de Reservas 2018 emitido por Degolyer and Macnaughton⁶⁶.

Con el objetivo de ahondar en los tratamientos dados a las inversiones capitalizadas en el período y para los tres campos delimitados en el estudio de caso, un análisis de los conceptos y el monto de las inversiones capitalizadas se presentan en el **Cuadro 14**. A partir de esta información, se incorporan datos adicionales que permiten complementar el análisis.

Cuadro 14 – Inversiones Capitalizadas por Campo Objeto de Estudio

Campo - Fase	2014	2015	2016	2017	2018
Campo 1 - Exploración	1,754,543	175,540	180,790	681,086	1,869,471
Campo 2 - Pruebas extensas	27,365,291	7,882,784	3,139,362	159,119	-
Campo 2 - Producción	-	-	-	13,691,796	425,753
Campo 3 - Desarrollo	27,794,896	3,473,788	731,785	2,590,589	13,260,917
Campo 3 - Producción	4,798,906	2,097,226	7,265,363	33,367,882	13,801,522
Total	61,713,636	13,629,338	11,317,300	50,490,472	29,357,663
Total adiciones	82,634,526	18,339,194	11,913,210	54,542,338	31,107,598
Participación en adiciones	75%	74%	95%	93%	94%

Fuente: Construcción propia con base en la información contable proporcionada por la Compañía.

De la información contenida en el **Cuadro 14**, es importante resaltar que los costos capitalizados para el Campo 1, incluyeron la perforación de pozos exploratorios de tipo A3, el proceso de interpretación de sísmica 3D, las consultas previas a comunidades y las licencias. Todos estos conceptos se encuentran incluidos como capitalizables en el manual de contabilidad de la Compañía. Sin embargo, se evidencia una falla en las revelaciones exigidas por IFRS, por cuanto los activos de exploración y evaluación no están siendo separados entre las categorías de tangibles e intangibles (IFRS, 2005, IFRS 6.15).

⁶⁶ Las cifras netas del informe de Reservas se presentan en la participación de la Compañía a nivel consolidado. Para obtener las cifras de la Compañía objeto de estudio, se hacen cálculos para llegar a la participación neta.

Para el período analizado, el Campo 2 se encontró en la fase de exploración y evaluación, en la etapa de delineación y pruebas extensas hasta agosto de 2017. El volumen de inversiones más importante se realizó entre 2014 y 2015 con la perforación de 5 pozos, con los cuales se realizaron los procesos de delineación del área convencional. Llama la atención que se obtuvieron unos volúmenes de producción simbólicos frente al monto de las inversiones realizadas, ya que el tipo de crudo de la zona perforada resultó ser pesado, y, por lo tanto, difícil y costoso de extraer.

Esta situación llevó a que la Gerencia de Finanzas tomara la decisión de deteriorar el 100% de las inversiones realizadas en el Campo 2, con base en el Informe de Reservas de 2015, donde las reservas probadas se certificaron en cero (ver **Cuadro 15**). Esta decisión no se tomó porque los pozos resultaran secos ni por fallas en los procesos de perforación, sino por la dificultad de extracción del tipo de crudo encontrado y su calidad, lo que generaba descuentos importantes sobre el precio de venta por los grados API⁶⁷.

Cuadro 15 – Reservas Probadas por Año del Campo 2 en millones de bbls

	31.12.2014		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2017	
	1PD	1PND	1PD	1PND	1PD	1PND	1PD	1PND
Campo 2	294	505	-	-	88	185	204	374

Fuente: Tabla 3 – Resumen de Reservas Netas de los Informes de Reservas anuales 2014-2017 emitidos por Degolyer and Macnaughton para la Compañía.

En 2016 se realizaron pruebas adicionales y con base en el nuevo informe de reservas para dicho año, se dio inicio en 2017 los procesos legales y operacionales para realizar la declaración de comercialidad del campo, la cual se obtuvo en agosto de 2017. Con la declaración de comercialidad, las inversiones se trasladaron a los activos de producción y desarrollo por un monto de cero, por el efecto de las provisiones por deterioro de valor. Desde septiembre de 2017 y hasta agosto de 2018 (fecha de venta del campo), se realizaron los trabajos de perforación del área no convencional, razón por la cual se evidencia el incremento significativo de inversiones en 2017.

⁶⁷ Medida de densidad que se compara con el agua a temperaturas iguales para determinar que tan pesado o liviano es el petróleo. A mayor grado API, más liviano.

Los ingresos obtenidos por la producción generada antes de la declaración de comercialidad del campo, así como los costos asociados a la generación de esos ingresos fueron reconocidos como mayor o menor valor de la inversión año a año, dependiendo del resultado (utilidad o pérdida). Este tratamiento contable se encontró establecido en la política contable, revelado en las notas a los estados financieros y en concordancia con las prácticas generalmente aceptadas en la industria (AICPA, 2014; Beyersdorff et al., 2017). Cabe resaltar que modelo IASB no incluye lineamientos para el tratamiento contable de este tipo de transacciones, por lo que se evidencia una clara incidencia del juicio profesional para su determinación y aplicación en el período analizado.

El resultado neto de pruebas extensas por año del Campo 2 se presenta en el **Cuadro 16**. En 3 de 4 períodos, el resultado neto de las pruebas extensas incrementó el valor de los activos netos de este campo.

Cuadro 16 – Resultado neto de pruebas extensas por año en el Campo 2

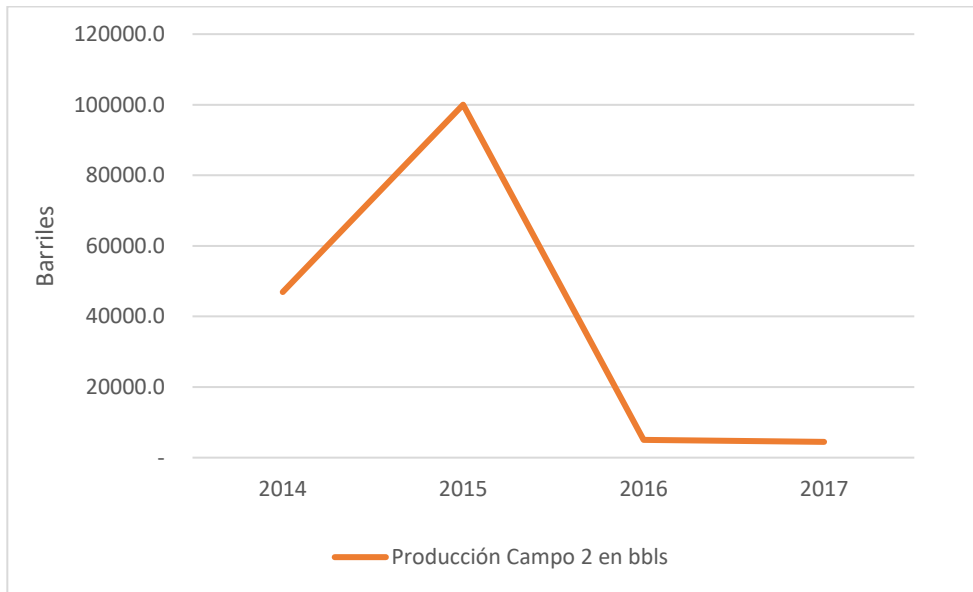
Campo - Fase	2014	2015	2016	2017
Campo 2 - Delineación - Ingresos	7,718,096	15,217,432	441,970	1,801,531
Campo 2 - Delineación - Costos -	5,918,465 -	10,701,167 -	1,625,455 -	982,806
Ingresos (costos) incidentales, neto	1,799,631	4,516,265 -	1,183,485	818,725

Fuente: Construcción propia con base en la información contable proporcionada por la Compañía.

El **Gráfico 16** por su parte, presenta los volúmenes de producción de la fase de pruebas extensas para el Campo 2, que resulta coherente con los ingresos por ventas registradas por año y presentados en el **Cuadro 16**. Cabe resaltar que los volúmenes de producción llegaron a ser similares entre 2016 y 2017, pero el precio de negociación fue mucho mejor en 2017.

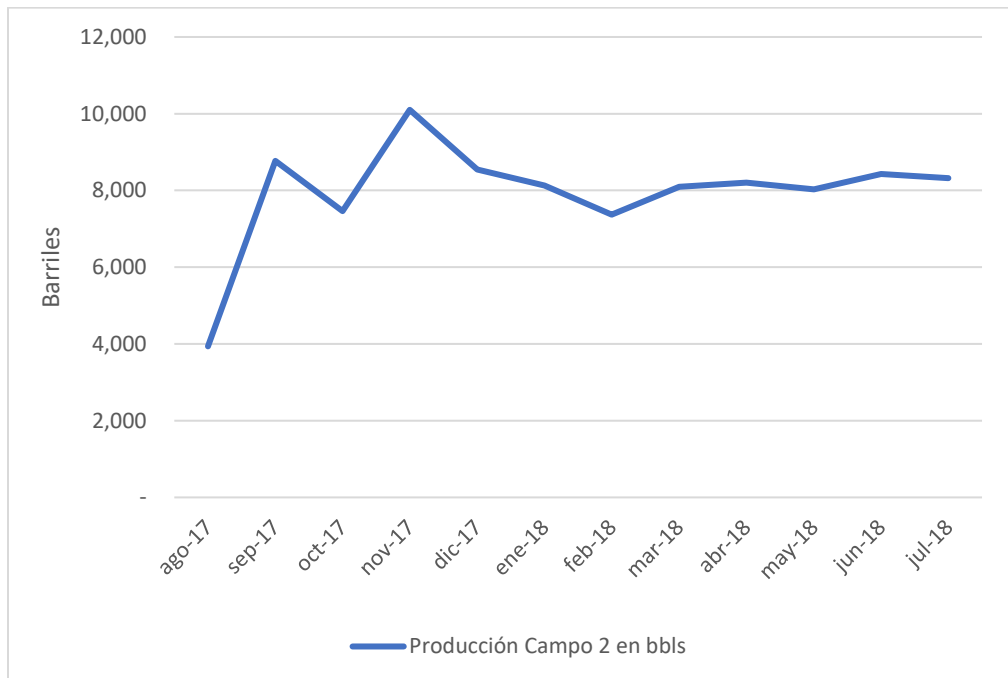
El **Gráfico 17** por su parte, muestra los volúmenes de producción logrados en el Campo 2, en la fase de producción y desarrollo con las inversiones capitalizadas durante 2017 y hasta julio de 2018 (por su venta en agosto del mismo año). En este período, los socios del bloque perforaron un nuevo pozo en el área no convencional. Dichos volúmenes de producción resultan ser coherentes con las inversiones realizadas en el nuevo pozo.

Gráfico 16 – Producción Campo 2 en Pruebas Extensas 2014 a Agosto 2017



Fuente: Construcción propia a partir de la información de producción anual consolidada suministrada por el área de Planeación Financiera de la Compañía.

Gráfico 17 – Producción en bbls Campo 2 Agosto 2017 a Julio de 2018



Fuente: Construcción propia a partir de la información de producción mensual de las Formas 4 presentadas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, suministrada por la Dirección de Operaciones de la Compañía.

En cuanto a los costos capitalizados para el Campo 3, presentados en el **Cuadro 4**, éstos se dividieron entre los costos de desarrollo de pozos en áreas con reservas probadas y los costos de pozos productivos como tal, que incluían servicios a pozos, instalación de facilidades y nuevo equipamiento para extracción de crudo.

Del total de los costos capitalizados por año en el Campo 3, el **Cuadro 17** discrimina cuánto se destinó a la perforación o servicios a pozos, instalación de facilidades y cuánto correspondió a workovers. Por otra parte, el **Cuadro 18** muestra, cuánto de esos costos capitalizados fueron provisionados por deterioro de valor al 100%, por considerarse no recuperables.

Cuadro 17 – Inversiones Capitalizables por Concepto en Campo 3

Campo 3	2014	2015	2016	2017	2018
Perforación/ servicios a pozos	16,486,302	2,775,716	559,800	26,609,269	15,696,215
Facilidades	9,927,832	2,061,275	4,638,346	3,236,262	7,036,234
Workovers	6,179,668	734,023	2,799,002	6,112,940	4,329,990
	32,593,802	5,571,014	7,997,148	35,958,471	27,062,439

Fuente: Construcción propia con base en la información contable proporcionada por la Compañía.

Cuadro 18 – Inversiones Capitalizables por Concepto en Campo 3

Campo 3	2014	2015	2016	2017	2018
Inversiones Capitalizables	32,593,802	5,571,014	7,997,148	35,958,471	27,062,439
Deterioro de Valor y/o Baja	-	-	-	-	8,641,649

Fuente: Construcción propia con base en la información contable proporcionada por la Compañía.

De la información presentada en el **Cuadro 17** se puede evidenciar que en los años 2015 y 2016 se realizó el menor volumen de inversiones por la caída de los precios internacionales. También se identifica que en dichos períodos los activos capitalizables correspondieron a erogaciones por servicios en pozos, workovers y facilidades de reemplazo, fundamentales para el mantenimiento de la capacidad productiva del Campo 3, pero no para la búsqueda de nuevas reservas. Esta situación cambia en 2017 y 2018, años en los que la campaña de perforación incluyó 6 nuevos pozos. Sin embargo, del total de las inversiones realizadas en 2018, más del 30% fueron provisionadas por deterioro de valor y luego dadas de baja por el abandono del pozo perforado (como se aprecia en el **Cuadro 18**).

Con el objetivo de interpretar la precisión de las inversiones capitalizables proyectadas en los informes de reservas para mantener las reservas probadas desarrolladas certificadas, el **Cuadro 19** presenta la comparación en millones de dólares de las inversiones requeridas para el desarrollo de las reservas vs las inversiones efectivamente realizadas por la Compañía. Para este ejercicio se tomaron las inversiones efectivamente realizadas en miles de pesos presentadas en el **Cuadro 17** y se re-expresaron en millones de dólares americanos a partir de una conversión con la TRM promedio de cada año.

Cuadro 19 – Capex Futuro Informe Reservas vs Inversiones Realizadas en US\$MM

Campo 3	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018
2015	8,927	758	-	-	-
2016	-	-	-	-	-
2017	-	2,729	379	-	-
2018	-	-	-	986	-
2019	-	-	-	-	-
2020	-	-	2,988	-	-
2021	-	-	-	4,042	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	3,241
Proyección D&M	8,927	3,487	3,367	5,028	3,241
Proyección D&M Comparable		8,927	758	379	986
Inversiones en MMUSD		2,031	2,621	12,184	9,154
Diferencia		- 6,896	1,863	11,805	8,168

Fuente: Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 15 – Proyección de las Reservas Probadas Desarrolladas e Ingresos Netos Futuros de los Informes de Reservas de 2014 a 2018 emitidos por Degolyer and Macnaughton en la participación de la Compañía.

Para complementar el análisis, el **Cuadro 20** presenta la evolución de las reservas probadas del Campo 3 para el mismo período.

Cuadro 20 – Reservas Probadas por Año del Campo 3 en millones de bbls

	31.12.2014		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2017		31.12.2018	
	1PD	1PND	1PD	1PND	1PD	1PND	1PD	1PND	1PD	1PND
Campo 3	2,576	3,883	918	4,739	1,056	4,125	1,058	3,876	1,198	3,251

Fuente: Tabla 2 – Resumen de Reservas Gross de los Informes de Reservas emitidos por Degolyer and Macnaughton para la Compañía, multiplicados por la participación en el contrato de producción incremental y luego por la participación de la Compañía en el Campo 3.

Un análisis conjunto del **Cuadro 19** y el **Cuadro 20**, permite concluir que las premisas del informe de reservas de 2014 requerían inversiones en CAPEX para 2015 de US\$8.9MM, de las cuales la Compañía ejecutó efectivamente US\$2MM; esto explica la disminución en el volumen de reservas probadas desarrolladas presentadas en el informe de 2015.

Las premisas del informe de 2015 requerían inversiones en CAPEX para 2016 de US\$758MM, de las cuales la Compañía ejecutó efectivamente US\$2.6MM, sin embargo; solo se logró un leve incremento en el volumen de reservas probadas desarrolladas del informe de 2016.

Las premisas del informe de 2016 requerían inversiones en CAPEX para 2017 de US\$379MM, de las cuales la Compañía ejecutó efectivamente US\$11.8MM; sin embargo, las inversiones no se tradujeron en incremento de reservas por las decisiones operativas que llevaron al daño irreparable de uno de los pozos según se explicó en páginas anteriores.

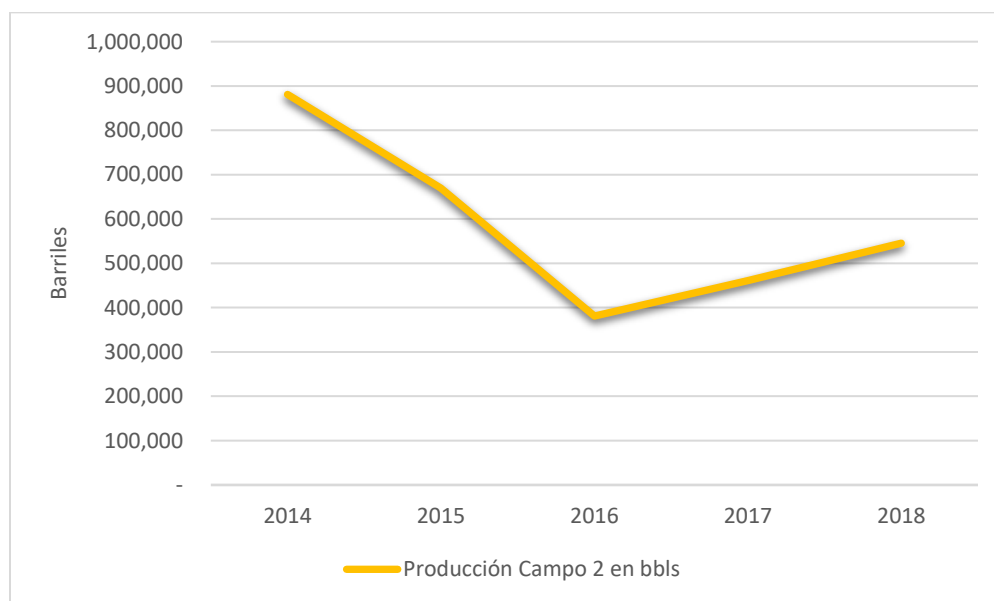
Cabe resaltar que la razonabilidad de los pronósticos y cálculos realizados depende de la veracidad de la información entregada por la Gerencia de Operaciones de la Compañía a Degolyer and Macnaughton⁶⁸. En sus informes, el ente certificador clarifica que los resultados se presentan con base en precios y costos actuales y futuros, así como pronósticos del precio de venta proporcionados por la Compañía. Adicionalmente, parten de las estimaciones de los gastos de operación y costos de capital y abandono proporcionados por la Compañía. Los valores descontados presentados en los informes se calculan con una tasa de descuento del 10%.

Finalmente, el **Gráfico 18** muestra la producción neta del Campo 3 en la participación de la Compañía durante el período analizado. Esta información permite hacer una comparación con el volumen de inversiones realizadas para dicho campo en el mismo período de tiempo

⁶⁸ Degolyer and Macnaughton reveló que preparó los informes de reservas de acuerdo con el Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (PRMS siglas en inglés) aprobado en marzo de 2007 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE siglas en inglés), el Consejo Mundial del Petróleo (WPC siglas en inglés), la Asociación Americana de Geólogos de Petróleo (AAPG siglas en inglés), y la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Reservas (SPEE siglas en inglés).

(Cuadro 16), mostrando coherencia entre el volumen de producción logrado con las inversiones realizadas y registrando la mayor caída en 2016. Asimismo, se identifica el incremento logrado con las inversiones de 2017 y 2018. Cabe anotar que no se volvieron a registrar los volúmenes de producción de 2014, antes de la crisis que atravesó el sector y que la producción de 2015 no se vio tan gravemente afectada, por el volumen de inversiones realizadas en el año anterior.

Gráfico 18 – Producción Neta Anual Campo 3 en bbls de 2014 a 2018



Fuente: Construcción propia a partir del consolidado de información de producción mensual de las Formas 4 presentadas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, suministrada por la Dirección de Operaciones de la Compañía.

4.3.3. Síntesis y discusión del análisis documental y de contenido

A lo largo de este capítulo se ha recopilado toda la información financiera relevante, las políticas contables de inversiones capitalizables y la caracterización de la Compañía objeto de estudio. Con base en ello, se realizó un análisis documental y de contenido del que resaltan prácticas conservadoras y concordancias con la normatividad y prácticas de industria, pero también varios asuntos que han reclamado la aplicación del juicio profesional por parte de los profesionales a cargo de la contabilidad de la Compañía. Estos asuntos van desde la definición de cuáles erogaciones son capitalizables, la terminología de industria, la base de

reservas para efectos del cálculo de depreciación, la definición de cuándo las reparaciones mayores son capitalizables, el tratamiento para los ingresos que se obtienen en los campos sobre los que no hay declaración de comercialidad, el deterioro de las inversiones, entre otros.

En cada uno de estos aspectos identificados, la ausencia de guía específica del marco IASB es evidente y consistente con las opiniones de los autores presentadas en el aparte 2.3 de este documento, dando lugar a la aplicación de las diversas prácticas de industria. Para la Compañía se ha traducido en que, las referencias documentales de muchos asuntos contables significativos de inversiones capitalizables siempre corresponden al marco de USGAAP y las prácticas de general aceptación contenidas en OIAC (2001), AICPA (2014), Beyersdorff et al. (2017), Flood (2017) y SPE (2018). El conocimiento de cómo funciona la industria ha sido fundamental para elegir las representaciones financieras sobre los tratamientos contables de inversiones capitalizables definidos en el manual contable.

Se identificó que, asuntos como la revelación por separado de activos tangibles e intangibles de E&E ha resultado difícil, por la calidad de la información histórica de algunas de las inversiones, que no guardó desde el principio la separabilidad necesaria para cumplir con los requerimientos de revelación. Así mismo se encontró que, la Compañía emplea como base para su cálculo de depreciación las reservas 1PD, lo cual resulta conservador para la costumbre de la industria, pero totalmente razonable, teniendo en cuenta la justificación dada por la Gerencia Financiera.

Por otra parte, se evidenció que la política de reconocimiento de los ingresos generados por Campo 2 mientras seguía en la fase de exploración y producción, así como los costos directamente atribuibles, se constituyó en un reto de importancia para la Gerencia Financiera tanto en revelación como en parametrización del sistema contable, siendo necesario consultar fuentes de industria como OIAC (2001), AICPA (2014) y Beyersdorff et al. (2017), ante la falta de regulación del marco IASB.

Con el asunto de las reparaciones mayores, la crisis de precios fue el punto de quiebre para que la directriz de su tratamiento contable se modificara. Aunque la política contable permitía

y establecía los requisitos de capitalización, antes de la crisis, dichas erogaciones se llevaban al resultado del ejercicio en el mismo año que se realizaban⁶⁹. Con la crisis, una reparación de US\$2 millones significaba la diferencia entre presentar utilidad o pérdida, por lo que se dio aplicación a la política diseñada. Lo anterior implicó la necesidad de preparación de los memorandos técnicos para sustentar la capitalización de reparaciones mayores, lo que reclamó para el equipo financiero, la lectura detallada de conceptos y prácticas de industria, aplicar su juicio y documentar el porqué del tratamiento contable dado.

A partir de la identificación de estos asuntos, ahora se busca conocer la percepción que tienen los actores clave del área financiera de la entidad objeto de estudio, así como académicos especializados en IFRS, sobre los aspectos sensibles en materia incidencia del juicio profesional en la elección de los tratamientos contables de la industria. Para ello, se aplicaron las entrevistas semiestructuradas diseñadas, cuyos resultados son presentados en el siguiente aparte.

4.4. La Problemática a la Luz de los Actores Clave

Una vez completado el análisis documental y de contenido de la información financiera relevante de la compañía objeto de estudio, en este apartado, se busca conocer la percepción de los actores clave de la entidad, así como de académicos especialistas en IFRS, sobre los aspectos planteados en las entrevistas respecto opiniones en asuntos de juicio profesional, ética y contabilidad del sector. Lo anterior, con el objetivo de triangular las conclusiones obtenidas del análisis de la información relevante, y abordar desde diferentes puntos de vista la problemática identificada.

Para cumplir este objetivo, se diseñaron dos entrevistas semiestructuradas, una dirigida a profesionales de la compañía objeto del estudio de caso, y otra dirigida a académicos con amplia experiencia y conocimiento de los Estándares Internacionales de Información Financiera. En su diseño se buscó que el entrevistado se expresara con un alto grado de

⁶⁹ Sus buenos resultados financieros les permitieron hacerlo de esta manera. Al indagar, este criterio resultaba conservador y exigía del equipo contable un “desgaste” menor.

libertad acerca de los temas sugeridos, para evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables de inversiones capitalizables en la industria petrolera.

En total se aplicó el instrumento a 6 personas, 4 actores clave de la Compañía y 2 académicos reconocidos en el país por su experiencia con IFRS. El diseño de las entrevistas y el tipo de preguntas en algunas secciones varió entre profesionales y académicos. La guía de entrevista, objetivos, contenido, así como los perfiles de los entrevistados se detallan en el **Anexo I** y en el **Anexo II** del presente documento. Una vez aplicadas las entrevistas, éstas fueron transcritas y luego analizadas a la luz de los temas sensibles relacionados con la política contable de reconocimiento de los activos y la aplicación del juicio profesional.

4.4.1. La percepción de los profesionales de la entidad del estudio de caso

Con base en la transcripción realizada de las entrevistas, a continuación, se presentan los aspectos principales identificados respecto de las respuestas recibidas de los actores clave de la compañía a las preguntas formuladas que permiten identificar su percepción respecto a la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de tratamientos contables de inversiones capitalizables (Ver detalle del cuestionario en el **Anexo I**).

En primera medida, todos los entrevistados mencionan una limitación de cara a todas las proyecciones financieras y operativas del sector de exploración y producción de la industria petrolera. Dicha limitación corresponde a la calidad de la certificación anual de reservas. De ahí la importancia de contar con una firma robusta para la certificación de las reservas, que haga disminuir el riesgo de sobrestimar o subestimar las reservas por los intereses que puedan converger a la Gerencia de Operaciones. Como se presentó en la sección anterior, la Gerencia de Operaciones entrega los datos “insumo” para los procesos de certificación.

Otra de las opiniones en la que los entrevistados coinciden corresponde a la especial complejidad que implican las estimaciones del deterioro de los activos en la etapa de exploración y evaluación. Esto debido a que, en estas etapas tempranas de la fase de

exploración, aún no se tiene certeza del tipo de crudo que será extraído, si pesado o liviano, de calidad A, B o C, lo que va a impactar las proyecciones de precio de venta por barril y costos de extracción asociados. Al comparar esta complejidad con la etapa de producción y desarrollo, en esta última por lo menos se cuenta con reservas probadas, calidades de crudo certificadas y horizontes de extracción de hidrocarburos.

Adicionalmente, los entrevistados concuerdan en que los profesionales contables se enfrentan al reto de reconocer en los estados financieros las operaciones de un sector en el que la mayoría de las inversiones son de tipo intangible. Además, involucran un lenguaje y conocimiento técnico respecto a la manera cómo evolucionan los campos y las fases, lo que de entrada implica utilizar juicios de valor en la representación financiera de las inversiones, sean capitalizables o no.

En la medida en que el modelo IASB contiene ciertas opciones y flexibilidades, como se explicó en los capítulos 2 y 3 del presente documento, uno de los entrevistados reconoce abiertamente el carácter amplio y en algunas ocasiones ambiguo de la normativa IFRS (**Imagen 2**). De allí la necesidad de apoyarse en otros marcos normativos y prácticas de general aceptación, por los grados de incertidumbre con los que cuentan los asuntos de contabilidad del sector. A opinión de este entrevistado, a mayor grado de incertidumbre en el tipo de operaciones, mayor debería ser el desarrollo de la normativa (**Imagen 3**).

Imagen 2 – Apartado textual Profesional 1

Bueno pues no lo sé muy bien, realmente no?, obviamente yo creo que como te decía al principio, el conocimiento general de la normativa IFRS, como te comentaba, la normativa IFRS entiendo que es bastante amplia y ambigua en ocasiones, entonces que se tiene que apoyar en otro tipo de normatividad que fundamentalmente tiene que ser USGAAP y en la experiencia que se tenga lógicamente, pues en las prácticas habituales que se empleen en el sector, no, entonces yo creo que es importante la experiencia, creo que es importante el conocimiento y lo que se haya profundizado en normativa IFRS.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 1

Imagen 3 – Apartado textual Profesional 1

no quiere decir que por esa incertidumbre que es inherente al sector, que el profesional contable este absolutamente libre de interpretar la norma ni mucho menos, ósea, la incertidumbre es inherente al sector pero precisamente cuanto más incertidumbre, mas desarrollo debería tener la norma también.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 1

Existe otro asunto al que uno de los entrevistados hace alusión, y se refiere a los términos de materialidad, importancia relativa, y análisis de costo – beneficio. Para el entrevistado se convierten en variables a tener en cuenta en el análisis de si determinado desembolso es o no capitalizable. Aunque el entrevistado no se encuentra de acuerdo, por cuanto se está analizando un asunto de contabilidad y no de auditoría, afirma que una empresa de gran tamaño no se va “a desgastar” con análisis tan detallados si su estructura financiera permite tomar posiciones más conservadoras. En estos casos resulta más costoso el análisis que el beneficio económico de no presentarlo en el Estado de Resultados. En cambio, una empresa de menor tamaño, si va a requerir el análisis detallado para llevar todos los cargos capitalizables que pueda soportar de cara a la normatividad aplicable (**Imagen 4**).

Imagen 4 – Apartado textual Profesional 3

Ahora, si involucramos un criterio de materialidad, que en principio no estoy de acuerdo en involucrarlo cuando hablamos de contabilidad, puede que desde el punto de vista de la auditoría sea razonable pero desde el punto de vista contable no estoy de acuerdo en involucrarlo, pero se involucra, pues obviamente ese criterio también afecta, porque para una empresa pequeña un cargo puede ser material pero para una empresa más grande, con una estructura financiera mucho más grande, más pesada, con mayor producción, con mayor volumen de campos, de activos de exploración, pues puede ser insignificante, y pues para ellos es no me voy a desgastar, me cuesta más, esa relación costo beneficio que también habla la norma, me cuesta más ponerme a analizar el cargo, decir lo voy a capitalizar o no, que simplemente afectar P&G directamente, entonces ahí es donde ese tema de criterio empieza afectar de acuerdo al tamaño de la compañía.

Nuevamente en la teoría no debería presentarse, pero cuando involucramos esas flexibilidades, por decirlo de alguna manera entre comillas, de la norma, de materialidad o importancia relativa, pues para una compañía más grande lo puede absorber de una manera más sencilla y puede estar dispuesta a absorberla, para una compañía pequeña recibir esa pérdida en su P&G en un periodo pudiera ser pues catastrófico, y si lo miramos más hacia el inversionista y si es una compañía que tiene acciones cotizadas o alguna cosa pues puede afectar directamente el valor de la compañía, entonces ahí es donde empieza a afectar claramente esos criterios.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 3

Respecto a la elección del tratamiento contable para el reconocimiento de inversiones capitalizables dependiendo del tamaño de la empresa (que va muy de la mano con el asunto tratado previamente), dos de los entrevistados mencionan que este hecho si pudiera incidir en la determinación de la política contable y los elementos que se van a considerar como capitalizables. Lo que para una empresa grande puede resultar insignificante, para una empresa pequeña puede hacer la diferencia en el resultado del período (Ver **Imagen 5 e Imagen 6**).

Imagen 5 – Apartado textual Profesional 2

11. **¿Cómo considera que el criterio de capitalización de las inversiones asociadas a actividades de exploración podría variar de acuerdo con el tamaño y estructura de la empresa que las esté realizando?**

Pienso que no debería, eso es un estándar, y una empresa pequeña o grande que se mete en la industria petrolera, o que incursiona en la industria petrolera, debe tener claro cuáles son esos lineamientos contables, independiente de que sea grande o sea pequeña, pero definitivamente, una empresa pequeña, cuando su estructura financiera es apretada y tiene esfuerzos no exitosos sea en todos los procesos de evaluación de un prospecto en la perforación de un pozo, le pega más duro a su P&G, o el efecto es más fuerte en su P&G, al castigar estos costos y pienso que estas compañías son las que más buscan una salida a esos castigos que debo hacer, o a ese reconocimiento de costos que debo hacer en el momento que me resultan no exitosos.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 2

Imagen 6 – Apartado textual Profesional 3

cuando se considere recuperable, entonces ese siempre cuando se considere recuperable es donde empieza a haber la diferenciación; es posible que para una empresa más grande, más madura, pueda acogerse un poco más al principio de prudencia y decir voy a capitalizar menos cosas, dependiendo la empresa, porque obviamente los resultados, pudieran estar interesados en que no se les afecten tanto los resultados y entonces no ser tan prudente y decir esto puede ser recuperable, vamos a ir viendo que va pasando y voy haciendo los análisis de deterioro con las subjetividades que mencionábamos antes. Pero una empresa más pequeña si pudiera tomar de pronto una posición más agresiva, soportada, porque no estoy diciendo que no sea soportada y simplemente estén haciendo las cosas mal, simplemente soportada pero es un poco más agresiva y hacer un análisis de pronto más detallado de cada uno de los cargos para tratar de ver si sí los puede capitalizar o no, frente a una empresa más grande que pudiera decir no me voy a desgastar en estos cargos que para ellos pudieran ser insignificantes y simplemente registrarlos en su P&G directamente.

Entonces ahí si pudiera haber una diferencia en los criterios de capitalización por el tamaño, porque una empresa más grande puede absorber más fácilmente esa pérdida frente a una empresa pequeña, entonces ahí es donde puede presentarse la diferencia en el criterio pero en términos generales, nuevamente en la teoría eso no debería presentarse, no debería pasar, tanto la grande como la pequeña debería hacer su análisis juicioso y detallado si esos cargos que pudieran ser capitalizados o no son recuperables, y de esa manera tratarlos en sus estados financieros, pero pues claramente una empresa más grande con mayor cantidad de actividades de exploración por el volumen de las mismas, pudiera simplemente tomar un criterio distinto.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 3

Por último, cabe resaltar que uno de los entrevistados también pone sobre la mesa el hecho de que el análisis que se realiza desde el tamaño de la compañía también abre la puerta a permitir o “justificar” desembolsos para evitar al máximo lo que se tenga que castigar en el resultado del ejercicio.

Los entrevistados coinciden en que el juicio profesional se forma con base en la experiencia, conocimientos, formación y constante actualización y documentación del profesional contable. En cuanto su incidencia en la representación financiera de inversiones capitalizables del sector de exploración y producción, uno de los entrevistados considera que los antecedentes de formación diferenciados de cada profesional, así como la experiencia ganada en el sector a nivel individual, van a conducir a que la misma situación pueda verse de diferentes maneras, por lo que el juicio profesional, claramente incide en las representaciones financieras (**Imagen 7**).

Imagen 7 – Apartado textual Profesional 3

Nuevamente, ósea es e infortunadamente, en la teoría uno debería pensar que independientemente de la persona uno debería poder llegar a la misma conclusión y a definir cuál es el tratamiento más adecuado en una u otra situación, pero no todos tenemos la misma experiencia, no todos tenemos la misma educación, no todos tenemos el mismo, ósea no todos vemos el riesgo de la misma manera, entonces el juicio claramente afecta en el tratamiento que voy a darle yo a esas inversiones capitalizables, en que política o que política voy a definir para esas inversiones capitalizables, que voy a mirar que no, que capitalizo que no, claro obviamente bajo diferentes supuestos y lo digo por experiencia, muchas veces si yo voy y miro hace no sé 8 años, en una visita de auditoría, revisando un cliente, en ese momento yo podría ver algún cargo como esto podría ser capitalizable y el cliente lo capitalizó y es adecuado, si uno mirara la experiencia que tiene de esos 8 años trabajando en la industria en diferentes empresas, en diferentes sectores, uno hoy pudiera pensar diferente y decir ese cargo no tiene ningún sentido que se capitalice.

Entonces, esa aplicación del juicio profesional con base en esas experiencias, en esos conocimientos que se tienen, te pueden llevar a ver las situaciones de manera distinta, entonces claramente inciden en la elección de los tratamientos que le vas a dar a diferentes cargos, a diferentes partidas que pudieran capitalizarse o no, en si son o no

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 3

En este orden de ideas, el mismo entrevistado, define abiertamente que una de las grandes fallas de IFRS 6, es el grado excesivo de involucramiento del juicio profesional, ya que, a mayor juicio, mayor riesgo de que haya un error en los estados financieros de la entidad (**Imagen 8**).

Imagen 8 – Apartado textual Profesional 3

¿Cuánto? En qué medida, en que magnitud puede afectar el resultado, en que magnitud se pueden recuperar, pues nuevamente ahí entra el factor de juicio profesional, y de todos los análisis que se puedan hacer y sobre todo si estoy en la etapa de exploración, que esa es una de las falencias grandes que tiene esa norma, la IFRS6, en los temas de exploración, que se involucra demasiado el juicio profesional, y entre más juicio profesional involucres mayor riesgo tienes de que cometes un error en los estados financieros, porque te puedes equivocar.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 3

En cuanto a los problemas de carácter ético que pudieran entrañar los tratamientos contables, uno de los entrevistados afirma que se encuentran relacionados con temas culturales, de pereza, de falta de pensamiento crítico y analítico, de estar copiando lo que otros hacen. Así mismo, existen temas de formación del profesional contable, así como de actualización y lectura constante, que son determinantes para contar con las herramientas que le permitan afrontar las complejidades del sector y subjetividades asociadas a dichas complejidades (**Imagen 9**).

Imagen 9 – Apartado textual Profesional 3

con lo cual eso no debería ser un asunto, pero pues claramente a veces pues la norma no es tan clara y pudiera ser un poco ambigua en ciertos aspectos, no lo veo tan claro que sea un tema de norma, yo pienso que es más un tema de cultura y de formación, a veces es un tema de que a la gente le da pereza leer, infortunadamente sobre todo en el país estamos ante ese problema, que no queremos leer, que nos da pereza leer y si nos da pereza leer en español pues mucho más en inglés, entonces el tema de ética empieza a cobrar importancia no por un vacío de la norma, sino por un tema de que dentro de los requerimientos éticos pues también existe un tema de formación, si yo no estoy adecuadamente formado pues puedo llegar a cometer errores que pudieran suponer un asunto ético, pero no por los asuntos de subjetividades, de complejidades de la información, si yo no estoy a la altura, no estoy capacitado, no tengo el conocimiento para desarrollar esas labores, pues no las haga, simplemente no lo haga, y busque una asesoría de una persona que tenga el conocimiento y lo pueda hacer.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 3

Adicionalmente, si bien existen complejidades y subjetividades en la industria que constituyen un reto para los profesionales financieros y contables, también existe el dilema de si el profesional se encuentra o no a la altura de los retos profesionales, si ha sido formado y capacitado adecuadamente, si tiene el conocimiento para llevar a cabo sus labores y, en caso de estarlo, si el componente ético en el juicio profesional fue desarrollado lo suficiente en él para representar la realidad económica (**Imagen 10**).

Imagen 10 – Apartado textual Profesional 3

Ahora, la asesoría es eso, es una asesoría, sigue siendo responsabilidad tuya, ósea con lo cual deberías por lo menos interesarte en leer un poco para poder ver de qué manera vas a tratar lo que el asesor te diga, y si lo que el asesor te está diciendo es razonable o no. Pero yo creo que los temas éticos rayan es en eso, viendo rayando y vienen a cobrar importancia es por la falta de formación de los profesionales, por la pereza de leer, por la pereza de estarse actualizando en los cambios normativos, y profundizando en los temas y por andar copiando lo que los demás hacen, no necesariamente como aplicó en una empresa así sea del mismo sector, va a aplicar en la otra de la misma manera; entonces, por la pereza de pensar un poquito y de ser un poco crítico y analítico pudiera rayarse en problemas éticos.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Profesional 3

4.4.2. Las percepciones de los académicos

Con base en la transcripción realizada de las entrevistas, a continuación, se presentan los aspectos principales identificados respecto de las respuestas recibidas de los académicos a las preguntas formuladas, que permiten identificar su percepción respecto a la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de tratamientos contables de inversiones capitalizables (Ver detalle del cuestionario en el **Anexo II**).

En cuanto a las preguntas realizadas de sus concepciones de incertidumbre, prudencia y juicio profesional, los entrevistados definen incertidumbre como una condición asociada al mundo de los negocios que nace cuando no se tiene certeza respecto al resultado de un asunto en particular. De igual forma, los entrevistados entienden por prudencia la aplicación del criterio más conservador de cara a la situación, privilegiando un poco la precaución.

Los entrevistados conciben juicio profesional como la correcta interpretación de los principios contables a situaciones particulares en las que se encuentra involucrado un alto grado de incertidumbre. Así mismo resaltan que esta cualidad diferencia a un profesional de alguien que no lo es. En estos escenarios, se espera que los profesionales contables que apliquen dicho juicio profesional de manera que logren una representación razonable de la información financiera. De su trayectoria profesional y docente, ellos han encontrado que muchos colegas consideran que el juicio profesional es hacer lo que quieren, y nada está más alejado de la realidad (**Imagen 11 e Imagen 12**).

Imagen 11 – Apartado textual Académico 1

Y juicio profesional, que ese es otro tema muy interesante, porque una de mis conclusiones en todos estos años de desempeño ha sido, el juicio profesional no es cualquier cosa, entonces en la regulación seguramente hay cosas que requieren el juicio profesional para la aplicación de políticas, y mucha gente ha entendido que eso es, que el juicio profesional es simplemente la decisión de la compañía, entonces cuando yo aplico el juicio, por ejemplo, para decidir si un contrato es arrendamiento operativo o arrendamiento financiero, pues mucha gente ha entendido que eso es lo que yo quiera, es decir, lo que yo decida es el juicio profesional y mi opinión es no, el juicio profesional es digamos la correcta interpretación que yo tengo que hacer de un principio y la correcta o la adecuada aplicación de ese principio en una situación particular, me parece que eso es un poco lo que resume el juicio profesional.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 1

Imagen 12 – Apartado textual Académico 2

Y la tercera es juicio profesional. El juicio profesional termina siendo una cualidad, y digamos es redundante, pero creo que vale la pena resaltar, de los profesionales, y es digamos yo lo que creo es que un profesional se distingue de una persona que no lo es, o de un técnico, un tecnólogo, precisamente por el juicio que ejerce, es decir, lo que uno espera de un profesional, y en este caso de un profesional contable, es que logre tomar decisiones contables respecto del contexto de la circunstancia.

Creo que, de alguna manera la palabra se ha malinterpretado mucho en nuestro contexto y es suponer pensar, que el juicio profesional implica que cada empresa, que cada profesional hace lo que quiere y digamos toma una decisión incluso en contravía de las lógicas, creo que ese no es el punto cuando evidentemente las normas se refieren mucho, este modelo contable de las IFRS se refiere mucho al juicio profesional y se refiere mucho al juicio profesional entiendo yo, porque entiende que lo que se busca que los estados financieros den una representación adecuada de un hecho económico o una transacción, y como en muchos eso no está reglado, o como en muchos casos las transacciones tienen la apariencia de ser una cosa y en esencia terminan siendo otras, pues es importante que un profesional pueda entender, distinguir eso y tomar una decisión contable respecto de cuál es la mejor forma de tratar un hecho económico. Eso es como yo entiendo el juicio profesional.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 2

En cuanto a opiniones sobre la contabilidad en el sector de hidrocarburos, los entrevistados coinciden en que los lineamientos del marco normativo del IASB en temas de industrias minerales es relativamente poco, e incluso limitado. Esto se evidencia en el contenido de IFRS 6. Los entrevistados consideran encontrarse familiarizados con las metodologías de costo total y esfuerzos exitosos en temas de inversiones capitalizables de la industria, producto de su experiencia docente.

Adicionalmente, los entrevistados afirman que, las metodologías de costo total y esfuerzos exitosos se convierten, de cara al modelo IASB, en prácticas de industria y no en regulación. Dada la libertad permitida por IFRS 6 en términos de la elección de la política contable para la capitalización de inversiones, una empresa podría inclinarse por una u otra, o emplear una combinación de ambas, y en esa medida generar problemas de comparabilidad de la información entre compañías con objeto social similar (**Imagen 13**).

Imagen 13 – Apartado textual Académico 1

Si, pensaría yo, que digamos, tal vez una cosa que no mencionamos es que la NIIF 6 da una posibilidad, en el caso de NIIF 6, da una posibilidad de generar una política contable que resulta en los activos, y creo que ese es otro problema, porque me parece que al final cuando uno aplica la NIIF 6 puede decidir si esos desembolsos van al gasto o se llevan como activos, y creo que ese es un gran problema de las normas contables, es decir, como voy a comparar en el mercado, como voy a comparar dos compañías que cotizan en bolsa, si la una decidió llevar todo eso al gasto y la otra decidió activarlos,

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 1

Por otra parte, los entrevistados identifican, dentro de las complejidades a las que se puede enfrentar un profesional contable/financiero en la preparación y revelación de información financiera del sector:

- i) Definición de la política contable teniendo en cuenta las libertades que permite IFRS 6 para su definición.
- ii) Valoración en temas de deterioro de valor.
- iii) Depreciación y amortización con base en las reservas.
- iv) Aplicación de los centros de costo definidos por la metodología de costo total.

Respecto de los problemas éticos que los tratamientos contables de inversiones capitalizables pudieran entrañar, uno de los entrevistados, no ve a la normatividad contable como la fuente en sí de un problema ético. Considera que el problema está inmerso en el proceso contable como tal por el entorno y el contexto empresarial. El tema radica en que, por la importancia del sector, así como a causa de las cantidades y magnitudes que se manejan, los asuntos del juicio deben surgir en medio de estas situaciones.

Por su parte, otro de los entrevistados considera que la aplicación de la metodología de costo total sí entraña problemas éticos, en la medida que, en su criterio, es una forma de aplazar gastos, y esto sumado a la poca regulación de IFRS 6 y su contenido lleno de excepciones para el sector, puede generar la existencia de intereses indebidos en las decisiones respecto a la política contable. El estándar exime a las compañías que lo apliquen de cumplir con la jerarquía normativa establecida en los párrafos 11 y 12 de IAS 8, lo cual genera una contradicción per sé con el resto de los estándares del modelo IASB (**Imagen 14**).

Imagen 14 – Apartado textual Académico 1

Sí, el costo total, yo sí creo que, digamos tengo una opinión personal técnica y es, yo no concuerdo, no estoy de acuerdo con el método del costo total, me parece que eso es una, puede determinar un poco lo que decíamos en la respuesta anterior, es si tu determinas ese centro demasiado amplio, por ejemplo no sé, pensando en que yo voy a capitalizar todas las inversiones de Latinoamérica, cierto y considero Latinoamérica como un solo centro de costos, pues me parece que eso es una manera de aplazar gastos, me parece que eso al final, esa decisión entre otras cosas, con poca regulación, porque en últimas la IFRS6 no es que te regule ese tema, esa decisión con poca regulación pues seguramente puede generar que tengas un interés indebido en la decisión sobre la política contable, entonces me parece que eso, creo yo que siendo un poquito más ácido, el método de esfuerzos exitosos debería ser el requerido por las normas contables, me parece que eso es lo lógico, si tú sabes que una inversión no fue exitosa, no hay nada que hacer, resultados.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 1

Uno de los entrevistados considera que IFRS 6 abre un mundo de posibilidades que pueden llegar a generar contradicciones por la ausencia de reglas claras y por la flexibilidad del marco de regulación. Así mismo considera que dejar abierto este mundo de posibilidades al “ideal” de la aplicación del juicio profesional de manera que se logre la mejor representación financiera, involucra un riesgo muy significativo (**Imagen 15**).

Imagen 15 – Apartado textual Académico 2

Bueno en general, en general hay muchas, por supuesto que la norma específica del sector, si se le puede llamar así, que es la IFRS 6, creo que si pues abre un mundo de posibilidades que generan eso, es decir, que generan seguramente contradicciones y es, primero pues al no establecer una regla clara y dejar en libertad las entidades para tomar una decisión de política contable, pues claramente están poniendo sobre la mesa un poco la decisión de la entidad sobre un tratamiento contable y evidentemente, y eso se ve, digamos en la práctica, pues que las entidades toman caminos distintos, hacen digamos análisis distintos, y unos seguramente acertados y otros posiblemente no tan acertados, pero digamos en cumplimiento de esa, llamémoslo así, flexibilidad del marco de regulación.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 2

Uno de los entrevistados hace una observación sumamente importante, y es que, mientras la regulación mantenga caminos alternativos para el reconocimiento de inversiones capitalizables que dan lugar a resultados distintos, va a resultar muy complejo diferenciar los comportamientos anti-éticos de la aplicación de juicios profesionales genuinos ante situaciones de incertidumbre (**Imagen 16**).

Imagen 16 – Apartado textual Académico 1

Y creo que eso, en últimas eso es un problema de la regulación, sin pretender que la regulación se vuelva una camisa de fuerza, pero pues si la regulación permite dos alternativas que generan resultados diferentes, pues me parece que va a ser muy difícil, ósea, va a ser muy difícil diferenciar los comportamientos anti-éticos de los comportamientos de aplicación de juicios profesionales genuinos, me parece que eso va a ser, es muy complejo, porque no hay cómo, al final es una decisión de la entidad, entonces seguramente la entidad no va a decir, si yo utilizando mi juicio profesional yo escojo este camino, porque me parece que este camino refleja mejor la realidad, seguramente eso es lo que todas van a decir, pero yo no entiendo como uno comprueba eso y no lo contrario, es yo escojo este camino porque este me da más EBITDA, y entonces como tiene más EBITDA mi bono es grande, o alguna cosa así, pero es muy complejo.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 1

Dentro de los aspectos adicionales mencionados por los entrevistados, se resalta que uno de ellos considera que el marco del IASB regula temas mucho menos relevantes que la contabilidad del sector de hidrocarburos, y en ese sentido es extraño que un tema que implica una inversión de tantos recursos y maneje tantas influencias a nivel mundial no tenga precisamente lineamientos básicos (**Imagen 17**).

Imagen 17 – Apartado textual Académico 2

- 13. Algunos colegas afirman que el estándar emitido por el IASB para la etapa de exploración y evaluación del sector de exploración y producción (IFRS 6) no cuenta con los lineamientos básicos para regular las actividades de la etapa considerada como más riesgosa del sector. ¿Qué opina de estas afirmaciones?**

Yo estoy de acuerdo con esa afirmación, yo creo que uno encuentra en IFRS regulación de cosas mucho menos relevantes y digamos si es realmente extraño, por decirlo de alguna manera, que un tema tan importante, un tema que implica una inversión de tantos recursos, pues no tenga precisamente esos lineamientos básicos, claro, es posible que, una explicación sea esa, es decir, al ser un asunto de tanta importancia, de empresas tan importantes en los mercados, de inversiones tan significativas, pues se requiera, siendo digamos como abogado del diablo, se requiera algo más de análisis para llegar a una decisión concreta, pero yo en principio creo que esa es una, yo comparto esa afirmación, y es realmente, eso es realmente extraño, es cuestionable, digamos que eso suceda en un modelo contable.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 2

Así mismo, este entrevistado señala que es importante analizar y considerar el carácter político de IFRS 6, y el asunto político en la construcción de los estándares internacionales de información financiera en general.

Adicionalmente, se resalta que uno de los entrevistados afirma que si la intención del regulador con la emisión de IFRS 6 era dar una guía de carácter transitorio por la adopción de IFRS en la unión europea a partir de 2005, el regulador ha dejado pasar mucho tiempo para la revisión del estándar (**Imagen 22**). El otro entrevistado, en sintonía con este argumento, menciona el ejemplo de la transición que ya tuvo IFRS 4 a IFRS17, para sustentar que el regulador está en mora para emitir su posición (**Imagen 23**).

Imagen 22 – Apartado textual Académico 2

porqué se tomó esa decisión, y yo creo que ese es un tema que el regulador tiene, al cual el regulador tiene que responder, diría yo, de una mejor forma, cierto, me parece que si bien lo que está hecho pues hecho esta, y todos los cuestionamientos que caen sobre el tema, creo que el próximo paso, digamos si, la respuesta que uno esperaría es que de alguna manera y eso siempre se vio, y en los documentos digamos que dieron lugar a la IFRS 6, siempre se habló de que digamos esta era una solución temporal mientras se llegaba a una conclusión definitiva, pero claro si nos vamos a cuánto tiempo ha pasado desde ahí, y a hoy en día no tener una política contable clara, unos lineamientos contables claros para ese tipo de industrias, creo que sí, digamos sigue generando muchos cuestionamientos y es un asunto que en el corto plazo debería resolverse, creo que ese es otro tema que vale la pena comentar.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 2

Imagen 23 – Apartado textual Académico 1

me parece que, incluso, aunque uno no pudiera estar de acuerdo con la excepción, me parece que lo ideal sería tomar una posición, cierto, es decir, y creo que estamos en mora de así como que efectivamente hubo una transición para el tema de NIIF 4, que ahora se trata de regular con la NIIF 17, creo que también estamos en mora de, entendiéndolo pues que la NIIF 6 también responde a una transición para la entrada en NIIF de las compañías europeas, digamos, esa transición está un poco larga, entonces ya uno entendería que ya deberíamos poder discutir ampliamente, que el regulador tome un camino, tome una posición, digamos, uno entiende los problemas de transición a NIIF, pero pues creo que ha tomado demasiado tiempo y en mi opinión no es un tema menor, digamos, no estamos hablando de un sector poco representativo, estamos hablando de un sector importante de la economía, como para que tenga esa libertad en temas de escoger sus políticas contables.

Fuente: Transcripción del audio de la entrevista realizada al Académico 1

4.4.3. Síntesis y discusión de las percepciones de los actores clave y académicos

Del instrumento aplicado se han obtenido conclusiones muy interesantes, las cuales concuerdan con los resultados del análisis documental y de contenido, así como con las conclusiones planteadas en los capítulos anteriores. La normativa del IASB es calificada como amplia y en algunos casos ambigua. Para el caso del sector, dicha normativa resulta muy limitada, y los actores se ven en la necesidad de consultar otros marcos normativos y las prácticas de general aceptación de la industria para el análisis de diversas transacciones, hechos y riesgos.

Se resalta que, a mayor grado de incertidumbre en la transacción analizada, mayor es la incidencia del juicio profesional del contable al momento de elegir la mejor representación financiera. Lo anterior es explicado por el grado excesivo de involucramiento del juicio profesional de IFRS 6, que abre un mundo de posibilidades que pueden llegar a generar contradicciones por la ausencia de reglas claras. Por tanto, el riesgo de cara a la razonabilidad de las representaciones financieras se incrementa de forma exponencial.

Así mismo, se reconoce que mientras la regulación mantenga caminos alternativos para el reconocimiento de inversiones capitalizables que dan lugar a resultados distintos, va a resultar muy complejo diferenciar los comportamientos anti-éticos de la aplicación de juicios profesionales genuinos ante situaciones de incertidumbre.

Adicionalmente, es claro que el marco IASB regula temas menos relevantes que la contabilidad del sector de hidrocarburos, por lo que resulta extraño que un tema que implica una inversión de tantos recursos y maneje tantas influencias a nivel mundial en términos políticos y económicos mantenga la variedad de tratamientos contables existente. También llama la atención que si la intención del regulador con la emisión de IFRS 6 era dar una guía de carácter transitorio por la adopción de IFRS en la unión europea a partir de 2005, haya dejado pasar tanto tiempo para la revisión del estándar. Esto solo confirma el carácter político del contenido de IFRS 6 y las influencias no visibles que explican la poca de regulación en los demás aspectos de importancia, no solo del sector, sino de la industria en general.

Otro aspecto muy interesante encontrado es la concepción de materialidad y las relaciones de costo beneficio dependiendo del tamaño de la empresa del sector que esté reconociendo las inversiones capitalizables. Las empresas deberían realizar sus análisis de erogaciones capitalizables con todo el rigor sin importar su tamaño. Sin embargo, se evidencia que la estructura financiera robusta de las compañías grandes permite llevar un mayor número de cargos al resultado del ejercicio sin afectar los resultados financieros relevantes para los inversionistas. Esto se debe a que consideran más costoso el análisis que el impacto de los cargos capitalizados en el resultado del período. No pasa lo mismo con las compañías medianas y pequeñas, donde capitalizar determinada erogación puede significar la diferencia entre obtener utilidad o pérdida. Lo anterior, también genera problemas de comparabilidad entre empresas que tienen un objeto social similar.

Un aspecto adicional derivado del tamaño de las empresas pertenecientes al sector que vale la pena mencionar, es la solidez de sus estructuras de gobierno corporativo. De esto va a depender la rigurosidad e involucramiento de órganos de decisión en la definición de las políticas contables. Sin embargo, sin importar el tamaño de la empresa, el profesional contable siempre va a enfrentar múltiples retos, especialmente cuando los intereses de los órganos de decisión están más enfocados en la maximización del valor para el accionista que en salvaguardar los intereses de los diversos stakeholders.

De las percepciones de los actores clave de la entidad, también resalta que relacionan los problemas éticos que pudieran entrañar los tratamientos contables de inversiones capitalizables con temas culturales, de pereza, de falta de pensamiento crítico y analítico, de estar copiando lo que otros hacen. De igual forma, existen temas de formación del profesional contable, así como de actualización y lectura constante, que son determinantes para contar con las herramientas que le permitan afrontar las complejidades del sector y subjetividades asociadas a dichas complejidades.

Por último, si bien es cierto que existen complejidades y subjetividades en la industria que exigen más de la capacidad del profesional contable, estos asuntos no se pueden convertir en el centro de la discusión. Es necesario considerar con la misma importancia si el profesional

se encuentra o no a la altura de dichos retos, si ha sido formado y capacitado adecuadamente, si tiene el conocimiento para llevar a cabo sus labores y, en caso de estarlo, si sus principios éticos están suficientemente arraigados como para ejercer su capacidad de juicio de manera adecuada.

5. CONCLUSIONES

El presente trabajo tuvo por objetivo evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados al reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción, realizando el estudio de caso de una empresa del sector que opera en Colombia para el período 2014 a 2018.

Por ello nos preguntamos: *¿Cuál es la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados para el reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción de la industria petrolera, por medio de un estudio de caso para el período 2014 a 2018?*

Para responder a esta pregunta y alcanzar el objetivo general planteado, primero se realizó la caracterización del sector de exploración y producción de la industria petrolera a nivel internacional y local para comprender sus etapas, actividades, evolución e importancia política y económica. De dicha caracterización se logró obtener una mayor comprensión de la especialidad y complejidades de las actividades del sector, los poderes que convergen en el mismo, su evolución histórica, el origen de grandes corporaciones y estructuras oligopólicas como respuesta a las necesidades energéticas y a la evolución del capitalismo industrial. Así mismo, y en línea con el cambio de modelo de capitalismo industrial al financiero, se evidenciaron los cambios en las estructuras de propiedad de las empresas del sector, donde priman los inversionistas institucionales y los fondos de inversión.

Asimismo, se presentaron y analizaron los antecedentes, las controversias y los principales problemas de los tratamientos contables que han surgido para las inversiones capitalizables en la industria. De este análisis quedó claro que el desarrollo de la normatividad contable y las prácticas de general aceptación se dio en los países donde las industrias extractivas presentaron mayor desarrollo. A pesar de que muchos señalan que el proceso de emisión de estándares es un proceso de carácter técnico, aspectos como el poder político y la fortaleza económica de la industria, así como el monto de los aportes realizados a los emisores

normativos anualmente, dejan en evidencia su carácter político, lo que explica porqué a pesar de las diversas iniciativas normativas, se mantiene la codificación voluntaria de prácticas ya existentes y la poca regulación para los tratamientos contables del sector.

Para comprender el alcance de la normatividad y las prácticas de general aceptación empleadas en el sector de exploración y producción que han dado lugar a todas las controversias, se sistematizaron los tratamientos contables vigentes bajo USGAAP e IFRS para el reconocimiento de las inversiones capitalizables. Producto de dicha sistematización, se concluyó que la variedad de alternativas permitidas tanto por la normatividad estadounidense como por los estándares internacionales, dejan a juicio del profesional contable la elección de los conceptos y los desembolsos que se van a considerar como inversiones capitalizables. De esta responsabilidad se resalta la posición vulnerable en la que queda el profesional contable frente a todos los intereses que convergen ante esta elección. Lo anterior, debido a que la representación financiera de una misma realidad económica va a generar resultados completamente diferentes, dependiendo del tipo de erogaciones clasificadas como capitalizables y el criterio de medición posterior, en el caso específico de IFRS.

Como factor adicional, se evidenció que, dependiendo del tamaño de las empresas del sector, puede variar la solidez de sus estructuras de gobierno corporativo. De ello se desprende la rigurosidad e involucramiento de órganos como el Consejo de Administración o Comisiones designadas por este en la definición de las políticas contables. En cualquiera de los escenarios, el profesional contable se ve enfrentando a múltiples retos, especialmente cuando los intereses de los órganos de decisión están más enfocados en la maximización del valor para el accionista que en salvaguardar los intereses de los diversos stakeholders.

Por otra parte, al estar en un escenario de alto grado de incertidumbre directamente asociado a los procesos de exploración y extracción de reservas, sumado a la cuantía de las inversiones realizadas y los intereses y presiones políticas que convergen a la industria, resulta imperativo que los criterios de elección de los tratamientos contables sean conservadores, para

salvaguardar los múltiples intereses, convirtiéndose el juicio profesional en aquel que marca el grado de conservadurismo en dichas elecciones.

Al analizar todos estos elementos en conjunto, queda en evidencia que el profesional contable necesariamente va a requerir una base estructural construida sobre los pilares de juicio profesional, el escepticismo y los principios éticos para elegir, dentro de la gama disponible de otros marcos contables y de prácticas de general aceptación, aquel tratamiento contable que se ajuste a la realidad económica de la transacción. Esto, a su vez, permitiría al profesional contable **NO** ceder ante las presiones de grupos de interés concretos que convergen a la entidad.

Con respecto al estudio de caso realizado, éste permitió confirmar que la generalidad, y en algunos casos ambigüedad de la normativa IFRS, ha generado que los actores clave de la entidad analizada se vieran obligados a acudir a otros marcos normativos y a las prácticas de general aceptación para construir sus políticas contables, buscando analizar las diversas transacciones, hechos y riesgos. Se corroboró que existen complejidades y subjetividades en la industria que exigen más de la capacidad del profesional contable, y que muchos de los tratamientos aplicados por los actores clave en el período analizado fueron conservadores. Sin embargo, también se evidenció que los desembolsos de reparaciones mayores, que en las mejores épocas de la compañía se enviaban al resultado del ejercicio sin analizar si constituían o no una inversión capitalizable, se capitalizaron en el período analizado, con base en los análisis realizados año a año, dado el impacto que dichas reparaciones tenían en el resultado del ejercicio como consecuencia de la crisis del sector de finales de 2014.

Es importante resaltar que, en la fase de exploración y evaluación, la mayoría de los costos capitalizables se constituyen en activos intangibles y derechos que no son fáciles de identificar y/o separar, lo que implica que el juicio profesional ejercido requiera de mayor atención y cuidado por el tipo de erogaciones a las que se les pudiera dar cabida antes de la declaración de comercialidad.

De las percepciones de los actores clave se destaca que consideran una falla que la normativa del sector bajo IFRS esté tan excesivamente inclinada a la aplicación del juicio profesional, ya que las transacciones del sector involucran un grado de incertidumbre muy grande que, combinado con la amplia aplicación del juicio del profesional, pudiera desembocar en errores materiales o sesgos en los estados financieros. Se esperaría que a mayor incertidumbre más regulación, no al contrario.

Al recaer sobre el profesional la responsabilidad de determinar los cursos de acción basados más en su juicio que en la regulación, precisamente por su limitación e inclusive ausencia, el actor clave responsable de la información financiera resalta la importancia de aspectos como la preparación y actualización constante y la capacidad para asumir las tareas encargadas.

De las percepciones de los académicos, se destaca la importancia de las operaciones del sector que reclaman que el regulador ya hubiera hecho una revisión de la normatividad vigente, ya que mientras la regulación mantenga caminos alternativos tan subjetivos para el reconocimiento de inversiones capitalizables que dan lugar a resultados distintos, va a resultar muy complejo diferenciar los comportamientos no éticos de la aplicación de juicios profesionales genuinos ante situaciones de incertidumbre.

La presente investigación buscó una mejor comprensión de la problemática desde diferentes ángulos, estructurando su marco conceptual con base en la literatura existente, pero también analizando la problemática en su contexto organizacional concreto mediante el estudio de caso y los instrumentos elegidos, ya que los límites de la problemática no son fácilmente separables. Recogidos todos estos elementos, resulta pertinente concluir que la incidencia del juicio profesional es **determinante** en la representación financiera de los tratamientos contables aplicados al reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector de exploración y producción, teniendo en cuenta que:

El marco normativo de IFRS favorece la aplicación del juicio profesional en el sector de exploración y producción a través de la poca regulación establecida para éste, las excepciones establecidas en el único estándar de industria, así como en su decisión de delegar a la entidad

que reporta la responsabilidad de establecer en su política contable qué cargos que se reconocen como capitalizables y los tratamientos contables que se desprenden de ello.

Ante este escenario, cada profesional contable que trabaja en el sector acude a otros marcos normativos y prácticas de general aceptación y elige, conforme a su juicio, los tratamientos contables que considera más adecuados para la entidad que reporta. Lo anterior implica que, la calidad de las políticas y los tratamientos contables elegidos van a depender a su vez, de la calidad del profesional que los elige, de su experiencia, su escepticismo, sus principios éticos, entre otros factores determinantes analizados a lo largo de este trabajo. Queda claro que esta libertad puede desembocar tanto en aplicaciones genuinas del juicio profesional como en comportamientos anti-éticos y prácticas de contabilidad creativa.

A estos asuntos se suman todas las presiones e intereses que convergen a las elecciones que este profesional haga, dadas las influencias políticas y económicas, así como el poder de los diversos agentes de la industria. Es apenas lógico que los inversionistas de las diferentes entidades del sector estén interesados en que el área financiera elija la metodología de capitalización y criterios de medición que inclinan la utilidad o pérdida del ejercicio hacia los resultados que les resultan mas favorables o “relevantes”, sin importar si se traducen o no en representaciones financieras razonables, transparentes y adecuadas.

Al realizar una búsqueda exhaustiva, no se encontró en otros trabajos de investigación un enfoque que combinara al mismo tiempo, como en la presente investigación: i) la literatura, normatividad y controversias; ii) el análisis de la problemática tomando como base un estudio de caso, con acceso a los estados financieros, políticas contables, certificaciones de reservas, entre otra información financiera relevante, de una empresa del sector por un período de 5 años; iii) las percepciones de sus preparadores y; iv) el contraste con las opiniones de académicos especializados. Se encontraron investigaciones enfocadas en uno u otro aspecto, con la construcción de ejemplos desde una perspectiva académica, pero no con la profundidad que alcanzó la presente investigación.

En este orden de ideas, este trabajo brinda una visión panorámica de primera mano de cómo profesionales contables del sector conciben los tratamientos de inversiones capitalizables, enfrentan las complejidades y reconocen que aplican su juicio profesional casi en cada paso que dan por la especialidad de la industria y la ausencia de regulación en asuntos de importancia. También brinda la visión de académicos especializados en IFRS y la contrasta con el entendimiento y las opiniones de los responsables de la de información financiera y contable de una empresa del sector en Colombia.

La presente investigación constituye un punto de partida, por ser el análisis de una entidad en particular, que puede ser replicado o ampliado en otras empresas del sector para contrastar los resultados y ampliar las conclusiones. Por la permisividad existente, cada empresa pudiera llegar a resultados distintos por sus elecciones de tratamiento contable desde el planteamiento de la política contable, producto de la aplicación del juicio profesional y de la influencia de los diversos factores y presiones que convergen a las entidades del sector.

Es importante resaltar que, al tratarse de una investigación de tipo cualitativo, el presente trabajo no identifica relaciones causales ni desarrolla mediciones, aspectos que podrían abordarse en futuras investigaciones. Adicionalmente, se realizó la triangulación del entendimiento y opiniones con los actores clave de la organización y expertos académicos independientes, buscando reducir el riesgo de posibles sesgos por la relación de la autora con la empresa objeto del estudio de caso.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH (2019a). Historia del Petróleo en Colombia. Disponible en <http://www.anh.gov.co/portalsegmentacion/Paginas/Historia-del-petroleo-en-Colombia.aspx>.

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH (2019b). Reservas Probadas por Departamento 2018 Colombia. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/modulo-de-gestion-de-reservas>.

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH (2019c). Histórico de Producción de Petróleo 2010-2018. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n>.

AICPA. (2014). Entities with Oil and Gas Producing Activities- AICPA Audit and Accounting Guide. American Institute of Certified Accountants Inc. New York.

Alexander, D. Jermakowicz, E. (2006). A True and Fair View of the Principles/ Rules Debate. Abacus Vol 42 (2). pp. 132-164.

Amat, O., Oliveras, E., y Blake, J. (1999). Working Paper. The struggle against creative accounting: is “true and fair view” part of the problem or part of the solution?. Disponible en: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.200.6511>

Amat, O., y Gowthorpe, C. (2004). Creative accounting: Nature, incidence and ethical issues. Disponible en SSRN: <https://ssrn.com/abstract=563364>.

Banco de la República de Colombia - BanRep (2019). Principales Exportaciones FOB 1970 – 2018. Disponible en <https://www.banrep.gov.co/es/exportaciones>.

Beyersdorff, M., Bonham, M., Carr, L., Chan, V., Chan, W. L., Covic, A., Davies, M., Dekker, P., Dempers, J. Denton, T., Deysel, D., Esterhuizen, D., Hurworth, J., Jindal, P., Jones, T., Kremp, B., Lockhart, D., Luescher, T., MacIntyre, S., Makino, T., Marrion, A., Martin, S., Moll, E., Moore, R., Pankhurst, M., Patel, T., Poddubnaya, A., Pratt, M., Rogerson, T., Seah-Tan, S., Sirocka, A., Teo, C., Varila, M., Waring, T., Watson, J. (2017). International GAAP 2018. Generally Accepted Accounting Reporting Standards. Volume 2. Chapter 41. Extractive Industries. pp. 3151-3374. John Wiley & Sons Ltd.

Central Intelligence Agency – CIA (2019). Principales países importadores de petróleo. Disponible en: <https://www.cia.gov/the-world-factbook/>.

Cerda, H. (2011). Los elementos de la investigación. Bogotá D.C. Cooperativa Editorial Magisterio.

Ciocan, C-C. (2017). True and Fair View: Incentive or Inhibitor for Creative Accounting?. “Ovidius” University Annals, Economic Sciences Series Volume XVII, Issue 1. pp. 451–455.

Congreso de la República de Colombia. (13 de diciembre de 1990). Ley 43 de 1990. Por la cual se adiciona la Ley 145 de 1960, reglamentaria de la profesión de Contador Público y se dictan otras disposiciones. DO: 39602.

Correl, R., Jamal, K. y Robinson, L.A. (2007). Forum: Teaching Professional Judgement in Accounting. Accounting Perspectives Vol. 6 No. 2. pp. 123-140.

Cortese, C., Irvine, H., y Kaidonis, M. (2009). Extractive industries accounting and economic consequences: Past, present and future. Accounting Forum 33. pp. 27–37.

Cortese, C., y Irvine, H. (2010a). Investigating international accounting standard setting: The black box of IFRS 6. Research in Accounting Regulation 22. pp. 87–95.

Cortese, C., Irvine, H., y Kaidonis, M. (2010b). Powerful players: How constituents captured the setting of IFRS 6, an accounting standard for the extractive industries. *Accounting Forum* 34. pp. 76–88.

Cortese, C. L. (2013). Politicisation of the international accounting standard setting process: evidence from the extractive industries. *Journal of New Business Ideas and Trends*, 11 (2). pp. 48-57.

Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol (2014). Nuestra Historia. Disponible en <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/NuestraHistoria>.

Flood, J. M. (2017). GAAP 2017. Interpretation and Application of Generally Accepted Accounting Principles. John Wiley & Sons Inc.

Gibbins, M., Mason, A. (1989). Professional Judgment in Financial Reporting. *The Accounting Review* Vol 64, No 4. pp. 810-811.

IASB (2005). IFRS 6 - Exploración y Evaluación de Recursos Minerales, Fundamentos de Conclusión. International Financial Reporting Standards. Disponible en: <http://www.ifrs.org/>

IASB (2016). International Accounting Standards, Part A. International Financial Reporting Standards. Disponible en: <http://www.ifrs.org/>

IASB (2016). International Accounting Standards, Part B. International Financial Reporting Standards. Disponible en: <http://www.ifrs.org/>

IASB (2016). International Accounting Standards, Part C. International Financial Reporting Standards. Disponible en: <http://www.ifrs.org/>

IASB (2018a). Conceptual Framework for Financial Reporting. International Financial Reporting Standards. Disponible en: <http://www.ifrs.org/>

IASB (2018b). Staff Paper February 2018. IASB Agenda Ref 8. Disponible en <https://www.ifrs.org/projects/work-plan/>.

International Federation of Accountants – IFAC (2019). Norma Internacional de Auditoría 200. Objetivos Globales del Auditor Independiente y Realización de la Auditoría de Conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

International Ethics Standards Board of Accountants – IESBA (2018). Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad. Disponible en: <https://www.ifac.org/system/files/publications/files/Final-Pronouncement-The-Restructured-Code-ES.pdf>

Ivan, I. (2016), The importance of professional judgement applied in the context of the International Financial Reporting Standards, *Audit Financiar*, vol. XIV, No. 10 (142). pp. 1127-1135.

Jones, M. (2011). *Creative Accounting, fraud and international accounting scandals*. John Wiley & Sons Ltd.

Katz, L. C. (1985). Oil and gas: A compromise method of accounting. *Journal of Accountancy*, 159(6). pp. 116–124.

Luther, R. (1996). The development of accounting regulation in the extractive industries. *The International Journal of Accounting*, 31(1). pp. 67–93.

Mayorga G, F. (2016). La industria petrolera en Colombia. *Revista Credencial Digital*. Disponible en <http://www.revistacredencial.com/credencial/historia/temas/la-industria-petrolera-en-colombia>

Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development. (2019a). British Geological Survey 1913 a 1969 - Informes históricos de producción de Petróleo por país. Disponible en: <https://www2.bgs.ac.uk/mineralsuk/statistics/worldArchive.html>.

Minerals UK Centre for Sustainable Mineral Development. (2019b). British Geological Survey 1970 a 2018 - Informes históricos de producción de Petróleo por país. Disponible en: <https://www2.bgs.ac.uk/mineralsuk/statistics/wms.cfc?method=searchWMS>.

Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (2019). Histórico de Noticias. Suben las reservas de petróleo en Colombia a 6,2 años. Disponible en <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24107159>.

Mora, J., Martínez, O., Pardo, M. y Cantillo, J. (2015). Crisis de la representación contable en la industria petrolera: ensamblando heteroglosias de poder hacia el acto ético. Rev. Cient. Gen. José María Córdova 13(15), pp. 271-288.

Oil Industry Accounting Committee – OIAC (2001). SORP – Statement of Recommended Practice. Accounting for Oil and Gas Exploration, Development, Production and Decommissioning Activities. Institute of Petroleum, London.

Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC (2019a). About Us – Member Countries. Disponible en https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm.

Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC (2019b). Annual Statistical Bulletin 2018. Disponible en: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB%202018.pdf

Pardo, P. (2014). El Gran Ganador de la Guerra del Petróleo. Diario el Mundo. Disponible en <https://www.elmundo.es/internacional/2014/12/04/547f7ef522601d44468b4575.html>.

Quivy, R. y Carnpenhoudt, L.C. (2005). Manual de investigación en ciencias sociales. México D.F. Editorial Limusa S.A. de C.V.

Remenarić, B, Kenfelja, I, Mijoč, I. (2018). Creative accounting – Motives, techniques and possibilities of prevention. Econoviews, God. XXXI, BR. 1/2018. pp. 193-199.

Sáenz, J. (2018). Oro negro: los 100 años de la industria petrolera. Diario El Espectador Disponible en <https://www.elespectador.com/economia/oro-negro-los-100-anos-de-la-industria-petrolera-articulo-752763>.

Santiago R., Miguel A. (1986). Crónica de la Concesión de Mares. Empresa Colombiana de Petróleos.

Ștefan-Duicu, V.M. (2017). Conceptual and regulatory delimitations of the professional judgment within an economic environment. Challenges of the Knowledge Society, Vol 7. pp 747-751.

Society of Petroleum Engineers – SPE (2018). Petroleum Resources Management System – PRMS. Disponible en <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018/>

Sunder, S. (2009). “True and Fair” as the Moral Compass of Financial Reporting. Basado en el discurso de apertura del Simposio de Ética de la American Accounting Association , Nueva York, Agosto 2 de 2009. Revisado en Septiembre 15 de 2009.

Van Riper, R. (1994). Setting standards for financial reporting: FASB and the struggle for control of a critical process. Connecticut, USA. Quorum Books.

Vásquez, R. (2002). Impacto de la subjetividad de la información contable en la ética profesional. En: Revista Legis No 11 Jul.-Sep. 2002.

Vassiliou, M.S. (2018). *Historical Dictionary of Petroleum Industry*. Second Edition. London. Rowman & Littlefield.

Whittred, G.P. (1978). Accounting for the Extractive Industries: Use of Abuse of the Matching Principle. *Abacus* December 1978. pp. 154-161.

Yin, R. (2002). *Case of Study Research. Design and Methods*. Second Edition. London, SAGE Publications.

Zeff, S. A. (1978). The rise of 'economic' consequences. *Journal of Accountancy*, 146(6). pp. 56-63.

ANEXO I – ENTREVISTA SEMIESTRUCTURADA PARA PROFESIONALES

Objetivo

Lograr, mediante las preguntas planteadas, que el entrevistado se exprese con un alto grado de libertad acerca de los temas sugeridos, para evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables de inversiones capitalizables en la industria petrolera.

Parte I – Información demográfica

1. ¿Cuál es su nivel de estudios? Por favor indique el título obtenido en cada caso, según aplique.

- a) Pregrado _____
- b) Posgrado – Especialización _____
- c) Posgrado – Maestría _____
- d) Otro. ¿Cuál? _____

2. Por favor indique a continuación el (los) sector(es) donde ha obtenido su experiencia profesional (en caso de haber trabajado en más sectores, para efectos de esta guía, mencione los que considera han enriquecido en mayor forma su carrera profesional):

Sector	Años experiencia

3. Por favor indique a continuación su cargo actual y sus tres (3) principales responsabilidades:

Cargo	Principales Responsabilidades

4. ¿Cuenta con personal a cargo?
- Si
 - No

En caso afirmativo indique a continuación el número de personas y sus perfiles (auxiliares, analistas, supervisores, gerentes, etc)

Perfil	No. de personas

Parte II – Contabilidad y el Sector de Exploración y Producción

- ¿Cuáles marcos normativos conoce, que incluyan lineamientos para el tratamiento contable de inversiones capitalizables?
- ¿Con cuáles metodologías de reconocimiento contable de inversiones capitalizables se encuentra familiarizado?
- ¿Qué sabe sobre las prácticas contables de general aceptación de la industria petrolera para el reconocimiento de inversiones capitalizables?
- ¿A cuáles complejidades considera que se enfrenta un profesional contable/financiero en la preparación y revelación de información financiera del sector petrolero?
- ¿Considera que algunos de los tratamientos contables de la capitalización de inversiones entrañan problemas éticos? ¿cómo cuáles?

Parte III – Opiniones respecto a la contabilidad en el sector de Hidrocarburos

10. ¿Con cuál (es) tratamiento (s) contable (s) de capitalización de inversiones capitalizables se identifica?
11. ¿Cómo considera que el criterio de capitalización de las inversiones asociadas a actividades de exploración podría variar de acuerdo con el tamaño y estructura de la empresa que las esté realizando?
12. ¿Cómo definiría los términos incertidumbre, prudencia y juicio profesional?
13. ¿Cómo considera que incide el juicio profesional en la elección de los tratamientos contables para el reconocimiento de inversiones capitalizables en el sector?
14. ¿Cómo considera que puede llegar a afectar un mayor o menor grado de incertidumbre en la elección de determinado tratamiento contable para el reconocimiento contable de inversiones capitalizables?

Perfil de los Entrevistados

Entrevistado 1

- i) Nivel de escolaridad de posgrado – MBA. Licenciado en Económicas y Diplomado en Ciencias Empresariales en España.
- ii) Más de 20 años de experiencia profesional, de los cuales 10 años corresponden al sector de hidrocarburos fósiles y renovables, así como energías diversas.
- iii) Sus responsabilidades corporativas se enmarcan en la posición de Dirección Financiera con diversas gerencias y perfiles profesionales a su cargo en varios países.

Entrevistado 2

- i) Nivel de escolaridad de posgrado – Especialización en Finanzas. Ingeniera Industrial de profesión.
- ii) Más de 20 años de experiencia profesional, todos en la industria petrolera, en el sector de exploración y producción.

- iii) Sus responsabilidades corporativas se enmarcan en la posición de Dirección Financiera y Administrativa, con las gerencias de finanzas, tesorería, compras y recursos humanos a su cargo.

Entrevistado 3

- i) Nivel de escolaridad de posgrado – Especialización en Finanzas y en Mercado de Capitales. Certificaciones internacionales con el ICAEW en IFRSs, ISAs, ISAs para Pymes. Contador Público de profesión.
- ii) Más de 15 años de experiencia profesional, de los cuales 8 años han sido en la industria petrolera en el sector de exploración y producción.
- iii) Sus responsabilidades corporativas se enmarcan en la posición de Gerencia Financiera cubriendo las áreas de contabilidad, impuestos, así como relaciones con socios y cuenta conjunta, con un total de 12 personas a cargo, todos contadores, con variados perfiles profesionales.
- iv) Este entrevistado demuestra un conocimiento amplio y un dominio extenso de los temas contables y financieros con el sector, siendo una de las fortalezas de la Gerencia Financiera de la entidad objeto del estudio de caso. Se encuentra a cargo de todas las decisiones y tratamientos financieros y contables de inversiones capitalizables.

Entrevistado 4

- i) Nivel de escolaridad de posgrado – Especialización en Gerencia Tributaria. Certificación con el ICAEW en IFRSs. Contador Público de profesión.
- ii) 12 años de experiencia profesional, de los cuales 7 años han sido en la industria petrolera en el sector de exploración y producción.
- iii) Sus responsabilidades corporativas se enmarcan en la posición de Coordinador de Impuestos con dos personas a cargo, con responsabilidades previas de contabilización, conciliación y análisis de compras destinadas a Capex y a Opex.

ANEXO II – ENTREVISTA SEMIESTRUCTURADA PARA ACADÉMICOS

Objetivo

Lograr, mediante las preguntas planteadas, que el entrevistado se exprese con un alto grado de libertad acerca de los temas sugeridos, para evaluar la incidencia del juicio profesional en la representación financiera de los tratamientos contables de inversiones capitalizables en la industria petrolera.

Parte I – Información demográfica

1. ¿Cuál es su nivel de estudios? Por favor indique el título obtenido en cada caso, según aplique.

- a) Pregrado _____
- b) Posgrado – Especialización _____
- c) Posgrado – Maestría _____
- d) Otro. ¿Cuál? _____

2. Por favor indique a continuación las áreas de profundización en las que ha obtenido su experiencia académica y los años dedicados a cada una (por ejemplo: auditoría interna, revisoría fiscal – auditoría externa, contabilidad financiera, contabilidad de gestión):

Área de profundización	Años experiencia

3. Por favor indique a continuación el (las) área (as) a la (s) que más horas de investigación y enseñanza dedica actualmente:

Principales áreas

4. Por favor indique a continuación el área de profundización en programas de pregrado, posgrado y programas de extensión (diplomados, capacitaciones, etc) en la que considera tiene mayor experiencia.

Programa	Área de profundización
Pregrado	
Posgrado	
Programas de extensión	

Parte II – Contabilidad y el Sector de Exploración y Producción

5. ¿Cuáles marcos normativos conoce, que incluyan lineamientos para el tratamiento contable de inversiones capitalizables?
6. ¿Con cuáles metodologías de reconocimiento contable de inversiones capitalizables se encuentra familiarizado?
7. ¿Qué sabe sobre las prácticas contables de general aceptación de la industria petrolera para el reconocimiento de inversiones capitalizables?
8. ¿A cuáles complejidades considera que se enfrenta un profesional contable/financiero en la preparación y revelación de información financiera del sector petrolero?
9. ¿Considera que algunos de los tratamientos contables de la capitalización de inversiones entrañan problemas éticos? ¿cómo cuáles?

Parte III – Opiniones respecto contabilidad en el sector de Hidrocarburos

10. ¿Cómo definiría los términos incertidumbre, prudencia y juicio profesional?
11. ¿En cuáles aspectos considera que la normatividad contable existente y aplicable al sector pudiera dar lugar a diferencias de opinión acerca de cómo una entidad debe reconocer y revelar varias de sus transacciones, hechos y riesgos?
12. ¿Qué opina de la posición de investigadores que afirman que el uso de una sola metodología de reconocimiento de inversiones capitalizables tendría implicaciones diferenciadas para todas las empresas pertenecientes al sector petrolero?

- 13.** Algunos colegas afirman que el estándar emitido por el IASB para la etapa de exploración y evaluación del sector de exploración y producción (IFRS 6) no cuenta con los lineamientos básicos para regular las actividades de la etapa considerada como más riesgosa del sector. ¿Qué opina de estas afirmaciones?
- 14.** ¿Cómo considera que las nociones de juicio profesional y ética inculcadas a los profesionales contables/financieros en su formación académica influyen en la elección de los tratamientos contables para el reconocimiento de inversiones capitalizables?

Perfil de los Entrevistados

Entrevistado 1

- i)** Nivel de escolaridad de posgrado – Especialización en Impuestos y en Contabilidad Financiera Internacional. Contador Público de profesión.
- ii)** Más de 15 años de experiencia profesional, de los cuales 12 años han sido en contabilidad financiera y 10 años en impuestos en el área docente.
- iii)** Su principal área de énfasis en la docencia ha sido la de los Estándares Internacionales de Información Financiera en programas de pregrado, posgrado y extensión como diplomados.

Entrevistado 2

- i)** Nivel de escolaridad de posgrado – Especialización en Impuestos y en Contabilidad Financiera Internacional. Contador Público de profesión.
- ii)** Más de 15 años de experiencia profesional, de los cuales todos han sido dedicados a contabilidad financiera y a contabilidad internacional en el área docente.
- iii)** Su principal área de énfasis en la docencia ha sido la de los Estándares Internacionales de Información Financiera en programas de pregrado, posgrado y extensión como diplomados.