



# Tesis de Maestría

## POSICIONAMIENTO ESTRATÉGICO EN LA INDUSTRIA DEL *OIL & GAS*

Alumno: Fernando José Miguens

Tutor: Leonardo Monsalvo

Año: 2021

Lugar: Ciudad Autónoma de Buenos Aires



## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia, especialmente a mi mujer por apoyarme en todos mis proyectos y por haberme ayudado para cursar, estudiar y hacer la tesis en un contexto de pandemia, de cuarentena prolongada y con nuestro primer hijo que nació en el inicio de la cursada.

A los integrantes del equipo “Los Granaderos” del EMBA 19, con los que aprendí muchísimo y que con su apoyo simplificamos mucho todas las actividades en las que nos tocó emprender.

A toda la camada del EMBA 19 por los grandes aprendizajes, la enriquecedora diversidad de opiniones y el excelente grupo que formamos.

A todo el equipo del EMBA de la UTDT por haber sabido adaptarse al difícil contexto, haber dado lo mejor de sí y haber logrado mantener la calidad del programa en todo momento.

## RESUMEN

Históricamente, debido a la escasez de reservas de petróleo, el modelo de negocio de la industria se basaba en el riesgo que conllevaba descubrir nuevos recursos para así aumentar dichas reservas. Debido a los precios altos de los últimos años que incentivaron la exploración y a los avances tecnológicos que permitieron descubrir nuevas fuentes de recursos (*shale, tight* y *oil sands*<sup>1</sup>) se logró vencer esta escasez. De esta manera, al contar con los recursos necesarios, el modelo de negocio comienza a migrar hacia un modelo de eficiencia, en el cual el negocio pasa por cómo convertir esos recursos en reservas de la manera más eficiente posible. El problema es que muchos jugadores de la industria no logran adaptarse a este cambio de modelo y siguen posicionándose en base al modelo anterior.

En este contexto es que el autor desarrolla esta tesis con una metodología analítica y de investigación, en la cuál a través de un marco teórico compuesto por un análisis de la industria, de las principales variables de los activos y de la evolución de la distribución mundial del capital, pueda demostrar como el negocio está migrando hacia un modelo basado en la eficiencia de convertir estos recursos en reservas.

Los principales resultados permiten determinar, para la compañía objeto de estudio (internacional, independiente, de tamaño medio, del segmento del *upstream*<sup>2</sup> de la industria del *Oil & Gas*), dentro de un contexto de precios de gran volatilidad, la necesidad de posicionarse estratégicamente en activos con ciclos de vida más avanzados, dejando de explorar en zonas de alto riesgo y enfocándose en las ventajas competitivas que le permitan desarrollar un negocio más eficiente.

**PALABRAS CLAVE:** Recursos, Reservas, Riesgo, Eficiencia, Posicionamiento Estratégico

---

<sup>1</sup> Ver capítulo II: Activos de *Oil & Gas*

<sup>2</sup> *Upstream*: Ver capítulo I.V.: Cadena de valor.



## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	7
<b>CAPITULO I: INDUSTRIA DEL OIL &amp; GAS EN EL MUNDO .....</b>	<b>11</b>
<b>I.I. UN POCO DE HISTORIA .....</b>	<b>11</b>
<b>I.II. OFERTA.....</b>	<b>14</b>
<b>I.III. DEMANDA .....</b>	<b>19</b>
<b>I.IV. TRANSICIÓN ENERGÉTICA .....</b>	<b>23</b>
<b>I.V. CADENA DE VALOR .....</b>	<b>28</b>
<b>I.V.I. UPSTREAM .....</b>	<b>28</b>
<b>I.V.II. MIDSTREAM .....</b>	<b>29</b>
<b>I.V.III. DOWNSTREAM .....</b>	<b>29</b>
<b>I.VI. MAPA CORPORATIVO DEL SEGMENTO UPSTREAM .....</b>	<b>30</b>
<b>I.VI.I. NOCs .....</b>	<b>31</b>
<b>I.VI.II. MAJORS.....</b>	<b>31</b>
<b>I.VI.III. IOCs.....</b>	<b>31</b>
<b>I.VI.IV. INDEPENDIENTES Y JUNIORS.....</b>	<b>32</b>
<b>I.VII. ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD .....</b>	<b>33</b>
<b>I.VII.I. ENTRADA DE NUEVOS COMPETIDORES.....</b>	<b>35</b>
<b>I.VII.II. AMENAZA DE PRODUCTOS SUSTITUTOS .....</b>	<b>36</b>
<b>I.VII.III. PODER DE NEGOCIACION DE LOS CLIENTES.....</b>	<b>36</b>
<b>I.VII.IV. PODER DE NEGOCIACION DE LOS PROVEEDORES .....</b>	<b>38</b>
<b>I.VII.V. RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES EXISTENTES .....</b>	<b>38</b>
<b>CAPITULO II: ACTIVOS DE OIL &amp; GAS .....</b>	<b>40</b>
<b>II.I. CICLO DE VIDA DE LOS ACTIVOS .....</b>	<b>40</b>
<b>II.II. UBICACIÓN .....</b>	<b>42</b>
<b>II.III. TIPO DE RESERVORIO .....</b>	<b>43</b>
<b>II.IV. TIPO DE HIDROCARBURO.....</b>	<b>44</b>
<b>II.IV.I. PETRÓLEO .....</b>	<b>44</b>
<b>II.IV.II. GAS NATURAL .....</b>	<b>45</b>
<b>II.V. MARCO CONTRACTUAL E IMPOSITIVO .....</b>	<b>45</b>
<b>II.VI. PERFIL DE FLUJO DE FONDOS .....</b>	<b>46</b>
<b>II.VII. RIESGO GEOLÓGICO Y COMERCIAL .....</b>	<b>47</b>
<b>II.VIII. VALUACION DE ACTIVOS.....</b>	<b>48</b>
<b>CAPITULO III: DISTRIBUCION MUNDIAL DEL CAPITAL .....</b>	<b>52</b>



<b>CAPITULO IV: CAMBIO DEL MODELO DE NEGOCIO DEL RIESGO A LA EFICIENCIA .....</b>	<b>56</b>
<b>CAPITULO V: POSICIONAMIENTO ESTRATEGICO .....</b>	<b>59</b>
<b>V.I. MANIFIESTO DE ESTRATEGIA.....</b>	<b>61</b>
<b>V.I.I. OBJETIVO .....</b>	<b>61</b>
<b>V.I.II. ALCANCE.....</b>	<b>61</b>
<b>V.I.II.I. UPSTREAM .....</b>	<b>62</b>
<b>V.I.II.I.I. EXPLORACION .....</b>	<b>62</b>
<b>V.I.II.I.II. MEJORA DEL FACTOR DE RECOBRO .....</b>	<b>64</b>
<b>V.I.II.I.III. FUSIONES Y ADQUISICIONES .....</b>	<b>65</b>
<b>V.I.II.II. DIVERSIFICACIÓN .....</b>	<b>65</b>
<b>V.I.III. VENTAJA COMPETITIVA.....</b>	<b>66</b>
<b>V.II. DEFINICIONES PARA LA COMPAÑÍA OBJETO DE ESTUDIO.....</b>	<b>68</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>71</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA Y LINKS DE INTERÉS .....</b>	<b>73</b>



## LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de precios del Petróleo y principales hitos (1861-2019).....	13
Figura 2: Esquema de clasificación de recursos y reservas.....	16
Figura 3: Distribución de reservas probadas de petróleo y gas natural.....	17
Figura 4: Producción de petróleo y gas natural.....	18
Figura 5: Recursos remanentes de petróleo y gas natural técnicamente recuperables.....	19
Figura 6: Consumo de petróleo y gas natural.....	21
Figura 7: Consumo de combustibles líquidos.....	22
Figura 8: Participación histórica de fuentes de energía primaria.....	23
Figura 9: Consumo mundial de fuentes de energía primaria.....	24
Figura 10: Evolución de las estrategias de las <i>Majors</i> .....	26
Figura 11: Tecnologías de energías renovables más empleadas por las <i>Majors</i> .....	27
Figura 12: Cadena de valor de los hidrocarburos.....	29
Figura 13: Participación de reservas, producción e inversiones de compañías de petróleo y gas natural.....	33
Figura 14: 5 fuerzas de Porter.....	34
Figura 15: Ciclo de vida del activo.....	42
Figura 16: Operación Onshore / Offshore / Offshore Inland.....	42
Figura 17: Yacimiento Convencional y No Convencional.....	43
Figura 18: Condiciones fundamentales para descubrir hidrocarburos.....	47
Figura 19: Representación de cálculo de VE.....	49
Figura 20: Evolución distribución de S&P 500 por sector.....	53
Figura 21: Objetivos de las <i>Majors</i> frente a cero emisiones de dióxido de carbono.....	54

## INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, pareciera que en el mundo la única constante es el cambio. Los puntos de referencia en los que antes se apoyaba la sociedad y en los que encontraba seguridad han dejado de cumplir esa función y lo único que parecería cierto es que el estado de cambio continuo llegó para quedarse y que los sobrevivientes serán los que mejor se adapten.

Del mismo modo, nuevas generaciones con nuevos valores y nuevas perspectivas de vida están empujando este cambio y están exigiendo modelos de desarrollo más integrales, incorporando al objetivo de aumentar la rentabilidad, el impacto social y el medio ambiental en un marco de un estilo de vida también más integral, buscando un equilibrio entre la vida profesional y la personal.

Dentro de este contexto, se encuentran las empresas que tienen que adaptarse a estas nuevas exigencias. Particularmente la industria del *Oil & Gas*, industria tradicionalmente de alto riesgo, que se encuentra dentro de un sector que está atravesando una fuerte transición energética desde fuentes no renovables hacia fuentes renovables. Asimismo, pareciera que la pandemia del COVID-19 ha adelantado el *peak oil*<sup>3</sup> y por el lado de la oferta pareciera que actualmente el mundo ya podría contar con las reservas y los recursos necesarios para poder cubrir la demanda sin necesidad de descubrir nuevas acumulaciones de hidrocarburos. Finalmente, todo esto dentro de un contexto de precio del petróleo que se encuentra fluctuando considerablemente a lo largo de estos últimos años.

Del mismo modo, las compañías dentro de la industria del *Oil & Gas* parecen haber perdido mucho protagonismo en términos de valor en el mercado a lo largo de los últimos diez años trasladando su valor hacia otros rubros como por ejemplo el de la

---

<sup>3</sup> *Peak Oil*: hito a partir del cual la demanda de petróleo comenzaría a declinar sucesivamente en el tiempo



tecnología de la información o el de los servicios de telecomunicación<sup>4</sup>. Por un lado, esto podría deberse a una aceleración del *peak oil* y asimismo por un posible cambio de modelo de negocio de riesgo hacia uno de eficiencia en el cual el retorno dejaría de reflejar el riesgo de descubrir nuevas acumulaciones de petróleo, dado que ya habría suficientes reservas y recursos para cubrir la demanda a largo plazo, para reflejar un modelo más competitivo basado en la eficiencia de producir los hidrocarburos ya descubiertos. Asimismo, la revolución informática también está contribuyendo a este cambio impactando de manera disruptiva en la Industria, mejorando la tecnología y así generando grandes avances en materia de eficiencia.

A su vez, los modelos de negocio de las energías renovables son modelos de eficiencia y en consecuencia de tasas de retorno bajas, más parecidos al modelo de negocio de las utilidades (p. ej. Distribuidoras de gas natural o de energía eléctrica) en donde el riesgo del negocio es moderado, requiriendo de importantes inversiones al inicio del proyecto y cuyos ingresos son a través de tarifas que aseguran una rentabilidad razonable al riesgo moderado incurrido. De esta manera si el negocio del *upstream* de *Oil & Gas* migrara a un modelo de negocio más competitivo y eficiente con retornos más bajos, el mercado podría traducir este cambio de modelo de negocio de tasas de retorno más bajas en una caída de valor en las valuaciones de las compañías en el mercado.

Dentro de este contexto, es que surgen las siguientes preguntas: ¿La industria del *Oil & Gas* a llegado a su *peak oil*?, ¿Es necesario descubrir nuevos recursos o basta con convertir los ya existentes en reservas?, ¿Qué variables hacen que un activo sea más competitivo y eficiente?, ¿El mercado ya está descontando esta migración de modelo de negocio hacia uno basado en la eficiencia?, ¿Cuáles son las implicancias de este cambio en el modelo de negocio?, ¿Cómo deben posicionarse las compañías ante este cambio del modelo de negocio?

---

<sup>4</sup> Ver capítulo III: Distribución Mundial del Capital





Para responder a las siguientes preguntas, la metodología a emplear se basará en un análisis de investigación de la industria del *Oil & Gas* a nivel mundial, el cual va a estar compuesto por un estudio de oferta y demanda y un análisis del impacto de la transición energética, una descripción de la cadena de valor de la industria con todos sus segmentos, un detalle del mapa corporativo con los principales jugadores de la industria y un análisis de competitividad desarrollado a partir de la herramienta de las cinco fuerzas de Porter. Por otro lado, se desarrollará un análisis descriptivo con las principales variables que impactan en la competitividad de un activo, se realizará un análisis de los tipos de riesgos asociados durante el ciclo de vida de los mismos y la determinación del valor esperado de un activo. Además, se realizará un análisis de la evolución de la distribución mundial de capital. Una vez finalizado el marco teórico se condensarán los análisis y los resultados y se determinarán las implicancias que el cambio de modelo de negocio tendrá en la industria. Por último, con el fin de enmarcar y delinear la estrategia de posicionamiento se utilizará la implementación del manifiesto estratégico.

De esta manera, la siguiente tesis está formada por cinco capítulos y una conclusión final y su estructura está compuesta en primer lugar por un marco teórico donde se desarrollan los análisis y las investigaciones y en segundo lugar por un marco empírico en el cual se abordará la problemática y donde se concluirán las líneas de acción a tomar para determinar el posicionamiento adecuado para la compañía objeto de estudio.

Por el lado del marco teórico, el primer capítulo describe un análisis de la industria del *Oil & Gas* mundial con una breve historia, oferta, demanda, transición energética, cadena de valor, mapa corporativo y un análisis de competitividad. El objetivo principal de este primer capítulo es describir y analizar las principales características de la industria y su contexto actual, teniendo en cuenta los grandes cambios que viene atravesando.



En el segundo capítulo, se abordará un análisis de los activos de *Oil & Gas*, donde se realizará una evaluación de las distintas variables que determinan su competitividad como el ciclo de vida, ubicación, tipo de reservorio y de hidrocarburo, marco contractual e impositivo en el que se encuentra, perfil del flujo de fondos, riesgo geológico y el comercial. El objetivo del capítulo es describir las principales características de los activos y como las mismas determinan que uno sea más competitivo y eficiente que otro.

Finalmente, en el tercer capítulo se realizará un análisis de evolución de la distribución mundial de capital durante los últimos años con el objetivo de poder determinar si es que el mercado ya se encuentra descontando un cambio de modelo de negocio y como los distintos jugadores del mercado están posicionándose frente a los mismos.

Por el lado del marco empírico, el mismo está compuesto por el capítulo cuarto, el cual tiene por objetivo describir el cambio del modelo de negocio del riesgo a la eficiencia, sus implicancias y líneas de acción, mientras que el quinto abordará desde el punto de vista estratégico como implementar un posicionamiento adecuado.



## MARCO TEÓRICO

### CAPITULO I: INDUSTRIA DEL OIL & GAS EN EL MUNDO

En el presente capítulo se realiza un análisis de la industria del *Oil & Gas*, con una breve reseña histórica de la industria, un análisis de oferta y demanda, el impacto que tiene la transición energética en el futuro. A su vez se describirá un análisis de la cadena de valor de la industria, un análisis competitivo y un mapa corporativo del sector del *upstream*.

#### I.I. UN POCO DE HISTORIA

Si bien se cree que el petróleo fue descubierto hace más de cuatro mil años y que su uso fue variando de distintas formas, como material de construcción, fines medicinales, iluminación, calefacción y combustión entre los más destacados. Los primeros pozos de petróleo conocidos se perforaron en China, los cuales estaban conectados a través de cañas de bambú que podían llegar a alcanzar profundidades de doscientos metros y se utilizaba para calentar la salmuera y así evaporar el agua y obtener la sal.

En el siglo XIX, comienza la historia moderna de la industria, con la aparición de la refinación de la parafina a partir de petróleo crudo (James Young - Derbyshire Inglaterra - 1847) y de la perforación del, considerado popularmente, primer pozo moderno (Edwin Drake-Titusville, Pennsylvania, Estados Unidos-1859), que permitió escalar la producción<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> “El abecé del Petróleo y Gas en el Mundo y en la Argentina”, IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas), Argentina, Junio 2018.



Por el lado de la demanda, la industria creció en el siglo XIX impulsado por la demanda de kerosene y las lámparas de petróleo que sustituían al aceite de ballena, que era muy difícil de conseguir. Pero fue el valor estratégico militar naval el que potenció la industria, cuando en 1910 el almirante Fischer, de la flota británica, decidió reemplazar al carbón por gasoil para que los buques alcancen mayor potencia y velocidad. Más tarde se extendió su uso en los generadores de vapor, hornos industriales y al resto de los medios de transporte<sup>6</sup>.

Finalmente, a través del desarrollo masivo de la industria del automóvil liderada por la producción en serie de Henry Ford, la mejora en los procesos de refinación y el desarrollo de los motores de combustión interna, comenzó a aumentar fuertemente la demanda de petróleo y así comenzó a ganarle terreno al carbón.

En el mapa corporativo, la primera compañía *Major*<sup>7</sup> que surge es la *Standard Oil*, fundada en Estados Unidos por John D. Rockefeller en 1870, la cual dominó claramente el mercado en los próximos 25 años y luego, acusada de monopolio por el gobierno de los Estados Unidos, fue obligada a disolverse en 34 compañías independientes. Luego a medida que iba creciendo el mercado, comenzaron a emerger otras compañías en Europa y Asia como la Royal Dutch, Shell y la Anglo-Persian (*BP-British Petroleum*). Así mismo, a medida que los descubrimientos iban aumentando y dado el interés estratégico que iba incrementando, comenzaron a surgir las NOCs<sup>8</sup> (*National Oil Companies*) como Saudi-Aramco, *National Iranian Oil Company*, PDVSA (Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima), CNPC (*China National Petroleum Corporation*).

Hasta la segunda guerra mundial y antes del auge de la OPEP (organización de países productores de petróleo), el mercado era prácticamente un cartel, dominado por las llamadas siete hermanas o también denominadas *Majors* que en su

---

<sup>6</sup> Yergin, Daniel, "The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power", Free Press, Estados Unidos, Octubre 1990.

<sup>7</sup> *Major*: Ver capítulo I.VI.: Mapa Corporativo

<sup>8</sup> NOCs: *National Oil Companies*: Ver capítulo I.VI.: Mapa Corporativo

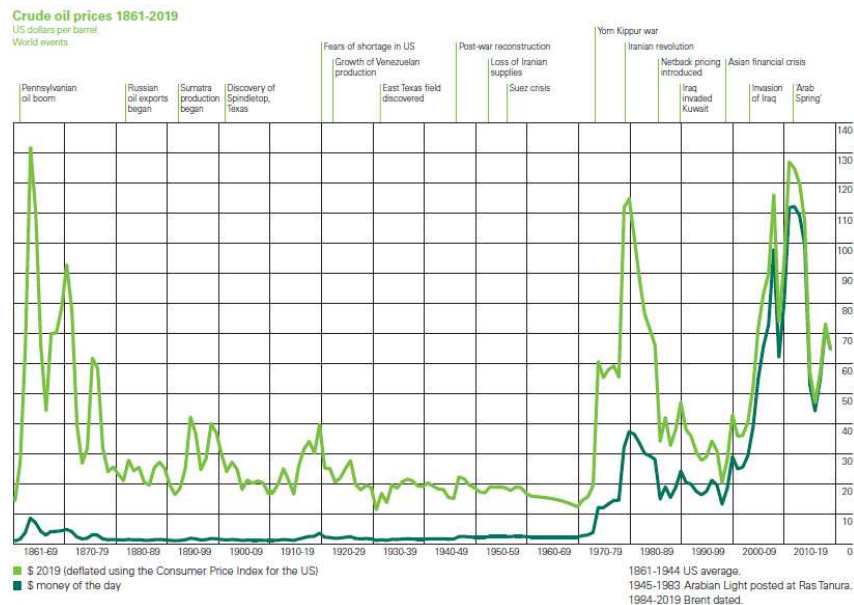


momento eran Exxon, Mobil, Shell, Texaco, British Petroleum, Chevron y Gulf. Estas compañías controlaban la economía del petróleo manejando el flujo de petróleo, la refinación y el mercado de los productos refinados.

En 1960 se funda la OPEP por los principales países exportadores de petróleo del mundo que eran Irá, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. A partir de ese momento, la OPEP, buscó coordinar la producción y el suministro de petróleo con el objetivo de buscar estabilidad y prosperidad para el mercado mundial de petróleo.

Durante los años setenta, la tensión política en medio oriente fue provocando una gran inestabilidad en el suministro de petróleo que derivó en sucesivas crisis del petróleo afectando los precios (Figura 1) y fue develando la gran dependencia que occidente tenía sobre el mismo<sup>9</sup>.

**Figura 1: Evolución de precios del Petróleo y principales hitos (1861-2019)**



*Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2020*

<sup>9</sup> “BP Statistical Review of World Energy 2020”, British Petroleum, Reino Unido, 2020. Descargado el 04/02/2021 de dirección URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy>



En 1997, los países industrializados se comprometen en Kyoto y acuerdan reducir para mediados de la década del 2010 el 5% de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera en relación a los niveles de 1990. Este es considerado como uno de los primeros hitos en los cuales el mundo toma conciencia del grave impacto de las emisiones de dióxido de carbono en el medioambiente y la necesidad de comenzar a reducirlas.

## I.II. OFERTA

Por el lado de la oferta, para comprender como a partir de las acumulaciones de un yacimiento se pueden determinar cuáles son sus reservas y los recursos potenciales a convertirse en reservas, se necesita comprender los siguientes conceptos: **hidrocarburo original in situ, factor de recobro, recursos, reservas y producción**. La metodología internacional comúnmente aceptada es la PRMS (*Petroleum Resources Management System*) emitida por la SPE (*Society of Petroleum Engineers*)<sup>10</sup> y el esquema de resumen de la metodología es la que aparece en la Figura 2. Las reservas de petróleo y gas son el volumen de hidrocarburos de un yacimiento descubierto, que será posible producir en el tiempo (técnicamente recuperable) en condiciones económicamente rentables (económicamente recuperable). Así el concepto de reserva conlleva las condiciones de recurso descubierto y recuperable técnica y económicamente/comercialmente para ser producido en el futuro.

Para determinar las reservas se debe partir de la determinación del hidrocarburo in situ o recurso también llamado PIIP (*Petroleum Initially-In-Place* y dependiendo del tipo de hidrocarburo también llamado *Original Oil/Gas In Place - OOIP/OGIP*) que es la totalidad del volumen de gas o petróleo que se estima existe en el subsuelo, llevado a condiciones de superficie, el cual incluye hidrocarburo descubierto o no,

---

<sup>10</sup> "Petroleum Resources Management System", SPE (Society of Petroleum Engineers), Estados Unidos, Junio 2018.



recuperable o no, comercial o no y también comprende también aquellos volúmenes ya producidos.

Las reservas de un yacimiento son sólo una fracción del PIIP, ya que nunca se logra recuperar la totalidad del volumen. El factor que determina la estimación de cual será ese volumen recuperado es el factor de recobro que depende de las características geofísicas del subsuelo y las propiedades físicas del hidrocarburo<sup>11</sup>.

De acuerdo al grado de confianza de recuperar volúmenes técnica y económicamente factibles las reservas se pueden clasificar en probadas (P1), probables (P2) o posibles (P3). Estas reservas a su vez se dividen en Desarrolladas y No Desarrolladas, conforme se estén realizadas las inversiones para poder concretar su recuperación. Es decir, las desarrolladas no requieren de inversiones adicionales a las existentes para poder ser recuperadas mientras que las no desarrolladas si las requieren.

En cuanto a los recursos, se denominan recursos contingentes a las cantidades de petróleo que se podrían recuperar en el futuro a partir de acumulaciones descubiertas, pero cuya comercialidad no puede ser demostrada debido a una o más contingencias (p. ej. precio, plazo del contrato de licencia, falta de estudios técnicos). La instancia de recurso contingente es transitoria, de allí debería pasar a reserva o de ser inviable el proyecto categorizarse como recurso descubierto no recuperable. Los recursos contingentes también son clasificados de acuerdo a su grado de incertidumbre como C1, C2, C3.

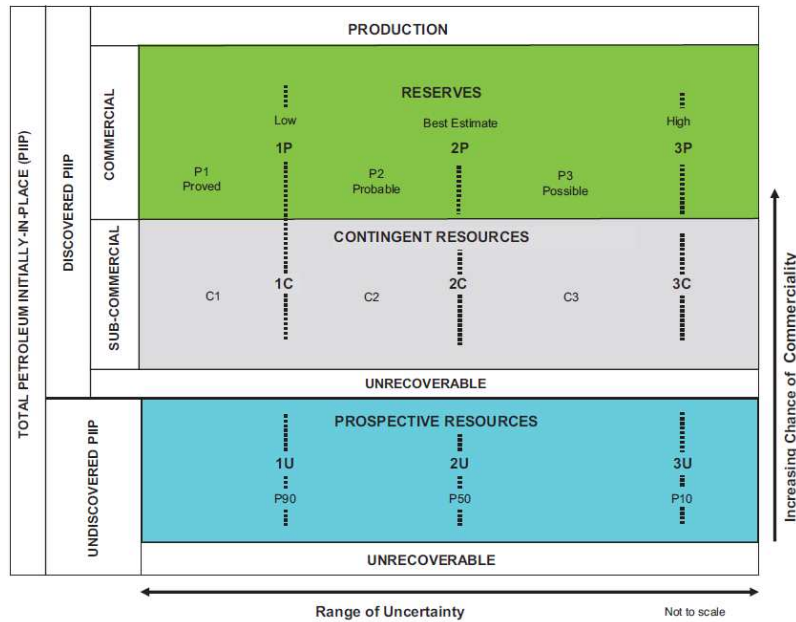
Finalmente, se considera recurso prospectivo a los volúmenes que se estiman factibles de ser recuperados, de una acumulación todavía no descubierta (prospecto exploratorio) a una fecha determinada. Los mismos se clasifican de acuerdo a su grado de incertidumbre en U1, U2 y U3.

---

<sup>11</sup> Como regla general, el factor de recobro en petróleo puede llegar a estar entre 15% y 40% y en gas natural entre 50% y 90%.



Figura 2: Esquema de clasificación de recursos y reservas



Fuente: SPE (Society of Petroleum Engineers)-PRMS (Petroleum Resources Management System)

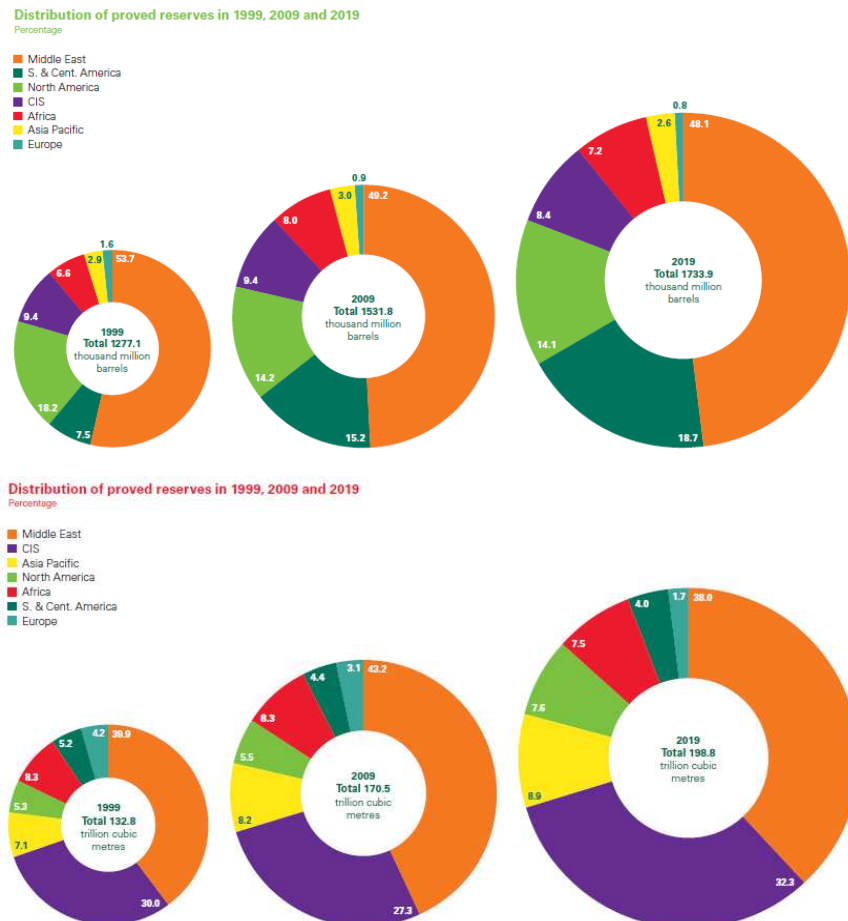
Realizada una descripción de los conceptos anteriores, para poder determinar cuánto tiempo queda de reservas se calcula el ratio R/P (*Reserves to Production*-Reservas a Producción), el cual expresa que en términos de las reservas y producción actuales cuantos años quedan de disponibilidad de hidrocarburo. Como vimos anteriormente, de todas maneras, esta factor es una foto actual y no representa los posibles cambios que pueden afectar tanto a la reserva como a la producción a futuro. Es decir, por el lado de las reservas existentes, pueden recategorizarse en recursos contingentes disminuyendo o recursos contingentes pueden pasar a reservas o mismo se pueden descubrir nuevas reservas y por el lado de la producción, puede esperar que crezca o disminuya de acuerdo a distintos pronósticos y a la inversiones asociadas para poder desarrollar las reservas.





De acuerdo a la Figura 3 las reservas actuales se ubican en torno a los 1.734 *billions*<sup>12</sup> de barriles y de 199 *trillions*<sup>13</sup> de metros cúbicos de petróleo y gas natural respectivamente. A su vez, de acuerdo a la Figura 4, la producción de petróleo se encuentra en los 95 millones de barriles por día y de 3.989 *billions* de metros cúbicos por día representando ratios de R/P actuales de 50 años en ambos casos.<sup>14</sup>

**Figura 3: Distribución de reservas probadas de petróleo y gas natural**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2020

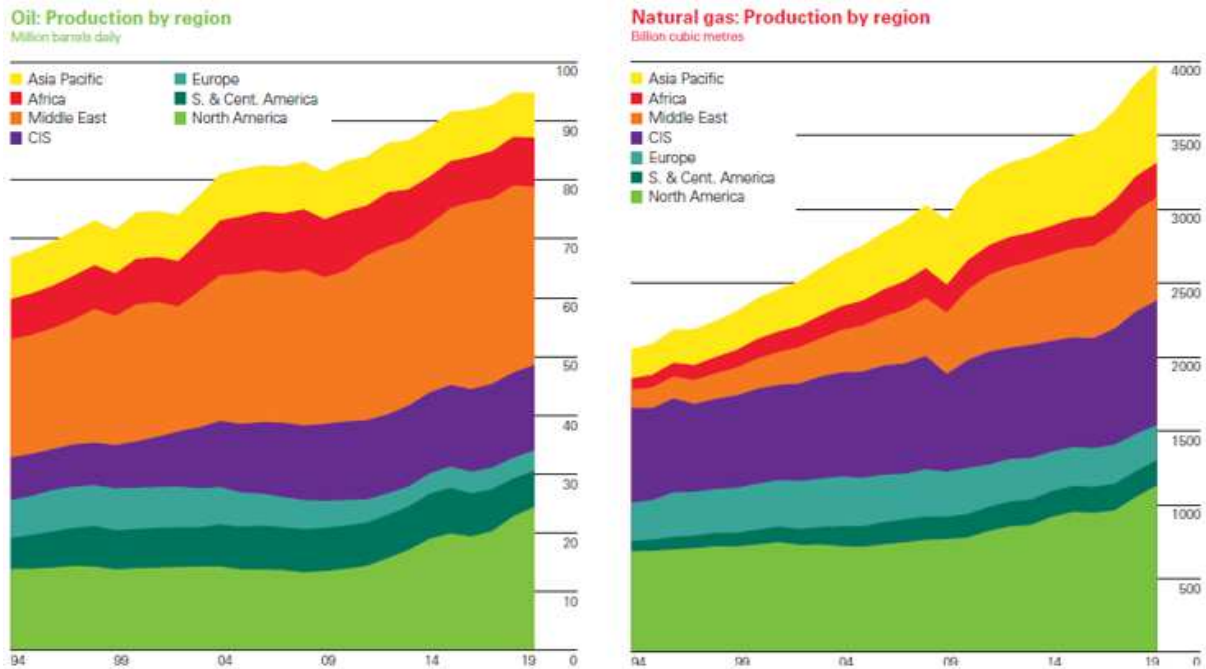
<sup>12</sup> *Billions*: Del idioma inglés, representa miles de millones

<sup>13</sup> *Trillions*: Del idioma inglés, representa miles de *billions*

<sup>14</sup> “BP Statistical Review of World Energy 2020”, British Petroleum, Reino Unido, 2020. Descargado el 04/02/2021 de dirección URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy>



Figura 4: Producción de petróleo y gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2020

Por el lado de los recursos, de acuerdo a la Figura 5, se estima que los recursos están en el orden de los 6.208 *billions* de barriles y 810 *trillions* de metros cúbicos para el petróleo y el gas natural respectivamente (6,5x/4x las reservas probadas de petróleo y gas respectivamente)<sup>15</sup>. Lógicamente, se debería hacer un análisis para determinar si estos recursos son prospectivos o contingentes y cuáles son los grados de incertidumbre y las variables que harían que estos puedan convertirse en reservas, pero a grandes rasgos pareciera que todavía queda mucho recurso estimado posible de ser convertido en reservas<sup>1617</sup>.

<sup>15</sup> "World Energy Model Documentation 2020", IAE (International Energy Agency), Estados Unidos. 2020. Descargado el 08/02/2021 de dirección URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/dd88335f-91ab-4dbd-8de7-d2dc4fee90e0/WEM\\_Documentation\\_WEO2020.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/dd88335f-91ab-4dbd-8de7-d2dc4fee90e0/WEM_Documentation_WEO2020.pdf)

<sup>16</sup> Latham, Andrew & Wilson, Adam, "Exploration's future in a low-cost, low-carbon world", Wood Mackenzie, Estados Unidos, Marzo 2021.

<sup>17</sup> "Are exploration's days numbered?", Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Junio 2020.



**Figura 5: Recursos remanentes de petróleo y gas natural técnicamente recuperables.**

Oil (billion barrels)	Resources	Conventional crude oil	Tight oil	NGLs	EHOB	Kerogen oil
North America	2 422	241	218	163	800	1 000
Central and South America	850	245	60	50	494	3
Europe	115	59	19	28	3	6
Africa	449	308	54	85	2	-
Middle East	1 136	903	29	161	14	30
Eurasia	951	237	85	59	552	18
Asia Pacific	284	126	72	67	3	16
<b>World</b>	<b>6 208</b>	<b>2 118</b>	<b>536</b>	<b>613</b>	<b>1 868</b>	<b>1 073</b>

Natural gas (trillion cubic metres)	Resources	Conventional gas	Tight gas	Shale gas	Coalbed methane
North America	149	50	10	81	7
Central and South America	84	28	15	41	-
Europe	47	19	5	18	5
Africa	101	51	10	40	0
Middle East	121	102	9	11	-
Eurasia	169	132	10	10	17
Asia Pacific	139	45	21	53	20
<b>World</b>	<b>810</b>	<b>426</b>	<b>80</b>	<b>254</b>	<b>49</b>

*Fuente: IAE (International Energy Agency) World Energy Model Documentation 2020*

### I.III. DEMANDA

En cuanto a la demanda, los principales *drivers* (factores) que la determinan son la tecnología, las políticas gubernamentales y las preferencias del consumidor. Los mismos se interrelacionan entre sí y su interacción es la que determina cómo se comporta la demanda.

En cuanto a la tecnología, su desarrollo permite a la sociedad hacer más con menos y las más exitosas son las que generalmente tienen la escala suficiente para su



desarrollo y están acompañadas por políticas gubernamentales y por las preferencias del consumidor.

De acuerdo a las políticas gubernamentales, para su correcta implementación deben estar acompañadas por tecnologías competitivas y estar alineadas con las preferencias de los consumidores.

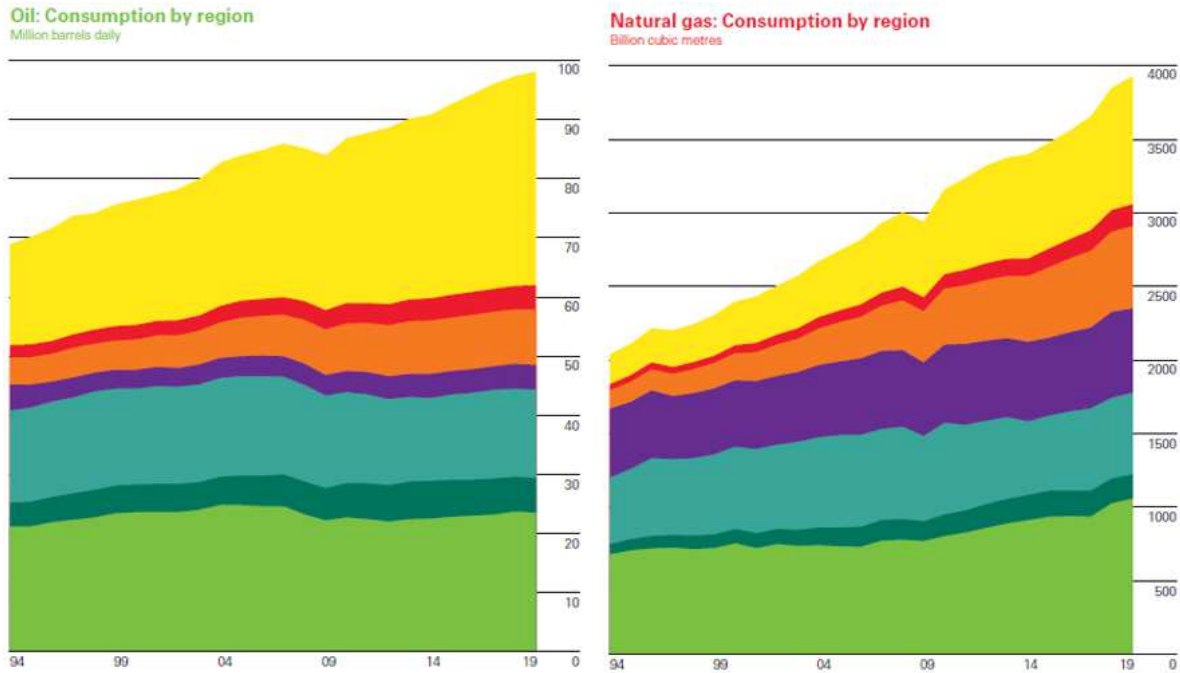
Finalmente, en cuanto a las preferencias de los consumidores, las mismas pueden cambiar a medida que la tecnología permite ofrecer mejores opciones como la baja de costos o la baja en emisiones de carbono. A su vez, las mismas pueden verse afectadas en el tiempo por políticas gubernamentales que incentiven esas decisiones como aumentos en los impuestos a hidrocarburos con altas emisiones de carbono.

En 2019 el consumo de petróleo fue de 98,3 millones de barriles por día (Figura 6), lo que representó un crecimiento a una tasa menor al promedio de 0,9 millones de barriles por día o un 0,9%. El crecimiento fue liderado por China con un aumento de 680.000 barriles por día.

Por el lado del gas natural, el consumo fue de 3.929 *billion* metros cúbicos, lo que representó un crecimiento del 2% (78 *billion metros cúbicos*), muy por debajo de los 5,3% de tasa del 2018. Los mayores crecimientos fueron de Estados Unidos y China.



Figura 6: Consumo de petróleo y gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2020

En cuanto a las proyecciones de la demanda, las mismas están afectadas por la transición hacia fuentes de energía renovables por lo que en general se presentan tres escenarios: transición rápida, cero emisiones netas, más energía (Figura 7)<sup>18</sup>.

El escenario de transición rápida supone una serie de políticas gubernamentales que derivarán en aumentos en los precios del carbón, acompañado por incentivos fiscales a determinados sectores en particular que resultarían en reducciones de las emisiones de carbono a aproximadamente en un 70% en 2050.

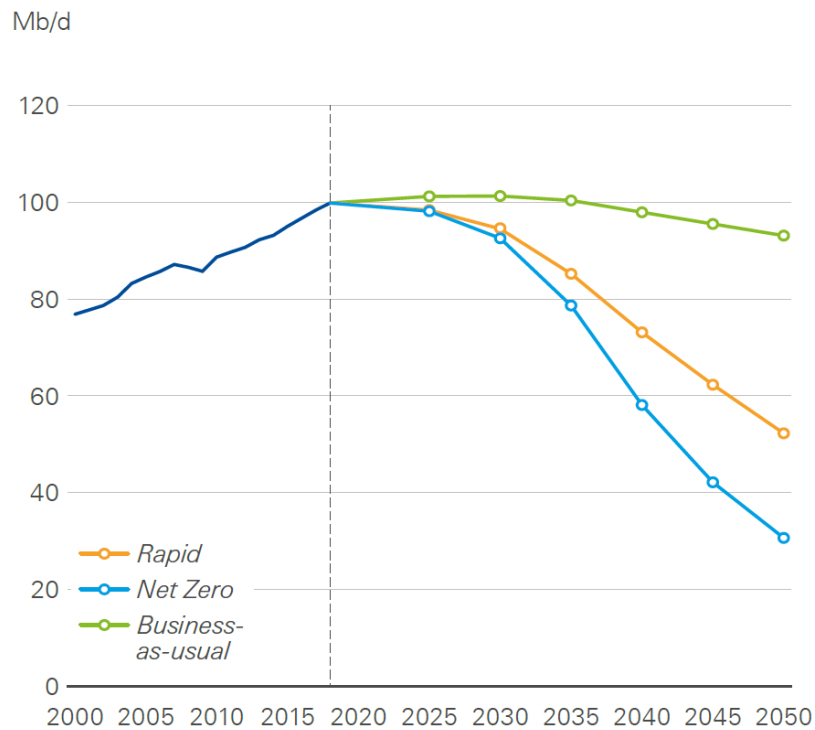
<sup>18</sup> "BP Energy Outlook 2020", British Petroleum, Reino Unido, 2020. Descargado el 04/02/2021 de dirección URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook>



Por el lado del escenario de cero emisiones netas, supone un recrudescimiento de las políticas del escenario de transición rápida dado por fuertes cambios en comportamientos sociales. Las emisiones de carbono reducirían en aprox. un 95% para 2050.

El escenario de más energía, sugiere continuar como *business-as-usual* (situación normal), en donde se asume que las políticas de los gobiernos, las tecnologías y las preferencias de los consumidores continuarán evolucionando de la misma forma que lo vienen haciendo en los últimos años. Este escenario asume un *peak-oil* en el 2020, declinando lentamente hasta que la emisiones en el 2050 sean un 10% menores a las del 2018.

**Figura 7: Consumo de combustibles líquidos**



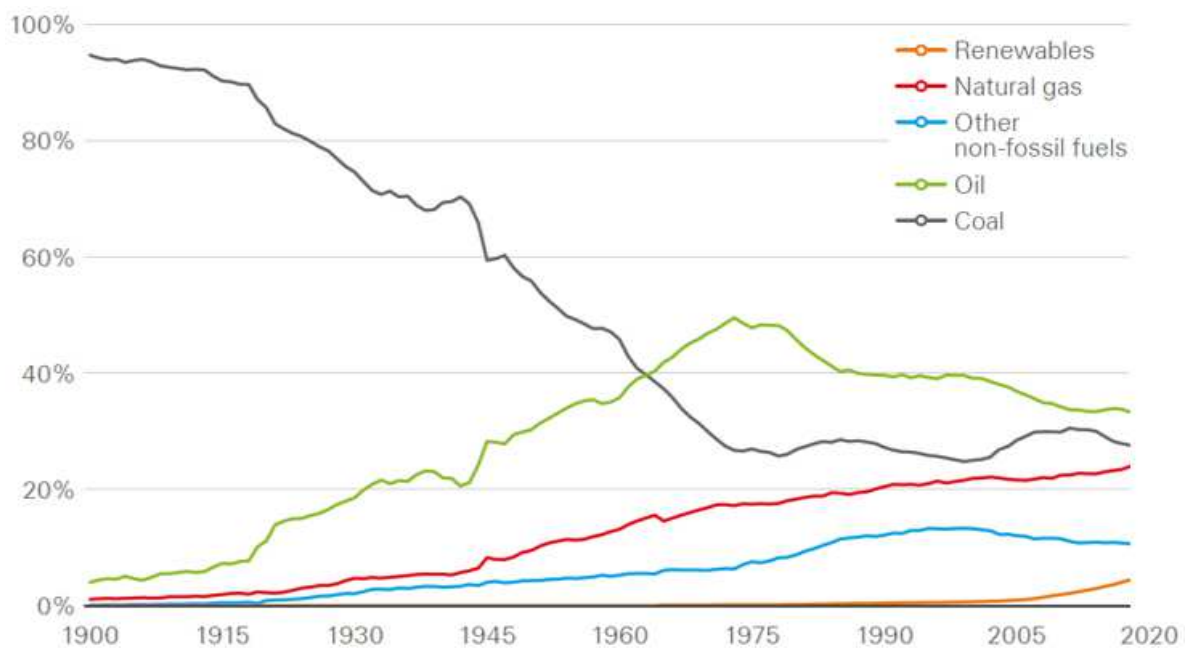
Fuente: BP Energy Outlook 2020



#### I.IV. TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Actualmente el mundo está atravesando una transición energética desde fuentes de energía no renovables hacia renovables (Figura 8). Esta situación surge en un marco de mayor conciencia dentro de las preferencias del consumidor hacia el cuidado del medio ambiente, apalancado por el desarrollo de nuevas tecnologías y de políticas gubernamentales y el avance en una curva de aprendizaje que está aumentando la eficiencia de estas nuevas fuentes de energía, derivando en un modelo de negocio más integral.

**Figura 8: Participación histórica de fuentes de energía primaria**



*Fuente: BP Energy Outlook 2020*

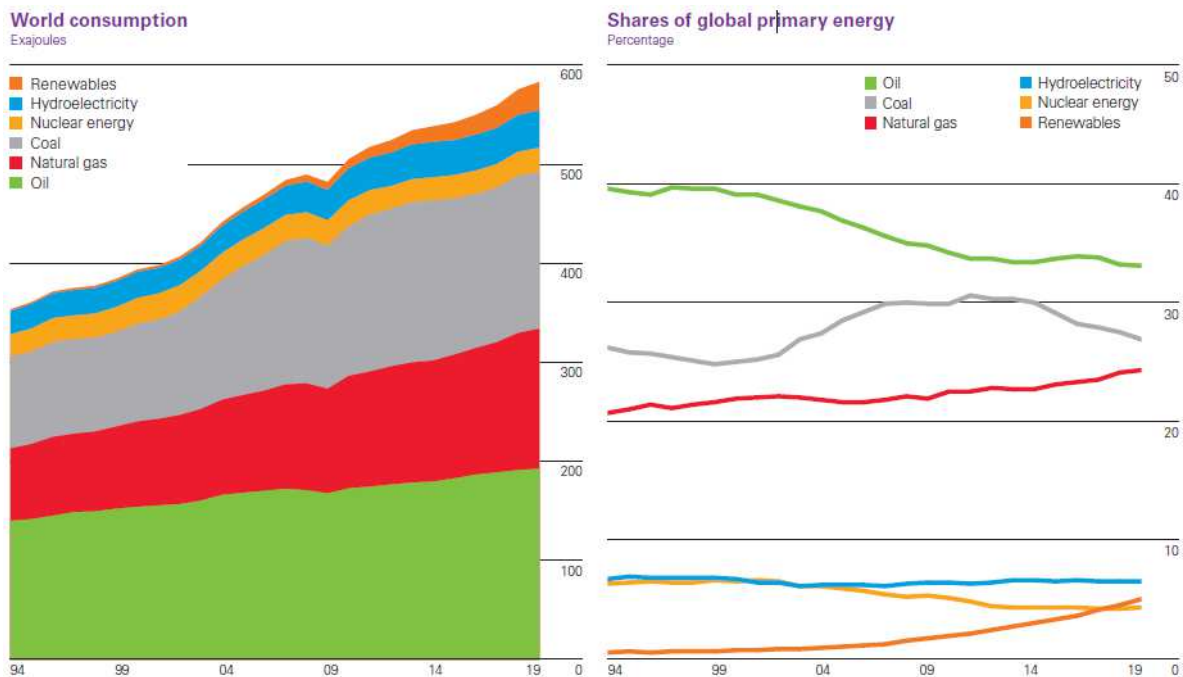
En cuanto al consumo de energía primaria (Figura 9), el mismo viene creciendo fundamentalmente debido al aumento en el consumo de gas natural y de las energías renovables, las cuales representan tres cuartos del crecimiento. Todos los



combustibles vienen creciendo a tasas más bajas de los promedios de los últimos años, principalmente el carbón cayendo por cuarta vez en seis años.

El petróleo continúa teniendo el primer lugar con un 33,1% de participación. En segundo lugar, continua el carbón 26,9%, pero declinando fuertemente. Por otro lado, aparecen valores récord del 24% y del 5% del gas natural y las energías renovables respectivamente. Las energías renovables han superado a la energía nuclear y la hidroeléctrica se mantiene estable en un 11%.

**Figura 9: Consumo mundial de fuentes de energía primaria**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2020

El mundo se encuentra enmarcado en un doble dilema en cuanto a la energía. Por un lado, necesita energía para que los países continúen creciendo y por el otro lado





necesita reemplazar las fuentes no renovables de recursos por fuentes renovables más amigables con el medio ambiente<sup>19</sup>.

El mercado global de energía está cambiando rápidamente, acelerado por el impacto de la pandemia del COVID-19 y así debilitando el panorama de la demanda de combustibles fósiles y endureciendo las políticas gubernamentales. En cuanto a las estrategias de los principales jugadores de la industria del *Oil & Gas*<sup>20</sup>, actualmente el 75% de sus inversiones en energías renovables están focalizadas en energía solar y eólica (Figura 10). Asimismo, hay una gran diferencia entre las *Majors* europeas y las de Estados Unidos<sup>21</sup>.

Por el lado de las europeas (BP, Royal Dutch Shell, Total, Repsol, ENI, Equinor), las mismas están enmarcadas en un escenario en el cual los gobiernos están avanzando en materia regulatoria e incentivos fiscales y los consumidores e inversores están presionando para que los portfolios de las compañías se orienten hacia la transición energética y a las metas fijadas en el acuerdos internacionales. Así, no sólo están comprometidas con la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, sino que también orientan su estrategia a la diversificación de su portfolios<sup>22</sup>, de esta forma establecieron metas de cero emisiones netas para el 2050 y comunicaron públicamente a todas las partes involucradas su fuerte mensaje en dirección a esta nueva línea. Del mismo modo, también se están integrando hacia otros eslabones de la cadena de valor energética, como lo es la provisión de gas natural y de energía hacia los segmentos residenciales.

---

<sup>19</sup> "Outlook for Energy: A perspective to 2040", Exxon Mobil, Estados Unidos, 2019. Descargado el 05/02/2021 de dirección URL: <https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/Outlook-for-Energy/Outlook-for-Energy-A-perspective-to-2040>

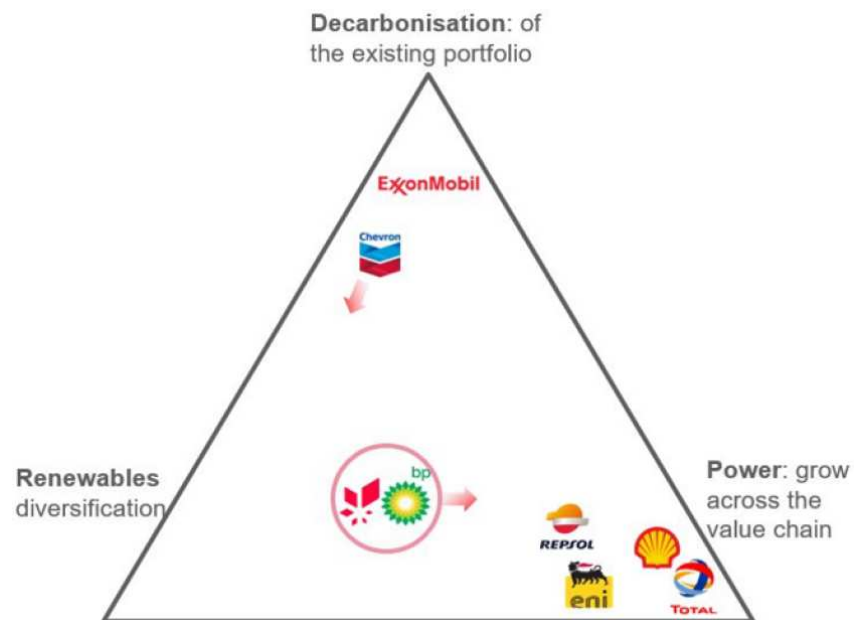
<sup>20</sup> Johnston, Robert J.; Blakemore, Reed & Bell, Randolph, "The Role of Oil & Gas Companies in the Energy Transition", Atlantic Council, Estados Unidos, Abril 2008.

<sup>21</sup> "WM the Majors' energy transition: New Energy Series", Wood Mackenzie, Estados Unidos, Diciembre 2020.

<sup>22</sup> "Big Oil's separate paths to decarbonization", Wood Mackenzie, Estados Unidos, Marzo 2021.

Del otro lado de atlántico, fundamentalmente Chevron y Exxon, están atravesando la transición de un modo más convencional y menos abrupto, sin la presión gubernamental y de los inversores a las que se ven expuestas las *Majors* en el continente europeo, mantienen su foco en sus principales activos de *Oil & Gas*, apostando por un aumento en la demanda. Hasta ahora su estrategia respecto a energías renovables sólo está contemplada en la generación de energía en la operación de sus campos productivos y en la captación de dióxido de carbono impidiendo su liberación a la atmósfera. Por otro lado, el posible giro en la política gubernamental dada la asunción del nuevo presidente Joe Biden en los Estados Unidos podría cambiar drásticamente la perspectiva de la transición energética acelerando la declinación del consumo de combustibles, lo cual podría cambiar la estratégica de las *Majors* y acompañar a sus pares europeas en dirección hacia las energías renovables.<sup>23</sup>

**Figura 10: Evolución de las estrategias de las *Majors***



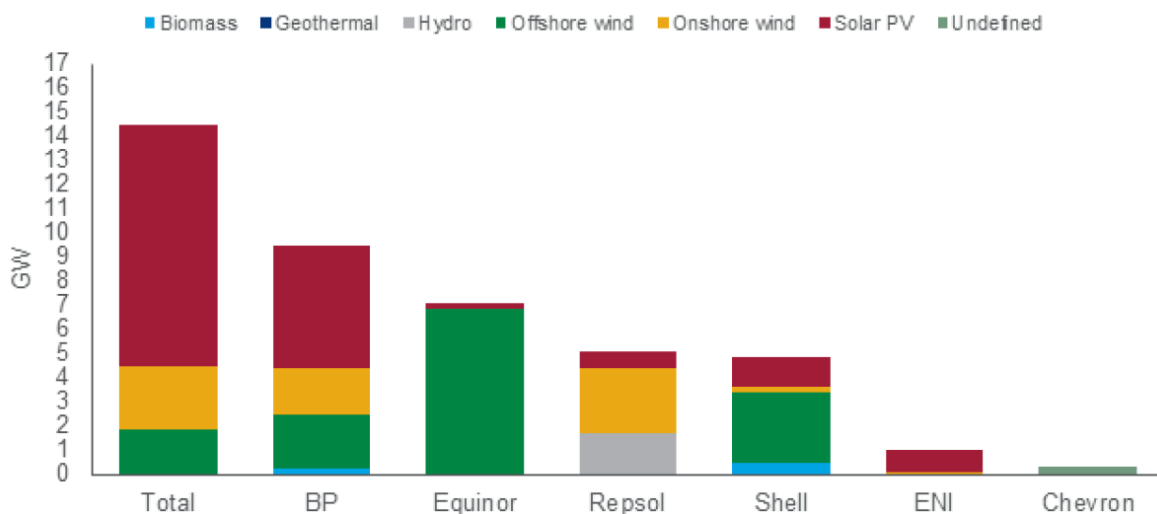
Fuente: Wood Mackenzie – WM the Majors´ energy transition: New Energy Series - December 2020

<sup>23</sup> “Annual Energy Outlook 2021 with projections to 2050”, EIA (US Energy Information Administration), Estados Unidos, 2021. Descargado el 06/02/2021 de dirección URL: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO\\_Narrative\\_2021.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO_Narrative_2021.pdf)



Respondiendo a cuáles serán las tecnologías ganadoras, se estima que el 75% de las inversiones de las *Majors* estarán focalizadas en la generación de energía solar y eólica (Figura 11). Por otro lado, la captación de dióxido de carbono (*CCUS - Carbon Capture Utilisations and Storage*) y el hidrógeno están ganando momento, sobre todo por incentivos fiscales por parte de gobiernos y avances tecnológicos, aunque todavía ambas tecnologías continúan en fases embrionarias o de desarrollo.

**Figura 11: Tecnologías de energías renovables más empleadas por las *Majors***



Fuente: Wood Mackenzie – *WM the Majors' energy transition: New Energy Series - December 2020*

Si bien la transición energética parece haber llegado para quedarse la industria de *Oil & Gas* continúa siendo fundamental<sup>24</sup> y continuará siéndolo para llevar a cabo dicha transición sobre todo en relación al gas natural<sup>25</sup>, considerado el combustible limpio dadas sus bajas emisiones de dióxido de carbono y a la vez debido a la firmeza que otorga al sistema energético dado que por su naturaleza y hasta

<sup>24</sup> "Building a net-zero energy system", Wood Mackenzie: *The Edge*, Estados Unidos, Octubre 2020.

<sup>25</sup> "Decarbonisation and peak gas demand", Wood Mackenzie: *The Edge*, Estados Unidos, Junio 2020.



encontrar fuentes de almacenamiento económicas, hoy en día las energías renovables son fuentes de energía intermitentes. A su vez, todavía falta tener claridad sobre si el modelo de las energías renovables es del todo integral, principalmente en cuanto al gran volumen de minerales necesarios para las construcción de los sistemas de generación solar y eólico y las baterías, entre los más importantes, para poder reemplazar a los hidrocarburos y asimismo la disposición final de toda infraestructura una vez finalizada la vida útil de cada uno de estos componentes.<sup>26</sup>

## I.V. CADENA DE VALOR

La cadena de abastecimiento de la industria del *Oil & Gas* (Figura 12) está compuesta por tres grandes segmentos: *upstream*, *midstream* y *downstream*<sup>27</sup>. Si bien la cadena de valor del petróleo es distinta a la del gas natural, conceptualmente las principales características de los mismos son las siguientes:

### I.V.I. UPSTREAM

El *Upstream* es el eslabón de la cadena que tiene como función la exploración y la producción de hidrocarburos. Suele involucrar actividades con el objetivo de descubrir, desarrollar y producir petróleo y gas natural para poder venderlo al mercado mayorista.

---

<sup>26</sup> Johnston, Robert J.; Blakemore, Reed & Bell, Randolph, “*The Role of Oil & Gas Companies in the Energy Transition*”, Atlantic Council, Estados Unidos, Abril 2008.

<sup>27</sup> “Oil & Gas Industry”, BCG (Boston Consulting Group), Estados Unidos, 2021. Descargado el 20/02/2021 de dirección URL:<https://www.bcg.com/industries/energy/oil-gas/overview>



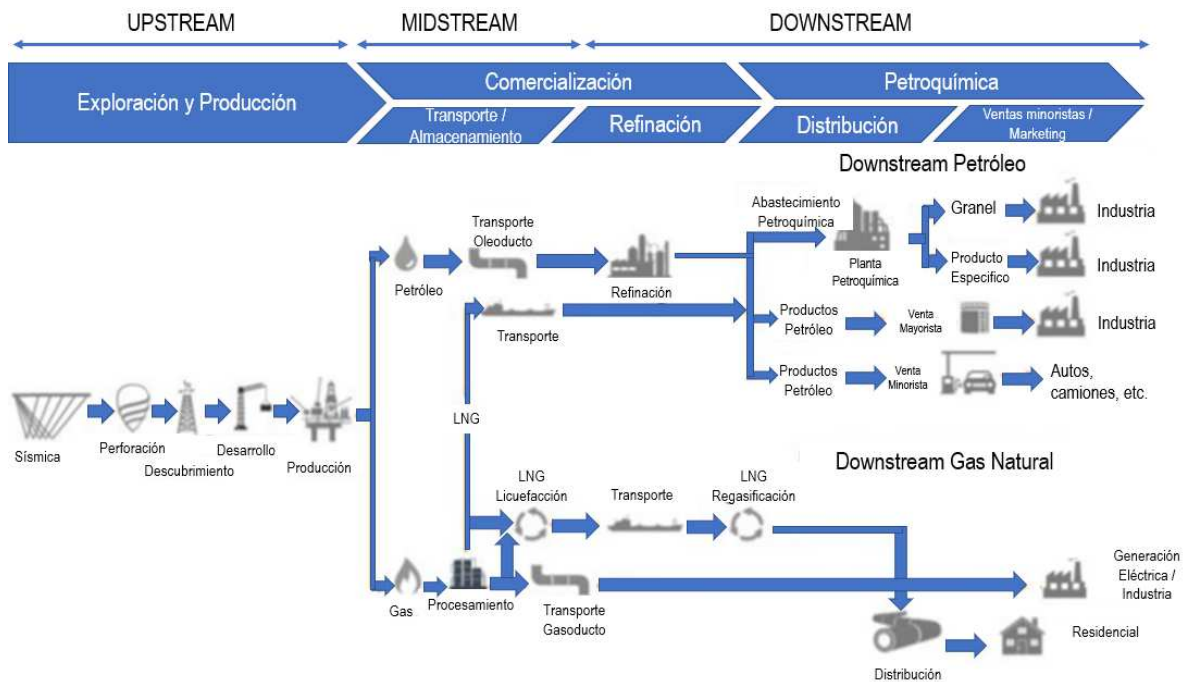
## I.V.II. MIDSTREAM

El segmento del *Midstream*: se dedica principalmente al transporte y almacenamiento. Sus principales actividades comprenden el transporte vía ductos, marítimo, tren o terrestre, dependiendo del producto.

## I.V.III. DOWNSTREAM

El *Downstream* se encarga de la refinación de petróleo en derivados del mismo para consumidor final o para abastecimiento de la industria petroquímica, y su comercialización. Asimismo, incluye la venta minorista y la distribución de gas natural procesado y derivado de la refinación del petróleo.

**Figura 12: Cadena de valor de los hidrocarburos**



Fuente: BCG (Boston Consulting Group)



En cuanto a estos tres segmentos podemos decir que el modelo de negocio del segmento del *upstream* es tradicionalmente el segmento de mayor riesgo y en consecuencia el de retornos más altos en toda la cadena de valor.

A su vez, de acuerdo de la participación que tenga cada compañía dentro de la industria del *Oil & Gas*, algunas se focalizan sólo en uno de ellos o en varios, llamando a las compañías que están integradas en todos ellos a compañías integradas y a las que sólo están en el *upstream* como independientes<sup>28</sup>.

## I.VI. MAPA CORPORATIVO DEL SEGMENTO UPSTREAM

A nivel mundial se pueden distinguir cuatro categorías dentro del mapa de las compañías que integran el segmento del *upstream* en la industria del *Oil & Gas* que son las *NOCs*, *IOCs*, *Majors* y las Independientes & *Juniors* como se describirá a continuación. A su vez, en el *upstream*, el tamaño de una compañía de *Oil & Gas* se puede determinar de distintas formas como por ejemplo por métricas de tipo técnicas como: reservas (probadas, probables o posibles), producción (petróleo, gas natural) o métricas financieras como ingresos, ganancias, valor de la compañía, retorno de las inversiones, entre otros. En general, suele ser más común utilizar métricas técnicas como reservas y producción por lo que a efectos de esta tesis denominaremos como una compañía es de tamaño chica (*Junior*) si produce menos de 30.000 barriles de petróleo equivalentes y tiene menos de 200 millones de barriles equivalentes<sup>29</sup> de reservas probadas, compañía de tamaño medio si produce menos de un millón de barriles equivalentes de petróleo por día y tiene menos de 5.000 millones de barriles por día y compañía de tamaño grande si se está por encima de esos valores.

---

<sup>28</sup> Ver Capítulo I.VI.: Mapa Corporativo del Segmento *Upstream*

<sup>29</sup> Barriles de petróleo equivalentes (boe): Es forma de estandarizar gas natural y otros recursos energéticos a barriles de energía. Así un barril de petróleo generalmente tiene la misma energía que 6.000 pies cúbicos de gas natural, por lo que esta cantidad de gas natural es equivalente a un barril de petróleo.

### I.VI.I. NOCs

Las *National Oil Companies* son las compañías que están mayormente o totalmente controladas por los estados. Las mismas controlan aproximadamente la mitad de la producción y más de la mitad de las reservas globales de petróleo y gas natural. A su vez representan menos de un tercio del total de las inversiones totales. Ejemplos: Saudi Aramco, CNPC, CNOOC, PDVSA, Gazprom, Pemex, Ecopetrol. Generalmente en los países que forman parte de la OPEP (organización de países exportadores de petróleo) y en algunas non-OPEP, las NOCs controlan exclusivamente o casi exclusivamente la producción de petróleo.

### I.VI.II. MAJORS

Las *Oil & Gas Majors, supermajors o Big Oil* son las compañías más grandes de la industria del *Oil & Gas* que están integradas en toda la cadena de valor de la industria: BP, Chevron, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Equinor, Repsol, Total, Eni.

### I.VI.III. IOCs

Las *International Oil Companies* son compañías integradas verticalmente que participan en la exploración, producción, refinación y distribución del *Oil & Gas* y que tienen presencia internacional a lo largo de toda la cadena de valor del petróleo y del gas natural<sup>30</sup>.

---

<sup>30</sup> "The Platts Top 250 Global Energy Company Rankings", S&P Global, Estados Unidos, 2021. Descargado el 22/01/2021 de la dirección URL: <https://www.spglobal.com/platts/top250/rankings>



#### I.VI.IV. INDEPENDIENTES Y JUNIORS

Comprenden el resto de las compañías que no son NOCs, IOCs o las llamadas *Majors*. Algunos ejemplos de las independientes de mayor tamaño son *Occidental*, *Canadian Natural Resources*, *ConocoPhillips*, *Apache*, *Anadarko*, entre otras. En general son recientes, con presencia local en sus países de origen o en una región determinada o en algunos casos con presencia global. A las más chicas, por ejemplo, con producciones menores a los 30.000 barriles equivalentes por día, se las denominan *Juniors*.

Se estima que hay cientos de ellas y mayoritariamente están registradas en Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y China. La mayoría de ellas se originaron como compañías chicas de emprendedores (geólogos expertos, inversores financieros, ex-ejecutivos de renombre de grandes compañías de la industria) desarrollando campos marginales, explorando en regiones de frontera o con foco en determinadas regiones, pero algunas de ellas han crecido y se han transformado en grandes compañías con participaciones en muchos países y una gran cantidad de proyectos en sus portafolios. Suelen tener estructuras más chicas que les permiten contar con gran agilidad a la hora de tomar decisiones.

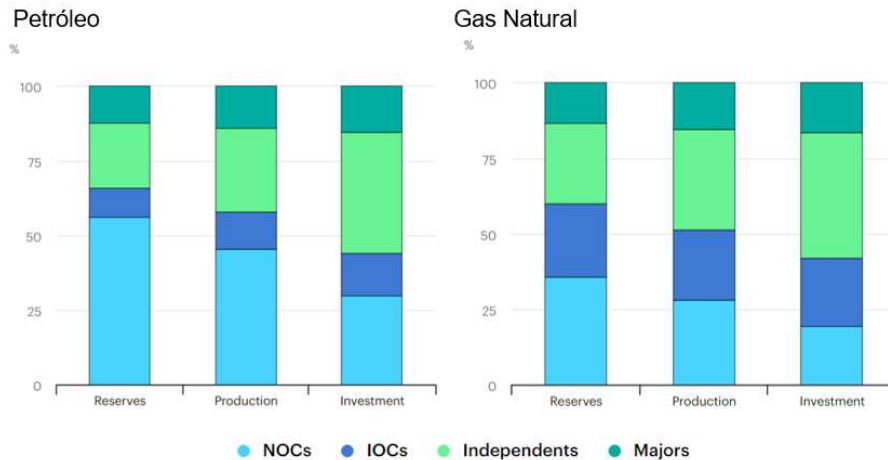
Hay muchos indicadores que permiten clasificar la relevancia de cada una de ellas, entre las más importantes se encuentran: Reservas, Producción, Inversiones, *Enterprise Value* (valor de la compañía), *Revenues* (Ingresos), EBITDA (*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* – *Ganancias antes de intereses, impuestos depreciaciones y amortizaciones*). Teniendo en cuenta, en base a la clasificación de compañías anteriormente descrita, reservas, producción e inversiones tanto para el petróleo como para el gas natural parece que, si bien las NOCs tienen un gran volumen de reservas y producción de petróleo, en cuanto a





las inversiones no son las que más destinan recursos. Por el lado del gas natural, las métricas parecen más equilibradas (Figura 13)<sup>31</sup>.

**Figura 13: Participación de reservas, producción e inversiones de compañías de petróleo y gas natural**



Fuente: IAE (International Energy Agency)

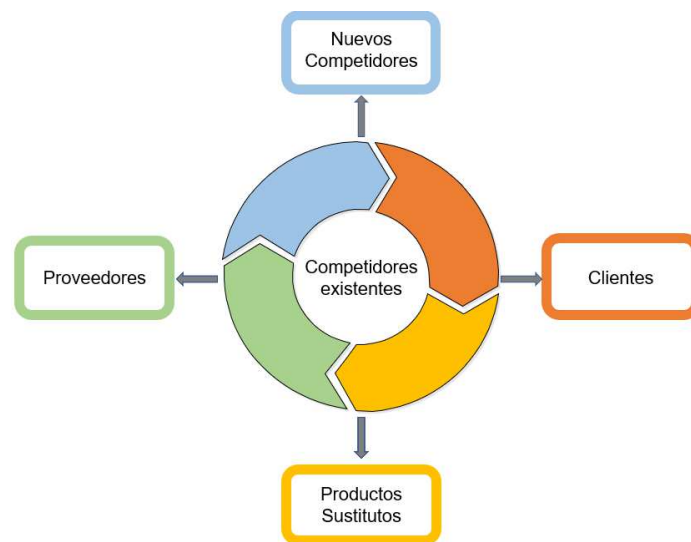
## I.VII. ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD

Dado que la industria del *Oil & Gas* está conformado por los tres segmentos *upstream*, *midstream* y *downstream*, detallados en el capítulo de Cadena de Valor, dado que el objeto de estudio es una compañía del *upstream* el análisis se centrará en ese segmento.

<sup>31</sup> "Share of oil reserves, oil production and oil upstream investments by company", IAE (International Energy Agency), Estados Unidos, 2021. Descargado el 07/02/2021 de la dirección URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-oil-reserves-oil-production-and-oil-upstream-investment-by-company-type-2018>

El desarrollo de dicho análisis se basa en el modelo estratégico elaborado por Michael Porter denominado análisis de las cinco fuerzas de Porter<sup>32</sup>. El mismo establece un marco para analizar el grado de competencia y rivalidad que hay en una industria, fundamental para poder desarrollar una estrategia de negocio. En cualquier industria existen cinco fuerzas competitivas cuya interrelación (ver Figura 14) determina la potencial rentabilidad de las organizaciones dentro de dicha industria. Así, la competitividad de una industria está conformada por cinco fuerzas: 1) Poder de negociación de los clientes; 2) Poder de negociación de los proveedores, 3) Amenaza de nuevos competidores, 4) Amenaza de productos sustitutos y 5) Rivalidad entre competidores.

**Figura 14: 5 fuerzas de Porter**



*Fuente: Elaboración propia*

<sup>32</sup> Porter, Michael E, "Understanding Industry Structure", Harvard Business School, Estados Unidos, Agosto 2007.



### I.VIII.I. ENTRADA DE NUEVOS COMPETIDORES

Como hemos visto en el capítulo Mapa Corporativo del Segmento *Upstream*, hay distintos tipos de jugadores en la industria del *Oil & Gas* que abarcan distintas partes de la cadena de valor y que tienen distintas ventajas competitivas.

El segmento del *upstream* de la industria del *Oil & Gas* suele ser tradicionalmente un segmento de capital intensivo y de alto riesgo por lo que las principales compañías del mapa corporativo tienen una gran trayectoria y capacidades financieras y operativas que les permiten a través de su escala ser más eficientes; calificar para acceder a procesos licitatorios gubernamentales exigentes; reunir requisitos gubernamentales y de futuros socios necesarios para reemplazar a operadores existentes en nuevas fusiones y adquisiciones; atraer/desarrollar y retener a los mejores profesionales de la industria e investigar y desarrollar nuevas tecnologías que les permitan descubrir nuevos yacimientos, mejorar el factor de recobro de los ya existentes, mejorar sus operaciones, entre otros. A su vez, en general, poseen licencias de exploración y producción de hidrocarburos de largo plazo que les da la ventaja de tener derechos exclusivos sobre el subsuelo en una el determinada superficie. Todas estas características hacen del mercado uno más parecido a un oligopolio en el cual sólo las compañías que reúnan las características anteriormente mencionadas poseen una gran ventaja con respecto al resto.

Si bien, las anteriores características acotan las posibilidades de que haya nuevos competidores, siempre está la posibilidad de acceder a través de la adquisiciones de nuevas compañías que, accediendo al mercado de capitales, adquieran una compañía con activos exploratorios o productivos para así absorber las características antes mencionadas. Obviamente no sería fácil hacerlo, dado el tamaño, con las *Majors* o *IOCs*, pero si existe la posibilidad de hacerlo con compañías Independientes chicas o *Juniors*.



### **I.VII.II. AMENAZA DE PRODUCTOS SUSTITUTOS**

Si bien el mundo tiene una gran dependencia por los hidrocarburos, últimamente debido a una mayor conciencia en cuanto al impacto social y medioambiental, se ha profundizado la inversión en el desarrollo de energías alternativas que han ampliado el espectro de fuentes sustitutas primarias a las ya existentes.

Principalmente, como ya se describió en la Figura 9, del capítulo de transición energética, los sustitutos actuales son el carbón, las fuentes de energía renovables (solar, eólica, biocombustibles, entre las principales), energía atómica y la energía hidráulica. Si bien muchos de estos sustitutos están avanzando en su curva de aprendizaje y otros están en declinación, como es el caso del carbón, cabe aclarar que cualquiera de ellos ni la sumatoria de todos juntos podrían en el corto/mediano plazo llegar a ser un sustituto total, dada la gran dependencia del mundo hacia los hidrocarburos.

La transición energética se está viendo acelerada últimamente, pero el camino para poder sustituir a las fuentes fósiles es de largo plazo dado que actualmente el consumo de los mismos representa un 84%, correspondiendo un 33,1% al carbón, un 26,9% al petróleo y un 24% al gas natural (Figura 9).

### **I.VII.III. PODER DE NEGOCIACION DE LOS CLIENTES**

Para determinar cuál es el poder de negociación de los clientes de debe entender primero quienes son los clientes de los productores y exploradores del *upstream*, distinguiéndolos en los que producen gas natural o petróleo.

Hay ciertas características de configuración de la cadena de valor que inciden en la comercialización de los productos del petróleo y del gas natural que tienen que tenerse en cuenta e impactan a la hora de determinar cómo es el poder de negociación del comprador. Por el lado del gas natural, este necesita de contratos



firmes para que sus recursos sean considerados reservas y, salvo que se pueda exportar a través de una planta de licuefacción y su posterior transporte hacia los centros de consumo, sus clientes tienen que estar conectados a los gasoductos de las transportistas o de las distribuidoras a lo largo del país o región. El gas natural, en general, se trata y acondiciona para ingresar al sistema de transporte y mantiene una calidad estándar a lo largo de todo el sistema de transporte para que pueda ser consumido por todos los tipos de clientes (residencial, comercial, gas natural comprimido para uso vehicular, generación térmica, industrias). Por el lado petróleo, el mismo es comprado localmente por las refinerías del país (*downstream*) en donde se produce o es exportado. Al ser más fácil de evacuar, debido a que se transporta en menores volúmenes, no necesita de contratos firmes para que los recursos pasen a reservas porque al ser un *commodity* se descuenta que siempre pueda ser comercializado. En cuanto a las calidades, en general las refinerías de los países tienen la tecnología apropiada para refinar los crudos con la calidad con la que se producían históricamente en las cuencas productivas de su país/región, por lo que en caso de descubrir petróleos por ejemplo más pesados en un país que tenga refinerías de baja conversión preparadas para refinar petróleos más livianos (incapaces de refinar petróleos pesados), la opción de comercializar el producto a las refinerías de ese país se reducirían y así la única vía sería la de exportación. A su vez la regulación de los países puede llegar a afectar la libre comercialización del gas natural y del petróleo debido a cuestiones de priorización de abastecimiento interno y/o de control de precios que puede torcer el poder de negociación.

Como siempre el poder de negociación está de un lado o del otro dependiendo de cómo se comporte el mercado de oferta y la demanda. Dada la importancia estratégica de los hidrocarburos, a lo largo de la historia, los países han preferido asegurar el suministro por lo que fomentaban la producción nacional a través de sus NOCs. Por otro lado, las compañías más importantes del *upstream* en general se han integrado verticalmente hacia el *downstream*, también para disminuir el riesgo de abastecimiento y al mismo tiempo diversificar sus negocios.



#### **I.VII.IV. PODER DE NEGOCIACION DE LOS PROVEEDORES**

En cuanto a los proveedores del *upstream* los más críticos suelen ser los que están ligados a la actividad y a la operación. Hay una relación directa entre el precio de los hidrocarburos y el costo de los servicios. Es decir, cuando el precio sube, los productores aceleran sus desarrollos productivos y así demandan más los servicios de los proveedores para poder cumplir con sus planes de desarrollo. Del mismo modo, cuando el precio baja y los productores disminuyen sus planes de desarrollo, las compañías de servicios bajan sus márgenes para mantener su actividad y estar mejor preparados para cuando el ciclo vuelva a ser ascendente. Al igual que en el poder de negociación de los clientes, en estos casos de manera de disminuir estos riesgos muchas veces las compañías se integran por ejemplo comprando sus propios equipos de perforación para así asegurar la provisión de los mismos y poder efectuar sus planes de desarrollo en tiempo y forma.

#### **I.VII.V. RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES EXISTENTES**

Como se detalló en el capítulo del Mapa corporativo del segmento *upstream*, la industria del *Oil & Gas* es una especie de oligopolio en el cual, en general, las NOCs dominan en su países y las *Majors* y las grandes IOCs dominan de manera internacional.

En cuanto a las NOCs, es muy difícil de competirles en su terreno dado que en general lo dominan porque poseen gran parte de las licencias y las reservas en los países en los que operan como compañía de bandera, teniendo en general presencia en el resto de la cadena de valor que favorece su dominio.

Por el lado de las *Majors* y las grandes IOCs, estas están fuertemente apalancadas por su escala que les permite producir más eficientemente y por su gran posición financiera que les da la posibilidad de tomar más riesgo, por ejemplo destinando parte de su presupuesto a explorar en zonas de mayor riesgo geológico, ofertar



precios más competitivos en los procesos licitatorios, invertir en investigación y desarrollo para desarrollar nuevas tecnologías, adquirir a compañías de menor tamaño, continuar desarrollando sus campos cuando el precio está bajo y quedando mejor posicionados cuando los mismos rebotan.

Así, teniendo una feroz competencia por parte del llamado oligopolio, muchas compañías de menor tamaño han sabido encontrar o mantener sus nichos ubicándose estratégicamente en terrenos en las que para las grandes compañías no es de interés competir, como por ejemplo mejorando el factor de recobro a través de recuperación secundaria o terciaria en campos maduros, operando en zonas que son muy sensibles social y medioambientalmente, operaciones en donde debido a sus altos estándares globales (operativos, sociales, medioambientales, legales) las mismas no resultan rentables o directamente no les es posible operar.

## CAPITULO II: ACTIVOS DE OIL & GAS

En el siguiente capítulo se describirán los distintos tipos de activos de *Oil & Gas* y cuáles son sus principales variables. El objetivo del capítulo es poder identificar cuáles son las principales características que los describen para poder tener una idea de valor entre cada uno de ellos<sup>33</sup>.

### II.I. CICLO DE VIDA DE LOS ACTIVOS

Desde el punto de vista del **ciclo de vida** (Figura 15) de los activos los mismo pueden ser:

- **Exploratorios:** activos en los cuales aún no se ha descubierto hidrocarburo y en los cuales se desarrollan actividades ligadas a poder determinar el descubrimiento de hidrocarburos, las principales inversiones de actividades en términos de inversión son sísmicas 2D/3D<sup>34</sup> y pozos exploratorios.
- **Descubrimiento no-comercial:** activos en los cuales se ha descubierto hidrocarburo, pero en los cuales todavía no se ha determinado su desarrollo porque aún no se ha demostrado su comercialidad. Esto se puede deber a que todavía se requieren, desde el punto de vista geológico, la necesidad de perforar pozos de avanzada para poder determinar de mejor manera la extensión del yacimiento. Asimismo, también puede deberse a que, desde el punto de vista comercial, se necesita algún contrato de venta de hidrocarburo o todavía no se demostró que las inversiones necesarias para su desarrollo sean rentables.

---

<sup>33</sup> "El abecé del Petróleo y Gas en el Mundo y en la Argentina", IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas), Argentina, Junio 2018.

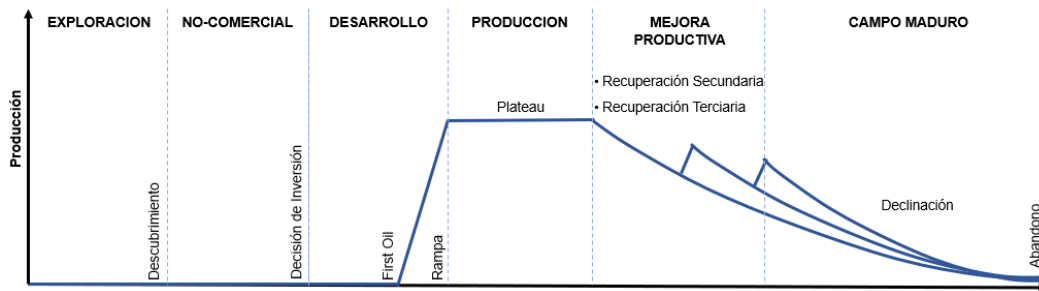
<sup>34</sup> Sísmica 2D/3D: La sísmica es una herramienta de exploración de hidrocarburos que, a través de la emisión de ondas, permite conocer de forma aproximada la conformación del subsuelo. La misma puede ser en dos dimensiones (2D) que aporta información en planos verticales o en tres dimensiones (3D) que aporta información tridimensional en volumen.





- **Desarrollo:** se caracterizan por ser activos en los que, una vez demostrada su comercialidad, se encuentran en una etapa de inversión necesaria para poder entrar en producción. Las principales inversiones de capital (**CAPEX: *Capital Expenditures***) en esta instancia son instalaciones o facilidades de superficie (*facilities*) para tratar los hidrocarburos, ductos de evacuación del hidrocarburo, pozos productores, pozos de disposición de agua.
- **Productivos:** son activos que una vez desarrollados se encuentran produciendo de manera estable. Los principales CAPEX son pozos productores, pozos de disposición de agua.
- **Mejora productiva:** son activos a los que se realizan mejoras para poder incrementar el factor de recobro como lo es la recuperación secundaria o terciaria. Los CAPEX asociadas incluyen la perforación de pozos inyectores de agua con el posible agregado de polímeros o geles para mejorar el barrido de la roca y así mejorar el factor de recobro.
- **Maduros:** Son los activos que se encuentran en franca declinación sin proyectos de mejora en la producción que permitan aumentar el factor de recobro. Las principales CAPEX pueden comprender estimulaciones a los pozos, pozos *infill* (de relleno entre productores) para acelerar la producción de las reservas.

Figura 15: Ciclo de vida del activo



Fuente: Elaboración propia

## II.II. UBICACIÓN

En cuanto a la **ubicación**, se pueden diferenciar dos grandes tipos que son los activos que se encuentran ubicados en zonas *onshore* y *offshore*<sup>35</sup>. También muchas veces al estar los activos muy alejados de infraestructura y en los cuales la logística de acceso es por vía marítima/aérea se denominan *offshore inland* (Figura 16). Generalmente, los CAPEX en estos dos últimos son mucho más importantes dado que la logística es a través de barcos, helicópteros o aviones y que en el caso de los activos offshore se deben construir o alquilar plataformas que son muy costosas para desde ahí poder operar los yacimientos.

Figura 16: Operación Onshore / Offshore / Offshore Inland



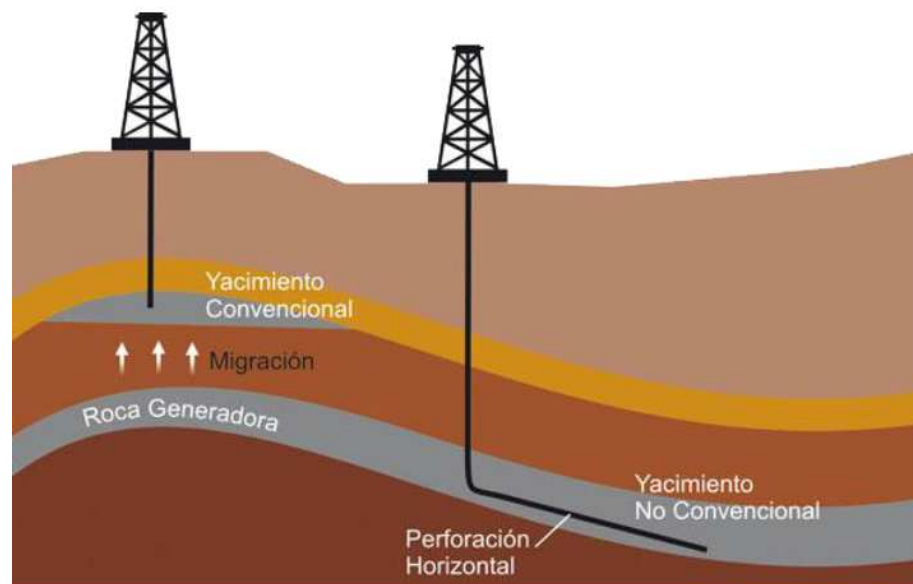
Fuente: Reuters / Equinor / Pluspetrol

<sup>35</sup> Onshore/offshore: Traducción del Inglés Costa adentro/Costa afuera

### II.III. TIPO DE RESERVORIO

En cuanto al **tipo de reservorio** (Figura 17) podemos encontrar los reservorios convencionales, los cuales presentan adecuadas condiciones de permeabilidad y porosidades para producir. Luego están los no convencionales en los que podemos encontrar los denominados *tight* en los cuales debido a menores porosidades y permeabilidades se deben desembolsar mayores CAPEX para inducir mayores permeabilidades para que el hidrocarburo bajo el subsuelo se pueda interconectar mejor y posibilite su evacuación. Asimismo, dentro de los no convencionales se encuentra también el *shale*, en el cual el reservorio en donde quedó confinado el hidrocarburo es la propia roca madre, que también debido a sus menores porosidades y permeabilidades se necesita de un gran número de fracturas con inyección de agua y arena, este último para que a medida que se retire el efecto de la expansión de la roca generado por la fractura, la arena sirva para contener la expansión y así el hidrocarburo pueda fluir a través de la arena. La regla general es que alejándonos del hidrocarburo convencional los CAPEX son mayores y las acumuladas por pozo son menores.

**Figura 17: Yacimiento Convencional y No Convencional**



Fuente: IAPG (Yacimiento Convencional y No Convencional)



## II.IV. TIPO DE HIDROCARBURO

Por el lado del **tipo de hidrocarburo** que se produce en los activos pueden ser productores de petróleo, gas o ambos.

### II.IV.I. PETRÓLEO

Por el lado del petróleo, los mismos pueden ser entre otras características livianos, medianos o pesados el cual se determina por su gravedad API <sup>36</sup>(*American Petroleum Institute*). Las principales consecuencias en la producción de uno u otro son:

- El **transporte**, muchas veces el ingreso a los oleoductos requiere de un mínimo de °API para su desplazamiento y el no contar con esa °API mínima incrementa los costos operativos (**OPEX: Operational Expenditures**), teniendo que comprar productos diluyentes o crudo más liviano para poder llegar a la especificación necesaria.
- El **precio de venta**, dado que los crudos más pesados en su refinación requieren de procesos más costosos para poder extraer los productos de mayor rentabilidad. Así los crudos más pesados contemplan un mayor descuento en el precio.
- En cuanto a la **operación**, como regla generar el movimiento del crudo pesado en las instalaciones es más costoso aumentando OPEX y afectando la producción, dado que en general disminuye la eficiencia de barrido de la roca con el agua de producción (fuente del agua puede ser por acuífero activo o recuperación secundaria) debido a que generalmente los crudos son más viscosos.

---

<sup>36</sup> En base a su °API (Petróleo Pesados<15°, 15°<Petróleo Medianos<30°, Petrónimo Liviano>30°)



## II.IV.II. GAS NATURAL

Por el lado del gas natural, en general los mismos pueden ser clasificados de acuerdo a su composición principalmente en dulces/ácidos y secos/ricos. Las principales consecuencias de la producción de uno u otros afectan:

- Su **transporte y utilización** es necesario acondicionarlo ya que contiene muchas impurezas y contaminantes o productos indeseables que se necesitan remover. Por ejemplo, entre los más importantes, se encuentran partículas sólidas y líquidas, vapor de agua, hidrocarburos condensables, dióxido de carbono, azufre. Para ello hay que desembolsar CAPEX en facilidades de superficie correspondientes o pagar OPEX a plantas tercerizadas que faciliten los servicios.
- El **precio de venta**: De acuerdo a la composición del gas, el mismo puede tener componentes de mayor riqueza calórica que pueden ser aprovechados comercializándolos a un precio de venta mayor como lo son el Etano (C2+), Propano (C3+), Butano (C4+) y Gasolina (C5+). Para poder separar los anteriores componentes es necesario realizar inversiones (CAPEX) en facilidades de superficie como plantas turbo expansoras, de punto de rocío u otras tecnologías y facilitan la evacuación del producto a través de la inversión en polductos o cargaderos de camiones y tanques para su almacenamiento.

## II.V. MARCO CONTRACTUAL E IMPOSITIVO

Una característica muy importante de los activos también está dada por el **esquema contractual e impositivo** que dependiendo del país en donde se encuentre el activo afectan sensiblemente los flujos generados por los mismos. Así, de acuerdo con el marco legal de cada país podemos encontrar distintos tipo de contratos como



el de regalías, producción compartida, servicio, asociación y en cuanto a la estructura impositiva impuesto al valor agregado, impuesto a las ganancias, impuesto a las ganancias extraordinario, retenciones, márgenes de soberanía, ingresos brutos, entre otros.

## II.VI. PERFIL DE FLUJO DE FONDOS

En cuanto a los **perfiles de los flujos de fondo** se pueden tomar los siguientes reglas generales. En cuanto a los CAPEX y OPEX, los activos de gas suelen requerir de más CAPEX en el inicio dado la necesidad de construir gasoductos para su evacuación y así conectar las facilidades de superficie necesarias con la entrada al gasoducto troncal o directamente al punto de consumo. En el caso del petróleo, dependiendo los volúmenes de producción estimados, los CAPEX no necesariamente deberían requerir de la construcción de un oleoducto para ingresar al mercado, dado que el mismo puede ser transportado por camión. Por otro lado, en caso de tratarse de petróleo no convencional los CAPEX suelen ser más sostenidos en el tiempo debido a que, dada la alta declinación de los pozos, es necesario perforar continuamente para mantener la producción. Por otro lado, los OPEX suelen ser mayores que los de desarrollos de petróleo debido a la complejidad de la operación. Asimismo, el precio del petróleo es mucho mayor que el de gas. Por el lado de la producción los yacimientos de gas pueden llegar a producir en el orden del 90% de su OGIP y los de petróleo dependiendo si están en primaria (hasta 15%), secundaria (hasta 25%), terciaria (hasta 40%) de su OOIP. Todos estos factores anteriormente mencionados afectan al flujo de fondos y realizando una comparación se permite poder determinar cuáles son sus puntos de equilibrio (*break-evens*<sup>37</sup>). De esta manera las activos que tengan menores puntos de equilibrio serán los activos más resilientes debido a que serán más robustos ante

---

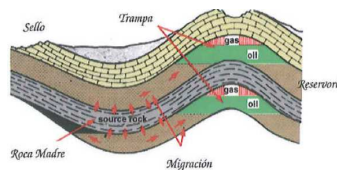
<sup>37</sup> *Break-even: Punto de equilibrio*

eventuales fluctuaciones del precio de los hidrocarburos y sus contribuciones marginales serán mayores<sup>38</sup>.

## II.VII. RIESGO GEOLÓGICO Y COMERCIAL

En cuanto al riesgo se pueden mencionar dos grandes riesgos que son el geológico<sup>39</sup> y el de mercado. Desde el inicio del ciclo de vida del activo, en la etapa exploratoria, encontramos el riesgo de descubrir el cual dependiendo del tipo de exploración (frontera, emergente o madura) tiene probabilidades que van desde aprox. 15% hasta 45%. Para tener una noción de cómo es que llegamos a estos valores de probabilidades, las mismas surgen de la multiplicación de las probabilidades de las cinco condiciones fundamentales (Figura 18) que tienen que existir para para que se produzca un descubrimiento que son: que exista una Roca Madre que haya generado hidrocarburo, que dicho hidrocarburo haya Migrado en el tiempo, que exista una Roca Reservorio en la cual se haya almacenado el hidrocarburo y que permita que perforados los pozos el hidrocarburo pueda fluir hacia los mismos, un Sello, generalmente una capa impermeable, que impide que el hidrocarburo continúe migrando y una Trampa que facilite la acumulación del hidrocarburo.

**Figura 18: Condiciones fundamentales para descubrir hidrocarburos**



*Fuente: IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas)*

<sup>38</sup> "The Supermajors' upstream portfolios at different prices", Wood Mackenzie: Volatility and value, Estados Unidos, Septiembre 2020.

<sup>39</sup> Rose, P. R, "Dealing with Risk and Uncertainty in Exploration: How Can We Improve?", American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Estados Unidos, Enero 1987.



También a medida que el activo produce pueden presentarse riesgos geológicos que puede derivar a que el activo quede imposibilitado de producir, por problemas productivos como exceso de producción de agua y de gas que impida extraer el hidrocarburo.

Luego se encuentra la probabilidad de que los recursos que se puedan producir del activo sean comerciales, para lo cual se asigna una probabilidad de comercialización la cual depende de las principales variables del activo. Es decir, dependiendo del flujo futuro de ingresos del activo dado por la producción, precio, OPEX, CAPEX, tiempos, tipo de contrato, etc se determina el volumen mínimo de hidrocarburo MEFS (*Minimum economic field size* - Tamaño del campo mínimo económico) necesario para que el activo sea rentable y dicha probabilidad refleja las chances de que se encuentre dicho volumen frente a que no se encuentre y así no sea comercial.

## II.VIII. VALUACION DE ACTIVOS

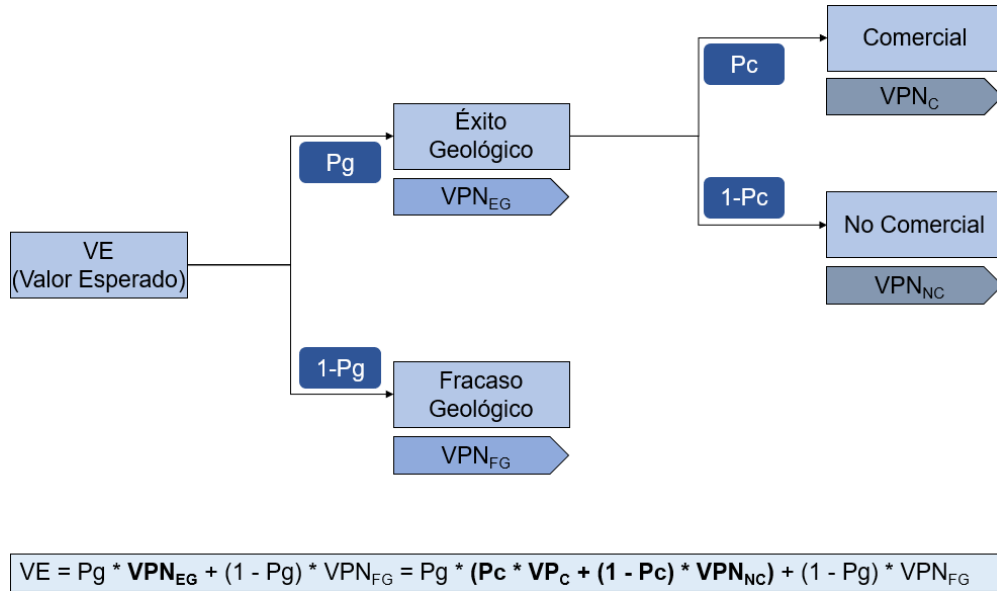
Comprendiendo las variables anteriormente descritas, se procede a realizar la valuación del activo para determinar si es que los mismos agregan o destruyen valor. Para ello es que se realizan proyecciones con modelos de valuación en los que se utilizan como variables de ingreso por ejemplo el precio de venta, el perfil de producción, OPEX, CAPEX, impuestos y se estiman tasas de descuento para poder determinar el valor presente neto de los flujos futuros (VPN). Dependiendo del estado del ciclo de vida del activo a evaluar podremos determinar en base a las probabilidades de descubrimiento y de comercialidad (de existir alguna de estas) cual es el valor esperado del activo (VE) y así poder determinar su valor. Para su representación, se utilizan un árbol de probabilidades, definiendo como VE de una determinada variable a la sumatoria de las probabilidades de cada rama multiplicado por el VPN de cada una de las ramas. Concretamente, el resultado obtenido del VE





da como resultado el valor esperado que se obtendría del activo si el evento se repitiera un número importante de veces (Figura 19).

**Figura 19: Representación de cálculo de VE**



*Fuente: Elaboración propia*

De encontrarnos en un activo en fase exploratoria, es decir un activo que tiene probabilidades tanto de descubrir hidrocarburo en el activo como que de su desarrollo sea comercialidad, el VPN de la rama de éxito geológico y comercial no sólo debe ser positivos, sino que al mismo tiempo tiene que compensar todas las ramas de fracaso.

De esta manera, de forma general, podemos decir que la rentabilidad de la rama de éxito en un activo exploratorio debería ser muy alta dado que la misma debe tener un retorno que compense los fracasos de no descubrir o que el descubrimiento no sea comercial. Por lo tanto, los resultados exploratorios deben involucrar un gran número de pozos exploratorios en distintos activos, a efectos de diversificación de



riesgo, de manera tal de que el descubrimiento en uno de ellos pueda repagar el resto de los fracasos y aun así obtener una rentabilidad aceptable. Es por ello, que el negocio de exploración en el *upstream* del *Oil & Gas* es un negocio de riesgo que requiere de una gran capacidad financiera para poder financiar tales campañas. A medida que vamos avanzando en el ciclo de vida del activo, los mismos van disminuyendo las incertidumbres, por lo que los retornos esperados deberían ir disminuyendo.

Del mismo modo, a medida que se avanza en el ciclo de vida del activo, la planificación de las actividades a desarrollar son más certeras. Es decir, si se analiza un activo exploratorio, las actividades a desarrollar a lo largo del tiempo para ir disminuyendo el riesgo, dado de que las mismas dependen de los resultados obtenidas a medida que se van llevando a cabo, son de un alto grado estimativo. Los VPN siempre serán estimativos, debido a que el factor precio siempre se proyecta en base a estimaciones, pero si a medida que avanza el activo en el ciclo de vida el comportamiento geológico reduce sus incertidumbres.

También es muy interesante clasificar a los activos en base a sus *break-evens*. Los mismos pueden ser sólo operativos, es decir, pueden indicar cual sería el precio de equilibrio que repaguen la continuidad de las operaciones existentes, teniendo en cuenta OPEX, impuestos, y demás gastos asociados si los hubiera, o los mismos pueden indicar cual sería el necesario para cubrir todo el desarrollo incluyendo a los CAPEX asociados durante todo el flujo de fondos del activo en el tiempo. Así, si contamos en nuestro portfolio con activos con *break-evens* más bajos podremos contar con una estrategia de posicionamiento mucho más resiliente para enfrentar futuras fluctuaciones de los precios de los hidrocarburos en el mercado<sup>40</sup>. Es obvio inferir que los activos con menores *break-evens* son más valiosos, lo que no se suele tener en cuenta en las valuaciones son los costos asociados cuando los mismos se encuentran por debajo de sus *break-evens* como por ejemplo los costos

---

<sup>40</sup> "Building upstream portfolio resilience", Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Junio 2020.



por incumplimientos de contratos, tanto de actividad como de ventas de hidrocarburo, problemas en los reservorios cuando se vuelven a reactivar pozos que se habían cerrado debido a que no son económicos derivando en caídas en la producción, estructuras de personal sobredimensionadas dada la reducción en las operaciones, entre otros.



### CAPITULO III: DISTRIBUCION MUNDIAL DEL CAPITAL

El siguiente capítulo tiene por objetivo mostrar como la distribución del capital fue migrando en esto últimos años y cambiando su atracción hacia por ejemplo los rubros de la tecnología de la información o los servicios de telecomunicaciones, dentro de un contexto en el cual muchas industrias están cambiando sus modelos de negocio debido en parte a los cambios que trae la revolución informática y también a los generados por un inversor, un consumidor y por gobiernos cada vez más comprometido con modelos de negocio integrales.

A lo largo de los últimos años, en un contexto de globalización cada vez más acentuado, de grandes crecimientos de países emergentes como China e India, en medio de revolución informática donde la puja entre modelos de negocio tradicionales y los modelos de innovación parece ser cada vez mayor, y finalmente la pandemia del COVID-19, la distribución de capital se encuentra en estado de ebullición y pareciera no encontrar estabilidad.

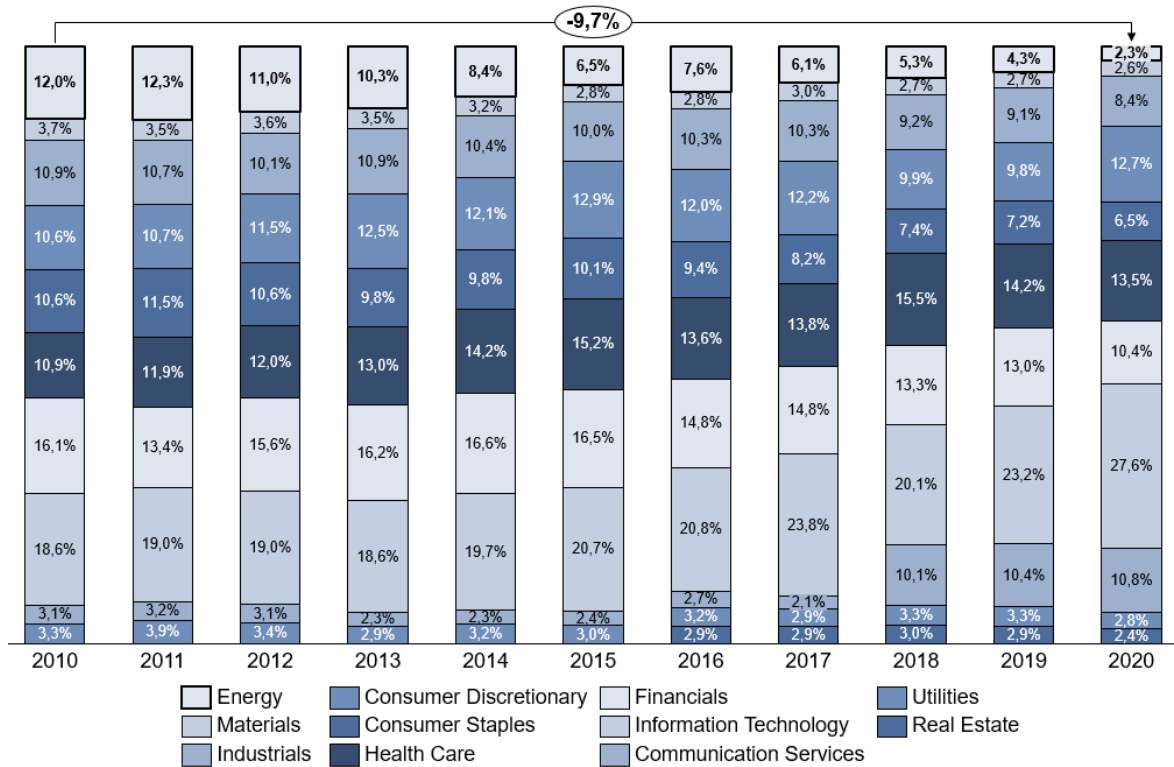
Si se toma de referencia el índice S&P 500 (Standard and Poor's 500), índice bursátil que representa el comportamiento de las 500 compañías más valiosas de las bolsas NYSE y NASDAQ, reflejando aproximadamente el 80% de la capitalización de todo el mercado de Estados Unidos, en los últimos 10 años creció de 1.050 a 4.000 puntos (aprox. +380%). Durante este período, el sector energético paso de representar el 12,27% en el 2011, liderado en aquel entonces por Exxon Mobil como la compañía más valiosa del mercado, a un actual 2,28% a fines del año 2020, cediendo la mayor parte de ese porcentaje a los sectores de Tecnología de la Información pasando de 18,65% en el 2010 a 27,61% en el 2020 y Servicios Comunicación que pasó de 3,11% en el año 2010 a 10,77% en el 2020 (Figura 20).

En el marco de una revolución informática, parecería que el capital en estos últimos años fue migrando desde negocios de *brick & mortar* (tradicionales) hacia negocios de tecnología y de comunicaciones. Dado que el valor presente de las compañías



está dado por la proyección de sus flujos de caja a futuro, se podría decir que la transición energética podría estar más cerca de lo que se pensaba, significando en una madurez más acelerada del negocio del *Oil & Gas* (industria con las compañías más valiosas dentro del sector) y conllevando a un posible cambio a un modelo de negocio de rentabilidades menores, significando la mutación de un negocio cuyo alto retorno correspondía un alto riesgo incurrido por el descubrimiento de nuevos recursos hacia un modelo más competitivo basado en eficiencia.

**Figura 20: Evolución distribución de S&P 500 por sector**



Fuente: Elaboración propia con información de S&P Global<sup>41</sup>

<sup>41</sup> Silverblatt, Howard, "SP500 Market Attributes 202012", S&P Global, Estados Unidos, Diciembre 2020. Descargado el 10/02/2021 de la dirección URL: <https://www.spglobal.com/spdji/en/indices/equity/sp-500/#overview-Documents-Additional-Info-S&P-Market-Attributes-Web-file> (xls)

Del mismo modo, los inversores están cambiando e incorporando en sus carteras a compañías de energía con proyectos de fuentes de energías renovables, es por ello que gran parte de las *Majors* (Figura 21) están anunciando la transición de sus negocios en el mediano-largo plazo para no perder participación de las inversiones de este perfil de inversores. A su vez, como muchas de ellas también están integradas y venden directamente al consumidor final esto también afecta el valor intangible de sus marcas por lo que también es importante demostrar que están siendo parte de la transición energética hacia fuentes de energías renovables más amigables con el medio ambiente. También ocurre que las *Majors* con menor cantidad de reservas probadas y activos con mayores *break-evens* son las que más efusivamente están migrando hacia fuentes de energía renovables<sup>4243</sup>.

**Figura 21: Objetivos de las *Majors* frente a cero emisiones de dióxido de carbono**



Fuente: Global Data Plc

Completando los actores, también es relevante la participación de los gobiernos a través de incentivos que atraigan a los inversores de capital y brinden seguridad a sus inversiones como por ejemplo a través de exenciones impositivas, amortizaciones aceleradas o mismo dando previsibilidad a través de tarifas que garanticen los ingresos a largo plazo. El objetivo del gobierno es atraer estas

<sup>42</sup> Mallinson, E (Silverblatt, H. (Diciembre 2020). Global Data Plc The future of Exploration In a 'Greener' Landscape

<sup>43</sup> Pickl, Mathias J., "The renewable energy strategies of oil Majors - From oil to energy?", King Fahd University of Petroleum and Minerals, Reino de Arabia Saudita, 2019.



inversiones, sobre todo en etapas tempranas de investigación y desarrollo, para generar escala y así obtener mejoras tecnológicas que permitan bajar costos y aumentar la productividad para mejorar la competitividad frente a las fuentes de energía no renovables. A su vez, en materia de regulaciones algunos gobiernos están dando señales fuertes y de gran impacto en los mercados, como por ejemplo avanzando con distintos tipos de prohibiciones en determinados plazos en el futuro como por ejemplo ventas de autos de combustión interna.

Las etapas tempranas de investigación y desarrollo son de alto riesgo por lo que se estima que serán llevadas a cabo por inversores de capital de tipo *Venture Capital* y *Private Equity*. Asimismo, algunas corporaciones, incluidas las *Majors* europeas, también es posible que formen parte de esta etapa temprana obteniendo una ventaja competitiva como *first-movers* (primeros en moverse). A medida que las tecnologías vayan madurando y el modelo vaya pareciéndose más a un modelo basado en eficiencia, cada vez más competitivo y con rentabilidades menores y más estables, pareciera que la ganancia vendrá por el lado del volumen. En esta etapa, de flujo de fondos más estables, es cuando será más atractivo el ingreso de bancos, fondos de pensión e instituciones y otras corporaciones.<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> "Who will fund the energy transition", Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Noviembre 2020.

## MARCO EMPÍRICO

### CAPITULO IV: CAMBIO DEL MODELO DE NEGOCIO DEL RIESGO A LA EFICIENCIA

El siguiente capítulo tiene por objetivo, en base al marco teórico presentado anteriormente, determinar cuál es el cambio que está atravesando la industria del *Oil & Gas* y cuales podrían ser las implicancias de los mismos en el modelo de negocio.

Como vectores principales del cambio se pueden ver el impacto que las emisiones de dióxido de carbono tienen en el medio ambiente derivando en cambios en las preferencias de los consumidores, avances gubernamentales, cambios en los portfolios de los inversores y en consecuencia cambios en las estrategias de las compañías de *Oil & Gas* para adaptarse a esta nueva realidad. Así mismo, en los últimos tiempos ha habido un gran avance en materia de generación de energía a través de fuentes de energías renovables, desarrollo de vehículos eléctricos, etc.

Finalmente, por el lado de la oferta y la demanda, en los últimos años si bien la demanda ha ido subiendo, las reservas de petróleo y gas natural han ido aumentando considerablemente debido a nuevos descubrimientos y a mejoras tecnológicas, permitiendo visualizar sólo con las reservas probadas un horizonte de 50 años (ratio R/P) y recursos que, sin estimar su grado de incertidumbre, se estiman en 6,5x y 4x las reservas probadas de petróleo y gas natural respectivamente.

Si como ya vimos anteriormente es probable que, en base a la demanda proyectada y en medio de una transición energética hacia la generación de energía a través de fuentes renovables, ya haya suficientes reservas y recursos de gas y petróleo para abastecer la demanda en el mediano/largo plazo, se podría inferir que es más probable que en el escenario de necesitar incrementar la oferta, entre explorar o





mejorar el factor de recobro de las activos existentes parecería menos riesgosa y más posible que el camino se oriente en dirección a esta última opción. Si bien los costos operativos están subiendo debido a mejoras en estándares operativos, es posible que la tecnología permita mejorar el factor de recobro y así la ganancia se obtenga por parte del volumen producido.

Anteriormente, debido a la escases de recursos, el descubrimiento de nuevas reservas era critica para mantener la oferta de hidrocarburos por lo que la exploración era fundamental para mantener el negocio. Debido a que la exploración es un negocio muy riesgoso el cual dependiendo del tipo de exploración (frontera, emergente o maduro) las probabilidades de descubrir hidrocarburo van desde el ~15% al ~45% y luego dependiendo del perfil de producción, CAPEX, OPEX, impuestos, tipo de contrato y las condiciones de mercado hay que incorporar las probabilidades de poder comercializar dichos recursos para pasarlos a reservas, el precio de mercado necesitaba cubrir todos estos factores y a su vez dejar una rentabilidad acorde a dichos riesgos (geológico y comercial). Es por ello, que los jugadores del *upstream* han necesitado contar con una gran capacidad financiera para poder tomar dichos riesgos.

De esta forma, bajo el supuesto de que hay suficientes recursos/reservas en el mediano/largo plazo y teniendo en cuenta que la tecnología ayudaría a mejorar el factor de recobro se podría inferir que dado que a nivel global sería menos necesario descubrir nuevos recursos y así, eliminando parte del riesgo geológico, el modelo de negocio migraría hacia un modelo basado en la productividad, por lo que se pasaría de un modelo de riesgo con retornos acordes al repago de asumir riesgos exploratorios y comerciales a sólo asumir los comerciales repagando la productividad de los campos. Es decir, en el ciclo de vida del activo, la industria del *Oil & Gas* tendería a ubicarse más hacia la derecha del inicio de la exploración y como se describió en el marco teórico si uno se mueve más hacia la derecha el riesgo baja y así el retorno esperado baja, impactando así en el modelo de negocio.



Por el lado del modelo de negocio de las energías renovables, dadas condiciones naturales en una determinada zona, se planifica el proyecto con sus inversiones de capital CAPEX, que suelen ser al inicio, y se aseguran contratos de largo plazo con retornos estimados más certeros y en consecuencia más bajos. Es un poco más parecido al modelo de negocio de gas natural pero este último mantiene también el riesgo geológico. Si bien, en cuanto a las energías renovables todavía quedan por definir muchas cuestiones en cuanto a la intermitencia de la oferta y el almacenamiento de la energía, si en base a avances tecnológicos las energías renovables empezaran a ganar cada vez más terreno, los retornos de la industria energética en general deberían ir mutando a un modelo de negocio con mayor competencia, con mayor incidencia en la eficiencia y la productividad y así con retornos más bajos.

A su vez, toda la infraestructura necesaria para desarrollar las distintas energías renovables derivaría en un aumento considerable de la demanda de la extracción de minerales por lo que la actividad minera podría ser de vital importancia, de hecho, podría llegar a considerarse como el futuro cuello de botella para toda esta transición energética. Esto va a requerir globalmente de la exploración y el desarrollo de nuevas minas y como ya vimos anteriormente como esta industria se ubicará hacia la izquierda del ciclo de vida del activo, la misma continuará con su modelo de negocio de riesgo que repague tanto el riesgo de la exploración como de la comercialidad.



## CAPITULO V: POSICIONAMIENTO ESTRATEGICO

En el siguiente capítulo, ya habiendo descripto el marco teórico de la industria, las principales variables de los activos de *Oil & Gas*, la distribución mundial de capital para dar un contexto global de hacia dónde está migrando el capital y el potencial cambio de modelo de negocio de la industria, se describirá cuál sería, desde el punto de vista estratégico, el posicionamiento adecuado que debería tomar una compañía internacional, independiente y de tamaño medio de la industria del *Oil & Gas*.

Dentro de este contexto, y con una visión de largo plazo, para que una compañía pueda delinear su estrategia de posicionamiento<sup>45</sup>, es importante determinar en qué negocios va a querer participar, como va a competir y de la misma manera definir en cuales no va a querer participar. Es decir, definir en base a su ventaja competitiva en donde va a querer desarrollarse. Para ello, deberá delinear su estrategia de forma de responder preguntas tales como:

- Con respecto al principal negocio de *upstream Oil & Gas*: ¿Destinará recursos para explorar, mejorar el factor de recobro de activos existentes, fusiones y adquisiciones? ¿Con que clase de activos querrá contar en su portafolio?
- En busca de diversificación: ¿En qué zonas geográficas querrá tener participación?, ¿Buscará integrarse verticalmente hacia otras partes de la cadena de valor de la industria del *Oil & Gas*?, ¿Querrá incursionar en otra industria?

---

<sup>45</sup> Del Regno, Leandro, "Creación de valor en la industria del petróleo y del gas", Petrotecnica, Argentina, Octubre 2011.



- Con respecto a la transición energética: ¿Querrá ser parte de la transición energética, orientando recursos a hacia la cadena de valor de fuentes de energía renovables?
- Con respecto a su estructura: ¿Con qué clase de profesionales quiere contar?, ¿La compañía podrá atraer, desarrollar y retener a dichos profesionales?, ¿Qué clase de estructura querrá tener?

De manera tal de delinear de forma metódica cual va a ser la estrategia de la compañía, y para comenzar a responder las preguntas anteriormente mencionadas, se puede decir que la dirección organizacional tiene distintas jerarquías que van desde las más agregadas hasta las más específicas<sup>46</sup>. Partiendo desde la misión, que responde a la pregunta de la razón por la cual existe la compañía, los valores que describen en que se cree y el comportamiento, la visión que expresa que quiere ser/en que se quiere convertir la compañía, la estrategia representada en el manifiesto estratégico tiene un nivel de especificación tal de que dos compañías no podrían tener el mismo, describiendo hacia donde se quiere orientar la compañía y asimismo expresar hacia donde no quiere orientarse. El manifiesto estratégico está compuesto por el objetivo, el alcance y la ventaja competitiva en la cual se va a apalancar la compañía. Esto permite alinear a la compañía hacia su objetivo impidiendo desviarse del mismo y enfocando los recursos en esa dirección. Finalmente, se encuentra el tablero de control que permite monitorear e implementar dicho plan en el día a día. x

De manera tal de exponer, en base al cambio de modelo de negocio, cuál sería una estrategia de posicionamiento adecuada, se profundizará en el desarrollo del manifiesto de estrategia, explicando sus principales componentes: objetivo, alcance y ventaja competitiva. Una vez explicado el manifiesto de estrategia y los impactos que tienen en el cambio del modelo de negocio de manera genérica para una

---

<sup>46</sup> Collins, David J. & Rukstad, Michael G., "Can you say what your strategy is?", Harvard Business School, Estados Unidos, Abril 2008.



compañía del segmento del *upstream* de la industria del *Oil & Gas*, se realizará un análisis haciendo foco en la compañía objeto de estudio con el objetivo de que la misma pueda, de manera anticipada, posicionarse estratégicamente de una mejor manera.

## **V.I. MANIFIESTO DE ESTRATEGIA**

### **V.I.I. OBJETIVO**

En esta sección se debe manifestar precisamente cual es el objetivo estratégico de una compañía. Para ello el mismo debe ser específico, medible y debe tener un plazo de manera tal de que el mismo apalanque la operación para poder llevar adelante el negocio dentro de los próximos años.

### **V.I.II. ALCANCE**

El alcance debe determinar donde una compañía va a querer y no va a querer posicionarse para cumplir su objetivo, respondiendo las preguntas que se expusieron al inicio del capítulo.

Así, con respecto a su posicionamiento estratégico dentro del segmento del *upstream*, respondiendo a donde una compañía va a asignar sus recursos, se debe responder cómo la compañía va a incrementar sus reservas para reemplazar su producción o mismo para incrementar las ya existentes.

Por otro lado, dentro del alcance también se va a definir si es que la compañía querrá, a efectos de buscar diversificación, integrarse verticalmente hacia otros segmento de la industria del *Oil & Gas*, hacia la cadena de valor de otras fuentes de energía como por ejemplo las energías renovables o hacia otra industria.



#### **V.I.II.I. UPSTREAM**

Con respecto al alcance dentro del segmento del *upstream*, la forma mediante la cual una compañía del *upstream* de *Oil & Gas* incrementa sus reservas, puede ser de manera orgánica o inorgánica. Por el lado de la orgánica, se incrementan a través de la exploración descubriendo nuevas acumulaciones de hidrocarburos o de la mejora del factor de recobro de los yacimientos ya existentes mediante técnicas que mejoren la productividad de las acumulaciones ya descubiertas. Es decir, del denominado OOIP/OGIP (*original oil/gas in place*) que representa el volumen total de hidrocarburo presente en el subsuelo, el factor de recobro determina el porcentaje de dicho volumen que puede ser producido. De esta forma mejorando dicho factor se pueden llevar más recursos a reservas y consecuentemente a producción y esto se puede hacer a través de distintas técnicas operativas, recuperación secundaria y terciaria u otros avances tecnológicos que permitan llevar a superficie un mayor volumen de hidrocarburo. Por el lado del crecimiento inorgánico, la manera de incrementar reservas es directamente a través de fusiones o adquisiciones.

De las tres opciones anteriormente explicadas (exploración, mejora del factor de recobro y fusiones y adquisiciones), dependiendo de la disponibilidad de recursos con los que cuente cada compañía y de su estrategia, la misma determinará el alcance en el cual va a participar. Es decir, si es que quiere elegir una combinación de ellas o sólo posicionarse en alguna de ellas.

#### **V.I.II.I.I. EXPLORACION**

Por el lado de la exploración, parecería que el nuevo modelo de negocio basado en eficiencia, las reservas y recursos contingentes actuales y la transición energética surgiendo en el horizonte y, posiblemente viéndose acelerada debido a la pandemia del COVID-19, la exploración parecería ser una estrategia menos atractiva y eficiente, sobre todo los tipos de exploración más riesgosas, con probabilidades



bajas de descubrir nuevas acumulaciones de hidrocarburo. Por otro lado, las mejoras tecnológicas están mejorando en calidad, tiempos y costos las herramientas para poder aumentar las posibilidades de descubrir la existencia de hidrocarburo en el subsuelo. A su vez, en cuanto al precio parecería que la posibilidad de poder contar con un precio que haga viable dichos proyectos es cada vez más baja e incierta, dadas las altas inversiones que conlleva explorar. Es decir, muchos proyectos exploratorios necesitan de aproximadamente una década para tener su *first oil* (primera barril de petróleo producido), por lo que es de vital importancia para la viabilidad de los proyectos cuan distanciado se esté de la transición energética y de poder sostener un precio por tanto tiempo que viabilice los proyectos.

Como conclusión, para embarcarse en proyectos de estas características se deberían tener en cuenta los siguientes *drivers* (factores) como principales en el proceso de toma de decisión: probabilidad de descubrir hidrocarburo (cuenca de frontera ~15%, emergente ~25% o madura ~45%), OOIP/OGIP, costos de exploración y desarrollo, plazo del proyecto. Se podría decir que proyectos exploratorios con mayores probabilidad de descubrir yacimientos de hidrocarburos de gran OOIP/OGIP en cuencas maduras o mismo emergentes con costos exploratorios bajos podrían llegar a ser los menos riesgosos y más atractivos. Las cuencas de frontera, menos exploradas y por ende más riesgosas, podrían llegar a ser interesantes para compañías muy sólidas financieramente, con buenos resultados exploratorios y que realicen un gran número de intentos, de manera tal de que el descubrimientos compensen los fracasos. Como dice el dicho: *roll fewer dice, roll fewer sixies* (si tirás menos dados sacarás menos seises).

En base a la designación de recursos que habría que orientar hacia la exploración, dado el nuevo modelo de negocio, sólo parecería que la exploración de frontera podría llegar a tener sentido sólo para las *Majors*, las *grandes IOCs o NOCs*, las cuales aprovechan sus ventajas competitivas para dominar en este terreno de alto riesgo y cuentan con los geólogos más competitivos del mercado con gran



conocimiento y experiencia. Para compañías que no cuenten con estos recursos, de embarcarse en el camino de la exploración, sería más lógico participar de tipos de exploración con probabilidades más altas como la emergente o la madura o solamente la madura. Lo que ocurre también es que una vez que se descubre la acumulación, no es muy factible poder salir con una venta en efectivo, sino que generalmente se venden participaciones del activo sólo a cambio de costos pasados, acarreo de algunas inversiones futuras o con pagos contingentes a eventos futuros; y muchas veces los desarrollos de los activos suelen ser extremadamente costosos por lo que no sólo se deben tener en cuenta la gran capacidad financiera para explorar sino también para luego desarrollar los activos.

#### **V.I.I.I.II. MEJORA DEL FACTOR DE RECOBRO**

Por el lado de la mejora del factor de recobro, siendo que aproximadamente el ~25% del OOIP se recupera en el caso de petróleo, la tecnología ofrece una gran oportunidad para poder recuperar comercialmente un porcentaje mayor de dicho OOIP sin la necesidad de descubrir nuevos yacimientos. Para ello es muy importante estar al tanto de las mejoras tecnológicas que vayan surgiendo para poder incrementar ese factor. Un ejemplo de esto fue el desarrollo de tecnologías que permitieron convertir en reservas acumulaciones de hidrocarburos que se encontraban en formaciones *tight, shale* o mismo la incorporación de las *oil sands*<sup>47</sup>.

Del mismo modo, todas las eficiencias en cuanto a aumento de productividad de pozos, tiempos de actividades, disminución de OPEX/CAPEX, bajarían los *break-evens* de los campos y en muchos casos también trasladaría recursos a reservas. Como ejemplos podemos encontrar, el avance en la tecnología de los campos digitales que permitan disminuir OPEX o mismo bajar los *downtimes*<sup>48</sup>, tiempos de perforación, entre otros.

---

<sup>47</sup> *Oil Sands*: Se refiere a la extracción de petróleo acumulado en arenas en superficie

<sup>48</sup> *Downtime*: Tiempos de paradas por problemas operativos





### **V.I.II.I.III. FUSIONES Y ADQUISICIONES**

Finalmente, en cuanto a las fusiones y adquisiciones, las oportunidades de crecimiento inorgánico, pueden surgir de manera reactiva o proactiva. Es decir, de manera reactiva a través de la invitación por parte de compañías de *Oil & Gas*, de bancos de inversión o del estado en procesos para participar de oportunidades de venta de activos/compañías, *Joint Ventures* (empresas conjuntas), desinversiones parciales de participación, invitaciones a rondas de licitaciones, por lo que es muy importante contar con una buena red de contactos para poder recibir todas las oportunidades posibles. Por otro lado, de manera proactiva, hay que tener un buen conocimiento de las compañías, sean privadas o públicas, y darles seguimiento de manera de identificar la posibilidad de realizar nuevas oportunidades de negocio.

Dentro del alcance de las fusiones y adquisiciones también es importante determinar estratégicamente cuales son las regiones foco donde la compañía va a querer orientar las búsquedas de oportunidades de crecimiento. Es decir, si querrá profundizar su presencia en países en los que ya está presente, si querrá expandirse regionalmente hacia otros países, etc. Asimismo, es necesario determinar, en cuanto al ciclo de vida de los activos, en qué tipo de activos querrán incrementar su participación.

### **V.I.II.II. DIVERSIFICACIÓN**

Con el objetivo de responder a como la compañía va a querer diversificar su negocio hacia otros segmentos de la industria del *Oil & Gas*, energías renovables o hacia otras industrias, es importante describir cual sería el racional estratégico que tendría dicha diversificación. En cuanto a la participación en la cadena de valor de las energías renovables, dado el contexto, también es importante describir si la compañía tiene/querrá tener o no presencia en la cadena de valor de las energía renovables.



### V.I.III. VENTAJA COMPETITIVA

Una vez definidos el objetivo y el alcance es muy importante determinar cuál va a ser la ventaja competitiva, que diferenciará a la compañía y la hará única con respecto a sus competidores.

Por lo que vimos en el alcance contar con un buen equipo de profesionales con gran conocimiento y un estructura ágil que pueda ser una gran ventaja competitiva contribuyendo al valor intangible de la compañía. Para ello, y dado que es un negocio de largo plazo, se debe contar con un departamento de recursos humanos que ponga su foco en atraer, desarrollar y retener a los empleados para consolidar equipos y mejorar la calidad y el tiempo de respuesta ante potenciales oportunidades de crecimiento. De la misma manera, se debe diseñar la estructura pensando en la estrategia de largo plazo.

Asimismo, otra ventaja competitiva sería, de lo posible, contar con una sólida posición financiera para tener un gran respaldo y así aprovechar oportunidades de inversión o de adquisiciones en momentos en el que el mercado esté estresado o de poder llevar adelante la mayor cantidad de proyectos disponibles que agreguen valor a la compañía. Ante un cambio en el modelo de negocio se necesitarán fondos para llevar a cabo inversiones y así aumentar la productividad de los campos de manera tal de que sean más competitivos. También en el caso de querer incurrir en otros segmentos de la industria, en energías renovables o en otras industrias.

Contar con una alta dirección que tome decisiones basándose en la tomar riesgo y no enfocada sólo en la minimización del mismo. Para ello, es importante desarrollar una visión de negocio y contar con la capacidad de analizar no sólo el valor tangible sino el de los *upsides*<sup>49</sup> de negocio, para poder determinar cuál es el potencial valor de cada oportunidad. Asimismo, se necesita de gran agilidad y apertura para tomar decisiones poco convencionales en un contexto de transición que exige cambios y

---

<sup>49</sup> Potencial incremento de valor



soluciones innovadoras. De esta manera, sería conveniente contar con profesionales de diversas industrias de manera tal de contar con un mayor diversidad de puntos de vista.

Tener un portfolio de con activos con *break-evens* bajos permite incrementar la resiliencia ante vientos de frente del mercado y así poder mantener las operaciones en curso, manteniendo las inversiones necesarias para no interrumpir los desarrollos de los activos y así una vez revertido el ciclo estar ubicado en una posición favorable a los *upsides* de suba de precio del mercado y capturar mayor valor. A su vez contar con activos con *upsides* productivos/operativos de manera tal de poder capitalizar su valor en caso que surjan mejoras tecnológicas. Ante un posible cambio de negocio, dado que estos activos ya son competitivos y eficientes, contar con los mismos le daría más resiliencia a la compañía.

Finalmente, dentro de este contexto, contar con una buena diversificación es fundamental. Hay muchas maneras de diversificarse, como por ejemplo teniendo activos en distintas geografías, teniendo activos en distintas etapas del ciclo de vida, integrándose en otras partes de la cadena de valor de la industria del *Oil & Gas*, de la cadena de valor de las energías renovables o de otras industrias donde haya un racional estratégico que permita capturar más valor.

La diversificación en activos en distintas geografías es importante porque cada país tiene sus propias características contractuales, sociales, medioambientales, económicas y políticas. De esta forma, tener presencia en varias geografías diversifica los riesgos asociados a estas variables. Por el lado de los segmentos de la industria del *Oil & Gas*, diversifica los retornos a lo largo de la cadena y muchas veces ocurre que es de interés estratégico contar con participación en el *midstream* o *downstream* por ejemplo para asegurar la evacuación del producto y disminuir así el poder de negociación de los compradores. Por el lado de la cadena de valor de las energías renovables, si bien es un negocio distinto, si la compañía tiene visión de largo plazo sería interesante ir analizando el sector para determinar de qué forma



podrá apalancar sus ventajas competitivas para poder anticiparse hacia la transición energética.

## V.II. DEFINICIONES PARA LA COMPAÑÍA OBJETO DE ESTUDIO

De manera de enfocar nuestro análisis hacia una compañía internacional, independiente, de tamaño medio dentro del sector del *upstream* de la industria del *Oil & Gas*, en función de las preguntas realizadas al principio del capítulo se puede separar las definiciones en cuatro grupos: el referente al segmento del *upstream*, el de diversificación geográfica en el *upstream* o hacia otros segmentos de la industria del *Oil & Gas* u otras industrias, participación en la cadena de valor de las energías renovables y por último el la estructura.

En cuanto a las definiciones dentro del segmento del *upstream*, haciendo foco en las formas de incrementar reservas, parecería que tendría más sentido acortar levemente hacia la derecha la participación en el ciclo de vida de los activos, dejando de lado la exploración de frontera, dadas las bajas probabilidades de descubrimientos. Por el lado de la exploración emergente, habría que analizar detalladamente cada oportunidad dado que las probabilidades de éxito tampoco parecieran altas, orientándose finalmente a la madura como una opción un poco más conservadora dentro del riesgo que la misma implica. Por el lado de la mejora del factor de recobro parecería una buena estrategia de posicionamiento, dado el nuevo modelo de negocio, enfocarse en mejorar la probabilidad de comercialidad para pasar los recursos a reservas. Entre las distintas maneras de lograrlo se podría invertir en investigación y desarrollo para mejorar las tecnologías que permitan reducir OPEX/CAPEX, mejorar tiempos de las actividades, nuevas técnicas de producción, mejorar condiciones contractuales, entre otros.

Finalmente, es fundamental, para la compañía objeto de estudio, que dentro del alcance mantenga y profundice la estrategia de fusiones y adquisiciones, dado que



es la alternativa de crecimiento que permite posicionarse en cualquier tipo de activos y asimismo permite equilibrar la estructura cuando se quiera reorganizar el portfolio prescindiendo de activos que ya no estén alineados con la estrategia actual de la compañía. Asimismo, sería el puente indicado para analizar eventuales diversificaciones hacia otros segmentos estratégicos de la industria del *Oil & Gas* (*Midstream*<sup>50</sup> o *Downstream*<sup>51</sup>), energías renovables u otras industrias que puedan ser de interés estratégico y así mismo permitan capturar más valor.

Por el lado de la diversificación, si bien se considera importante la diversificación geográfica, la misma debe estar claramente definida y debe contar con un racional estratégico. A su vez es importante mantenerse sólidos en los países en los que mantiene operaciones aprovechando sus ventajas competitivas e integrarse verticalmente en la cadena de valor en el *midstream* o en el *downstream* sólo en casos puntuales en los que la integración tenga un objetivo estratégico.

Es importante proyectar la compañía en el largo plazo sin dejarse llevar por las coyunturas de momento, continuamente desarrollar resiliencia en su negocio mejorando las eficiencias operativas y tomando las decisiones de inversión adelantándose a este cambio del modelo de negocio, el cual va a exigir cada vez más eficiencia. De esta manera, contar con un portfolio de activos con *break-evens* bajos y que a su vez que tengan *upsides* de desarrollo u operativos es esencial para anticipar el nuevo modelo de negocio. Warren Buffett tiene un dicho que dice: cuando la marea baja se descubre quién nada desnudo. Es decir, la marea alta representaría los momentos en los cuales el mercado se encuentra alcista, ocurre que en estos momentos muchas compañías adquieren activos con *break-evens* altos o en los que las condiciones contractuales e impositivas son muy agresivas, exploran en cuencas de frontera con muy bajas probabilidades de descubrimiento o sobredimensionan sus estructuras pensando que el mercado va a mantenerse alcista y eso es justamente lo que hay que evitar, sobre todo en un mercado en el

---

<sup>50</sup> *Midstream*: Ver capítulo Cadena de valor

<sup>51</sup> *Downstream*: Ver capítulo Cadena de valor



que últimamente los precios muestran grandes volatilidades y donde el modelo de negocio que asoma es uno mucho más competitivo.

Por el lado de las energías renovables, las mismas tienen un rol fundamental dado el posible cambio del modelo de negocio, la exigencia de la sociedad cada vez más marcada hacia el desarrollo de negocios más integrales donde se tengan en cuenta el impacto social y el medioambiental, el contexto de transición energética, ya instalado como un hecho, y el arribo de nuevas generaciones que buscan trabajar en negocios que los motiven trascendentalmente y otorguen propósito a su actividad. Si se quiere proyectar una compañía a largo plazo se considera fundamental el arribo hacia estas nuevas energías; por un lado, porque dado que el mundo va en ese sentido es importante ir conociendo el negocio y sus principales variables y por otro lado porque los profesionales que vayan ingresando a una compañía lo van a empezar a ponderar cada vez con mayor relevancia a la hora de seleccionar donde desarrollarse profesionalmente.

Finalmente, en cuanto a la estructura, es de vital importancia dentro de este contexto de transición, mantener y desarrollar la agilidad de la estructura, la apertura para desarrollar ideas creativas e innovadoras y la capacidad de poder analizar el potencial valor de los *upsides* de las oportunidades que se presenten.

## CONCLUSIONES

El cambio en la percepción social del impacto que tienen las emisiones de dióxido de carbono en el medioambiente, la revolución informática y la aceleración de la transición energética está reconfigurando la industria del *Oil & Gas* derivando en un cambio de modelo de negocio que tradicionalmente repagaba el riesgo por descubrir nuevas reservas a otro que repague la eficiencia por medio de la cual se recuperan las acumulaciones ya existentes. Tal como se describe a lo largo del desarrollo de la tesis, dada la actual abundancia de reservas y recursos, tiene más sentido para la compañía objeto de estudio pararse más hacia la derecha del ciclo de vida del activo, evitando oportunidades de exploración de alto riesgo. Fundamentalmente por sus bajas probabilidades de éxito, los inciertos costos de desarrollo de los activos y la gran capacidad financiera necesaria para realizar un gran número de intentos y así los éxitos compensen los fracasos.

Por otro lado, parecería una estrategia de posicionamiento más alineada a un nuevo modelo de negocio basado en eficiencia, orientar recursos hacia exploración con altas probabilidades de éxito y hacia la mejora del factor de recobro de acumulaciones ya existentes y hacia fusiones y adquisiciones para adquirir reservas de manera inorgánica.

Asimismo, es importante mantener el posicionamiento estratégico basado en sus ventajas competitivas de manera tal de poder tener un negocio sostenido en el tiempo. De esta manera y ante la incertidumbre generada por la transición energética y el eventual cambio en el modelo de negocio, es importante contar con buenos profesionales que conformen una estructura ágil y dinámica, preparada para tomar decisiones riesgo, estar diversificada geográficamente, contar con activos en diferentes etapas del ciclo de vida y fundamentalmente con *break-evens* competitivos, con *upsides* operativos y de desarrollo, que le permitan ser resilientes ante vientos de frente, aprovechando con mayor medida los vientos de cola y así



poder tener una menor dependencia hacia las externalidades del últimamente tan fluctuante precio de los hidrocarburos.





## BIBLIOGRAFÍA Y LINKS DE INTERÉS

- “*Petroleum Resources Management System*”, SPE (Society of Petroleum Engineers), Estados Unidos, Junio 2018.
- “*El abecé del Petróleo y Gas en el Mundo y en la Argentina*”, IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas), Argentina, Junio 2018.
- “*BP Statistical Review of World Energy 2020*”, British Petroleum, Reino Unido, 2020. Descargado el 04/02/2021 de dirección URL:  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy>
- “*BP Energy Outlook 2020*”, British Petroleum, Reino Unido, 2020. Descargado el 04/02/2021 de dirección URL:  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook>
- “*Outlook for Energy: A perspective to 2040*”, Exxon Mobil, Estados Unidos, 2019. Descargado el 05/02/2021 de dirección URL:  
<https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/Outlook-for-Energy/Outlook-for-Energy-A-perspective-to-2040>
- “*Annual Energy Outlook 2021 with projections to 2050*”, EIA (US Energy Information Administration), Estados Unidos, 2021. Descargado el 06/02/2021 de dirección URL:  
[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO\\_Narrative\\_2021.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO_Narrative_2021.pdf)
- “*World Energy Model Documentation 2020*”, IAE (International Energy Agency), Estados Unidos. 2020. Descargado el 08/02/2021 de dirección URL:  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/dd88335f-91ab-4dbd-8de7-d2dc4fee90e0/WEM\\_Documentation\\_WEO2020.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/dd88335f-91ab-4dbd-8de7-d2dc4fee90e0/WEM_Documentation_WEO2020.pdf)



- “*Oil & Gas Industry*”, BCG (Boston Consulting Group), Estados Unidos, 2021. Descargado el 20/02/2021 de dirección URL:  
<https://www.bcg.com/industries/energy/oil-gas/overview>
- “*Share of oil reserves, oil production and oil upstream investments by company*”, IAE (International Energy Agency), Estados Unidos, 2021. Descargado el 07/02/2021 de la dirección URL:  
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-oil-reserves-oil-production-and-oil-upstream-investment-by-company-type-2018>
- Silverblatt, Howard, “*SP500 Market Attributes 202012*”, S&P Global, Estados Unidos, Diciembre 2020. Descargado el 20/01/2021 de la dirección URL:  
<https://www.spglobal.com/spdji/en/indices/equity/sp-500/#overview>
- “*The Platts Top 250 Global Energy Company Rankings*”, S&P Global, Estados Unidos, 2021. Descargado el 22/01/2021 de la dirección URL:  
<https://www.spglobal.com/platts/top250/rankings>
- Porter, Michael E, “*Understanding Industry Structure*”, Harvard Business School, Estados Unidos, Agosto 2007.
- Collins, David J. & Rukstad, Michael G., “*Can you say what your strategy is?*”, Harvard Business School, Estados Unidos, Abril 2008.
- Johnston, Robert J.; Blakemore, Reed & Bell, Randolph, “*The Role of Oil & Gas Companies in the Energy Transition*”, Atlantic Council, Estados Unidos, Abril 2008.
- Pickl, Mathias J., “*The renewable energy strategies of oil Majors - From oil to energy?*”, King Fahd University of Petroleum and Minerals, Reino de Arabia Saudita, 2019.



- *“Building upstream portfolio resilience”*, Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Junio 2020.
- *“Are exploration’s days numbered?”*, Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Junio 2020.
- *“Decarbonisation and peak gas demand”*, Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Junio 2020.
- *“The Supermajors’ upstream portfolios at different prices”*, Wood Mackenzie: Volatility and value, Estados Unidos, Septiembre 2020.
- *“Building a net-zero energy system”*, Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Octubre 2020.
- *“Who will fund the energy transition”*, Wood Mackenzie: The Edge, Estados Unidos, Noviembre 2020.
- *“WM the Majors’ energy transition: New Energy Series”*, Wood Mackenzie, Estados Unidos, Diciembre 2020.
- *“Big Oil’s separate paths to decarbonization”*, Wood Mackenzie, Estados Unidos, Marzo 2021.
- Latham, Andrew & Wilson, Adam, *“Exploration’s future in a low-cost, low-carbon world”*, Wood Mackenzie, Estados Unidos, Marzo 2021.
- Rose, P. R, *“Dealing with Risk and Uncertainty in Exploration: How Can We Improve?”*, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Estados Unidos, Enero 1987.



- Del Regno, Leandro, "*Creación de valor en la industria del petróleo y del gas*", Petrotecnica, Argentina, Octubre 2011.
- Yergin, Daniel, "*The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*", Free Press, Estados Unidos, Octubre 1990.