

**Integración Vertical en la Industria Petrolera.
Una estrategia de creación de valor**

Adrián Carrara
Sebastián Scheimberg

Resumen

Este trabajo intenta probar empíricamente la conveniencia de la integración vertical como estrategia de crecimiento y agregación de valor en la industria petrolera. Esta estrategia ha sido una práctica general, especialmente perseguida mediante la integración internacional, durante los años 90'. La metodología empleada ha sido un análisis econométrico de datos trimestrales en panel para el período 1993:4 - 2001:1 y 19 compañías. Los resultados obtenidos muestran que en un mercado competitivo como el norteamericano, existen beneficios marginales en la integración vertical. L0/C2/L1/Q3/Q4/G3.

Abstract

The aim of this paper is to prove empirically the vertical integration convenience as a growing and value adding strategy in the oil industry. This was a widespread practice, especially at an international stage during the 90's. The methodology employed was an econometric analysis of quarterly panel data, for the period 1993:4 - 2001:1 and 19 companies. The outcome got from the American competitive market shows that there is a marginal benefit in the strategy of vertical integration. L0/C2/L1/Q3/Q4/G3.

Prologo

Durante los años 80' muchas empresas petroleras estatales modificaron su actitud respecto a la asociación con el capital privado internacional. En ese sentido, se tejieron alianzas consideradas estratégicas que avanzaron hacia la integración vertical de las empresas. En su mayoría, estas petroleras mantenían una posición preponderante en la producción y las reservas de petróleo crudo (Upstream) y se fueron integrando con el sector privado del segmento de refinación y de comercialización de combustibles (Downstream). La primera adquisición de este tipo la realiza la empresa nacional kuwaití KPC, adquiriendo activos del Downstream en Europa de la firma Gulf, en 1983. Asimismo, PDVSA (Petróleos de Venezuela) y Aramco (Arabia Saudita) continúan esta tendencia, convirtiéndose en las empresas estatales con mayor capacidad de refinación y distribución fuera de sus territorios, mediando la adquisición de activos del sector privado.

Al comienzo, las empresas nacionales avanzaban sobre las de capital privado, pero a partir de los años 90', se revierte de alguna manera este flujo de fondos, especialmente a partir de las privatizaciones de los monopolios estatales, como los casos de YPF, Petroperú, YPFB en Latinoamérica, o bien participación privada parcial o total en el resto del mundo, como en los casos de Petrobras, ENI, Gazprom, Lukoil, Repsol, Statoil y más recientemente, Petrochina. De alguna manera podría decirse que el sector petrolero se convierte en el caso testigo de la transformación capitalista del ex bloque soviético y más recientemente del comunismo maoísta. Asimismo, otras economías en desarrollo como la India, México, Brasil o Australia inician el proceso de apertura en el sector de la energía.

En Argentina, luego de la crisis de los años 80' que termina con la hiperinflación a finales de la década, se acelera el proceso de privatización que involucra fundamentalmente a las empresas del sector energético, en particular las estatales Y.P.F y Gas del Estado. Desde el comienzo de la gestión privada, en que la ex estatal se convierte en YPF S.A. los administradores de la compañía se plantearon además de realizar una gestión eficiente a nivel nacional, una estrategia de crecimiento internacional en procura de incrementar las reservas y al mismo tiempo balancear los activos del upstream con los del downstream.

YPF, antes de ser adquirida por Repsol, era una compañía con mayor peso en el Upstream que en el Downstream, es decir que su capacidad de producción de crudo era mayor a la capacidad instalada de refinación. Durante los últimos años, la estrategia de la compañía estuvo orientada hacia el balanceo de la cantidad de crudo producido con el volumen de crudo procesado en los mercados internacionales, como medio para obtener el mayor valor agregado del crudo producido. Con este fin se realizaron arduas gestiones para adquirir activos en el exterior, de modo de incrementar la capacidad de refinación de la compañía. Entre los ejemplos exitosos de adquisición, cabe destacar el caso de las refinerías de Manguinhos (Brasil) y La Pampilla (Perú) y diversas redes de estaciones de servicio en Brasil, Chile, y Perú.

Si bien en la industria petrolera es habitual el consenso sobre la conveniencia del balanceo entre Upstream y Downstream de las compañías, al indagar la literatura económica no se encontró respaldo de trabajos empíricos que fundamentaran esta postura, lo que motivó la realización de este estudio. El resultado del mismo, como se verá, ha sido que en mercados competitivos, los beneficios de la integración no resultan del todo evidentes. Por otra parte, cuando se agregó el caso de Repsol al panel de datos, la eficacia de la estrategia de integración vertical en la industria ha mostrado tener una peor performance, lo cual debilita aun más este tipo de estrategia como agregadora de valor.

I. Introducción

El objetivo del presente trabajo es analizar la existencia de sinergias en la integración vertical¹ de las compañías petroleras que justifiquen el mayor valor de las empresas integradas versus las no integradas, con la finalidad de fundamentar desde el análisis econométrico la estrategia del management de estas empresas. En particular, desde principios de los años 90, este fue el camino seguido por las empresas estatales de Venezuela, Kuwait, Arabia Saudita y México, entre otras².

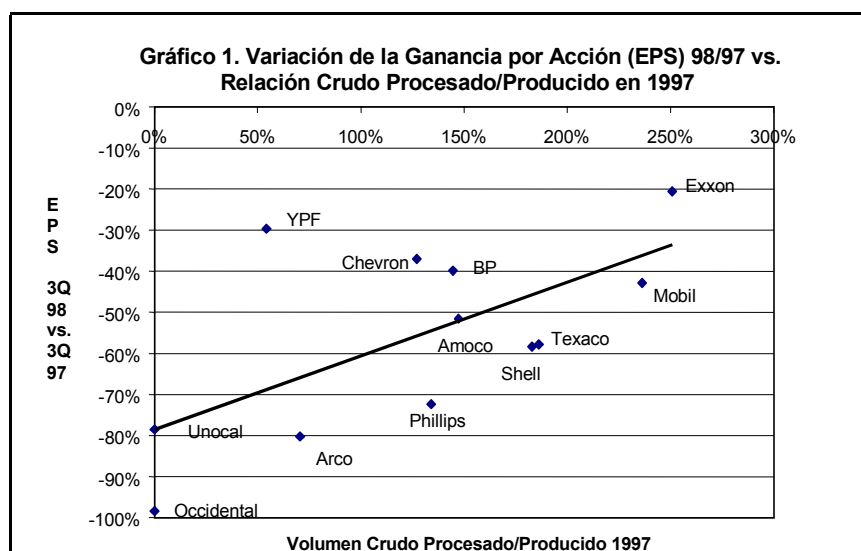
El trabajo se estructurará, básicamente, en cuatro secciones:

En primer lugar y a modo de brindar un acercamiento a la realidad de la industria petrolera, se desarrollará una breve descripción de la misma, explicándose las principales divisiones que componen la estructura vertical del sector y otros datos relevantes de la industria en el ámbito global.

A continuación, se desarrollará un análisis de la literatura actual que proporcione un marco teórico sobre las integraciones verticales. En principio, para que existan incentivos a la fusión de dos o más empresas, o a la expansión vertical, debe esperarse que exista una ganancia económica en dicha integración. O sea, la integración estará económicamente justificada si las empresas valen más integradas que si no lo están³. Entre las razones más importantes para que exista una ganancia económica en la integración vertical encontramos argumentos relacionados con la internalización de externalidades verticales y la reducción de los costos de transacción.

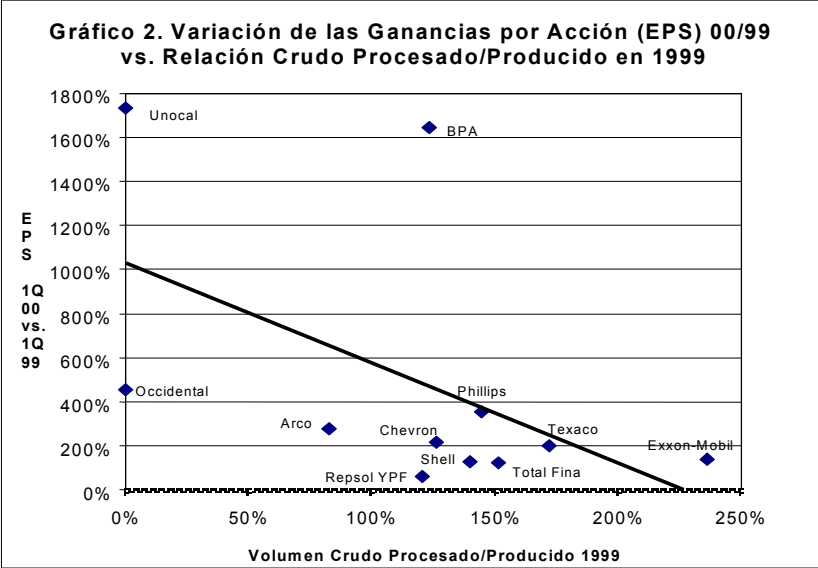
Una vez definido el marco teórico, se desarrollará un trabajo econométrico en el cual se analizará la evolución de los valores de las compañías petroleras con relación a los grados de integración de las mismas, entendiéndose por ello la relación entre la cantidad de crudo producido y procesado.

A modo de reflejar la intuición que subyace al presente trabajo, se exponen dos gráficos que reflejan la incidencia del grado de integración vertical sobre la performance de las compañías petroleras. El primero de ellos muestra el efecto de una caída de los precios del crudo en 1998 sobre las ganancias por acción de las principales empresas petroleras internacionales⁴ en relación con la proporción de crudo procesado sobre crudo producido para cada compañía, la cual es una forma de cuantificar el grado de integración vertical de las empresas:



Generalmente, dadas las características económicas del crudo y sus derivados, las grandes variaciones en los precios internacionales afectan en el mismo sentido tanto a los productores como a los refinadores⁵ de crudo. Sin embargo, como puede apreciarse, las empresas que mejor pasaron la crisis por la caída del precio del crudo fueron las empresas con mayor proporción de procesamiento sobre producción de crudo⁶.

El segundo cuadro muestra el caso contrario, para las mismas compañías⁷, en el que se produjo un aumento de los precios del crudo en el año 2000⁸:



Como se observa, la relación es inversa a la que se da en el primer caso. Esto se debe a que las compañías con mayor proporción de producción de crudo reciben un impacto favorable mayor en sus resultados ante el aumento del precio del crudo.

Para una evaluación mas apropiada, debería analizarse el comportamiento del valor de las acciones de un grupo de compañías a través del tiempo y comprobar si, efectivamente, las empresas mas integradas son mas valoradas que las menos integradas. Por esta razón, en una sección posterior se efectuará una estimación econométrica sobre una muestra de datos en panel de empresas de la industria petrolera.

II. Breve descripción de la industria petrolera

La estructura vertical de la industria petrolera esta compuesta por dos grandes subdivisiones conocidas comúnmente como Upstream y Downstream. La primera división abarca las etapas de exploración y producción de gas y crudo, o sea, es el primer eslabón de la industria petrolera a través del cual se obtiene la materia prima de todos los derivados de petróleo conocidos. La segunda división comprende las áreas de refinación y comercialización del crudo y sus derivados, incluyendo las actividades de ventas minoristas, como por ejemplo, la operación de las estaciones de servicios.

Upstream

El crudo es un bien altamente transable internacionalmente⁹ cuyo consumo posee reducida elasticidad en el corto plazo. Con el fin de reflejar este fenómeno, el siguiente cuadro muestra las variaciones de los precios y el consumo global de petróleo en el período 1988-1999.

Año	Precio WTI* \$/barril	Consumo (Mb/día**)	Variación Precio WTI	Variación Consumo
1990	24,52	65.480	24,6%	1,5%
1991	21,54	65.540	-12,2%	0,1%
1992	20,57	66.070	-4,5%	0,8%
1993	18,45	65.765	-10,3%	-0,5%
1994	17,21	67.105	-6,7%	2,0%
1995	18,42	68.175	7,0%	1,6%
1996	22,16	69.670	20,3%	2,2%
1997	20,61	71.470	-7,0%	2,6%
1998	14,39	71.655	-30,2%	0,3%
1999	19,31	73.315	34,2%	2,3%
2000	30,37	73.905	57,3%	0,8%

* WTI: West Texas Intermediate. Crudo utilizados de referencia.

** Mb/día: Miles de barriles diarios.

Fuente: BP Amoco, Statistical Review of World Energy 2001.

Como puede observarse, el consumo anual de petróleo en el mundo crece a una tasa relativamente estable a pesar de las variaciones que se producen en los precios del mismo.

Por otro lado, la producción de petróleo se encuentra altamente concentrada en un grupo de países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP u OPEC). Estos países conforman un oligopolio global cuyo poder reside en la capacidad de establecer cuotas que restrinjan la producción, con su consecuente efecto sobre el precio del bien. El siguiente cuadro describe la participación de las principales organizaciones y países en la posesión de reservas de petróleo:

	Cantidad	Participación
Países OPEC	814,4	77,8%
Países No OPEC	232	22,2%
Total Mundial	1046,4	100%

Fuente: BP Amoco, Statistical Review of World Energy 2001.

La OPEP concentra más de las tres cuartas partes de las reservas probadas de petróleo del mundo, y aproximadamente el 40% de la producción mundial anual de petróleo. Estos valores reflejan una gran desproporción en la distribución de los recursos petrolíferos si se tiene en cuenta que el consumo de estos países no supera el 8% del consumo global.

Existe una cantidad importante de empresas independientes que producen crudo de manera competitiva a nivel global, aunque muchas de ellas tienen poder de mercado en el ámbito regional o nacional, restringidas principalmente por la competencia de productos extranjeros.

Sin embargo, los márgenes de producción en el Upstream son generalmente altos, ya que es una actividad que requiere importantes inversiones y “know how” de la industria. Además, existen dos factores de riesgo que incrementan las tasas de retornos requeridas para los proyectos de Upstream: en primer lugar, existen riesgos de exploración, dado que, a pesar de los estudios que se pueden realizar con la tecnología actual, solo puede probarse la existencia de petróleo una vez realizado el pozo; y, en segundo lugar, el riesgo generado por las variaciones del precio internacional del crudo, el cual fluctúa altamente por los shocks de la oferta (guerras, etc.) y las expectativas del mercado.

Estas variaciones de precios pueden tornar no rentables proyectos que lo eran a los niveles iniciales de precios. De esta manera se generan ciclos en las inversiones en el sector. Cuando los precios internacionales descienden, se deja de producir en aquellos pozos menos productivos o con costos operativos más elevados (como por ejemplo las operaciones “Offshore”, cuyo costo operativo suele ser más elevado que aquellas realizadas en tierra firme), provocando una reducción de la producción. De manera consiguiente, la menor producción de crudo genera una escasez de oferta por la cual el precio debe ajustarse para equilibrar las cantidades ofrecidas y demandadas en el mercado. Esta nueva alza en los precios vuelve a tornar rentables proyectos que habían dejado de serlo ante la caída del precio del crudo.

Este fenómeno cíclico actúa como cota para el nivel de precios del crudo, fijando una banda dentro de la cual fluctúan los precios internacionales del crudo.

Downstream

A diferencia del caso del Upstream, este otro mercado es muy competitivo a nivel global. La fortaleza que existe en este sector reside en los canales de comercialización, ya que a medida que se reducen los volúmenes de las transacciones los productos dejan de ser transables para transformarse en productos no transables.

El caso más claro es el de las ventas minoristas, en el cuál hay grandes cadenas de estaciones de servicio con poder de mercado local o regional. El trabajo realizado por Borenstein y Shepard¹⁰ plantea un comportamiento de colusión tácita en la venta minorista de combustibles basándose en la relación entre precio actual de los productos y la demanda futura y costos esperados. Si bien existe competencia entre los puntos de venta de combustible, también es cierto que estos poseen la capacidad de obtener beneficios extraordinarios en períodos determinados de tiempo.

Por otro lado, dado que el crudo es la materia prima fundamental para la elaboración de derivados y representa la mayor participación del costo variable, los precios de los subproductos del petróleo dependen principalmente del valor internacional del crudo. Esto provoca que los valores internacionales de estos productos evolucionen con un comportamiento bastante parecido a la evolución de los precios del insumo. Sin embargo, en este proceso de ajuste se produce un fenómeno conocido como “Sticky prices” (precios pegajosos) dada la existencia de un rezago en el tiempo de ajuste de los mismos.

Un estudio realizado por Borenstein, Cameron y Gilbert (1997), demuestra la existencia de una asimetría en el tiempo de ajuste mencionado, por el cual es más rápida la reacción de los precios de los derivados ante la suba de los precios del petróleo que ante la baja de los precios del mismo. Este fenómeno posiblemente indica la existencia de poder de mercado, en el corto plazo, en las empresas de refinación y comercialización de combustibles.

Entonces, como se comento anteriormente, si bien las empresas de Downstream pueden ser competitivas en el ámbito global, suele existir cierto poder de mercado local o regional en el manejo de los canales de comercialización. Este poder de mercado se encuentra limitado en mayor o menor medida por la competencia de productos internacionales, por otros competidores locales y finalmente, por los organismos de control gubernamentales¹¹.

Existe una complejidad adicional en el análisis de la industria petrolera. Dada la existencia de distintos tipos de petróleo, las refinerías son construidas para procesar crudos con ciertas características. Las decisiones de inversión en este aspecto se rigen principalmente por los productos finales que se deseen obtener y por razones de optimización de costos de la materia prima.

Esta complejidad tecnológica agrega otra logística a los aspectos considerados anteriormente ya que reduce el número de competidores locales en el Upstream a la vez que reduce la cantidad de clientes potenciales para cada uno de ellos. De esta manera, es posible encontrar cierto poder de mercado en el corto y mediano plazo, dependiendo del caso, limitada una vez mas por las posibilidades de importación y exportación de crudo, en primer lugar, y por las posibilidades de reconversión de las refinerías, en menor medida.

Si bien la eficiencia en la refinación depende fuertemente de la utilización óptima de la capacidad instalada, las características de los mercados, junto con los niveles de precios internacionales del crudo y los márgenes de refinación, pueden ocasionalmente generar coyunturas que hagan económicamente más rentable disminuir la carga de las refinerías, exportando el petróleo crudo y reemplazando refinación local por importación de derivados.

A pesar de los argumentos presentados a favor de la existencia de poder de mercado en ambos sectores de la industria, a los efectos del análisis actual parecería evidente que el sector en el cual es más factible encontrar compañías con poder de mercado es el Downstream¹².

III. Marco teórico

Según la literatura económica, se entiende por integración vertical cuando las transacciones de insumos de dos etapas consecutivas de producción se efectúan dentro de la misma estructura¹³. La misma puede ser calificada como “completa” o “parcial”. Si se utiliza la totalidad del producto de una etapa anterior como insumo de una etapa siguiente de la producción, o, si la totalidad de un insumo empleado en la producción de una etapa es obtenida como resultado total o parcial de la producción en una etapa anterior¹⁴, se está frente a un caso de integración vertical completa. En cambio, si solo parte del producto se utiliza como insumo o solo parte de un insumo es obtenido como resultado de una etapa de producción anterior, la integración es solo parcial.

Para que tenga sentido la integración vertical de dos empresas, necesariamente los beneficios eventuales de la nueva firma tienen que ser por lo menos iguales a la suma de los beneficios de las empresas que se unen. A continuación, se analizarán las posibles causas económicas de las integraciones verticales.

Doble Marginación

En primer lugar, pueden existir externalidades que reduzcan la eficiencia y que podrían ser internalizadas a través de la integración. El problema de la doble marginación¹⁵ es uno de los ejemplos más conocidos de externalidad. El mismo consiste en que cuando el comercializador maximiza sus beneficios no considera las ganancias incrementales que percibe el productor, por lo que el precio que surge de la maximización de sus beneficios es más alto que el que resultaría en la solución integrada consiguiendo de esta manera a un nivel de consumo inferior al óptimo.

Entonces, parecería existir una ganancia de eficiencia en la integración vertical entre productor y comercializador que permitiría obtener mayores beneficios con un precio final menor y un “output” mayor¹⁶. Sin embargo, hay que destacar que para que esto suceda, ambos participantes deben tener poder de mercado, salvo que existan varios insumos.

Costos de transacción

Al igual que la producción, el intercambio es costoso¹⁷. Las transacciones pueden realizarse dentro de un amplio marco que va desde operaciones “spot”, sin contratos, hasta operaciones con contratos completos. Coase (1937) y Williamson (1975) ven a las organizaciones como formas de contratos incompletos, cuya principal función es la reducción de los costos de transacción.

A la vez, estos autores distinguen cuatro tipos de costos de transacción: primero, no todas las contingencias pueden ser previstas al momento de la firma del contrato; segundo, si estas pudieran preverse, no podrían plasmarse todas en un contrato escrito; tercero, el monitoreo de la otra parte es costoso; y cuarto, el “enforcement” de los contratos puede implicar altos costos legales.

Los primeros dos tipos de costos de transacción se deben en principio a la naturaleza incompleta de los contratos. En caso de surgir contingencias no previstas en el contrato, el mismo podría dejar de tener relevancia económica, por lo que aumentaría el incentivo a conductas oportunistas de alguna de las partes, incrementando, como consecuencia, los costos de transacción. El otro aspecto relevante para el presente trabajo, es conocer las ventajas y desventajas que ofrece la integración vertical como alternativa para resolver los costos de monitoreo y de “enforcement” de los contratos.

La estructura interna de una organización¹⁸ parecería, a primera vista, ser capaz de resolver con un costo menor el monitoreo y la resolución de conflictos por incumplimiento de una de las partes. Sin embargo, existen límites al control que puede tenerse aun dentro de una misma empresa. El problema del Principal y el Agente es un tema ampliamente tratado por la literatura económica. Si bien no se pretende ahondar en este tema, debe destacarse que también existen costos en las operaciones dentro de las organizaciones¹⁹.

Cuando la inversión en activos específicos genera ganancias significativas para el intercambio entre dos partes, y a medida que el “enforcement” se vuelve más costoso, existirán mayores beneficios para integrarse verticalmente. Teece (1976) trata el tema de la integración entre refinadores y productores de petróleo. Uno de los puntos que destaca es que a pesar de la existencia de gran cantidad de productores de petróleo, son muy costosas las interrupciones del flujo de crudo en las refinerías.

En el mismo sentido, Mc Lean y Haigh (1954) tratan el tema de la integración hacia atrás de las refinerías debido al rápido crecimiento de los costos unitarios cuando las refinerías operan por debajo de la capacidad. Ellos argumentan que la integración asegura el flujo óptimo en la refinería. Sin embargo, contratos de largo plazo deberían conseguir resultados similares.

Economías de Escala y *Scope Economies*

En tercer lugar, podrían existir economías de escala y *scope economies*, cuya traducción podría ser “economías de gama”. Las primeras están vinculadas con la disminución de los costos fijos por unidad de producto y la optimización de la utilización de la capacidad instalada. En general son más relevantes para el análisis de las integraciones horizontales, pero no deja de ser pertinente considerarlas en este caso. Las otras se deben principalmente a las tecnologías de producción, vinculadas con ganancias por subaditividad en la operación, y la organización, por ahorros en la administración y la gestión.

También pueden obtenerse ganancias en la coordinación de expectativas y de planes de inversión. La ausencia de inversiones a tiempo puede constituir cuellos de botella significativos para los productores al final de una cadena.

Asimetrías de Información

Otra de las posibles causas de las integraciones verticales es la existencia de imperfecciones en la información. Si los individuos no son capaces de valorar correctamente los activos, es posible que se presenten asimetrías en las valoraciones de manera que, a pesar de no existir beneficios económicos de la integración de dos o más empresas, pueda resultar atractivo para un individuo la compra de un activo, ya sea por sobrevaluación por parte de este, o por subvaluación del vendedor.

Impuestos Distorsivos

Los impuestos en cascada son un caso claro de impuestos distorsivos, dado que elevan el costo del intercambio entre firmas, generando en consecuencia incentivos artificiales a la integración vertical. Este es el caso del impuesto a los Ingresos Brutos en Argentina, por ejemplo, que impone un costo adicional de aproximadamente 3% (dependiendo de la actividad y la provincia) para las transacciones entre empresas, aún si no existiera valor agregado. En cambio, si la transacción se efectuara dentro de la misma empresa, se estaría evitando este costo²⁰.

Existen distintos tipos de incentivos por parte de los gobiernos de las provincias para la radicación de industrias en su territorio. Uno de los métodos utilizados es la excepción del

pago de impuesto a los IIBB, por lo cual se evitaría esta distorsión al nivel de la producción. Sin embargo, no es frecuente la excepción a los niveles de la comercialización minorista de los productos y servicios, por lo cual esta actividad puede presentar mayores distorsiones que la producción propiamente dicha.

Mercado de Capitales

En relación con el mercado de capitales existen principalmente tres motivaciones posibles a la integración vertical: la reducción del riesgo de la compañía por economías de escala y la consecuente disminución de los costos fijos por unidad de producto; la reducción de los costos de financiamiento por la mayor escala de las operaciones (esto supone la existencia de imperfecciones en el mercado de capitales); y, finalmente, la reducción del riesgo inherente a la volatilidad de los precios. Este último punto es una característica particular de la industria petrolera y se amplía a continuación.

Como se comentó anteriormente, existe un rezago en el ajuste del precio de los derivados del crudo a las bajas de este, que podría explicar en parte, el grado de integración existente en la misma.

Dada la variabilidad de los precios del crudo a través del tiempo, es posible que las empresas opten por integrarse verticalmente por razones de aversión al riesgo, de manera de obtener una cobertura natural ante las variaciones en el precio del crudo²¹. Otra alternativa ante este tipo de eventos es la utilización de instrumentos financieros de cobertura, pero es posible que esta última sea una alternativa más costosa (dependiendo de la existencia de otras empresas con las cuales una podría integrarse y de la habilidad de estas para generar valor de manera conjunta).

Una empresa integrada no solo puede enfrentar el futuro con una exposición menor frente a la variabilidad del precio del crudo, sino que también enfrenta una demanda más estable a lo largo del tiempo. En relación con este punto, suele ocurrir que las compañías de Upstream aseguren la colocación de sus productos a través de la adquisición parcial o total de refinerías capaces de procesar el crudo producido²².

Resumen del Marco teórico

A modo de cierre de la sección, encontramos que existe una amplia variedad de razones a favor la integración vertical en la industria petrolera. Sin embargo, una conclusión en este sentido estará determinada en última instancia por las características estructurales de la economía en la que se desenvuelva cada empresa.

Se puede esperar que factores como el grado de apertura económica, la eficiencia judicial, en términos de la capacidad de “enforcement” de los contratos, la eficiencia impositiva, el grado de competencia en la industria y la eficiencia del mercado de capitales, tengan una influencia de vital importancia en la relevancia de cada uno de los argumentos presentados, ya que todos estos aspectos van a ejercer una influencia directa sobre la eficiencia del mercado como medio para optimizar las transacciones entre las empresas.

Entonces debería esperarse que en aquellos mercados más eficientes, en términos de los factores enumerados en el párrafo anterior, la integración vertical sea una alternativa menos atractiva en comparación con aquellos mercados menos eficientes.

IV. Análisis econométrico

En este apartado se desarrolla un estudio empírico sobre la relación existente entre el valor de las acciones de las compañías petroleras (**V**) y el grado de integración vertical de cada una de ellas (**IV**). Para ello, se efectuó un trabajo econométrico, utilizando dos métodos alternativos: Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) y Mínimos Cuadrados Generalizados (MCG).

La muestra sobre la cual se realizó el análisis esta compuesta por datos en panel para **N**=19 compañías petroleras que cotizan en NYSE (en su mayoría norteamericanas) y durante un período de **T**=30 trimestres (desde Octubre de 1993, hasta Marzo de 2001). Para mayor información en relación con las empresas que integran la muestra, el lector podrá encontrar el listado en el anexo correspondiente. Entre las razones por las cuales se eligió esta muestra de empresas las principales son:

- 1- El amplio espectro de empresas que componen el mercado petrolero norteamericano. De esta manera se puede encontrar una cantidad de datos de corte transversal importante como para hacer inferencias válidas;
- 2- Todas las compañías de la muestra cotizan en el mismo mercado, de manera que están sujetos a normas contables relativamente afines, al mismo tiempo que las valuaciones de sus acciones están sometidas a un mercado altamente competitivo, por lo cual es de esperarse que los mecanismos de arbitraje generen valuaciones eficientes de los títulos analizados.

Si bien estas características constituyen una muestra conveniente para el trabajo econométrico corresponde remarcar que el mercado norteamericano, en el cual se desenvuelven principalmente las empresas analizadas, presenta características que lo convierten en “eficiente” para la contratación entre empresas en los términos planteados al final del apartado anterior. Por ello es posible que la relevancia de la integración como medio para agregar valor sea menos clara que en otros mercados.

“El Índice”

Dada la finalidad del trabajo, fue necesario construir un índice que cuantifique el grado de integración vertical de cada empresa de la muestra. El mismo toma el valor del cociente de la cantidad de barriles de derivados de petróleo comercializados²³ (BD) sobre la cantidad de barriles de crudo producidos (BP), para el caso en que el primer valor sea inferior al segundo, mientras que en caso contrario toma el valor 2 menos el cociente de la cantidad de barriles de crudo producido sobre la cantidad de barriles de derivados de petróleo comercializados. La ecuación de base para determinar el índice²⁴ de integración vertical (**IV**) es, entonces, la siguiente:

$$IV = \begin{cases} \text{Si } BD < BP \Rightarrow IV = BD/BP ; \\ \text{Si } BD \geq BP \Rightarrow IV = 2 - BP/BD \end{cases}$$

De esta manera, el índice pertenece al intervalo continuo [0;2], tomando el valor “0” para el caso de las empresas no integradas de Upstream, “2” para el caso de las empresas no integradas de Downstream y “1” para las empresas integradas mas equilibradas²⁵.

Dado que se intenta analizar el efecto de la integración vertical sobre el valor de las compañías, y que las empresas mas integradas son aquellas cuyos **IV** toman el valor “1” dentro del intervalo [0;2], debe estimarse una parábola cuyo máximo se espera para valores

cercanos a “1” del índice, por lo cual a continuación se define la función propuesta para aproximar la relación existente entre las variables V e IV :

$$V = c + b_1 IV + b_2 IV^2 \quad (1)$$

en donde V es el valor de las compañías petroleras, IV es el índice ya descrito y c , b_1 y b_2 son los coeficientes. De esta manera, y dado que el método MCO exige linealidad en los parámetros, la ecuación a estimar incorporará como variables explicativas las variables IV e IV^2 por separado.

Una segunda alternativa posible sería la utilización de variables binarias por grupo de empresas, armando estos según el grado de integración vertical de cada una de las compañías. De esta forma, el índice se utilizaría únicamente a los efectos de construir los grupos, y no entraría directamente en la regresión.

La segunda opción sería la ideal, ya que las variables binarias podrían reflejar mas claramente las diferencias entre grupos según la performance del valor de sus acciones. Sin embargo, se presentan dos complicaciones para poder efectuar una estimación correcta:

- 1- Las empresas, en su mayoría, durante todo el período se mantienen dentro del mismo grupo, ya que el grado de integración vertical es una variable relativamente estable a través del tiempo, por lo que las variables bivariadas por compañía se vuelven colineales con las variables bivariadas por grupo.²⁶
- 2- Si bien es posible estimar el modelo en desvíos con respecto a la media, de manera de abstenerse del uso de variables bivariadas por compañía, este nuevo modelo carece de utilidad para medir el efecto de variables que no varían en el tiempo, como lo es IV .

Entonces, dadas las características del índice y el objeto de análisis, la primer alternativa, es decir, la utilización de la variable IV directamente en el modelo, resulta ser la mas apropiada.

Modelo de componentes de errores

Como se ha dicho anteriormente el presente trabajo se ha realizado sobre una muestra de datos de panel, para lo cual se utilizó el modelo de componentes de errores, el cual es una extensión del modelo lineal simple y cuya principal diferencia reside en el tratamiento y la interpretación que se hace del término de error. Entonces el modelo podría expresarse de la siguiente manera:

$$V_{it} = X_{it} \beta + u_{it} \quad (2)$$

en donde V_{it} es el valor en dólares estadounidenses de la acción ordinaria de la compañía i en el período t , X_{it} es un vector fila con $K=8$ variables explicativas, siendo la primera de ellas una constante igual a “1” y las otras 7 variables según se detalla a continuación:

- $V_{i,t-1}$: valor rezagado un período de la variable dependiente;
- WTI_t : precio internacional del crudo WTI para el período t ;
- $SOILD_t$: índice S&P de las compañías petroleras domésticas (en EEUU) en el período t ;
- PN_{it} : valor contable del patrimonio neto de la compañía i en el período t (\$ MMM);
- $DEUDA_{it}$: valor contable de los pasivos de la compañía i en el período t (\$ MMM);
- IV_{it} : grado de integración de la compañía i en el período t ;
- IV_{it}^2 : variable IV_{it} elevada al cuadrado;

El término de error u de la expresión (2) presenta tres componentes: μ , el primero de ellos, representa factores no observables que difieren por compañía; el segundo, δ , representa shocks que varían en el tiempo pero no por compañía, finalmente queda el tercer componente, e , que representa los shocks puramente aleatorios que afectan a una compañía en un determinado período.

A los fines del presente trabajo se utilizaron dos métodos alternativos en relación al tratamiento del término de error: En primer lugar se utilizó el método del estimador de efectos fijos entre compañías, lo cual significa que suponemos que el componente μ del término de error u descrito en el párrafo anterior es una constante diferente para cada compañía. En una segunda instancia se utilizó el método del estimador de efectos aleatorios, lo cual implica que el componente μ no es una constante, sino una variable aleatoria diferente para cada compañía, para lo cual se utilizó el modelo de MCG.

Con relación a los efectos generados por shocks temporales, se consideró que no era necesario incorporar las variables binarias correspondientes dado que en su lugar se incluyeron las variables WTI y SOILD, las cuales reflejan los efectos de los shocks temporales sobre la industria petrolera en conjunto, y por lo tanto, no difieren por compañía²⁷, por lo cual son colineales con las variables binarias mencionadas.

Estimador de efectos fijos

Para una exposición más clara reexpresaremos el modelo descrito en (2) de la siguiente manera:

$$V = X\beta + Z\mu + e \quad (3)$$

en donde:

- V es un vector columna con $N \times T$ ($19 \times 30 = 570$) observaciones ordenadas primero por compañía y luego período;
- X es una matriz de $N \times T$ filas y K columnas (570×8) con las variables explicativas ordenadas de igual modo;
- Z es una matriz de $N \times T$ filas y $N - 1$ columnas (570×18) en donde cada columna es una variable binaria D^j , la cual adopta el valor "1" si $i = j$ y "0" si $i \neq j$;
- e es un vector columna con $N \times T$ observaciones que simboliza el error previamente descrito;
- finalmente β y μ son los vectores que contienen los parámetros a estimar, los cuales representan los coeficientes de las K variables explicativas y los $N - 1$ efectos fijos por compañía respectivamente.

Resultados bajo el método del estimador de efectos fijos

A continuación se presentan los resultados de las regresiones que se corrieron bajo el modelo descrito. En una primera instancia no fue incluida la variable rezagada $V_{i,t-1}$. Sin embargo, dada la existencia de autocorrelación²⁸, la misma fue incorporada en las corridas posteriores. Los resultados obtenidos fueron bastante similares (ver Anexo 2, Primera Regresión), por lo que se expondrán solamente las interpretaciones del modelo corregido.

Cuadro 3. Modelo Corregido por Autocorrelación

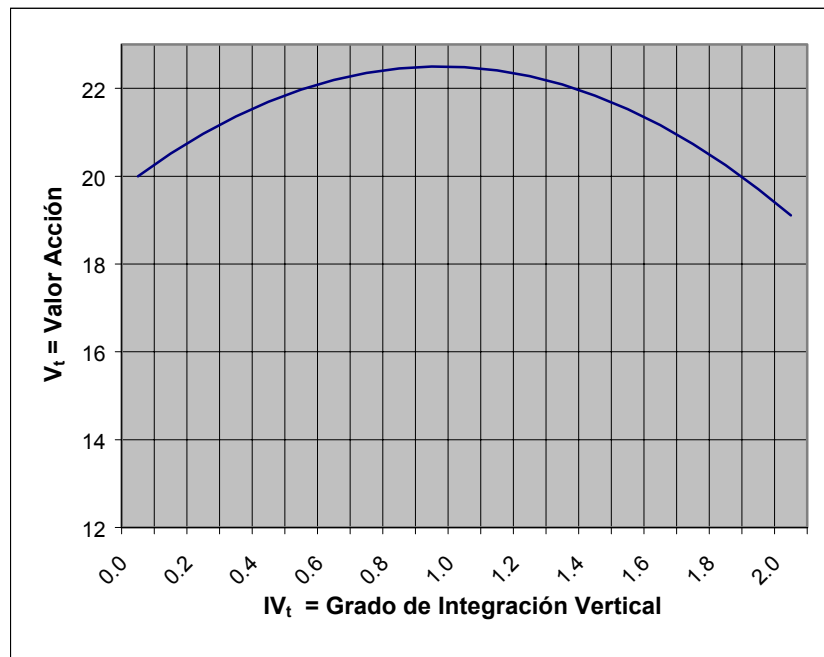
Dependent Variable: VA?				
Sample: 1993:4 2001:1				
Included observations: 30				
Total panel (balanced) observations 570				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
VA1?	0.877954	0.019297	45.49685	0.0000
SOILD	0.008583	0.001333	6.440672	0.0000
WTI	0.106113	0.026015	4.078864	0.0001
PN?	0.000162	8.42E-05	1.925905	0.0546
DEUDA?	-0.000157	6.62E-05	-2.377055	0.0178
IV?	5.415620	1.916580	2.825669	0.0049
IV2?	-2.931634	1.185888	-2.472100	0.0137
R-squared	0.977224	Mean dependent var	26.88252	
Adjusted R-squared	0.976177	S.D. dependent var	17.03238	
S.E. of regression	2.628882	Sum squared resid	3759.594	
Log likelihood	-991.5284	F-statistic	3890.125	
Durbin-Watson stat	1.832994	Prob(F-statistic)	0.000000	

En primer lugar se analizará el resultado de las estimaciones de los coeficientes correspondientes a cada una de las variables explicativas que componen el vector X_{it} :

- $V_{i,t-1}$: Dada la presencia de autocorrelación, por tratarse de una variable de *stock*, no parece necesario efectuar una interpretación de los resultados a la vista de los mismos;
- WTI_t : El valor del petróleo es el principal determinante de los ingresos de las compañías petroleras. Es por es por ello que, asumiendo que los individuos tienen expectativas racionales, y por esto, que el precio presente del crudo refleja el precio futuro, el valor de las acciones de estas empresas debería guardar una estrecha relación con los precios del crudo.
- $SOILD_t$: Dado que este índice representa la evolución de las compañías integradas norteamericanas, la relación positiva entre este y V_t no merece mayores explicaciones. La principal razón de su incorporación fue reflejar aquellos shocks comunes a todas las empresas de la industria de modo tal que mejore la explicación de la ecuación. Si bien WTI_t cumple una función similar, $SOILD_t$ agrega información relacionada con otras variables no observables que hacen a la coyuntura macroeconómica y a la industria petrolera en Norteamérica tales como tasas de interés, shocks de oferta y demanda interna, etc.
- PN_{it} : La principal razón de la incorporación de esta variable explicativa surge de la necesidad de separar los efectos de las economías de escala de los de la integración vertical. En general, entre las empresas de la muestra se da el caso que las compañías de mayor valor patrimonial son integradas, por lo cual debe separarse el efecto “escala” del efecto “integración vertical” para evitar obtener un resultado equivocado. Según las estimaciones obtenidas, la evolución del patrimonio neto guarda una relación positiva con la del valor de las acciones.
- $DEUDA_{it}$: Como puede apreciarse en los resultados de la regresión, el nivel del pasivo se relaciona negativamente con el valor de las compañías analizadas. Una de las principales razones que subyace a este resultado es, seguramente, que el aumento del endeudamiento de las compañías eleva el riesgo de las mismas, y por lo tanto, reduce su valor.
- IV_{it} e IV_{it}^2 : Llegamos finalmente al tema central de análisis, la evaluación de la incidencia del grado de integración vertical sobre el valor de las compañías.

El gráfico a continuación expone, sobre la base de las estimaciones obtenidas para los coeficientes de IV_{it} e IV_{it}^2 , la relación existente entre el valor de las acciones de las compañías y el grado de integración vertical.

**Gráfico 3. Estimador de efectos fijos.
Valor de la Acción vs. Grado de Integración Vertical**



Como se puede apreciar, la relación existente entre V_t e IV_t se asemeja a una parábola invertida en la cual los valores máximos de V_t se obtienen para el valor de $IV_t = 0,92$. Recordando que los valores “0” y “2” representan los casos extremos de compañías no integradas de Upstream y Downstream, respectivamente, y que “1” es el caso de integración perfecta, el valor estimado en el cual IV_t maximiza V_t se condice con la hipótesis de mayor valor de las compañías integradas versus las no integradas.

Los resultados obtenidos indican, a primera vista, que las empresas integradas valen mas que las no integradas. Sin embargo, si bien los coeficientes tienen alta significatividad, debe recordarse que pueden existir problemas relacionados con la varianza de los mismos, generados por la forma en que se construyó el índice, el cual toma valores únicamente dentro del intervalo [0;2]. Es por esta razón que debe tenerse cuidado de no inferir cual es el grado óptimo de integración a partir de estos resultados.

Con la finalidad de verificar la existencia de otras relaciones alternativas que se aproximen mejor a la relación entre V e IV , se corrieron regresiones posteriores incorporando las variables explicativas IV e IV^2 en forma individual. Las mismas pueden observarse en los cuadros 6 y 7 del Anexo 2. Los resultados obtenidos muestran que no puede rechazarse la hipótesis de no existencia de relación lineal entre V e IV , por un lado, y entre V e IV^2 , por el otro. De esta manera se puede observar que la relación propuesta en la ecuación (1) se aproxima mejor a la relación que efectivamente existe entre V e IV .

Estimador de efectos aleatorios

Bajo esta especificación se supone que el componente μ del término del error, es una variable aleatoria no observable, que varía solo a través de los individuos, pero no en el tiempo.

En este caso, se deja de lado la descripción metodológica del modelo, la cual es análoga a la descripción del estimador de efectos fijos y se procede a presentar los resultados, los cuales coinciden con los obtenidos en el caso anterior.

Cuadro 4. Estimador de efectos aleatorios

Dependent Variable: VA?				
Sample: 1993:4 2001:1				
Included observations: 30				
Total panel (balanced) observations 570				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3.872890	0.749677	-5.166078	0.0000
VA1?	0.982274	0.009131	107.5700	0.0000
SOILD	0.003741	0.001171	3.195513	0.0015
WTI	0.112654	0.025716	4.380729	0.0000
PN?	0.000125	4.99E-05	2.507120	0.0125
DEUDA?	-0.000109	4.20E-05	-2.604125	0.0095
IV?	3.013708	0.965670	3.120847	0.0019
IV2?	-1.646598	0.507362	-3.245413	0.0012
GLS Transformed Regression				
R-squared	0.974720	Mean dependent var	26.88252	
Adjusted R-squared	0.974405	S.D. dependent var	17.03238	
S.E. of regression	2.724906	Sum squared resid	4172.914	
Durbin-Watson stat	1.930862			

Los resultados expuestos en el cuadro, no difieren en mayor medida de los resultados obtenidos bajo la especificación de efectos fijos, por lo cual no se hace un análisis detallado de los resultados como se hizo anteriormente.

Otra información que resultó interesante fue la incorporación de Repsol al panel de datos. Al haberlo realizado a último momento, se pudo comparar el resultado con y sin la empresa española a modo de sensibilidad. El resultado que pretendimos encontrar era el de un aumento en el valor accionario al incorporar una empresa que se había integrado verticalmente en el marco de un mercado menos competitivo que el norteamericano. Sin embargo, el resultado fue el opuesto, aunque al incorporar la variable deuda a la regresión, se redujo significativamente el efecto negativo de la integración vertical. En definitiva, lo que puede haber indicado la caída de valor de Repsol, que arrastró al conjunto de la muestra, fue el exceso de apalancamiento.

V. Conclusión

Los resultados obtenidos muestran que las compañías petroleras integradas podrían ser más valoradas por el mercado en comparación con las compañías no integradas, lo cual se correspondería con el concepto que se maneja habitualmente en la industria petrolera. Sin embargo, no puede afirmarse con precisión cuál es el grado de integración óptimo, si es que lo hay, ya que, si bien los coeficientes obtenidos son significativos, el índice *IV* utilizado para estimar el grado de integración vertical posee una variabilidad reducida dada la forma en que fue construido. Esto podría producir que pequeños desvíos de los coeficientes estimados hagan variar significativamente el valor de *IV* que maximice el valor de las compañías petroleras.

Un punto importante para remarcar a favor del mayor valor de las compañías integradas es el hecho que las empresas consideradas en la muestra, en su gran mayoría, desarrollan sus actividades principalmente en los Estados Unidos de Norteamérica. Dadas las características estructurales de su economía, el marco regulatorio y legal, y la eficiencia judicial que ofrece este mercado, el mismo es altamente efectivo como medio para optimizar las transacciones entre las empresas. Es por ello que, en el caso de las empresas analizadas, la integración vertical puede agregar menos valor que en el caso de compañías con operaciones en otras regiones menos eficientes en los términos mencionados arriba. De esta manera, se puede esperar que la integración aparezca como una opción más atractiva en mercados más imperfectos ya que se verán aumentados los beneficios de realizar las transacciones internamente frente a la alternativa de recurrir al mercado. Este análisis queda pendiente por falta de información.

Finalmente, debe mencionarse que el índice construido para medir el grado de integración vertical fue calculado sobre la base de dos datos: cantidad de barriles de derivados comercializados y cantidad de barriles de crudo producido. Esto significa que no fueron tomados en cuenta muchos otros factores cualitativos que pueden hacer que la integración sea más o menos efectiva. Es decir, a modo de ejemplo, bajo el modelo utilizado el grado de integración es el mismo para una compañía que tiene sus refinerías en las proximidades de sus yacimientos y cuyas instalaciones están preparadas para procesar el tipo de crudo que se obtiene en estos yacimientos, que para el caso de una compañía que posee la misma capacidad de refinación y el mismo nivel de producción de crudo que la empresa anterior, pero cuyas refinerías no pueden procesar el crudo que produce ya sea por la configuración de estas, por la distancia que las separa de los yacimientos o por ambos motivos. Claramente, desde el enfoque de los costos de transacción, en el primer caso la integración es más provechosa, porque la compañía puede minimizar la utilización del mercado para realizar sus operaciones, mientras que en el segundo caso el uso del mercado como medio para realizar transacciones es prácticamente igual que para el caso de una compañía no integrada. Sin embargo, no debe olvidarse que existen otros beneficios ajenos a los costos de transacción, como lo es la cobertura frente a las variaciones de precios internacionales del crudo, por ejemplo, que son captados por el índice utilizado.

El trabajo realizado constituye un respaldo empírico a un concepto que se maneja habitualmente en la industria pero no agota el tema ni pretende hacerlo. Quedan abiertas las puertas para realizar estudios sobre mercados menos competitivos y menos eficientes, en los que la integración vertical posiblemente agregue mayor valor. De igual modo, en análisis posteriores podrían incorporarse nuevas variables que contemplen aspectos cualitativos de la integración, como los logísticos, tecnológicos, etc., de las compañías consideradas.

Bibliografía

Al-Moneef, Majed A. (1998); *Vertical integration strategies of the national oil companies*. The Developing Economies, 36-2 (Junio 1998): 203-222.

Borenstein, S., Cameron, A. C. & Gilbert, R.(1997); *Do gasoline prices respond asymmetrically to crude oil price changes?*. Quarterly Journal of Economics, February 1997: 305-339.

Borenstein, Severin and Shepard, Andrea (1996); *Dynamic pricing in retail gasoline markets*. Rand Journal of Economics 27: 429-451.

Brealey, Richard A. and Myers, Stewart C. (1993); *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill.

Bresnahan, T. and P. Reiss. (1985); *Dealer and manufacturer margins*. Rand Journal of Economics 16: 253-268.

Greenhut, M. and H. Ohta (1979); *Vertical integration of successive oligopolists*. American Economic Review 69: 137-147.

Green, W. (1997); *Econometric Analysis*, 3rd Ed., Macmillan, New York.

McLean, J.G. and Haigh, R.W. (1954); *The growth of integrated oil companies*. Boston, Mass.: Harvard Business School.

Olsen, Trond E. (1996); *Agency costs and the limits of integration*. Rand Journal of Economics 27: 479-501.

Perry, Martin K. (1989); *Vertical Integration: Determinants and Effects*. Handbook of Industrial Organization, Volume I: 185-255.

Sosa Escudero, Walter (Sept. 1999); *Econometría: Tópicos de Econometría Aplicada (Notas de Clase)*. Trabajo Docente Nro. 2, Universidad Nacional de La Plata.

Teece, D.J. (1976); *Vertical integration and vertical divestiture in the U.S. oil industry*. Institute for Energy Studies, Stanford University.

Tirole, Jean (1988); *The theory of industrial organization*. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

Vernon, J. and D. Graham (1971); *Profitability of monopolization by vertical integration*. Journal of Political Economy 79: 924-925.

Fuentes:

- 1- Base de Datos Edgar - SEC (Comisión de Bolsa y Valores de EEUU): De aquí se extrajeron la mayor parte de los balances de las compañías analizadas para conseguir la información patrimonial y operativa necesaria para las regresiones corridas. Los balances restantes se consiguieron en forma directa de las respectivas empresas.
- 2- BLOOMBERG: Cotizaciones de los valores de las acciones de las compañías y del indicador de S&P utilizado.
- 3- Repsol YPF: Cotizaciones históricas del crudo WTI.

Anexo 1 - Compañías analizadas

Nombre	Variable binaria en el modelo
Amerada Hess Corp.	AHC
Anadarko Petroleum Corp.	APC
Apache Corp.	APA
Ashland Inc.	ASH
Burlington Resources Inc.	BR
Chevron Corp.	CHV
Devon Energy Corp.	DVN
Frontier Oil Corp.	FTO
Giant Industries Inc.	GI
Holly Corp.	HOC
Marathon Group	MRO
Occidental Petroleum Corp.	OXY
Phillips Petroleum Co.	P
Repsol-YPF S.A.	REP
Tosco Corp.	TOS
Unocal Corp.	UCL
Valero Energy Corp.	VLO
Exxon Mobil Corp.	XOM
Cross Timbers Oil Co.	XTO

Anexo 2 – Regresiones Corridas

Cuadro 5. Estimador de efectos fijos. Regresión Inicial (no incluye V_{it-1}):

Dependent Variable: VA?				
Sample: 1993:4 2001:1				
Total panel (balanced) observations 570				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
SOILD	0.043791	0.002376	18.43003	0.0000
WTI	-0.044727	0.056510	-0.791491	0.4290
PN?	0.001322	0.000176	7.522072	0.0000
DEUDA?	-0.000633	0.000143	-4.427043	0.0000
IV?	13.39176	4.179784	3.203935	0.0014
IV2?	-10.97248	2.568135	-4.272550	0.0000
R-squared	0.890559	Mean dependent var		26.88252
Adjusted R-squared	0.885740	S.D. dependent var		17.03238
S.E. of regression	5.757349	Sum squared resid		18065.15
Log likelihood	-1092.720	F-statistic		886.9732
Durbin-Watson stat	0.267032	Prob(F-statistic)		0.000000

Cuadro 6. Estimador de efectos fijos. Regresión sin incluir IV_{it}^2 :

Dependent Variable: VA?				
Sample: 1993:4 2001:1				
Total panel (balanced) observations 570				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
VA1?	0.885064	0.019171	46.16727	0.0000
SOILD	0.007852	0.001305	6.014490	0.0000
WTI	0.115696	0.025845	4.476469	0.0000
PN?	9.46E-05	8.00E-05	1.181812	0.2378
DEUDA?	-8.00E-05	5.86E-05	-1.364844	0.1729
IV?	1.077740	0.774439	1.391639	0.1646
R-squared	0.976968	Mean dependent var		26.88252
Adjusted R-squared	0.975954	S.D. dependent var		17.03238
S.E. of regression	2.641180	Sum squared resid		3801.829
Log likelihood	-990.3643	F-statistic		4623.566
Durbin-Watson stat	1.840483	Prob(F-statistic)		0.000000

Cuadro 7. Estimador de efectos fijos. Regresión sin incluir IV_{it} :

Dependent Variable: VA?				
Sample: 1993:4 2001:1				
Total panel (balanced) observations 570				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
VA1?	0.882942	0.019339	45.65633	0.0000
SOILD	0.007712	0.001305	5.910393	0.0000
WTI	0.115160	0.025983	4.432182	0.0000
PN?	0.000113	8.29E-05	1.363372	0.1733
DEUDA?	-9.53E-05	6.28E-05	-1.516467	0.1300
IV2?	0.136326	0.480001	0.284011	0.7765
R-squared	0.976890	Mean dependent var		26.88252
Adjusted R-squared	0.975872	S.D. dependent var		17.03238
S.E. of regression	2.645673	Sum squared resid		3814.774
Log likelihood	-989.7877	F-statistic		4607.506
Durbin-Watson stat	1.833537	Prob(F-statistic)		0.000000

Cuadro 8. Estimador de efectos aleatorios, excluyendo Repsol-YPF

Dependent Variable: VA?				
Sample: 1993:4 2001:1				
Total panel (balanced) observations 540				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-4.261117	0.790889	-5.387754	0.0000
VA1?	0.974276	0.010190	95.61310	0.0000
SOILD	0.004222	0.001246	3.389907	0.0008
WTI	0.121357	0.026809	4.526751	0.0000
PN?	7.74E-05	6.27E-05	1.234554	0.2175
DEUDA?	-7.00E-05	5.31E-05	-1.318991	0.1877
IV?	3.845218	1.084955	3.544127	0.0004
IV2?	-2.087799	0.569214	-3.667862	0.0003
GLS Transformed Regression				
R-squared	0.974308	Mean dependent var		27.64209
Adjusted R-squared	0.973970	S.D. dependent var		17.15401
S.E. of regression	2.767600	Sum squared resid		4074.911
Durbin-Watson stat	1.933424			

Notas

¹ Para simplificar la exposición, en adelante nos referiremos a este tipo simplemente por integración.

² Majed A. Al-Moneef (1998).

³ Brealey, Richard A. and Myers, Stewart C. (1993); *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill.

⁴ Las variaciones de las ganancias por acción están calculadas sobre la base de los valores del tercer trimestre de 1998 y el mismo trimestre de 1997.

⁵ Si bien se espera que una baja del precio del crudo signifique una reducción en el costo de la materia prima de las refinerías, y por lo tanto, un aumento del margen operativo, esto también genera un aumento del peso relativo de los costos fijos frente a los resultados operativos.

⁶ Es llamativo el caso de YPF que soportó la crisis como las empresas de mayor integración a pesar de ser una de las menos integradas de la muestra. Una de las posibles explicaciones es que al ser una empresa privatizada recientemente todavía tenía amplias posibilidades de trabajar sobre la reducción de costos para reducir el impacto de la caída del precio del crudo sobre los beneficios. Otra explicación posible es la existencia de poder de mercado en Argentina que le permitiera compensar la caída de precios del crudo con la mayor estabilidad en los precios de venta de los productos refinados en el país.

⁷ Los cambios en las compañías se deben a fusiones y adquisiciones entre compañías del primer caso.

⁸ Las variaciones de las ganancias por acción están calculadas sobre la base de los valores del primer trimestre de 2000 y el mismo trimestre de 1999.

⁹ Si bien el petróleo es un bien transable, en la realidad no es tan homogéneo como se lo considera en la teoría. Existe una amplia variedad de tipos de petróleo que difieren en su densidad y composición química, por lo cual las refinerías se construyen en función al tipo de petróleo que se vaya a procesar.

¹⁰ S. Borenstein y A. Shepard (1996)

¹¹ Un claro ejemplo de ello fue la exigencia de la Comisión Federal de Comercio de EEUU (FTC) y el Estado de California sobre ExxonMobil, la cual obligó a la petrolera a efectuar desinversiones en sus refinerías y red de comercialización para reducir su participación de mercado en el país luego de la fusión de Exxon y Mobil en el cuarto trimestre de 1999. Otro ejemplo de esto es la reciente determinación de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, en Argentina, por la cual Repsol-YPF debe desprenderse de EG3 o de una cantidad equivalente de estaciones de servicio y capacidad de Refinación.

¹² A estos efectos se invita al lector a revisar el Estado Contable de YPF S.A. del año 1998. Dado que este fue un período de precios internacionales deprimidos para el crudo se puede observar que los resultados de la compañía fueron positivos gracias a la habilidad de esta (el *market share* promedio era cercano al 50%) para impedir que los precios de los derivados cayeran en la medida en que lo hizo el crudo.

¹³ Existen distintas formas de definir dicha "estructura". En el presente trabajo nos referiremos así a la unidad económica en términos de la propiedad de los activos.

¹⁴ Perry (1989).

¹⁵ Este problema suele presentarse dentro del Downstream, entre las refinerías y las estaciones de servicio franquiciadas. Sin embargo, su relevancia para el caso que se estudia en el presente trabajo es menor.

¹⁶ Greenhut y Ohta llegan a esta conclusión para el caso en que existen coeficientes fijos en sucesivas etapas de producción. En particular se refieren a la industria petrolera, que es un buen exponente de este tipo de funciones de producción. La sustitución del crudo por algún otro mineral no sería posible sin el cambio completo del proceso de producción de las refinerías.

¹⁷ Coase (1937).

¹⁸ En este caso debe entenderse por organización al conjunto de empresas controlantes y controladas de un conglomerado económico, los cuales responden a un mismo ente decisor.

¹⁹ Olsen, Trond (1996).

²⁰ Existen otros medios para evitar este efecto cascada sin necesidad de integrarse verticalmente. En los últimos años YPF S.A. implementó un sistema llamado RED XXI, el cual consiste básicamente en la consignación del combustible en su red de estaciones de servicio. De esta forma el IIBB se paga únicamente sobre la comisión de los operadores de las estaciones de servicio.

²¹ Sería interesante ver en que momento del tiempo se produjeron las adquisiciones, y por parte de que sector de la industria (Upstream o Downstream) en relación al estado de los precios del crudo. La idea sería ver si estas adquisiciones se dan en períodos de alta volatilidad de los precios del crudo (mayor diversidad de expectativas) o en períodos de baja volatilidad.

²² Recientemente se produjo un encendido debate en el gobierno Venezolano por la intención de vender CITGO, una empresa refinadora y comercializadora en EEUU, controlada por PDVSA (empresa estatal venezolana). Entre los argumentos más fuertes contra esta venta, se destacó la importancia de CITGO como canal para la colocación de los crudos de PDVSA.

²³ Como se mencionó en un principio, una medida mas adecuada hubiera sido la cantidad de barriles de crudo procesados, en lugar de comercializados, pero por razones de disponibilidad de información, se utilizó la segunda.

²⁴ Habitualmente se utiliza en forma directa el coeficiente BD/BP para medir el grado de integración vertical de una empresa petrolera. Sin embargo, este coeficiente toma el valor de "infinito" para las compañías de Downstream, por lo que fue necesario diseñar un nuevo índice que otorgue un valor finito en estos casos. El mismo se determinó de manera arbitraria, pudiendo existir otras alternativas, como por ejemplo la utilización de la cantidad de barriles refinados en lugar de comercializados. Sin embargo, por razones de disponibilidad de la información y debido a la escasa diferencia con otros índices alternativos, se optó por el método descripto.

²⁵ Otra alternativa podría haber sido que el índice oscile entre 0 y 1, otorgándole valor 0 a empresas no integradas, tanto de Upstream como de Downstream. Sin embargo, dado que estos sectores son bien distintos, y por lo tanto lo es también la evolución del valor de las empresas de cada sector, se prefirió separarlas para disminuir la varianza de los estimadores.

²⁶ En realidad, dado que Unocal, una de las compañías de la muestra, pasa de ser una compañía integrada a ser exclusivamente de Upstream, se da el caso en que una compañía pasa por dos grupos, lo cual permite obtener un resultado para la regresión. Sin embargo, los valores resultantes de los coeficientes de la regresión están muy sesgados por los resultados de esta compañía.

²⁷ Si bien se corrió una regresión con el modelo alternativo, reemplazando las variables **WTI** y **SOILD** por variables binarias por período con resultados bastante parecidos al efectivamente utilizado, se decidió ignorar las variables binarias mencionadas ya que la significatividad de los coeficientes resulto levemente superior bajo el modelo actual.

²⁸ Tanto el estadístico Durbin-Watson como el test LM indicaron presencia de correlación serial. Una vez incorporada la variable rezagada el test LM reflejó la inexistencia de tal correlación.