

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS



ESTUDIO DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL PERÚ: EL SEGMENTO DEL UPSTREAM

Docente: Pisfil Capunay Miguel Hildebrando

Asignatura: Organización Industrial

Integrantes: Huamaní Velazque Nicolas
Montalvo Gomez José Francisco
Quequesana Lagos Lucas
Rodríguez Poma Gerson Manuel
Tapia Huertas Sebastian Eduardo

2022-I

Contenido

I. CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL Y PODER DE MERCADO	1
1. Hechos estilizados de la industria del <i>upstream</i>	2
1.1. Tecnología durante la exploración y explotación	2
1.2. Líderes nacionales e internacionales del mercado petrolero	3
1.3. Eventos importantes de las últimas tres décadas	4
<i>La revolución de la fracturación hidráulica en EE. UU. (1998)</i>	4
<i>Colapso del precio del petróleo (2015)</i>	5
<i>Conflicto Rusia – Ucrania (2021)</i>	5
<i>Petroperú regresa a la producción petrolera tras 25 años (2021)</i>	5
<i>Paralización de transporte marítimo de Repsol (2022)</i>	5
2. Concentración en el mercado de producción petrolera	5
2.1. Cuota de mercado, índice de Herfindahl e índice de dominación	5
2.2. Índice de Lerner	6
3. Factores determinantes y endogeneidad estructural	7
3.1. Economías de escala	7
3.2. Sobre los costos hundidos	8
3.3. Diferenciación de productos	8
3.4. Política de Hidrocarburos	9
4. Precios y poder de mercado	9
Conclusiones	11
II. INTERACCIÓN ESTRATÉGICA: COMPETENCIA O COOPERACIÓN EN LA INDUSTRIA	12
1. Hitos de la competencia en la industria	13
2. Formulación de un juego	14
2.1. Juego 1 por etapas: Industria <i>upstream</i> OPEP (Líder) vs peruana (Seguidora)	15
<i>1ra etapa: OPEP fija el precio</i>	15
<i>2da etapa: Perú escoge su nivel de producción</i>	15
2.2. Juego 2 simultáneo: Industria <i>upstream</i> OPEP (Jugador estratégico) vs peruana (Jugador estratégico)	16
<i>Caso Perú</i>	16
<i>Caso OPEP</i>	17

3. Barreras de entrada y prácticas anticompetitivas.....	18
3.1. Barreras de entrada según las fases del <i>upstream</i>	18
<i>Exploración</i>	18
<i>Explotación</i>	18
<i>Transporte</i>	19
3.2. Prácticas anticompetitivas del segmento	19
4. Análisis y principales resultados	21
Conclusiones	22
III. FUSIONES HORIZONTALES Y ESTRATEGIAS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	23
1. Fusiones horizontales y sus efectos en la estructura de la industria.	24
2. Innovación y desarrollo en el sector hidrocarburos del Perú	25
3. Formulación de un juego de cooperación tecnológica para el mercado de refinería	30
3.1. Función de la demanda y el caso de no cooperación.....	30
4. Análisis y principales resultados	32
Conclusiones	34
BIBLIOGRAFÍA.....	35
ANEXOS	40

I. CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL Y PODER DE MERCADO

En el presente capítulo tiene como objetivo realizar un análisis a profundidad del sector *upstream* de la industria del petróleo en el Perú. La metodología empleada para la realización del índice fue la recolección de datos por medio de diversas fuentes primarias y secundarias. Asimismo, después de analizar los datos cuantitativos, se los ha clasificado y ordenado en la forma de tablas y gráficos que se encuentran en el anexo.

Esta parte se divide en tres, que a su vez están estructurados en diferentes secciones cada una. La primera, se divide en cinco secciones. De forma inicial, en la primera sección se observa la evidencia empírica de los hechos estilizados de la industria a nivel nacional e internacional para poder determinar cuáles son las características relevantes de la industria en la actualidad como: el apartado tecnológico, principales operadores y hechos históricos que modificaron drásticamente el mercado en los últimos años. Seguidamente, en la segunda sección se exhibe el análisis de la concentración industrial mediante los índices estructurales (C4 y HHI) y no estructurales (Lerner) de competencia, para lo cual se utilizó el enfoque tradicional de medición por cuotas de mercado. Posteriormente, en la tercera sección, se expone el análisis de los factores determinantes de la concentración industrial y la endogeneidad propia de la industria, en este sector encontramos indicios de economía de escala y costos hundidos que funcionan como barreras de entrada al sector. En la cuarta sección se presenta el análisis de los precios y poder de mercado de la industria del petróleo. Por último, las conclusiones obtenidas de la investigación y las referencias que se han utilizado para la elaboración de este.

1. Hechos estilizados de la industria del *upstream*

1.1. Tecnología durante la exploración y explotación

Dentro del sector de hidrocarburos se realizan un conjunto de procedimientos mucho antes de que se puedan utilizar los productos derivados del petróleo, tales como la gasolina, queroseno, lubricantes, etc.; dichos procesos se pueden dividir en dos grandes grupos de acuerdo con el tipo de actividades que se lleva a cabo: *upstream* y *dowsntream*. Siguiendo la línea del Anuario Estadístico publicado por la Dirección General de Hidrocarburos (2020), existen tres cadenas de valor en donde el *midstream* y *dowstream* se pueden juntar en uno solo, siendo estos las etapas de procesamiento, transporte y comercialización de biocombustible y gas natural. Sin embargo, para efectos del presente trabajo, como se mencionó con anterioridad, se tomará en cuenta solamente los procesos que se desarrollen en el *upstream* (exploración y explotación).

De acuerdo con una publicación sobre la industria de hidrocarburos por parte del Osinergmin (2017), durante la fase de exploración se realizan expediciones en busca de nuevas reservas o espacios en donde se crea posible la explotación, la cual sería la acción por seguir y trata de la extracción de la materia prima a estudiar. Para las expediciones que se realizan en las nuevas áreas en busca de petróleo, se utilizan diversas herramientas que van de la mano con la tecnología y se vuelven cada vez más eficientes; por ejemplo, en el Perú se ha implementado el Proyecto Caleidoscopio creado en el 2007 por parte de la empresa Repsol. El objetivo de esta innovación fue inventar una forma de encontrar yacimientos más rápido que sus competidores, así como reducir el riesgo de perforar erróneamente las capas de tierra, ya que, mediante imágenes sísmicas se puede “observar” dentro del suelo si existen o no rastros de algún tipo de hidrocarburo; este proyecto fue tan importante y útil en la industria que fue considerado como uno de los cinco programas más innovadores a nivel mundial por el Instituto Norteamericano de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

Asimismo, otro gran avance dentro del sector petrolero es el uso de la nanotecnología, beneficiando a las compañías de manera significativa y volviéndolas cada vez más competitivas; según Páez (2022), la nanotecnología es una ciencia que estudia la adaptación de cuerpos de tamaño nanométrico en diversos dispositivos o algunos sistemas más complejos. En ese sentido, el uso de esta técnica se puede aprovechar en gran medida durante la fase exploratoria, inclusive ampliarse hasta la extracción del crudo. Tal y como indica Ojea (2019) en un artículo para el Periódico de la Energía, esto resulta bastante útil, porque es posible recolectar información de los yacimientos mediante nanosensores que luego de pasar un tiempo debajo de los suelos, salen a la superficie con “nanopartículas” de petróleo, brindando características de esta que serán útiles al momento de realizar la extracción.

Por otro lado, según Ego y Orihuela (2014), el proceso de producción de petróleo consiste en “extraer los hidrocarburos del subsuelo y separar la mezcla de líquidos, gases y sólidos, con el fin de vender el petróleo y gas.” (p. 22). Asimismo, este proceso tiene diferentes fases dependiendo del ciclo vital del pozo o campo, siendo estas la recuperación primaria, secundaria y terciaria.

Dentro de la recuperación primaria se observa que al inicio la presión propia del pozo, al ser perforado, es suficiente para la extracción del petróleo. Luego, al disminuir esta presión es necesario el empleo de otros mecanismos para seguir con la extracción, estos pueden ser equipos de gas lift y/o sistemas de bombeo.

Con respecto al gas lift, Madrid (2016) afirma lo siguiente:

El levantamiento artificial por gas (gas lift) consiste, básicamente, en proporcionar un volumen adicional de gas a los fluidos del pozo para disminuir la densidad de la mezcla bifásica y, de ese modo, reducir las pérdidas de presión en la tubería de producción.

Una vez finalizada la primera etapa, se pasa a la recuperación secundaria, donde se deja de depender de la presión natural, en cambio utiliza diversos tipos de herramientas y maquinaria para mejorar la extracción como puede la inyección de agua o gas. En el caso de la inyección de agua, MOGAS (2018) explica que:

La inyección de agua se usa en la producción de petróleo, donde se inyecta agua a alta presión en el reservorio de petróleo para aumentar la presión y potenciar la recuperación de petróleo de un reservorio existente. Los pozos de inyección de agua pueden encontrarse mar adentro o en tierra firme. El agua inyectada presuriza el reservorio y desplaza el petróleo, empujándolo hacia un pozo.

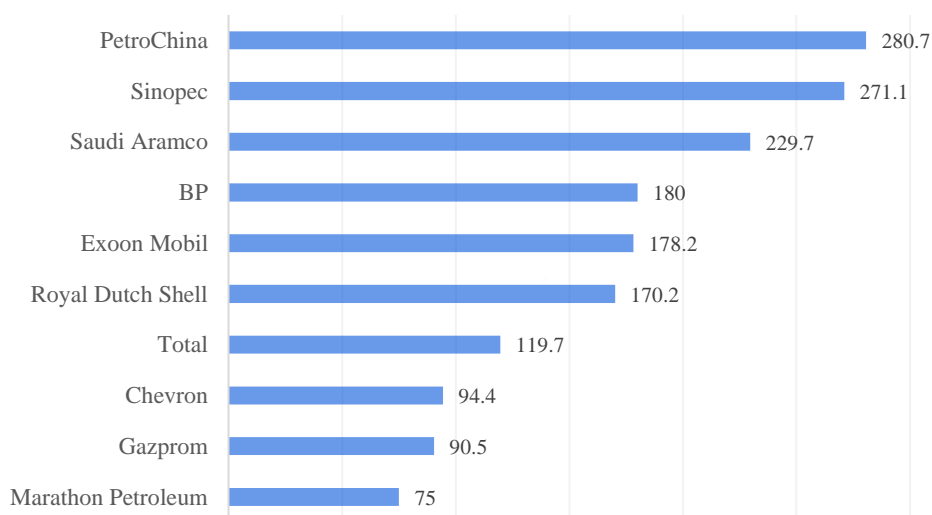
Por otro lado, la inyección de gas consiste, según Oilfield Glossary (2013), en “Un método de mantenimiento del yacimiento o de recuperación secundaria que utiliza gas inyectado para complementar la presión en un yacimiento o un campo de petróleo.”

Por último, Ego y Orihuela (2014) plantean que en la industria del petróleo peruana no se encuentra la recuperación terciaria. Los mecanismos frecuentemente utilizados en esta etapa serían: Recuperación Termal, Inyección Miscible y el método experimental de la Recuperación por microbios.

1.2. Líderes nacionales e internacionales del mercado petrolero

La mejor forma de analizar y estudiar el mercado global de petróleo, en especial el de crudo, es clasificándolo por países, ya que, a la fecha, las principales compañías de petróleo en el mundo son gubernamentales. Este hecho se puede observar en prácticamente cualquier ranking al respecto; de acuerdo con Katharina Buchholz (Buchholz, 2021) en un artículo publicado en la reconocida página de Statista, se observan los datos de la Figura 1.

Figura N° 1
Ingresos de las principales compañías petroleras del mundo en 2020 (en billones de dólares)



Fuente: Estatista (2021). Elaboración propia

Con respecto a Saudi Aramco, esta pertenece a Arabia Saudita, país miembro de la OPEP, la cual tiene una fuerte influencia tanto en el precio como en la oferta misma, ya que sus países miembros como bloque conformaron el 29% de la oferta mundial de crudo el mes de abril del presente año (OPEC, 2022). Sin embargo, algunos autores (Colgan, 2021), así como la misma OCDE (1993), se han referido a la OPEP como un cartel internacional, aunque eso se tomará con mayor profundidad cuando en la sección de precios y poder de mercado.

En Perú, el país no puede abastecer toda su demanda de hidrocarburos a pesar de localizarse dentro de la mega tendencia sub-andina de América del Sur, por lo que recurre a la importación, la cual en el 2017 alcanzó los 45 mil barriles (MINEM, 2018). Si este monto se compara con los 15 mil barriles extraídos ese mismo año (MINEM, 2020) de los cuales algunos son exportados principalmente a EE. UU., queda en evidencia el problema que tiene el país con respecto a la oferta de crudo. El siguiente cuadro resume la producción de petróleo en el Perú medido en miles de barriles

Cuadro N° 1
Producción en miles de barriles de petróleo

EMPRESA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GMP	1549.6	1454.6	1249.2	1008.6	1146	1333	1284.93	1287.38
PET.MONTERRICO	197.5	175.9	158.4	139.1	123.1	133.7	139.14	162.34
SAPET	1262.3	1306.6	1246.9	1172.4	1132.7	1377.2	1422.47	1273
UNIPETRO	74.7	71.6	65.6	69.3	63.6	63	61.78	59.18
CNPC	4221	3790.9	3900.5	3941.7	4085.3	4827.2	5227.63	4798.01
OLYMPIC	1817.5	2312.3	1488.1	1338.7	989.1	715.7	717.74	509.15
SAVIA	3729.5	3905.7	3507.4	3060.5	2866.8	2795.4	2615.22	2272.88
BPZ	993.1	1811	1422.1	1019.8	850.7	574.2	476.95	32.49
PLUSPETROL	8890	8224	5401	1601.3	2132	2058.4	1611	593.93
FRONTERA	0	0	877.7	414.9	1387.7	2642	2458.98	475.54
PERENCO	14.4	1846.5	555.1	131.6	0	134.8	504.67	246.73
GRAN TIERRA	6.2	0	0	0	0	170.4	1498.83	2065.44
PLUSTETROL E&P	50.8	0	0	0	0	0	0	0
MAPLE	146.8	138.2	121.6	54.4	37.9	10.1	0	0
CEPSA	2.6	258.3	1179.3	820.7	1085.5	1002.2	1119.74	745.76
TOTAL	22956	25295.6	21172.9	14773	15900.4	17837.3	19139.08	14521.83

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2020). Elaboración propia

1.3. Eventos importantes de las últimas tres décadas

A continuación, se presentan algunos hechos relevantes más recientes que dan evidencia de la estructura de mercado en el contexto internacional y nacional.

La revolución de la fracturación hidráulica en EE. UU. (1998)

Con el desarrollo de este nuevo método para la extracción de petróleo y gases, que consiste en bombear fluidos a presión en fracturas del subsuelo, la estructura de costos cambió para EE. UU y los países en donde fue aplicable. El petróleo se hizo más rentable, además, la necesidad de importarlo de Medio oriente disminuyó y la lucha para desarrollar nuevas tecnologías que aligeren los costos fue más competitiva.

Colapso del precio del petróleo (2015)

La unión de países del medio oriente y la competencia para perjudicar a otros productores se intensificó en el 2015 en un contexto de recesión donde los exportadores con una estructura de costos menos rentable se vieron afectados, ya que la OPEP aumentó, lo que hizo que los precios caigan, demostrando así su poder de mercado.

Conflicto Rusia – Ucrania (2021)

El actual conflicto entre Rusia y Ucrania viene generando perjuicios económicos globales, ya que Rusia figura como el tercer mayor exportador de barriles de petróleo (Bloomberg, 2020). En este contexto, las sanciones impuestas por países de Europa y Estados Unidos no generan efectos económicos aislados, sino también sus economías se ven perjudicadas en diferentes grados.

América latina no es exento a este conflicto; si bien su relación como importador con Rusia es menor en comparación con los países de Europa, el alza de los precios del petróleo afecta a toda la región, ya que gran mayoría de las actividades económicas requieren de energía y los países importadores pagan precios más caros, como por ejemplo Perú, que para el 2017 produjo la tercera parte de lo que producía hace 20 años y de cada 100 barriles que se consumieron, 75 eran importados (PeruPetro, 2018), por lo que los problemas que afectan al petróleo se reflejan en un aumento general de los precios.

Petroperú regresa a la producción petrolera tras 25 años (2021)

Las operaciones de producción del Lote I en Talara fueron iniciadas luego de la terminación de un contrato por la empresa UNNA; el objetivo de la nueva actividad fue abastecer al mercado peruano y reducir los precios del crudo.

Paralización de transporte marítimo de Repsol (2022)

A fines de enero del 2022, el gobierno peruano prohibió el transporte marítimo de petróleo a Repsol tras el derrame de diez mil barriles en el mar peruano. Repsol vio la medida irrazonable por el hecho de que abastece el 40% del mercado peruano de combustibles y no la capacidad comercializada por vía terrestre es más costosa e insuficiente.

2. Concentración en el mercado de producción petrolera

2.1. Cuota de mercado, índice de Herfindahl e índice de dominación

El Cuadro 1 resume la producción de petróleo de cada una de las empresas durante los últimos cinco años (sin contar el 2021 y 2022), lo cual será de gran utilidad para esta sección, ya que, haciendo uso de los datos y cálculos correspondientes, será posible encontrar las cuotas de participación de cada una de las compañías petroleras, así como algunos índices de importancia que pondrán en evidencia el comportamiento del mercado.

En primera instancia, se hallaron las participaciones de las empresas medidas en porcentaje mediante una operación simple (véase anexo 1) donde destacó el nombre de Pluspetrol, ya que encabezó la lista durante los primeros años de estudio (2013, 2014 y 2015); sin embargo, años más tarde, sus niveles de producción disminuyeron drásticamente y para el 2020 se posicionó en el séptimo lugar, siendo reemplazada por la gran asiática CNPC.

De esta manera, fue posible obtener los indicadores mencionados previamente; en primer lugar, está la tasa de concentración denotada por C_k , la cual estima la participación conjunta de las k empresas más grandes del mercado, por lo que, conociendo las cuotas individuales, se identificó el C_4 para la industria del *upstream* peruano en un periodo de ocho años. En segundo lugar, se logró hallar el índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) para el mismo periodo de tiempo, cuyo valor va desde 0 hasta los 10 mil puntos y expresará qué tan competitiva es la industria. Finalmente, se agregó el índice de dominación (ID) con lo que se podrá conocer hasta qué grado se encuentra dominado el mercado por la empresa más grande. A continuación, se presentan los resultados.

Cuadro N° 2
Índices de concentración en el *upstream* peruano

AÑO	C4	HHI	ID
2013	81.3	2260.3	0.4777
2014	72.1	1769.8	0.3955
2015	67.5	1484.6	0.2823
2016	67.3	1538.7	0.3045
2017	65.9	1458.6	0.2770
2018	69.1	1506.2	0.2956
2019	62.2	1392.4	0.3270
2020	71.8	1764.8	0.4193

Elaboración propia

Tal y como se observa en el Cuadro 2, los valores de cada índice han disminuido a lo largo del tiempo, lo cual implicaría un mercado más grande para los últimos años. Las razones de este comportamiento se abordarán con mayor detalle en la sección de los factores que determinan la concentración del sector; sin embargo, estos resultados son un primer vistazo a la situación de la industria *upstream* en el Perú

2.2. Índice de Lerner

A diferencia de los indicadores estructurales; como el número de empresas, el grado de concentración y el índice Herfindahl-Hirschman, los indicadores no estructurales, no son relativamente fáciles de calcular; sin embargo, subsanan las limitaciones de información de los índices estructurales y se ubican un paso adelante al paradigma inicialmente planteado en organización industrial, E-C-R. Con los indicadores no estructurales se puede definir a la competitividad a través de variables endógenas en la estructura de mercado y también representarla a través de índices de concentración (Luis et al., 2016).

Estos también ayudan a responder la pregunta, como bien la define Richards et al. (2014) “¿Si un mercado está altamente concentrado, los precios cobrados difieren significativamente a los de un mercado competitivo?” A lo que la pregunta no es fácil de responder. Así es como surgen los índices de Lerner y Boone y el modelo Panzar-Rosse, formando parte de la concepción neoclásica en la teoría de oligopolio (Luis et al., 2016).

El índice de Lerner en su forma general se representa como $LI = \frac{p-mc}{p}$ y tiene aproximaciones según las diferentes estructuras de mercado:

- En un mercado monopolístico es $LI = \frac{1}{\eta}$, donde η representa la elasticidad precio de la demanda de la industria

- En una industria oligopólica $LI = \frac{HHI}{\eta}$
- En una industria competitiva $p - mc = 0$

Considerando a la industria de estudio, *upstream* de petróleo, se define el indicador como $LI = \frac{HHI}{\eta}$, ya que existen 16 empresas en el mercado; conocido esto, el problema que surge es la disponibilidad de información para obtener los componentes del indicador, este problema se agrava cuando el país analizado está en vías de desarrollo y sus agencias o institutos que recaudan información no la tienen disponible. En el caso del índice *HHI*, se dispuso de información y se calculó anteriormente para la industria; no obstante, si bien diferentes estudios han obtenido una aproximación de la elasticidad (η) del petróleo y sus derivados como en México, tal situación no es idéntica a la del Perú, donde no se cuenta con información relacionada a la demanda para la industria *upstream*.

La información obtenida el estudio de Montero et al. (2018), estima para la industria mexicana de gasolina una curva demanda inelástica donde η fue (-0.67) y a su vez lo compara con una investigación llevada a cabo en el 2004 para el mismo país donde se obtuvo (-0.47), no mostrando diferencias significativas con su estudio. En el caso peruano tampoco se muestran elasticidades muy alejadas a las mencionadas, la oficina de estudios económicos de OSINERMIN para el año 1997 obtuvo la elasticidad del precio de la demanda para la gasolina y kerosene de diferentes estratos siendo en promedio (-0.465) y (-0.64), respectivamente (Vásquez, 2005).

Según lo mencionado líneas arriba y observando que la elasticidad precio de la demanda se obtiene para los productos directamente consumidos por los agentes, siendo productos procesados, se referiría al sector *downstream* de petróleo y no obtendríamos una conciliación entre los datos obtenidos o aproximados que se tienen, es decir, el indicador *HHI* y el valor de η se obtendrían para diferentes sectores, limitando la obtención del indicador de Lerner.

3. Factores determinantes y endogeneidad estructural

De acuerdo con los resultados obtenidos en la sección anterior, es posible hallar razones que confirmen su veracidad; por ello, se presentarán algunas condiciones de mercado para tener en cuenta dentro del análisis.

3.1. Economías de escala

En la industria del petróleo peruana existen economías de escala por las relaciones de costo, que se explica en el modelo de estructura de costos totales analizado por Ego y Orihuela. En el modelo se presenta una evaluación del periodo desde 1996 hasta el 2010 para definir la variación de la estructura general de costos por cambios en la producción total.

Con respecto a la oferta nacional, de acuerdo con lo expuesto por Ego y Orihuela (2014):

En teoría, la producción de petróleo presenta una fase inicial de comportamientos de escala decreciente y posteriormente, por agotamiento de los pozos, se pasa a una segunda etapa de rendimientos crecientes, debido a la inversión en tecnologías de recuperación secundaria, perforación de pozos adicionales, agotamiento de las reservas y a la necesidad de utilizar progresivamente métodos de recuperación ... para mantener la producción. (p.26)

Conforme a lo indicado por Ego y Orihuela (2014), es en los segmentos de costos medios decrecientes que se da la presencia de economías de escala. Asimismo, estos autores explican que aquellos influyen en los costos hundidos en el proceso de explotación.

Los resultados del modelo de Ego y Orihuela confirmaron existencia de costos medios y marginales que van disminuyendo sostenidamente durante el periodo analizado, apoyando así la teoría de OSIRNERGMIN, el cual respalda una fase inicial de escala decreciente para luego pasar a una fase de rendimientos crecientes.

Así, las economías de escala pueden ser usadas como una barrera de entrada para la competencia, por ejemplo, con respecto a la oferta mundial dirigida en su mayor parte por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que acumulan el 40% de la producción mundial y el 80% de reservas (OSINERGMIN, 2005).

Se observa que la OPEP sería un agente con dominio del mercado casi absoluto debido a diversos factores, pero entre ellos lo más destacado serían las economías de escala y costos hundidos. Según OSINERGMIN (2005): “La existencia de importantes costos hundidos asociados a la producción de petróleo que constituyen barreras a la entrada para los nuevos entrantes y el aprovechamiento de las economías de escala en la producción de crudo.” (p.12)

3.2. Sobre los costos hundidos

En cuanto a costos hundidos, el mercado de crudo en Perú tiene una característica muy simplificadora: exceso de demanda. La importación de crudo en mil barriles de crudo el año 2020 fue de 13 506 (BCRP, 2021), produciendo apenas (MINEM, 2020). Este exceso de demanda se traduce en importación de crudo, con Perupetro y Repsol a la cabeza. Dada la situación la entrada de un nuevo competidor sería completamente bienvenida para los consumidores de crudo. Los precios de importación incluyen el llamado flete. Esta laxa competencia consecuencia del exceso de demanda, sumada a la limitada cantidad de clientes (las refinerías y en contados casos la exportación) y su carácter industrial conduce a que elementos como la publicidad no sea necesaria. Por otro lado, las inversiones para la exploración y perforación conformarían la mayor parte de los costos hundidos (Távora & Ochoa, 2006). Estos activos se caracterizan por una alta especificación, lo cual se extendería para el resto de la cadena de producción y distribución (*midstream* y *downstream*).

En cuanto a barreras de entrada, la legislación de 1993 y la normativa imperante del OSINERGMIN no establecen barreras legales de entrada, sin embargo, la ya mencionada exploración y perforación serían el claro ejemplo de costos iniciales de entrada (Távora & Ochoa, 2006).

3.3. Diferenciación de productos

En la industria del oro negro se extrae el petróleo de distintos lugares del planeta con distintas características relacionadas a su viscosidad o densidad. Para ello se emplea la escala de gravedad API, siglas que refieren al American Petroleum Institute. Los tipos de petróleo según su viscosidad son (Calle, 2019):

- Extra pesado: densidad menor a 10° API
- Pesado: densidad entre 10° y 22.3° API
- Mediano: densidad entre 22.3° y 31.1° API
- Ligero: densidad entre 31.1° y 39° API
- Super ligero: densidad mayor a 39° API

A menor grado API, mayor viscosidad, que se traduce en mayor contenido de fracciones pesadas (azufre en su mayoría) lo cual entorpece sus procesos en *downstream* (Faergestad, 2016). Así, a mayor viscosidad o densidad del crudo su calidad será menor, lo cual conlleva a precios más bajos del barril y costos más altos para quien lo procese. Lo contrario sería para el petróleo ligero. Esto conlleva a una segmentación de mercado por calidad del producto.

El Perú cuenta con una amplia selección de petróleo desde pesados hasta súper ligeros, siendo en su mayoría ligeros (alrededor del 70%) cuyo mayor lote es el X en Piura (Osinergmin).

3.4. Política de Hidrocarburos

De igual manera que los costos hundidos o las economías de escala que se pueden identificar dentro del *upstream* peruano, un factor igual de importante que condiciona a la industria petrolera (incluyendo al gas y derivados) es el conjunto de medidas y normativas que el Estado ejerce en este mercado, así como los objetivos que se requieren alcanzar. Debido a la importancia que representan el sector para la economía del país es que existen entidades como el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), quien es la encargada de formular y evaluar las políticas que sean necesarias en un momento determinado para el desarrollo de este.

Según la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente desde 1993, el MINEM es el encargado de aprobar, proponer y aplicar la política del sector (De Lama, 2015), lo que a su vez implica promover las actividades dentro de este, incentivando a la participación mediante las facilidades a las compañías para la exploración, explotación y comercialización de los recursos. A su vez, dicha ley establece principalmente que se debe promover el desarrollo de la industria sobre la base de la libre competencia, priorizando a la inversión privada.

De acuerdo con los resultados obtenidos en cuanto a participación y concentración del mercado, esta línea política en principio estaría funcionando dentro del marco de competencia, al menos durante los últimos años; sin embargo, hay un hecho preocupante por las autoridades y es que, al priorizar la recaudación de renta por parte del Estado y empresas, se deja de lado el bienestar ambiental y la salud de las comunidades que se encuentren próximas a las centrales petroleras. Tal y como menciona De Lama, dentro de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, se sigue la tendencia a dejar que los mercados funcionen por sí solos sin necesidad de intervenir en mayor medida, pero, no existen principios de sostenibilidad y eficiencia de uso de los recursos; lo que a su vez, impacta negativamente en las actividades del sector, ya que la presión social podría llegar a ser alta en caso no se atendiera a las necesidades de la población en igual medida que se hace con los productores.

4. Precios y poder de mercado

Como se comentó anteriormente, en el apartado de índices no estructurales, un indicador que nos dice mucho acerca del poder de mercado es el índice de Lerner, el cual nos muestra cuán alejado está el precio del costo marginal en el mercado relevante donde nos encontremos. En este apartado nos enfocaremos primero en detallar la estructura de mercado para definir el comportamiento de los precios y poder de mercado de la industria, teniendo como referencia al país vecino de Chile.

Como bien lo comentan José y Aurelio (2006), la formación de precios en el mercado de hidrocarburos es un proceso complejo, el cual depende de diferentes factores como el contexto internacional, políticas de proveedores estatales, instrumentos de política nacional, entre otros no menos importantes. Tomando como referencia la caída del precio internacional del crudo, que

se mantuvo por meses al 2016 y no mostrando el efecto esperado en los precios nacionales, aun siendo el Perú uno de los países que más importa petróleo, se llega a la pregunta de qué tan competitiva es esta industria en el Perú y cuál es su potencial poder de mercado.

Describiendo el mercado nacional, este cuenta con más de 15 empresas en el sector *upstream* de petróleo y dos en el sector *downstream*, considerándose los mercados un oligopolio y duopolio respectivamente, muy aparte están las estaciones de servicio que se relacionan directamente con los consumidores y no cuentan con competencia relevante en el mercado. Asimismo, considerando la banda de precios al público que José y Aurelio tienen como referencia, siendo el límite superior teóricamente definido como el precio de importación, se puede comentar que para el caso peruano los precios no se ajustaron a los precios a la baja internacionales, al menos no en el tiempo esperado como en el caso chileno.

En el mercado chileno de petróleo la refinación es llevada a cabo solo por la empresa estatal ENAP y la mayor distribución mayorista es realizada por COPEC; según ENAP, la existencia de un mercado libre al abastecimiento hace al precio de paridad de importación un único precio de equilibrio a largo plazo (Jaime y Julia). Además, se evidencia para el mercado chileno la entrada y salida de competidores en el mercado relevante como Texaco, Shell, Terpel, Exxon, COPEC, etc., donde a su vez, mediante algoritmos matemáticos, como comenta COPEC, demuestran una alta sensibilidad a los precios por parte de los consumidores.

Otras características relevantes para el caso chileno son las escasas barreras de entrada, facilidades de almacenamiento y distribución, bajos márgenes de distribución mayorista y dinamismo en la presencia de distribuidores mayoristas (Jaime y Julia).

Para el caso peruano la política de precios de los combustibles de Petroperu aprobada por su directorio establece la tendencia del mercado internacional, además, los precios netos en lista de Petroperu toman como referencia los publicados por OSINERMIN más un margen diferenciado para cada combustible. Uno de los problemas cruciales, surge en lo anterior mencionado, siendo la mala capacidad de la reguladora para enlistar los precios, no reflejando el verdadero costo de importación.

Otras consideraciones son comentadas por El Comercio, la cual señala que *“el precio del crudo internacional se reduzca a la mitad no implica que las gasolinas locales lo hagan en la misma proporción”* e incluyendo costos cubiertos por usuarios finales como refinación, márgenes de comercialización, márgenes de intermediación, etc. Sin embargo, consideran que estos costos no son suficientes para explicar la no tan esperada caída que se notó en los grifos.

Así también, se considera a las estaciones de servicio como causantes de los inflados precios, siendo estas libres de competencia y teniendo un margen de distribución mucho mayor al del país vecino, Chile.

Concluyendo este apartado, se evidencia que el poder de mercado en la industria relevante, a diferencia de Chile, Perú en el sector petrolero no goza de una correcta política de competencia, a pesar de existir en el mercado una empresa estatal la transparencia no es una característica del duopolista; por otra parte, el privado y las gasolineras ganan terreno por la falta de competencia lo que las hace no competitivas y disminuyen el bienestar de los consumidores.

Conclusiones

El sector *upstream* de la industria del petróleo todavía falta desarrollarse en el apartado tecnológico de explotación, debido a la falta de recuperación de tipo terciaria. Por otro lado, con respecto a investigaciones en métodos de exploración el Proyecto Caleidoscopio llevado a cabo por Repsol muestra la capacidad que tiene las empresas en este apartado. Se ha observado que la producción de petróleo en el Perú no puede abastecer la demanda nacional de hidrocarburos, por lo que recurre en gran medida a la importación de barriles de petróleo.

Con respecto a los eventos nacionales y globales, la demanda nacional de petróleo se ha visto afectada debido al alza de precios del petróleo, casi el 75% del petróleo es importado en el Perú. Asimismo, existe una paralización en las actividades marítimas de Repsol debido al incidente con en el mar peruano, esto acentúa aún más el problema con el exceso de demanda. Se observa que en el sector *upstream* de la industria del petróleo en el Perú se ha observado que los valores de los índices de concentración estructurales que se han empleado (CR4, HHI e ID), tienen una tendencia decreciente desde el 2013 hasta el 2019, esto puede indicar que el mercado se había expandido. Sin embargo, para el 2020 tuvo un repunte lo cual puede indicar el retiro de ciertos competidores o un cambio en las cuotas de mercado.

Por medio de los resultados de Ego y Orihuela (2014) y OSINERGMIN (2005), se pudo determinar la existencia de economías de escala y costos hundidos que fungen como barreras de entrada para la competencia en la industria del petróleo en el Perú. Con respecto a la política de competencia, se ha observado que, mediante la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, el MINEM es la autoridad encargada de promover la competitividad en el sector. El problema que hemos encontrado con la política actual es que el estado está enfocado en obtener la mayor recaudación fiscal posible de las empresas que por el bienestar ambiental y salud de las comunidades que están próximas a las centrales de exploración y explotación. Asimismo, no existen principios de sostenibilidad y eficiencia con el uso de recursos dentro de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, esto muestra indicios de falta de innovación e inversión en mejores tecnologías producto de la política competitiva.

II. INTERACCIÓN ESTRATÉGICA: COMPETENCIA O COOPERACIÓN EN LA INDUSTRIA

En este capítulo se realizará un análisis de la competencia de mercado del petróleo en el Perú, destacando el sector del *upstream*, el cual comprende las fases de exploración, explotación y transporte. El objetivo es identificar el escenario en el que los agentes del segmento escogido se encuentran, para desarrollar algún modelo que se ajuste de la mejor manera, teniendo en cuenta las características de los participantes, sus limitaciones y las características del mercado.

Por ello, el estudio está comprendido en cuatro secciones. Inicialmente se obtuvieron algunos hechos de importancia dentro del sector petrolero peruano, así como el funcionamiento del mercado. Seguido de ello, fue posible adaptar dos modelos que expliquen el “juego” entre las empresas nacionales y la organización internacional reconocida como OPEP, debido a su carácter dominante a nivel mundial. Con ello, en el apartado de resultados se describen los hallazgos más importantes y, finalmente, para entender aún más sobre la interacción de los agentes, se detallarán las barreras de entrada en la industria petrolera.

Por último, se encuentran las conclusiones respectivas.

1. Hitos de la competencia en la industria

En el transcurso del apartado se brindará una visión general de las características principales del sector con relación a la competencia que serán desarrolladas más a profundidad en las secciones siguientes; posteriormente se presentarán algunos hitos o eventos influyentes para la competitividad del sector.

Como se sabe el sector *upstream* del mercado petrolero comprende la exploración, explotación y distribución del crudo para luego comenzar la refinación en el sector *downstream*. Cada etapa de la industria tiene diferentes características respecto a la competencia y concentración industrial, así como eventos o hechos que los afectan. En general se puede identificar que la exploración petrolera comprende un mercado competitivo, empresas de diferentes tamaños y escalas, con o sin dependencia extranjera, participan en este sector, a diferencia del sector *downstream*, donde las diferencias de economías de escala y ventajas de costos figuran como significativas barreras de entrada (Vásquez, 2005).

Así también, Campos y Loc (2017), reconocen las mismas características identificadas por Vásquez, relacionadas al competir en el sector *downstream*, argumentando que el requerimiento de altas inversiones en activos fijos hace más posible la participación en esta industria por medio de la compra de una planta de refinación ya existente, presentándose barreras de entrada para los competidores.

De la misma manera, a pesar de que en el sector *upstream* los competidores requieran de menos uso o implementación de activos que el sector *downstream*, aquí también se demanda capital intensivo y tecnología de punta para ser reutilizada, no teniendo la característica de figurar como costos hundidos, consiguientemente; es así como se distingue al riesgo y la incertidumbre como una característica diferenciadora en el sector de tal manera que influyen en las decisiones de entrada al mercado. Este riesgo e incertidumbre están asociados principalmente a la factibilidad de encontrar nuevos yacimientos, así como la rentabilidad posible que depende de precios internacionales.

Respecto a los precios del petróleo refinado como característica o indicador de competencia con otros países y más ligado al sector *downstream*, estos están influenciados por el contexto internacional; sin embargo, como ya se explicó anteriormente y se volverá a detallar en apartados posteriores, este se comporta de manera irregular dando cabida a probables prácticas anticompetitivas.

Así mismo, otros factores que afectan al ingreso de nuevos competidores son las barreras legales y también de carácter privado en las que son partícipes el estado y el privado, algunas de estas barreras de entrada son el ISC, las subvenciones y contratos; más a detalle en el sector *upstream*, se celebran dos tipos de contratos para la inversión privada, estos son los bien llamados contratos y por otra parte están las licencias. (Honoré Le Leuch, 2014)

Para el 2020, la mayor parte de las operaciones de explotación en los lotes petroleros se realizaban bajo el tipo de contrato “licencias”, las características principales de este tipo de contrato son las siguientes: la financiación es totalmente hecha por la compañía inversionista, se toma y vende el 100% de la producción y se pagan regalías e impuestos al estado (Honoré Le Leuch, 2014).

Es así como se puede identificar a los contratos celebrados como un componente característico en la competencia del sector *upstream*, ya que limitan la participación de otros competidores en los años determinados en los que se celebra, por lo que posiblemente los obligue a arriesgarse a intervenir otros terrenos donde posiblemente yace el crudo.

Por otra parte, establecidas las características relevantes del sector, y dando paso a hitos relacionados a la competencia en la industria, el investigador Manco (2002), en un artículo donde describe el balance *ex ante* y *ex post* en la eficiencia y productividad de la privatización de lotes de Petroperú, llega a la conclusión de que la privatización fue un error histórico que generó pérdidas de excedentes. Así, cabe pensar el desarrollo de posibles prácticas anticompetitivas en el sector de exploración y explotación fijando cuotas de producción o precios. Por otra parte, otros expertos como el presidente del comité sectorial de hidrocarburos, Luis Vásquez, y el gerente de Enerconsult, Carlos Gonzales, promueven una mayor participación del privado por medio de los incentivos estatales en la industria. Vásquez (2021) menciona que el potencial petrolero en el Perú está subexplotado, ya que solo 5 de 18 cuencas hidrocarburíferas han sido explotadas, lo cual no solo beneficiaría a grandes compañías petroleras, sino también a empresas pequeñas y medianas como a las mismas comunidades.

Por último, un hecho importante en relación con lo comentado en párrafos anteriores es el retorno de Petroperú luego de 25 años al sector *upstream*, tras el vencimiento de un contrato de exploración y producción del Lote I en la cuenca petrolera de Tarata. Así, Gargurevich (2021), gerente corporativo de operaciones de Petroperú sostuvo que esta nueva actividad contribuirá a volver más competitivo el mercado abasteciendo al país y fortaleciendo la industria petrolera por medio de la integración vertical.

2. Formulación de un juego

El modelo correspondiente al trabajo de Haita (2007), expresa el comportamiento precio-aceptante de un país diferente de la OPEP, el cual se asumen en el presente trabajo como modelo general para aquellos no miembros de la OPEP, resultando en un juego Stackelberg con la industria *upstream* OPEP como líder y la industria del país no miembro como seguidora precio-aceptante. Esto se debe a que existe una discontinuación de la información al respecto por parte de las instituciones correspondientes como la Environmental Investigation Agency (EIA), fuente referida por Aguirre y Orihuela (2014), en cuanto a costos para el caso de las empresas peruanas.

Estos mismos autores, Aguirre y Orihuela, plantean la función de costos empleada y adaptada. Es necesario aclarar que se simplificó la situación de la industria de *upstream* peruana, homogenizando el sector con las mismas funciones y comportamientos para todas las firmas, a pesar de sus diferencias geográficas o de calidad de petróleo, sea por gravedad API o nivel de azufre, de modo que la función presentada aplica para todas empresas peruanas del sector.

Finalmente, se agrega el hipotético caso en que el país no miembro de la OPEP, cuya industria es la seguidora, tiene un posicionamiento estratégico en el mercado. En tales condiciones, no se manifestaría un juego Stackelberg con una líder y una seguidora, sino que, en el juego, se tiene que ambas (la peruana y la de la OPEP) serían jugadores estratégicos, planteando un juego de Cournot, juegos simultáneos. La situación actual del sector en el Perú impide que pase de una mera hipótesis.

2.1. Juego 1 por etapas: Industria *upstream* OPEP (Líder) vs peruana (Seguidora)

1ra etapa: OPEP fija el precio.

Perú, al ser la industria seguidora es precio aceptante, por tanto, producirá a un nivel donde el precio fijado sea igual a su costo marginal.

$$p = C'_p(q_p) \dots (1)$$

Asimismo, en el caso de la OPEP debe enfrentar una demanda residual

$$RD(p) = D - S_F - q_p \dots (2)$$

Donde:

D : función de demanda global

S_F : Curva de Oferta agregada de productores No OPEP excluido Perú

q_p : Curva de oferta Perú

OPEP escoge q_{OPEP} y p para maximizar su beneficio bajo la restricción de equilibrio del mercado.

$$\max \pi_{OPEP} = \max p q_{OPEP} - C_{OPEP}(q_{OPEP})$$

Sujeto a

$$q_{OPEP} \leq D - S_F - (C'_p)^{-1}$$

Por tanto, OPEP producirá toda la demanda residual, tal que la restricción será cumplida con la igualdad:

$$q_{OPEP} = D - S_F - q_p$$

y sustituyendo q_{OPEP} en la función objetivo, OPEP debe resolver la siguiente ecuación.

$$\max \pi_{OPEP} = \max p[D - S_F - q_p] - C_{OPEP}(D - S_F - q_p) \dots (3)$$

El problema de maximización (3) da el precio de equilibrio del mercado para el caso en que Perú es un tomador de precios.

2da etapa: Perú escoge su nivel de producción

Se puede hallar el costo marginal para la industria peruana siguiendo la función de costos para el sector *upstream* de petróleo en Perú por medio del trabajo de Aguirre y Orihuela (2014), donde w_{it} representa el pago por el capital utilizado:

$$C_p = \ln CT_t = \beta + \beta_q \ln q_t + \beta_1 \ln w_{1t} + \beta_2 \ln w_{2t} + \beta_3 \ln w_{3t} + \varepsilon_t$$

Derivando con respecto a cantidad:

$$\frac{\partial \ln CT_t}{\partial q} = \frac{\partial (\beta + \beta_q \ln q_t + \beta_1 \ln w_{1t} + \beta_2 \ln w_{2t} + \beta_3 \ln w_{3t} + \varepsilon_t)}{\partial q}$$

$$\frac{\partial(\ln CT)}{\partial q} = \beta_q q'_t \frac{1}{q_t}$$

$$C'_P = \beta_q q'_t \frac{1}{q_t} \dots (4)$$

Entonces, sustituyendo (4) en (1):

$$p = \beta_q q'_t \frac{1}{q_t}$$

Perú tiene un nivel de producción de la siguiente forma:

$$q_p = (C_P)^{-1}$$

$$q_p = \frac{q_t}{\beta_t q'_t} \dots (5)$$

Reemplazando (5) en (3):

$$\max \pi_{OPEP} = \max p \left[D - S_F - \frac{q_t}{\beta_t q'_t} \right] - C_{OPEP} \left(D - S_F - \frac{q_t}{\beta_t q'_t} \right)$$

La función de beneficio de Perú será:

$$\pi = p[q_P] - C_p$$

$$\pi = p \left[\frac{q_t}{\beta_t q'_t} \right] - \beta - \beta_q \ln q_t - \beta_1 \ln w_{1t} - \beta_2 \ln w_{2t} - \beta_3 \ln w_{3t} - \varepsilon_t$$

2.2. Juego 2 simultáneo: Industria *upstream* OPEP (Jugador estratégico) vs peruana (Jugador estratégico)

En el presente juego, la OPEP junto con la industria peruana deben enfrentar la demanda residual.

$$q_{OPEP} + q_P = D - S_F \dots (6)$$

Asumiendo una función de costo diferenciable para Perú podemos resolver para el equilibrio del juego de Stackelberg entre Perú y OPEP. Como siempre, la solución se encuentra por inducción hacia atrás. En primer lugar, Perú maximiza su función de ganancia con respecto a su cantidad y tomando q como dada:

$$\max \pi_P = \max p(q_{OPEP}, q_P)[q_P] - C_P(q_P)$$

Condiciones de 1er orden:

$$\frac{\partial p(q_{OPEP}, q_P)}{\partial q_P} q_P + p(q_{OPEP}, q_P) - C'_P(q_P) = 0 \dots (7)$$

Caso Perú

Incorporando la función de reacción de Perú, $q_p(q_{OPEP})$, a la cantidad de la OPEP y resolviendo (7) para q_P , se puede obtener la función de reacción de Perú: $q_P = q_p(q_{OPEP})$

Tomando la derivada con respecto a q_p en (6), se puede resolver para $\frac{\partial p(q_{OPEP}, q_p)}{\partial q_p}$,

$$1 = \frac{\partial D}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial q_p} - \frac{\partial S_F}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial q_p} \rightarrow \frac{\partial p}{\partial q_p} = \left[\frac{\partial D}{\partial p} - \frac{\partial S_F}{\partial p} \right]^{-1} \dots (8)$$

sustituyendo (8) en (7) se obtiene la condición equivalente de primer orden para Perú.

$$\left[\frac{\partial D}{\partial p} - \frac{\partial S_F}{\partial p} \right]^{-1} q_p + P - C'_P(q_p) = 0 \dots (9)$$

La condición de equilibrio de mercado en (6) se puede despejar para obtener q_p :

$$q_p = D - S_F - q_{OPEP}$$

Y sustituyendo en (9):

$$\left[\frac{\partial D}{\partial p} - \frac{\partial S_F}{\partial p} \right]^{-1} (D - S_F - q_{OPEP}) + C'_P(p - D - S_F - q_{OPEP}) = 0 \dots (10)$$

Caso OPEP

Se observa que la ecuación (10) combina la función de reacción para Perú (ecuación 9) con la condición de equilibrio del mercado (ecuación 6), lo cual constituye la restricción para el problema de optimización de OPEP; este maximiza su función de utilidad teniendo en cuenta la función de reacción de Perú y la restricción de equilibrio de mercado a través de la ecuación (6). Esto da el siguiente problema de maximización con restricciones para OPEP:

$$\max \pi_{OPEP} = \max p q_{OPEP} - C_{OPEP}(q_{OPEP})$$

Sujeto a

$$\left[\frac{\partial D}{\partial p} - \frac{\partial S_F}{\partial p} \right]^{-1} (D - S_F - q_{OPEP}) + C'_P(p - D - S_F - q_{OPEP}) = 0$$

Finalmente, se puede reestructurar la siguiente matriz de pagos,

Cuadro N° 1
Matriz de Pagos
Perú

OPEP

Estrategias	Seguidora
Líder	$\left((p \left[D - S_F - \frac{q_t}{\beta_t q'_t} \right] - C_{OPEP}); p \left[\frac{q_t}{\beta_t q'_t} \right] - \beta - \beta_q \ln q_t - \beta_1 \ln w_{1t} - \beta_2 \ln w_{2t} - \beta_3 \ln w_{3t} - \varepsilon_t \right)$
Seguidora	$((p[D - S_F - q_p] - C_{OPEP}); p[D - S_F - q_{OPEP}] - \beta - \beta_q \ln q_t - \beta_1 \ln w_{1t} - \beta_2 \ln w_{2t} - \beta_3 \ln w_{3t} - \varepsilon_t)$

3. Barreras de entrada y prácticas anticompetitivas

3.1. Barreras de entrada según las fases del *upstream*

Para detallar cuáles son las barreras identificadas dentro del segmento de *upstream*, se puede clasificar de acuerdo con las cadenas de valor que encontramos dentro, las cuales comprenden la exploración, la explotación y el transporte del petróleo.

Exploración

En esta etapa de la industria a diferencia de la explotación, transporte y refinación que son dominadas por grandes empresas estatales o transnacionales, se caracteriza por la participación de muchas empresas de pequeña escala, con lo cual hay una desventaja y barrera de entrada que no permiten que las compañías independientes participen en las otras fases. Esta actividad es intensa en capital y tecnología, por lo que se requiere de grandes inversiones en capital donde la rentabilidad depende de los riesgos en la localización y del tamaño de las reservas, como también del precio internacional del crudo o los equipos utilizados que pueden trasladarse. Por lo tanto, no figuran como costos hundidos, la entrada requiere fuerte inversión inicial y altos riesgos, sin embargo, la incertidumbre más grande es la posibilidad de no encontrar petróleo en la zona explorada, también la variación de los precios internacionales lo cual determina las inversiones, porque el precio internacional del petróleo debe cubrir los costos de producción.

La pequeña empresa petrolera arrienda un lote de explotación sin haber hecho un estudio geológico, en cambio la empresa grande posee contratos de explotación que el dueño del lote suele ser el Estado, obteniendo un permiso para la realización de estudios de explotación bajo el compromiso de arrendamiento del lote, siempre y cuando se logran resultados exitosos en los estudios, entonces las compañías que lograron entrar a la industria es debido a que tuvieron éxito en las actividades de exploración de proyectos pequeños que tenían un elevado riesgo.

Otras barreras en esta fase son de tipo social, en una investigación de Villafani (2018), se concluye que la conflictividad afecta las inversiones en el país de forma directa, entonces tanto las actividades de exploración como la de explotación tienen una barrera social. La exploración en el Perú abarca la tercera parte de sus cuencas, donde gran parte de las reservas se ubican en la selva y en el zócalo continental peruano y se suspenden contratos por temas sociales y ambientales, dado que los conflictos con la población dificultan la ejecución de las actividades petroleras, en consecuencia, a las empresas les corresponde tener una responsabilidad social empresarial.

Explotación

Esta actividad consiste en la extracción del petróleo donde hay una relación directa entre la escala de producción y los costos de operación, siendo que los primeros pozos que produzcan serán aquellos que sean menos costosos y en caso contrario, los últimos; entonces el surgimiento de nuevos yacimientos se vincula a los costos crecientes, donde el precio es un mecanismo de arbitraje entre los yacimientos con costos elevados y de los yacimientos baratos, por lo tanto los factores para la entrada de nuevos operadores son: el precio internacional del petróleo que afecta las inversiones y el progreso tecnológico que mejora los métodos de exploración generando ahorro de costos.

Según el OSINERG (2005), existen dos decisiones económicas importantes en la producción petrolera como la inversión en la capacidad de extracción y la fecha límite de culminación de la

producción, entonces se involucra mucho los costos de inversión para la ejecución de estas actividades; tanto en la exploración y en la explotación tienen costos de inversión en maquinaria, también las refinerías tienen un costo de inversión muy elevado en infraestructura, representando un costo hundido, ya que las instalaciones no se reubican o no pueden ser utilizadas en otra industria, todo representa la mayor barrera de entrada en el sector por la elevada inversión y por los costos irre recuperables. Por otro lado, existen muchos reglamentos y permisos de largo proceso para poder realizar las actividades, es de suma importancia el estudio de impacto ambiental, ya que los hidrocarburos son altamente contaminantes, las medidas legislativas dificultan la entrada de competidores en el corto plazo.

Transporte

Después de la extracción del petróleo del yacimiento se conduce a instalaciones donde es tratada y separa de sus componentes que pasa por un proceso para que finalmente obtener el crudo que es el producto final de la fase *upstream* de la industria, se utilizan los oleoductos que son los ductos de transporte. Según la investigación de Ruiz, C y Zambrano, M. (2020), los costos de transporte de cualquier tipo ya sea terrestre o fluvial varían según la distancia teniendo una relación muy alta de costo-beneficio, entonces la presión que impulsa al crudo es volátil en relación con la altitud, este problema origina costos elevados de transporte en zonas de mucha altitud o de una geografía totalmente accidentada, por lo tanto esta fabricación de ductos de transporte genera grandes inversiones específicas irre recuperables, por consiguiente estas inversiones son costos hundidos, donde una empresa ya establecida tiene más poder de mercado en esta labor que otras que no lo están, se entiende como una barrera de entrada impidiendo el ingreso de nuevos operadores.

El transporte del crudo mediante ductos es más eficiente cuando se recorre distancias largas, entonces las economías de escala son importantes en relación con la construcción y el transporte del crudo, debido a los grandes costos hundidos y los pequeños costos marginales de operación, todo esto hace que se forme un monopolio natural debido a que se busca reducir costos, por ende es más eficiente que una empresa ofrezca el servicio de transporte del crudo ya que se minimizan los costos de operación por las economías de escala. En consecuencia, la competencia en este segmento es mínima, ya que el control de esta actividad la tienen un reducido grupo de grandes compañías que poseen el uso exclusivo de los ductos para el transporte del crudo, donde son propietarios de los ductos operando de forma verticalmente integrada (producción, transporte, refinación y comercialización).

Otra barrera de entrada en esta etapa de transporte de combustible consiste en recursos legales que la ley otorga a empresas a poder transportar el petróleo, constituye una barrera artificial de aspecto legal, de manera que es recomendable que el gobierno realice un proyecto de ley que permita que empresas particulares también puedan participar en esta actividad.

3.2. Prácticas anticompetitivas del segmento

Acerca de las prácticas anticompetitivas, hay que recordar que estas distorsionan en gran medida los resultados del mercado y, en su mayoría, crean ineficiencia sobre el bienestar del consumidor. Según Dávila (2019), estas conductas solo destruyen la competencia perfecta, dando paso a actitudes engañosas y desleales por parte de las empresas; por lo que, será necesario hablar sobre las estrategias que pueden utilizar las compañías productoras de petróleo. Sin embargo, habría que hacer mención a lo ya señalado líneas arriba, donde se observa que las características del

segmento estudiado son más que suficientes para impedir la entrada de nuevas competidoras, así como también hablar del dominio por parte de las organizaciones extranjeras.

En el caso del *upstream* peruano, y en general, los agentes que operan dentro de la industria se ven fuertemente afectados por uno de los puntos más importantes en el proceso que es el transporte por medio de oleoductos y gaseoductos. En un informe del Osinerg (2005) a cargo de Arturo Vásquez, se menciona que algunas empresas ejercen cierto grado de control sobre el mercado debido a que son propietarias de los ductos, así como operar de forma verticalmente integrada; en ese sentido, las compañías productoras no tienen muchas opciones y pueden verse restringidas al querer movilizar su producción. Asimismo, pensar en prácticas colusorias o algún otro tipo de conspiración en la industria del *upstream* petrolero sería inútil, debido a que la mayoría (o todas) las empresas productoras comparten destinos similares. Siguiendo con el documento de Osinerg, expresa que “... a las empresas extractoras no les queda otra opción que vender sus productos en el pozo, a precios que los principales compradores integrados les imponen” (pág. 81); lo cual es una clara evidencia de que realmente los participantes de este segmento presentan desventajas en comparación del resto.

En otras palabras, la competencia potencial no es significativa dentro de las cadenas de exploración y explotación, ya que la misma estructura del mercado frena a compañías entrantes, por ello es que no existe evidencia empírica sobre prácticas anticompetitivas para el mercado en cuestión; no obstante, si ahora se quisiera hablar sobre el segmento de *downstream* y las etapas que la comprenden (refinación, distribución y comercialización), sí se hallaron medidas que algunas empresas utilizan para sacar provecho. Por ejemplo, según Távara y Ochoa (2006), una de las restricciones más usadas es la compra exclusiva o “contratos de afiliación”, donde a través de un contrato entre mayoristas y estaciones de servicio (minoristas), se pacta la distribución y compra casi obligatoria por parte de ambos, respectivamente; con ello, existen argumentos a favor y en contra de que este tipo de contrato ayude a elevar las barreras de entrada en el mercado como en el caso de que los mayoristas entrantes deban establecer sus propias estaciones de servicio, lo cual implicaría un alto costo de inversión.

Otro hecho fundamental es el nivel de precio internacional del petróleo y las actitudes que toman las empresas comercializadoras de combustibles, donde muchas veces sacan ventaja de la variación de los precios del barril de crudo. En una publicación del Osinergmin (2015), se detallan cuatro razones por las que existen asimetría en los precios, una es la *colusión tácita*, donde se plantea la existencia de información imperfecta sobre el precio que pagan las competidoras y, ante aumentos en los insumos y posterior aumento del precio en el combustible, este solo bajaría en el caso de que disminuya la demanda o si se conoce que las demás compañías reducen sus precios. También está el *manejo de inventarios*, el cual consiste en mantener inventarios de combustibles y tratar de venderlos a un precio mayor a pesar de que ocurran situaciones inesperadas, resultando en una caída del precio, las empresas lo retrasarían para sacar el máximo provecho. Otra medida que sirve para desacelerar la caída de precios y amortiguar los *costos de ajuste de las refinerías* es aumentar lentamente la producción, ya que estos costos suelen ser excesivos cuando hay un aumento en el nivel de precios, dado que las empresas se ven obligadas a disminuir su nivel de producción, entonces lo reemplazan con un aumento bastante lento. Por último, se identifica la ventaja de encontrar *altos costos de búsqueda por parte de los consumidores*, donde las estaciones aprovechan su poder monopólico u oligopólico en la zona que se encuentran y, ante aumentos en los precios del producto, continúan vendiendo a precio “normal”, ya que los clientes suelen tener dificultades para encontrar otra estación.

Finalmente, se podría mencionar un caso hallado durante el 2019 que realmente tuvo lugar entre los años 2008 a 2011, donde tres empresas comercializadoras de balones de gas (Lima Gas, Solgas y Zeta Gas Andino) junto a seis altos cargos fueron multados por participar de prácticas colusorias

con el fin de fijar precios para la venta de dicho producto, obteniendo márgenes de ganancias adicionales y afectando directamente a los bolsillos de sus clientes.

4. Análisis y principales resultados

En la sección anterior se ha presentado el juego entre dos industrias *upstream* de petróleo, la primera corresponde al agregado de países miembros de la OPEP, tomando la posición de líder en el juego y la segunda, la peruana. Los dos escenarios mostrados exponen dos situaciones distintas de la industria peruana, para las cuales, ambas industrias asumirán una conducta determinada.

En el primer escenario, se plantea la competencia Stackelberg entre las industrias de *upstream* de la OPEP y la peruana, siendo la primera el líder y la segunda, la seguidora. Como juego secuencial que es, la industria de la OPEP elige primero el precio y su nivel de producción que maximizara sus beneficios, asumiendo entonces tales precios la industria peruana y eligiendo consiguientemente su nivel de producción.

En el segundo y último escenario, se aprecia el caso hipotético ya mencionado, teniendo en cuenta que la industria peruana está bastante distante de tal realidad. Con la posición estratégica que tendría el Perú, mantendría una competencia de iguales con la industria agregada de la OPEP, resultando en un juego Cournot simultáneo.

La maximización de utilidades dependerá de la repartición de la demanda residual, ya que ambos jugadores la enfrentan. En el caso de la industria peruana, decidirá en base a su función de reacción su nivel de producción que maximice sus utilidades. Por otro lado, la OPEP ya en condiciones de igualdad, deberá enfrentar la parte de la demanda residual que no satisfaga la producción peruana, la maximización en este caso será más compleja y resultaría en un repartimiento del mercado.

En este juego se encontró solo un equilibrio de Nash, la cual representa la mejor estrategia de la industria peruana ante la estrategia de la industria líder OPEP.

Perú	
OPEP	Estrategias
	Seguidora
Líder	$\left(\left(p \left[D - S_F - \frac{q_t}{\beta_t q'_t} \right] - C_{OPEP} \right); p \left[\frac{q_t}{\beta_t q'_t} \right] - \beta - \beta_q \ln q_t - \beta_1 \ln w_{1t} - \beta_2 \ln w_{2t} - \beta_3 \ln w_{3t} - \varepsilon_t \right)$

Conclusiones

En los diversos sectores del petróleo, las diferencias respecto a la competencia entre incumbentes y entrantes, se encuentran especialmente en los requerimientos para competir, estos pueden ser contratos, grados de inversión o economías de escala; definidos los competidores a su vez, estas características o cualidades del sector actúan como barreras a la entrada donde la posibilidad de prácticas anticompetitivas es alta. Consecuentemente, los eventos ocurridos en la industria peruana no son triviales para la competencia y su relación con el consumidor ya que los cambios en precios o producción ocurridos afectan directamente a la eficiencia o excedente de los mismos

Por otro lado, de las tres fases estudiadas en el mercado del *upstream* peruano, se encontró que en la fase de exploración existe gran incertidumbre, lo cual la vuelve una actividad bastante riesgosa, ya que es necesario contar con la tecnología adecuada para detectar con exactitud la ubicación de las reservas; además, puede haber una barrera social que afecte en gran medida, así como barreras ambientales. En el caso de la fase de explotación, la inversión es un factor determinante de la actividad, al igual que el precio internacional del crudo, ambos forman parte de las barreras que pueden existir en el mercado. Para el transporte, como se pudo identificar, existe un único agente, debido a los altos costos de inversión, los cuales pueden representar altos costos hundidos. Estas tres etapas, en general, resultan en barreras de entrada para nuevos competidores, ya que el costo por entrar es elevado; sin embargo, aquello también explica que puede tratarse de una industria muy rentable, por lo que el análisis de beneficio y pérdida debe ser algo importante para tener en cuenta por parte de las entrantes. Además, las autoridades tienen un papel importante al momento de conceder permisos, así como supervisar a las empresas encargadas del sistema de ductos y oleoductos, ya que juega un rol fundamental en la oferta del producto.

III. FUSIONES HORIZONTALES Y ESTRATEGIAS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

En este capítulo se realizará un análisis de las fusiones horizontales y estrategias de investigación y desarrollo de la industria petrolera peruana. En el apartado de hitos destacados para fusiones horizontales e I&D en la industria nos enfocamos en el sector del *upstream*, el cual comprende las fases de exploración, explotación y transporte, pero también incluyendo al sector midstream y downstream con fines de expandir el mercado relevante para tener un mayor panorama. En las secciones anteriormente mencionadas, el objetivo es identificar los casos más relevantes de fusiones horizontales en el sector upstream, midstream y downstream y sus implicancias en la estructura de la industria petrolera peruana. Por otro lado, en la sección de I&D se busca resaltar los mayores avances que se han dado en los diferentes campos de la industria, por ejemplo, avances en exploración, perforación, petroquímica, investigación científica, yacimientos, etc.

Seguidamente, se presentan otras dos secciones que abarcan la formulación de un juego de “cooperación tecnológica” para el mercado de refinería entre las empresas Petroperú y Repsol. Se elaboro este juego acorde al modelo de Cooperación tecnológica de Pepall, generando una demanda lineal, costos unitarios constantes, niveles dados de intensidad, nivel de efecto derrame y una función de costos de I&D para cada empresa. Por último, se encuentran las conclusiones respectivas.

1. Fusiones horizontales y sus efectos en la estructura de la industria.

En la presente sección con el objetivo de profundizar los casos de fusiones horizontal en el Perú en la industria del petróleo se amplía el mercado relevante incluyendo el sector *downstream* (transporte, refinación y comercialización) y *midstream* (distribución) dentro del análisis.

Si bien la compañía ExxonMobil, fusión de Exxon con Mobil, es una de las más antiguas e importantes en el mundo, en el Perú esta compañía hoy se encuentra casi olvidada. Las propiedades de la compañía y afiliados en Perú han sido vendidas de a pocos en distintos momentos destacando la venta a Repsol de las estaciones de servicio en 2006, la compra de Copec sobre ExxonMobil. En palabras de Marticorena (2006) “Si bien Exxon Mobil se desharía de sus estaciones de servicios, mantendría su negocio de lubricantes en el mercado local”. Las estaciones de ExxonMobil resultabas, según Marticorena, un blanco codiciado, ya que “la empresa podrá hacerse del 38,9% de las ventas que Petro-Perú hacía a Mobil” siendo Mobil un importante cliente de la estatal Petroperú.

Las ventas de ExxonMobil en distintos países de la región podrían deberse a la rentabilidad de las actividades ordinarias comparadas en otras partes del mundo, más atractivas para la inversión, además de su actual enfoque en lubricantes y combustible para aviación.

En el año 2013, en la industria del petróleo en Perú se dieron 4 grandes operaciones en el sector *upstream* y *midstream*. La primera operación consistió según la Revista Proveedor Minero (2013) en que: “Petro China Company (CNPC)... compro los yacimientos y activos petroleros de la empresa brasileña Petrobras en el Perú. CNPC pago US\$ 2,600 millones por esta operación” (p.4). La segunda operación tuvo como involucrados a Repsol y Shell, según la Revista Proveedor Minero (2013): “... venta de activos de gas licuado de Repsol a Royal Dutch Shell en un deal, que incluyo venta de activos Trinidad y Tobago, el Perú y España por US\$ 6,700 millones” (p.11). El tercer caso se trató del grupo Romero adquiriendo a Primax Perú-Ecuador, la revista anteriormente mencionada señala que: “...el Grupo Romero que se convirtió en accionista absoluto... de la cadena de grifos Primax en Perú y Ecuador, e involucro una inversión de US\$312 millones” (p.11). Por último, el grupo Graña y Montero adquirió una considerable participación de Pluspetrol Resources Corporation, según Revista Proveedor Minero (2013): “Graña y Montero compro el 12.38% de la participación de Pluspetrol Resources Coporation en Transportadora de Gas del Perú por US\$ 237 millones. Esta operación reflejaría el interés... de incursionar en el segmento *midstream* (distribución)” (p.11).

Para el año 2018, la empresa canadiense GRAN TIERRA ENERGY INC. vendió sus activos petroleros a PETROTAL CORP. sustituyéndolo en la labor de explotador del lote 95 en la Amazonía peruana. A la vez que sucedía esta adquisición, PETROTAL CORP. se fusionó con STERLING RESOURCES CORP. quedando como PETROTAL CORP. Las reservas probadas del mencionado lote en el momento de la transacción según el MINEM eran de 39.8 MMbbl con un factor de riesgo del 90%.

Este fue el inicio de PETROTAL en incursionar en la industria petrolera peruana, explorando y perforando así mismo, el lote 107. La importancia de este hecho reside en la explotación de

Breña, uno de los descubrimientos más grandes del país, el cual no había sido explotado hasta el inicio del contrato de PETROTAL.

Otro evento importante durante este año fue la adquisición de PECSA por parte de PRIMAX, la cual, según el diario Gestión, Primax “se convierte en la cadena de estaciones de servicios más grande del país, al sumar más de 1,000 grifos”, en ese entonces, según AGESP, el total de grifos en territorio peruano superaría los 4700, con lo que Primax vendría a tener un porcentaje mayor al 20% del número de grifos totales en el país, duplicando a Repsol, más cercano competidor.

2. Innovación y desarrollo en el sector hidrocarburos del Perú

Durante el año 2016, la empresa China National Petroleum Corporation (CNPC) lograron avances en los campos de investigación científica, exploración y refinación.

En el campo del desarrollo e investigación científica, CNPC logró impulsar líneas de investigación referentes a las tecnologías de núcleo y complementarias con respecto al incremento de los índices de exploración, tasa de reservas de producción, recuperación de petróleo, fabricación de equipos, reducción de costos de materiales y métodos de producción amigables con el ambiente.

Con respecto al ámbito de exploración, según CNPC (2016):

Logramos avances sustanciales en la teoría de la generación de hidrocarburos de trayectoria múltiple desde la cocina de origen en sistemas de petróleo antiguos. Estos incluyen el progreso en el mecanismo de desarrollo de rocas de origen antiguo en las zonas profundas, el potencial de generación de gas durante la fase de sobre-madurez y la identificación de la generación de hidrocarburos compuestos orgánicos e inorgánicos y la génesis del gas natural. (p.23)

Asimismo, en el mismo informe anual 2016 de CNPC se explica que se dieron avances en el modelo geológico de las estructuras de sal y comprensión de la formación de reservas profundas de gas. Por otro lado, gracias a la teoría de infiltración de redes de microfractura en reservas de gas carbonato, se logró fabricar tecnología con el objetivo de predecir zonas de gran rendimiento dentro de yacimientos kársticos (CNPC, 2016).

Por último, en el campo de la refinación se dieron avances en la mejora de calidad de la gasolina tal como explica CNPC (2016):

La mejora efectiva de la calidad de la gasolina fue facilitada por paquetes técnicos para la producción de gasolina estándar de la National V. Se crearon nueve grados de catalizadores incluyendo la desulfuración selectiva de hidrógeno de gasolina catalítica, y 5 tecnologías claves tales como la desulfuración en etapas de hidrógeno y la conversión orientada de olefinas. Se desarrollaron dos series de tecnologías que incluían la desulfuración selectiva del hidrógeno (DSO) y la desulfuración del hidrógeno-modificación (M-DSO, GARDES), resolviendo el cuello de botella en la producción de gasolina limpia. (p.24)

En el año 2017, la compañía CNPC (2017) busco mejorar sus procesos productivos con el fin de solucionar los cuellos de botella técnicos. Asimismo, se dieron grandes avances en tecnologías claves que permitieron a la compañía tener una ventaja sobre sus competidoras y mantener su

liderazgo en la industria. Por otro lado, se dio un impulso al departamento de innovación tecnológica con el objetivo de expandir aún más la presencia de CNPC. Los campos que lograron conseguir grandes mejoras fueron: fomento del sistema de innovación, investigación científica, exploración y refinación.

En el campo del fomento, CNPC (2017) arguye que:

La infraestructura de investigación y desarrollo de la compañía se ha reforzado. Se mejoran aún más las funciones de las plataformas de investigación y desarrollo existentes, incluido el laboratorio nacional de ingeniería para la exploración y el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas de baja permeabilidad. La plataforma de investigación de tecnología informática y ciencias blandas está en construcción, varias de nuestras plataformas de investigación, como el laboratorio de nanoquímica, han sido clasificadas a nivel superior mundial. Hasta finales de 2017, la compañía cuenta con 84 instalaciones de investigación, 47 laboratorios clave y centros de pruebas, y más de 33.000 científicos e investigadores. (p.25)

En el ámbito de la investigación, según CNPC (2017):

En 2017, la compañía impulsó el ataque a los puntos fuertes de tecnologías de núcleo y complementarias en torno a la elevación de los índices de exploración, la tasa de reservas de producción, la recuperación de petróleo y gas, la fabricación nacionalizada de equipos de alta gama, la resolución a retos técnicos en el procesamiento de crudo inferior, la disminución del costo de materiales químicos y la producción de energía limpia, etc. logrando una serie de avances importantes. (p.25)

Con respecto al ámbito de la exploración, la compañía CNPC (2017) logro mejorar la exploración de glúteos lo cual permitió obtener mayores reservas de 3P, por otro lado, por medio de la perforación horizontal lograron aumentar su producción de escala y plantear un área estratégica enfocada en las reservas de reemplazo.

En el caso de la refinación, la compañía CNPC (2017) logro superar las pruebas de gasolina limpia respecto de los Estándares Nacionales VI, logrando mejorar su calidad de combustible, asimismo, logro construir catalizadores de altos rendimientos y bajas emisiones de carbono lo que permitió un ahorro en el costo energético de la compañía. Igualmente, según CNPC (2017): “Aprovechando el importante progreso en la producción de alto valor de los productos de poliolefinas, la compañía ha lanzado 20 marcas de poliolefinas y desarrollado la capacidad de investigación y desarrollo para catalizadores, comonomeros y polímeros.” (p.26).

Durante el año 2018, la compañía CNPC siguió impulsando proyectos de investigación y desarrollo con el fin de seguir manteniendo su liderazgo en el sector alcanzando diferentes premios por sus logros científicos y técnicos. Se analizarán los siguientes apartados: investigación científica, avances en exploración y avances en refinación.

En el campo de la investigación científica, según CNPC (2018):

En 2018, la empresa realizó importantes avances en los principales conocimientos teóricos, tecnologías clave, investigación y desarrollo independiente de equipos, construcción de proyectos ejemplares, etc. Formó un grupo de tecnología avanzada con

derechos de propiedad intelectual independientes en la estabilización y aumento de la producción del campo del petróleo, en la exploración y desarrollo de recursos profundos y no convencionales, etc. (p.31)

En el apartado de exploración, CNPC (2018) logró:

Formamos la teoría de la formación de yacimientos de gas natural de carbonato marino profundo y la tecnología de evaluación de exploración, haciendo de la roca de carbonato marino profunda en la cuenca noroeste de Sichuan una importante sucesión estratégica en la cuenca de Sichuan. Se han logrado importantes avances en la investigación de tecnologías clave para la exploración del shale petróleo continental que guio y promovió de manera efectiva el avance de la exploración y la construcción a escala del shale petróleo terrestre en la Cuenca de Junggar, la Cuenca de la Bahía de Bohai y la Cuenca de Ordos. (p.31)

En el campo de la refinación, CNPC (2018) consiguió:

Mejoramos aún más la tecnología conjunta completa a gran escala de 10 millones de toneladas de refinación de petróleo, millones de toneladas de etileno, 45/80 fertilizantes nitrogenados grandes, y la aplicamos con éxito a la construcción de proyectos de etano a etileno de Guangdong, Changqing y Tarim Petrochemical y el proyecto de fertilizantes nitrogenados de Ningxia Petrochemical y otros grandes. Los catalizadores de la serie de refinería de desarrollo propio continuaron manteniendo el nivel líder nacional. La gasolina estándar nacional VI, el hidrocrackeo y otros catalizadores se implementaron en aplicaciones industriales, y se aplicaron con éxito grasas lubricantes especiales y asfaltos especiales a muchos proyectos importantes. (p.32)

Durante el año 2019, CNPC logro diversos avances en I+D lo que le permitió seguir fortaleciendo su liderazgo dentro del sector a nivel internacional. Las áreas donde presento mayores avances fueron en: exploración, refinación, servicios en yacimientos y nuevas tecnologías.

En el campo de la exploración, según CNPC (2019):

Logramos los nuevos conocimientos de las teorías básicas aplicadas, como la teoría de la formación y la exploración y evaluación del gas natural en la capa ultra profunda presal, la innovación de tecnologías clave como la inundación de espuma de aire de reservorios de baja permeabilidad para una recuperación mejorada, los cuales brindaron soporte técnico para el avance sustancial en la exploración y el descubrimiento y la producción a gran escala de petróleo y gas doméstico y el desarrollo, producción y operación de proyectos en el extranjero. (p.6)

Con respecto al área de refinación, CNPC (2019) afirma que:

Se desarrollaron para aplicaciones comerciales nuestros catalizadores patentados para gasolina que cumplen con National VI. Se implementaron los programas de I + D para mejoras de refinerías, catalizadores de refinación y poliolefinas, etc. Se lanzaron nuevos grados de poliolefinas y se mejoraron los procesos de producción y los paquetes tecnológicos de catalizadores de poliolefinas para brindar soporte técnico para el crecimiento sostenido del negocio de refinación y petroquímica. (p.6)

Asimismo, en el área de servicios en yacimientos, CNPC (2019) explico que:

Se lanzó una gama de nuevas técnicas y sistemas, incluido el sistema de adquisición de datos geofísicos de pozo basado en fibra, el sistema de adquisición sísmica del nodo del fondo del océano (OBN), el sistema direccional rotatorio de alto rendimiento (RSS), el micro generador de imágenes de formación de 10.000 metros (FMI), y un sistema inteligente de construcción de oleoductos para las regiones alpinas, con el objetivo de mejorar en gran medida nuestras capacidades para brindar servicios de yacimientos petrolíferos en condiciones complejas y extremas. (p.6)

En el apartado de nuevas tecnologías, CNPC (2019) declaró que:

Se hicieron nuevos avances en el desplazamiento de nanoaceites, con el mecanismo para el uso de nanofluidos en EOR investigado de cerca. Estos nanofluidos se comercializaron y probaron para pozos individuales / agrupados, lo que demuestra la eficacia de los nanofluidos. (p.6)

Por otro lado, este año tuvo como evento importante la modernización del oleoducto de la selva norte, en respuesta al descubrimiento y explotación de nuevos yacimientos. Eduardo Guevara Dodds, en aquel entonces viceministro del MINEM, señaló: “La idea es que el oleoducto nos permita desarrollar, de manera responsable y sostenible, los lotes que han sido descubiertos en la selva y están esperando para ser explotados [...]” (MINEM, 2019). Además de esto, un modernizado oleoducto permitiría “obtener información con mayor celeridad cuando ocurra alguna falla en la operación” crucial para prevenir eventos no deseados.

Es preciso comentar que la Ley N° 30993, establece como interés nacional “ampliar la extensión del Oleoducto Norperuano”.

Los lotes de la zona con contrato vigente son: 39 y 67, explotados por Perenco; 64, explotado por Geopark; 8, explotado por Pluspetrol; y el 95, explotado por Petrotal.

En el año 2020, CNPC siguió fomentando proyectos de I+D con el fin de mejorar sus operaciones y mantener su liderazgo en el sector. Encontramos sus principales avances en las áreas de: exploración, refinación, servicios en yacimiento, nuevas tecnologías y áreas de negocio.

En el campo de exploración, según CNPC (2020):

Los esfuerzos de I + D se centraron en mejorar la eficiencia y la rentabilidad, se innovó la teoría de formación de yacimientos de petróleo de lutitas, se realizaron nuevos avances en los conocimientos de formación de yacimientos de petróleo y gas ultra profundos y en el desarrollo de técnicas núcleo para aumentar la recuperación de yacimientos de permeabilidad ultra baja (...). (p.6)

En el apartado de refinación, CNPC (2020) logró:

La transformación y mejora en el sector químico y de refinación se aceleró; se intensificaron los esfuerzos de I + D para productos con valor agregado; se desarrollaron y aplicaron tecnologías de desarrollo de gran envergadura de refinería y etileno; las refinerías vieron un cambio en la producción de combustibles a productos químicos; las

materias primas se estaban volviendo de bajo costo y diversificadas, mientras que los productos refinados estaban más dirigidos a aplicaciones especializadas y de alta gama. (p.6)

Por otro lado, en el campo de servicios en yacimiento CNPC (2020) afirma:

Nuestras capacidades de servicio se reforzaron con nuevos avances en equipos, herramientas, software y materiales de alta gama, incluido el sistema GeoEast, la herramienta de registro por inducción 3D, el patín de fracturación eléctrica de 7000HP y el tapón de puente soluble de alto rendimiento, etc. (p.6)

Con respecto al área de nuevas tecnologías, CNPC (2020) explico que:

Los esfuerzos de I + D se centraron en la exploración, el desarrollo rentable, la producción de combustibles limpios y la fabricación de equipos de alta gama. Se lograron avances significativos en la investigación fundamental aplicada, las tecnologías genéricas de núcleo y el estudio de las reservas de tecnología avanzada. (p.6)

Por último, en el ámbito de nuevas áreas de negocio CNPC (2020) afirmo que:

Se realizaron planes de I + D para promover nuevas energías y áreas de negocio como la geotermia, la energía del hidrógeno, la energía de la biomasa, la gasificación subterránea del carbón. Se reforzaron los esfuerzos de I + D en inundaciones de CO₂, captura y almacenamiento de carbono. Se logró un progreso significativo en las pruebas industriales relacionadas para facilitar el desarrollo verde. (p.6)

En la primera mitad del año 2022, la peruana PRIMAX, del Grupo Romero, desarrolló nuevos y modernos aditivos para diésel. El nuevo Max-D, nombre dado al nuevo producto, ayudaría “a reducir las emisiones contaminantes de los usuarios y a optimizar el rendimiento de los vehículos” afirma la compañía para Perú²¹ (2022).

En la página web de la compañía se puede encontrar más información sobre el Max-D:

- Mayor rendimiento: reducciones de consumo de combustible hasta del 2%
- Menor emisión contaminante: reduce en un 20% en promedio las emisiones contaminantes
- Reduce el taponamiento de filtros mejorando el funcionamiento del motor
- Ayuda a limpiar los inyectores
- Protege las partes metálicas del motor previniendo la corrosión
- Aumento promedio de 2 números de cetano comparado con el diésel corriente, mejorando la combustión y ayudando a preservar el motor
- Menos tiempo tanqueando
- Remueve depósitos y aumenta el desempeño y la potencia del motor

Para mayo de este año, más de 700 estaciones de servicio cuentan con este producto, posicionándose Primax “a la cabeza de las tendencias en el sector automotor”.

3. Formulación de un juego de cooperación tecnológica para el mercado de refinería

Con los antecedentes presentados en los hitos, el modelo que coincide con las características es el de Cooperación tecnológica con un mercado de competencia de Cournot, que se caracteriza por ser un duopolio donde existen 2 empresas productoras en el mercado oligopolista, en la cual se forman alianzas estratégicas de investigación con el fin de liderar el cambio tecnológico en el mercado. El actuar de las empresas pueden ser dos: ser rivales en el juego de innovación o cooperar para la internalización de externalidades positivas. Debido a los inconvenientes encontrados durante el proceso de recolección de datos, en esta oportunidad se tomará el mercado de refinería para la modelación del juego, por lo que, las empresas participantes serán Petroperú y Repsol que dominan el mercado de refinación local, siendo competidores en un modelo de Cournot, ya que las dos empresas poseen tecnología de punta e innovación y, además, en el mercado peruano actualmente el 40% lo tiene la empresa estatal Petroperú y la firma española Repsol otro 40% (20% se reparten entre diferentes empresas). Por lo tanto, acorde al modelo de Cooperación tecnológica de Pepall (2011), la función de costos se representa incluyendo la intensidad en IyD siendo para las empresas en el modelo x_1 y x_2 , asimismo los costos unitarios para ambas empresas son "c" y se tiene una variable que expresa la posibilidad de derrame por la filtración de resultados, " β ". Por lo tanto, para ambas empresas en el modelo (Petroperú y Repsol) las funciones de costo serían:

$$c_1 = c - x_1 - \beta x_2 \quad y \quad c_2 = c - x_2 - \beta x_1 \quad (3.1)$$

De esta manera, se modelarán diferentes eventos cuando toma algún valor; por ejemplo, si es igual a 0, entonces no hay derrame, si es igual a 1 los derrames son perfectos y, por último, si $0 < \beta < 1$ entonces los derrames son parciales. Las actividades de IyD de las empresas se vuelven costosas, debido a que se presentan ineficiencias a causa de que se ha expandido más allá de su capacidad de producción óptima, lo que resulta en deseconomías de escala, ante esto la función de costos de la IyD son las mismas para ambas empresas, tomando la siguiente forma:

$$r(x) = \frac{x^2}{2}$$

Consecuentemente, es necesario contar con los valores de costo unitario en el que incurren las empresas; sin embargo, durante la investigación se encontraron que los recursos son muy limitados al obtener este tipo de datos. Ante ello, se propone trabajar con los costos que presenta una de las refinерías más importantes del país, La Pampilla. Según MINEM, durante el año 2020, la producción en dicha refinería representó el 52% del total, poco más de la mitad; siendo también la que mayores ventas tuvo para dicho periodo. Asimismo, en un informe de Repsol (2021) sobre los resultados financieros y de gerencia, se encontraron los costos de venta unitarios nacionales para el 2020, además de las ventas nacionales totales, por lo que, dividiendo ambos valores, se obtuvo un monto representativo para el costo unitario por barril de la empresa. Suponiendo que las compañías son homogéneas, se asigna el valor de $c=1,17$.

De esta manera, se presentan a continuación dos casos o subjuegos en donde ambas empresas deciden no cooperar o cooperar en IyD.

3.1. Función de la demanda y el caso de no cooperación

Siguiendo con la modelación del juego, es necesario identificar una función de demanda lineal que sea representativa de la industria: $P=A-BQ$. Sin embargo, al igual que la función de costos

estructurada, no fue posible obtener los datos necesarios para describir la fase del *upstream*; por ello, se escogió el mercado de refinería como objeto de estudio. Según el Anuario Estadístico del MINEM (2020), la producción de Diésel, Gasolinas y Residuales representó el 87% del total producido durante el 2020, siendo el Diésel el de mayor participación con 45%; asimismo, es el producto con mayores niveles de ventas observado durante los últimos años en algunos otros documentos publicados por el MINEM. En ese sentido, y para fines de simplicidad (debido a la gran variedad de productos que se obtienen del proceso), se aproximó la demanda de dicho combustible en representación del segmento de refinería, haciendo uso del programa estadístico Stata, con datos obtenidos del Osinergmin (2020) para los valores del precio en los últimos nueve años, así como las cantidades demandadas. En el Anexo 2 se puede observar los resultados de la estimación y, a continuación, se presenta una demanda lineal de la industria:

$$P_r = 26,83946 - 0,1358705Q_r \quad (3.2)$$

Donde P_r es el precio del mercado refinería al que se transa y Q_r , la cantidad demandada. Teniendo a la mano los valores del costo unitario y demanda, haría falta conocer las intensidades para las empresas jugadoras; por ello, se tomará como referencia la situación entre las compañías Petroperú y Repsol durante el último año, en donde la primera invirtió una gran cantidad de dinero en la renovación de la refinería Talara, resultando en que esta presenta una mayor intensidad de innovación en comparación de su competidora. Sin embargo, para enriquecer el análisis, se intercambiará en algún momento los roles de las empresas, dotando a Repsol de una alta intensidad de innovación.

De acuerdo con Pepall (2011), las ecuaciones que expresan la producción de equilibrio Cournot-Nash son

$$q_1 = \frac{[A - c + x_1(2 - \beta) + x_2(2\beta - 1)]}{3B}; \quad q_2 = \frac{[A - c + x_2(2 - \beta) + x_1(2\beta - 1)]}{3B} \quad (3.3)$$

así como las utilidades para ambas empresas,

$$\pi_1 = \frac{[A - c + x_1(2 - \beta) + x_2(2\beta - 1)]^2}{9B} - \frac{x_1^2}{2}; \quad \pi_2 = \frac{[A - c + x_2(2 - \beta) + x_1(2\beta - 1)]^2}{9B} - \frac{x_2^2}{2} \quad (3.4)$$

Donde A y B son constantes que se estimaron en la función de demanda propuesta (valores ya calculados). Las expresiones (3.3) y (3.4) serán útiles para realizar los cálculos necesarios y armar las matrices que ayudarán a obtener los pagos de acuerdo con los supuestos planteados. Asimismo, para efectos de facilitar el análisis, se propone que ambas empresas tengan la posibilidad de elegir entre una baja o alta intensidad de innovación ($x_i=7,5; 10$), los cuales representarán las decisiones que pueden tomar los jugadores. En un primer caso, se obtendrán las utilidades cuando exista un derrame bajo de innovación ($\beta=0,15$) para una primera matriz y, en segunda instancia, el caso de que existan altos derrame ($\beta=0,85$). A continuación, se muestran las dos matrices con los pagos calculados según la información recolectada.

Cuadro 3.1
Matriz de pagos con bajos niveles de derrame, $\beta=0,15$

		REPSOL	
		Baja intensidad de investigación	Alta intensidad de investigación
PETROPERÚ	Baja intensidad de investigación	[933,67 ; 933,67]	[838,01 ; 1188,7]
	Alta intensidad de investigación	[1188,7 ; 838,01]	[1079,8 ; 1079,8]

Cuadro 3.2
Matriz de pagos con altos niveles de derrame, $\beta=0,85$

		REPSOL	
		Baja intensidad de investigación	Alta intensidad de investigación
PETROPERÚ	Baja intensidad de investigación	[1250,7 ; 1250,7]	[1366,4 ; 1421,5]
	Alta intensidad de investigación	[1421,5 ; 1366,4]	[1545,4 ; 1545,4]

4. Análisis y principales resultados

Acorde a la teoría económica las características del mercado elegido, el upstream de petróleo, no representan peligros latentes por uniones horizontales, si bien los proyectos conjuntos han sido reiniciados esta no es evidencia suficiente para una unión entre dos empresas productoras, por otra parte, una característica en el sector es la transferencia o compra de participaciones entre empresas del sector. Sin embargo, estas no serían un claro ejemplo de uniones horizontales debido a que no existe reemplazo de dos o más empresas por una sola (Pepall, 2008).

Asimismo, considerando los efectos de la fusión (en caso existiese), siendo estos relacionados a un mayor precio y una menor producción no se verían sostenibles por la característica de ser un país importador de petróleo en gran parte y el ajuste dependiente de los precios nacionales con los internacionales.

De esta manera, respecto a la estructura de mercado y el tipo de competencia que rige, ajustándose a un modelo de Cournot, con la poca posibilidad de formar un monopolio debido a la existencia de 16 empresas en el sector, es prácticamente imposible la existencia de fusiones debido a la escasa rentabilidad de esta.

Por otra parte, en cuanto a la innovación, podemos identificar en el sector *upstream* como *downstream* la innovación de procesos y de productos, una breve representación son los nuevos

métodos menos complejos de identificar el petróleo para explorar, así como para extraer y en relación a los productos son los derivados que se procesan siendo más amigables al medio ambiente.

En un enfoque analítico de lo mencionado podemos distinguir los efectos de reemplazo e innovación, así, caracterizando nuevamente al mercado objetivo como uno de competencia oligopólica y considerando en primer lugar el efecto reemplazo podemos verificar, acorde a lo indagado que generalmente las innovaciones en I+D no se realizan en las empresas existentes del sector upstream o en el mejor de los casos no son registradas o detalladas, esto es conciliador con los incentivos menores de valorar la innovación descontando los réditos futuros a comparación de que fuera una estructura más competitiva. Sin embargo, considerando el efecto innovación, CNPC registra diversas inversiones en I+D y las fundamenta en mantener su posicionamiento en el mercado del que forma parte, de esta manera acorde al efecto innovación y su doble impacto CNPC se alinea a la teoría económica debido a que reconoce los incentivos de ser más rentable y liderar el sector upstream en el cual se encuentra.

De la misma manera, considerando ahora el modelo de Dasgupta y Stiglitz las conclusiones no guardan mucha relación con lo evidenciado, además de no reforzar la hipótesis schumpeteriana, donde los escenarios de competencia imperfecta son los que más tienden a desarrollar I+D. Sin embargo, los hechos estilizados en el contexto internacional sí guardan relación con lo presentado, debido a que, si bien existe una relación entre el tamaño de la empresa y la I&D realizada, no se desarrolla significativamente en la industria ni se muestra una fuerte correlación.

Por último, para los modelos de cooperación tecnológica basados en lo que aconteció en el mercado downstream de Petroperú y Repsol, se puede verificar un mejor ajuste en el caso no cooperativo, si bien se han realizado trabajos conjuntos estos no son en materia de innovación y tecnología. De este modo, concluimos que existen compromisos por parte del público y privado para fortalecer el sector y beneficiar a los consumidores como a ellos mismos.

Conclusiones

En cuanto fusiones y adquisiciones, se aprecia que en el sector *upstream* se dieron con motivo de comenzar proyectos que habrían quedado en el papel, como lo es en el lote 95. Las intenciones de las empresas no relacionadas al sector por ingresar al sector se manifiestan en las adquisiciones del sector *midstream*, destacando la del grupo Graña y Montero y las participaciones adquiridas de Pluspetrol. Para el caso de *upstream*, el engullimiento de Primax sobre Pecsá y las compras de Repsol a ExxonMobil muestran la competitividad que tienen las firmas del C4 del sector de estaciones de servicio por manejar mayor poder de mercado en términos de número de estaciones. Cabe subrayar el caso de ExxonMobil y las ventas estratégicas de activos por parte de firmas globales en Perú, las cuales, a pesar de responder a rendimientos menores en comparación a otras regiones, permite que firmas nacionales y extranjeras acumulen mayor concentración en el sector.

En el apartado de Investigación y desarrollo (I+D) se observa que en el sector *upstream* la empresa China National Petroleum Corporation (CNPC) ha exhibido grandes avances en campos como la exploración, refinación, campo de servicios en yacimiento, nuevas tecnologías de vanguardia y nuevas áreas de negocio donde sus capitales puedan participar, de esta manera pudo mantener su posición de liderazgo en tal sector. Por otro lado, en el sector *downstream* y *midstream*, se completó la obra del oleoducto de la selva norte que mejoro el proceso en los lotes 39 y 67, que afectan a Pluspetrol, Perenco, Geopark y Petrotal. Por último, en el 2022 PRIMAX, empresa perteneciente al grupo Romero, desarrollos nuevos adimentos para el Diesel, disminuyendo las emisiones contaminantes que este producía, asimismo, se pueden encontrar diversos avances en diferentes materias

BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre, M. y Orihuela, C. (2014). SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN EL PERÚ, PERIODO 1996-2010. Recuperado de <https://doi.org/10.21704/ne.v2i1.1427>
- BBC. (8 de marzo del 2022). *Cuánto depende el mundo del petróleo y el gas de Rusia (y cuál es la situación en América Latina)*. Recuperado de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-60653250>
- BCRP. (4 de febrero de 2021). *NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP*. Obtenido de <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2021/nota-de-estudios-09-2021.pdf>
- Buchholz, K. (18 de mayo de 2021). *The Biggest Oil and Gas Companies in the World*. Obtenido de Statista: <https://www.statista.com/chart/17930/the-biggest-oil-and-gas-companies-in-the-world/>
- Calle, J. (2019). Obtenido de <https://repositorio.unp.edu.pe/bitstream/handle/UNP/2168/MIN-CAL-REY-2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Campos, G y Loc, J. (2017). Petróleos del Perú – (PETROPERÚ S.A.). Recuperado de <https://www.aai.com.pe/wp-content/uploads/2020/09/Petroperu-1219.pdf>
- Colgan, J. D. (2021). *Oxford Scholarship Online*. Obtenido de Partial Hegemony: Oil Politics and International Order: <https://oxford.universitypressscholarship.com/view/10.1093/oso/9780197546376.001.0001/oso-9780197546376-chapter-4>
- Dávila, R. (2019). Mercado y conductas anticompetitivas. Recuperado de https://revistas.ulima.edu.pe/index.php/Ius_et_Praxis/article/view/4502
- De Lama, M. (2015). *Análisis político, normativo y técnico de la situación del subsector hidrocarburos en el Perú*. Recuperado de https://dar.org.pe/archivos/publicacion/pu_161_estudio_hibrocarburos.pdf
- Dierio El Peruano. (2018) Aprueban modificación del Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 95. Recuperado de <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/aprueban-modificacion-del-contrato-de-licencia-para-la-explo-decreto-supremo-n-033-2018-em-1717857-8/>
- Dirección General de Hidrocarburos. (DGH, 2020). *ANUARIO ESTADÍSTICO 2020*. www.gob.pe/minem
- Ego, M. & Orihuela C. (2014). *SITUACION DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN EL PERÚ, PERIODO 1996-2010. Natura@economía, 2(1), 21-40*. Recuperado de <https://doi.org/10.21704/ne.v2i1.1427>
- El Comercio. (01 de enero del 2016). *Editorial: Dame más gasolina*. Recuperado de <https://elcomercio.pe/opinion/editorial/editorial-dame-gasolina-258301-noticia/>
- Faergestad, I. (2016). *Petróleo pesado*. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-heavyoil-jan->

- 2016.ashx#:~:text=El%20Congreso%20Mundial%20del%20Petr%C3%B3leo,adem%C3%A1s%20de%20su%20alta%20acidez.
- Haita, C. (2007). Game Theoric Modeling of The World Oil Market. Recuperado de <https://www.etd.ceu.edu/2007/c05hac01.pdf>
- Honoré Le Leuch. (2014). Regímenes Fiscales para Petróleo y Gas Natural. Recuperado de <https://www.imf.org/external/spanish/np/seminars/2014/natres/pdf/leleuch2.pdf>
- Madrid, M. (15 de mayo de 2016). *Levantamiento por Gas Lift - Diseño. Portal del Petróleo*. Recuperado de <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/05/levantamiento-gas-lift-diseno.html>
- Manco, J. (2002). Privatización e Hidrocarburos: mito y realidad Perú 1991 – 2002. Recuperado de https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/libros/csociales/privatizacion/cap_6.htm
- Marticorena Solís, Manuel (2006) Repsol tomara el control del mercado local de combustibles. Gale Onefile <https://go.gale.com/ps/i.do?p=IFME&u=googlescholar&id=GALE|A146427523&v=2.1&it=r&sid=sitemap&asid=7c2da26d>
- MINEM. (2018). *Anuario Estadístico 2017: Sector Hidrocarburos*. Obtenido de https://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=5&idPublicacion=580
- Minem. (2019) Minem: Modernización del Oleoducto Norperuano contribuirá al aprovechamiento de lotes en la selva. Recuperado de <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/49861-minem-modernizacion-del-oleoducto-norperuano-contribuirá-al-aprovechamiento-de-lotes-en-la-selva>
- MINEM. (2020). *ANUARIO ESTADÍSTICO - SECTOR HIDROCARBUROS 2020*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas: https://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=5&idPublicacion=636
- MOGAS. (2018). *Inyección de agua*. Recuperado de <https://www.mogas.com/es-mx/industrias/petroleo-y-gas/inyeccion-de-agua>
- Montero, Emmanuel, et al. (2018). “Análisis del mercado de petróleo y la gasolina en México, 1996-2015.” http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-31952018000801179#B16
- OCDE. (1993). *OECD Directorate for Financial, Fiscal and Enterprise Affairs, Paris*. Obtenido de GLOSSARY OF INDUSTRIAL ORGANISATION ECONOMICS AND COMPETITION LAW: <https://www.oecd.org/regreform/sectors/2376087.pdf>
- Ochoa Fattorini, Vanessa (2018) Existen más de 4,700 estaciones de servicio en todo el país. Gestión. Recuperado de <https://gestion.pe/economia/existen-4-700-estaciones-servicio-pais-226062-noticia/#:~:text=Hablamos%20de%20un%20mercado%20donde,4%2C732%20establecimientos%20en%20el%20pa%C3%ADs.>
- Oilfield Glossary. (2013). *Inyección de gas*. Recuperado de https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/g/gas_injection

- Ojea, Laura. (2019). La nanotecnología, el gran aliado de la industria del petróleo y el gas. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-nanotecnologia-el-gran-aliado-de-la-industria-del-petroleo-y-el-gas/#:~:text=En%20la%20extracci%C3%B3n%20de%20petr%C3%B3leo,tanto%2C%20la%20capacidad%20de%20extracci%C3%B3n.>
- OPEC. (Mayo de 2022). *Organization of the Petroleum Exporting Countries*. Obtenido de Monthly Oil Market Report: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (Osinergmin, 2017). *LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ*. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/>
- Osinergmin (2015). *LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ*. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-industria-hidrocarburos-liquidos-Peru.pdf
- OSINERGMIN. (2005). *La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: El segmento upstream del Sector Petróleo, Documento de Trabajo N° 8*. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_o8.pdf
- Osinergmin. (2020). *SCOOP DOCS*. Recuperado de https://becas.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm
- Osinergmin. (s.f.). *LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ*. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Anexo-industria-hidrocarburos-liquidos-Peru.pdf
- Páez Aguinaga, T. J. (2022). *Nanotecnología en el Mundo: Marco Regulatorio*. Recuperado de <https://repositorio.uisek.edu.ec/handle/123456789/4603>
- Perupetro. (2018). “El rol de la industria del petróleo y gas en el desarrollo económico del Perú.” Recuperado de https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/cbd88ce1-399f-41ce-83e5-52ad34cf3d9a/PERUPETRO_ESTUDIANTES+TALARA_9JUL2018.pdf?MOD=AJPERES.
- PERUPETRO. (2022). *Mapa lotes*. Recuperado de <https://perupetro.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=6a830a470b934f0687c8ed84c2bacacc>
- Petroperú. (2021) *PETROPERÚ regresa a la producción petrolera tras 25 años*. Recuperado de <https://petroperu.com.pe/petroperu-regresa-a-la-produccion-petrolera-tras-25-anos>

- Petrotal. (2017) Sterling Resources Ltd. and Petrotal Ltd. Announce Business Combination, Strategic Acquisition of Operations in Peru and \$25 Million Equity Financing. Recuperado de <https://petrotal-corp.com/sterling-resources-ltd-and-petrotal-ltd-announce-business-combination-strategic-acquisition-of-operations-in-peru-and-25-million-equity-financing/>
- Redacción Gestión (2018) Primax concretó compra de grifos Pecsá. Gestión. Recuperado de <https://gestion.pe/economia/empresas/primax-concreto-compra-grifos-pecsa-226194-noticia/>
- Redacción Perú21 (2022) Primax busca reducir emisiones mediante un nuevo diésel. Perú21. Recuperado de <https://peru21.pe/economia/primax-busca-reducir-emisiones-mediante-un-nuevo-diesel-noticia/> Primax. (2022). Nuevo Diésel Max-D. Primax. Recuperado de <https://primax.com.pe/max-d/>
- Repsol. (2021). ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LA GERENCIA: RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021. Recuperado de https://www.repsol.pe/imagenes/repsolporpe/es/Informe%20Gerencia4T2021_tcm76-231647.pdf
- Revista Proveedor Minero. (2013). PERU: Record de compras y fusiones en el 2013. Recuperado de https://issuu.com/mineriadp/docs/peru-_compra_y_fusiones_2013_final
- Richards, Dan, et al. (2014). *Industrial Organization: Contemporary Theory and Empirical Applications*.
- Ruiz, C y Zambrano, M. (2020). Desafíos que enfrenta el oleoducto norperuano (ONP) y su papel fundamental en la cadena logística del crudo de petróleo de los campos de la Amazonía peruana para la exportación. Recuperado de https://repositorioacademico.upc.edu.pe/bitstream/handle/10757/653619/Ruiz%20de%20la_CC.pdf?sequence=3
- Távora, J., & Ochoa, A. (2006). *LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA EN EL MERCADO*. Obtenido de UNCTAD: <https://unctadcompal.org/wp-content/uploads/2017/03/PERU-Sector-Hidrocarburos.pdf>
- Vásquez Cordano, Arturo. (2005). “La demanda agregada de combustibles líquidos.” https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_12.pdf
- Vásquez, A. (2005). La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: el Segmento Upstream del sector Petrolero. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_o8.pdf
- Villafani, H. (2018). PRINCIPALES DETERMINANTES DE LA INVERSIÓN EXPLORATORIA EN EL SECTOR HIDROCARBUROS PERUANO. UNA ANÁLISIS DE SERIES DE TIEMPO. Recuperado de https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/14636/VILLAFANI_LUYO_HUMBERTO_CROSS_PRINCIPALES_DETERMINANTES_INVERSION.pdf?sequence=1

Zuleta, Luis A., et al. (2016). "La competencia y la eficiencia en la banca colombiana."
<https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3298>

ANEXOS

Anexo N° 1
Cuota de participación en el mercado del *upstream* peruano

EMPRESA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GMP	6.8	5.8	5.9	6.8	7.2	7.5	6.7	8.9
PET.MONTERRICO	0.9	0.7	0.7	0.9	0.8	0.7	0.7	1.1
SAPET	5.5	5.2	5.9	7.9	7.1	7.7	7.4	8.8
UNIPETRO	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.4	0.3	0.4
CNPC	18.4	15.0	18.4	26.7	25.7	27.1	27.3	33.0
OLYMPIC	7.9	9.1	7.0	9.1	6.2	4.0	3.8	3.5
SAVIA	16.2	15.4	16.6	20.7	18.0	15.7	13.7	15.7
BPZ	4.3	7.2	6.7	6.9	5.4	3.2	2.5	0.2
PLUSPETROL	38.7	32.5	25.5	10.8	13.4	11.5	8.4	4.1
FRONTERA	0.0	0.0	4.1	2.8	8.7	14.8	12.8	3.3
PERENCO	0.1	7.3	2.6	0.9	0.0	0.8	2.6	1.7
GRAN TIERRA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	7.8	14.2
PLUSTETROL E&P	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAPLE	0.6	0.5	0.6	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
CEPSA	0.0	1.0	5.6	5.6	6.8	5.6	5.9	5.1

Elaboración propia

Anexo N° 2
Estimación de la demanda para el segmento de refinería

reg Pr Qr						
Source	SS	df	MS	Number of obs	=	8
Model	7.87729825	1	7.87729825	F(1, 6)	=	13.11
Residual	3.60458789	6	.600764649	Prob > F	=	0.0111
				R-squared	=	0.6861
				Adj R-squared	=	0.6337
Total	11.4818861	7	1.64026945	Root MSE	=	.77509
Pr	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
Qr	-.1358705	.0375222	-3.62	0.011	-.227684	-.0440569
_cons	26.83946	4.286022	6.26	0.001	16.35195	37.32698