Valoración de empresas del sector petrolero y gasístico

Grado en Administración y Dirección de Empresas

Universidad Pontificia Comillas

Almudena Rouco Ferriz

Trabajo de Fin de Grado

Resumen

Este trabajo valora cuatro empresas del sector del petróleo y el gas (Saudi Aramco, Repsol, Shell y ExxonMobil) mediante cinco metodologías complementarias: descuento de dividendos (DDM), descuento de flujos de caja (DCF), múltiplos de mercado comparables, valor neto de activos (NAV) y transacciones precedentes. El marco teórico que articula el análisis es la Teoría Austriaca del Ciclo Económico, que permite identificar los mecanismos de sobreinversión y destrucción de valor que caracterizan a los sectores de alta intensidad de capital como el petrolero y el gasístico.

El trabajo argumenta que los métodos de valoración convencionales basados en múltiplos de beneficio corriente, como el PER o el EV/EBITDA, son estructuralmente inadecuados para empresas cíclicas del sector, porque capturan el resultado en un único punto del ciclo. La metodología correcta exige normalizar los flujos de caja y el precio de referencia del crudo a los valores de equilibrio de largo plazo, desvinculándolos de las condiciones vigentes en el momento de la valoración. El análisis incorpora además una taxonomía comparada de los regímenes fiscales aplicables a cada jurisdicción, Arabia Saudí, España, Reino Unido y Estados Unidos, dado que la fiscalidad determina qué fracción del flujo operativo se convierte en caja disponible para el accionista.

Los resultados muestran rangos de valoración con dispersión entre métodos significativamente mayor en Aramco que en las tres majors occidentales, resultado explicable por la ausencia de comparables estatales cotizados y por el riesgo soberano. Repsol aparece como la compañía con mayor descuento implícito sobre sus fundamentales en el contexto de finales de 2025, con una sensibilidad diferenciada al precio del gas natural americano. Shell y ExxonMobil presentan la mayor convergencia entre métodos, coherente con la previsibilidad de sus flujos de caja a largo plazo.

El trabajo concluye que la Teoría Austriaca del Ciclo Económico no es un instrumento de predicción del momento del giro del ciclo, sino un marco de diagnóstico que permite identificar en qué fase se encuentra la estructura productiva del sector y qué precio de referencia es metodológicamente correcto para descontar los flujos proyectados.

Palabras clave: valoración de empresas, sector petrolero y gasístico, teoría austriaca del ciclo económico, descuento de flujos de caja, ciclo del capital, fiscalidad comparada.

Abstract

This thesis values four companies in the oil and gas sector (Saudi Aramco, Repsol, Shell and ExxonMobil) using five complementary methodologies: dividend discount model (DDM), discounted cash flow (DCF), trading comparables, net asset value (NAV) and precedent transactions. The theoretical framework articulating the analysis is the Austrian Business Cycle Theory, which allows the identification of the mechanisms of overinvestment and value destruction that characterise capital-intensive sectors such as oil and gas.

The thesis argues that conventional valuation methods based on current earnings multiples, such as the P/E ratio or EV/EBITDA, are structurally inadequate for cyclical companies in the sector, because they capture results at a single point in the cycle. The correct methodology requires normalising cash flows and the oil price reference to long-run equilibrium values, decoupling them from conditions prevailing at the time of valuation. The analysis also incorporates a comparative taxonomy of the fiscal regimes applicable to each jurisdiction, Saudi Arabia, Spain, the United Kingdom and the United States, given that taxation determines what fraction of operating cash flow becomes available to shareholders.

The results show valuation ranges with significantly greater dispersion across methods for Aramco than for the three Western majors, a finding explained by the absence of listed state-owned comparables and by sovereign risk. Repsol emerges as the company with the largest implicit discount to its fundamentals in the context of late 2025, with a differentiated sensitivity to the US natural gas price. Shell and ExxonMobil show the greatest convergence across methods, consistent with the predictability of their long-term cash flows.

The paper concludes that Austrian Business Cycle Theory is not a tool for predicting the precise turning point of the cycle, but a diagnostic framework that allows identification of the phase in which the sector's productive structure finds itself and what reference price is methodologically correct for discounting projected cash flows.

Keywords: company valuation, oil and gas sector, Austrian Business Cycle Theory, discounted cash flow, capital cycle, comparative taxation.

Índice

1. Introducción 5
2. Los sectores petrolero y gasístico: estructura y relevancia 7
2.1 Estructura y organización de la industria petrolera 7
2.2 Estructura y organización de la industria gasística 8
3. Marco teórico: la teoría austriaca del ciclo económico 10
3.1 La escuela austríaca de economía y la valoración de empresas 10
3.2 Fundamentos de la teoría austriaca del ciclo (ABCT) 10
3.3 El ciclo del capex en oil & gas y sus implicaciones para la valoración 12
4. Descripción de las empresas objeto de estudio 15
4.1 Saudi Aramco (Arabia Saudí) 15
4.2 Repsol (España) 15
4.3 Shell (Reino Unido) 16
4.4 ExxonMobil (Estados Unidos) 16
5. Fiscalidad comparada del sector energético 18
5.1 Regímenes fiscales en la industria extractiva: tipología y estructura 18
5.2 Análisis fiscal por jurisdicción: Arabia Saudi, España, Reino Unido y EE.UU. 19
6. Métodos de valoración de empresas 22
6.1 Valoración por descuento de dividendos (DDM) 22
6.2 Valoración por descuento de flujos de caja (DCF) 23
6.3 Valoración por múltiplos de mercado (trading comparables) 25
6.4 NAV (Net Asset Value) y valoración de reservas 28
6.5 Valoración por transacciones precedentes 29
7. Análisis de valoración: resultados y comparativa 32
7.1 Supuestos macroeconómicos y de mercado (2025) 32
7.2 Resultados de la valoración por compañía y método 36
8. Conclusiones 45
9. Declaración sobre el Uso de Herramientas de IA 48
10. Referencias bibliográficas y fuentes 49
A. Apéndice 53

1. Introducción

El presente trabajo trata dos sectores, el petrolero y el gasístico, que aunque no son idénticos, son similares y están íntimamente relacionados. La primera similitud es cuantitativa: juntos, los combustibles fósiles siguen representando el 86% de la matriz energética mundial en 2024 (Energy Institute, 2025), y dentro de ese bloque, el petróleo y el gas natural son los dos componentes dominantes. La segunda similitud es estructural: en la mayoría de los yacimientos del mundo, el gas no es un subproducto accidental del petróleo sino un coproducto geológico inevitable, lo que explica que las cuatro empresas analizadas en este trabajo, Saudi Aramco, Repsol, Shell y ExxonMobil, produzcan simultáneamente ambos hidrocarburos, aunque en proporciones radicalmente distintas.

Por un lado, Repsol obtiene el 66% de su producción *upstream* en gas (Repsol, 2025), mientras que Aramco concentra el 83% de su producción en líquidos (Saudi Aramco, 2025). Por otro lado, el petróleo opera en un mercado global con un precio único de referencia, el Brent, mientras que el gas tiene mercados regionales con precios estructuralmente divergentes: el Henry Hub estadounidense, el TTF europeo y los contratos asiáticos de GNL.

Sin embargo, ambos sectores comparten la lógica fundamental que justifica este trabajo: los flujos de caja que generan dependen de la extracción de un recurso no renovable sujeto a regímenes fiscales específicos, a ciclos de precios de alta volatilidad y a una presión regulatoria creciente derivada de la transición energética. La inversión anual en petróleo, gas y carbón supera el billón de dólares en 2024 (IEA, 2024), lo que convierte la valoración rigurosa de estas empresas en una cuestión de primera relevancia para los mercados de capitales. Los apartados siguientes desarrollan los fundamentos metodológicos y analíticos que permiten abordarla con precisión.

Damodaran identifica cinco características estructurales que convierten la valoración de empresas petroleras en un ejercicio analíticamente distinto del aplicable a otros sectores industriales (2009, pp. 5-6). La primera es la dependencia del precio de una materia prima: las empresas del sector son tomadoras de precio y, en compañías maduras, el 90% de la varianza en los beneficios se explica por movimientos en esa única variable. La segunda es un apalancamiento operativo elevado: los costes fijos de mantenimiento de yacimientos son inevitables incluso en los mínimos del ciclo, lo que magnifica al nivel del beneficio operativo cualquier oscilación en los ingresos. La tercera es la traslación de esa volatilidad a la estructura financiera: la intensidad de capital del sector lleva a las empresas a ser usuarias de deuda, amplificando las oscilaciones operativas en el beneficio neto. La cuarta es el riesgo de *distress* inducido por factores macroeconómicos: un período prolongado de precios bajos puede comprometer incluso a las empresas mejor gestionadas. La quinta es el carácter finito de los recursos: las empresas no pueden crear el activo que sustenta su negocio sino que deben explorar para encontrarlo, lo que impone una restricción estructural sobre las hipótesis de crecimiento perpetuo estándar en la valoración por descuento de flujos.

Es por ello que Damodaran concluye que fijar los beneficios, la reinversión y el coste de capital en los valores del ejercicio más reciente para las empresas del sector es, directamente, una fórmula para obtener valoraciones erróneas (2009, p. 7). La metodología correcta exige normalizar todas estas variables simultáneamente, lo que convierte la valoración del sector en un ejercicio de juicio sobre el ciclo de largo plazo, no de extrapolación del corto plazo.

Esta conclusión metodológica conecta directamente con el marco teórico de este trabajo. La Teoría Austriaca del Ciclo Económico ("TACE") no solo explica por qué las empresas del sector del petróleo y del gas son difíciles de valorar en el pico del ciclo, sino que ofrece un diagnóstico preciso del mecanismo que genera esa dificultad. Para la escuela austriaca de economía, la divergencia entre el tipo de interés de mercado y el tipo natural induce una expansión crediticia que se canaliza de forma desproporcionada hacia los sectores de mayor intensidad de capital, entre los que el sector *upstream* ocupa un lugar central. La normalización que Damodaran prescribe como solución técnica tiene, por tanto, un fundamento teórico en la TACE: el precio de referencia correcto no es el precio de mercado vigente, sino el precio de equilibrio de largo plazo consistente con una estructura productiva no distorsionada por la expansión crediticia.

2. Los sectores petrolero y gasístico: estructura y relevancia

2.1 Estructura y organización de la industria petrolera

El sector petrolero se organiza en tres segmentos funcionalmente diferenciados: *upstream* o exploración y producción (E&P), que comprende la localización y extracción del crudo; *midstream*, que engloba su transporte mediante buques tanque, oleoductos y camiones cisterna; y *downstream*, que abarca el refino, la distribución y la comercialización de productos acabados como gasolina, gasóleo o queroseno (Downey, 2009, p. 62). Las empresas que operan en los tres segmentos de forma simultánea reciben la denominación de organizaciones verticalmente integradas; son las llamadas *majors*, entre las que figuran ExxonMobil, Chevron, BP, Shell, ConocoPhillips y Total.

Sin embargo, la mayor parte de las compañías limita su actividad a uno solo de estos segmentos. Esta segmentación determina el perfil de riesgo, la estructura de costes y, en consecuencia, la metodología de valoración aplicable. Mientras que una empresa *upstream* independiente asume un riesgo exploratorio elevado, con flujos de caja altamente volátiles ligados al precio del barril y a la tasa de éxito de sus perforaciones, una compañía de transporte por oleoducto obtiene ingresos regulados por contrato y presenta una volatilidad de resultados sustancialmente menor (Downey, 2009, pp. 62, 70-71).

La industria petrolera presenta tres características que la distinguen de cualquier otro sector industrial a efectos de análisis financiero. Primera: el activo principal de las compañías no son sus instalaciones físicas, sino sus reservas de hidrocarburos, definidas como la fracción de los recursos en el subsuelo que resulta técnica y económicamente recuperable bajo las condiciones actuales de precios y tecnología (Downey, 2009, p. 292). Esto implica que una caída del precio del crudo puede reducir automáticamente las reservas contabilizadas, con efecto directo sobre el valor de la empresa.

Segunda: el acceso al recurso no se rige por la propiedad privada del subsuelo, sino por contratos de concesión otorgados por los Estados soberanos. En la gran mayoría de jurisdicciones productoras, como Arabia Saudí, México, Venezuela, Noruega o Nigeria, el subsuelo es propiedad inalienable del Estado; la excepción más relevante son Estados Unidos y Canadá, donde los derechos mineros pueden pertenecer al propietario de la superficie. Tercera: la dependencia del precio del crudo es estructural, aunque la formación de ese precio dista de ser la de un mercado perfectamente competitivo.

Desde mediados de los años ochenta, la cotización del crudo se determina mediante *benchmark pricing*, es decir, con referencia a mercados de futuros como el NYMEX o el ICE. Esto no quita que la OPEP, un cártel cuyo objetivo declarado es coordinar las políticas de producción de sus miembros para estabilizar los precios del crudo en los mercados internacionales, intervenga activamente

mediante cuotas de producción para influir sobre la oferta y, por tanto, sobre el precio (Downey, 2009, pp. 63-64). Tras la salida de Emiratos Árabes Unidos el 1 de mayo de 2026, la OPEP cuenta actualmente con 11 miembros (Arabia Saudí, Irán, Iraq, Kuwait, Venezuela, Argelia, Libia, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Gabón y República del Congo) y concentra el 79,1% de las reservas probadas mundiales (OPEC, *Annual Statistical Bulletin*, 2024). El resultado es un precio de mercado con un productor dominante de capacidad de influencia regulada, no un precio de libre competencia en sentido estricto.

2.2 Estructura y organización de la industria gasística

La industria del gas natural comparte con la petrolera tres de las características estructurales descritas más arriba, pero las tres presentan particularidades que alteran sustancialmente el análisis financiero. Estas particulares se refieren al activo principal (gas y no crudo), a los contratos de acceso al recurso (la cláusula *take-or-pay)* y a la formación del precio.

En primer lugar, las reservas de gas se definen bajo los mismos criterios técnico-económicos que las de crudo: son la fracción del recurso en el subsuelo que resulta recuperable bajo las condiciones actuales de precios y tecnología. Sin embargo, una reserva de gas sin infraestructura de transporte no tiene valor de mercado realizable. Un yacimiento de crudo puede evacuarse en camión o en barco; un yacimiento de gas requiere un gasoducto hasta el consumidor o una planta de licuefacción que lo convierta en GNL transportable. Esta dependencia de la infraestructura implica que el valor de las reservas de gas está condicionado por decisiones de inversión en activos complementarios que, en muchos casos, exceden el coste del propio yacimiento y tienen horizontes de amortización de veinte a treinta años.

En segundo lugar, la misma taxonomía contractual aplica al gas que al petróleo: existen concesiones, PSC y acuerdos de servicios. Sin embargo, el gas introduce un elemento contractual sin equivalente en el petróleo: la cláusula *take-or-pay*. Stern (2012) la define de la siguiente forma: esta obliga al comprador a pagar un volumen mínimo del contrato anual al precio pactado, independientemente de si ese volumen ha sido retirado físicamente. Esta cláusula transfiere el riesgo de volumen al importador y el riesgo de precio al exportador, una distribución de riesgos que tiene consecuencias directas sobre el flujo de caja proyectado del productor y, por tanto, sobre su valoración.

En tercer lugar, la particularidad que más aleja al gas del petróleo como objeto de análisis financiero: la formación del precio. El petróleo tiene un mercado global con un precio de referencia único. El gas no. Para dar constancia de esto, Stern (2012) documentaba que en 2010 los cuatro grandes mercados de gas operaban mecanismos de formación de precios radicalmente distintos: Norteamérica con precios *spot* en el Henry Hub en el rango de 2-3 dólares por MMBtu; Europa continental con una mezcla de contratos de largo plazo indexados al petróleo y precios de *hub* en

torno a 9-10 dólares por MMBtu; y Asia con contratos indexados al precio del crudo japonés (JCC) que en 2011-2012 alcanzaban 15-18 dólares por MMBtu, una diferencia de seis a siete veces respecto al precio norteamericano. Esta fragmentación responde a estructuras de mercado, marcos regulatorios y dependencias de infraestructura.

Además, cabe destacar que el Gas Exporting Countries Forum (GECF), creado en 2001, no ha logrado replicar la función coordinadora de la OPEP. A diferencia del petróleo, la rigidez de los contratos de largo plazo y la dependencia de infraestructuras fijas hacen que la coordinación de volúmenes de exportación de gas sea estructuralmente más difícil (Stern, 2012, cap. 13).

Para el análisis de valoración, la consecuencia de todo lo anterior es directa. Repsol, con el 66% de su producción en gas y exposición simultánea al Henry Hub por sus activos en Marcellus, Pennsylvania, y al TTF europeo por sus ventas en Europa, tiene un perfil de riesgo de precios sustancialmente más complejo que Aramco, cuya producción se vende en un mercado global con un solo precio de referencia. Modelizar esa diferencia correctamente, y no homogeneizar las tasas de descuento entre empresas con exposiciones a mercados de gas distintos, es una condición metodológica del ejercicio de valoración que se desarrolla en los capítulos siguientes.

3. Marco teórico: la teoría austriaca del ciclo económico

3.1 La escuela austríaca de economía y la valoración de empresas

Frente al paradigma neoclásico, que modela la economía como un sistema en equilibrio susceptible de optimización matemática, la Escuela Austriaca de Economía concibe la actividad económica como un proceso dinámico e irreversible en el que el conocimiento es subjetivo, disperso y creado continuamente por la acción empresarial (Hayek, 1945, pp. 519-521). Esto implica que los precios de los activos no convergen mecánicamente hacia un valor fundamental estable, sino que reflejan en cada momento las expectativas y errores de agentes que operan con información incompleta en distintas fases del ciclo crediticio. ¿Por qué es relevante la teoría austriaca de economía para la valoración de empresas del sector petrolífero y gasístico?

Paramés (2016, p. 88-91) identifica el "esquema económico austriaco" como uno de los dos rasgos más relevantes de su proceso inversor, precisamente porque aporta lo que los modelos neoclásicos no ofrecen: un marco causal que anticipa en qué sectores se está acumulando un exceso de capital y cuándo ese exceso terminará revirtiéndose. La teoría explica que la manipulación de los tipos de interés por los bancos centrales genera "excesos de inversión y burbujas financieras" que distorsionan la asignación sectorial del capital (Paramés, 2016, p. 278), dirigiendo recursos hacia proyectos cuya rentabilidad depende del coste artificialmente bajo del crédito.

El sector petrolero es, en este sentido, un caso paradigmático: los activos de exploración y producción son intensivos en capital, de larga maduración y escasamente reconvertibles, lo que los hace especialmente vulnerables a la malinversión inducida por tipos de interés distorsionados. El argumento que sus defensores no es permita predecir el momento exacto del giro, sino que los ciclos "cambian de signo siempre" y el inversor que comprende la lógica causal del ciclo puede actuar con paciencia donde otros solo ven riesgo (Paramés, 2016, p. 486). A continuación, se discuten los principios teóricos en los que se han basado inversores como Paramés para la inversión en empresas cíclicas.

3.2 Fundamentos de la teoría austriaca del ciclo (ABCT)

El punto de partida de la teoría austriaca del ciclo económico (ABCT) es la distinción entre el tipo de interés monetario y el tipo de interés natural. El tipo natural, formulado originalmente por Wicksell y adoptado por Mises, es aquel que iguala el ahorro voluntario de los agentes con la demanda de fondos para inversión (Mises, 1912, Part III, Chapter 5). El tipo monetario, en cambio, es el que fija el sistema bancario a través de la creación de crédito. Cuando ambos divergen, ocurre el ciclo.

Para Mises, la divergencia es la consecuencia directa de la expansión crediticia artificial: los bancos prestan por encima del volumen de ahorro genuinamente disponible, reduciendo el tipo de interés por debajo de su nivel de equilibrio (Mises, 1912, pp. 346-352). Esta reducción no es neutral: al abaratar el coste del capital, la señal de precio que orienta las decisiones de inversión queda alterada. Así, proyectos que no eran rentables a los tipos de mercado libre se vuelven aparentemente viables. El empresario no actúa de mala fe; actúa racionalmente sobre la base de señales que el sistema monetario ha distorsionado.

¿Qué tipo de proyectos resultan favorecidos? Hayek demostró que la expansión crediticia dirige recursos preferentemente hacia los estadios más alejados del consumo en la estructura productiva (Hayek, 1931, Lecture II). En su representación gráfica del triángulo hayekiano, los estadios superiores, esto es, los bienes de capital, la infraestructura y la extracción de recursos naturales, se expanden de forma desproporcionada. Los estadios próximos al consumo, en cambio, no se benefician de la misma forma: su ciclo de retorno es corto y su sensibilidad al tipo de interés es menor. El resultado es un alargamiento artificial de la estructura productiva que no refleja ninguna preferencia temporal genuina de los consumidores por diferir el consumo presente.

Esta distinción entre preferencias reales y señales distorsionadas es el núcleo del argumento austriaco. Garrison la formaliza con precisión: la expansión crediticia genera simultáneamente una aparente mayor disponibilidad de fondos para invertir y un aparente mayor consumo presente, lo que es una imposibilidad en términos de recursos reales (Garrison, 2001, pp. 67-74). La economía no puede consumir más y acumular más capital al mismo tiempo. El ciclo expansivo no crea riqueza; la redistribuye temporalmente desde el futuro hacia el presente, a expensas de la estructura productiva.

La fase de auge se sostiene mientras el crédito sigue expandiéndose. Sin embargo, la expansión crediticia no puede mantenerse indefinidamente sin generar presiones inflacionistas que obliguen a su corrección. Cuando el banco central eleva los tipos o cuando el propio sistema bancario reduce su exposición, el tipo monetario vuelve a converger hacia el natural. En ese momento, los proyectos que solo eran rentables con tipos artificialmente bajos se revelan como inviables: los flujos de caja esperados no cubren el coste real del capital. La malinversión, término acuñado por Mises para describir esta categoría de inversión errónea inducida por el crédito, emerge a la superficie (Mises, 1949, pp. 558-562).

La fase de ajuste es, por tanto, necesaria e inevitable. No es un fallo del mercado, sino el mecanismo de corrección que elimina los errores acumulados durante el auge. Huerta de Soto describe este proceso con rigor: la liquidación de proyectos malinvertidos destruye capacidad productiva en los estadios superiores, libera factores hacia usos más próximos a las preferencias reales de los consumidores, y restablece la coherencia intertemporal de la estructura de producción (Huerta de

Soto, 1998, pp. 265-310). Huerta de Soto no describe una recesión o ajuste sino como la solución a las inversiones erróneas en el pico del ciclo.

Este mecanismo tiene una implicación directa para el análisis sectorial. La destrucción de capacidad que acompaña a la fase de liquidación no desaparece con la recuperación del crédito: los pozos abandonados no se reactivan de inmediato, los contratos de *drilling* no se renuevan de la noche a la mañana y el capital humano especializado se dispersa hacia otros sectores. Por tanto, la contracción de oferta que sigue a la liquidación sienta las condiciones objetivas para la siguiente fase alcista de precios. El ciclo no es un fenómeno aleatorio, sino una consecuencia estructural y predecible de la política monetaria aplicada a una economía con estructura productiva compleja. En el siguiente apartado se discute un ejemplo histórico para entender mejor el comportamiento de los equipos directivos de la industria en diferentes momentos del ciclo, y como esto afecta a las valoraciones.

3.3 El ciclo del capex en oil & gas y sus implicaciones para la valoración

El sector petrolero ilustra con particular nitidez los mecanismos del ciclo del capital. Para ello, este trabajo pretende describir los periodos de sobreinversión seguidos por períodos de mayor austeridad, y su efecto sobre los flujos de caja, así como el comportamiento a veces procíclico y otras antíciclico de los directivos del sector. Para ello, se utiliza un ejemplo histórico: el ciclo 2002-2012.

El gestor de inversiones Edward Chancellor describe la fase alcista del ciclo sectorial como la confluencia de dos factores: precios elevados de la materia prima y expectativas extrapoladas. Los directivos tienden a proyectar el precio vigente como si constituyera el nuevo equilibrio permanente. Esta extrapolación es, precisamente, el mecanismo que desencadena la sobreinversión. Cuando el crudo cotiza por encima de su coste marginal de largo plazo, las empresas elevan sus precios de referencia internos y autorizan proyectos que solo resultan rentables bajo esas condiciones excepcionales. (Chancellor, 2015, pp. 3-25). El gasto de capital crece, pero los retornos sobre el capital invertido no lo acompañan. La razón es estructural: el declive natural de los yacimientos exige inversión creciente solo para mantener la producción estable mientras que los proyectos incorporados en la fase expansiva son técnicamente más complejos y se ubican en jurisdicciones de mayor riesgo político y fiscal. La fase alcista del ciclo destruye, así, valor para el accionista precisamente cuando el precio del activo subyacente sugiere lo contrario.

Chancellor documenta este mecanismo con precisión empírica en su análisis del ciclo 2002-2012 (2015, p. 170). BP utilizaba en 2002 un precio de referencia interno de 16 dólares por barril para evaluar nuevos proyectos; en 2012, ese umbral superaba los 60 dólares. Imperial Oil, que Chancellor cita por ser una compañía bien gestionada, había elevado su precio de referencia de 35-40 dólares a 50-60 en el mismo período. Total ancló su planificación en un rango de 80-100 dólares y comprometió 20.000 millones de dólares anuales en exploración y adquisiciones sobre esa base.

En ese momento del ciclo, cada empresa se limitó a seguir al precio de mercado con un descuento, convirtiendo así el precio de referencia interno en un indicador rezagado del ciclo en lugar de una estimación autónoma del valor del crudo. Cuando el Brent cayó por debajo de 60 dólares a finales de 2014, los proyectos autorizados sobre esa base probaron ser poco rentables de forma inmediata, revelando la sobreinversión que el precio elevado había ocultado.

¿Qué ocurre entonces cuando los precios caen? Una caída prolongada del precio del crudo deteriora la rentabilidad sectorial hasta el punto en que los proyectos marginales se abandonan y la inversión agregada se contrae. Esta consolidación reduce la oferta disponible y elimina la capacidad excedentaria acumulada durante la expansión, sentando las condiciones para una recuperación futura de los retornos sobre el capital. Chancellor alega una debilidad prolongada del precio del petróleo puede actuar como mecanismo corrector que restaura la disciplina inversora que la fase expansiva había erosionado. Así, la caída del precio invierte de forma coercitiva el orden de prioridades de los equipos directivos de la industria del crecimiento de la producción a la rentabilidad del capital.

Si atendemos al ejemplo anterior, el colapso del precio del crudo a finales de 2014 forzó a las grandes petroleras a una revisión traumática de sus prioridades. Shell redujo su gasto de capital de 35.000 millones de dólares en 2014 a menos de 20.000 millones en 2016 y canceló proyectos en curso por valor de varios miles de millones, entre ellos la perforación en el Ártico. El cambio no fue voluntario: fue la respuesta de un equipo directivo que había asignado capital durante años bajo el supuesto de un crudo sostenido por encima de 80 dólares. En enero de 2014, el nuevo consejero delegado Ben van Beurden reconoció ante inversores que Shell había perdido disciplina en la asignación de capital durante el ciclo alcista: "our ambitious growth drive in recent years has yielded a step change in Shell's portfolio, but at the same time we have lost some momentum in operational delivery" (Royal Dutch Shell, Form 6-K, enero 2014).

Este comportamiento no fue idiosincrático de Shell sino estructural del sector: el sesgo directivo hacia el crecimiento sobre los retornos se intensifica precisamente en los períodos de fuerte apreciación del precio del activo subyacente, lo que convierte al equipo directivo en un amplificador del ciclo en lugar de un moderador (Chancellor, 2015, p. 174). El comportamiento procíclico, que se manifiesta en recompras de acciones en máximos, adquisiciones en la cima del ciclo y emisión de capital en los mínimos, es una constante documentada en sectores de alta intensidad de capital. Por tanto, la calidad del equipo directivo en una petrolera no se evalúa por su capacidad de crecer en la fase alcista sino por su disposición a mantener la disciplina de capital cuando el ciclo la hace innecesaria.

Con estos ejemplos este trabajo busca introducir dos conceptos: (i) la dificultad de utilizar métodos de valoración tradicionales para empresas cíclicas, y (ii) la importancia de una política correcta de

asignación de capital en cada momento del ciclo, ya que los equipos directivos pueden actuar de forma procíclica o anticíclica.

En primer lugar, dado lo anterior es destacable que los múltiplos sobre beneficio corriente, como el PER o el EV/EBITDA, capturan el resultado en un único punto del ciclo. En la cima del ciclo, los beneficios son elevados pero estructuralmente frágiles: reflejan un precio del crudo que incentiva inversión excesiva y eleva los costes fijos del sector. En consecuencia, el múltiplo aparente es bajo, pero el beneficio sobre el que se calcula es más vulnerable a una corrección. En el valle del ciclo ocurre exactamente lo contrario: el beneficio corriente subestima la capacidad de generación de caja normalizada de la compañía. Valorar una petrolera sin atender a la fase del ciclo equivale, por tanto, a tomar el precio de un activo cíclico en su punto de mayor distorsión como si fuera su valor de equilibrio.

En segundo lugar, Chancellor concluye que, en ocasiones, el sesgo directivo hacia el crecimiento sobre los retornos se intensifica precisamente en los períodos de fuerte apreciación del precio del activo subyacente, convirtiendo al equipo directivo en un amplificador del ciclo en lugar de un moderador (Chancellor, 2015, p. 174). Por ello, concluye que los inversores deben buscar precisamente esos ejemplos excepcionales de directivos prudentes en el uso del capital, cuyo punto de partida para el análisis es la oferta y no la demanda (Chancellor, 2015, p. 196).

4. Descripción de las empresas objeto de estudio

4.1 Saudi Aramco (Arabia Saudí)

Saudi Aramco es la empresa más valiosa del mundo por reservas probadas, con sede en Dhahran, Arabia Saudí y participación mayoritaria del Estado. Produce crudo en campos como Ghawar, con una producción de aproximadamente 3,8 millones de barriles diarios, y refina en Ras Tanura, la mayor refinería del mundo por capacidad. Sus clientes principales son Sinopec y PetroChina en China, ENEOS en Japón y SK Innovation en Corea del Sur, que absorben más de la mitad del volumen exportado.

La fortaleza de Aramco reside en el coste de extracción, estimado en torno a tres dólares por barril en sus campos maduros, frente a los veinte o treinta dólares de competidores en aguas profundas o arenas bituminosas (Nasser, 2025). Su debilidad desde la perspectiva del inversor externo es de gobierno: las decisiones de producción responden a los objetivos fiscales del reino y a las cuotas de la OPEP tanto como a la lógica comercial, introduciendo un riesgo de agencia que ExxonMobil o Shell no presentan.

El Estado saudí retiene aproximadamente el noventa por ciento del capital, por lo que la política de dividendos no responde únicamente a la generación de caja libre sino también a las necesidades presupuestarias del reino. En el marco de la OPEP+, Aramco actúa como *swing producer* con capacidad para elevar o reducir producción en varios millones de barriles diarios en un plazo corto, otorgando al reino una palanca sobre el precio global del crudo que ningún otro productor privado posee.

4.2 Repsol (España)

Repsol es una compañía integrada de energía con sede en Madrid, cotizada en el Ibex 35, con activos de exploración y producción en el mar del Norte noruego, Alberta canadiense, Bolivia, Trinidad y Tobago, el Marcellus y Eagle Ford Shale, el Golfo de América y el North Slope de Alaska; cinco refinerías en España incluyendo Cartagena y Bilbao; una red de más de cuatro mil quinientas gasolineras en la Península Ibérica; y una cartera renovable de más de 2.000 MW operativos en Estados Unidos, principalmente solar en Texas. Sus clientes en *upstream* son traders y utilities como Endesa y Naturgy; en *downstream* sirve a consumidores finales en España y Portugal y a clientes industriales del transporte y la petroquímica.

Fundada en 1987 y privatizada durante los años noventa, adquirió la empresa argentina YPF en 1999, y que después fue expropiada en 2012 bajo el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner, y recibió una compensación de cinco mil millones de dólares que reforzó su balance. Su fortaleza es la red de refino en España, con activos amortizados que generan caja en los momentos bajos del ciclo. Su

debilidad es el tamaño: con una capitalización inferior a veinte mil millones de euros, no accede a proyectos *deepwate*r en las mismas condiciones que BP o TotalEnergies, y su exposición a Argentina y Venezuela la ha expuesto a riesgos de expropiación y convertibilidad de divisas.

Repsol presenta una de las estrategias de transición energética más explícitas del sector, con un objetivo de neutralidad de carbono para 2050 articulado en expansión renovable hasta veinte gigavatios instalados para 2030 e inversión en hidrógeno verde y biocarburantes. Esta orientación comprime el retorno sobre el capital empleado a corto plazo, porque los proyectos solares y eólicos generan flujos predecibles pero con múltiplos de entrada más elevados que el *upstream* convencional. Frente a ExxonMobil, Repsol asume mayor coste de capital hoy a cambio de menor exposición regulatoria ante un eventual endurecimiento del EU ETS y la extensión del Carbon Border Adjustment Mechanism.

4.3 Shell (Reino Unido)

Shell es una de las cinco mayores compañías de petróleo y gas del mundo, con sede en Londres desde la unificación de su estructura dual en 2022. Produce en el Mar del Norte, Nigeria a través de su filial SPDC, Australia con el proyecto GNL Prelude y el Pérmico estadounidense; opera la refinería de Rotterdam, la mayor de Europa, y la de Singapur; y vende GNL a Tokyo Gas, CNOOC y Engie mediante contratos a largo plazo. Su red de más de cuarenta mil gasolineras en Europa, Asia y África completa el negocio de *downstream*.

Fundada mediante la fusión de Royal Dutch Petroleum y The Shell Transport and Trading Company, lleva décadas operando en Nigeria, Iraq y Brunéi, lo que le ha dado capacidad para negociar con gobiernos y absorber riesgo político que competidores más jóvenes no tienen. Su fortaleza principal son los contratos de GNL a veinte años con clientes asiáticos, que generan flujos de caja predecibles al margen de la volatilidad spot del crudo. Su debilidad es la tensión entre *upstream*, que genera caja hoy con activos de vida limitada, y renovables, que requieren capital hoy para retornos en una década.

Tras su redomiciliación a Londres en 2022, Shell ha priorizado las recompras de acciones sobre el crecimiento inorgánico, recomprando acciones por más de veinte mil millones de dólares entre 2022 y 2024. En 2025, la normalización de los márgenes de refino desde los niveles excepcionales de 2022, cuando la disrupción europea tras la invasión de Ucrania elevó los márgenes de *crack* a máximos históricos, presiona los ingresos de *downstream.* Esto hace que la capacidad de Shell para sostener el ritmo de recompras dependa en mayor medida del precio del crudo en *upstream* que en ejercicios anteriores.

4.4 ExxonMobil (Estados Unidos)

ExxonMobil es la mayor *major* occidental por capitalización bursátil, con sede en Spring, Texas. Extrae crudo y gas en cuencas como el Pérmico, Guyana y Papua Nueva Guinea; refina en

instalaciones en Estados Unidos, Europa y Asia; y comercializa lubricantes y petroquímicos bajo las marcas Esso y Mobil en más de cincuenta países. Sus clientes incluyen refinadores como BASF y Sinopec, distribuidores mayoristas en Europa occidental y consumidores finales en gasolineras propias en Norteamérica.

La compañía tomó su forma actual en 1999 con la fusión de Exxon y Mobil, herederas de la Standard Oil de Rockefeller. Su principal fortaleza es la integración vertical: cuando el precio del crudo cae y el margen de *upstream* se comprime, el negocio de refino y química absorbe parte del impacto porque sus costes de materia prima bajan al mismo tiempo. Su debilidad es la dependencia del precio del Brent como variable que determina la rentabilidad con independencia de la eficiencia operativa.

La estrategia de ExxonMobil se distingue por apostar por crecimiento de producción en activos de bajo coste a contracorriente de la tendencia general de reducción de capex. El eje es doble: Guyana, con costes de equilibrio por debajo de treinta y cinco dólares por barril y reservas probadas superiores a once mil millones de barriles, y la Cuenca Pérmica, donde la adquisición de Pioneer Natural Resources en 2024 por aproximadamente sesenta mil millones de dólares añadió ochocientos mil barriles diarios. El marco fiscal estadounidense, que permite la deducción acelerada de gastos de exploración, favorece sus flujos de caja proyectados frente a competidores europeos sujetos al Energy Profits Levy británico o al EU ETS, que se discuten en el capítulo 6.

5. Fiscalidad comparada del sector energético

5.1 Regímenes fiscales en la industria extractiva: tipología y estructura

La fiscalidad no es un elemento periférico en la valoración de empresas petroleras: es una variable estructural que determina qué fracción del flujo operativo se convierte en caja disponible para el accionista y el acreedor. Esta afirmación adquiere en el sector de hidrocarburos una dimensión analítica propia por dos razones que conviene separar desde el principio.

La primera razón es taxonómica. Los regímenes fiscales aplicables a la industria del petróleo y el gas no son variantes de un modelo común: son arquitecturas contractuales con lógicas de distribución del riesgo radicalmente distintas. Johnston (2013) distingue tres estructuras fundamentales: los contratos de concesión, los contratos de producción compartida y los acuerdos de servicios. Se discuten a continuación los detalles de cada modelo, mostrando que los sistemas fiscales de hidrocarburos no son instrumentos de recaudación ordinaria, sino mecanismos de reparto de la renta diferencial del recurso entre el Estado propietario y el inversor que asume el riesgo de desarrollo (cap. 12).

En los contratos de concesión o royalty/tax (R/T), la compañía adquiere título sobre el recurso a cambio de un canon sobre la producción bruta y un impuesto sobre el beneficio: el inversor asume el riesgo geológico y de precio, pero retiene los flujos residuales una vez satisfechas las obligaciones fiscales. En los contratos de producción compartida (*production sharing contracts*, PSC), el Estado retiene la propiedad del recurso y asigna al contratista una fracción del crudo producido para recuperar costes (*cost oil*) y otra como remuneración por el riesgo asumido (profit oil): el inversor no tiene título sobre las reservas, sino sobre una corriente de producción futura cuyo volumen depende de parámetros negociados. En los acuerdos de servicios (*risk service contracts*), la compañía actúa como prestadora de servicios técnicos y recibe una tarifa en efectivo o en especie, sin participación en los flujos de producción más allá de esa tarifa. Esta distinción no es académica: determina directamente qué parámetros fiscales son relevantes para calcular el flujo de caja del inversor y en qué momento del ciclo productivo actúan. En un contrato R/T, el royalty grava la producción bruta desde el primer barril, con independencia de si el proyecto es rentable; el impuesto sobre la renta actúa después, sobre el beneficio residual. En un PSC, la secuencia es inversa en términos económicos: el contratista recupera primero los costes elegibles a través del *cost oil* y solo entonces comparte el *profit oil* con el Estado, de modo que la carga fiscal efectiva se materializa más tarde en el ciclo de vida del yacimiento pero puede ser igual de gravosa en valor presente. En un contrato de servicios, la tarifa elimina casi toda la exposición al precio del recurso y, con ella, tanto el riesgo como el potencial fiscal al alza.

La segunda razón es paramétrica. Dentro de cada estructura contractual, los parámetros fiscales concretos determinan el flujo de caja disponible para el accionista con gran precisión. Los *royalties*, que gravan la producción bruta con independencia de la rentabilidad del proyecto, actúan como costes fijos que reducen el margen operativo desde el primer barril producido. El impuesto sobre la renta de hidrocarburos grava el beneficio gravable una vez aplicadas las deducciones permitidas, y su tipo efectivo puede oscilar, según la jurisdicción, entre el 25% de una empresa integrada española y el 85% de Aramco bajo el *Hydrocarbons Income Tax* saudí. Los *windfall taxes*, como el Energy Profits Levy británico, se activan por encima de un precio umbral del crudo y comprimen el flujo de caja precisamente en los escenarios de precio alto que más valor generan para el accionista: son, en ese sentido, una opción vendida implícita sobre el precio del petróleo. Los derechos de exportación, presentes en algunos sistemas latinoamericanos y del Golfo, gravan el valor FOB del crudo en el momento de la venta y afectan al flujo de caja en el período de cobro, no en el de devengo contable.

El efecto agregado de todos estos parámetros sobre el flujo de caja es no lineal: la combinación de *royalty* más impuesto sobre la renta más windfall tax puede generar tipos efectivos marginales superiores al 90% en escenarios de precio elevado, lo que hace que el valor incremental de las reservas de mayor coste de desarrollo sea prácticamente nulo para el inversor privado. Simkins y Simkins (2013) documentan esta lógica con precisión: las características fiscales de los activos de reservas determinan su valor de forma tan decisiva como su localización geográfica o su perfil de producción, razón por la que la *standardized measure of discounted future net cash flows* exigida por el FASB incorpora explícitamente el efecto impositivo como componente del flujo proyectado (cap. 8).

A partir de ese marco conceptual, las secciones siguientes desagregan los cuatro regímenes fiscales relevantes para las empresas analizadas en este trabajo: el impuesto sobre hidrocarburos de Saudi Aramco, el régimen español aplicable a Repsol, el Energy Profits Levy británico que afecta a Shell, y el sistema federal y estatal estadounidense bajo el que opera ExxonMobil. Se examina también, en cierre, la presión regulatoria europea derivada del EU ETS y el CBAM como variable de riesgo fiscal en el horizonte de proyección 2025-2030.

5.2 Análisis fiscal por jurisdicción: Arabia Saudi, España, Reino Unido y EE.UU.

En primer lugar, cabe decir que el régimen fiscal de Saudi Aramco no responde a la lógica del impuesto de sociedades ordinario: responde a la lógica de la captura de renta por parte del Estado propietario del recurso. Arabia Saudí aplica un *Hydrocarbons Income Tax* de entre el 50% y el 85% sobre el beneficio gravable, con el tipo exacto determinado por el segmento de actividad y el nivel de precios del crudo (Real Decreto M/22, 2017).

El efecto sobre la caja es directo y cuantificable: por cada dólar de beneficio antes de impuestos, Aramco retiene entre 0,15 y 0,50 dólares en el segmento *upstream*. Sin embargo, la diferencia entre caja y beneficio contable es aquí estructuralmente pequeña ya que la compañía no dispone de mecanismos de diferimiento fiscal relevantes: sus activos están en su mayor parte amortizados, y el Estado captura la renta en el momento en que se genera, no en el de su declaración contable. Johnston (2013) lo resume bien: los sistemas fiscales de hidrocarburos de los países productores maximizan la captura gubernamental de la renta diferencial del recurso, no la recaudación sobre el rendimiento del capital (cap. 12).

En segundo lugar, el régimen fiscal español aplica a Repsol el Impuesto sobre Sociedades a un tipo nominal del 25%, con un tratamiento específico para las actividades extractivas derivado de la Ley 34/1998 de Hidrocarburos. El mecanismo relevante para la valoración no es el tipo nominal: es la amortización acelerada de activos extractivos prevista en el artículo 12.1 de la Ley 27/2014 del IS. Este mecanismo permite adelantar la deducción fiscal de las inversiones en exploración y desarrollo, de modo que el gasto fiscal reconocido en los primeros años de vida del activo excede al coste de amortización contable. El resultado es un diferimiento: el impuesto se paga más tarde, no menos.

Para la valoración por descuento de flujo de caja, este diferimiento genera un mayor flujo de caja operativo en el corto plazo, con un efecto inverso en los años de madurez del activo. Simkins y Simkins (2013) documentan este mecanismo con rigor en el contexto anglosajón, y la lógica es trasladable: el impuesto diferido no modifica el valor total del escudo fiscal, pero sí desplaza temporalmente su materialización en caja, lo que altera el perfil de los flujos a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

En tercer lugar, el Energy Profits Levy (EPL) fue introducido en el Reino Unido en mayo de 2022 como respuesta a los beneficios extraordinarios del sector tras la crisis energética derivada de la invasión rusa de Ucrania. Su tipo efectivo, combinado con el Ring Fence Corporation Tax del 30% y el Supplementary Charge del 10% ya existentes, sitúa la carga fiscal agregada sobre la producción del Mar del Norte en el 75% sobre el beneficio gravable (Energy (Oil and Gas) Profits Levy Act 2022; HM Treasury, 2023). El EPL incorpora una *Investment Allowance* del 80% sobre el gasto de capital elegible, mecanismo que funciona del siguiente modo: por cada 100 libras invertidas en nuevos proyectos de exploración o desarrollo en el Mar del Norte, la base imponible del EPL se reduce en 80 libras adicionales a la deducción ordinaria del gasto.

Sin embargo, Shell lleva años desinvirtiendo en el North Sea: para esta compañía, el EPL no actúa como incentivo a la inversión sino como depreciación acelerada del valor residual de sus activos en la cuenca. El Oxford Institute for Energy Studies cuantificó en 2023 que el EPL redujo el valor actualizado de los activos del North Sea entre un 15% y un 25% para los operadores con posiciones maduras.

En cuarto lugar, el sistema fiscal federal estadounidense trata la extracción de hidrocarburos de forma estructuralmente diferente al resto de la economía. La *percentage depletion allowance*, regulada en el IRC Section 613A, permite a los productores independientes deducir el 15% de los ingresos brutos de producción con independencia de la base de coste del activo, incluso cuando esa base está totalmente amortizada. ExxonMobil, al ser productora integrada, no accede a este beneficio en sus operaciones *upstream* domésticas: queda excluida por su condición de *major integrated oil company*.

Sin embargo, Exxon sí opera bajo el régimen de *cost depletion* del IRC Section 611, que permite recuperar el coste de adquisición y desarrollo del yacimiento en proporción a las reservas extraídas. El efecto sobre la caja es el siguiente: la deducción fiscal por agotamiento reduce el beneficio imponible sin afectar al flujo operativo, generando una divergencia sistemática entre el beneficio contable y el FCFF. Simkins y Simkins (2013) documentan con detalle el método unitario de producción (*unit-of-production*) bajo el que se computan el DD&A en las compañías integradas, y su efecto sobre el impuesto diferido en el balance (cap. 8).

En último lugar, las autoridades europeas a través de la EU ETS (Directiva 2023/959) que obliga a la compra de derechos de emisión para las instalaciones de refino afectan al coste operativo de empresas como Repsol y Shell en sus activos con exposición a la UE. El precio del carbono en el mercado europeo osciló entre 60 y 100 euros por tonelada de CO_2 en 2023-2024, lo que representa un coste operativo creciente que el beneficio contable reconoce pero que no siempre se traslada de forma simétrica a la caja en el ejercicio corriente, dada la gestión por coberturas. Por su parte, el CBAM (Reglamento UE 2023/956) introduce a partir de 2026 un ajuste en frontera sobre los productos con alta huella de carbono importados a la UE, con un efecto indirecto sobre los márgenes de refino y petroquímica. Para el horizonte de proyección de este trabajo (2025-2030), ambos mecanismos constituyen un riesgo fiscal asimétrico: afectan de forma diferencial a Repsol y Shell frente a Aramco y ExxonMobil, cuyas operaciones principales se desarrollan fuera del ámbito regulatorio europeo.

6. Métodos de valoración de empresas

Los métodos de valoración fundamental se sustentan en el principio de que el valor de cualquier activo equivale al valor presente de los beneficios económicos futuros que se espera que genere (Brealey, Myers y Allen, 2020). Su aplicación exige construir proyecciones explícitas y prospectivas de flujos de caja, beneficios o distribuciones, descontados a su valor presente a una tasa que refleje el perfil de riesgo de dichos beneficios futuros. Dado que estas metodologías derivan el valor de las características económicas propias de la empresa, y no de señales de precio, resultan especialmente adecuadas para situaciones en las que se dispone de información financiera detallada y el modelo de negocio es suficientemente estable como para sustentar proyecciones de largo plazo con credibilidad.

A continuación, se discuten los siguientes métodos de valoración: (i) valoración por descuento de dividendos (DDM), (ii) valoración por descuento de flujos de caja (DCF), (iii) valoración por múltiplos comparables, (iv) NAV y valoración de reservas, y (v) valoración por transacciones precedentes.

6.1 Valoración por descuento de dividendos (DDM)

El Dividend Discount Model (DDM) es uno de los métodos de valoración de acciones reconocidos por la academia. Su premisa fundacional, expuesta por Williams (1938) y formalizada en la variante de crecimiento constante por Gordon y Shapiro (1956), es que el valor intrínseco de una acción equivale al valor presente de todos los dividendos futuros en un horizonte infinito:

$$\mathbf{P_0 = \Sigma\ [D_t\ /\ (1 + R_e)^t]}$$

En su forma más aplicada, el Gordon Growth Model, la expresión se simplifica bajo el criterio de una tasa de crecimiento perpetua y constante g:

$$\mathbf{P_0 = D_1\ /\ (R_e - g)}$$

Donde D_1 es el dividendo del próximo período, R_e es la tasa de rentabilidad exigida por el accionista, y g es la tasa de crecimiento constante proyectada. El atractivo del DDM reside en su simplicidad: deriva el valor directamente de los flujos de caja distribuidos a los accionistas, sin depender de flujos a nivel empresarial que pueden no llegar nunca al capital propio.

El modelo resulta más adecuado para empresas con un historial largo y consistente de pagos de dividendos cuya política de distribución puede proyectarse con credibilidad hacia el futuro. Estas condiciones las cumplen de forma característica las grandes compañías integradas de petróleo y gas.

Empresas como ExxonMobil, Shell o TotalEnergies han mantenido históricamente programas de dividendos sólidos incluso durante prolongadas caídas del precio del crudo, lo que refleja la centralidad de la retribución al accionista en la filosofía de asignación de capital del sector (Iyer y Sharma, 2015).

Sus limitaciones están bien documentadas. Penman y Sougiannis (1998) demostraron que las valoraciones basadas en el DDM son muy sensibles a la tasa de crecimiento de largo plazo proyectada, y que errores pequeños en ese parámetro producen inexactitudes de valoración significativas. Damodaran (2006) añadió que el DDM asume implícitamente que los beneficios retenidos no generan valor para el accionista: una hipótesis difícil de defender en entornos intensivos en capital con oportunidades de reinversión atractivas. El DDM debe entenderse, por tanto, como una perspectiva complementaria dentro de un marco metodológico más amplio que integra múltiples enfoques de valoración.

6.2 Valoración por descuento de flujos de caja (DCF)

El modelo de descuento de flujos de caja (DCF) ocupa una posición central tanto en la literatura académica como en la práctica profesional, y constituye la metodología de valoración corporativa con mayor solidez teórica. Sus fundamentos intelectuales residen en el valor temporal del dinero y en la idea de que el valor de una empresa en funcionamiento está completamente determinado por su capacidad de generar flujos de caja futuros (Miller y Modigliani, 1961). Koller, Goedhart y Wessels (2010) describen el DCF como la única metodología que vincula directamente el valor de un negocio a los determinantes fundamentales de su desempeño, convirtiéndolo en el punto de referencia principal frente al cual deben calibrarse todos los demás enfoques.

El modelo de Discounted Free Cash Flow (DCF) ocupa una posición central tanto en la literatura académica como en la práctica profesional, y constituye la metodología de valoración corporativa con mayor solidez teórica. Sus fundamentos intelectuales residen en el valor temporal del dinero y en la idea de que el valor de una empresa en funcionamiento está completamente determinado por su capacidad de generar flujos de caja futuros (Miller y Modigliani, 1961). Koller, Goedhart y Wessels (2010) describen el DCF como la única metodología que vincula directamente el valor de

un negocio a los determinantes fundamentales de su desempeño, convirtiéndolo en el punto de referencia principal frente al cual deben calibrarse todos los demás enfoques.

La construcción de un modelo DCF sigue cinco etapas secuenciales. La primera consiste en proyectar la cuenta de resultados y el balance de la empresa a lo largo de un horizonte de previsión explícito, normalmente cinco años en la mayoría de los contextos corporativos, aunque la elevada intensidad de capital y la larga vida útil de los activos del sector del petróleo y gas justifican con frecuencia extender este horizonte a diez años o más. Estas proyecciones se sustentan en datos financieros históricos y se complementan con hipótesis específicas del sector: principalmente, una curva de precios de largo plazo para las materias primas, una curva de declive de producción y un calendario de inversiones vinculado a los programas de desarrollo de yacimientos.

La segunda etapa deriva el *Free Cash Flow to the Firm* (FCFF), también denominado flujo de caja libre no apalancado, para cada año proyectado:

FCFF = EBIT × (1 − Tipo impositivo) + Depreciación y Amortización − Inversión en Capital ± Variación en Capital Circulante

La ventaja conceptual del FCFF es que hace la valoración independiente de la estructura de capital, lo que permite comparar directamente el valor empresarial de compañías con perfiles de financiación materialmente distintos, una consideración práctica relevante dado el diferente nivel de apalancamiento entre los principales comparables del sector (Damodaran, 2006).

La tercera etapa consiste en estimar el *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), que actúa como tasa de descuento aplicada a los flujos de caja proyectados:

WACC = We × Re + Wd × Rd × (1 − Tc)

Donde We y Wd representan los pesos, a valor de mercado, de los recursos propios y la deuda; Re es el coste del capital propio; Rd es el coste de la deuda antes de impuestos; y Tc es el tipo del impuesto sobre sociedades. El coste del capital propio se estima mediante el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), desarrollado por Sharpe (1964) y Lintner (1965):

Re = Rf + β × (Rm − Rf)

El coeficiente beta recoge la sensibilidad de los rendimientos de la empresa a los movimientos del mercado y se estima habitualmente desapalancando las betas de compañías cotizadas comparables y re-apalancándolas a la estructura de capital objetivo mediante la ecuación de Hamada (1972). Fama

y French (1997) documentaron las limitaciones de las tasas de descuento derivadas del CAPM, en particular la inestabilidad de las estimaciones de beta sectoriales, una advertencia que cobra especial relevancia en el sector del petróleo y gas dada la elevada correlación entre los rendimientos empresariales y los movimientos del precio de las materias primas.

La cuarta etapa estima el Valor Terminal, que recoge el valor presente de todos los flujos de caja más allá del horizonte de previsión explícito. Koller, Goedhart y Wessels (2010) documentan que el Valor Terminal representa habitualmente entre el sesenta y el ochenta por ciento del valor empresarial implícito total, lo que otorga a sus hipótesis subyacentes una influencia desproporcionada sobre el resultado global. Se aplican dos enfoques de forma estándar. El *Gordon Growth Model* asume que los flujos de caja crecen a perpetuidad a una tasa constante *g*:

Valor Terminal = FCFn × (1 + g) / (WACC − g)

El enfoque del múltiplo de salida aplica un múltiplo EV/EBITDA, derivado de compañías comparables, al EBITDA proyectado del año terminal. Ambos enfoques se aplican generalmente de forma simultánea como verificación de coherencia.

La quinta etapa agrega los valores presentes descontados de los flujos de caja proyectados y el Valor Terminal para obtener el Valor Empresarial total, del que se deduce la deuda financiera neta para obtener el Valor de los Recursos Propios implícito.

La principal limitación del modelo DCF es su bien documentada sensibilidad a las hipótesis de entrada. Copeland, Koller y Murrin (2000) demostraron que variaciones pequeñas en la tasa de crecimiento proyectada, el margen operativo o la tasa de descuento pueden producir resultados notablemente distintos. En el sector del petróleo y gas, esta sensibilidad se agrava por la incertidumbre en torno a los precios de largo plazo de las materias primas, los factores de recuperación de reservas y los costes futuros de desarrollo, todos ellos en gran medida exógenos y resistentes a una estimación precisa. Estas limitaciones refuerzan la necesidad de llevar a cabo un análisis de sensibilidad exhaustivo y de complementar la valoración por DCF con metodologías de valoración relativa.

6.3 Valoración por múltiplos de mercado (trading comparables)

El análisis por múltiplos de mercado en el sector de *oil & gas* exige, en primer lugar, una selección cuidadosa de los denominadores más informativos. Los múltiplos de beneficio convencionales, como el PER, resultan especialmente poco fiables en esta industria por dos razones estructurales. La primera es la magnitud de la depreciación, agotamiento y amortización (DD&A): en compañías con activos *upstream* intensivos en capital, la diferencia entre beneficio neto y flujo de caja operativo puede superar el 40% de los ingresos. La segunda es la volatilidad del precio del crudo, que introduce

fluctuaciones contables que distorsionan la comparación entre períodos. Por tanto, el múltiplo de referencia primario en el sector es el EV/EBITDA, que elimina el efecto de las políticas de amortización y de la estructura de capital.

A continuación, se muestran dos figuras de elaboración propia que muestran los múltiplos a lo largo del ciclo y en un momento determinado (2025). Para el primero, cabe destacar que pico generalizado de 2020 refleja el desplome del EBITDA durante la crisis del COVID-19, que distorsionó los múltiplos al alza de forma transitoria. Desde 2021, el sector ha convergido hacia un rango comprimido de entre 3x y 5x, lo que indica una normalización de los beneficios operativos sostenida por la recuperación de los precios del crudo.

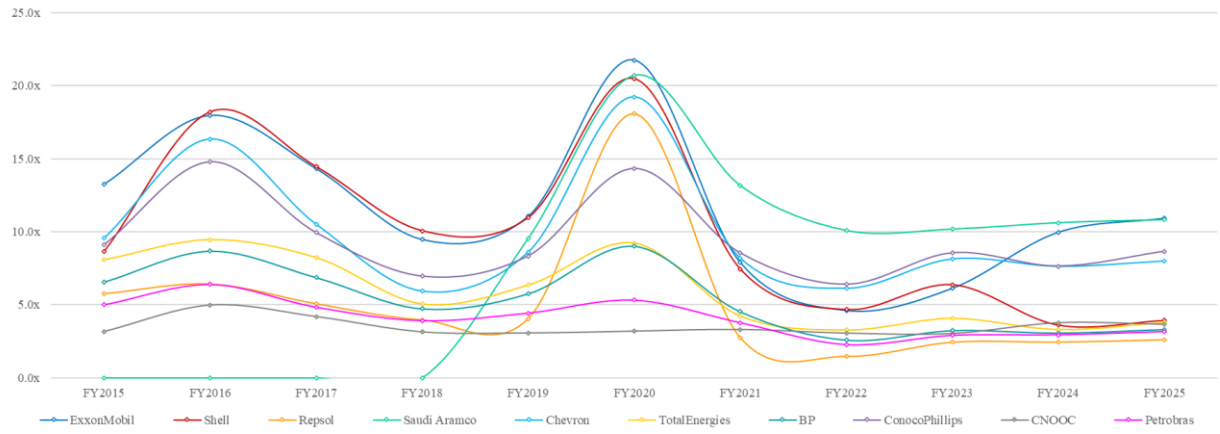

Figura 1. Múltiplos EV / EBITDA a lo largo del ciclo

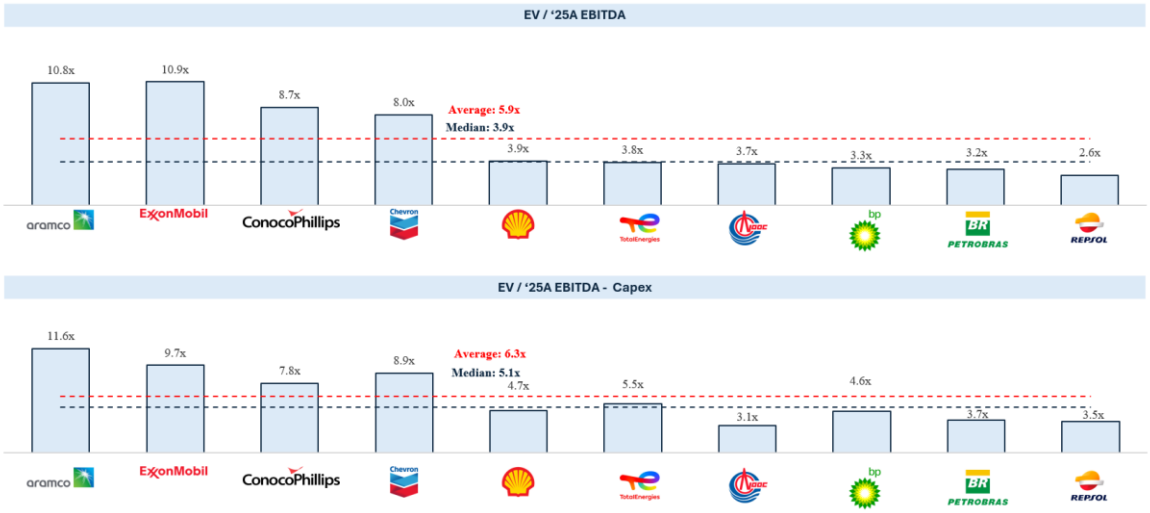

Figura 2. Múltiplos EV / EBITDA y EV / EBITDA – Capex (2025)

Para la lectura del segundo gráfico, cabe destacar que el EV/EBITDA tampoco es neutro en un sector con ciclos de capex tan pronunciados. Una compañía que invierte agresivamente en crecimiento orgánico presenta un EBITDA elevado pero un flujo de caja libre deprimido, lo que infla el múltiplo respecto a un operador maduro con capex de mantenimiento. Para corregir esta distorsión, el múltiplo

EV/(EBITDA-Capex) resulta más representativo de la capacidad real de generación de caja. Los datos de FY2025 confirman esta divergencia: la mediana del grupo de comparables se sitúa en 3,9x EV/EBITDA y en 5,1x EV/(EBITDA-Capex), con una dispersión significativa que refleja las diferencias en intensidad de capital entre operadores. Saudi Aramco y ExxonMobil cotizan en la parte alta del rango, con múltiplos de 10,8x y 10,9x EV/EBITDA respectivamente, mientras que Repsol, BP y Petrobras se sitúan en la banda inferior, por debajo de 4,0x.

La construcción del grupo de comparables exige además ajustes por tres factores estructurales que afectan a la comparabilidad directa de los múltiplos. El primero es la mezcla de producción: las compañías con mayor peso de gas natural presentan perfiles de flujo de caja más estables pero con menor sensibilidad al precio del crudo, lo que justifica múltiplos distintos. El segundo es el grado de integración vertical: las majors integradas, con operaciones de refino y comercialización que amortiguan la volatilidad upstream, no son directamente comparables con operadores puramente upstream como ConocoPhillips. El tercero es la estructura de capital: Saudi Aramco, con deuda neta prácticamente nula y el respaldo implícito del Estado saudí, merece una prima estructural sobre compañías con apalancamiento significativo.

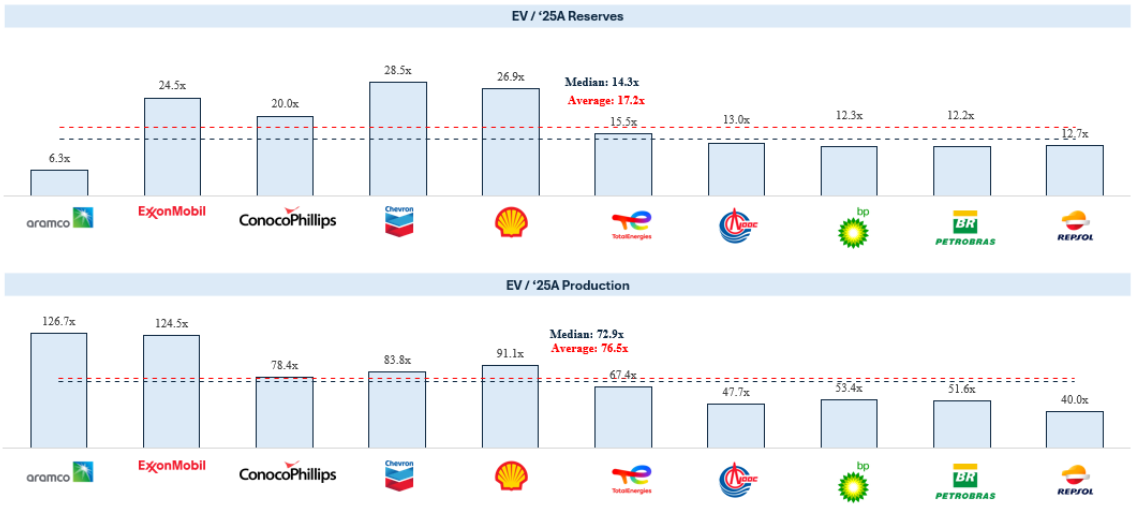

Figure 3. Múltiplos EV / Reservas 2P y EV / Producción (2025)

Por otro lado, la Figura 3 presenta una selección de múltiplos de EV/Reservas 2P y el EV/Producción a través de compañía integradas. Se tratan de múltiplos de activo, no de resultado, por lo que miden la valoración del mercado por el inventario de recursos probados y probables y por la capacidad de extracción, aislando así la volatilidad del precio del crudo como las distorsiones de capex que afectan al EBITDA. Los datos de FY2025 sitúan la mediana del grupo en 14,3x EV/Reservas 2P (media de 17,2x) y en 72,9x EV/Producción (media de 76,5x), con una dispersión muy marcada que refleja diferencias estructurales en la calidad, vida y coste de desarrollo de las bases de reservas.

El dato más relevante del gráfico es la posición aparentemente contradictoria de Saudi Aramco, que cotiza como la compañía más barata del grupo en EV/Reservas 2P (6,3x, menos de la mitad de la mediana) y, simultáneamente, como la más cara en EV/Producción (126,7x, prácticamente empatada con ExxonMobil en 124,5x). Lejos de ser una anomalía, esta divergencia es precisamente el reflejo del elevado ratio reservas/producción (vida de reservas) de Aramco. La base de reservas de la compañía es tan grande en relación con el Enterprise Value que cada barril de reservas resulta "barato", mientras que su producción corriente, deliberadamente moderada es comparativamente reducida frente a un EV elevado, lo que dispara el múltiplo de producción. En el extremo opuesto, las majors integradas con reservas de vida más corta y mayor rotación, Chevron (28,5x), Shell (26,9x) y ExxonMobil (24,5x), encabezan el EV/Reservas, mientras que Repsol (12,7x), Petrobras (12,2x), bp (12,3x) y Equinor (13,0x) se agrupan en la banda inferior, en torno a la mediana o por debajo.

6.4 NAV (Net Asset Value) y valoración de reservas

El valor neto de los activos (*Net Asset Value*, NAV) constituye la metodología de valoración específica del sector y actúa, en la práctica, como suelo estructural del análisis. En lugar de descontar los flujos libres de caja de la compañía en su conjunto, descuenta los flujos asociados a cada categoría de reservas por separado, asignando a cada una tasa de descuento que refleja su grado de certeza geológica y su perfil de riesgo de desarrollo. El resultado es, por tanto, una suma de partes anclada en activos físicos verificables.

La clasificación de reservas sobre la que opera el NAV sigue los criterios del *Petroleum Resources Management System* (PRMS), marco técnico aprobado por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) y adoptado como referencia de buenas prácticas a nivel mundial. Las reservas probadas (1P) son aquellas que pueden recuperarse con razonable certeza bajo condiciones económicas y operativas vigentes. Las probables (2P) incorporan volúmenes adicionales menos seguros que las probadas pero más ciertos que las posibles (3P). El PRMS habla de probabilidad de recuperación, es decir, de la probabilidad de que los volúmenes declarados en cada categoría sean efectivamente extraídos y comercializados bajo condiciones económicas y operativas realistas. Por ejemplo, para las probadas (1P), debe existir "al menos una probabilidad del 90 % de que las cantidades efectivamente recuperadas igualen o superen el volumen declarado" (PwC, 2011, p. 35).

Los estándares de divulgación a los que se someten las compañías del sector determinan, a su vez, la calidad de los datos sobre los que descansa el NAV. La SEC, mediante la modificación de su *Final Rule* en vigor desde diciembre de 2009, exige la divulgación de reservas probadas desarrolladas, probadas no desarrolladas y totales probadas, desagregadas por área geográfica; dicha norma alinea sus definiciones con las del PRMS. Para compañías que reportan bajo IFRS, el marco contable no establece un método de valoración de reservas, pero sí exige que las estimaciones utilizadas en el

cálculo de la amortización por unidad de producción y en los test de deterioro sean consistentes con las declaradas públicamente. Por ello, la elección entre reservas probadas (1P) y probadas más probables (2P) como base del cálculo de la depreciación y amortización constituye una decisión de política contable con impacto directo sobre los activos del balance (PwC, 2011, p. 31).

La relación entre el NAV y los estados financieros bajo US GAAP se articula principalmente a través de la *Standardized Measure of Discounted Future Cash Flows* (SMDCF), información suplementaria obligatoria conforme al *Accounting Standards Codification* (ASC) 932. Este indicador descuenta al 10 % anual los flujos netos de caja atribuibles a las reservas probadas, utilizando precios medios de los doce meses anteriores al cierre del ejercicio. Su limitación es conocida: el tipo de descuento uniforme del 10 % no diferencia entre categorías de reservas ni refleja el coste de capital específico de cada compañía. Por este motivo, la comunidad de analistas complementa la SMDCF con modelos NAV propios donde se ajusta tasas y precios, superando así la rigidez normativa del indicador contable.

El NAV actúa, en consecuencia, como complemento estructural del DCF y no como su sustituto. Mientras el DCF corporativo capitaliza el conjunto de flujos futuros de la empresa, incluidas las opciones de crecimiento, la inversión en exploración y los beneficios de escala de las operaciones integradas, el NAV aisla el valor de los activos en producción y de las reservas ya descubiertas. Esta separación tiene una implicación analítica directa: el NAV define el suelo de valoración, es decir, el valor mínimo al que debería cotizar una compañía si el mercado no atribuyese ningún valor a su capacidad de crecimiento futuro ni a sus opciones de exploración. La distancia entre el precio de mercado y el NAV mide, por tanto, la prima que el inversor paga por el crecimiento y la optionalidad. En compañías con reservas extensas y proyectos de desarrollo de larga maduración, como Saudi Aramco o ExxonMobil, esta prima puede ser sustancial. En compañías en fase de liquidación de reservas sin reposición, el precio debería converger hacia el NAV.

6.5 Valoración por transacciones precedentes

La valoración por transacciones precedentes consiste en inferir el valor implícito de una empresa a partir de los múltiplos pagados en adquisiciones comparables consumadas en el mercado. A diferencia de los múltiplos de cotización, este método incorpora la prima de control: el precio que un comprador estratégico abona por encima del valor de mercado para obtener el gobierno efectivo de los activos (Koller, Goedhart y Wessels, 2020, p. 627). En sectores con activos de larga vida y costes de reposición elevados, como el *upstream* de petróleo y gas, esta prima incorpora también el coste de desarrollar nuevas reservas equivalentes en el subsuelo. Damodaran (2009, p. 32) trata el desarrollo de reservas como una opción real: el precio implícito por barril en tierra que el adquirente acepta pagar no puede ser inferior al coste de reproducir esa posición geológica a través de exploración y perforación propias.

La base de datos utilizada cubre diecinueve transacciones cerradas entre octubre de 2018 y octubre de 2023, todas ellas en el segmento *upstream* norteamericano, con la excepción de cuatro operaciones de *midstream* y una de *downstream* que sirven de referencia sectorial. Los adquirentes incluyen *majors* integradas, como ExxonMobil, Chevron y ConocoPhillips, así como independientes de primer nivel, como Devon Energy, Occidental Petroleum o APA Corporation. El valor de empresa (*enterprise value*, EV) de las operaciones analizadas oscila entre los 900 millones de dólares de la adquisición de WPX Energy por Devon y los 64.500 millones de la compra de Pioneer Natural Resources por ExxonMobil en octubre de 2023. La muestra incluye transacciones ejecutadas bajo distintas condiciones de ciclo: desde el *oversupply* de 2019-2020 hasta el superciclo de precios de 2022-2023.

¿Qué múltiplo emplea el mercado para agregar información tan heterogénea? El cociente EV/2P, es decir, el valor de empresa dividido entre las reservas probadas y probables expresadas en barriles equivalentes de petróleo, es el estándar de referencia en transacciones upstream. Como se ha discutido en el epígrafe anterior, las reservas 2P se definen como aquellas cuya extracción presenta una probabilidad igual o superior al 50%, lo que las convierte en la medida de volumen con mayor poder predictivo sobre los flujos de caja futuros del activo (SPE et al., 2018, p. 35). Su ventaja sobre el EV/EBITDA es que neutraliza la distorsión de los beneficios a corto plazo que introduce la volatilidad del precio del crudo. El EV/2P elude esta trampa porque su denominador, la dotación geológica de reservas, no fluctúa con el precio del crudo.

La dispersión de los múltiplos observados en la muestra es amplia. La media aritmética se sitúa en 7,3x y la mediana en 7,2x, pero los valores individuales oscilan entre un mínimo de 2,9x, registrado en la adquisición de Sanchez Energy por Mesquite en enero de 2020, y un máximo de 14,0x, correspondiente a la compra de Anadarko Petroleum por Occidental en septiembre de 2018. El par más ilustrativo para entender los determinantes de esta dispersión es precisamente Anadarko y WPX Energy, cuyas transacciones presentan el mayor contraste pedagógico de la muestra.

Anadarko fue adquirida por Occidental a 14,0x EV/2P con un EV de 57.000 millones de dólares y unas reservas 2P de 5.900 millones de barriles equivalentes. WPX fue adquirida por Devon a 2,9x EV/2P con un EV de 6.000 millones y unas reservas de 650 millones de barriles. Ambas son compañías upstream norteamericanas con activos en la cuenca Pérmica y en el midcontinent. La diferencia de 11x en el múltiplo no refleja, por tanto, una heterogeneidad geológica radical, sino otros dos factores. El primero es el momento del ciclo: la operación de Anadarko se cerró en pleno supercycle de 2018, con el WTI por encima de los 70 dólares por barril y la industria en fase de expansión del capital upstream; la operación de Devon, por el contrario, se ejecutó en julio de 2020, cuando la pandemia había reducido enormemente la demanda y el rig count norteamericano había caído más de un 60% respecto a los máximos previos. El segundo factor es la dinámica de puja: la

adquisición de Anadarko se convirtió en una guerra de ofertas competitiva entre Occidental y Chevron, que elevó el precio final por encima del valor fundamental de los activos. Este efecto de subasta no está presente en la operación Devon-WPX, negociada bilateralmente en un entorno de estrechez financiera para el sector.

Es por ello relevante volver a la base teórica de este trabajo: los múltiplos de transacción no son parámetros estables, sino variables que el ciclo crediticio y la estructura competitiva de la operación modulan de forma significativa. Precisamente por ello, su interpretación debe anclarse en un contexto macroeconómico, en el mecanismo causal que la TACE describe: en fases de expansión crediticia, los compradores descuentan a tasas bajas, lo que se traduce en múltiplos elevados; en fases de liquidación, el proceso inverso comprime los múltiplos que suponen pagar una prima sobre el. valor de reposición de las reservas.

La limitación más relevante de este método afecta específicamente a Saudi Aramco. La compañía carece de comparables estatales cotizados en mercados de referencia, y las escasas transacciones parciales ejecutadas en su capital, como la OPV de 2019, no constituyen adquisiciones de control en el sentido técnico del método. Los únicos precedentes de adquisición de compañías nacionales de petróleo de escala comparable, como la integración de Kuwait Petroleum o la consolidación de ADNOC, son operaciones intraestado sin precio de mercado observable. Por tanto, para Aramco no es posible extraer un rango EV/2P a partir de transacciones precedentes con el mismo rigor metodológico que para las compañías cotizadas de la muestra.

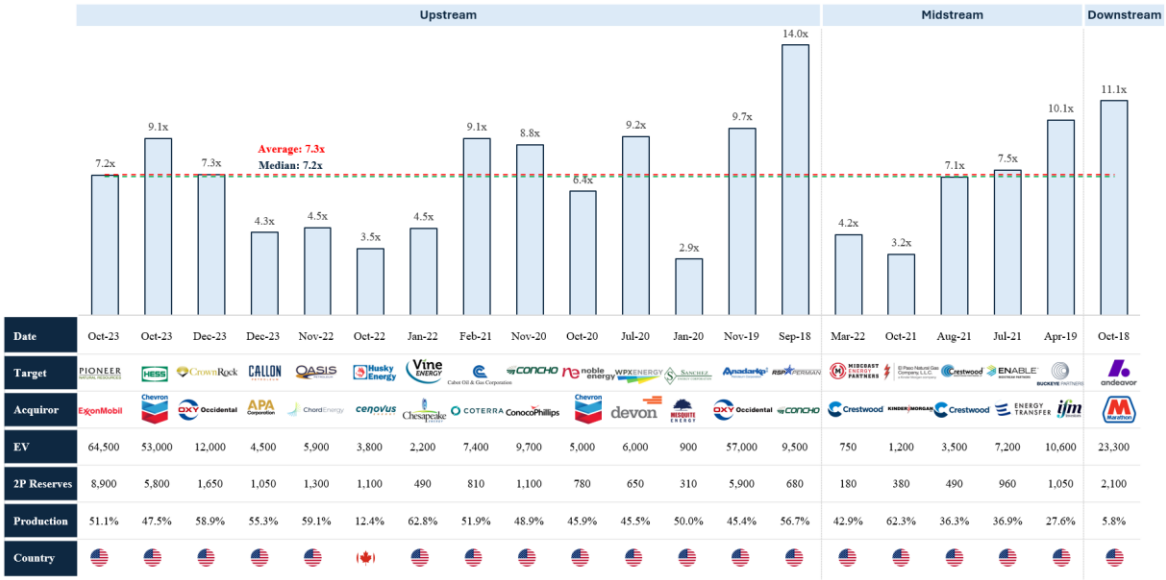

Figura 4. Transacciones Precedentes 2018-2023

7. Análisis de valoración: resultados y comparativa

7.1 Supuestos macroeconómicos y de mercado (2025)

El análisis del entorno sectorial que enmarca las valoraciones desarrolladas en este trabajo toma como referencia central el informe elaborado por el equipo de análisis de renta variable de Goldman Sachs sobre las grandes compañías petroleras integradas europeas y Saudi Aramco, publicado el 12 de diciembre de 2025 (Della Vigna et al., 2025). El informe ofrece una lectura simultánea de las variables de oferta y demanda, del ciclo inversor y de la rentabilidad para el accionista que resulta especialmente pertinente para este trabajo por dos razones.

En primer lugar, su cobertura incluye tres de las cuatro compañías objeto de estudio, con estimaciones explícitas de flujo de caja descontado y precio de equilibrio de retribución total por compañía. En segundo lugar, las conclusiones del informe ilustran con precisión el mecanismo de autocorrección del ciclo inversor que la Teoría Austriaca del Ciclo Económico predice: la disciplina de capital inducida por los precios bajos sienta las bases del déficit de oferta que Goldman Sachs anticipa para el segundo semestre de 2027.

a) Oferta

El panorama de oferta a finales de 2025 estaba condicionado por la convergencia de dos fenómenos estructurales. El primero era el crecimiento sostenido de la producción no-OPEP, que Goldman Sachs proyectaba generaría un excedente de aproximadamente 2,0 millones de barriles diarios en 2026, con Rusia como variable de incertidumbre al alza. El segundo era la maduración simultánea de una oleada de proyectos de GNL cuya gestación se remontaba a las decisiones de inversión tomadas entre 2018 y 2022, cuando los precios del gas justificaban los umbrales de rentabilidad requeridos. Esta coincidencia temporal entre nueva oferta de crudo y nueva capacidad de licuefacción creaba presiones bajistas coordinadas sobre las dos principales fuentes de ingresos de los majors.

El Brent se había depreciado un 15% en términos interanuales y cotizaba en la banda baja de los 60 dólares por barril a finales de 2025. Goldman Sachs fijaba su estimación base para 2026 en 60 dólares, 2 dólares por debajo tanto del consenso de Bloomberg como de los futuros a doce meses, mientras que su equipo de materias primas trabajaba con una hipótesis de 56 dólares coherente con el escenario de superávit. La posibilidad de caídas hacia los 40 dólares no era descartada ante una eventual combinación de resiliencia de la oferta no-OPEP y desaceleración de la demanda global.

La excepción dentro del universo de commodities energéticas era el gas natural americano. Las nuevas terminales de exportación de GNL construidas en la costa del Golfo de México estaban

transformando la estructura del mercado doméstico estadounidense, conectando por primera vez de forma sistemática el precio del Henry Hub con la demanda global de GNL. Esta integración progresiva de mercados, combinada con el crecimiento de la demanda eléctrica doméstica vinculada a los centros de datos y a la electrificación industrial, sostenía expectativas alcistas sobre el gas americano incluso en un contexto de debilidad generalizada de commodities. El contrato de verano de 2026 cotizaba en torno a 4,24 dólares por millón de BTU, próximo a la estimación de Goldman de 4,50 dólares.

El refino europeo presentaba una dinámica favorable, sostenida por la reducción estructural de capacidad de destilación en Europa occidental que venía produciéndose desde 2010 como consecuencia de la caída de la demanda de productos refinados y de la presión regulatoria sobre las inversiones en activos fósiles. Esta contracción de la base instalada generaba márgenes sostenidos que beneficiaban desproporcionadamente a las compañías con mayor exposición a refino complejo y biocombustibles.

b) Demanda

La demanda global de hidrocarburos mostraba una resiliencia que contrastaba con las narrativas predominantes sobre aceleración de la transición energética, aunque resultaba insuficiente para absorber el crecimiento de oferta proyectado. Goldman Sachs mantenía una visión constructiva sobre el petróleo en el largo plazo, fundamentada en la expectativa de que los bajos precios de 2026 terminarían deprimiendo la inversión no-OPEP y generando un déficit estructural a partir del segundo semestre de 2027.

En gas natural europeo, el mercado se enfrentaba a una transformación estructural del lado de la oferta que ejercía presión sostenida sobre los precios. La interrupción del tránsito de gas ruso por Ucrania había sido compensada en mayor medida de la esperada por el incremento de importaciones de GNL, principalmente procedente de Estados Unidos y Qatar, lo que eliminaba el componente de escasez que había sostenido los precios en niveles excepcionales durante 2021-2023. Goldman estimaba que el mercado noroccidental europeo podía equilibrarse en el entorno de los altos 20 euros por MWh en ausencia de perturbaciones climáticas, nivel que representaba una normalización sustancial respecto a los máximos del ciclo anterior.

El segmento petroquímico ilustraba con claridad los efectos de la política industrial china sobre los mercados globales de productos intermedios. Durante la década 2010-2020, China acometió una expansión masiva de su capacidad petroquímica, motivada por tres factores concurrentes: la estrategia de sustitución de importaciones impulsada desde el gobierno central, el acceso a financiación a coste reducido a través del sistema bancario estatal, y la integración vertical de las grandes refinerías estatales hacia productos de mayor valor añadido. El resultado fue una

acumulación de capacidad de etileno que excedía en aproximadamente 20 millones de toneladas la demanda que los mercados globales podían absorber a márgenes de ciclo medio. Los cierres anunciados en Europa, de 4,3 millones de toneladas, corregían una fracción mínima de ese excedente, lo que hacía previsible la prolongación del entorno de márgenes deprimidos a medio plazo.

c) Análisis de Ciclo e Inversión en Capex

El sector se encontraba en una fase de transición dentro del ciclo inversor. Tras el período 2021-2024 de disciplina de capital y desapalancamiento, que había permitido a todas las compañías cubiertas alcanzar o superar sus objetivos de ratio de endeudamiento, 2025 había producido una inflexión relevante: el endeudamiento neto agregado de las grandes petroleras europeas había aumentado en 33.000 millones de dólares durante el año, señal de que los flujos de caja operativos resultaban insuficientes para financiar simultáneamente la inversión, el dividendo y la recompra de acciones al nivel comprometido con los mercados.

Goldman Sachs anticipaba que el capex agregado de las grandes europeas se mantendría prácticamente plano en 2026, en torno a 85.000 millones de dólares, con una variación interanual de menos 1%. Esta estabilidad nominal enmascaraba una divergencia creciente entre compañías según la fortaleza de sus respectivos balances. En el contexto global, Chevron y ExxonMobil destacaban por crecimientos del 9% y 4% respectivamente, apoyados en sus adquisiciones recientes y en la mayor capacidad de sus balances para sostener inversión en un entorno de precios bajos. Esta divergencia entre el grupo americano y el europeo en términos de crecimiento del capex tenía implicaciones directas sobre la distribución del crecimiento de producción en el horizonte 2027-2030.

El informe señalaba una ralentización del ciclo inversor de la industria en términos más amplios, tras dos años consecutivos de crecimiento no-OPEP y una expansión superior al 60% en capacidad global de GNL. La rentabilidad decreciente de los proyectos marginales, combinada con la incertidumbre sobre la trayectoria del precio del petróleo, inducía a las compañías a priorizar la preservación del balance sobre el crecimiento de producción. Esta misma disciplina colectiva sentaba las bases del déficit de oferta que Goldman Sachs anticipaba para 2027 en adelante, ilustrando el mecanismo de autocorrección característico de los ciclos de inversión en recursos naturales: los períodos de precio bajo generan la restricción de oferta que eventualmente restaura el equilibrio.

d) Rentabilidad

El deterioro de la rentabilidad sectorial era el elemento central del informe. Goldman Sachs se situaba un 10% por debajo del consenso de Bloomberg para el BPA de 2026 del conjunto de las grandes europeas, divergencia que refleja una visión más pesimista sobre la evolución del precio del Brent y del gas europeo. Esta discrepancia con el consenso había sido parcialmente validada durante 2025:

las revisiones de estimaciones de beneficio para 2026 acumulaban un descenso del 14% a lo largo del año, mientras que el precio de las acciones había subido un 8%, impulsado por el bajo posicionamiento institucional en el sector. La rentabilidad para el accionista sufriría una contracción en 2026: la retribución total esperada descendería al 10,6% desde el 11,7% de 2025, como consecuencia directa de la reducción de los programas de recompra. El dividendo, con una rentabilidad esperada del 6,6%, mostraba mayor estabilidad relativa, mientras que el componente de recompras se reducía al 4,0% desde el 5,4% del ejercicio anterior.

El precio de equilibrio de retribución total, definido como el nivel de Brent necesario para sostener simultáneamente dividendo y recompra de acciones, constituía el indicador más relevante de la sostenibilidad financiera de cada compañía en un entorno de precios bajos. Shell presentaba el umbral más bajo del sector europeo, en 62 dólares por barril para 2026. Equinor y TotalEnergies presentaban umbrales de 76 y 71 dólares respectivamente, por encima del precio base de Goldman para 2026, lo que hacía previsible algún tipo de reducción en sus programas de recompra.

e) Impacto en las Empresas Objeto de Estudio

Saudi Aramco era descrita como la compañía más defensiva del universo global de grandes petroleras. La combinación de la posición de coste más baja del sector, el balance con menor apalancamiento entre las grandes compañías integradas internacionales, y la mayor conversión de flujo de caja libre la situaban en una posición de fortaleza relativa en un contexto de precios bajos. Con un umbral de equilibrio de retribución total de 56 dólares por barril para 2026, presentaba el menor riesgo de recorte de distribuciones del grupo. La deuda fuera de balance, limitada a 3.200 millones de dólares procedentes de sus empresas conjuntas y asociadas, era la más reducida en términos relativos. La ausencia de instrumentos híbridos y la nitidez de su balance consolidado facilitaban la lectura del apalancamiento real de la compañía, en contraste con otros grupos del sector.

Shell era la compañía europea mejor posicionada para el entorno descrito. Su balance presentaba el menor ratio de apalancamiento del grupo europeo, con un 15% de deuda neta sobre capital empleado en 2026, sin instrumentos híbridos ni financiación fuera de balance relevante, lo que le otorgaba capacidad para mantener su programa de recompras incluso en un escenario de Brent a 50 dólares. Su cartera de proyectos incluía GNL Canadá, proyectos de aguas profundas en el Golfo de México y Brasil, y el campo Block SK318 en Malasia, con un perfil de crecimiento de flujos de caja entre los más favorables del sector durante el horizonte 2025-2027. La fortaleza del negocio de GNL y comercialización aportaba además una fuente de ingresos parcialmente desvinculada del precio spot del crudo. Con un umbral de equilibrio de retribución total de 62 dólares por barril, Shell era la única compañía europea para la que Goldman no anticipaba recortes en el programa de recompras bajo ningún escenario de precio razonable.

Repsol presentaba una combinación de factores que la diferenciaban del resto del grupo en el contexto de finales de 2025. Su elevada exposición al gas americano, con una sensibilidad del 3,6% del flujo de caja por cada dólar de variación en el precio del Henry Hub, la situaba como principal beneficiaria del repunte del gas estadounidense. La exposición al refino y a los biocombustibles europeos, la segunda más elevada del sector junto a Galp, añadía un componente de ingresos relativamente desvinculado de la evolución del Brent. El programa de desinversiones aportaba visibilidad sobre el desapalancamiento futuro: con rotaciones de activos renovables en Estados Unidos y España ejecutadas, y potencial adicional en el proyecto Pikka en Alaska, Goldman estimaba una capacidad de reducción de deuda de hasta 2.200 millones de dólares. La compañía cotizaba al múltiplo más bajo del sector, 4,5 veces el DACF estimado para 2025, con un descuento del 40% respecto a su media histórica de veinte años, lo que Goldman interpretaba como una infravaloración no justificada por los fundamentales.

ExxonMobil no formaba parte del universo de cobertura del equipo que elaboró este informe, centrado en las grandes petroleras europeas y Saudi Aramco. Las referencias al grupo americano en el texto son no obstante relevantes: el equipo de cobertura estadounidense de Goldman anticipaba para Exxon un crecimiento del capex del 4% interanual en 2026, apoyado en las adquisiciones recientes de Pioneer Natural Resources y en la expansión de su base de producción en Guyana y Permian. Esta capacidad de crecimiento inversor en un entorno de precios bajos, sostenida por la fortaleza del balance y por la escala de la compañía, situaba a ExxonMobil en una posición competitiva diferenciada respecto a la mayoría de sus pares europeos, que se veían forzados a contener o reducir sus planes de inversión. La integración de Pioneer, cuya producción en la cuenca Pérmica tiene costes de extracción entre los más bajos de la industria no-OPEP, reforzaba adicionalmente la posición de coste de Exxon en un entorno de precios deprimidos.

7.2 Resultados de la valoración por compañía y método

a) Hipótesis comunes

Las diferencias estructurales entre los diferentes segmentos, desde márgenes brutos hasta el apalancamiento operativo y la intensidad de capital, obligan a realizar un planteamiento desagregado de las hipótesis que sustentan los resultados de la valoración fundamental.

En primer lugar, los ingresos del segmento upstream se construyen como el volumen de producción multiplicado por el precio realizado por cada una de las grandes geografías reportadas en las cuentas de la compañía. El precio realizado se extrae como un diferencial en porcentaje del precio del producto extraído. En caso del petróleo se toma como referencia el precio del Brent, mientras que, en caso del gas seco, el GNL o el etano, se toma de referencia el precio de Henry Hub como

referencia. Cabe destacar que el precio del Brent de referencia se incrementa al largo plazo asumiendo un 100% de traspaso de la inflación. Respecto a los volúmenes, se realiza la simplificación por la cual el precio del mercado es independiente al crecimiento proyectado de producción, considerándose la demanda completamente inelástica.

Respecto a la estructura de costes del área upstream, se contemplan las siguientes categorías: impuestos de producción o royalties, costes de extracción, costes de exploración y otros costes operativos. En el caso de los impuestos de producción, estos se computan como un porcentaje del precio de mercado calculada con una estructura fiscal marginalista, contemplando diferentes tasas a diferentes bandas de precio del Brent o materia prima de referencia. En cuando al resto de costes, se computan costes unitarios por barril extraído con indexación a largo plazo. Cabe destacar que, a pesar de ser deducibles por impuestos, los gastos de extracción se consideran *non-cash* actuando así como un gasto de depreciación, con la posibilidad de actuar sobre la base imponible de impuestos pero sin afectar al estado de flujos de caja.

Tanto como el capex de mantenimiento como el de expansión se estiman de forma similar a los gastos, de manera unitaria respecto a la producción

Por otro lado, en los segmentos de Marketing, y Refining, se ha llevado a cabo una estructura simplificada del modelo de negocio, mediante la proyección de unos ingresos a los cuales se aplica un margen de EBITDA. En el caso de las divisiones de Chemicals, el enfoque es mixto con respecto a los dos segmentos anteriormente comentados. La proyección de ingresos se realiza de manera unitaria por niveles de producción y aplicando un margen respecto a la materia prima de referencia (en la mayoría de casos el precio del barril de Brent). No obstante, debido a la elevada complejidad de la estructura de costes de producción, los costes se toman como porcentaje de ventas, asumiendo una moderada expansión causada por las economías de escala logradas.

En cuanto a las hipótesis financieras, se asume una deuda bullet a ser refinanciada cada 5 años desde la fecha de valoración a los mismos niveles de apalancamiento históricos de la compañía (en el caso de la valoración por DDM) y a 2.5-3.0x EBITDA en la valoración de LBO. El coste de la deuda se mantiene en los mismos niveles que los históricos con aproximadamente un margen de 3% con respecto al EURIBOR (para las empresas europeas) y el bono del tesoro americano (para las empresas internacionales

Finalmente, debido a la gran sensibilidad de la hipótesis de coste de capital de los inversores de equity, el enfoque adoptado se realiza de forma desagregada por división y de manera independiente por compañía. Así se busca reflejar no sólo los perfiles de riesgo de los activos (resultantes a la volatilidad del modelo de negocio que operan o su exposición geográfica) si no también el papel que juegan de forma ponderada en la cartera de un operador integrado de la industria petrolera y gasística.

	Exxon		Shell		Saudi		Repsol	
	Cost of Equity	Cashflow	Cost of Equity	Cashflow	Cost of Equity	Cashflow	Cost of Equity	Cashflow
Upstream	16.5%	69.0%	15.0%	36.0%	9.5%	90.0%	19.0%	46.0%
Midstream	0.0%	0.0%	8.5%	42.0%	7.5%	2.0%	0.0%	0.0%
Refining & Chemicals	14.0%	25.0%	11.0%	14.0%	12.5%	5.0%	15.5%	40.0%
Marketing	12.0%	6.0%	13.5%	8.0%	9.5%	2.0%	14.5%	14.0%
Blended	**15.6%**		**11.6%**		**9.5%**		**17.0%**	

Respecto a ExxonMobil, el coste de capital del segmento Upstream, estimado del 16,5%, recoge tres fuentes de riesgo diferenciadas. En primer lugar, la ciclicidad de costes propia de la Cuenca Pérmica, donde los puntos de equilibrio se deterioran materialmente en entornos inflacionarios. En segundo lugar, la incertidumbre regulatoria acumulada por las sucesivas administraciones estadounidenses en materia de permisos y emisiones de metano. En tercer lugar, la concentración de producción en Guyana, nación fronteriza de capacidad institucional limitada y sin historial de producción sostenida a gran escala. La fortaleza de balance de la compañía mitiga parcialmente estos factores, situando su coste de capital por debajo del de Repsol pese a una exposición comparable al precio del crudo. El segmento Refining & Chemicals, refleja el acceso a crudo WTI con descuento en sus instalaciones de la Costa del Golfo, en ausencia del coste de carbono que el régimen europeo de derechos de emisión impone a sus comparables continentales. El segmento Marketing, al 12,0%, concentrado en lubricantes de marca y una red minorista predominantemente estadounidense.

Por otro lado, el coste de capital de Shell es el más bajo de la selección de compañías, influenciado por la concentración del 42% la caja generada de la cartera en el segmento Midstream. Dichos activos, operan bajo marcos tarifarios que limitan tanto el potencial alcista como el bajista, generando retornos de naturaleza cuasi-regulada del 8,5%. El coste de capital del segmento Upstream, del 15,0%, combina la estabilidad parcial de los contratos firmes de gas natural licuado en Qatar y Australia con el riesgo político recurrente en Nigeria, las crecientes obligaciones de desmantelamiento de los activos maduros del Mar del Norte, y los riesgos de ejecución técnica propios de las operaciones en aguas profundas del Golfo de México y Brasil. El segmento Refining & Chemicals, al 11,0%, acumula la plena exposición al régimen europeo de derechos de emisión, la menor flexibilidad de cesta de crudos de sus instalaciones en Rotterdam respecto a los comparables del Golfo de México, y el riesgo de deterioro del valor terminal que la política de descarbonización de la Unión Europea proyecta sobre la capacidad de refino más allá de 2035. El segmento Marketing, al 13,5%, el más elevado del grupo en ese segmento, refleja la mayor exposición del sector a la disrupción por electrificación en múltiples mercados desarrollados, a lo que se añade la incertidumbre sobre la economía unitaria de su negocio de recarga de vehículos eléctricos.

Respecto a Saudi Aramco, el coste de capital responde en su mayoría al segmento de Upstream. El 8.5% refleja la prima de seguridad que los inversores atribuyen a activos con costes de extracción de

entre dos y tres dólares por barril en los grandes yacimientos del país, respaldados por garantía soberana y exentos de riesgo político doméstico en tanto el Estado actúa simultáneamente como propietario y regulador. Esta misma estructura, no obstante, comprime el retorno sobre el capital mediante obligaciones de distribución superiores a 70.000 millones de dólares anuales y la asignación de recursos hacia las prioridades de la Visión 2030.

Finalmente, el coste de capital elevado de Repsol refleja la acumulación simultánea de riesgos políticos, regulatorios y de escala que un operador de tamaño intermedio no puede diversificar con la eficacia de un gran grupo integrado. El coste de capital al 19,0% del segmento Upstream es consecuencia de ntecedente de nacionalización del sector de hidrocarburos en Bolivia en 2006, los riesgos de seguridad en las operaciones de Perú y Colombia y las exigencias de inversión de capital a largo plazo en el pre-sal brasileño. Esto es compensado por el coste de 14,5% del segmento de Marketing que combina la estabilidad de la posición dominante en el mercado ibérico de estructura oligopolística con la prima de riesgo exigida por la exposición latinoamericana.

b) Resultados por empresa

		2021A	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2035E	2040E	25E - 30E CAGR
P&L														
Upstream	[USDm]	174,951	273,234	209,238	191,775	170,691	187,882	206,844	227,761	250,837	276,298	449,079	732,418	10.1%
Downstream	[USDm]	183,834	261,515	231,117	244,545	191,293	204,193	217,983	232,725	248,486	265,338	368,867	513,912	6.8%
Corporate	[USDm]	396	439	520	293	293	293	293	293	293	293	293	293	-%
Revenues	[USDm]	359,181	535,188	440,875	436,613	362,276	392,368	425,120	460,778	499,616	541,929	818,239	1,246,623	8.4%
YoY Growth	-	75.4%	49.0%	(17.6%)	(1.0%)	(17.0%)	8.3%	8.3%	8.4%	8.4%	8.5%	8.7%	8.9%	
Other income related to sales	[USDm]	41,287	69,178	54,158	43,833	36,783	39,672	42,803	46,200	49,885	53,884	79,685	118,938	7.9%
Total Revenues	[USDm]	400,468	604,366	495,033	480,446	399,060	432,040	467,923	506,978	549,500	595,813	897,923	1,365,561	8.3%
Growth	[%]	74.2%	50.9%	(18.1%)	(2.9%)	(16.9%)	8.3%	8.3%	8.3%	8.4%	8.4%	8.6%	8.8%	
Production royalties	[USDm]	(38,611)	(91,069)	(61,812)	(53,475)	(32,118)	(35,555)	(39,359)	(43,571)	(48,233)	(53,394)	(112,356)	(233,641)	10.7%
Purchases	[USDm]	(130,000)	(130,851)	(125,660)	(135,848)	(112,836)	(122,161)	(132,307)	(143,350)	(155,373)	(168,468)	(253,891)	(386,118)	8.3%
Producing and manufacturing	[USDm]	(24,000)	(27,177)	(25,739)	(29,406)	(14,611)	(15,992)	(17,511)	(19,181)	(21,018)	(23,039)	(36,644)	(58,714)	9.5%
SG&A	[USDm]	(15,866)	(22,320)	(20,504)	(23,796)	(13,910)	(8,044)	(1,170)	6,839	16,126	26,849	87,562	204,189	-%
Exploratiion	[USDm]	(1,943)	(2,253)	(2,511)	(2,281)	(2,435)	(2,665)	(2,918)	(3,196)	(3,503)	(3,839)	(6,107)	(9,784)	9.5%
Research and development	[USDm]	(1,033)	(1,178)	(1,386)	(1,550)	(1,550)	(1,550)	(1,550)	(1,550)	(1,550)	(1,550)	(1,550)	(1,550)	-%
EBITDA	[USDm]	189,015	329,518	257,421	234,090	221,601	246,073	273,107	302,969	335,950	372,371	574,938	879,944	10.9%
Margin	[%]	47.2%	54.5%	52.0%	48.7%	55.5%	57.0%	58.4%	59.8%	61.1%	62.5%	64.0%	64.4%	
Depreciation	[USDm]	(2,664)	(2,338)	(3,367)	(1,366)	(3,188)	(3,671)	(4,228)	(4,868)	(5,601)	(6,438)	(12,711)	(24,358)	15.1%
EBIT	[USDm]	223,744	325,670	254,883	233,502	218,413	242,401	268,879	298,101	330,349	365,933	562,228	855,586	10.9%
Margin	[%]	55.9%	53.9%	51.5%	48.6%	54.7%	56.1%	57.5%	58.8%	60.1%	61.4%	62.6%	62.7%	
Interest	[USDm]					(5,534)	(5,534)	(31,989)	(31,989)	(31,989)	(31,989)	(53,210)	(81,352)	42.0%
EBT	[USDm]					212,879	236,867	236,890	266,112	298,360	333,944	509,018	774,234	9.4%
Margin	[%]					53.3%	54.8%	50.6%	52.5%	54.3%	56.0%	56.7%	56.7%	
Taxes	[USDm]					(99,734)	(110,563)	(110,199)	(123,411)	(137,977)	(154,038)	(236,601)	(362,117)	9.1%
Net Income	[USDm]					113,145	126,304	126,690	142,701	160,383	179,906	272,417	412,117	9.7%
Margin	[%]					28.4%	29.2%	27.1%	28.1%	29.2%	30.2%	30.3%	30.2%	
CFS														
EBITDA	[USDm]					221,601	246,073	273,107	302,969	335,950	372,371	574,938	879,944	10.9%
Exploration Expenses	[USDm]					2,435	2,665	2,918	3,196	3,503	3,839	6,107	9,784	9.5%
Capex	[USDm]					(53,368)	(58,053)	(63,181)	(68,797)	(74,949)	(81,689)	(126,504)	(197,918)	8.9%
Taxes	[USDm]					(99,734)	(110,563)	(110,199)	(123,411)	(137,977)	(154,038)	(236,601)	(362,117)	9.1%
CFADS	[USDm]					70,933	80,122	102,645	113,957	126,527	140,484	217,940	329,693	14.6%
Cash Conversion	[%]					32.0%	32.6%	37.6%	37.6%	37.7%	37.7%	37.9%	37.5%	
Interest	[USDm]					(5,534)	(5,534)	(31,989)	(31,989)	(31,989)	(31,989)	(53,210)	(81,352)	42.0%
Debt Change	[USDm]					-	407,003	-	-	-	-	-	-	-%
Levered Cash Flow	[USDm]					65,399	481,591	70,655	81,968	94,537	108,494	164,730	248,340	10.7%
Cash Conversion	[%]					29.5%	195.7%	25.9%	27.1%	28.1%	29.1%	28.7%	28.2%	

Figura 5. Resumen del Plan de Negocio Saudi Aramco

El análisis de valoración de Saudi Aramco produce un rango de valor empresa comprendido entre 496.000 y 7.125.000 millones de dólares, con una dispersión entre métodos sustancialmente mayor que la observada en cualquier otra compañía de la muestra. El descuento de dividendos produce un

rango de 2.318.000 a 2.919.800 millones, construido sobre hipótesis de tasa interna de retorno del 10,5% para el primer comprador y del 9,5% para el segundo, con una salida a una rentabilidad sobre flujo de caja libre del 8% y un apalancamiento de 0,4 veces el EBITDA. El análisis de adquisición apalancada amplía ese rango hasta 2.793.000-3.384.400 millones bajo las mismas hipótesis de retorno pero con un apalancamiento de entrada de 2,0 veces el EBITDA, lo que ilustra la sensibilidad de la valoración a la estructura de capital en un activo de flujos estables y predecibles. El descuento de flujos de caja, con un coste medio ponderado de capital del 10,1% y una tasa de crecimiento a perpetuidad del 2,0%, produce el rango más elevado de los métodos fundamentales, entre 5.070.000 y 6.353.500 millones, equivalente a múltiplos de entre 20,6 y 28,7 veces el EBITDA estimado para 2025, reflejo de la longevidad excepcional de la base de reservas y de la estabilidad estructural de los flujos de caja.

Saudi Aramco		Rango Enterprise Value	Rango Equity Value	EV / EqV Medio	EV / EBITDA '25A / '26E	Consideraciones
V. Pública	Precio de Mercado	1,533 | 1,837.9	1,509 | 1,814.0	1,688 / 1,664	6.9x / 8.3x 6.2x / 7.5x	▪ Precio de la acción mínimo, máximo y mediano durante el año fiscal 2025
Valoración Fundamental	DDM	2,318 | 2,919.8	2,294 | 2,896.0	2,597 / 2,573	10.5x / 13.2x 9.4x / 11.9x	▪ IRR de primer comprador de 10.5% ▪ 9.5% IRR Segundo comprador ▪ Salida a 8% FCFy ▪ Apalancamiento 0.4x EBITDA
	LBO	2,793 | 3,384.4	2,769 | 3,360.6	3,068 / 3,044	12.6x / 15.3x 11.3x / 13.8x	▪ IRR de primer comprador de 10.5% ▪ 9.5% IRR Segundo comprador ▪ Salida a 8% FCFy ▪ Apalancamiento 2.0x EBITDA
	DCF	5,070 | 6,353.5	5,046 | 6,329.7	5,664 / 5,640	22.9x / 28.7x 20.6x / 25.8x	▪ WACC 10.1% ▪ PGR 2.0%
V. Libros	NAV	3,331 | 4,257.7	3,307 | 4,233.8	3,758 / 3,734	15.0x / 19.2x 13.5x / 17.3x	▪ WACC 10.3% ▪ PGR 2.0%
Valoración Relativa	Comparables Públicas – EV / EBITDA	643 | 864.2	619 | 840.4	753 / 730	2.9x / 3.9x 2.6x / 3.5x	▪ Entre las comparables se incluyen: Repsol, Petrobras, BP, CNOOC, TE, Shell, Chevron ConocoPhillips, ExxonMobil y Saudi Aramco ▪ 2.6x – 10.8x Rango EV / EBITDA ▪ 40.0x – 126.7x Rango EV / Producción ▪ 6.3x – 28.5x Rango EV / Reservas 3P
	Comparables Públicas – EV / Producción	496 | 1,571.1	472 | 1,547.2	949 / 925	2.2x / 7.1x 2.0x / 6.4x	
	Comparables Públicas – EV / Reservas 2P	1,575 | 7,125.0	1,551 | 7,101.1	4,300 / 4,276	7.1x / 32.2x 6.4x / 29.0x	
	Transacciones Precedentes	1,418 | 2,038.7	1,394 | 2,014.9	1,618 / 1,594	6.4x / 9.2x 5.8x / 8.3x	▪ Transacciones incluyen: Noble Energy, HESS, Pioneeer, WPX Energy, CrownRock ▪ 6.4x – 9.2x Rango EV / EBITDA

Figura 6. Resumen de valoración Saudi Aramco "Football Field"

Los múltiplos de mercado sobre comparables cotizados constituyen, como en el caso de Repsol, el método que arroja el valor más reducido, con un rango de 643.000 a 864.200 millones sobre EV/EBITDA, resultado que refleja la ausencia de comparables estatales cotizados con un perfil de riesgo equivalente y la consiguiente penalización que el mercado aplica por el riesgo de agencia soberano y por las restricciones de producción impuestas por la OPEP. Las transacciones precedentes, referenciadas sobre una muestra que incluye Noble Energy, HESS, Pioneer, WPX Energy y CrownRock en un rango de 6,4 a 9,2 veces el EBITDA, producen un valor empresa de entre 1.418.000 y 2.038.700 millones, situándose en la banda intermedia-baja del conjunto de

métodos y reflejando el descuento habitual que las transacciones privadas incorporan respecto a los métodos fundamentales en activos de escala soberana.

		2021A	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2035E	2040E	25E - 30A CAGR
P&L														
Upsream Revenues	[EURm]	4,449	6,948	4,971	5,068	4,217	4,277	4,475	4,683	4,903	5,134	6,486	8,243	4.0%
Growth	[%]	6.2%	56.2%	(28.5%)	2.0%	(16.8%)	1.4%	4.6%	4.7%	4.7%	4.7%	4.8%	5.0%	
Production costs	[EURm]	(811)	(936)	(876)	(1,118)	(845)	(879)	(922)	(967)	(1,015)	(1,066)	(1,373)	(1,796)	4.7%
Production taxes	[EURm]	(181)	(263)	(190)	(156)	(164)	(173)	(183)	(195)	(208)	(221)	(306)	(431)	6.1%
Other costs	[EURm]	(677)	(773)	(573)	(384)	(428)	(445)	(460)	(476)	(492)	(509)	(606)	(728)	3.5%
Exploration Costs	[EURm]	(367)	(450)	(116)	(95)	(82)	(84)	(88)	(92)	(97)	(102)	(133)	(173)	4.6%
EBITDA E&P	[EURm]	2,413	4,526	3,216	3,315	2,697	2,696	2,821	2,953	3,091	3,236	4,067	5,115	3.7%
Margin	[%]	54.2%	65.1%	64.7%	65.4%	64.0%	63.0%	63.1%	63.1%	63.0%	63.0%	62.7%	62.1%	
EBITDA Refining	[EURm]	-	245	134	41	41	42	43	44	44	45	50	55	2.0%
EBITDA Marketing	[EURm]	1,445	5,189	4,206	2,599	1,978	1,927	1,932	1,936	1,941	1,946	1,974	2,006	(0.3%)
EBITDA Low-Carbon	[EURm]	1,150	927	1,166	1,264	1,264	1,289	1,315	1,341	1,368	1,396	1,541	1,701	2.0%
EBITDA	[EURm]	5,008	10,887	8,722	7,219	5,981	5,954	6,111	6,275	6,445	6,623	7,632	8,877	2.1%
DD&A	[EURm]	(1,285)	(1,487)	(2,398)	(3,817)	(2,905)	(2,979)	(3,028)	(3,078)	(3,129)	(3,182)	(3,467)	(3,791)	1.8%
EBIT	[EURm]	3,723	9,400	6,324	3,402	3,076	2,975	3,083	3,197	3,316	3,441	4,166	5,086	2.3%
Margin	[%]	83.7%	135.3%	127.2%	67.1%	72.9%	69.6%	68.9%	68.3%	67.6%	67.0%	64.2%	61.7%	
Interest	[EURm]					(749)	(749)	(749)	(749)	(1,073)	(1,073)	(1,232)	(1,427)	7.5%
EBT	[EURm]					2,327	2,226	2,334	2,448	2,243	2,368	2,934	3,659	0.4%
Margin	[%]					55.2%	52.1%	52.2%	52.3%	45.8%	46.1%	45.2%	44.4%	
Taxes	[EURm]					(616)	(574)	(615)	(659)	(638)	(676)	(896)	(1,214)	1.9%
Net Income	[EURm]					1,711	1,653	1,719	1,789	1,605	1,692	2,038	2,444	(0.2%)
Margin	[%]					40.6%	38.6%	38.4%	38.2%	32.7%	33.0%	31.4%	29.7%	
CFS														
EBITDA	[EURm]					5,981	5,954	6,111	6,275	6,445	6,623	7,632	8,877	2.1%
Exploration Expenses	[EURm]					82	84	88	92	97	102	133	173	4.6%
Capex	[EURm]					(1,818)	(1,855)	(1,942)	(2,034)	(2,131)	(2,233)	(2,835)	(3,624)	4.2%
Changes in Net Working Capital	[EURm]					194	(411)	(503)	(535)	(569)	(604)	(822)	(1,122)	-%
Taxes	[EURm]					(616)	(574)	(615)	(659)	(638)	(676)	(896)	(1,214)	1.9%
CFADS	[EURm]					3,823	3,198	3,138	3,139	3,204	3,212	3,212	3,090	(3.4%)
Cash Conversion	[%]					63.9%	53.7%	51.3%	50.0%	49.7%	48.5%	42.1%	34.8%	
Interest	[EURm]					(749)	(749)	(749)	(749)	(1,073)	(1,073)	(1,232)	(1,427)	7.5%
Debt Change	[EURm]					-	-	-	5,687	-	-	-	-	-%
Levered Cash Flow	[EURm]					3,074	2,449	2,389	8,076	2,132	2,139	1,980	1,663	(7.0%)
Cash Conversion	[%]					51.4%	41.1%	39.1%	128.7%	33.1%	32.3%	25.9%	18.7%	

Figura 7. Resumen del Plan de Negocio Repsol

El análisis de valoración de Repsol produce un rango de valor empresa comprendido entre 11.340 y 72.346 millones de dólares, con una dispersión especialmente pronunciada en los métodos de valoración relativa como consecuencia de la heterogeneidad de la muestra de comparables. Los métodos fundamentales convergen en una banda más estrecha: el descuento de dividendos arroja un rango de 22.343 a 25.271 millones sobre hipótesis de tasa interna de retorno del 17,0% para el primer comprador y del 15,0% para el segundo, cifras coherentes con el coste de capital estimado para la compañía, mientras que el descuento de flujos de caja, con un coste medio ponderado de capital del 11,5% y una tasa de crecimiento a perpetuidad del 2,0%, produce el rango más elevado de los métodos fundamentales, entre 29.753 y 34.433 millones. El valor neto de los activos, con un rango de 11.351 a 13.298 millones, es el método que arroja la valoración más reducida del conjunto, lo que refleja el elevado componente de activos intangibles y de valor de reservas no reconocido en balance.

Repsol		Rango Enterprise Value	Rango Equity Value	EV / EqV Medio	EV / EBITDA '25A / '26E	Consideraciones
V. Pública	Precio de Mercado	18,239 — 24,619	12,134 — 18,514	20,792 / 14,687	3.0x / 4.1x 3.1x / 4.1x	▪ Precio de la acción mínimo, máximo y mediano durante el año fiscal 2025
Valoración Fundamental	DDM	22,343 — 25,271	16,238 — 19,166	22,386 / 16,281	3.5x / 4.0x 3.6x / 4.0x	▪ IRR de primer comprador de 17.0% ▪ 15.0% IRR Segundo comprador ▪ Salida a 8% FCFy ▪ Apalancamiento 1.8x EBITDA
	LBO	28,259 — 31,756	22,154 — 25,651	28,316 / 22,211	4.5x / 5.0x 4.5x / 5.0x	▪ IRR de primer comprador de 17.0% ▪ 15.0% IRR Segundo comprador ▪ Salida a 8% FCFy ▪ Apalancamiento 3.0x EBITDA
	DCF	29,753 — 34,433	23,648 — 28,328	30,234 / 24,129	4.7x / 5.4x 4.7x / 5.5x	▪ WACC 11. 5% ▪ PGR 2.0%
V. Libros	NAV	11,351 — 13,298	5,246 — 7,193	12,266 / 6,161	1.9x / 2.2x 1.9x / 2.2x	▪ WACC 10.0% ▪ PGR 2.0%
Valoración Relativa	Comparables Públicas – EV / EBITDA	15,550 — 64,591	9,445 — 58,486	40,071 / 33,966	2.6x / 10.8x 2.6x / 10.8x	▪ Entre las comparables se incluyen: Repsol, Petrobras, BP, CNOOC, TE, Shell, Chevron ConocoPhillips, ExxonMobil y Saudi Aramco ▪ 2.6x – 10.8x Rango EV / EBITDA ▪ 40.0x – 126.7x Rango EV / Producción ▪ 6.3x – 28.5x Rango EV / Reservas 3P
	Comparables Públicas – EV / Producción	22,840 — 72,346	16,735 — 66,241	43,682 / 37,577	3.8x / 12.1x 3.8x / 12.2x	
	Comparables Públicas – EV / Reservas 2P	11,340 — 51,300	5,235 — 45,195	30,960 / 24,855	1.9x / 8.6x 1.9x / 8.6x	
	Transacciones Precedentes	38,276 — 55,022	32,171 — 48,917	43,659 / 37,554	6.4x / 9.2x 6.4x / 9.2x	▪ Transacciones incluyen: Noble Energy, HESS, Pioneeer, WPX Energy, CrownRock ▪ 6.4x – 9.2x Rango EV / EBITDA

Figura 8. Resumen de valoración Repsol "Football Field"

El precio de mercado, situado entre 18.239 y 24.619 millones y equivalente a múltiplos de 3,0 a 4,1 veces el EBITDA estimado para 2025, se mantiene por debajo de la totalidad de los métodos fundamentales, resultado consistente con la infravaloración que Goldman Sachs identificaba en la compañía a finales de 2025 y con el descuento del 40% sobre la media histórica de veinte años documentado en el informe sectorial.

		2021A	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2035E	2040E	25E - 30E CAGR
P&L														
Revenues	-	54,746	76,118	59,746	59,112	41,905	45,068	48,517	52,284	56,404	60,915	91,079	140,650	7.8%
YoY Growth	[USDm]	75.6%	39.0%	(21.5%)	(1.1%)	(29.1%)	7.5%	7.7%	7.8%	7.9%	8.0%	8.6%	9.4%	
Production Costs	-	(9,833)	(9,880)	(8,772)	(8,503)	(8,874)	(9,549)	(10,285)	(11,089)	(11,970)	(12,935)	(19,397)	(30,045)	7.8%
Production Taxes	[USDm]	(4,448)	(5,693)	(4,270)	(3,906)	(4,076)	(4,381)	(4,711)	(5,065)	(5,447)	(5,859)	(8,452)	(12,233)	7.5%
Exploration Expenses	[USDm]	(1,423)	(1,712)	(1,750)	(2,411)	(2,540)	(2,760)	(3,003)	(3,271)	(3,567)	(3,895)	(6,161)	(10,065)	8.9%
Other Costs	-	(3,301)	(7,876)	(7,538)	(8,222)	(8,527)	(9,116)	(9,751)	(10,437)	(11,180)	(11,984)	(17,157)	(25,096)	7.0%
EBITDA Upstream	[USDm]	35,741	50,957	37,416	36,070	17,888	19,262	20,768	22,422	24,240	26,242	39,912	63,211	8.0%
Margin	[USDm]	65.3%	66.9%	62.6%	61.0%	42.7%	42.7%	42.8%	42.9%	43.0%	43.1%	43.8%	44.9%	
EBITDA Downstream		17,079	20,042	21,857	23,515	25,044	27,488	30,186	33,167	36,463	40,107	65,098	107,083	
EBITDA	[USDm]	52,820	70,999	59,273	59,585	42,932	46,750	50,954	55,589	60,702	66,349	105,010	170,294	9.1%
YoY Growth	[%]	42.5%	34.4%	(16.5%)	0.5%	(27.9%)	8.9%	9.0%	9.1%	9.2%	9.3%	9.8%	10.4%	
DD&A	[USDm]	(20,210)	(14,610)	(20,653)	(18,727)	(19,820)	(21,631)	(23,633)	(25,850)	(28,308)	(31,036)	(50,056)	(83,261)	9.4%
EBIT	[USDm]	32,610.2	56,388.8	38,619.6	40,858.1	23,111.7	25,119.3	27,321.7	29,739.2	32,394.6	35,313.2	54,954.0	87,032.8	8.8%
Interest	[USDm]					(4,239)	(4,239)	(7,714)	(7,714)	(7,714)	(7,714)	(11,977)	(19,048)	12.7%
EBT	[USDm]					18,872	20,880	19,608	22,025	24,681	27,599	42,977	67,984	7.9%
Taxes	[USDm]					(5,522)	(6,056)	(5,637)	(6,278)	(6,975)	(7,735)	(11,569)	(17,634)	7.0%
Net Income	[USDm]					13,350	14,824	13,970	15,747	17,706	19,865	31,408	50,350	8.3%
CFS														
EBITDA	[USDm]					42,932	46,750	50,954	55,589	60,702	66,349	105,010	170,294	9.1%
Exploration Expenses	[USDm]					2,540	2,760	3,003	3,271	3,567	3,895	6,161	10,065	8.9%
Capex	[USDm]					(22,633)	(24,704)	(26,995)	(29,536)	(32,354)	(35,485)	(57,373)	(95,712)	9.4%
Taxes	[USDm]					(5,522)	(6,056)	(5,637)	(6,278)	(6,975)	(7,735)	(11,569)	(17,634)	7.0%
CFADS	[USDm]					17,317	18,751	21,325	23,046	24,940	27,024	42,230	67,012	9.3%
Cash Conversion	[%]					40.3%	40.1%	41.9%	41.5%	41.1%	40.7%	40.2%	39.4%	
Interest	[USDm]					(4,239)	(4,239)	(7,714)	(7,714)	(7,714)	(7,714)	(11,977)	(19,048)	12.7%
Debt Change	[USDm]					-	63,172	-	-	-	-	-	-	-%
Levered Cash Flow	[USDm]					13,078	77,683	13,611	15,333	17,227	19,311	30,252	47,964	8.1%
Cash Conversion	[%]					30.5%	166.2%	26.7%	27.6%	28.4%	29.1%	28.8%	28.2%	(0.9%)

Figura 6. Resumen del Plan de Negocio Shell

El análisis de valoración de Shell presenta una convergencia entre métodos fundamentales notablemente mayor que la observada en Saudi Aramco, con el descuento de flujos de caja y el análisis de adquisición apalancada agrupados en una banda de 326.000 a 412.100 millones de dólares. El descuento de flujos de caja produce un intervalo de 329.000 a 412.100 millones con un coste medio ponderado de capital del 10,1% y una tasa de crecimiento a perpetuidad del 2,0%, coherente con el rango del análisis de adquisición apalancada de 326.000 a 347.600 millones construido sobre hipótesis de tasa interna de retorno del 11,6% para el primer comprador y del 10,6% para el segundo, lo que refleja la capacidad de generación de caja predecible que aportan los contratos de gas natural licuado a largo plazo. El descuento de dividendos, con un rango de 219.000 a 235.800 millones, produce el intervalo más estrecho y conservador al anclar el valor exclusivamente en el dividendo proyectado sin capturar el programa de recompras, que constituye la parte más relevante de la retribución al accionista en el caso de Shell.

Shell		Rango Enterprise Value	Rango Equity Value	EV / EqV Medio	EV / EBITDA '25A / '26E	Consideraciones
V. Pública	Precio de Mercado	205 | 227.9	167 | 189.9	248 / 210	4.8x / 5.3x 4.4x / 4.9x	▪ Precio de la acción mínimo, máximo y mediano durante el año fiscal 2025
Valoración Fundamental	DDM	219 | 235.8	181 | 197.8	227 / 189	5.1x / 5.5x 4.7x / 5.0x	▪ IRR de primer comprador de 11.6% ▪ 10.6% IRR Segundo comprador ▪ Salida a 8% FCFy ▪ Apalancamiento 1.3x EBITDA
	LBO	326 | 347.6	288 | 309.6	336 / 298	7.6x / 8.1x 7.0x / 7.4x	▪ IRR de primer comprador de 11.6% ▪ 10.6% IRR Segundo comprador ▪ Salida a 8% FCFy ▪ Apalancamiento 2.5x EBITDA
	DCF	329 | 412.1	291 | 374.1	368 / 330	7.7x / 9.6x 7.0x / 8.8x	▪ WACC 10.1% ▪ PGR 2.0%
V. Libros	NAV	183 | 225.8	145 | 187.9	203 / 165	4.3x / 5.3x 3.9x / 4.8x	▪ WACC 10.0% ▪ PGR 2.0%
Valoración Relativa	Comparables Públicas – EV / EBITDA	112 | 463.7	74 | 425.7	288 / 250	2.6x / 10.8x 2.4x / 9.9x	▪ Entre las comparables se incluyen: Repsol, Petrobras, BP, CNOOC, TE, Shell, Chevron ConocoPhillips, ExxonMobil y Saudi Aramco ▪ 2.6x – 10.8x Rango EV / EBITDA ▪ 40.0x – 126.7x Rango EV / Producción ▪ 6.3x – 28.5x Rango EV / Reservas 3P
	Comparables Públicas – EV / Producción	113 | 358.6	75 | 320.6	216 / 179	2.6x / 8.4x 2.4x / 7.7x	
	Comparables Públicas – EV / Reservas 2P	60 | 273.6	23 | 235.6	165 / 127	1.4x / 6.4x 1.3x / 5.9x	
	Transacciones Precedentes	275 | 395.0	237 | 357.0	313 / 275	6.4x / 9.2x 5.9x / 8.4x	▪ Transacciones incluyen: Noble Energy, HESS, Pioneeer, WPX Energy, CrownRock ▪ 6.4x – 9.2x Rango EV / EBITDA

Figura 9. Resumen de valoración Shell "Football Field"

Las transacciones precedentes, referenciadas en un rango de 6,4 a 9,2 veces el EBITDA, amplían el intervalo hasta 275.000 a 395.000 millones por la prima de control y el sesgo temporal de la muestra hacia el superciclo de 2022-2023. El precio de mercado, situado entre 205.000 y 227.900 millones, se aproxima al rango del descuento de dividendos y se mantiene por debajo de los métodos fundamentales de mayor alcance.

El análisis de valoración de ExxonMobil refleja con claridad la dualidad estructural de la compañía entre una base de activos de bajo coste en el Pérmico y Guyana y un precio de mercado que el sector cotiza con descuento en el valle del ciclo. El elemento más llamativo del conjunto es la convergencia entre el descuento de flujos de caja, con un rango de 449.000 a 541.000 millones y un coste medio ponderado de capital del 15,0%, y el precio de mercado, situado entre 449.000 y 535.000 millones, lo que sugiere que la cotización actual descuenta ya de forma implícita el coste de capital elevado que el mercado exige a los activos de la compañía sin incorporar prima alguna por la calidad diferencial del Pérmico o de Guyana. El análisis de adquisición apalancada, con un rango de 748.000 a 866.000 millones construido sobre hipótesis de tasa interna de retorno del 15,6% para el primer comprador y del 13,6% para el segundo, produce el intervalo más elevado de los métodos fundamentales, seguido del valor neto de los activos con 635.000 a 809.000 millones, mientras que el descuento de dividendos, al 589.000-707.000 millones, ancla el valor en la capacidad de distribución sostenida que Exxon ha mantenido durante cuatro décadas consecutivas de dividendos crecientes.

		2022A	2023A	2024A	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2035E	2040E	25E - 30A CAGR
P&L														
Chemicals	-	28,628	27,620	22,265	23,900	24,378	25,612	26,907	28,269	29,699	31,202	39,937	51,116	5.1%
Refining & Marketing	-	17,409	33,428	30,256	22,495	23,279	24,822	26,475	28,246	30,146	32,183	44,821	62,852	6.7%
Upstream	-	65,874	101,915	77,083	84,650	78,512	84,006	89,909	96,254	103,077	110,415	156,421	223,312	7.1%
Revenues	[USDm]	111,911	162,963	129,604	131,045	126,169	134,439	143,291	152,769	162,922	173,799	241,179	337,280	6.6%
Growth	[%]	69.9%	45.6%	(20.5%)	1.1%	(3.7%)	6.6%	6.6%	6.6%	6.6%	6.7%	6.8%	7.0%	
Costs	[USDm]	(43,793)	(71,663)	(59,851)	(54,411)	(56,123)	(58,721)	(61,454)	(64,330)	(67,358)	(70,546)	(89,237)	(113,613)	4.7%
Exploration Expenses	[USDm]	(1,056)	(1,026)	(751)	(828)	(875)	(925)	(978)	(1,035)	(1,095)	(1,159)	(1,543)	(2,067)	5.8%
EBITDA	[USDm]	67,061	90,274	69,002	75,805	69,171	74,793	80,859	87,405	94,469	102,095	150,398	221,600	8.1%
Margin	[%]	59.9%	55.4%	53.2%	57.8%	54.8%	55.6%	56.4%	57.2%	58.0%	58.7%	62.4%	65.7%	
DD&A	[USDm]	(19,346)	(22,468)	(19,196)	(22,186)	(23,103)	(24,118)	(25,182)	(26,297)	(27,466)	(28,692)	(35,786)	(44,833)	4.4%
EBIT	[USDm]	47,715	67,806	49,806	53,619	46,068	50,675	55,677	61,108	67,003	73,403	114,612	176,767	9.8%
Margin	[%]	42.6%	41.6%	38.4%	40.9%	36.5%	37.7%	38.9%	40.0%	41.1%	42.2%	47.5%	52.4%	
Interest	[USDm]					(2,294)	(2,294)	(10,284)	(10,284)	(10,284)	(10,284)	(15,170)	(22,345)	35.0%
EBT	[USDm]					43,774	48,381	45,393	50,824	56,719	63,119	99,442	154,422	7.6%
Margin	[%]					34.7%	36.0%	31.7%	33.3%	34.8%	36.3%	41.2%	45.8%	
Taxes	[USDm]					(15,163)	(16,616)	(15,460)	(17,168)	(19,005)	(20,982)	(31,817)	(47,629)	6.7%
Net Income	[USDm]					28,611	31,765	29,934	33,656	37,714	42,137	67,625	106,793	8.1%
Margin	[%]					22.7%	23.6%	20.9%	22.0%	23.1%	24.2%	28.0%	31.7%	
CFS														
EBITDA	[USDm]					69,171	74,793	80,859	87,405	94,469	102,095	150,398	221,600	8.1%
Exploration Expenses	[USDm]					875	925	978	1,035	1,095	1,159	1,543	2,067	5.8%
Capex	[USDm]					(21,601)	(22,518)	(23,477)	(24,479)	(25,526)	(26,621)	(32,893)	(40,749)	4.3%
Taxes	[USDm]					(15,163)	(16,616)	(15,460)	(17,168)	(19,005)	(20,982)	(31,817)	(47,629)	6.7%
CFADS	[USDm]					33,282	36,584	42,901	46,793	51,033	55,650	87,232	135,289	10.8%
Cash Conversion	[%]					48.1%	48.9%	53.1%	53.5%	54.0%	54.5%	58.0%	61.1%	
Interest	[USDm]					(2,294)	(2,294)	(10,284)	(10,284)	(10,284)	(10,284)	(15,170)	(22,345)	35.0%
Debt Change	[USDm]					-	145,273	-	-	-	-	-	-	-%
Levered Cash Flow	[USDm]					30,988	179,563	32,617	36,509	40,749	45,366	72,062	112,944	7.9%
Cash Conversion	[%]					44.8%	240.1%	40.3%	41.8%	43.1%	44.4%	47.9%	51.0%	

Figura 10. Resumen del Plan de Negocio ExxonMobil

Las transacciones precedentes amplían el rango hasta 807.000 a 1.161.000 millones, impulsado por la prima de control y por el peso en la muestra de la adquisición de Pioneer Natural Resources en 2023 por aproximadamente 60.000 millones de dólares, operación que estableció un listón elevado para el múltiplo de valor empresa sobre reservas en el segmento de exploración y producción norteamericano.

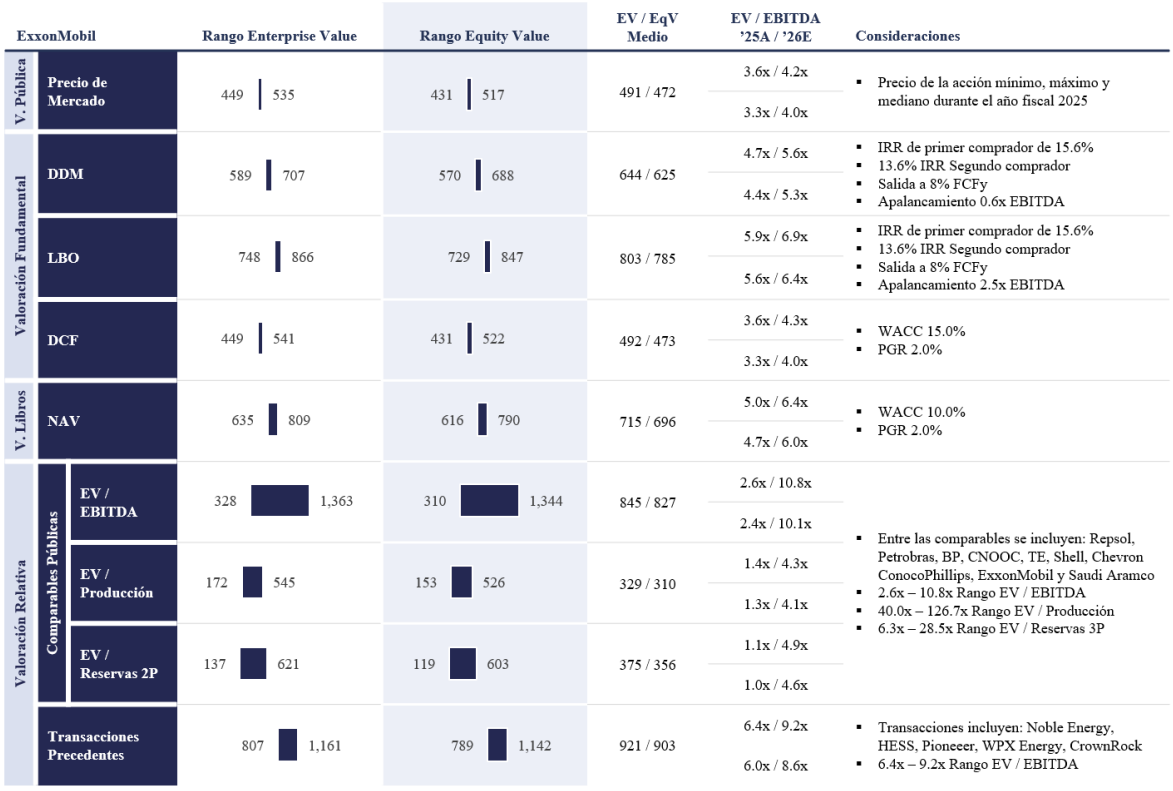

Figura 11. Resumen de valoración ExxonMobil "Football Field"

8. Conclusiones

Este trabajo ha valorado cuatro compañías del sector petrolero y gasístico, Saudi Aramco, Repsol, Shell y ExxonMobil, mediante cinco metodologías complementarias articuladas sobre el marco interpretativo de la Teoría Austriaca del Ciclo Económico. La tesis central que se extrae del análisis es que la valoración rigurosa de empresas cíclicas exige sustituir el precio vigente del activo subyacente por un precio de referencia normalizado, y que esa normalización no es una corrección técnica sino el reflejo de un mecanismo causal preciso que la TACE permite diagnosticar.

La primera conclusión es que la TACE no ofrece un instrumento de predicción del momento del giro del ciclo, sino un marco de diagnóstico estructural. La teoría explica por qué el sector upstream concentra de forma desproporcionada los excesos de inversión durante las fases de expansión crediticia: los activos de exploración y producción son intensivos en capital, de larga maduración y escasamente reconvertibles, características que los sitúan en los estadios superiores de la estructura productiva hayekiana. Esta posición los hace especialmente sensibles a la divergencia entre el tipo monetario y el tipo natural. Sin embargo, identificar el sector como vulnerable a la malinversión no equivale a anticipar cuándo se materializará la fase de liquidación.

El ciclo 2002-2014 documentado por Chancellor lo ilustra con precisión: los precios de referencia internos que las grandes petroleras emplearon para autorizar proyectos siguieron al precio de mercado con un descuento, convirtiéndose en indicadores rezagados del ciclo. El contexto de finales de 2025 admite dos lecturas plausibles a la luz de este marco. La primera atribuye la disciplina de capital observada desde 2021 a una fase avanzada de liquidación que sentaría las bases del próximo ciclo alcista, coherente con el déficit de oferta que Goldman Sachs anticipaba para el segundo semestre de 2027. La segunda interpreta el repunte del endeudamiento neto de 33.000 millones de dólares en 2025 como el inicio de un nuevo desajuste entre flujos operativos y compromisos de retribución al accionista.

La segunda conclusión es que los métodos de valoración convencionales basados en múltiplos de beneficio corriente son inadecuados para empresas cíclicas. El PER y el EV/EBITDA capturan el resultado en un único punto del ciclo, lo que invierte sistemáticamente la lectura del valor: en la cima, los múltiplos aparentan ser bajos sobre beneficios estructuralmente frágiles; en el valle, aparentan ser elevados sobre beneficios deprimidos. La normalización que Damodaran prescribe como solución técnica encuentra en la TACE su fundamento teórico, ya que el precio de referencia correcto no es el precio de mercado vigente sino el precio de equilibrio de largo plazo.

Los football fields construidos para las cuatro compañías reflejan con nitidez la utilidad de esta aproximación. La convergencia entre métodos varía de forma sistemática con la previsibilidad de los flujos de caja: Shell presenta la mayor convergencia entre métodos fundamentales, coherente con la centralidad de los contratos de GNL a largo plazo en su estructura de ingresos; Saudi Aramco presenta la mayor dispersión, resultado explicable por la ausencia de comparables estatales cotizados; Repsol cotiza por debajo de la totalidad de los métodos fundamentales, mientras que ExxonMobil cotiza alineada con el DCF construido sobre un coste de capital del 15,0%, mostrando la capacidad del inversor estadounidense de valorar la acción en un mercado altamente líquido.

La tercera conclusión, derivada de las dos anteriores, es que los métodos deben emplearse de forma complementaria y no excluyente. El descuento de flujos de caja vincula el valor a los determinantes fundamentales del negocio, pero su sensibilidad a las hipótesis de entrada exige el contraste con métodos de activo. El NAV es una buena métrica comparativa del valor de la calidad de las reservas en producción. Los múltiplos de mercado y de transacción aportan información sobre la calibración del mercado en cada fase del ciclo, pero su interpretación requiere anclarse en el marco causal que la TACE describe. Ninguno de los cinco métodos resulta autosuficiente. A esta conclusión metodológica se añade una observación sobre la asignación de capital: Chancellor documenta que el sesgo procíclico es una constante en sectores de alta intensidad de capital, y la calidad directiva no se manifiesta en la capacidad de crecer durante la fase alcista sino en la disposición a mantener la

disciplina cuando el ciclo la hace aparentemente innecesaria. Este factor condiciona la sostenibilidad de los flujos proyectados sin incorporarse bien en los modelos de descuento.

El alcance de las conclusiones anteriores está condicionado por las simplificaciones del modelo. La primera limitación es la modelización del precio del crudo de largo plazo: la sensibilidad del DCF al precio del crudo es elevada, especialmente en el componente terminal, y las desviaciones respecto a la trayectoria asumida modificarían los rangos de valoración de forma material. La segunda es la hipótesis de demanda inelástica en upstream, que ignora los efectos agregados del crecimiento de producción sobre el equilibrio del mercado, limitación particularmente relevante para Aramco en su papel de swing producer dentro de la OPEP+. La tercera es el tratamiento parcial de las opciones reales de exploración y desarrollo: el NAV captura el valor de las reservas ya descubiertas, pero no incorpora de forma explícita el valor de las opciones implícitas en los programas de exploración ni en los activos renovables en fase de maduración. La cuarta es la velocidad de la transición energética, dado que el valor terminal pondera entre el sesenta y el ochenta por ciento del valor empresa y descansa sobre una trayectoria de demanda que la regulación europea y la electrificación industrial podrían alterar de forma significativa.

De estas limitaciones se derivan tres líneas de investigación futura. La primera es la incorporación explícita de la valoración por opciones reales sobre las reservas no desarrolladas y sobre los activos renovables, especialmente relevante para Repsol y Shell. La segunda es el análisis de escenarios sobre la velocidad de la transición energética, con sensibilidades que vinculen el valor terminal de las cuatro compañías a trayectorias diferenciadas de demanda y de precio del carbono. La tercera es la extensión del marco TACE a sectores adyacentes de alta intensidad de capital, como la minería de metales críticos asociada a la transición energética, donde los mismos mecanismos de malinversión y liquidación también operan.

9. Declaración sobre el Uso de Herramientas de IA

ADVERTENCIA: Desde la Universidad consideramos que ChatGPT u otras herramientas similares son herramientas muy útiles en la vida académica, aunque su uso queda siempre bajo la responsabilidad del alumno, puesto que las respuestas que proporciona pueden no ser veraces. En este sentido, NO está permitido su uso en la elaboración del Trabajo fin de Grado para generar código porque estas herramientas no son fiables en esa tarea. Aunque el código funcione, no hay garantías de que metodológicamente sea correcto, y es altamente probable que no lo sea.

Por la presente, yo, Almudena Rouco Ferriz, estudiante de Máster en Ingeniería Industrial + ADE de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado " Valoración de empresas del sector petrolero y gasístico", declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación:

1. **Constructor de plantillas:** Para diseñar formatos específicos para secciones del trabajo.
2. **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
3. **Sintetizador y divulgador de libros complicados:** Para resumir y comprender literatura compleja.
4. **Generador de datos sintéticos de prueba:** Para la creación de conjuntos de datos ficticios.
5. **Traductor:** Para traducir textos de un lenguaje a otro.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes (he incluido las referencias adecuadas en el TFG y he explicitado para que se ha usado ChatGPT u otras herramientas similares). Soy consciente de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: 31/05/2026

10. Referencias bibliográficas y fuentes

Artículos de revista

Fama, E. F. y French, K. R., "Industry costs of equity", *Journal of Financial Economics*, vol. 43, n.º 2, 1997, pp. 153-193.

Gordon, M. J. y Shapiro, E., "Capital equipment analysis: The required rate of profit", *Management Science*, vol. 3, n.º 1, 1956, pp. 102-110.

Hamada, R. S., "The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks", *Journal of Finance*, vol. 27, n.º 2, 1972, pp. 435-452.

Hayek, F. A., "The use of knowledge in society", *American Economic Review*, vol. 35, n.º 4, 1945, pp. 519-530.

Iyer, G. y Sharma, A., "Dividend policy in the oil and gas industry: A comparative analysis", *Energy Economics*, vol. 49, 2015, pp. 240-249.

Lintner, J., "The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets", *Review of Economics and Statistics*, vol. 47, n.º 1, 1965, pp. 13-37.

Miller, M. H. y Modigliani, F., "Dividend policy, growth, and the valuation of shares", *Journal of Business*, vol. 34, n.º 4, 1961, pp. 411-433.

Penman, S. H. y Sougiannis, T., "A comparison of dividend, cash flow, and earnings approaches to equity valuation", *Contemporary Accounting Research*, vol. 15, n.º 3, 1998, pp. 343-383.

Sharpe, W. F., "Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk", *Journal of Finance*, vol. 19, n.º 3, 1964, pp. 425-442.

Legislación

Directiva (UE) 2023/959 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de mayo de 2023, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE relativa al régimen de comercio de derechos de emisión. Diario Oficial de la Unión Europea. Disponible en eur-lex.europa.eu.

Energy (Oil and Gas) Profits Levy Act 2022. Reino Unido. Disponible en legislation.gov.uk.

HM Treasury, *Energy profits levy: Investment allowance guidance*, Gobierno del Reino Unido, Londres, 2023. Disponible en gov.uk.

Hydrocarbons Income Tax Law, Real Decreto M/22, Arabia Saudí, 2017.

Internal Revenue Code, §§ 611-613A. Disponible en uscode.house.gov.

Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades. Boletín Oficial del Estado, n.º 288, 2014. Disponible en boe.es.

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Boletín Oficial del Estado, n.º 241, 1998. Disponible en boe.es.

Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de mayo de 2023, por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono. Diario Oficial de la Unión Europea. Disponible en eur-lex.europa.eu.

Libros

Chancellor, E., *Capital Returns: Investing Through the Capital Cycle*, Palgrave Macmillan, Londres, 2015.

Copeland, T., Koller, T. y Murrin, J., *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*, 3.ª ed., John Wiley & Sons, Nueva York, 2000.

Damodaran, A., *Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance*, 2.ª ed., John Wiley & Sons, Nueva York, 2006.

Damodaran, A., *Valuing Commodity and Cyclical Companies*, Stern School of Business, Nueva York, 2009. Disponible en pages.stern.nyu.edu/~adamodar.

Downey, M., *Oil 101*, Wooden Table Press, Nueva York, 2009.

García Paramés, F., *Invirtiendo a largo plazo: mi experiencia como inversor*, Deusto, Barcelona, 2016.

Garrison, R. W., *Time and Money: The Macroeconomics of Capital Structure*, Routledge, Londres, 2001.

Hayek, F. A., *Prices and Production*, Routledge, Londres, 1931.

Huerta de Soto, J., *Dinero, Crédito Bancario y Ciclos Económicos*, Unión Editorial, Madrid, 1998.

Johnston, D., "International petroleum fiscal system design and analysis", en Simkins, B. J. y Simkins, R. E. (eds.), *Energy Finance and Economics: Analysis and Valuation, Risk Management, and the Future of Energy*, cap. 12, Wiley, Hoboken, 2013.

Koller, T., Goedhart, M. y Wessels, D., *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*, 5.ª ed., McKinsey & Company / John Wiley & Sons, Hoboken, 2010.

Koller, T., Goedhart, M. y Wessels, D., *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*, 7.ª ed., McKinsey & Company / John Wiley & Sons, Hoboken, 2020.

Mises, L. von, *Human Action: A Treatise on Economics*, Yale University Press, New Haven, 1949.

Mises, L. von, *The Theory of Money and Credit*, trad. H. E. Batson, Liberty Fund, Indianapolis, 1912 [ed. consultada 1981].

Penman, S. H., *Financial Statement Analysis and Security Valuation*, 5.ª ed., McGraw-Hill Education, Nueva York, 2013.

PricewaterhouseCoopers (PwC), *A Practical Guide to Accounting for Oil and Gas*, PwC, Londres, 2011.

Simkins, B. J. y Simkins, R. E. (eds.), *Energy Finance and Economics: Analysis and Valuation, Risk Management, and the Future of Energy*, Wiley, Hoboken, 2013.

Stern, J. (ed.), *The Pricing of Internationally Traded Gas*, Oxford Institute for Energy Studies / Oxford University Press, Oxford, 2012.

Williams, J. B., *The Theory of Investment Value*, Harvard University Press, Cambridge, 1938.

Wood, D., "Petroleum economics, risk, and opportunity analysis: Some practical perspectives", en Simkins, B. J. y Simkins, R. E. (eds.), *Energy Finance and Economics: Analysis and Valuation, Risk Management, and the Future of Energy*, cap. 10, Wiley, Hoboken, 2013.

Yergin, D., *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*, Simon & Schuster, Nueva York, 1991.

Informes institucionales

Della Vigna, M. et al., *European Integrated Oils & Saudi Aramco: Equity Research*, Goldman Sachs, 12 de diciembre de 2025. [Informe de distribución restringida.]

Energy Institute, *Statistical Review of World Energy 2025*, Energy Institute, Londres, 2025. Disponible en energyinst.org/statistical-review.

IEA, *World Energy Investment 2024*, International Energy Agency, París, 2024. Disponible en iea.org/reports/world-energy-investment-2024.

OPEC, *Annual Statistical Bulletin 2024*, 59.ª ed., OPEC Secretariat, Viena, 2024. Disponible en opec.org/assets/assetdb/asb-2024.pdf.

SPE, WPC, AAPG, SPEE, SEG, SPWLA y EAGE, *Petroleum Resources Management System*, versión 1.03, Society of Petroleum Engineers, 2018. ISBN 978-1-61399-994-3. Disponible en spe.org.

Informes financieros

Nasser, A., *Remarks at the Energy Intelligence Forum*, Energy Intelligence Forum, Londres, 13 de octubre de 2025. Citado en BOE Report. Disponible en boereport.com.

Repsol, *Investor Update May 2025: Evolving from Our Strengths*, Repsol, Madrid, 2025. Disponible en repsol.com.

Royal Dutch Shell, *Form 6-K: Remarks by CEO Ben van Beurden*, Securities and Exchange Commission, enero de 2014. Disponible en sec.gov.

Saudi Aramco, *Annual Report 2024*, Saudi Arabian Oil Company, Dhahran, 2025. Disponible en aramco.com/en/investors/annual-report.

A. Apéndice

Se presentan a continuación los modelos financieros realizados para Saudi Aramco, Repsol, ExxonMobil y Shell.

Saudi Aramco

| | | |

Saudi Aramco

		EV	3,067.7	USDm	Start	12-Jan-16	1-Jan-17	1-Jan-18	1-Jan-19	1-Jan-20	1-Jan-21	1-Jan-22	1-Jan-23	1-Jan-24	1-Jan-25	1-Jan-26	1-Jan-27	1-Jan-28	1-Jan-29	1-Jan-30	1-Jan-31	1-Jan-32	1-Jan-33	1-Jan-34	1-Jan-35	1-Jan-36	1-Jan-37	1-Jan-38	1-Jan-39	1-Jan-40	1-Jan-41	1-Jan-42	1-Jan-43	1-Jan-44	1-Jan-45	1-Jan-46
		EqV	2,636.8	USDm	End	31-Dec-16	31-Dec-17	31-Dec-18	31-Dec-19	31-Dec-20	31-Dec-21	31-Dec-22	31-Dec-23	31-Dec-24	31-Dec-25	31-Dec-26	31-Dec-27	31-Dec-28	31-Dec-29	31-Dec-30	31-Dec-31	31-Dec-32	31-Dec-33	31-Dec-34	31-Dec-35	31-Dec-36	31-Dec-37	31-Dec-38	31-Dec-39	31-Dec-40	31-Dec-41	31-Dec-42	31-Dec-43	31-Dec-44	31-Dec-45	31-Dec-46
		EV/EBITDA	13.8x		Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		IRR	10.5%		Days	354	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364
		Unit	Input 1	Input 2																														
Taxes	[USDm]					-	(75,004.8)	(104,052.6)	(90,146.1)	(53,993.3)	(98,015.4)	(142,743.5)	(112,837.1)	(102,534.0)	(89,262.6)	(98,316.5)	(97,413.6)	(108,501.3)	(120,707.1)	(134,150.6)	(149,527.9)	(156,144.9)	(172,182.7)	(189,706.0)	(208,854.5)	(229,781.6)	(241,027.5)	(265,992.1)	(293,289.7)	(323,142.1)	(355,792.2)	(373,326.9)	(412,339.6)	(455,030.7)	(501,752.4)	(547,427.2)
Net Income	[USDm]					**115,150.7**	**163,071.5**	**212,352.5**	**183,972.5**	**110,191.5**	**200,033.1**	**291,317.6**	**230,285.3**	**213,607.5**	**199,157.3**	**219,205.1**	**241,313.8**	**265,698.1**	**292,595.1**	**322,266.7**	**355,002.6**	**387,486.5**	**421,753.6**	**459,134.9**	**499,920.7**	**544,428.6**	**593,006.9**	**646,036.9**	**703,936.6**	**767,163.9**	**836,220.9**	**911,658.1**	**994,078.8**	#########	#########	#########
CFS																																		
EBITDA	[USDm]					121,606.4	159,948.3	219,684.5	192,200.5	120,778.7	211,367.2	303,106.7	243,351.2	226,607.5	213,033.9	234,393.7	257,944.9	283,915.4	312,557.1	344,148.4	378,996.7	413,805.9	450,632.8	490,833.0	534,723.3	582,651.2	634,997.5	692,179.7	754,655.7	822,927.8	897,546.8	979,116.9	#########	#########	#########	#########
Taxes	[USDm]					-	(75,004.8)	(104,052.6)	(90,146.1)	(53,993.3)	(98,015.4)	(142,743.5)	(112,837.1)	(102,534.0)	(89,262.6)	(98,316.5)	(97,413.6)	(108,501.3)	(120,707.1)	(134,150.6)	(149,527.9)	(156,144.9)	(172,182.7)	(189,706.0)	(208,854.5)	(229,781.6)	(241,027.5)	(265,992.1)	(293,289.7)	(323,142.1)	(355,792.2)	(373,326.9)	(412,339.6)	(455,030.7)	(501,752.4)	(547,427.2)
Capex	[USDm]					(18,188.0)	(22,002.1)	(25,804.8)	(25,047.2)	(19,640.3)	(23,668.8)	(29,277.1)	(32,944.8)	(39,236.0)	(41,881.7)	(45,841.5)	(50,195.0)	(54,982.5)	(60,248.5)	(66,042.3)	(72,418.1)	(79,435.9)	(87,162.0)	(95,669.6)	(105,039.7)	(115,361.5)	(126,733.9)	(139,265.9)	(153,078.2)	(168,304.1)	(185,090.8)	(203,601.2)	(224,015.3)	(246,532.0)	(271,371.3)	(298,776.3)
Free Cash Flow	[USD]		103,418.4	62,941.4	89,827.1	77,007.2	47,145.1	89,683.0	131,086.1	97,569.3	84,837.5	81,889.6	90,235.6	110,336.2	120,431.8	131,601.5	143,955.5	157,050.7	178,225.1	191,288.1	205,457.3	220,829.1	237,508.1	267,236.1	286,921.7	303,287.7	331,481.6	356,663.8	402,188.8	431,946.5	464,265.3	499,371.6	531,840.0
Conversion	[%]					85.0%	39.4%	40.9%	40.1%	39.0%	42.4%	43.2%	40.1%	37.4%	38.4%	38.5%	42.8%	42.4%	42.1%	41.8%	41.4%	43.1%	42.4%	41.9%	41.3%	40.8%	42.1%	41.5%	40.9%	40.3%	39.7%	41.1%	40.4%	39.8%	39.2%	38.6%
Calculations																																		
Revenue																																		
Crude Oil Production	[kboepd]					10,789.0	10,296.0	10,533.0	10,145.0	9,430.0	9,394.0	10,527.0	9,611.4	9,053.0	9,777.2	10,559.4	11,404.2	12,316.5	13,301.8	14,366.0	15,515.3	16,756.5	18,097.0	19,544.7	21,108.3	22,797.0	24,620.8	26,590.4	28,717.6	31,015.1	33,496.3	36,176.0	39,070.0	42,195.6	45,571.3	49,217.0
Growth	[%]	8.0%					(4.6%)	2.3%	(3.7%)	(7.0%)	(0.4%)	12.1%	(8.7%)	(5.8%)	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
LNGs Production	[mmtpa]		1,036.0	1,029.0	1,086.0	1,076.0	1,004.0	965.0	1,013.3	925.1	1,040.0	1,102.4	1,168.5	1,238.7	1,313.0	1,391.8	1,475.3	1,563.8	1,657.6	1,757.1	1,862.5	1,974.2	2,092.7	2,218.2	2,351.3	2,492.4	2,642.0	2,800.5	2,968.5	3,146.6	3,335.4	3,535.5	3,747.7
Growth	[%]	6.0%		(0.7%)	6.5%	(1.8%)	(6.7%)	(3.9%)	5.0%	(8.7%)	12.4%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%
LNGs Production	[kboepd]	5.4	191.9	190.6	203.0	199.3	185.9	178.7	187.6	171.3	192.6	204.1	216.4	229.4	243.1	257.7	273.2	289.6	307.0	325.4	344.9	365.6	387.5	410.8	435.4	461.6	489.3	518.6	549.7	582.7	617.7	654.7	694.0	
Gas Production	[mmtpa]		8,280.0	8,733.0	8,856.0	8,978.0	9,034.0	9,202.0	9,636.1	10,599.7	11,341.7	11,795.4	12,267.2	12,757.9	13,268.2	13,798.9	14,350.9	14,924.9	15,521.9	16,142.8	16,788.5	17,460.0	18,158.4	18,884.7	19,640.1	20,425.7	21,242.8	22,092.5	22,976.2	23,895.2	24,851.0	25,845.1	26,878.9	
Growth	[%]	4.0%		5.5%	1.4%	1.4%	0.6%	1.9%	4.7%	10.0%	7.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
Gas Production	[kboepd]	5.4	1,533.3	1,617.2	1,640.0	1,662.6	1,673.0	1,704.1	1,784.5	1,962.9	2,100.3	2,184.3	2,271.7	2,362.6	2,457.1	2,555.4	2,657.6	2,763.9	2,874.4	2,989.4	3,109.0	3,233.3	3,362.7	3,497.2	3,637.1	3,782.5	3,933.8	4,091.2	4,254.8	4,425.0	4,602.0	4,786.1	4,977.6	
Ethane Production	[kboepd]		920.0	936.0	993.0	950.0	960.0	934.0	980.7	1,078.8	1,154.3	1,177.4	1,200.9	1,224.9	1,249.4	1,274.4	1,299.9	1,325.9	1,352.4	1,379.5	1,407.1	1,435.2	1,463.9	1,493.2	1,523.1	1,553.5	1,584.6	1,616.3	1,648.6	1,681.6	1,715.2	1,749.5	1,784.5	
Growth	[%]	2.0%		1.7%	6.1%	(4.3%)	1.1%	(2.7%)	5.0%	10.0%	7.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Total Production	[kboepd]		**13,434.2**	**13,039.8**	**13,368.0**	**12,956.9**	**12,248.9**	**12,210.8**	**13,479.8**	**12,812.4**	**14,832.7**	**13,343.1**	**14,248.4**	**15,221.1**	**16,266.2**	**17,389.3**	**18,596.6**	**19,894.6**	**21,290.3**	**22,791.2**	**24,405.7**	**26,143.9**	**28,011.1**	**30,021.9**	**32,186.3**	**34,515.3**	**37,022.7**	**39,722.3**	**42,625.1**	**45,759.4**	**49,136.6**	**52,761.7**	**56,673.1**	
Growth	[%]			(2.9%)	2.5%	(3.1%)	(5.5%)	(0.3%)	10.4%	(4.9%)	(2.5%)	6.7%	6.8%	6.8%	6.9%	6.9%	6.9%	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%	7.1%	7.1%	7.2%	7.2%	7.2%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%
Brent Price	[USD / boe]		45.2	54.8	71.7	64.2	43.4	70.8	99.1	82.2	79.9	60.0	61.5	63.0	64.6	66.2	67.9	69.6	71.3	73.1	74.9	76.8	78.7	80.7	82.7	84.8	86.9	89.1	91.3	93.6	95.9	98.3	100.8	
Differential Brent Price	[USD / boe]		4.5	2.1	1.7	0.7	1.6	0.3	(1.1)	(1.4)	(0.3)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.9)	(0.9)	(0.9)	(0.9)	(1.0)	(1.0)	(1.0)
Differential	[%]	(1.0%)	9.9%	3.9%	2.3%	1.1%	3.6%	0.5%	(1.1%)	(1.6%)	(0.3%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	(1.0%)	
Realized Brent Price	[USD / boe]		40.7	52.7	70.0	63.5	41.8	70.5	100.2	83.6	80.2	60.6	62.1	63.7	65.3	66.9	68.6	70.3	72.0	73.8	75.7	77.6	79.5	81.5	83.5	85.6	87.8	90.0	92.2	94.5	96.9	99.3	101.8	
LNG Price	[USD / boe]		29.7	41.7	55.0	48.4	26.7	55.5	70.2	53.6	50.2	50.0	51.3	52.5	53.8	55.2	56.6	58.0	59.4	60.9	62.4	64.0	65.6	67.2	68.9	70.6	72.4	74.2	76.1	78.0	79.9	81.9	84.0	
Gas Price	[USD / boe]		1.3	1.3	1.3	1.3	2.0	2.0	2.4	2.9	3.2	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.4	5.5	5.7	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4	6.6	6.7	
Ethane Price	[USD / mcf]		7.5	7.5	7.5	7.5	12.0	12.0	14.4	17.3	19.0	20.0	20.5	21.0	21.5	22.1	22.6	23.2	23.8	24.4	25.0	25.6	26.2	26.9	27.6	28.3	29.0	29.7	30.4	31.2	32.0	32.8	33.6	
Oil Revenues	[USDm]											216,262.8	239,402.9	265,019.0	293,376.0	324,767.3	359,517.4	397,985.7	440,570.2	487,711.2	539,896.3	597,665.2	661,615.4	732,408.2	810,775.9	897,528.9	993,564.5	#########	#########	#########	#########	#########	#########	
LNG Revenues	[USDm]											20,118.8	21,859.1	23,749.9	25,804.3	28,036.3	30,461.5	33,096.4	35,959.2	39,069.7	42,449.2	46,121.1	50,110.5	54,445.1	59,154.6	64,271.5	69,831.0	75,871.3	82,434.2	89,564.8	97,312.1	105,729.6	114,875.2	
Gas Revenues	[USDm]											17,221.2	18,357.8	19,569.4	20,861.0	22,237.8	23,705.5	25,270.1	26,937.9	28,715.8	30,611.1	32,631.4	34,785.1	37,080.9	39,528.3	42,137.1	44,918.2	47,882.8	51,043.0	54,411.9	58,003.1	61,831.3	65,912.1	
Ethane Revenues	[USDm]											8,594.8	8,985.9	9,394.7	9,822.2	10,269.1	10,736.3	11,224.8	11,735.6	12,269.5	12,827.8	13,411.5	14,021.7	14,659.7	15,326.7	16,024.0	16,753.1	17,515.4	18,312.4	19,145.6	20,016.7	20,927.5	21,879.7	
Total Revenues	[USDm]		**140,237.9**	**217,769.1**	**293,909.6**	**258,772.0**	**161,458.7**	**270,783.2**	**419,574.7**	**323,139.5**	**304,388.3**	**262,197.6**	**288,606.6**	**317,733.0**	**349,863.5**	**385,310.5**	**424,420.7**	**467,577.0**	**515,202.9**	**567,766.3**	**625,784.4**	**689,829.2**	**760,532.7**	**838,593.9**	**924,786.5**	#########	#########	#########	#########	#########	#########	#########	#########	#########	
Growth	[%]			55.3%	35.0%	(12.0%)	(37.6%)	67.7%	54.9%	(23.0%)	(5.8%)	(13.8%)	10.1%	10.1%	10.1%	10.1%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.4%	10.4%	10.4%	
Inter-segment Revenue	[USDm]		43,971.2	56,931.5	76,997.1	60,453.1	41,502.9	80,124.3	123,547.2	94,872.0	97,873.9	78,659.3	86,581.7	95,319.9	104,959.0	115,593.2	127,326.2	140,273.1	154,560.9	170,329.9	187,735.3	206,948.7	228,159.8	251,578.2	277,435.6	305,988.5	337,520.0	372,343.6	410,805.7	453,289.2	500,217.8	552,059.9	609,333.5	
% of Total Revenues	[%]	30.0%	31.4%	26.1%	26.2%	23.4%	25.7%	29.6%	29.4%	29.4%	32.2%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	
Consolidated Revenues	[USDm]	30.0%	96,266.7	153,072.0	206,995.5	189,133.3	109,588.3	174,950.9	273,234.1	209,237.9	191,775.2	170,690.6	187,882.3	206,844.2	227,761.1	250,837.1	276,297.9	304,392.7	335,397.1	369,615.8	407,385.6	449,078.8	495,106.8	545,924.6	602,035.3	663,995.0	732,418.5	807,985.7	891,448.3	983,637.6	#########	#########	#########	
Consolidated Other income related to sales	[USDm]		-	7,765.6	9,917.1	9,185.6	10,367.5	15,708.0	22,793.3	19,029.6	14,659.2	12,847.7	14,141.7	15,568.9	17,143.3	18,880.2	20,796.6	22,911.3	25,244.9	27,820.5	30,663.4	33,801.6	37,266.1	41,091.1	45,314.5	49,978.1	55,128.3	60,816.1	67,098.3	74,037.2	81,702.2	90,169.8	99,524.5	
Other Income / Total Revenues	[%]	7.0%	-	4.8%	4.6%	4.6%	8.6%	8.2%	7.7%	8.3%	7.1%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	
Consolidated Revenue & other income related to sales	[USDm]		96,266.7	160,837.6	216,912.5	198,318.9	119,955.7	190,658.9	296,027.5	228,267.5	206,434.4	183,538.3	202,024.0	222,413.1	244,904.4	269,717.4	297,094.5	327,303.9	360,642.0	397,436.4	438,049.1	482,880.4	532,372.9	587,015.7	647,349.8	713,973.1	787,546.8	868,801.8	958,546.6	#########	#########	#########	#########	
Costs																																		
Indexation Flag	[flag]	2025										0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Indexation Factor	[%]	100.0%									1.0x	1.0x	1.0x	1.1x	1.1x	1.1x	1.1x	1.2x	1.2x	1.2x	1.2x	1.2x	1.3x	1.3x	1.3x	1.4x	1.4x	1.4x	1.5x	1.5x	1.6x	1.6x	1.6x	1.7x
Production costs per barrel	[€/kboepd]	(3.0)	(3.2)	(3.5)	(3.4)	(3.4)	(3.3)	(4.2)	(4.7)	(3.3)	(4.8)	(3.0)	(3.1)	(3.2)	(3.2)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.6)	(3.7)	(3.7)	(3.8)	(3.9)	(4.0)	(4.1)	(4.2)	(4.3)	(4.5)	(4.6)	(4.7)	(4.8)	(4.9)	(5.0)	
Exploration expense per barrel	[€/kboepd]	(0.5)	(0.6)	(0.8)	(0.4)	(0.4)	(0.4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	
Depreciation expense per barrel	[€/kboepd]	(2.8)	(1.3)	(1.4)	(1.5)	(1.7)	(2.4)	(2.5)	(2.4)	(2.8)	(2.8)	(2.8)	(2.9)	(3.0)	(3.1)	(3.1)	(3.2)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.6)	(3.6)	(3.7)	(3.8)	(3.9)	(4.0)	(4.1)	(4.2)	(4.3)	(4.4)	(4.6)	(4.7)	(4.8)	
Production costs	[USDm]		(15,674.9)	(16,589.3)	(16,509.6)	(16,056.3)	(14,744.0)	(18,862.0)	(23,146.0)	(15,465.3)	(21,944.8)	(14,610.7)	(15,992.1)	(17,510.8)	(19,181.0)	(21,018.1)	(23,039.2)	(25,263.5)	(27,711.7)	(30,407.0)	(33,374.9)	(36,643.7)	(40,244.5)	(44,211.9)	(48,583.7)	(53,402.2)	(58,713.9)	(64,570.0)	(71,027.5)	(78,149.0)	(86,004.1)	(94,669.5)	(104,229.9)	
Exploration expense	[USDm]		(2,956.5)	(3,660.0)	(2,114.1)	(1,944.3)	(1,945.0)	(1,943.0)	(2,253.0)	(2,511.0)	(2,281.0)	(2,434.8)	(2,665.0)	(2,918.1)	(3,196.4)	(3,502.6)	(3,839.4)	(4,210.1)	(4,618.0)	(5,067.2)	(5,561.8)	(6,106.5)	(6,706.6)	(7,367.7)	(8,096.3)	(8,899.3)	(9,784.4)	(10,760.3)	(11,836.4)	(13,023.2)	(14,332.2)	(15,776.3)	(17,369.5)	
Depreciation expense	[USDm]		(6,455.7)	(6,876.8)	(7,332.0)	(8,228.0)	(10,587.2)	(11,334.1)	(11,789.1)	(13,065.9)	(13,000.0)	(13,876.6)	(15,188.6)	(16,631.0)	(18,217.3)	(19,962.1)	(21,881.7)	(23,994.2)	(26,319.4)	(28,879.2)	(31,698.1)	(34,802.6)	(38,222.5)	(41,990.5)	(46,142.8)	(50,719.2)	(55,763.9)	(61,325.8)	(67,458.9)	(74,222.6)	(81,683.1)	(89,913.0)	(98,993.1)	
Royalties																																		
Brent Price	[USD / boe]		45.2	54.8	71.7	64.2	43.4	70.8	99.1	82.2	79.9	60.0	61.5	63.0	64.6	66.2	67.9	69.6	71.3	73.1	74.9	76.8	78.7	80.7	82.7	84.8	86.9	89.1	91.3	93.6	95.9	98.3	100.8	
LNG Price	[USD / boe]		29.7	41.7	55.0	48.4	26.7	55.5	70.2	53.6	50.2	50.0	51.3	52.5	53.8	55.2	56.6	58.0	59.4	60.9	62.4	64.0	65.6	67.2	68.9	70.6	72.4	74.2	76.1	78.0	79.9	81.9	84.0	
Gas Price	[USD / boe]		1.3	1.3	1.3	1.3	2.0	2.0	2.4	2.9	3.2	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.4	5.5	5.7	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4	6.6	6.7	
Ethane Price	[USD / mcf]		7.5	7.5	7.5	7.5	12.0	12.0	14.4	17.3	19.0	20.0	20.5	21.0	21.5	22.1	22.6	23.2	23.8	24.4	25.0	25.6	26.2	26.9	27.6	28.3	29.0	29.7	30.4	31.2	32.0	32.8	33.6	
<70	[USD / boe]	15.0%	9.0	11.0	14.3	12.8	6.5	10.6	14.9	12.3	12.0	9.0	9.2	9.5	9.7	9.9	10.2	10.4	10.7	11.0	11.2	11.5	11.8	12.1	12.4	12.7	13.0	13.4	13.7	14.0	14.4	14.7	15.1	
70/100	[USD / boe]	45.0%	-	-	0.3	-	-	0.2	8.7	5.5	4.5	-	-	-	-	-	-	-	0.6	1.4	2.2	3.1	3.9	4.8	5.7	6.7	7.6	8.6	9.6	10.6	11.7	12.7	13.8	
100+	[USD / boe]	80.0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6
Total Oil Margin	[USD / boe]		9.0	11.0	14.7	12.8	6.5	10.9	23.6	17.8	16.5	9.0	9.2	9.5	9.7	9.9	10.2	10.4	11.3	12.4	13.5	14.6	15.7	16.9	18.1	19.4	20.6	21.9	23.3	24.6	26.1	27.5	29.6	
Total Oil Margin	[%]		20.0%	20.0%	20.5%	20.0%	15.0%	15.4%	23.8%	21.7%	20.6%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.8%	16.9%	18.0%	19.0%	20.0%	21.0%	21.9%	22.8%	23.8%	24.6%	25.5%	26.3%	27.2%	28.0%	29.4%	
Total LNG Margin	[%]	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%
Total Gas Margin	[%]	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%
Total Ethane Margin	[%]	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%	-%
Crude Oil Production	[kboepd]		10,789.0	10,296.0	10,533.0	10,145.0	9,430.0	9,394.0	10,527.0	9,611.4	9,053.0	9,777.2	10,559.4	11,404.2	12,316.5	13,301.8	14,366.0	15,515.3	16,756.5	18,097.0	19,544.7	21,108.3	22,797.0	24,620.8	26,590.4	28,717.6	31,015.1	33,496.3	36,176.0	39,070.0	42,195.6	45,571.3	49,217.0	
LNGs Production	[kboepd]		191.9	190.6	203.0	199.3	185.9	178.7	187.6	171.3	192.6	204.1	216.4	229.4	243.1	257.7	273.2	289.6	307.0	325.4	344.9	365.6	387.5	410.8	435.4	461.6	489.3	518.6	549.7	582.7	617.7	654.7	694.0	
Gas Production	[kboepd]		1,533.3	1,617.2	1,640.0	1,662.6	1,673.0	1,704.1	1,784.5	1,962.9	2,100.3	2,184.3	2,271.7	2,362.6	2,457.1	2,555.4	2,657.6	2,763.9	2,874.4	2,989.4	3,109.0	3,233.3	3,362.7	3,497.2	3,637.1	3,782.5	3,933.8	4,091.2	4,254.8	4,425.0	4,602.0	4,786.1	4,977.6	
Ethane Production	[kboepd]		920.0	936.0	993.0	950.0	960.0	934.0	980.7	1,078.8	1,154.3	1,177.4	1,200.9	1,224.9	1,249.4	1,274.4	1,299.9	1,325.9	1,352.4	1,379.5	1,407.1	1,435.2	1,463.9	1,493.2	1,523.1	1,553.5	1,584.6	1,616.3	1,648.6	1,681.6	1,715.2	1,749.5	1,784.5	
Crude Oil Royalties	[USDm]											(32,118.2)	(35,554.9)	(39,359.3)	(43,570.7)	(48,232.8)	(53,393.7)	(59,106.8)	(69,067.3)	(81,659.3)	(96,014.7)	(112,355.6)	(130,930.4)	(152,016.9)	(175,925.8)	(203,004.4)	(233,640.7)	(268,268.4)	(307,371.4)	(351,490.3)	(401,228.4)	(457,258.7)	(531,468.8)	
LNGs Royalties	[USDm]											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gas Royalties	[USDm]											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ethane Royalties	[USDm]											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Royalties	[USDm]			(37,571.5)	(55,601.3)	(48,570.9)	(23,991.0)	(38,611.0)	(91,069.0)	(61,812.0)	(53,475.0)	(32,118.2)	(35,554.9)	(39,359.3)	(43,570.7)	(48,232.8)	(53,393.7)	(59,106.8)	(69,067.3)	(81,659.3)	(96,014.7)	(112,355.6)	(130,930.4)	(152,016.9)	(175,925.8)	(203,004.4)	(233,640.7)	(268,268.4)	(307,371.4)	(351,490.3)	(401,228.4)	(457,258.7)	(531,468.8)	
Capex																																		
Indexation Flag	[flag]	2025										0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Indexation Factor	[%]	100.0%									1.0x	1.0x	1.0x	1.1x	1.1x	1.1x	1.1x	1.2x	1.2x	1.2x	1.2x	1.2x	1.3x	1.3x	1.3x	1.4x	1.4x	1.4x	1.5x	1.5x	1.6x	1.6x	1.6x	1.7x
Capex	[USDm]											(18,188.0)	(22,002.1)	(25,804.8)	(25,047.2)	(19,640.3)	(23,668.8)	(29,277.1)	(32,944.8)	(39,236.0)	(41,881.7)	(45,841.5)	(50,195.0)	(54,982.5)	(60,248.5)	(66,042.3)	(72,418.1)	(79,435.9)	(87,162.0)	(95,669

Saudi Aramco

| | | |

Saudi Aramco

| | | |

Saudi Aramco

| | | |

Saudi Aramco

| | | |

Saudi Aramco

| | | |

Saudi Aramco

| | | |

Shell

| | | |

Shell

| | | |

Shell

	EV	336.1	USDm	Start	12-Jan-16	1-Jan-17	1-Jan-18	1-Jan-19	1-Jan-20	1-Jan-21	1-Jan-22	1-Jan-23	1-Jan-24	1-Jan-25	1-Jan-26	1-Jan-27	1-Jan-28	1-Jan-29	1-Jan-30	1-Jan-31	1-Jan-32	1-Jan-33	1-Jan-34	1-Jan-35	1-Jan-36	1-Jan-37	1-Jan-38	1-Jan-39	1-Jan-40	1-Jan-41	1-Jan-42	1-Jan-43	1-Jan-44	1-Jan-45	1-Jan-46
	EqV	195.9	USDm	End	31-Dec-16	31-Dec-17	31-Dec-18	31-Dec-19	31-Dec-20	31-Dec-21	31-Dec-22	31-Dec-23	31-Dec-24	31-Dec-25	31-Dec-26	31-Dec-27	31-Dec-28	31-Dec-29	31-Dec-30	31-Dec-31	31-Dec-32	31-Dec-33	31-Dec-34	31-Dec-35	31-Dec-36	31-Dec-37	31-Dec-38	31-Dec-39	31-Dec-40	31-Dec-41	31-Dec-42	31-Dec-43	31-Dec-44	31-Dec-45	31-Dec-46
	EV/EBITDA	7.8x		Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	IRR	11.6%		Days	354	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364
	Unit	Input 1	Input 2																															
Oceania DD&A per barrel	[$/kboe]	(16.0)			(11.3)	(13.9)	(11.6)	(14.3)	(84.7)	(13.3)	1.6	(20.4)	(16.0)	(16.0)	(16.5)	(17.0)	(17.5)	(18.1)	(18.6)	(19.2)	(19.7)	(20.3)	(20.9)	(21.6)	(22.2)	(22.9)	(23.6)	(24.3)	(25.0)	(25.7)	(26.5)	(27.3)	(28.1)	(29.0)	(29.8)
Asia DD&A per barrel	[$/kboe]	(5.2)			(9.3)	(8.9)	(6.9)	(6.4)	(6.4)	(8.6)	(7.1)	(4.5)	(5.2)	(5.2)	(5.3)	(5.5)	(5.6)	(5.8)	(6.0)	(6.2)	(6.3)	(6.5)	(6.7)	(6.9)	(7.1)	(7.3)	(7.6)	(7.8)	(8.0)	(8.3)	(8.5)	(8.8)	(9.0)	(9.3)	(9.6)
U.S. DD&A per barrel	[$/kboe]	(34.8)			(27.7)	(21.2)	(22.3)	(28.8)	(37.7)	(25.9)	(31.5)	(33.0)	(34.8)	(34.8)	(35.8)	(36.9)	(38.0)	(39.1)	(40.3)	(41.5)	(42.8)	(44.1)	(45.4)	(46.7)	(48.1)	(49.6)	(51.1)	(52.6)	(54.2)	(55.8)	(57.5)	(59.2)	(61.0)	(62.8)	(64.7)
Other America DD&A per barrel	[$/kboe]	(18.9)			(21.1)	(30.5)	(12.3)	(18.9)	(38.0)	(20.6)	(9.8)	(22.3)	(18.9)	(18.9)	(19.4)	(20.0)	(20.6)	(21.2)	(21.9)	(22.5)	(23.2)	(23.9)	(24.6)	(25.4)	(26.1)	(26.9)	(27.7)	(28.5)	(29.4)	(30.3)	(31.2)	(32.1)	(33.1)	(34.1)	(35.1)
Total DD&A per barrel	[$/kboe]				(16.0)	(16.5)	(12.8)	(16.1)	(31.7)	(15.9)	(11.8)	(18.0)	(15.4)	(15.6)	(16.3)	(17.1)	(17.8)	(18.7)	(19.6)	(20.5)	(21.5)	(22.5)	(23.6)	(24.7)	(25.9)	(27.2)	(28.5)	(29.9)	(31.4)	(32.9)	(34.5)	(36.2)	(38.0)	(39.8)	(41.8)
Europe DD&A	[USDm]				(3,270.0)	(2,560.0)	(2,684.0)	(2,604.0)	(3,618.0)	(1,342.0)	(1,468.0)	(1,687.0)	(1,249.0)	(1,274.6)	(1,340.5)	(1,410.7)	(1,485.4)	(1,564.9)	(1,649.7)	(1,740.2)	(1,836.7)	(1,939.7)	(2,049.7)	(2,167.2)	(2,292.8)	(2,427.1)	(2,570.8)	(2,724.6)	(2,889.2)	(3,065.5)	(3,254.5)	(3,456.9)	(3,674.1)	(3,906.9)	(4,156.8)
Africa DD&A	[USDm]				(2,018.0)	(1,863.0)	(1,394.0)	(1,354.0)	(2,589.0)	(1,227.0)	(1,090.0)	(1,471.0)	(831.0)	(882.3)	(965.0)	(1,055.6)	(1,154.7)	(1,263.2)	(1,382.1)	(1,512.3)	(1,654.9)	(1,811.0)	(1,982.1)	(2,169.5)	(2,374.8)	(2,599.8)	(2,846.3)	(3,116.5)	(3,412.5)	(3,737.0)	(4,092.7)	(4,482.6)	(4,909.9)	(5,378.5)	(5,892.2)
Oceania DD&A	[USDm]				(1,130.0)	(1,777.0)	(1,571.0)	(1,957.0)	(10,178.0)	(1,805.0)	211.0	(2,760.0)	(2,309.0)	(2,357.2)	(2,478.7)	(2,606.4)	(2,740.7)	(2,882.0)	(3,030.6)	(3,186.9)	(3,351.2)	(3,524.1)	(3,705.9)	(3,897.1)	(4,098.2)	(4,309.8)	(4,532.3)	(4,766.3)	(5,012.4)	(5,271.4)	(5,543.7)	(5,830.1)	(6,131.4)	(6,448.4)	(6,781.8)
Asia DD&A	[USDm]				(3,304.0)	(2,892.0)	(2,301.0)	(2,130.0)	(2,120.0)	(2,817.0)	(2,090.0)	(1,324.0)	(1,551.0)	(1,582.0)	(1,662.1)	(1,746.2)	(1,834.5)	(1,927.4)	(2,024.9)	(2,127.3)	(2,235.0)	(2,348.1)	(2,466.9)	(2,591.7)	(2,722.8)	(2,860.6)	(3,005.4)	(3,157.4)	(3,317.2)	(3,485.1)	(3,661.4)	(3,846.7)	(4,041.3)	(4,245.8)	(4,460.6)
U.S. DD&A	[USDm]				(4,372.0)	(3,410.0)	(4,543.0)	(6,932.0)	(7,927.0)	(5,201.0)	(4,462.0)	(4,330.0)	(4,371.0)	(4,839.4)	(5,520.1)	(6,298.1)	(7,187.8)	(8,205.4)	(9,369.6)	(10,702.2)	(12,227.9)	(13,975.5)	(15,977.8)	(18,273.0)	(20,904.8)	(23,923.8)	(27,388.3)	(31,365.8)	(35,934.1)	(41,183.1)	(47,217.0)	(54,156.0)	(62,139.5)	(71,328.8)	(81,911.0)
Other America DD&A	[USDm]				(4,834.0)	(7,260.0)	(2,925.0)	(4,787.0)	(8,429.0)	(4,154.0)	(2,125.0)	(5,194.0)	(4,277.0)	(4,476.4)	(4,825.7)	(5,202.4)	(5,608.6)	(6,046.7)	(6,519.1)	(7,028.6)	(7,578.0)	(8,170.5)	(8,809.5)	(9,498.8)	(10,242.1)	(11,043.8)	(11,908.5)	(12,841.2)	(13,847.1)	(14,932.2)	(16,102.6)	(17,365.1)	(18,726.9)	(20,195.9)	(21,780.6)
Total DD&A	[USDm]				**(18,928.0)**	**(19,762.0)**	**(15,418.0)**	**(19,764.0)**	**(34,861.0)**	**(16,546.0)**	**(11,024.0)**	**(16,766.0)**	**(14,588.0)**	**(15,412.0)**	**(16,792.1)**	**(18,319.4)**	**(20,011.8)**	**(21,889.6)**	**(23,976.1)**	**(26,297.4)**	**(28,883.7)**	**(31,768.9)**	**(34,992.0)**	**(38,597.3)**	**(42,635.6)**	**(47,164.9)**	**(52,251.6)**	**(57,971.8)**	**(64,412.6)**	**(71,674.3)**	**(79,871.8)**	**(89,137.4)**	**(99,623.2)**	**(111,504.4)**	**(124,983.0)**

x Other Costs

Indexation Flag	[flag]	2025												0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Indexation Factor	[%]	100.0%											1.0x	1.0x	1.0x	1.1x	1.1x	1.1x	1.2x	1.2x	1.2x	1.3x	1.3x	1.3x	1.3x	1.4x	1.4x	1.5x	1.5x	1.6x	1.6x	1.7x	1.7x	1.8x	1.8x	1.9x
Europe Other Costs per barrel	[$/kboe]	(27.8)			(10.1)	0.8	(5.9)	0.1	(5.4)	(43.0)	(42.8)	(23.0)	(27.8)	(27.8)	(28.6)	(29.5)	(30.4)	(31.3)	(32.2)	(33.2)	(34.2)	(35.2)	(36.3)	(37.4)	(38.5)	(39.6)	(40.8)	(42.0)	(43.3)	(44.6)	(45.9)	(47.3)	(48.7)	(50.2)	(51.7)
Africa Other Costs per barrel	[$/kboe]	0.5			(2.4)	(0.9)	(4.5)	(0.9)	(5.6)	3.9	5.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9
Oceania Other Costs per barrel	[$/kboe]	(2.1)			7.0	3.0	3.8	0.8	8.2	1.1	(1.0)	(0.9)	(2.1)	(2.1)	(2.2)	(2.2)	(2.3)	(2.4)	(2.4)	(2.5)	(2.6)	(2.7)	(2.7)	(2.8)	(2.9)	(3.0)	(3.1)	(3.2)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.6)	(3.7)	(3.8)	(3.9)
Asia Other Costs per barrel	[$/kboe]	(5.3)			(4.5)	(3.3)	0.5	(4.8)	(3.4)	(3.7)	(3.7)	(4.6)	(5.3)	(5.3)	(5.4)	(5.6)	(5.7)	(5.9)	(6.1)	(6.3)	(6.5)	(6.7)	(6.9)	(7.1)	(7.3)	(7.5)	(7.7)	(8.0)	(8.2)	(8.4)	(8.7)	(9.0)	(9.2)	(9.5)	(9.8)
U.S. Other Costs per barrel	[$/kboe]	(4.3)			(0.3)	(0.7)	(2.2)	2.4	(1.1)	12.7	(4.4)	(6.7)	(4.3)	(4.3)	(4.4)	(4.6)	(4.7)	(4.8)	(5.0)	(5.1)	(5.3)	(5.5)	(5.6)	(5.8)	(6.0)	(6.1)	(6.3)	(6.5)	(6.7)	(6.9)	(7.1)	(7.3)	(7.5)	(7.8)	(8.0)
Other America Other Costs per barrel	[$/kboe]	(15.6)			(2.2)	(6.4)	(6.4)	(8.7)	(3.6)	(6.4)	(11.9)	(14.5)	(15.6)	(15.6)	(16.0)	(16.5)	(17.0)	(17.5)	(18.0)	(18.6)	(19.1)	(19.7)	(20.3)	(20.9)	(21.5)	(22.2)	(22.8)	(23.5)	(24.2)	(25.0)	(25.7)	(26.5)	(27.3)	(28.1)	(28.9)
Total Other Costs per barrel	[$/kboe]				(3.2)	(1.9)	(2.3)	(2.6)	(2.1)	(3.2)	(8.4)	(8.1)	(8.7)	(8.6)	(8.8)	(9.1)	(9.3)	(9.5)	(9.8)	(10.0)	(10.3)	(10.5)	(10.7)	(11.0)	(11.2)	(11.5)	(11.7)	(12.0)	(12.2)	(12.5)	(12.7)	(13.0)	(13.2)	(13.4)	(13.7)
Europe Other Costs	[USDm]				(1,925.0)	157.0	(947.0)	20.0	(553.0)	(3,867.0)	(3,772.0)	(1,846.0)	(2,302.0)	(2,349.2)	(2,470.7)	(2,600.0)	(2,737.6)	(2,884.3)	(3,040.6)	(3,207.3)	(3,385.1)	(3,575.0)	(3,777.7)	(3,994.3)	(4,225.8)	(4,473.4)	(4,738.2)	(5,021.6)	(5,325.0)	(5,650.0)	(5,998.2)	(6,371.4)	(6,771.6)	(7,200.8)	(7,661.3)
Africa Other Costs	[USDm]				(356.0)	(145.0)	(609.0)	(121.0)	(645.0)	349.0	336.0	32.0	33.0	35.0	38.3	41.9	45.9	50.2	54.9	60.1	65.7	71.9	78.7	86.2	94.3	103.2	113.0	123.8	135.5	148.4	162.5	178.0	195.0	213.6	234.0
Oceania Other Costs	[USDm]				700.0	382.0	514.0	105.0	981.0	155.0	(135.0)	(118.0)	(303.0)	(309.3)	(325.3)	(342.0)	(359.7)	(378.2)	(397.7)	(418.2)	(439.8)	(462.5)	(486.3)	(511.4)	(537.8)	(565.6)	(594.8)	(625.5)	(657.8)	(691.7)	(727.5)	(765.1)	(804.6)	(846.2)	(889.9)
Asia Other Costs	[USDm]				(1,606.0)	(1,073.0)	180.0	(1,599.0)	(1,127.0)	(1,210.0)	(1,089.0)	(1,350.0)	(1,583.0)	(1,614.7)	(1,696.4)	(1,782.2)	(1,872.4)	(1,967.1)	(2,066.7)	(2,171.2)	(2,281.1)	(2,396.5)	(2,517.8)	(2,645.2)	(2,779.0)	(2,919.6)	(3,067.4)	(3,222.6)	(3,385.6)	(3,557.0)	(3,736.9)	(3,926.0)	(4,124.7)	(4,333.4)	(4,552.7)
U.S. Other Costs	[USDm]				(40.0)	(114.0)	(447.0)	575.0	(230.0)	2,550.0	(629.0)	(886.0)	(541.0)	(599.0)	(683.2)	(779.5)	(889.6)	(1,015.6)	(1,159.7)	(1,324.6)	(1,513.5)	(1,729.8)	(1,977.6)	(2,261.7)	(2,587.4)	(2,961.1)	(3,389.9)	(3,882.2)	(4,447.6)	(5,097.2)	(5,844.1)	(6,702.9)	(7,691.0)	(8,828.4)	(10,138.2)
Other America Other Costs	[USDm]				(507.0)	(1,519.0)	(1,516.0)	(2,197.0)	(792.0)	(1,278.0)	(2,587.0)	(3,370.0)	(3,526.0)	(3,690.4)	(3,978.4)	(4,288.9)	(4,623.8)	(4,985.0)	(5,374.4)	(5,794.4)	(6,247.4)	(6,735.8)	(7,262.7)	(7,830.9)	(8,443.7)	(9,104.6)	(9,817.5)	(10,586.4)	(11,415.7)	(12,310.3)	(13,275.1)	(14,315.9)	(15,438.6)	(16,649.7)	(17,956.1)
Total Other Costs	[USDm]				**(3,734.0)**	**(2,312.0)**	**(2,825.0)**	**(3,217.0)**	**(2,366.0)**	**(3,301.0)**	**(7,876.0)**	**(7,538.0)**	**(8,222.0)**	**(8,527.5)**	**(9,116.6)**	**(9,750.7)**	**(10,437.2)**	**(11,180.0)**	**(11,984.2)**	**(12,855.7)**	**(13,801.1)**	**(14,827.6)**	**(15,943.3)**	**(17,157.3)**	**(18,479.4)**	**(19,921.0)**	**(21,494.6)**	**(23,214.4)**	**(25,096.2)**	**(27,157.8)**	**(29,419.3)**	**(31,903.4)**	**(34,635.6)**	**(37,644.9)**	**(40,964.2)**

x Taxes

Europe EBIT	[USDm]				(1,291.0)	3,069.0	2,288.0	1,289.0	(2,868.0)	(394.0)	5,334.0	3,344.0	2,197.0	556.0	584.8	615.4	647.9	682.7	719.6	759.1	801.2	846.1	894.1	945.4	1,000.2	1,058.8	1,121.4	1,188.5	1,260.3	1,337.2	1,419.7	1,508.0	1,602.7	1,704.3	1,813.3
Africa EBIT	[USDm]				126.0	1,301.0	2,419.0	2,131.0	(1,389.0)	1,789.0	2,136.0	1,976.0	1,752.0	389.8	426.4	466.4	510.1	558.1	610.6	668.1	731.1	800.1	875.7	958.5	1,049.2	1,148.6	1,257.5	1,376.9	1,507.7	1,651.0	1,808.2	1,980.4	2,169.2	2,376.2	2,603.2
Oceania EBIT	[USDm]				1,119.0	1,148.0	3,665.0	2,377.0	(8,024.0)	2,810.0	7,834.0	3,383.0	4,060.0	1,214.2	1,276.8	1,342.6	1,411.8	1,484.6	1,561.1	1,641.6	1,726.2	1,815.3	1,908.9	2,007.4	2,111.0	2,220.0	2,334.6	2,455.2	2,582.0	2,715.3	2,855.6	3,003.2	3,158.4	3,321.6	3,493.3
Asia EBIT	[USDm]				1,989.0	4,534.0	9,394.0	6,465.0	2,868.0	7,419.0	12,248.0	9,762.0	9,731.0	3,801.7	3,994.1	4,196.2	4,408.5	4,631.6	4,865.9	5,112.1	5,370.8	5,642.6	5,928.1	6,228.0	6,543.2	6,874.3	7,222.1	7,587.5	7,971.5	8,374.8	8,798.6	9,243.8	9,711.5	10,202.9	10,719.2
U.S. EBIT	[USDm]				(3,665.0)	(849.0)	1,894.0	746.0	(4,914.0)	5,868.0	5,213.0	1,913.0	1,727.0	(863.1)	(984.5)	(1,123.3)	(1,282.0)	(1,463.5)	(1,671.1)	(1,908.8)	(2,180.9)	(2,492.6)	(2,849.7)	(3,259.1)	(3,728.5)	(4,266.9)	(4,884.8)	(5,594.2)	(6,409.0)	(7,345.2)	(8,421.3)	(9,658.9)	(11,082.8)	(12,721.8)	(14,609.2)
Other America EBIT	[USDm]				(2,526.0)	(4,467.0)	601.0	(1,103.0)	(6,048.0)	1,703.0	7,188.0	1,172.0	2,015.0	(2,623.1)	(2,827.8)	(3,048.5)	(3,286.5)	(3,543.2)	(3,820.0)	(4,118.6)	(4,440.5)	(4,787.7)	(5,162.2)	(5,566.0)	(6,001.6)	(6,471.4)	(6,978.1)	(7,524.6)	(8,114.1)	(8,749.9)	(9,435.7)	(10,175.5)	(10,973.5)	(11,834.3)	(12,762.9)
Total EBIT	[USDm]				(4,248.0)	4,736.0	20,261.0	11,905.0	(20,375.0)	19,195.0	39,933.0	20,650.0	21,482.0	2,475.6	2,469.7	2,448.7	2,409.9	2,350.2	2,266.1	2,153.6	2,008.0	1,823.8	1,594.9	1,314.3	973.5	563.3	72.8	(510.7)	(1,201.6)	(2,016.7)	(2,975.1)	(4,099.1)	(5,414.5)	(6,951.0)	(8,743.0)
Europe Tax Rate	[%]	65.0%			24.1%	55.0%	89.5%	65.8%	14.7%	(120.1%)	96.6%	70.6%	96.4%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%
Africa Tax Rate	[%]	70.0%			342.1%	(27.7%)	37.3%	67.2%	7.5%	2.0%	24.7%	31.9%	73.1%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%
Oceania Tax Rate	[%]	50.0%			50.0%	(17.6%)	24.4%	46.0%	39.6%	29.6%	38.6%	28.9%	28.2%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%
Asia Tax Rate	[%]	60.0%			96.4%	65.5%	51.6%	62.1%	64.6%	60.3%	61.7%	56.8%	60.8%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%
U.S. Tax Rate	[%]	40.0%			36.9%	(42.8%)	29.0%	20.6%	16.1%	21.6%	14.2%	17.3%	20.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%
Other America Tax Rate	[%]	60.0%			55.8%	39.8%	7.9%	12.4%	25.6%	26.6%	51.7%	27.9%	27.9%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%
Blended Tax Rate	[%]				3.8%	56.5%	52.5%	61.8%	16.6%	39.2%	47.4%	51.5%	52.9%	64.8%	65.7%	66.9%	68.2%	70.0%	72.1%	75.0%	78.8%	84.1%	92.1%	105.2%	130.8%	201.9%	1,331.5%	(149.6%)	(43.0%)	(10.9%)	4.5%	13.5%	19.4%	23.5%	26.6%
Europe Taxes	[USDm]				311.0	(1,689.0)	(2,047.0)	(848.0)	423.0	(473.0)	(5,151.0)	(2,362.0)	(2,119.0)	(361.4)	(380.1)	(400.0)	(421.2)	(443.7)	(467.8)	(493.4)	(520.8)	(550.0)	(581.2)	(614.5)	(650.1)	(688.2)	(728.9)	(772.5)	(819.2)	(869.2)	(922.8)	(980.2)	(1,041.8)	(1,107.8)	(1,178.6)
Africa Taxes	[USDm]				(431.0)	361.0	(902.0)	(1,431.0)	104.0	(35.0)	(527.0)	(343.0)	(1,280.0)	(272.9)	(298.4)	(326.4)	(357.1)	(390.7)	(427.4)	(467.7)	(511.8)	(560.1)	(613.0)	(670.9)	(734.4)	(804.0)	(880.3)	(963.8)	(1,055.4)	(1,155.7)	(1,265.7)	(1,386.3)	(1,518.5)	(1,663.4)	(1,822.2)
Oceania Taxes	[USDm]				(559.0)	202.0	(893.0)	(1,094.0)	3,175.0	(831.0)	(3,025.0)	(976.0)	(1,145.0)	(607.1)	(638.4)	(671.3)	(705.9)	(742.3)	(780.5)	(820.8)	(863.1)	(907.6)	(954.5)	(1,003.7)	(1,055.5)	(1,110.0)	(1,167.3)	(1,227.6)	(1,291.0)	(1,357.7)	(1,427.8)	(1,501.6)	(1,579.2)	(1,660.8)	(1,746.7)
Asia Taxes	[USDm]				(1,918.0)	(2,969.0)	(4,851.0)	(4,013.0)	(1,854.0)	(4,473.0)	(7,561.0)	(5,544.0)	(5,920.0)	(2,281.0)	(2,396.4)	(2,517.7)	(2,645.1)	(2,778.9)	(2,919.5)	(3,067.3)	(3,222.5)	(3,385.5)	(3,556.8)	(3,736.8)	(3,925.9)	(4,124.6)	(4,333.3)	(4,552.5)	(4,782.9)	(5,024.9)	(5,279.2)	(5,546.3)	(5,826.9)	(6,121.8)	(6,431.5)
U.S. Taxes	[USDm]				1,351.0	(363.0)	(550.0)	(154.0)	790.0	(1,268.0)	(739.0)	(330.0)	(345.0)	345.2	393.8	449.3	512.8	585.4	668.4	763.5	872.4	997.0	1,139.9	1,303.6	1,491.4	1,706.8	1,953.9	2,237.7	2,563.6	2,938.1	3,368.5	3,863.6	4,433.1	5,088.7	5,843.7
Other America Taxes	[USDm]				1,409.0	1,780.0	(1,398.0)	188.0	749.0	(436.0)	(1,910.0)	(1,075.0)	(963.0)	1,573.8	1,696.7	1,829.1	1,971.9	2,125.9	2,292.0	2,471.1	2,664.3	2,872.6	3,097.3	3,339.6	3,601.0	3,882.8	4,186.8	4,514.8	4,868.4	5,249.9	5,661.4	6,105.3	6,584.1	7,100.6	7,657.7
Total Taxes	[USDm]				163.0	(2,678.0)	(10,641.0)	(7,352.0)	3,387.0	(7,516.0)	(18,913.0)	(10,630.0)	(11,372.0)	(1,503.3)	(1,622.9)	(1,637.0)	(1,644.5)	(1,644.3)	(1,634.8)	(1,614.5)	(1,581.5)	(1,533.6)	(1,468.3)	(1,382.7)	(1,273.6)	(1,137.2)	(969.0)	(764.0)	(516.4)	(219.5)	134.5	554.5	1,050.9	1,635.6	2,322.3

x Exploration Capex

Indexation Flag	[flag]	2025												0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Indexation Factor	[%]	100.0%											1.0x	1.0x	1.0x	1.1x	1.1x	1.1x	1.2x	1.2x	1.2x	1.3x	1.3x	1.3x	1.4x	1.4x	1.5x	1.5x	1.6x	1.6x	1.7x	1.7x	1.8x	1.8x	1.9x
Europe Exploration Capex per barrel	[$/kboe]	(3.2)			(1.8)	(1.7)	(2.4)	(3.2)	(2.8)	(3.3)	(4.8)	(4.4)	(3.2)	(3.2)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.6)	(3.7)	(3.8)	(3.9)	(4.0)	(4.2)	(4.3)	(4.4)	(4.5)	(4.7)	(4.8)	(5.0)	(5.1)	(5.3)	(5.4)	(5.6)	(5.8)	(5.9)
Africa Exploration Capex per barrel	[$/kboe]	(5.7)			(1.6)	(0.9)	(1.4)	(2.0)	(1.5)	(1.5)	(4.2)	(8.9)	(5.7)	(5.7)	(5.9)	(6.1)	(6.3)	(6.5)	(6.6)	(6.8)	(7.1)	(7.3)	(7.5)	(7.7)	(7.9)	(8.2)	(8.4)	(8.7)	(8.9)	(9.2)	(9.5)	(9.8)	(10.1)	(10.4)	(10.7)
Oceania Exploration Capex per barrel	[$/kboe]	(0.6)			(0.3)	(0.3)	(0.4)	(0.9)	(0.3)	(0.2)	(0.2)	(0.5)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.9)	(0.9)	(0.9)	(1.0)	(1.0)	(1.0)	(1.0)	(1.1)	(1.1)	(1.2)
Asia Exploration Capex per barrel	[$/kboe]	(0.6)			(1.1)	(0.4)	(0.5)	(0.5)	(0.3)	(0.3)	(0.5)	(0.7)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.8)	(0.9)	(0.9)	(0.9)	(1.0)	(1.0)	(1.0)	(1.1)	(1.1)	(1.1)	(1.2)
U.S. Exploration Capex per barrel	[$/kboe]	(6.6)			(6.6)	(8.4)	(9.4)	(7.2)	(4.5)	(4.6)	(5.1)	(8.8)	(4.0)	(4.0)	(4.1)	(4.2)	(4.3)	(4.5)	(4.6)	(4.7)	(4.9)	(5.0)	(5.2)	(5.3)	(5.5)	(5.7)	(5.8)	(6.0)	(6.2)	(6.4)	(6.6)	(6.8)	(7.0)	(7.2)	(7.4)
Other America Exploration Capex per barrel	[$/kboe]	(1.9)			(4.3)	(3.5)	(3.2)	(3.2)	(3.6)	(3.0)	(1.9)	(3.4)	(3.4)	(1.9)	(1.9)	(2.0)	(2.1)	(2.1)	(2.2)	(2.2)	(2.3)	(2.4)	(2.5)	(2.6)	(2.7)	(2.8)	(2.9)	(3.0)	(3.1)	(3.2)	(3.3)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.5)
Total Exploration Capex per barrel	[$/kboe]				1,342.7	1,020.4	1,473.5	1,578.4	1,106.4	920.9	947.2	1,299.6	819.4	867.2	919.0	974.9	1,035.4	1,101.0	1,172.2	1,249.5	1,333.5	1,424.9	1,524.4	1,632.9	1,751.3	1,880.7	2,022.3	2,177.2	2,347.0	2,533.3	2,738.0	2,962.9	3,210.5	3,483.3	3,784.1
Europe Exploration Capex	[USDm]				(338.0)	(329.0)	(384.0)	(428.0)	(287.0)	(301.0)	(422.0)	(352.0)	(264.0)	(269.4)	(283.3)	(298.2)	(314.0)	(330.8)	(348.7)	(367.8)	(388.2)	(410.0)	(433.2)	(458.1)	(484.6)	(513.0)	(543.4)	(575.9)	(610.7)	(648.0)	(687.9)	(730.7)	(776.6)	(825.8)	(878.6)
Africa Exploration Capex	[USDm]				(247.0)	(138.0)	(188.0)	(253.0)	(168.0)	(136.0)	(259.0)	(536.0)	(398.0)	(422.6)	(462.2)	(505.6)	(553.0)	(605.0)	(661.9)	(724.3)	(792.6)	(867.4)	(949.3)	(1,039.1)	(1,137.4)	(1,245.2)	(1,363.2)	(1,492.6)	(1,634.4)	(1,789.8)	(1,960.2)	(2,146.9)	(2,351.6)	(2,576.0)	(2,822.0)
Oceania Exploration Capex	[USDm]				(34.0)	(38.0)	(49.0)	(117.0)	(33.0)	(26.0)	(21.0)	(62.0)	(91.0)	(92.9)	(97.7)	(102.7)	(108.0)	(113.6)	(119.4)	(125.6)	(132.1)	(138.9)	(146.1)	(153.6)	(161.5)	(169.9)	(178.6)	(187.8)	(197.5)	(207.7)	(218.5)	(229.8)	(241.6)	(254.1)	(267.3)
Asia Exploration Capex	[USDm]				(400.0)	(135.0)	(182.0)	(165.0)	(102.0)	(103.0)	(141.0)	(201.0)	(187.0)	(190.7)	(200.4)	(210.5)	(221.2)	(232.4)	(244.1)	(256.5)	(269.5)	(283.1)	(297.4)	(312.5)	(328.3)	(344.9)	(362.3)	(380.7)	(399.9)	(420.2)	(441.4)	(463.8)	(487.3)	(511.9)	(537.8)
U.S. Exploration Capex	[USDm]				(1,043.0)	(1,354.0)	(1,912.0)	(1,723.0)	(951.0)	(920.0)	(721.0)	(1,159.0)	(499.0)	(552.5)	(630.2)	(719.0)	(820.6)	(936.7)	(1,069.7)	(1,221.8)	(1,396.0)	(1,595.5)	(1,824.1)	(2,086.1)	(2,384.5)	(2,731.2)	(3,126.7)	(3,580.8)	(4,102.3)	(4,701.5)	(5,390.4)	(6,182.5)	(7,093.9)	(8,143.0)	(9,351.1)

Shell

| | | |

Shell

	EV	336.1	USDm	Start	12-Jan-16	1-Jan-17	1-Jan-18	1-Jan-19	1-Jan-20	1-Jan-21	1-Jan-22	1-Jan-23	1-Jan-24	1-Jan-25	1-Jan-26	1-Jan-27	1-Jan-28	1-Jan-29	1-Jan-30	1-Jan-31	1-Jan-32	1-Jan-33	1-Jan-34	1-Jan-35	1-Jan-36	1-Jan-37	1-Jan-38	1-Jan-39	1-Jan-40	1-Jan-41	1-Jan-42	1-Jan-43	1-Jan-44	1-Jan-45	1-Jan-46
	EqV	195.9	USDm	End	31-Dec-16	31-Dec-17	31-Dec-18	31-Dec-19	31-Dec-20	31-Dec-21	31-Dec-22	31-Dec-23	31-Dec-24	31-Dec-25	31-Dec-26	31-Dec-27	31-Dec-28	31-Dec-29	31-Dec-30	31-Dec-31	31-Dec-32	31-Dec-33	31-Dec-34	31-Dec-35	31-Dec-36	31-Dec-37	31-Dec-38	31-Dec-39	31-Dec-40	31-Dec-41	31-Dec-42	31-Dec-43	31-Dec-44	31-Dec-45	31-Dec-46
	EV/EBITDA	7.8x		Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	IRR	11.6%		Days	354	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364	364	365	364	364
	Unit	Input 1	Input 2																																
Change in NOLs	[USDm]													-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NOL EoP	[USDm]													-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
x Interest Carryforward Schedule																																			
Interest Carryforward BoP	[USDm]													-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Drawdown	[USDm]													-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Additions	[USDm]													-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest Carryforward EoP	[USDm]													-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
x Debt Schedule																																			
x Summary																																			
Debt BoP	[USDm]													77,078.0	77,078.0	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0
Issue	[USDm]													-	140,249.6	-	-	-	217,769.2	-	-	-	-	346,334.3	-	-	-	-	564,406.0	-	-	-	-	942,568.4
Repayment	[USDm]													-	(77,078.0)	-	-	-	(140,249.6)	-	-	-	-	(217,769.2)	-	-	-	-	(346,334.3)	-	-	-	-	(564,406.0)
Debt EoP	[USDm]				92,476.0	85,665.0	76,824.0	96,424.0	108,014.0	89,086.0	83,795.0	81,541.0	77,078.0	77,078.0	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0	942,568.4
Leverage	[x]					*1.9x*	*1.4x*	*1.7x*	*2.9x*	*1.7x*	*1.2x*	*1.4x*	*1.3x*	*1.8x*	*3.0x*	*2.8x*	*2.8x*	*2.3x*	*2.1x*	*3.0x*	*2.7x*	*2.5x*	*2.3x*	*2.1x*	*3.0x*	*2.7x*	*2.5x*	*2.2x*	*2.0x*	*3.0x*	*2.7x*	*2.5x*	*2.2x*	*2.0x*	*3.0x*
Cash EoP	[USDm]				(19,130.0)	(20,312.0)	(26,741.0)	(18,054.0)	(31,830.0)	(36,971.0)	(40,246.0)	(38,774.0)	(39,110.0)																							
Net Debt	[USDm]				73,346.0	65,353.0	50,083.0	78,370.0	76,184.0	52,115.0	43,549.0	42,767.0	37,968.0	77,078.0	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0	942,568.4
Leverage	[x]					*1.4x*	*0.9x*	*1.4x*	*2.1x*	*1.0x*	*0.6x*	*0.7x*	*0.6x*	*1.8x*	*3.0x*	*2.8x*	*2.8x*	*2.3x*	*2.1x*	*3.0x*	*2.7x*	*2.5x*	*2.3x*	*2.1x*	*3.0x*	*2.7x*	*2.5x*	*2.2x*	*2.0x*	*3.0x*	*2.7x*	*2.5x*	*2.2x*	*2.0x*	*3.0x*
x Refinancing																																			
Refinancing Toggle	[Flag]	5	31-Dec-26											-	1.0	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	1.0
EBITDA	[USDm]													-	46,749.9	-	-	-	-	72,589.7	-	-	-	-	115,444.8	-	-	-	-	188,135.3	-	-	-	-	314,189.5
Leverage	[x]	3.0x												-	3.0	-	-	-	-	3.0	-	-	-	-	3.0	-	-	-	-	3.0	-	-	-	-	3.0
Net Debt	[USDm]													-	140,249.6	-	-	-	-	217,769.2	-	-	-	-	346,334.3	-	-	-	-	564,406.0	-	-	-	-	942,568.4
x Interest																																			
Debt BoP	[USDm]													77,078.0	77,078.0	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	140,249.6	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	217,769.2	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	346,334.3	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0	564,406.0
USDIBOR	[%]													2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
Spread	[%]	3.0%												3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Cost of Debt	[%]													5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
Interest														4,239.3	4,239.3	7,713.7	7,713.7	7,713.7	7,713.7	7,713.7	11,977.3	11,977.3	11,977.3	11,977.3	11,977.3	19,048.4	19,048.4	19,048.4	19,048.4	19,048.4	31,042.3	31,042.3	31,042.3	31,042.3	31,042.3
x Cash Flow																																			
Levered Cash Flow	[USDm]													13,077.8	77,683.3	13,610.9	15,332.7	17,226.5	19,310.5	99,124.3	21,043.1	23,817.6	26,877.2	30,252.4	162,542.5	32,893.7	37,422.4	42,428.4	47,964.0	272,159.2	51,938.0	59,419.0	67,706.5	76,890.4	465,233.6
Dividend Distribution	[USDm]	100.0%												(13,077.8)	(77,683.3)	(13,610.9)	(15,332.7)	(17,226.5)	(19,310.5)	(99,124.3)	(21,043.1)	(23,817.6)	(26,877.2)	(30,252.4)	(162,542.5)	(32,893.7)	(37,422.4)	(42,428.4)	(47,964.0)	(272,159.2)	(51,938.0)	(59,419.0)	(67,706.5)	(76,890.4)	(465,233.6)
Equity Injection	[USDm]													-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
x End of Sheet																																			

Shell

| | | |

Shell

| | | |

Shell

| | | |

Shell

| | | |

ExxonMobil

| | | |

ExxonMobil

| | | |

| | | |

ExxonMobil

| | | |

ExxonMobil

| | | |

ExxonMobil

| | | |

ExxonMobil

| | | |

ExxonMobil

| | | |

ExxonMobil

| | | |

ExxonMobil

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |

Repsol

| | | |