

DẦU KHÍ

THƯỢNG NGUỒN DẪN DẮT TĂNG TRƯỞNG



Lê Huỳnh Hương – huong.lh@vdsc.com.vn





Trong năm 2026, diễn biến giá dầu được kỳ vọng tiếp tục chịu tác động lớn từ yếu tố địa chính trị, đặc biệt là rủi ro gián đoạn nguồn cung và vận tải tại khu vực Trung Đông. Mặc dù nguồn cung toàn cầu vẫn có xu hướng gia tăng từ OPEC+ và các quốc gia ngoài khối, phần bù rủi ro địa chính trị tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong việc nâng mặt bằng giá và gia tăng biến động trong ngắn hạn. Với đặc thù chuỗi giá trị, tác động của giá dầu không phân bổ đồng đều giữa các phân khúc trong ngành.

Do đó, triển vọng vẫn mang tính phân hóa, với thượng nguồn (khả quan), trung nguồn (trung lập) và hạ nguồn (trung lập).

Thượng nguồn - Làn sóng E&P kích hoạt chu kỳ tăng trưởng mới

Làn sóng gia tăng hoạt động E&P tạo nền tảng cho khối lượng công việc dồi dào, qua đó hỗ trợ triển vọng tăng trưởng ổn định của PVS trong mảng EPC và dịch vụ kỹ thuật, cũng như PVD trong mảng khoan tự nâng và thuê thiết bị khoan. Chu kỳ đầu tư thượng nguồn đang bước vào pha thuận lợi, củng cố triển vọng lợi nhuận trung – dài hạn cho nhóm doanh nghiệp dẫn đầu.

PVS (MUA, GMT: 48.700) – Backlog M&C duy trì ở mức cao, hưởng lợi từ tiến độ tích cực của các dự án dầu khí trọng điểm

PVD (TÍCH LŨY, GMT: 36.400) – Đóng góp từ giàn mới và hầu hết các giàn đều có việc làm trong năm

Trung nguồn – Vận tải hưởng lợi ngắn hạn, LNG hỗ trợ dài hạn

Vận tải xăng dầu tiếp tục đóng vai trò nền tảng, với khả năng hưởng lợi ngắn hạn từ gián đoạn địa chính trị làm gia tăng nhu cầu tấn-dặm. Tuy nhiên, triển vọng trung hạn vẫn chịu áp lực từ chu kỳ giá cước và dư cung đội tàu. Mảng khí, đặc biệt LNG, tiếp tục là động lực tăng trưởng trung hạn nhờ nhu cầu điện khí gia tăng và nguồn khí nội địa suy giảm.

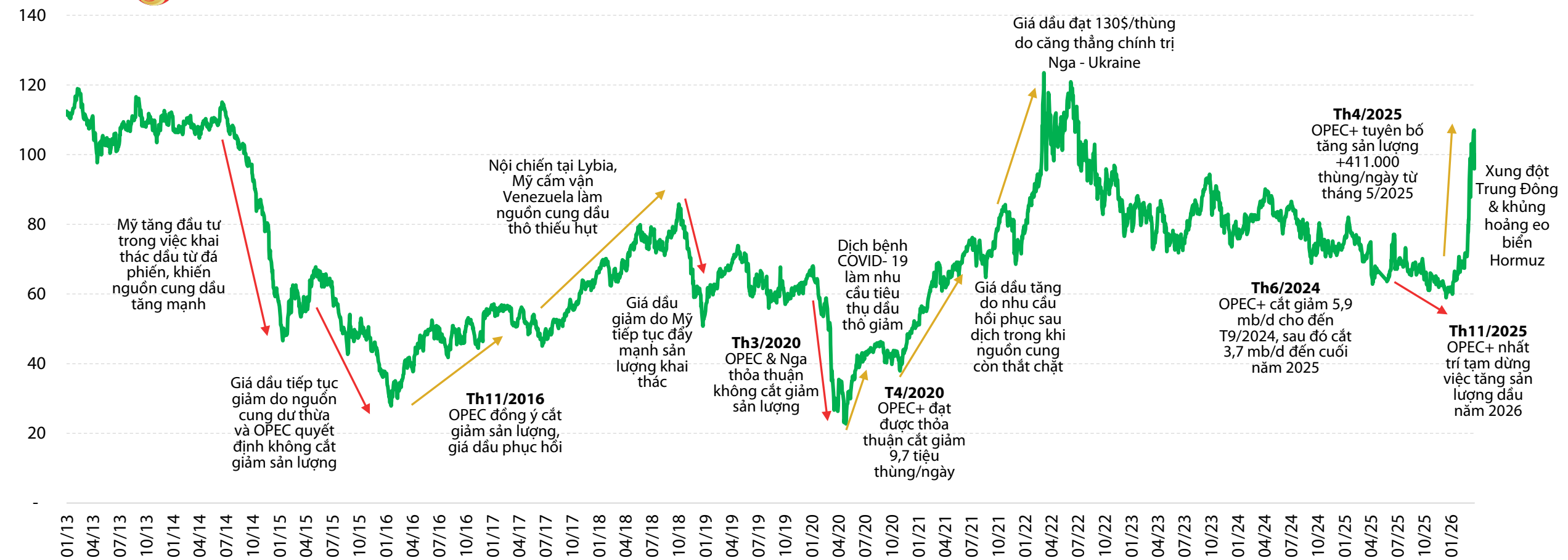
PVT (MUA, GMT: 28.500) – Đội tàu mở rộng, hưởng lợi từ biến động thị trường

Hạ nguồn – Hưởng lợi cầu tiêu thụ, kỳ vọng cải cách chính sách

Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu cải thiện theo đà phục hồi của hoạt động sản xuất – tiêu dùng tạo nền đỡ cho tăng trưởng sản lượng của các doanh nghiệp bán lẻ xăng dầu, trong khi các điều chỉnh chính sách kinh doanh xăng dầu được kỳ vọng sẽ tháo gỡ các nút thắt về biên lợi nhuận. Với mạng lưới phân phối lớn nhất thị trường, PLX có khả năng tận dụng tốt chu kỳ phục hồi của tiêu dùng nội địa.

Rủi ro đầu tư: Một số rủi ro đầu tư bao gồm (1) Biến động giá dầu – khí, (2) Chậm tiến độ các dự án trọng điểm làm gián đoạn nhu cầu dịch vụ dầu khí và (3) Biến động địa chính trị có thể ảnh hưởng dòng chảy dầu và nhu cầu vận tải.

Phần I:		
Cập nhật giá dầu	<u>Rủi ro địa chính trị làm thay đổi cán cân thị trường</u>	<u>4</u>
	<u>Dự báo giá dầu brent 2025–2026: Rủi ro địa chính trị làm thay đổi cán cân thị trường</u>	<u>6</u>
Phần II:		
Triển vọng Thượng nguồn	<u>Quyết tâm tháo gỡ điểm nghẽn trong khai thác dầu khí</u>	<u>7</u>
	<u>Tiến độ các dự án dầu khí trọng điểm</u>	<u>8</u>
	<u>Nhu cầu giàn khoan nội địa sôi động nhờ các dự án E&P</u>	<u>10</u>
Phần III:		
Triển vọng Trung nguồn	<u>Ba yếu tố vĩ mô chi phối xu hướng giá cước vận tải xăng dầu (1) Chiến lược sản lượng của OPEC+, (2) Chiến tranh Nga – Ucraina và (3) Căng thẳng tại địa chính trị Biển Đỏ & eo biển Hormuz</u>	<u>11</u>
	<u>Triển vọng các phân khúc vận tải xăng dầu</u>	<u>14</u>
	<u>Nhu cầu khí gia tăng thúc đẩy tăng trưởng mảng phân phối</u>	<u>16</u>
	<u>Nhập khẩu LNG được đẩy mạnh để đáp ứng nhu cầu gia tăng khí</u>	<u>17</u>
Phần IV:		
Triển vọng Hạ nguồn	<u>Nguồn cung xăng dầu - Duy trì ổn định, nhưng phụ thuộc lớn vào nhà máy lọc dầu</u>	<u>18</u>
	<u>Nhu cầu xăng dầu – Tăng ổn định ngắn & trung hạn, chậm dần về dài hạn</u>	<u>18</u>
	<u>Xe điện (EV) & Cơ chế giá bán lẻ xăng dầu</u>	<u>19</u>
	<u>Dự thảo nghị định kinh doanh xăng dầu</u>	<u>20</u>
Phần V:		
Danh mục cổ phiếu	<u>PVS – Biên lợi nhuận M&C cải thiện mạnh, củng cố động lực tăng trưởng</u>	<u>23</u>
	<u>PVD – Đóng góp từ giàn khoan mới thúc đẩy tăng trưởng lợi nhuận</u>	<u>26</u>
	<u>PVT – Đội tàu mở rộng, hưởng lợi từ biến động thị trường</u>	<u>29</u>



Nguồn: CTCK Rồng Việt

Giá dầu Brent giai đoạn 2013–2026 phản ánh rõ tính chu kỳ cực đoan và sự nhạy cảm tuyệt đối của thị trường năng lượng trước các cú sốc địa chính trị. Sau giai đoạn biến động hậu đại dịch và xung đột Nga – Ukraine, thị trường bước vào chu kỳ thắt chặt, đẩy giá dầu tiệm cận các mức đỉnh lịch sử do những đứt gãy tại các điểm nghẽn vận tải toàn cầu.

Sang giai đoạn 2025–2026, sau nỗ lực tăng sản lượng vào tháng 5/2025, OPEC+ đã phải nhanh chóng đảo ngược chiến lược và nhất trí tạm dừng việc gia tăng nguồn cung từ tháng 11/2025 để đối phó với tình trạng cầu yếu. Tuy nhiên, **tâm điểm của thị trường hiện nay là cú sốc cung từ xung đột Trung Đông và cuộc khủng hoảng nghiêm trọng tại eo biển Hormuz** vào đầu năm 2026. Sự kiện này đã kích hoạt đà tăng vọt của giá dầu lên trên mốc **110 USD/thùng**, thiết lập một nền giá mới cao hơn hẳn so với kỳ vọng trước đó. Diễn biến này đặt ngành dầu khí vào tình thế báo động về an ninh nguồn cung, đồng thời tạo ra áp lực chi phí vận tải và lạm phát năng lượng trực tiếp lên nền kinh tế toàn cầu trong giai đoạn tới.

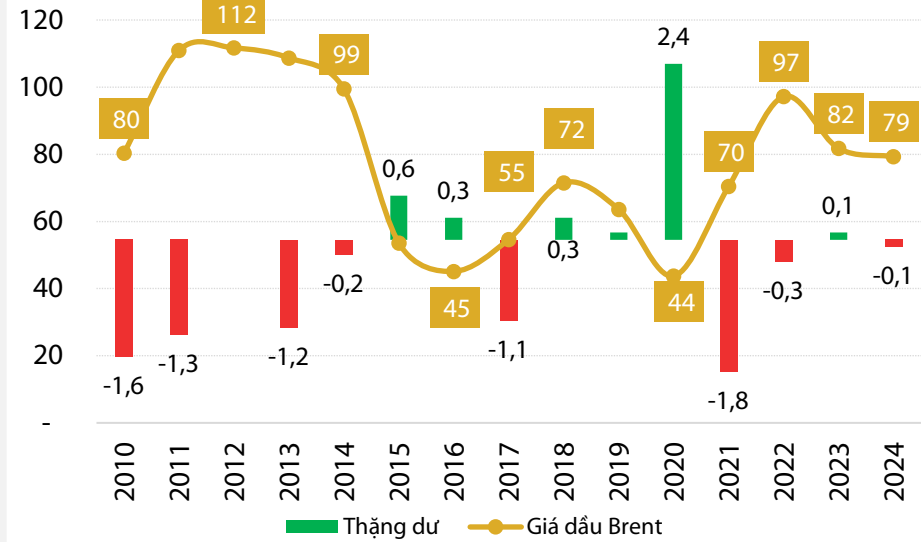
Thị trường dầu mỏ toàn cầu hiện trong trạng thái thiếu cung ngắn hạn do gián đoạn địa chính trị. Chúng tôi cho rằng gián đoạn nguồn cung tại Trung Đông, đặc biệt liên quan đến tuyến vận chuyển qua eo biển Hormuz, đã khiến một phần sản lượng bị đình trệ, với mức ảnh hưởng ước tính lên tới **~9 triệu thùng/ngày** trong giai đoạn cao điểm. Điều này kéo thị trường vào trạng thái rút ròng tồn kho, góp phần đẩy giá dầu Brent tăng lên vùng giá cao trong thời gian gần đây.

Ở chiều cầu, tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu đang chậm lại so với các năm trước. Theo cập nhật từ các tổ chức như EIA và IEA, nhu cầu dầu năm 2026 chỉ tăng khoảng **~0,6 triệu thùng/ngày**, thấp hơn đáng kể so với giai đoạn phục hồi trước đó. Động lực tăng trưởng chủ yếu đến từ các nước ngoài OECD, trong khi nhu cầu tại các nền kinh tế phát triển gần như đi ngang do xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Trong khi đó, nguồn cung trung hạn vẫn được kỳ vọng tăng nhanh hơn nhu cầu. IEA dự báo nguồn cung toàn cầu có thể tăng khoảng **~1,1-1,5 triệu thùng/ngày**, chủ yếu từ Mỹ, Brazil và Guyana. Điều này hàm ý thị trường có thể chuyển sang trạng thái dư cung khoảng **~1-2 triệu thùng/ngày trong năm 2026** nếu các yếu tố gián đoạn địa chính trị được giải quyết.

Chúng tôi cho rằng trạng thái thiếu cung hiện tại mang tính tạm thời, trong khi trung hạn thị trường vẫn hướng tới cân bằng hoặc dư cung nhẹ. Do đó, mức giá dầu hiện tại phần lớn phản ánh yếu tố rủi ro địa chính trị, thay vì sự thiếu hụt nguồn cung mang tính cấu trúc.

Hình 1: Chênh lệch cung-cầu dầu thô toàn cầu



Nguồn: IEA, CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 2: OPEC dự báo nhu cầu tiêu thụ dầu toàn cầu

	2025	2026F	YoY	2027F	YoY
OECD	45,9	46,1	0,3%	46,2	0,2%
Châu Mỹ	25,4	25,5	0,5%	25,6	0,3%
Châu Âu	13,4	13,5	0,3%	13,5	0,3%
Châu Á - TBD	7,1	7,1	-0,2%	7,1	-0,3%
Ngoài OECD	59,2	60,4	2,1%	61,7	2,1%
Trung Quốc	16,9	17,1	1,2%	17,3	1,2%
Ấn Độ	5,7	5,9	4,0%	6,1	3,8%
Trung Đông	9,0	9,1	1,8%	9,3	1,8%
Nga	4,0	4,1	1,0%	4,1	1,2%
Khác	23,7	24,3	2,6%	25,0	2,6%
Toàn cầu	105,2	106,5	1,3%	107,9	1,3%

Hình 3: OPEC dự báo sản lượng dầu toàn cầu giai đoạn 2025 – 2026 (triệu thùng/ ngày)

	2025	2026F	YoY	2027F	YoY
OECD	32,3	32,5	0,4%	32,6	0,3%
Châu Mỹ	28,3	28,5	0,8%	28,7	0,6%
Châu Âu	3,6	3,6	-1,4%	3,5	-1,4%
Châu Á – Thái Bình Dương	0,4	0,4	-4,9%	0,4	-2,6%
Ngoài OECD	19,3	19,8	2,3%	20,3	2,5%
Trung Quốc	4,6	4,6	0,0%	4,6	-0,4%
Ấn Độ	0,8	0,8	0,6%	0,8	-1,8%
Trung Đông	2,0	2,0	2,1%	2,2	5,8%
Khác	11,9	12,3	3,3%	12,7	3,3%
Tổng ngoài DoC	54,2	52,3	-3,6%	52,9	1,1%

	2025	Q4/25	Dec-25	Jan-26	Feb-26
OPEC	27,3	28,5	28,6	28,5	28,6
Iran	3,1	3,2	3,2	3,1	3,2
Iraq	4,0	4,1	4,1	4,2	4,2
Kuwait	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Saudi Arabia	9,5	10,0	10,1	10,1	10,1
UAE	3,1	3,4	3,4	3,4	3,4
Khác	5,1	5,2	5,2	5,1	5,2
Ngoài OPEC DoC	14,5	14,5	14,3	13,8	14,1
Russia	9,2	9,3	9,3	9,2	9,2
Khác	5,3	5,1	5,0	4,6	4,9
Tổng DoC	41,8	43,0	42,9	42,3	42,7

* Chú thích: OECD là nhóm các quốc gia phát triển thuộc Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế, Nguồn: OPEC, CTCK Rồng Việt tổng hợp

Giá dầu Brent 2026–2027: Biến động cao trong ngắn hạn, dần ổn định về trung hạn

Theo tổng hợp dự báo từ các tổ chức quốc tế, triển vọng giá dầu được thể hiện như sau:

Trong ngắn hạn, phân bố xác suất cho thấy giá dầu vẫn biến động mạnh với mức độ phân tán cao giữa các kịch bản

Trong Q2–Q3/2026, xác suất giá dầu nằm trên 80 USD/thùng vẫn chiếm tỷ trọng đáng kể (khoảng 19%–67%), phản ánh tác động của rủi ro địa chính trị và gián đoạn nguồn cung, đặc biệt tại khu vực Trung Đông. Đồng thời, xác suất xuất hiện các mức giá rất cao (>90 USD/thùng) vẫn ở mức trọng yếu trong Q2/2026 (48%), cho thấy yếu tố “risk premium” tiếp tục chi phối thị trường trong ngắn hạn.

Tuy nhiên, từ cuối 2026 sang 2027, phân bố xác suất có xu hướng dịch chuyển rõ rệt về vùng giá trung bình

Xác suất giá dầu nằm trong vùng 60–70 USD/thùng tăng dần và trở thành kịch bản chiếm ưu thế, đạt khoảng 44–64% trong các quý năm 2027. Ngược lại, xác suất các kịch bản giá cao trên 80 USD/thùng giảm mạnh, gần như không còn xuất hiện trong các dự báo trung hạn.

Diễn biến này cho thấy thị trường kỳ vọng các rủi ro hiện tại mang tính ngắn hạn, trong khi cán cân cung – cầu sẽ dần được tái cân bằng

Sự phục hồi của nguồn cung toàn cầu, đặc biệt từ các quốc gia ngoài OPEC, cùng với xu hướng tăng trưởng nhu cầu chậm lại, là các yếu tố chính kéo mặt bằng giá dầu trở lại trạng thái ổn định hơn trong trung hạn.

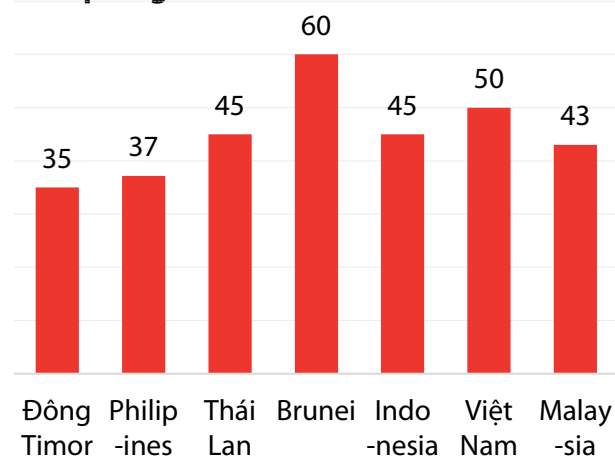
Nhìn chung, chúng tôi nhận thấy mặt bằng giá dầu breent hiện tại duy trì cao hơn đáng kể so với **ngưỡng hòa vốn trung bình của các mỏ dầu Việt Nam (40–50 USD/thùng)**, qua đó đảm bảo phần lớn các dự án thăm dò và khai thác tiếp tục duy trì hiệu quả kinh tế.

Hình 4: Xác suất dự báo giá dầu Rồng Việt tổng hợp dựa trên thống kê từ Bloomberg

USD/thùng	Q2/26	Q3/26	Q4/26	Q1/27	Q2/27	Q3/27
< 60	5%	5%	10%	19%	17%	9%
60-70	5%	19%	29%	44%	50%	64%
70 - 80	24%	48%	43%	31%	25%	18%
80 - 90	19%	19%	19%	6%	8%	9%
> 90	48%	10%	0%	0%	0%	0%
Trung bình	90	77	73	70	70	69
Trung vị	90	78	74	70	68	65

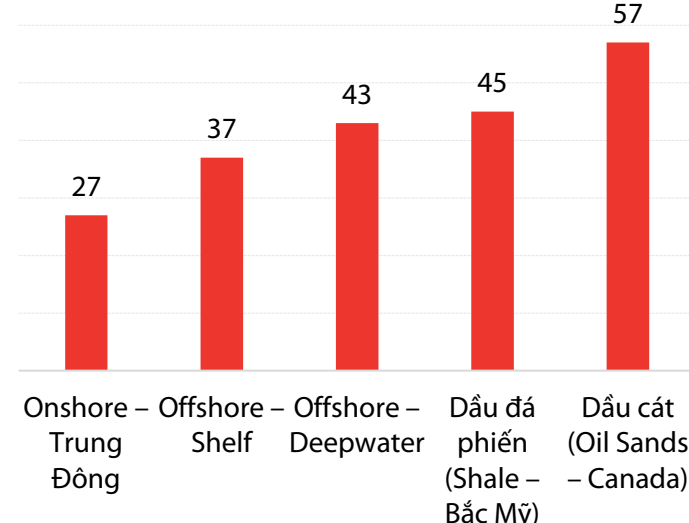
Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp từ dự báo của 14 tổ chức dựa trên thống kê từ Bloomberg, cập nhật đến ngày 08/04/2026

Hình 5: Giá dầu hòa vốn bình quân ở một số quốc gia



Nguồn: PVN, IHS Markit, CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 6: Giá dầu hòa vốn bình quân theo địa hình khai thác



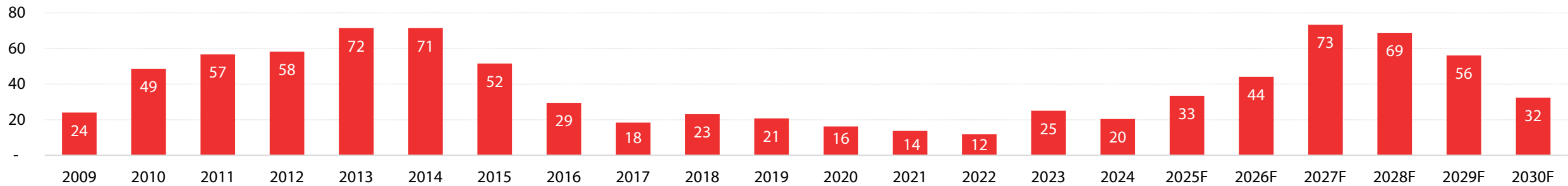
Nguồn: Rystad Energy, CTCK Rồng Việt tổng hợp

Phân khúc thượng nguồn bước vào chu kỳ đầu tư mới, khi giá trị đầu tư E&P của Việt Nam sau nhiều năm suy giảm đã bắt đầu tăng trở lại và được dự báo tăng mạnh trong giai đoạn 2025–2027 nhằm bù đắp đà suy giảm trữ lượng và sản lượng khai thác.

Song song, **khung pháp lý cho hoạt động E&P đang hoàn thiện theo hướng hỗ trợ**, với loạt văn bản mới bao phủ toàn bộ chuỗi khảo sát – thăm dò – phát triển – mở rộng mỏ, giúp tháo gỡ các nút thắt về cơ chế chi phí, phê duyệt dự án và chia sản phẩm.

Chúng tôi đánh giá sự kết hợp giữa tăng đầu tư và cải cách chính sách đang tạo nền tảng cho chu kỳ tăng trưởng mới của thượng nguồn, mở ra cơ hội cho các dự án khí – khí ngưng tụ (condensate) và các mỏ cận biên vốn bị trì hoãn trước đây.

Hình 7: Tổng vốn đầu tư xây dựng cơ bản cho hoạt động E&P của Việt Nam (Nghìn tỷ đồng)



Hình 8: Các văn bản pháp lý hỗ trợ hoạt động khai thác dầu khí trong các năm qua

Giai đoạn dự án	Hoạt động chính	Vướng mắc phổ biến trước đây	Văn bản pháp lý hỗ trợ	Nội dung “khơi thông” chính	Tác động tới Thượng nguồn
Khảo sát Thăm dò	Khảo sát địa chấn 2D/3D, khoan thăm dò	Khung hợp đồng cứng nhắc, rủi ro pháp lý cao, thời gian xét duyệt kéo dài	Luật Dầu khí 2022	Đa dạng loại hợp đồng, kéo dài thời hạn dự án, tăng ưu đãi khu vực nước sâu	Tăng khả năng triển khai giếng thăm dò; mở rộng nhu cầu thuê giàn khoan (PVD)
Thăm lượng, kế hoạch phát triển mỏ	Khoan thăm lượng, lập kế hoạch phát triển mỏ	Phê duyệt FDP chậm, thiếu chuẩn hóa quy trình	Nghị định 45/2023/NĐ-CP	Chuẩn hóa quy trình phát triển mỏ, cơ chế thu hồi chi phí, lựa chọn nhà thầu	Rút ngắn chu kỳ từ phát hiện → phát triển; tăng nhu cầu khoan phát triển (PVD)
Ra quyết định đầu tư (FID)	Chốt tổng mức đầu tư, phê duyệt thiết kế, ký EPC/EPCI	Ưu đãi tài chính chưa đủ hấp dẫn; khó farm-out / gọi vốn	Luật Dầu khí 2022; Nghị định 132/2024/NĐ-CP	Mở rộng ưu đãi mỏ cận biên/suy giảm; minh bạch chuyển nhượng, góp vốn	Tăng khả năng đạt FID các dự án lớn; mở rộng backlog EPCI cho PVS
Thi công Xây dựng mỏ	Lắp đặt giàn, FPSO, đường ống nội mỏ	Vướng GPMB, thiếu khung bồi thường	Cơ chế riêng cho Lô B – Ô Môn (2024)	Phê duyệt khung bồi thường – tái định cư cho tuyến ống	Đẩy nhanh tiến độ phát triển mỏ, giảm rủi ro trì hoãn
Khai thác – Thu gom – Vận chuyển	Vận hành mỏ, vận chuyển dầu/khí về bờ	Thiếu đồng bộ giữa thượng nguồn và trung nguồn	Luật Dầu khí 2022; cơ chế rút ngắn phê duyệt 2024–2025	Ổn định cơ chế đầu ra – tiêu thụ khí, tăng tính chắc chắn hợp đồng dài hạn	Ổn định sản lượng khai thác, cải thiện khả năng dự báo dòng tiền E&P
Bảo trì Mở rộng mỏ	Khoan bổ sung, cải tạo giếng, tối ưu thu hồi	Mỏ suy giảm, hiệu quả kinh tế thấp	Luật Dầu khí 2022	Ưu đãi bổ sung cho mỏ cận biên, mỏ cuối đời	Kéo dài vòng đời mỏ, tăng nhu cầu khoan workover (PVD)

Chúng tôi nhận thấy rằng **Lô B – Ô Môn** và **Cá Voi Xanh** là hai dự án then chốt, đóng vai trò quan trọng trong việc bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia trong giai đoạn trung hạn. Với số liệu tổng hợp được, chúng tôi ước tính trữ lượng từ hai dự án này sẽ chiếm khoảng 30% tổng trữ lượng dầu khí còn lại của Việt Nam. Dự án Lô B – Ô Môn được kỳ vọng sẽ dẫn dắt hoạt động khai thác dầu khí của Việt Nam trong vòng hai năm tới, trong khi dự án Cá Voi Xanh dự kiến sẽ bắt đầu đi vào vận hành sau năm 2030.

Hình 9: Danh mục một số dự án dầu khí tại Việt Nam

Tên dự án	Vị trí (Bể)	Vốn đầu tư	Trữ lượng	Nhà đầu tư	Cập nhật tiến độ	Vận hành
Kinh Ngư Trắng	Cửu Long	N/A	12.000 -15.000 thùng dầu/ngày	Vietsovpetro, PVEP, AO Zarubezhneft	<ul style="list-style-type: none"> Đón nhận lô dầu đầu tiên 	2025
Lô B – Ô Môn	Malay - Thổ Chu	12 tỷ USD	107 tỷ m³ khí	PVEP, MOECO, PTTEP	<ul style="list-style-type: none"> Tiến độ EPCI#1 & EPCI#2 lần lượt là 29% & 55% (tháng 6/2025) 	Tháng 8/2027
Cá Voi Xanh	Nam Côn Sơn	10 tỷ USD	150 tỷ m³ khí	ExxonMobil, PVN	<ul style="list-style-type: none"> Tháng 5/2023, PVN, PVEP và ExxonMobil ký kết thỏa thuận khung hợp đồng bán khí Đang giải quyết vấn đề thuê đất và sử dụng cảng Kỳ Hà 	2030
Sư Tử Trắng – 2B	Cửu Long	1,3 tỷ USD	20 tỷ m ³ khí	PVEP, ConocoPhillips, KNOC, SKI, Geopetrol	<ul style="list-style-type: none"> Đang tiến hành đàm phán Hợp đồng dầu khí của Lô 15-1, gia hạn từ tháng 9/2025 	2026
Nam Du – U Minh	Malay - Thổ Chu	750 triệu USD	5,6 tỷ m ³ khí	Jadestone Energy (JSE)	<ul style="list-style-type: none"> Chờ phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ từ PVN và MOIT Tháng 1/2024, PVGAS & JSE ký kết thỏa thuận khung mua bán khí Chuẩn bị đấu thầu gói EPCIC và FPSO 	2024-2025
Kèn Bầu	Sông Hồng	N/A	200-250 tỷ m ³ khí	ENI Vietnam BV, ESSAR E&P Limited	<ul style="list-style-type: none"> Thăm dò 	2028
Lạc Đà Vàng	Cửu Long	693 triệu USD	100 - 113 triệu thùng dầu	Murphy Oil, PVEP, SKI	<ul style="list-style-type: none"> Q2/2024: Murphy Cửu Long Bắc & PVS ký kết hợp đồng EPCI Tháng 10/2024, PVS khởi công giàn xử lý trung tâm 	2026 -2027
Thiên Nga – Hải Âu	Nam Côn Sơn	349 triệu USD	10 tỷ m ³ khí	Zarubezhneft, PVEP, PVGAS	<ul style="list-style-type: none"> Tháng 3/2024, PVGAS & Zarubezhneft ký kết thỏa thuận khung mua bán khí 	2026-2027
Báo Vàng – Báo Đen	Nam Côn Sơn	1,3 tỷ USD	58 tỷ m ³	Gazprom, PVN	<ul style="list-style-type: none"> Thăm dò 	2025

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 12: Tiến độ chuỗi dự án Lô B – Ô Môn

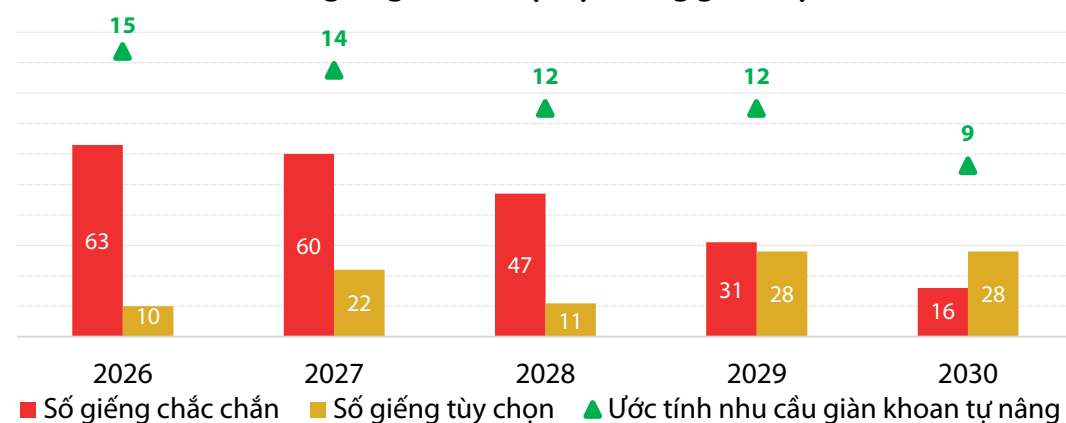
Hạng mục	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Thủ tục pháp lý		<ul style="list-style-type: none"> - 30/10: PVN và các đối tác nước ngoài ký Biên bản ghi nhớ. - Cơ chế chuyển tiếp giá khí sang giá điện được Bộ Công Thương phê duyệt. 	<ul style="list-style-type: none"> - 18/3: PVN ký hợp đồng khung tài trợ tín dụng - 28/3: MOECO và JBIC ký hợp đồng vay - 1/7: JF Bank và MOECO ký hợp đồng vay - 18/9: Khởi công mỏ khí Block B, đồng thời trao thầu EPC#1 và khởi công EPC#1 & EPC#2 – thể hiện quyết tâm triển khai FID toàn phần 	<ul style="list-style-type: none"> - Ký hợp đồng GSA cung cấp khí cho Ô Môn I, II, III, IV. - 19/08 Khởi công xây dựng nhà máy Ô Môn IV 			Q3/2027 First Gas	
Thương & Trung nguồn								
EPC Gói #1	- 30/10 : PVS và McDermott được trao LLOA.	<ul style="list-style-type: none"> - 3/9: Chính thức trao gói EPC tổng thể cho PVS và McDermott. - 18/9: PVS khởi công thi công. 						
EPC Gói #2	- 29/11 : PVS được trao LLOA.		- 18/9 : PVS khởi công thi công.					
EPC Gói #3	- 22/12 : PVS và Lilama 18 được trao LLOA.		- 3/7 : Triển khai lựa chọn nhà thầu thi công tuyến ống khí trên bờ.					
EPC Gói #4					PVS trúng thầu cho thuê FSO			
Hạ nguồn								
Ô Môn I			<ul style="list-style-type: none"> - 18/3: Ký GSA mua khí từ mỏ Block B. - 21/4: EVN chuyển đổi nguồn khí sang Block B. - 24/9: Phát hành hồ sơ mời thầu EPC. 	- Ký hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN trong 1H2025	Chuyển đổi sử dụng khí Lô B		Vận hành Q4/2028	
Ô Môn II	- 9/10 : EVN chuyển giao quyền sở hữu dự án cho PVN.		- 29/7 : Nhà thầu TV2-TK3 tiến hành xây dựng cơ bản giai đoạn khảo sát tiền khả thi.	- Dự kiến đóng thầu EPC trong 2H2025			Vận hành Q4/2028	
Ô Môn III	- 9/10 : EVN chuyển giao quyền sở hữu dự án cho PVN.			- Đang trong giai đoạn nghiên cứu khả thi			Vận hành Q4/2028	
Ô Môn IV				- 19/08 Khởi công xây dựng nhà máy Ô Môn IV			Vận hành Q4/2028	

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Nhu cầu giếng khoan tăng mạnh nhờ hàng loạt dự án E&P tái khởi động. Ước tính năm 2026 cần khoảng 70 giếng (trong đó ~60 giếng chắc chắn, ~10 giếng tùy chọn), tăng lên ~74 giếng năm 2027, và duy trì ở mức cao trên 60 giếng/năm giai đoạn 2028–2029 trước khi hạ nhiệt vào 2030. Bước vào chu kỳ đầu tư mới, thị trường được kỳ vọng duy trì trạng thái nóng, đặc biệt với nhu cầu giàn tự nâng.

Cơ hội lớn cho các nhà thầu khoan. Các dự án trọng điểm như Lạc Đà Vàng, Lô B–Ô Môn, Nam Du–U Minh, Sư Tử Trắng, Kinh Ngư Trắng... đều bước vào giai đoạn phát triển, đòi hỏi khối lượng thi công giếng lớn cùng tiến độ kéo dài nhiều năm. Với vị trí dẫn đầu và đội giàn sở hữu lớn nhất tại Việt Nam, PVD được xem là ứng viên hưởng lợi trực tiếp khi nhu cầu khoan tăng cao, cải thiện biên lợi nhuận và tăng tỷ lệ sử dụng giàn trong chu kỳ tới.

Hình 10: Ước tính số giếng khoan nội địa trong giai đoạn 2026-2030



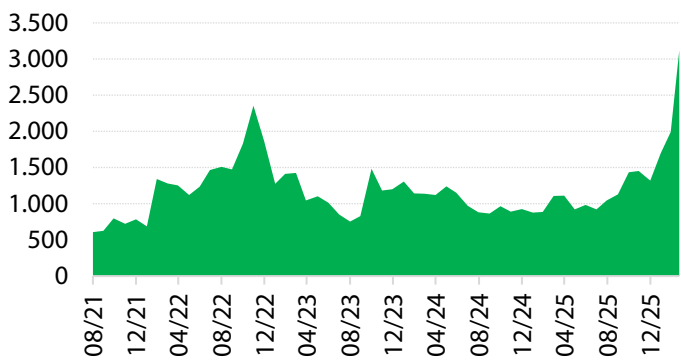
Nguồn: PVD

Hình 11: Ước tính nhu cầu giàn khoan các dự án E&P trong nước

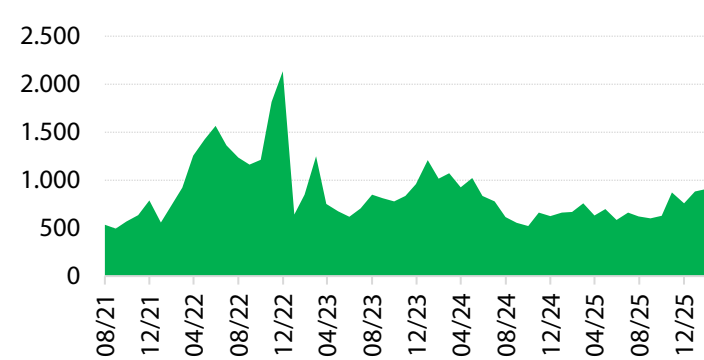
Tên dự án	Bể địa chất	Trữ lượng	Vận hành	2026	2027	2028
Kinh Ngư Trắng	Cửu Long	~15.000 thùng dầu/ngày	2025	Khoan bổ sung		
Sư Tử Trắng – GD 2B	Cửu Long	20 tỷ m ³ khí	2026	Khoan phát triển	Khoan phát triển bổ sung	
Lạc Đà Vàng	Cửu Long	100 - 113 triệu thùng dầu	2026 - 2027	Khoan phát triển	Khoan phát triển bổ sung	
Nam Du – U Minh	Malay - Thổ Chu	5,6 tỷ m ³ khí	2026 - 2027		Khoan phát triển	Khoan phát triển bổ sung
Khánh Mỹ - Đầm Dơi	Malay - Thổ Chu	4,03 tỷ m ³ khí	Q2/2027		Khoan phát triển	Khoan phát triển bổ sung
Lô B – Ô Môn	Malay - Thổ Chu	107 tỷ m³ khí	2027 - 2028	Khoan phát triển	Khoan phát triển	
Thiên Nga – Hải Âu	Nam Côn Sơn	10 tỷ m ³ khí	2026 - 2027	Khoan phát triển	Khoan phát triển bổ sung	
Cá Voi Xanh	Nam Côn Sơn	150 tỷ m³ khí	Sau 2030			
Kèn Bầu	Sông Hồng	200-250 tỷ m ³ khí	Sau 2030			
Báo Vàng – Báo Đen	Nam Côn Sơn	58 tỷ m ³	Sau 2030			
Đại Hùng Pha 3	Nam Côn Sơn			Khoan phát triển	Khoan phát triển bổ sung	

Nguồn: CTCK Rồng Việt ước tính

Hình 13: Chỉ số BDI tăng 137% YTD



Hình 14: Chỉ số BCTI tăng 131% YTD



Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

Hình 15: Các kịch bản về chiến lược sản lượng của OPEC+ tác động đến nhu cầu vận tải dầu

	Kịch bản diễn biến	Tác động đến nhu cầu tấn-dặm	Ảnh hưởng đến giá cước vận tải
Chiến lược OPEC+	Giữ nguyên sản lượng	Tăng nhu cầu lưu kho nổi do cung tăng nhanh hơn cầu	Tích cực (Đặc biệt VLCC)
	Tăng sản lượng	Gia tăng hoạt động tích trữ trên cả đất liền và biển	Tích cực
	Giảm sản lượng	Cung-cầu cân bằng, nhu cầu tích trữ suy yếu	Trung tính (Hạ nhiệt nhưng neo cao)
Dòng chảy dầu Nga	Thỏa thuận hòa bình	Các tuyến vận tải ngắn quay trở lại; nhu cầu tấn-dặm suy giảm	Tiêu cực (Aframax/Suezmax)
	Xung đột tiếp diễn	Hành trình dài hơn sang Á Đông (Ấn Độ, Trung Quốc); hấp thụ đội tàu cũ	Tích cực (Tăng nhu cầu tấn-dặm)
Điểm nghẽn Biển Đỏ, Hormuz	Căng thẳng kéo dài	Hành trình vận chuyển kéo dài, ảnh hưởng chuỗi cung ứng dầu khí	Tích cực (Giảm cung tàu thực tế)
	Tình hình hạ nhiệt	Lưu lượng qua Kênh đào Suez và eo biển Hormuz hồi phục; hành trình ngắn lại	Trung tính đến Tiêu cực

Nguồn: CTCK Rồng Việt

Giá cước chuyển từ phục hồi phân hóa sang bùng nổ do cú sốc địa chính trị Trung Đông tại eo biển Hormuz

Giai đoạn đầu năm, thị trường ghi nhận sự phân hóa rõ nét khi **BDI tăng trưởng >63% YTD**, đối lập với mức tăng khiêm tốn **32% của BCTI** do áp lực dư cung tàu thành phẩm.

Tuy nhiên, xung đột Trung Đông và khủng hoảng eo biển Hormuz đầu năm 2026 đã trở thành "ngòi nổ" xóa bỏ sự phân hóa này, đẩy cả hai chỉ số bùng nổ lên mức **+137% (BDI)** và **+131% (BCTI)** so với đầu năm. Diễn biến cực đoạn này chính thức thiết lập một siêu chu kỳ giá cước mới cho toàn ngành vận tải dầu khí toàn cầu.

Ba yếu tố vĩ mô chi phối xu hướng giá cước trong giai đoạn tới

Chúng tôi cho rằng xu hướng giá cước vận tải xăng dầu trong thời gian tới sẽ phụ thuộc chủ yếu vào ba yếu tố then chốt như sau:

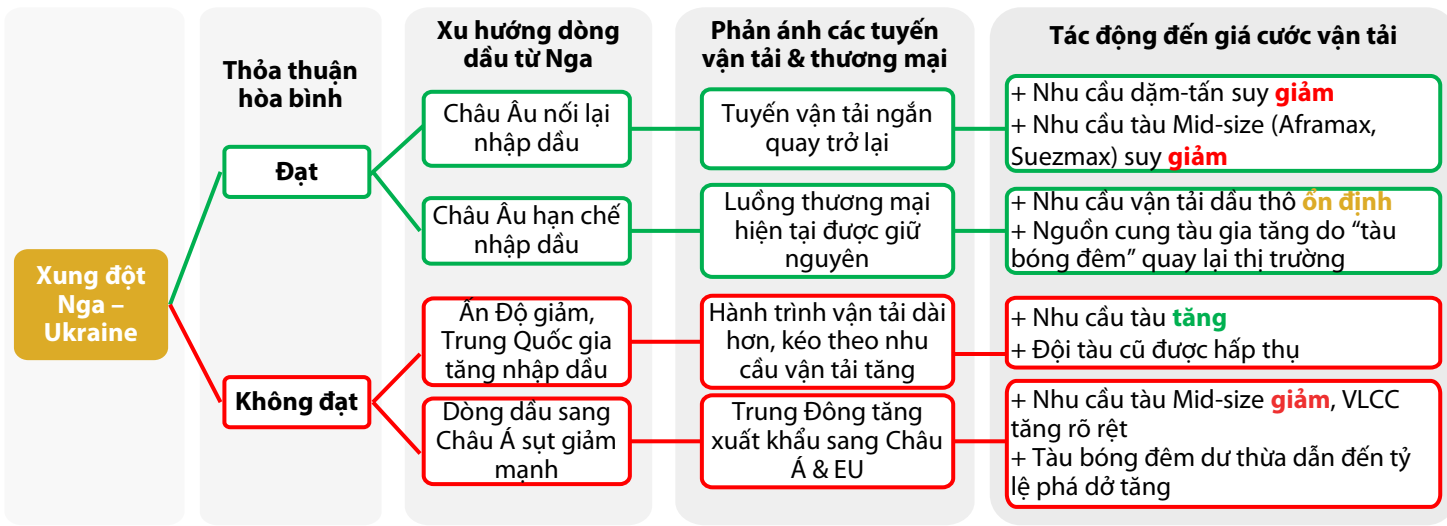
- **OPEC+**: Chiến lược điều hành sản lượng quyết định trạng thái dư cung và nhu cầu lưu kho dầu, qua đó tác động trực tiếp đến nhu cầu vận tải dầu thô.
- **Nga – Ucraina**: Diễn biến xung đột định hình lại dòng chảy dầu toàn cầu và khoảng cách vận chuyển, ảnh hưởng mạnh đến nhu cầu vận tải theo tấn-dặm, đặc biệt với tàu cỡ trung.
- **Biển Đỏ & Eo biển Hormuz: "Điểm gãy" cung ứng**. Gián đoạn tại Hormuz – yết hầu hàng hải quan trọng nhất thế giới – đã buộc các đội tàu phải thay đổi lộ trình hoàn toàn qua Mũi Hảo Vọng. Việc kéo dài hành trình kết hợp với rủi ro an ninh tăng cao đã làm sụt giảm nguồn cung tàu thực tế, đẩy giá cước lên mặt bằng kỷ lục.

Nhìn chung, chúng tôi kỳ vọng kịch bản cộng hưởng giữa sự thắt chặt của OPEC+ và các điểm nóng địa chính trị sẽ duy trì nền giá cước vận tải ở mức rất cao, tạo cơ hội bứt phá lợi nhuận cho các doanh nghiệp sở hữu đội tàu vận tải quốc tế.

Hình 16: Các kịch bản về chiến lược sản lượng của OPEC+ tác động đến nhu cầu vận tải dầu



Hình 17: Các kịch bản dòng chảy dầu Nga qua xung đột Nga-Ucraina



Nguồn: CTCK Rồng Việt giả định

(1) Chiến lược sản lượng OPEC+ giữ vai trò dẫn dắt nhu cầu vận tải dầu

Chính sách sản lượng của OPEC+ tiếp tục là yếu tố then chốt chi phối cán cân cung – cầu dầu và nhu cầu vận tải. Trong các kịch bản OPEC+ duy trì hoặc gia tăng sản lượng, giá dầu hiện tại duy trì ở mức thấp hơn kỳ vọng tương lai, thúc đẩy hoạt động tích trữ và gia tăng nhu cầu lưu kho nổi, qua đó hỗ trợ giá cước tàu dầu thô, đặc biệt là phân khúc VLCC. Ngược lại, khi OPEC+ quay lại tái cân bằng thị trường, nhu cầu lưu kho suy yếu khiến giá cước hạ nhiệt, dù vẫn được nâng đỡ bởi tốc độ tăng trưởng đội tàu chậm.

Tác động tới vận tải XDTP/ HC kém thuận lợi hơn

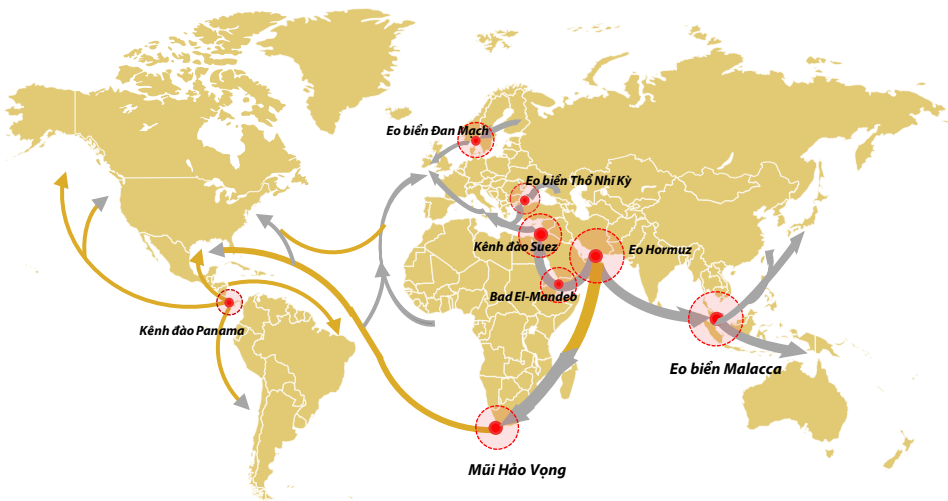
So với dầu thô, vận tải XDTP/HC hưởng lợi hạn chế từ hoạt động tích trữ, trong khi chịu áp lực lớn từ dư cung đội tàu và biên lợi nhuận lọc dầu suy giảm. Do đó, trong hầu hết các kịch bản sản lượng của OPEC+, triển vọng của phân khúc XDTP/HC nhìn chung chỉ ở mức trung tính đến kém tích cực.

(2) Dòng chảy dầu Nga: Hai kịch bản với tác động trái chiều

Dòng chảy dầu thô của Nga tiếp tục là biến số khó dự báo nhất đối với thị trường vận tải. Trong kịch bản đạt được thỏa thuận hòa bình, dầu Nga có thể quay lại châu Âu thông qua các tuyến ngắn, làm suy giảm nhu cầu vận tải theo tấn-hải lý và bất lợi cho tàu cỡ trung như Aframax và Suezmax.

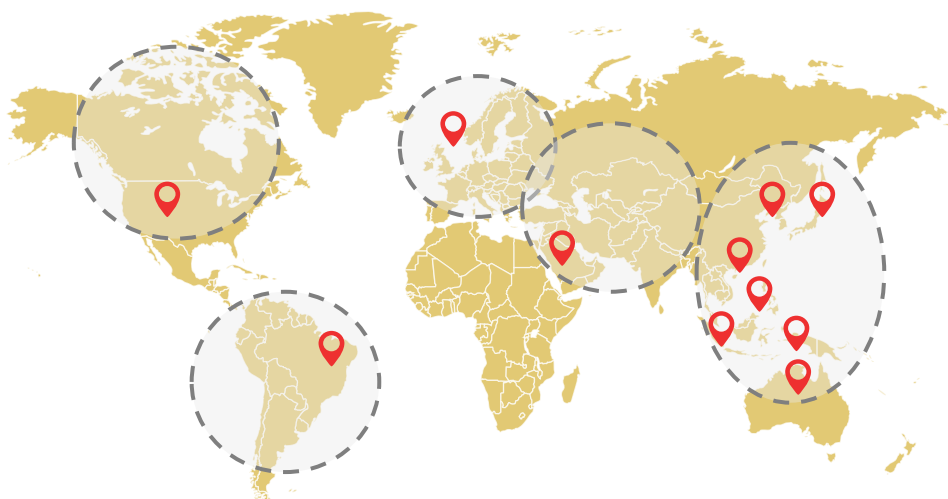
Ngược lại, nếu xung đột kéo dài và dòng dầu tiếp tục được tái định tuyến sang châu Á, hành trình vận chuyển dài hơn sẽ duy trì nhu cầu thuê tàu, hỗ trợ giá cước và hấp thụ đội tàu cũ.

Hình 18: Các điểm nghẽn vận tải xăng dầu toàn cầu



Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 19: Các khu vực hoạt động của doanh nghiệp vận tải nước ta



Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

(3) Tác động kép từ điểm nghẽn biển đỏ và phong tỏa hormuz

Khủng hoảng nguồn cung tại "yết hầu" Hormuz và sự đứt gãy dòng chảy năng lượng

Sự sụt giảm đột ngột lưu lượng tàu qua eo biển Hormuz đầu năm 2026 đánh dấu một cú sốc cung ứng nghiêm trọng nhất trong thập kỷ. Khác với Biển Đỏ, Hormuz là yết hầu độc đạo không có tuyến đường biển thay thế; do đó, mọi sự gián đoạn tại đây đồng nghĩa với việc ~20% sản lượng dầu thô thế giới bị loại bỏ khỏi thị trường ngay lập tức. Điều này không chỉ đẩy giá dầu lên mức cực đoan mà còn khiến các đội tàu vận tải dầu thô cỡ lớn (VLCC) rơi vào tình trạng "đóng băng" cục bộ tại Vùng Vịnh, gây hỗn loạn hệ thống logistics toàn cầu.

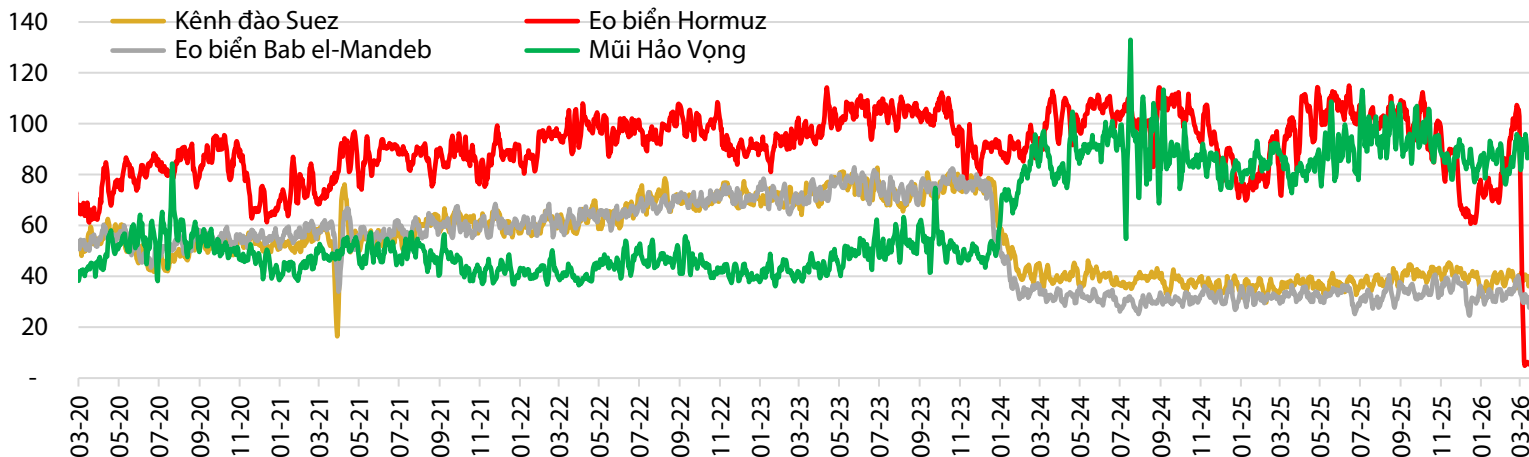
Biển Đỏ tiếp tục duy trì áp lực lên chi phí vận tải qua lộ trình Mũi Hảo Vọng

Trong khi đó, lưu lượng tàu qua kênh đào Suez và eo Bab el-Mandeb vẫn duy trì ở mức thấp do rủi ro an ninh kéo dài. Các đội tàu tiếp tục duy trì lộ trình thay thế qua **Mũi Hảo Vọng**, khiến hành trình kéo dài thêm 10-15 ngày. Sự kết hợp giữa việc "mất nguồn cung" tại Hormuz và "kéo dài hành trình" tại Biển Đỏ đã tạo ra một siêu chu kỳ giá cước, khi nguồn cung tàu thực tế bị thắt chặt ở mức tối đa.

Độ phủ tuyến rộng giúp doanh nghiệp vận tải dầu khí Việt Nam hưởng lợi

Các doanh nghiệp vận tải dầu khí của nước ta có độ phủ tuyến rộng tại Đông Nam Á và các khu vực ít bị ảnh hưởng trực tiếp bởi phong tỏa Hormuz (như Tây Phi hoặc Mỹ). Chúng tôi kỳ vọng rằng các doanh nghiệp sẽ linh hoạt vận hành đội tàu hiệu quả trong bối cảnh giá cước hấp dẫn hiện nay.

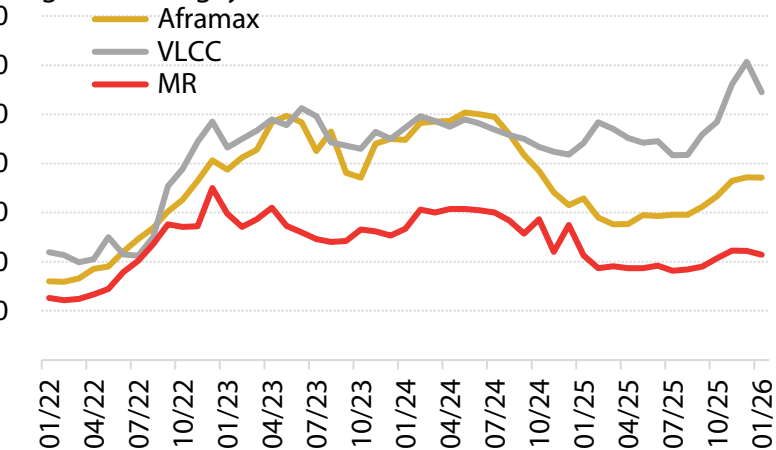
Hình 20: Số lượng tàu lưu thông tại khu vực Biển Đỏ vẫn chưa hồi phục lại và hạn chế tại eo biển Hormuz



Nguồn: MacroMicro, CTCK Rồng Việt

Hình 20: Giá cước TC 1 năm tàu vận tải dầu thô-XDTP

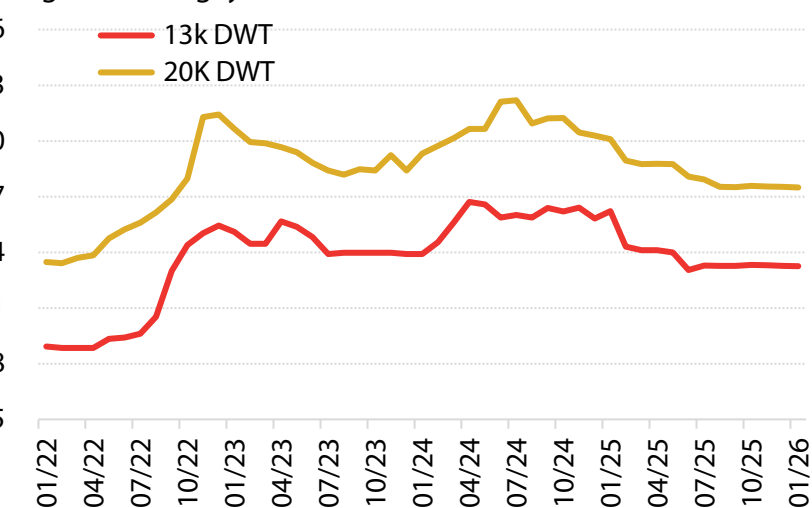
(Nghìn USD/ngày)



Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

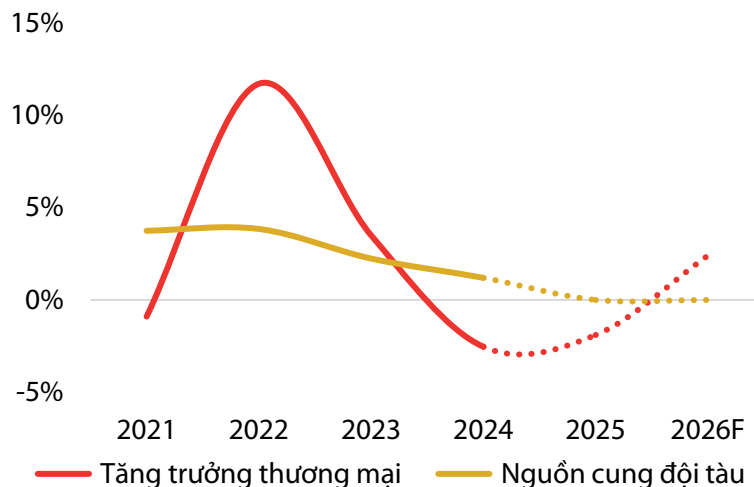
Hình 22: Giá cước TC 1 năm tàu vận tải hóa chất

(Nghìn USD/ngày)



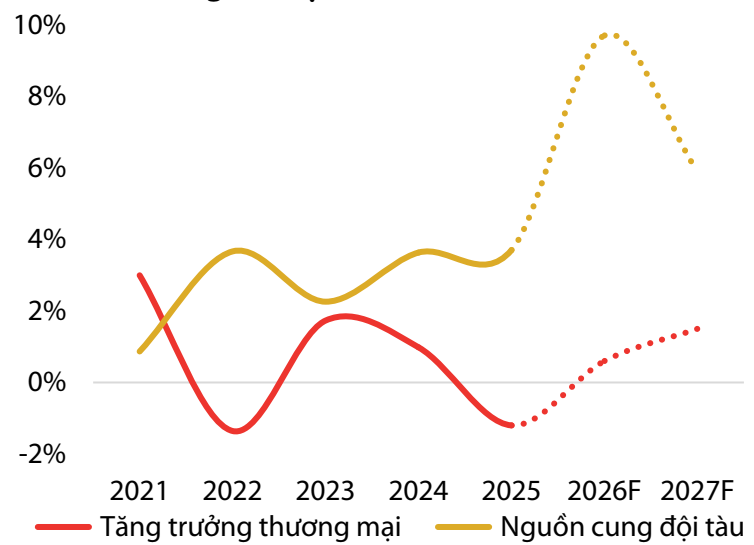
Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

Hình 22: Cung cầu vận tải dầu thô-XDTP (%)



Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

Hình 23: Cung cầu vận tải hóa chất (%)



Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

Vận tải dầu thô – Nền tảng ổn định nhờ cung tăng chậm và yếu tố địa chính trị

Trên thị trường quốc tế, phân khúc vận tải dầu thô được dự báo duy trì trạng thái tương đối tích cực so với mặt bằng ngành trong giai đoạn 2025–2026. Mặc dù giá cước TC 1 năm có xu hướng điều chỉnh sau giai đoạn cao điểm 2023–2024, tăng trưởng đội tàu chậm giúp cân bằng cung–cầu tốt hơn so với các phân khúc khác. Các yếu tố địa chính trị như dòng chảy dầu Nga, chính sách sản lượng của OPEC+ và rủi ro gián đoạn tại Biển Đỏ tiếp tục đóng vai trò hỗ trợ tonne-mile, đặc biệt với tàu cỡ lớn và trung bình (VLCC, Aframax).

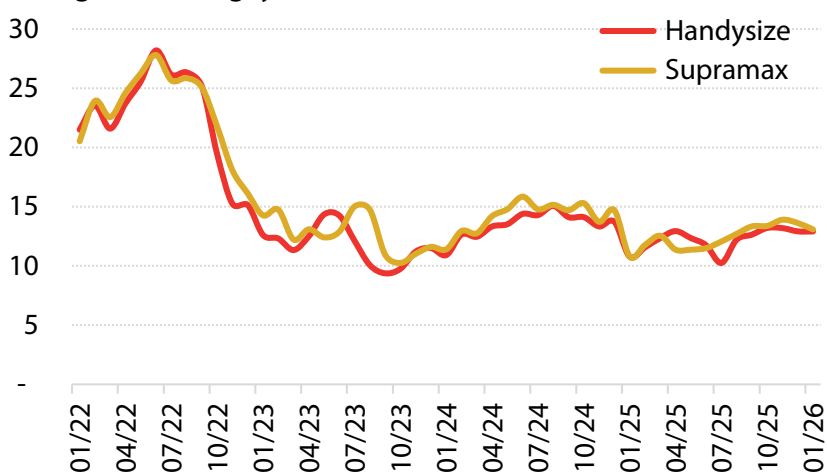
Tại Việt Nam, vận tải dầu thô mang tính phòng thủ cao, chủ yếu phục vụ các hợp đồng vận chuyển nội địa và cho thuê định hạn dài hạn cho các doanh nghiệp dầu khí trong nước.

Vận tải xăng dầu thành phẩm/hóa chất – Trụ cột lớn nhưng chịu áp lực chu kỳ

Trên thị trường quốc tế, vận tải xăng dầu thành phẩm và hóa chất đang bước vào giai đoạn điều chỉnh rõ nét. Giá cước TC 1 năm của các tàu MR và LR đã giảm so với đỉnh do dư cung đội tàu gia tăng nhanh trong 2024–2026, trong khi các yếu tố từng hỗ trợ tonne-mile như tái định tuyến qua Mũi Hảo Vọng hay dòng chảy sản phẩm từ Nga có nguy cơ đảo chiều. Diễn biến cung–cầu cho thấy tăng trưởng đội tàu vượt tăng trưởng thương mại trong ngắn hạn, khiến biên lợi nhuận khó phục hồi mạnh.

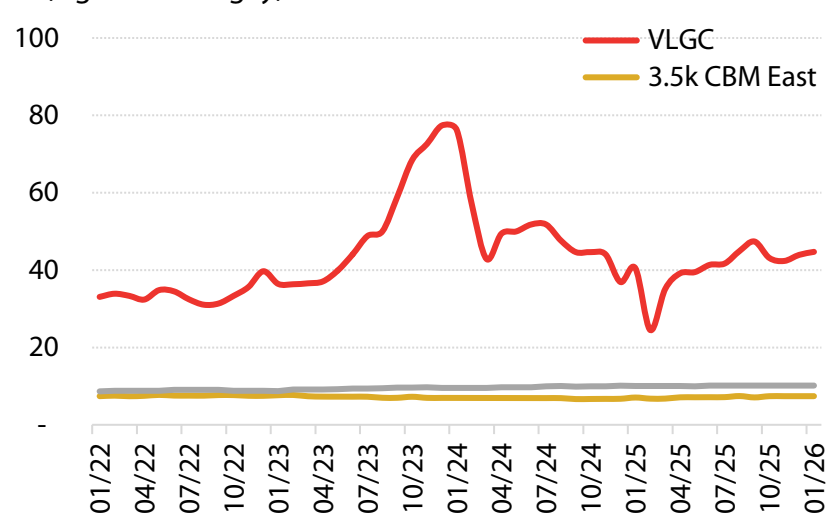
Tại Việt Nam, phân khúc này vẫn giữ vai trò trụ cột sản lượng, song mang tính ổn định hơn nhờ tập trung vào thị trường nội địa, hợp đồng với các đầu mối xăng dầu và doanh nghiệp hóa chất trong nước. Nhờ đó, mức độ biến động thấp hơn đáng kể so với thị trường quốc tế.

Hình 24: Giá cước TC 1 năm tàu vận tải hàng rời
(Nghìn USD/ngày)



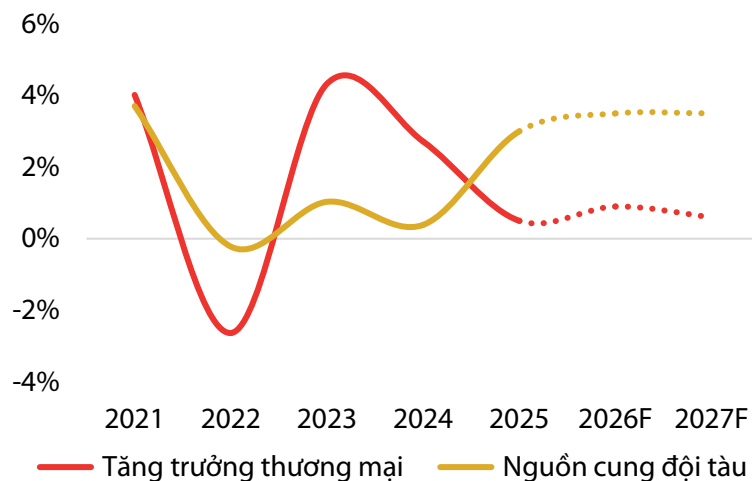
Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

Hình 26: Giá cước TC 1 năm tàu vận tải LPG
(Nghìn USD/ngày)



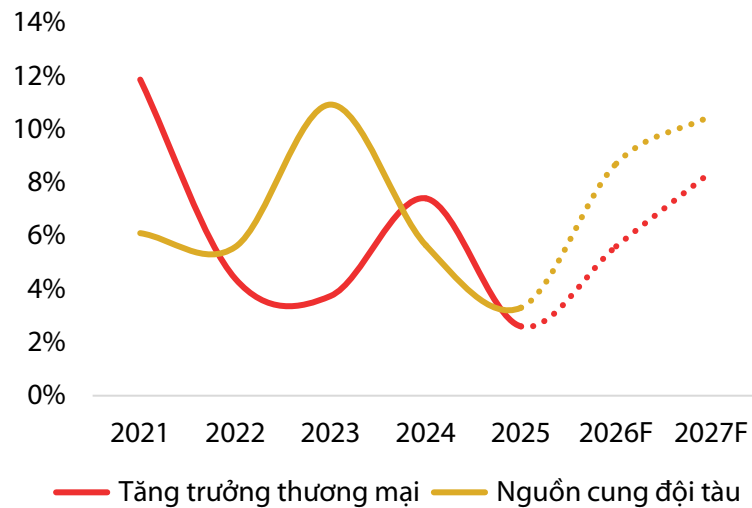
Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

Hình 25: Cung cầu vận tải hàng rời (%)



Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

Hình 27: Cung cầu vận tải LPG (%)



Nguồn: Clarkson Research, CTCK Rồng Việt

Vận tải LPG – Phân khúc phòng thủ, ổn định dòng tiền

Trên thị trường quốc tế, vận tải LPG thể hiện tính ổn định tương đối so với các phân khúc khác. Giá cước TC 1 năm biến động trong biên độ hẹp hơn, trong khi cung-cầu có xu hướng cân bằng nhờ tăng trưởng thương mại LPG ổn định và đội tàu chuyên dụng có rào cản gia nhập cao. Phân khúc này ít chịu ảnh hưởng từ các biến động địa chính trị dầu thô và chu kỳ tồn kho.

Tại Việt Nam, vận tải LPG mang tính **phòng thủ rõ nét**, chủ yếu khai thác các hợp đồng dài hạn với doanh nghiệp phân phối khí trong nước. Quy mô tàu nhỏ, thị trường ngách và nhu cầu ổn định giúp phân khúc này duy trì dòng tiền đều đặn, đóng vai trò “neo ổn định” trong cơ cấu vận tải xăng dầu.

Vận tải hàng rời – Thách thức kéo dài từ dư cung đội tàu

Trên thị trường quốc tế, vận tải hàng rời tiếp tục đối mặt nhiều thách thức khi giá cước TC 1 năm duy trì ở vùng thấp và cung đội tàu tăng nhanh hơn nhu cầu vận chuyển hàng hóa cơ bản. Các chỉ báo cung-cầu cho thấy mức độ dư cung vẫn hiện hữu trong giai đoạn 2025–2026, khiến khả năng phục hồi giá cước bị hạn chế và hiệu quả khai thác phụ thuộc lớn vào thời điểm và chiến lược vận hành.

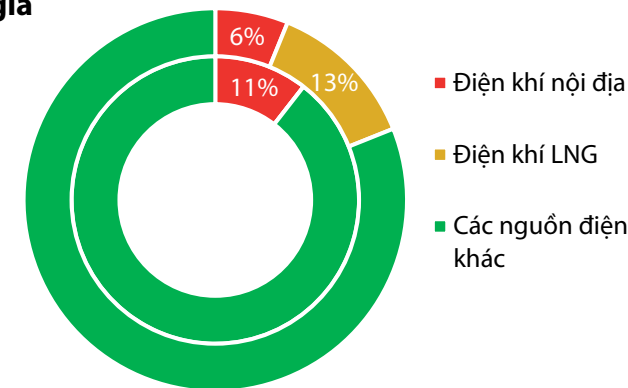
Tại Việt Nam, vận tải hàng rời chủ yếu phục vụ các tuyến nội địa và khu vực, gắn với nhu cầu nguyên liệu cho sản xuất và xây dựng. Dù ít chịu tác động trực tiếp từ biến động quốc tế, phân khúc này vẫn chịu áp lực cạnh tranh cao và biên lợi nhuận ở mức khiêm tốn.

Chúng tôi nhận thấy, nguồn cung khí nội địa đang giảm nhanh, trung bình ~5%/năm từ 2013, trong khi nhu cầu dự báo tăng mạnh từ 13 tỷ m³ năm 2020 lên 22 tỷ m³ vào 2025 và vượt 34 tỷ m³ vào 2030. Khoảng trống cung – cầu này khiến việc phát triển mở mới và nhập khẩu LNG trở thành giải pháp cấp thiết để bảo đảm an ninh năng lượng.

Điện khí được kỳ vọng sẽ là động lực tiêu thụ chính, khi nhóm khách hàng điện chiếm ~82% tổng nhu cầu. Trong mùa khô 2024, LNG từ kho Thị Vải đã lần đầu được huy động cho các nhà máy Phú Mỹ. Năm 2025, sản lượng điện khí (bao gồm LNG) dự kiến đạt gần 35 tỷ kWh (+60% YoY), cho thấy vai trò ngày càng quan trọng của LNG.

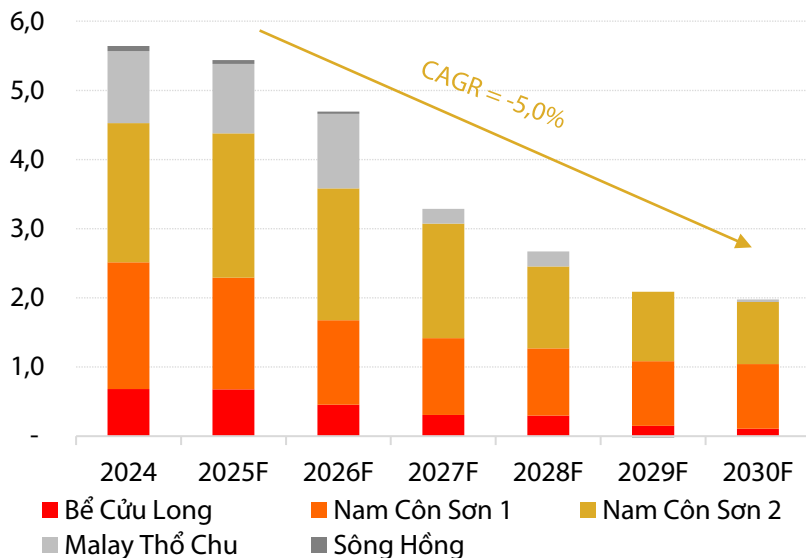
LNG sẽ trở thành trụ cột trong hệ thống năng lượng, với công suất điện khí LNG dự kiến đạt 22.500 MW vào năm 2030 (9,5–12,3% tổng công suất). Các dự án tiên phong như Nhơn Trạch 3 & 4 cùng việc mở rộng hạ tầng LNG (Thị Vải, Sơn Mỹ, FSRU) sẽ nâng công suất tái hóa lên 22 triệu Sm³/ngày.

Hình 28: Cơ cấu công suất điện khí lắp đặt trong hệ thống điện quốc gia



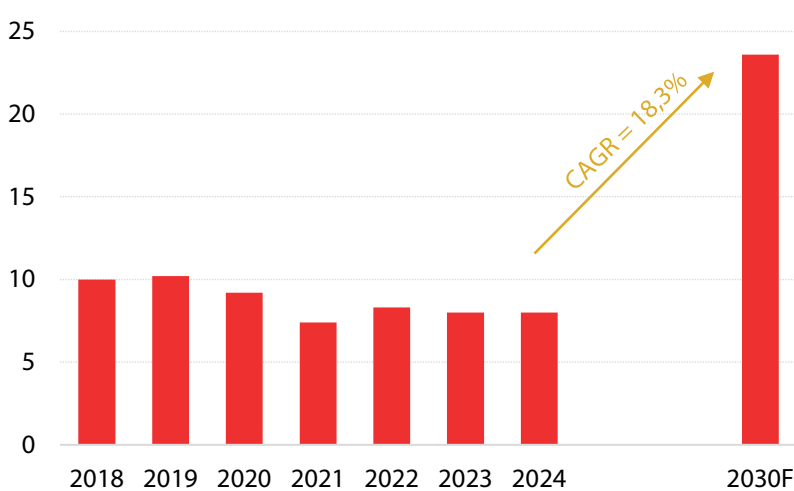
Nguồn: BTC, EVN, CTCK Rồng Việt
Lưu ý: Công suất lắp đặt 2030F dựa trên kịch bản cơ sở QHĐ VIII điều chỉnh 2025

Hình 29: Nguồn cung khí các mỏ tại Việt Nam



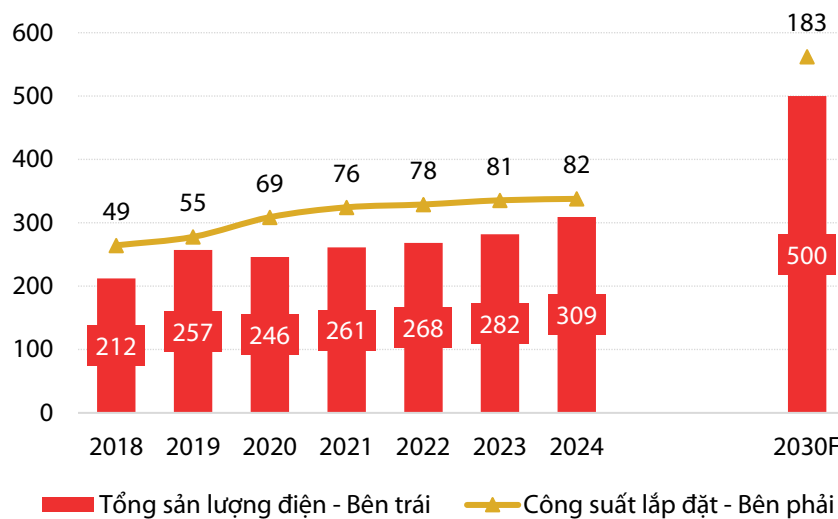
Nguồn: PVN, PVGAS, CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 30: Tiêu thụ khí tại Việt Nam (Gồm LNG) (Tỷ m³)



Nguồn: ADES, CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 31: Tiêu thụ khí điện & công suất lắp đặt toàn quốc (tỷ kWh - GW)



Nguồn: BTC, EVN, CTCK Rồng Việt
Lưu ý: Công suất lắp đặt 2030F - kịch bản cơ sở QHĐ VIII điều chỉnh 2025

Trong bối cảnh **nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh và khó đảo chiều**, LNG đang **chuyển từ vai trò “bổ sung” sang “nguồn cung chiến lược”** của hệ thống năng lượng quốc gia. **Chúng tôi cho rằng nhập khẩu LNG đã trở thành yêu cầu bắt buộc** nhằm đảm bảo an ninh năng lượng và duy trì tăng trưởng điện khí trong giai đoạn 2025–2035.

Hạ tầng LNG được đẩy nhanh đầu tư, tạo nền tảng cho mở rộng quy mô nhập khẩu.

Kho LNG Thị Vải đã vận hành thương mại, trong khi các dự án Sơn Mỹ và phương án FSRU giúp rút ngắn thời gian triển khai và tăng tính linh hoạt nguồn cung, phù hợp với bối cảnh nhu cầu tăng nhanh nhưng nguồn nội địa suy giảm.

Điện khí là động lực tiêu thụ then chốt thúc đẩy nhập khẩu LNG. Chúng tôi nhận thấy LNG đang dần đóng vai trò **nhiên liệu nền** bên cạnh thủy điện và than, đặc biệt quan trọng trong việc cân bằng hệ thống khi tỷ trọng năng lượng tái tạo gia tăng.

Từ góc độ đầu tư, **chuỗi giá trị LNG (nhập khẩu – tồn trữ – tái hóa – phân phối) mở ra dư địa tăng trưởng dài hạn**, tạo lợi thế cho nhóm doanh nghiệp sở hữu hạ tầng LNG, hệ thống phân phối khí và các nhà máy điện khí quy mô lớn như **GAS & CNG**.

Hình 32: Các dự án kho cảng LNG

Tên Dự Án	Vị Trí	Chủ đầu tư	Công Suất	Trạng Thái/Chi Tiết
LNG Thị Vải	Vũng Tàu	PV GAS	GD 1: 1 triệu tấn/năm GD 2: 3 triệu tấn/năm	Đã bắt đầu cung cấp từ tháng 3/2024
LNG Cái Mép	Vũng Tàu	Hải Linh Co & AG&P LNG	4 triệu tấn/năm	Đã đi vào hoạt động năm 2025
LNG Sơn Mỹ	Bình Thuận	PV GAS	6 triệu tấn/năm	Dự kiến vận hành 2026-2027
LNG Nghi Sơn	Thanh Hóa	N/A	Không xác định	Thỏa thuận ký tháng 6/2024; chấp thuận chủ trương tháng 3/2024
LNG Vũng Áng	Hà Tĩnh	PV GAS	GD 1: 1-3 triệu tấn/năm	Được chấp thuận chủ trương đầu tư vào tháng 9/2025.
Kho cảng & NM LNG Hải Phòng	Hải Phòng	VinGroup	GD 1: 1.600 MW GD 2: 3.200 MW	Đã khởi công và đang đẩy nhanh tiến độ

Hình 34: Các dự án điện khí LNG giai đoạn 2025-2030 theo QDP VIII điều chỉnh 2025

Dự án	Công suất (MW)	Vận hành	Tiến độ
LNG Quảng Ninh	1.500	2028-2029	• Nghiên cứu khả thi (FS)
LNG Thái Bình	1.500	2028-2029	• Khởi công Q4/2025
LNG Quảng Trạch II	1.500	2028	• FS, bồi thường giải phóng mặt bằng (GPMB)
LNG Hải Lăng GD1	1.500	2028-2029	• Chuẩn bị FS / nghiên cứu
Nhơn Trạch 3 & 4	1.624	2028	• Hoàn thiện xây dựng, test và chuẩn bị COD
LNG Hiệp Phước GD1	1.200	2029-2030	• Định hướng triển khai
LNG Hiệp Phước GD2	1.500	2028-2029	• Định hướng triển khai
LNG Long An I	1.500	2028-2029	• Phê duyệt đầu tư + chuẩn bị GPMB
BOT Sơn Mỹ I	2.250	Trước 2030	• Định hướng triển khai
BOT Sơn Mỹ II	2.250	Trước 2030	• Định hướng triển khai
LNG Bạc Liêu	3.200	Trước 2030	• Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Nghi Sơn	1.500	Trước 2030	• Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Cà Ná	1.500	Trước 2030	• Định hướng triển khai
LNG Quỳnh Lập	1.500	Trước 2030	• Định hướng triển khai
LNG Hải Phòng GD1	1.600	Trước 2030	• Triển khai hạ tầng & thủ tục

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 33: Giá LNG châu Á (USD/Triệu BTU/năm)



Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

Nguồn cung xăng dầu - Duy trì ổn định, nhưng phụ thuộc lớn vào NMLD

Nguồn cung trong nước hiện được đảm bảo chủ yếu bởi Dung Quất (BSR) và Nghi Sơn (NSRP) – hai nhà máy đáp ứng tổng cộng khoảng 60–70% nhu cầu tiêu thụ xăng dầu nội địa, tương đương 16–17 triệu tấn/năm.

Việt Nam vẫn phải nhập khẩu 30–40% xăng dầu, giữ vai trò đệm cung quan trọng.

Các thị trường nhập khẩu chính hiện này bao gồm Hàn Quốc, Malaysia và Singapore nhờ ưu đãi thuế từ FTA. Xu hướng nhập khẩu tăng mạnh trong các giai đoạn bảo dưỡng nhà máy cho thấy nhập khẩu vẫn là cấu phần quan trọng duy trì cân bằng thị trường.

Xăng sinh học E10 – Cơ hội mở rộng thị phần cho các doanh nghiệp đầu ngành.

Trong trung hạn, Chính phủ thúc đẩy xăng sinh học E10, mở ra dư địa thị phần cho PLX & OIL nhờ lợi thế hạ tầng kho cảng – pha chế. Tuy nhiên, nguồn ethanol nội địa mới đáp ứng ~50%, phần còn lại phải nhập khẩu, có thể tạo áp lực chi phí và ảnh hưởng biên lợi nhuận giai đoạn đầu. Dù vậy, chúng tôi cho rằng E10 là xu hướng dài hạn tích cực hướng tới giảm phát thải và đảm bảo an ninh năng lượng.

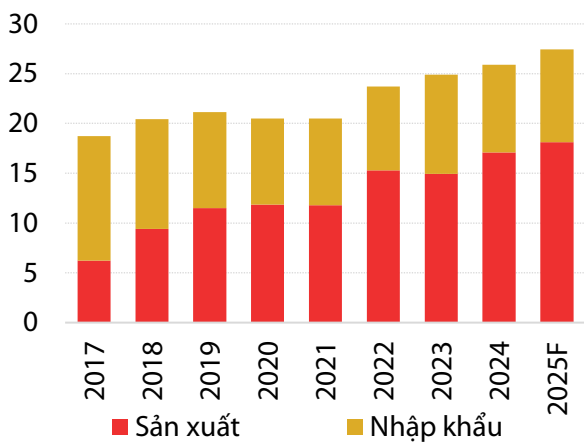
Nhu cầu xăng dầu – tăng ổn định ngắn & trung hạn, chậm dần về dài hạn

Chúng tôi đánh giá **nhu cầu tiêu thụ xăng dầu tại Việt Nam vẫn duy trì tăng trưởng tích cực trong giai đoạn 2025–2030 nhờ phục hồi kinh tế & vận tải**. Sau mức giảm trong COVID-19, tiêu thụ đã tăng trở lại từ ~22 triệu tấn (2019) lên ~25 triệu tấn (2023–2024), phản ánh cầu xăng dầu có độ co giãn thấp và ít bị ảnh hưởng bởi biến động giá. Bộ Công Thương dự kiến nhu cầu năm 2025 tăng hơn 8% YoY & chúng tôi ước tính tăng trưởng trung bình dài hạn đạt ~4%/năm, hướng tới mức ~33 triệu m³ vào năm 2030.

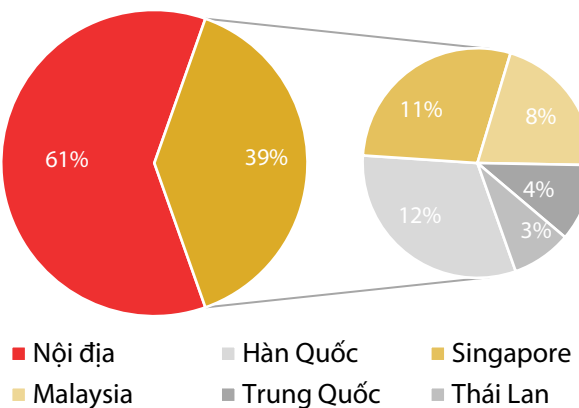
Trong cơ cấu tiêu thụ, **diesel vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất (~58%)** nhờ nhu cầu vận tải hàng hóa và sản xuất công nghiệp, trong khi **xăng chiếm ~36,5%**, được hỗ trợ bởi tăng trưởng sở hữu ô tô và lượng xe máy cao (~77 xe/100 dân). Nhiên liệu hàng không và nhóm khác đóng góp tỷ trọng nhỏ (~5,5%) nhưng có tốc độ phục hồi mạnh theo hàng không và logistics quốc tế.

Tuy vậy, chúng tôi cho rằng tốc độ tăng trưởng tiêu thụ sẽ có xu hướng chậm dần sau 2030, khi xe điện phát triển nhanh hơn, tiêu chuẩn tiết kiệm nhiên liệu được siết chặt và xăng sinh học E10 phổ biến hơn, làm thay đổi cấu trúc nhu cầu xăng dầu truyền thống.

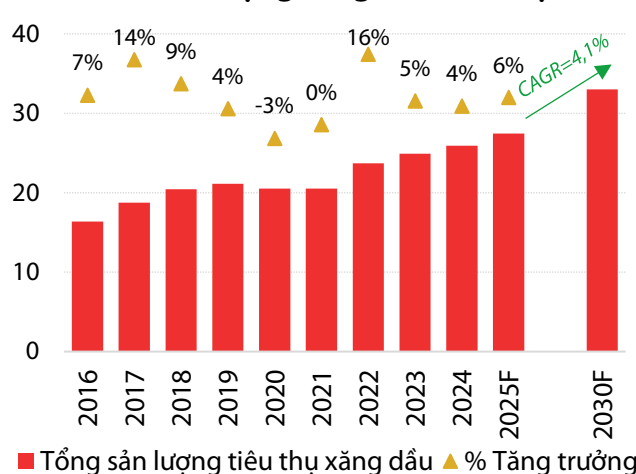
Hình 35: Sản lượng cung xăng dầu (tấn)



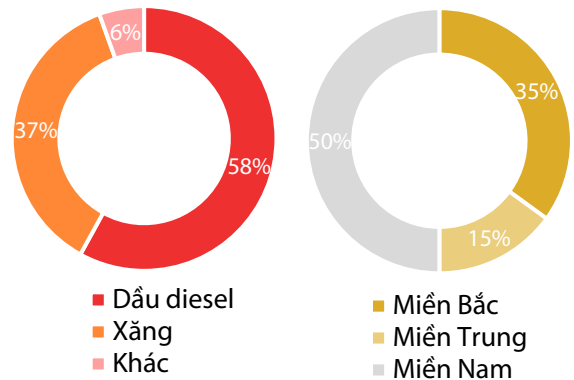
Hình 36: Cơ cấu sản lượng xăng dầu tiêu thụ năm 2024 (%)



Hình 37: Sản lượng xăng dầu tiêu thụ (tấn)



Hình 38: Cơ cấu tiêu thụ xăng dầu theo sản phẩm & khu vực 2024 (%)



Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Nguồn: Fiinpro, CTCK Rồng Việt

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Xe điện (EV) & Cơ chế giá bán lẻ xăng dầu – Góc nhìn tác động tới ngành phân phối

EV tăng nhanh nhưng ảnh hưởng đến nhu cầu xăng dầu ở Việt Nam trong vài năm tới vẫn ở mức hạn chế

Mặc dù số lượng ô tô điện và xe máy điện đã tăng lên lần lượt khoảng 350 nghìn và 2,5 triệu chiếc (tương đương ~2% tổng phương tiện), phương tiện chạy xăng vẫn chiếm tỷ trọng áp đảo với xe máy ~89% và ô tô xăng/diesel ~8%. EV hiện phát triển chủ yếu nhờ chính sách ưu đãi thuế – phí và nguồn cung từ doanh nghiệp nội địa, nhưng hạ tầng sạc chưa hoàn thiện và chi phí sở hữu còn cao khiến tốc độ thay thế nhiên liệu diễn ra chậm. Chúng tôi cho rằng ảnh hưởng của xe điện tới tiêu thụ xăng dầu sẽ rõ nét hơn sau 2030, phụ thuộc vào lộ trình hạ tầng và chính sách sau ưu đãi.

Cải cách cơ chế giá bán lẻ có thể tạo dư địa cải thiện biên lợi nhuận cho các nhà phân phối xăng dầu

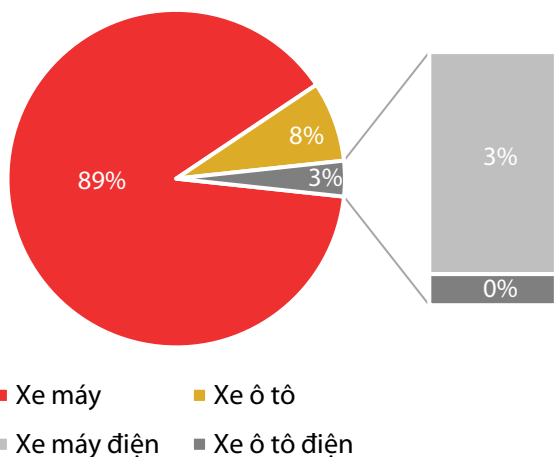
Hiện biên lợi nhuận hoạt động của PLX và OIL (2,1% và 0,6%) thấp hơn đáng kể so với mức 3,4–3,8% tại các thị trường áp dụng cơ chế giá thị trường hoặc giá trần điều chỉnh linh hoạt. Nguyên nhân chính đến từ cơ chế giá cơ sở chưa phản ánh kịp chi phí và duy trì trong thời gian dài. Chúng tôi kỳ vọng dự thảo nghị định mới, nếu cho phép doanh nghiệp chủ động hơn trong thiết lập giá, có thể thu hẹp chênh lệch biên lợi nhuận so với khu vực và cải thiện hiệu quả kinh doanh cho các nhà phân phối quy mô lớn như PLX và OIL.

Hình 42: So sánh cơ chế định giá bán lẻ xăng dầu tại một số quốc gia

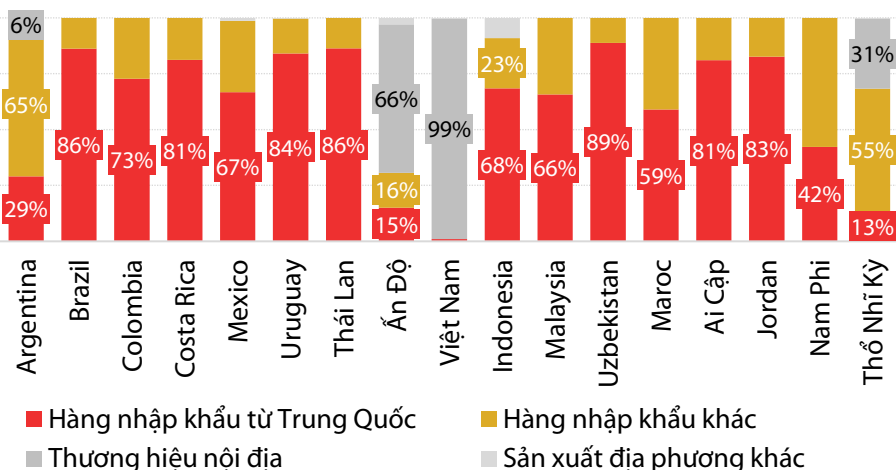
Quốc gia	Cơ chế định giá	Chu kỳ điều chỉnh giá
Hàn Quốc	Theo thị trường	7 ngày
Ấn Độ	Theo thị trường	mỗi ngày
Nhật Bản	Theo thị trường	7 ngày
Philippines	Theo thị trường	7 ngày
Thái Lan	Theo thị trường	4 ngày
Malaysia	Giá cơ sở	7 ngày
Pakistan	Giá cơ sở	15 ngày
Trung Quốc	Giá trần	10 ngày
Việt Nam	Hiện hành: Giá cơ sở Dự thảo 3 & 4: Giá trần Dự thảo 6 & 7: Theo thị trường	7 ngày

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Hình 39: Phương tiện giao thông ở Việt Nam

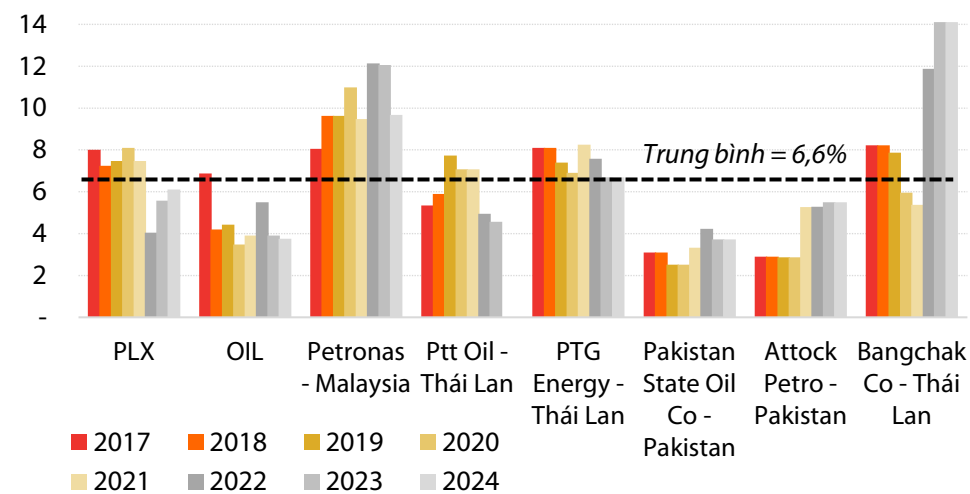


Hình 40: Nguồn gốc của ô tô điện được bán tại một số thị trường năm 2024



Nguồn: IEA, CTCK Rồng Việt

Hình 41: Biên lợi nhuận gộp PLX và một số doanh nghiệp cùng ngành



Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

Chúng tôi nhận thấy quá trình sửa đổi Nghị định kinh doanh xăng dầu đang tiến dần tới cơ chế thị trường hơn. Các dự thảo từ lần 3 đến lần 7 cho thấy Nhà nước giảm dần vai trò điều hành giá trực tiếp và chuyển sang tạo khung giám sát, minh bạch hóa chi phí và chuẩn hóa điều kiện tham gia thị trường.

- **Dự thảo 3**, Bộ Công Thương được trao quyền thống nhất công bố giá cơ sở – rút ngắn quy trình so với cơ chế phối hợp Bộ Tài chính trước đó. Chi phí kinh doanh định mức bắt đầu được xem xét điều chỉnh theo CPI, đặt nền tảng cho định giá linh hoạt hơn, dù đề xuất đưa Quỹ BOG về ngân sách tạo quan ngại về phản ứng ngắn hạn khi giá biến động.
- **Dự thảo 6**, mức độ thị trường được đẩy mạnh khi thương nhân đầu mối và phân phối có thể tự xác lập giá và công bố giá bán. Quy định cho phép mua chéo giữa các thương nhân phân phối giúp tăng tính linh hoạt chuỗi cung ứng.
- **Dự thảo 7** tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý với cơ chế tính giá dựa trên chi phí kinh doanh định mức được công bố và rà soát theo CPI hằng năm. Điều kiện đầu mối được siết chặt giúp sàng lọc doanh nghiệp nhưng nâng rào cản gia nhập.

Hình 43: So sánh các nghị định kinh doanh xăng dầu và dự thảo sửa đổi mới

Tiêu chí	Nghị định 83/2014	Nghị định 95/2021	Nghị định 80/2023 (Hiện hành)	Nghị định mới (Dự thảo 6)	Nghị định mới (Dự thảo 7)
Các bên tham gia chuỗi giá trị đầu mối	1. Thương nhân đầu mối 2. Nhà phân phối bán buôn 3. Tổng đại lý & 4. Đại lý	1. Thương nhân đầu mối 2. Nhà phân phối bán buôn 3. Tổng đại lý & 4. Đại lý	1. Thương nhân đầu mối 2. Nhà phân phối bán buôn 3. Nhà phân phối bán lẻ (Đại lý)	1. Thương nhân đầu mối 2. Nhà phân phối bán buôn 3. Nhà phân phối bán lẻ (Đại lý)	1. Thương nhân đầu mối 2. Nhà phân phối bán buôn 3. Nhà phân phối bán lẻ (Đại lý)
Công thức tính giá bán lẻ	Giá cơ sở	Giá cơ sở	Giá cơ sở	Giá thị trường	Giá thị trường
Chi phí vận chuyển định mức	Không đề cập	Bộ Tài chính sẽ xem xét 6 tháng một lần	Bộ Tài chính sẽ xem xét 3 tháng một lần	Không quy định	Không quy định
Chi phí kinh doanh định mức	Xăng: 1.050 đồng/lít Dầu: 950 đồng/lít	Bộ Tài chính sẽ xem xét hàng năm.	Bộ Tài chính sẽ xem xét hàng năm. Chi phí kinh doanh định mức hiện hành tại Công văn số 6808/BTC-QLG ngày 01/07/2024: + Xăng A95: 1.140 đồng/lít; + Dầu diesel: 1.170 đồng/lít.	Không quy định	Chi phí kinh doanh định mức được điều chỉnh hàng năm dựa theo chỉ số giá tiêu dùng (CPI) thực tế bình quân của năm trước. Định kỳ 03 (ba) năm/lần xem xét
Lợi nhuận định mức	300 đồng/lít	Bộ Tài chính xem xét hàng năm	300 đồng/lít	Không quy định	Không quy định
Chu kỳ điều chỉnh giá xăng dầu	15 ngày	10 ngày	7 ngày	7 ngày (thứ 5 hàng tuần); Cho phép giảm giá không giới hạn giữa các kỳ điều chỉnh.	Không quy định chu kỳ điều chỉnh giá. Thời gian công bố thực hiện ngay sau khi điều chỉnh giá bán
Số ngày tồn kho tối thiểu của thương nhân phân phối bán buôn	30 ngày cung cấp	30 ngày cung cấp	20 ngày cung cấp	20 ngày cung cấp	20 ngày cung cấp

Nguồn: CTCK Rồng Việt tổng hợp

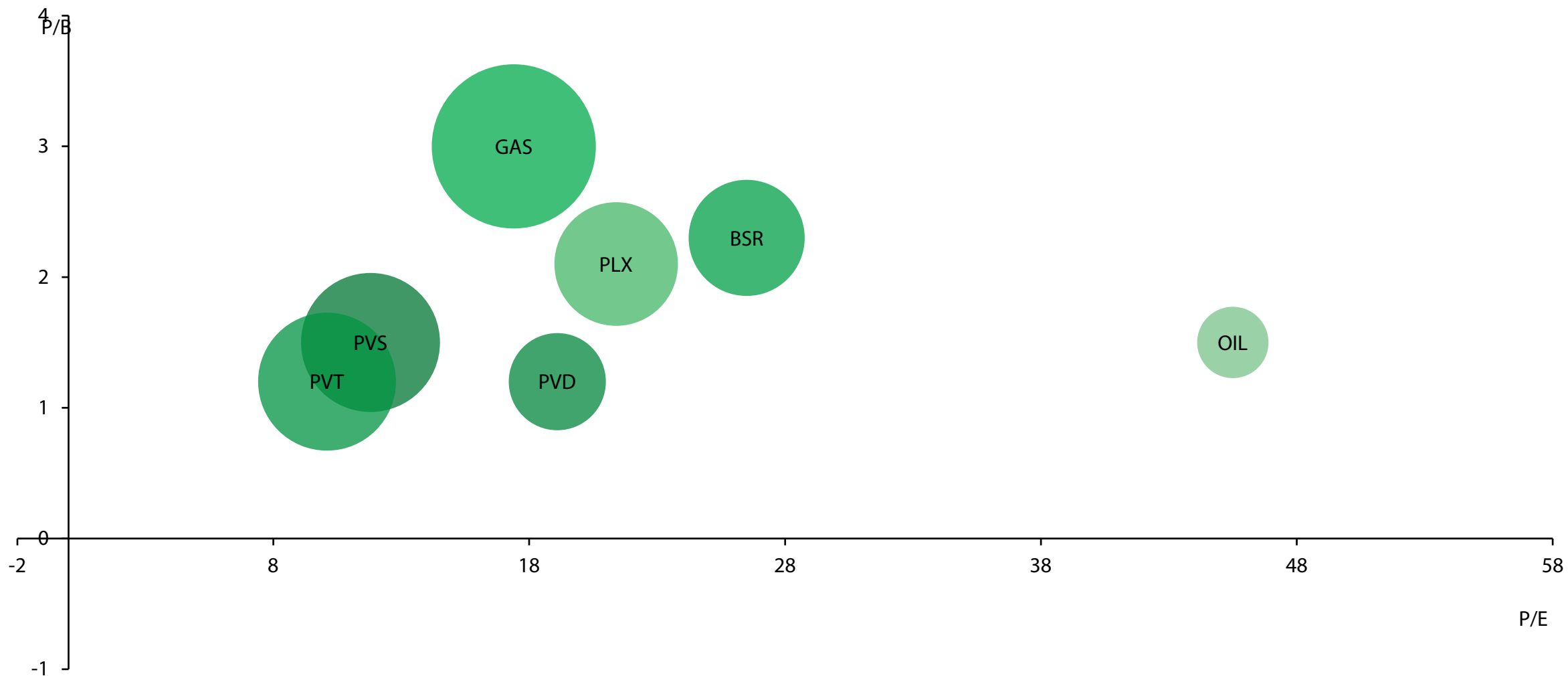
Cổ phiếu	Vốn hóa (Tỷ đồng)	GTKL.BQ 3T (tr.đng)	Giá mục tiêu (VNĐ)	Giá đóng cửa	Cổ tức tiền mặt 12 tháng tới	Suất sinh lời kỳ vọng 12 tháng tới %	Sở hữu NN còn lại %	P/E		P/B		ROE Forward	EPS			GTSS/CP			Tăng trưởng 2026	
								2026F	TB 5 năm	2026F	TB 5 năm		2025A	2026F	2027F	2025A	2026F	2027F	Doanh thu % (*)	LNST-CĐCTM % (*)
PVS	19.536	462.811	49.700	38.200	700	30,1	33,2	4,8	22,5	0,7	1,1	18,7	3.560	4.556	3.823	29.375	31.861	33.826	21,2	28,0
PVD	18.316	314.974	36.400	32.950	500	10,5	37,4	16,6	n.a	1,2	0,9	9,4	1.865	2.298	2.702	30.293	32.381	33.794	17,8	23,1
PVT	10.338	238.254	28.500	22.000	0	29,5	35,9	17,1	9,8	2,3	1,2	11,4	2.210	2.778	3.162	18.459	20.892	23.430	9,8	25,8
BSR(*)	128.688	649.968	29.650	25.700	n.a	15,4	47,3	17,5	43,0	2,1	1,3	9,0	1.040	2.179	1.466	12.079	14.258	15.724	-4,2	-32,7
GAS(*)	192.795	369.790	100.533	79.900	n.a	25,8	46,8	12,9	16,5	2,9	3,0	18,0	4.647	5.353	6.129	27.475	32.828	38.956	10,7	14,5
PLX(*)	51.459	452.243	47.767	40.500	n.a	17,9	5,7	14,5	26,7	2,0	1,9	10,2	1.472	2.244	2.762	20.625	22.869	25.632	5,8	23,1
OIL(*)	14.893	153.187	11.300	14.400	n.a	-21,5	6,4	23,6	29,5	1,4	1,2	3,4	343	423	602	10.173	10.596	11.197	15,4	42,4

Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt. Dữ liệu được lấy tại ngày 08/04/2026.

(*) Dữ liệu đồng thuận thị trường từ Bloomberg

n.a: Không dự phóng hoặc không có dữ liệu

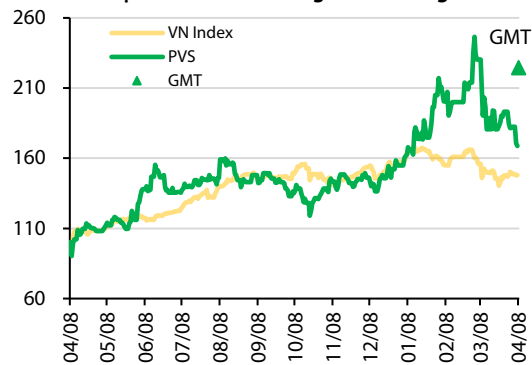
LNST-CĐCTM: Lợi nhuận sau thuế của cổ đông công ty mẹ



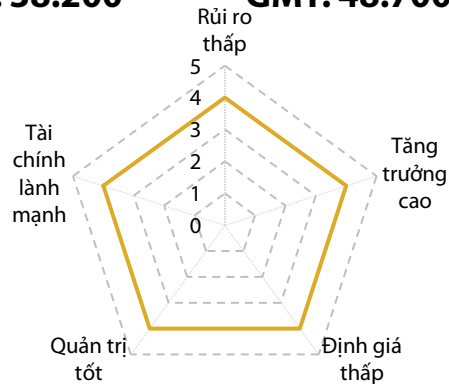
Nguồn: Fiinpro, CTCK Rồng Việt. Kích cỡ bong bóng bằng với ROE tương ứng. Giá cổ phiếu tại ngày 08/04/2026

MUA: +29%

Hiệu suất sinh lời tương đối 12 tháng



GTT: 38.200



GMT: 48.700

THÔNG TIN CỔ PHIẾU

Ngành	Dầu khí
Vốn hóa (tỷ đồng)	19.536
SLCPĐLH (triệu CP)	511
KLBQ 3 tháng (nghìn CP)	10.581
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	463
SH NĐTNN còn lại (%)	33,4
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	20 - 56,4

TÀI CHÍNH

	2025A	2026F	2027F
Doanh thu (tỷ đồng)	32.556	39.454	41.889
LNST (tỷ đồng)	1.821	2.330	1.955
ROA (%)	4,7	5,6	4,4
ROE (%)	12,1	14,3	11,3
EPS (đồng)	3.560	4.556	3.823
GTSS (đồng)	29.375	31.861	33.826
Cổ tức tiền mặt (đồng)	800	700	700
P/E (x)	9,6	8,4	10,0
P/B (x)	1,2	1,2	1,1

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Mảng kinh doanh M&C tiếp tục dẫn dắt tăng trưởng

PVS đang sở hữu lượng backlog M&C dồi dào, qua đó củng cố nền tảng doanh thu trung hạn trong bối cảnh làn sóng đầu tư năng lượng ngoài khơi quay trở lại. Trên cơ sở đó, chúng tôi dự phóng doanh thu năm 2026 đạt 39.454 tỷ đồng (+21% YoY) và LNST-CĐM đạt 2330 tỷ đồng (+28% YoY, nếu loại bỏ các khoản hoàn nhập thì tăng trưởng 20% YoY), nhờ tiến độ ghi nhận doanh thu được đẩy nhanh tại các dự án trọng điểm như Lô B – Ô Môn (chiếm 36% doanh thu M&C), Lạc Đà Vàng, Sư Tử Trắng – Giai đoạn 2B cùng các dự án điện gió ngoài khơi tại Ba Lan (Baltica) và Đài Loan (Formosa).

Động lực lợi nhuận đến từ khả năng hoàn nhập dự phòng lớn trong năm 2026

Hợp đồng bảo hành dự án Sao Vàng – Đại Nguyệt (SVDN) dự kiến kết thúc vào tháng 2/2026. Chúng tôi cho rằng sau khi được nghiệm thu cuối cùng, PVS có cơ hội hoàn nhập khoảng 700 tỷ đồng dự phòng, từ đó tạo ra cú hích đáng kể cho lợi nhuận trong năm.

Triển vọng dài hạn tích cực nhờ chu kỳ đầu tư dầu khí và năng lượng tái tạo

Chúng tôi kỳ vọng trong giai đoạn 2026–2030, PVS sẽ bước vào pha tăng trưởng bền vững với tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) hoạt động kinh doanh cốt lõi với doanh thu khoảng 7,6%/năm và LNST-CĐM khoảng 5,6%/năm. Động lực tăng trưởng đến từ mảng M&C giữ vai trò dẫn dắt, kết hợp với các mảng kinh doanh hỗ trợ như FSO/FPSO, O&M, tàu dịch vụ dầu khí và căn cứ cảng duy trì dòng tiền ổn định.

RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHỊ

Tiến độ triển khai các dự án trọng điểm chậm hơn dự kiến

Hình 44: Dự báo doanh thu các hợp đồng M&C của PVS giai đoạn 2025-2030

Dự án (million USD)		Backlog 2025-2029	2025E	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F
A+B	Tổng	6.613	857	1.229	1.148	1.160	1.210	1.040
A = I + II	Offshores - Ngoài khơi	5.593	837	1.029	823	910	1.010	940
I	Dự án dầu khí	2.735	559	653	473	410	380	240
	Sử Tử Trắng Phase 2	380	50	155	155			
	Lô B - Ô Môn	918	359	390	168	-	-	
	EPCI#1	440	185	200	54	-	-	
	EPCI#2	228	93	90	45	-	-	
	EPC #3	250	81	100	69			
	Lạc Đà Vàng	258	150	108				
	Cá Voi Xanh	830			150	220	220	240
	Nam Du - U Minh	180				80	100	
	Khánh Mỹ - Đầm Dơi	170				110	60	
II	Dự án điện gió ngoài khơi	2.858	279	376	350	500	630	700
	Trạm biến áp Hải Long Phase 2,3	-	50					
	Greater Changhua 2b & 4	102	104					
	Baltica Phase 2	151	50	101				
	Fengmiao	75	50	25				
	Formosa	400	25	100	100	150		
	Dự án xuất khẩu điện gió	1.200				150	450	600
	Dự án điện gió trong nước	400		50	50	100	100	100
	Các dự án khác	380		50	150	100	80	
B	Onshores - Trên bờ	1.020	200	250	325	300	100	
	Long Phu 1 Thermal Plant	175	100	50			25	
	Tàu chở LPG Thị Vải	0						
	Kho cảng LNG Thị Vải Phase 2	80	20	50	50	50		
	Kho cảng LNG Thị Vải Phase 3	300		50	100	150		
	Kho cảng LNG Sơn Mỹ	300			100	100	100	
	Bồn chứa Ethane Long Sơn	75		50	25			

Nguồn: CTCK Rồng Việt ước tính

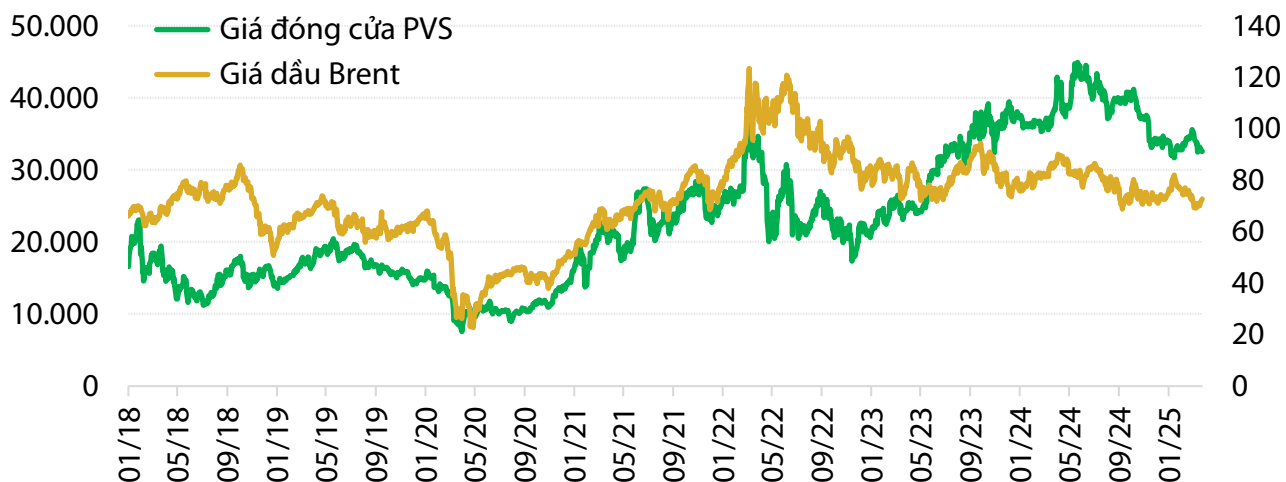
QUAN ĐIỂM VÀ ĐỊNH GIÁ

- Năm 2026, chúng tôi ước tính PVS sẽ ghi nhận doanh thu 1,18 tỷ USD từ các dự án M&C, trong đó các dự án ngoài khơi đóng góp hơn 83% doanh thu, bao gồm các dự án trọng điểm như Lô B - Ô Môn, Lạc Đà Vàng, Sư Tử Trắng 2B dự án điện gió ngoài khơi (Bantical Phase 2, Formosa & Fengmiao).
- Chúng tôi sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền & so sánh EV/EBITDA để định giá PVS. Với tỷ trọng lần lượt là 50% & 50% cho phương pháp DCF & EV/EBITDA, giá trị hợp lý PVS là **48.700 đồng/cp**, tương ứng với tiềm năng **tăng giá 29%** so với mức giá đóng cửa ngày 08/04/2026.
- Chúng tôi **khuyến nghị MUA** đối với **cổ phiếu PVS** trong giai đoạn này.

RỦI RO ĐẦU TƯ

Tiến độ hoặc khối lượng công việc thực hiện không đạt kỳ vọng là rủi ro giảm giá của cổ phiếu.

Hình 45: Tương quan giá dầu thô và giá cổ phiếu PVS



Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

ĐỊNH GIÁ DÀI HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP FCFF

Giả định DCF	Giá trị	Tóm tắt định giá (5 năm)	Đơn vị: Tỷ đồng
WACC 2026	15,1%	Dòng tiền tự do có thể chiết khấu	11.726
Thuế suất hiệu quả	20,0%	+ Tiền mặt & tương đương	16.963
Chi phí VCSH	14,0%	- Nợ	-1.358
Lãi suất phi rủi ro	5,0%	- Lợi ích CĐTTS	-1.296
Phần bù rủi ro VCSH	9,0%	Giá trị vốn chủ sở hữu	25.936
Beta	1,2	Số lượng cp lưu hành (triệu CP)	547,22
Exit EV/EBITDA	6,0x	Giá trị VCSH trên mỗi cp (VND)	47.470

Bảng độ nhạy cho Giá trị Vốn chủ sở hữu của PVS trên mỗi cp (VNĐ)

	WACC	Exit EV/EBITDA				
		5,00	5,50	6,00	6,50	7,00
	13,1%	46.113	47.090	48.067	49.044	50.021
	14,1%	45.477	46.413	47.349	48.286	49.222
	15,1%	44.870	45.767	47.470	47.562	48.459
	16,1%	44.290	45.150	46.011	46.871	47.731
	17,1%	43.736	44.561	45.386	46.211	47.037

ĐỊNH GIÁ NGẮN HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP SO SÁNH EV/EBITDA

EBITDA	2026	2.171	EV/EBITDA				
			5,00	5,50	6,00	6,50	7,00
	2026	2.171	45.989	47.973	49.957	51.941	53.925
	2027	1.647	42.105	43.610	45.114	46.619	48.124

TỔNG HỢP CÁC PHƯƠNG PHÁP ĐỊNH GIÁ

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cp)
DCF (5 năm, WACC: 15,1%, EVEBITDA: 6,0x)	50%	47.500
EV/EBITDA (6,0x, EBITDA 2026F = 2.259)	50%	49.900
Tổng	100%	48.700

Nguồn: CTCK Rồng Việt ước tính

TÍCH LŨY: 12%

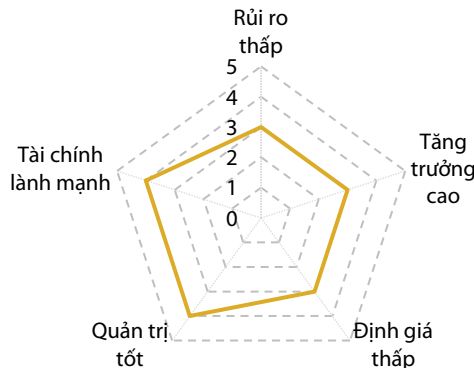
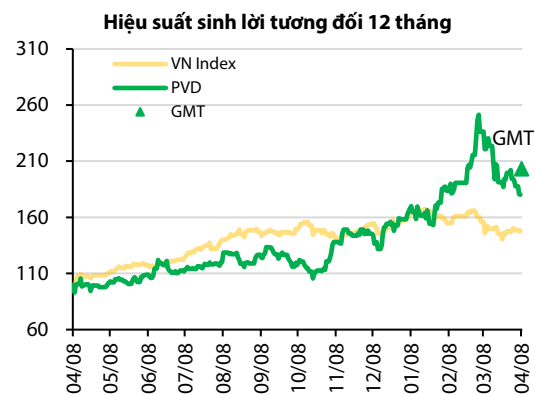
GTT: 32.950

GMT: 36.400

THÔNG TIN CỔ PHIẾU

TÀI CHÍNH

2025A 2026F 2027F



Ngành	Dầu khí
Vốn hóa (tỷ đồng)	18.316
SLCPĐLH (triệu CP)	556
KLBQ 3 tháng (nghìn CP)	9.146
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	315
SH NĐTNN còn lại (%)	37,7
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	16.6 - 45.5

Doanh thu (tỷ đồng)	10.892	12.829	14.477
LNST (tỷ đồng)	1.037	1.277	1.502
ROA (%)	3,7	4,2	4,8
ROE (%)	6,2	7,2	8,1
EPS (đồng)	1.865	2.298	2.702
GTSS (đồng)	30.293	32.381	33.794
Cổ tức tiền mặt (đồng)	-	500	500
P/E (x)	15,2	14,3	12,2
P/B (x)	0,9	1,0	1,0

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Hoạt động giàn khoan ổn định là nền tảng tăng trưởng chính của PVD từ năm 2026. Hầu hết các giàn khoan sở hữu của PVD đã có hợp đồng chắc chắn đến hết năm, trong đó PVD VIII đóng góp trọn năm và PVD IX dự kiến bắt đầu vận hành từ Q2/2026. Mức độ đảm bảo việc làm cao giúp doanh nghiệp duy trì tỷ lệ lấp đầy và hiệu suất vận hành ổn định, tạo nền tảng cho tăng trưởng doanh thu và lợi nhuận. Chúng tôi dự báo KQKD năm 2026 khả quan với ước tính doanh thu đạt 12.829 tỷ đồng (+18% YoY) và LNST-CDM đạt 1.277 tỷ đồng (tăng 23% YoY), ngoài ra KQKD của doanh nghiệp có thể tích cực hơn trong trường hợp có thêm các hợp đồng từ giàn khoan thuê.

Chiến lược mở rộng thị trường quốc tế, đặc biệt thông qua liên doanh Malaysia, mở ra dư địa tăng trưởng trung – dài hạn. Chúng tôi kỳ vọng PVD sớm chính thức thành lập liên doanh với đối tác Malaysia, trước mắt nhằm mở rộng mảng dịch vụ kỹ thuật giếng khoan ra thị trường quốc tế và giảm phụ thuộc vào thị trường nội địa. Về dài hạn, liên doanh có thể trở thành nền tảng cho kế hoạch đầu tư và vận hành các giàn khoan mới tại Malaysia – thị trường được dự báo chiếm khoảng 25% nhu cầu giàn khoan tự nâng của Đông Nam Á.

Trong giai đoạn 2026–2030, triển vọng tăng trưởng của mảng dịch vụ khoan được đánh giá ổn định và bền vững. Chúng tôi kỳ vọng doanh thu và LNST-CDM của doanh nghiệp đạt CAGR lần lượt là 8,9% và 14%/năm, được hỗ trợ bởi đóng góp từ đội giàn mới và chiến lược quốc tế hóa. Việc đa dạng hóa thị trường giúp PVD duy trì tỷ lệ lấp đầy cao và củng cố lợi thế cạnh tranh dài hạn.

RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHỊ

Rủi ro giá dầu giảm sẽ gây áp lực lên giá thuê giàn đối với các hợp đồng tái ký và ký mới, qua đó ảnh hưởng tiêu cực đến diễn biến giá cổ phiếu.

Hình 46: Cập nhật lịch khoan của các giàn khoan PVD năm 2025 - 2028

	2025				2026				2027				2028				
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	
PV DRILLING I	Malaysia					Việt Nam			Hợp đồng khoan								
PV DRILLING II	Indonesia																
PV DRILLING III	Malaysia	Indonesia														Hợp đồng khoan	
PV DRILLING VI	Malaysia	Malaysia								Việt Nam							
Landrig 11	Algeria																
PV DRILLING V	Brunei																
PV DRILLING VIII	Tái khởi động giàn				Việt Nam		Hợp đồng khoan										
PV DRILLING IX	Mua mới				Tái khởi động		Hợp đồng khoan										
GIÀN ĐỐI TÁC	Việt Nam																
GIÀN ĐỐI TÁC #1					Việt Nam												
GIÀN ĐỐI TÁC #2					Việt Nam		Việt Nam										
GIÀN ĐỐI TÁC #3					Việt Nam												
GIÀN ĐỐI TÁC #4					Việt Nam												

	HĐ khoan chắc chắn từ giàn sở hữu
	HĐ khoan chắc chắn từ giàn đi thuê
	Hợp đồng khoan giả định

Nguồn: PVD, CTCK Rồng Việt

QUAN ĐIỂM VÀ ĐỊNH GIÁ

- **Năm 2026**, chúng tôi kỳ vọng HĐKD của PVD sẽ ghi nhận tăng trưởng tốt với ước tính doanh thu và LNST-CĐM lần lượt là 18% và 23% với giả định đóng góp trọn vẹn từ giàn PVD VIII và giàn mới PVD IX chính thức vận hành từ Q2 trong năm. Ngoài ra, trong trường hợp doanh nghiệp có thêm các hợp đồng cung cấp dịch vụ khoan từ các giàn khoan thuê thì sẽ đóng góp tích cực hơn nữa vào HĐKD chung.
- Sử dụng phương pháp so sánh chiết khấu dòng tiền và so sánh EV/EBITDA để định giá. Với tỷ trọng lần lượt là 50% & 50% cho phương pháp DCF & EV/EBITDA, giá trị hợp lý PVD là **36.400 đồng/cp**, kết hợp với kế hoạch chi trả cổ tức bằng tiền trong năm là 500 đồng/cp, tương ứng với tiềm năng **tăng giá 12%** so với mức giá đóng cửa ngày 08/04/2026.
- Chúng tôi **khuyến nghị TÍCH LŨY** đối với **cổ phiếu PVD** trong giai đoạn này.

RỦI RO ĐẦU TƯ

Rủi ro giá dầu giảm có thể (1) gây áp lực lên giá thuê giàn đối với các hợp đồng tái ký và ký mới, (2) ảnh hưởng tiêu cực đến diễn biến giá cổ phiếu khi mà giá dầu cũng có mối tương quan vừa-mạnh với giá cổ phiếu PVD.

ĐỊNH GIÁ DÀI HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP FCFF

Giả định DCF	Giá trị	Tóm tắt định giá	Đơn vị: Tỷ đồng
WACC 2026	12,5%	Thời gian dự phóng DCF	5 năm
Thuế suất hiệu quả	26,9%	Dòng tiền tự do có thể chiết khấu	22.406
Chi phí VCSH	14,0%	+ Tiền mặt & tương đương	3.634
Lãi suất phi rủi ro	5,0%	- Nợ	- 5.036
Phần bù rủi ro VCSH	9,0%	Giá trị vốn chủ sở hữu	21.005
Beta	1,0	Số lượng cp lưu hành (triệu CP)	555.9
Exit EV/EBITDA	6,5x	Giá trị VCSH trên mỗi cp (VND)	37.786

Bảng độ nhạy cho Giá trị Vốn chủ sở hữu của PVS trên mỗi cp (VNĐ)

	WACC	Exit EV/EBITDA				
		5,50	6,00	6,50	7,00	7,50
	10,5%	36.613	38.741	40.870	42.998	45.126
	11,5%	35.213	37.251	39.290	41.329	43.367
	12,5%	33.879	35.833	37.786	39.740	41.693
	13,5%	32.609	34.481	36.354	38.226	40.099
	14,5%	31.397	33.193	34.988	36.784	38.579

ĐỊNH GIÁ NGẮN HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP SO SÁNH EV/EBITDA

EBITDA	2026	3.083	EV/EBITDA				
			5.50	6.00	6.50	7.00	7.50
	2026	3.083	29.409	32.182	34.955	37.729	40.502
	2027	3.399	31.651	34.703	37.755	40.807	43.859

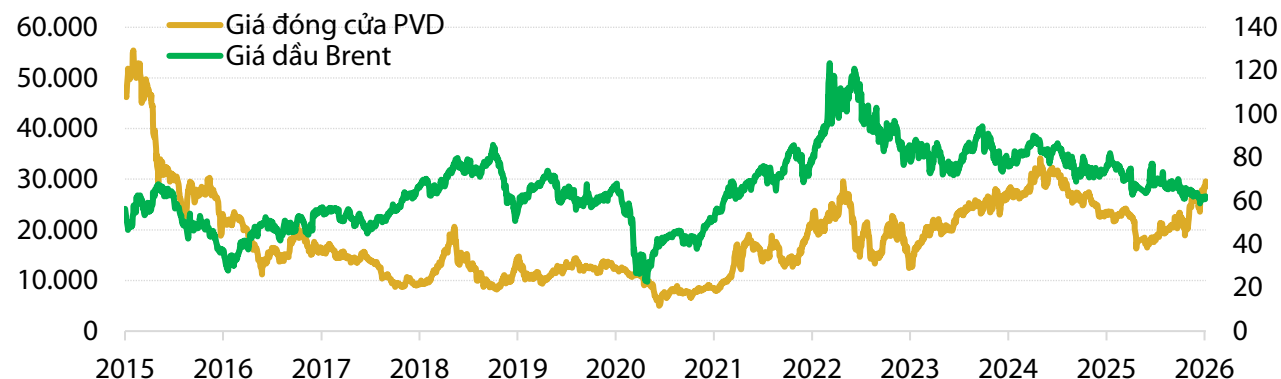
TỔNG HỢP CÁC PHƯƠNG PHÁP ĐỊNH GIÁ

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cp)
DCF (5 năm, WACC: 12,5%, EVEBITDA: 6,5x)	50%	37.800
EV/EBITDA (6,5x, EBITDA 2026F: 3.083)	50%	35.000
Tổng	100%	36.400

Nguồn: CTCK Rồng Việt ước tính

Kiến tạo tương lai thịnh vượng

Hình 47: Tương quan giá dầu thô và giá cổ phiếu PVD



Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

MUA: +29%

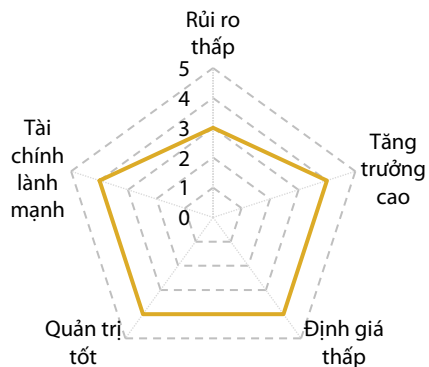
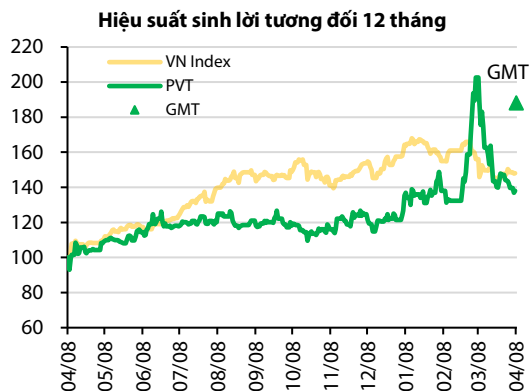
GTT: 22.000

GMT: 28.500

THÔNG TIN CỔ PHIẾU

TÀI CHÍNH

2025A 2026F 2027F



Ngành	Dầu khí
Vốn hóa (tỷ đồng)	10.338
SLCPĐLH (triệu CP)	470
KLBQ 3 tháng (nghìn CP)	9.939
GTGDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	238
SH NĐTNN còn lại (%)	36,5
BQ giá 52 tuần (nghìn đồng)	14.09 - 32.7

Doanh thu (tỷ đồng)	16.049	17.620	18.511
LNST (tỷ đồng)	1.038	1.306	1.486
ROA (%)	4,7	5,4	6,1
ROE (%)	12,0	13,3	13,5
EPS (đồng)	2.210	2.778	3.162
GTSS (đồng)	18.459	20.892	23.430
Cổ tức tiền mặt (đồng)	-	500	500
P/E (x)	8,3	7,9	7,0
P/B (x)	1,0	1,1	0,9

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Định giá hấp dẫn trong kịch bản giá cước vận tải chưa phản ánh căng thẳng Trung Đông nhờ tham vọng mở rộng đội tàu duy trì động lực tăng trưởng

Trong kịch bản ban đầu Năm 2026, ngành vận tải dầu khí được dự báo tiếp tục bước vào giai đoạn hạ nhiệt khi áp lực dư cung đội tàu gia tăng, khiến mặt bằng giá cước khó phục hồi mạnh. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng định giá hiện tại của PVT vẫn ở mức hấp dẫn so với triển vọng tăng trưởng trung hạn, trong khi doanh nghiệp duy trì nền tảng hoạt động ổn định nhờ cơ cấu hợp đồng dài hạn và danh mục phân khúc cân bằng.

- Phân khúc vận tải dầu thô tiếp tục đóng vai trò trụ cột với tỷ trọng lớn hợp đồng nội địa và cho thuê dài hạn, giúp giảm thiểu rủi ro chu kỳ; cùng với đóng góp từ các tàu mới, doanh thu phân khúc này được kỳ vọng tăng 20% YoY.
- Ngược lại, vận tải hàng rời và xăng dầu thành phẩm/hóa chất (XDTP/HC) chịu tác động rõ rệt từ dư cung, song việc đưa vào khai thác tàu mới được kỳ vọng bù đắp một phần sự hạ nhiệt của giá cước, giúp doanh thu vẫn duy trì tăng trưởng lần lượt 17,6% YoY và 8,5% YOY.
- Riêng LPG duy trì trạng thái tương đối ổn định nhờ đội tàu quy mô nhỏ và thị trường ngách, với doanh thu dự kiến tăng nhẹ 4,2% YOY.

Trong trung – dài hạn, chiến lược trẻ hóa và mở rộng đội tàu với tỷ suất đầu tư hấp dẫn tiếp tục là động lực tăng trưởng của PVT. Đồng thời, giá cước vẫn tồn tại upside risk nếu căng thẳng địa chính trị tại Trung Đông kéo dài, khiến các tuyến vận tải phải chuyển hướng và tạo premium rủi ro địa chính trị cho thị trường tanker. KQKD duy trì tăng trưởng ổn định.

Chúng tôi dự báo doanh thu hợp nhất năm 2026 đạt 17.620 tỷ đồng (+10% YoY) và LNST-CĐM đạt 1.306 tỷ đồng (+26% YoY). Lợi thế tại phân khúc vận tải dầu thô, chiến lược đầu tư đội tàu hiệu quả và dòng tiền ổn định từ hợp đồng dài hạn tiếp tục củng cố vị thế đầu ngành và triển vọng tăng trưởng bền vững của PVT.

RỦI RO ĐỐI VỚI KHUYẾN NGHỊ

Rủi ro giảm giá của PVT đến từ tính chu kỳ của ngành vận tải biển, khi giá cước dễ biến động trước tình trạng dư cung đội tàu.

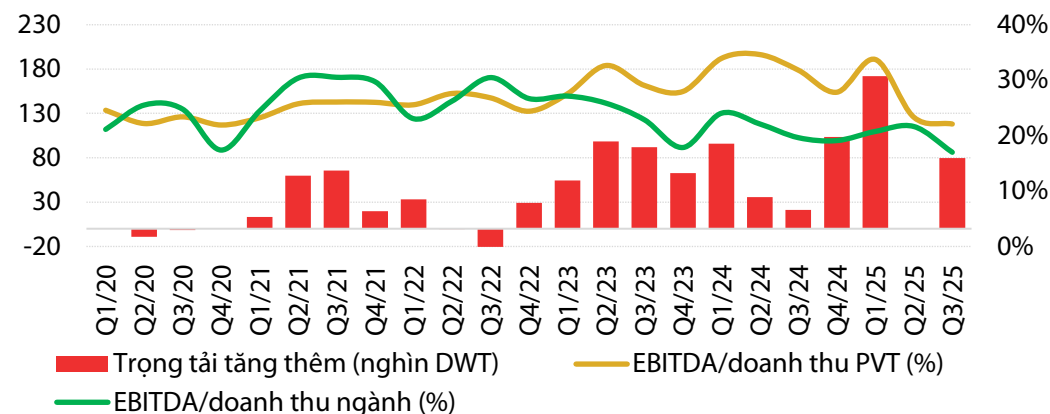
Ngoài ra, yếu tố địa chính trị như căng thẳng tại Biển Đỏ, chiến tranh có thể làm gián đoạn tuyến hàng hải quốc tế, khiến biến động giá cước trở nên khó lường và ảnh hưởng đến hiệu quả khai thác của doanh nghiệp.

PVT duy trì hiệu quả vận hành cao nhờ chiến lược đầu tư đội tàu linh hoạt và có chọn lọc. Trong năm 2025, doanh nghiệp đã tiếp nhận thêm 7 tàu mới, nâng quy mô đội tàu lên 65 chiếc với hơn 2 triệu DWT (+32% YoY). Sang năm 2026, chúng tôi kỳ vọng trọng tải bình quân tại các phân khúc dầu thô, XDTP/HC, LPG và hàng rời tăng lần lượt **25%, 14%, 2% và 6%**, nhờ đóng góp trọn vẹn từ các tàu mới và giả định PVT tiếp tục đầu tư thêm **2-4 tàu** theo chiến lược trẻ hóa đội tàu.

Trên cơ sở đó, triển vọng KQKD năm 2026 của PVT cho thấy sự phân hóa rõ rệt giữa các phân khúc:

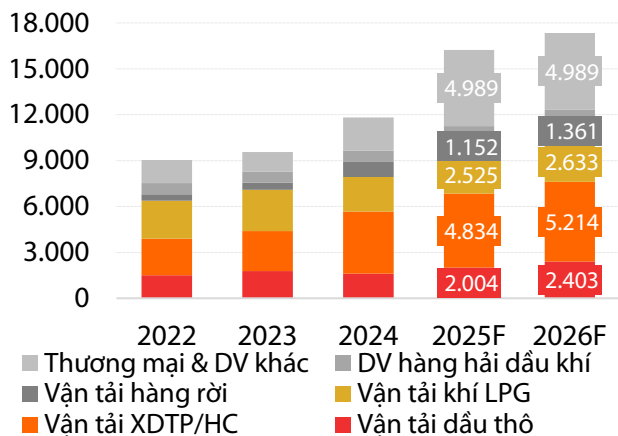
- **Vận tải dầu thô** tiếp tục đóng vai trò trụ cột với tỷ trọng lớn các hợp đồng vận tải nội địa và cho thuê dài hạn, giúp doanh nghiệp hạn chế đáng kể rủi ro chu kỳ trong bối cảnh thị trường biến động; cùng với việc đưa các tàu mới vào khai thác, doanh thu phân khúc này được dự báo tăng 20% YoY
- **Vận tải XDTP/HC** dù chịu áp lực từ tình trạng dư cung đội tàu trên thị trường quốc tế, việc mở rộng quy mô đội tàu và tập trung khai thác các tuyến khu vực giúp PVT bù đắp một phần sự hạ nhiệt của giá cước, qua đó doanh thu vẫn được kỳ vọng tăng 8,5% YoY.
- **Vận tải hàng rời**, môi trường giá cước nhìn chung kém thuận lợi, song tăng trưởng sản lượng đến từ các tàu mới đưa vào khai thác giúp doanh thu năm 2026 được dự báo tăng 17,6% YoY, phản ánh chiến lược mở rộng quy mô hơn là cải thiện giá.
- **Vận tải LPG** duy trì tính ổn định nhờ thị trường ngách & đội tàu nhỏ, doanh thu ước tăng nhẹ 4,2% YoY.

Hình 52: Kế hoạch phát triển đội tàu hiệu quả của PVT



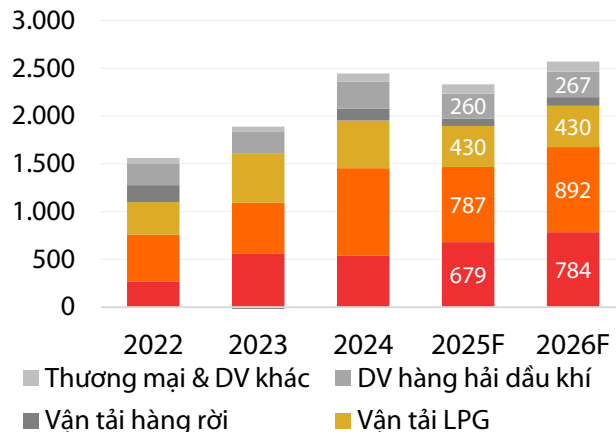
PVT có chiến lược đầu tư - mở rộng đội tàu hiệu quả: Biên EBITDA vượt trung bình ngành. EBITDA/Doanh thu của PVT giai đoạn 2023-2025 liên tục cao hơn mặt bằng ngành, cho thấy việc mở rộng đội tàu được triển khai có chọn lọc, đảm bảo hiệu quả khai thác và khả năng tạo dòng tiền tốt ngay trong bối cảnh giá cước suy yếu.

Hình 48: Doanh thu PVT (Tỷ đồng)



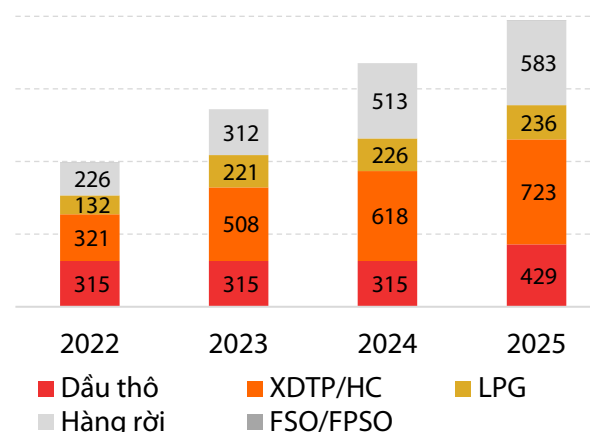
Nguồn: PVT, CTCK Rồng Việt

Hình 49: Lợi nhuận gộp (Tỷ đồng)



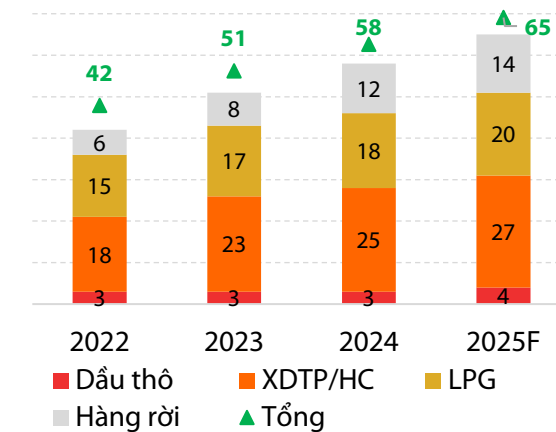
Nguồn: PVT, CTCK Rồng Việt

Hình 50: Trọng tải đội tàu PVT (nghìn DWT)



Nguồn: PVT, CTCK Rồng Việt

Hình 51: Số lượng đội tàu của PVT (tàu)



Nguồn: PVT, CTCK Rồng Việt

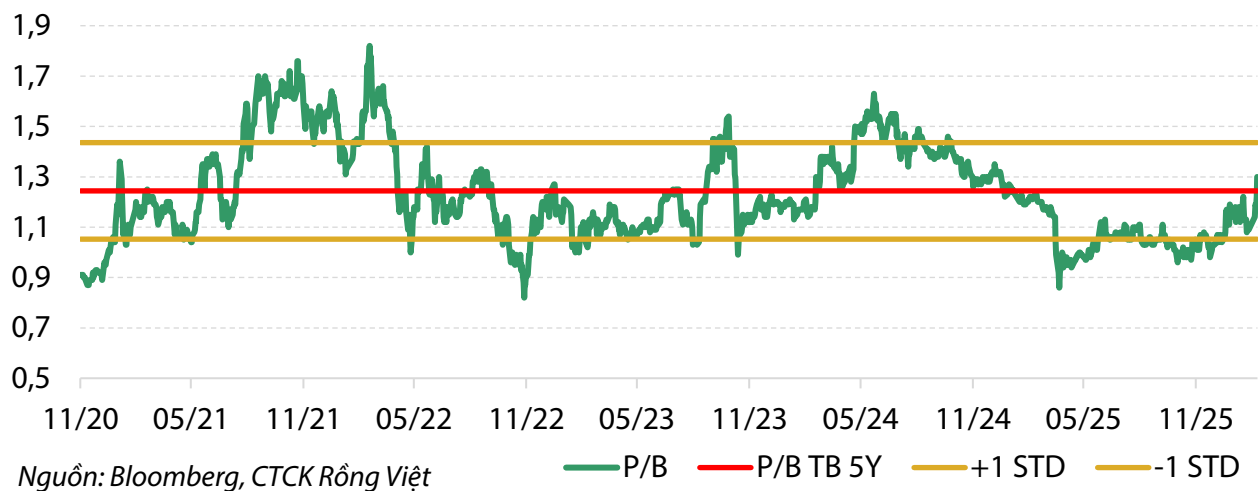
QUAN ĐIỂM VÀ ĐỊNH GIÁ

- Năm 2026, chúng tôi kỳ vọng triển vọng cải thiện dần nhưng khó xuất hiện đột biến, do dư cung vẫn hiện hữu tại phân khúc xăng dầu thành phẩm và hàng rời. Dự báo doanh thu hợp nhất năm 2026 đạt khoảng 17,6 nghìn tỷ đồng (+10% YoY) và LNST CDM đạt 1.306 tỷ đồng (+26% YoY), với động lực tăng trưởng chủ yếu đến từ đóng góp trọn vẹn từ các tàu mới đã đầu tư trong năm 2025 (+12% DWT bình quân 2025) và giá cước hồi phục so với vùng đáy 2025.
- Sử dụng phương pháp so sánh P/E & EV/EBITDA để định giá PVS. Với tỷ trọng lần lượt là 50% & 50%, giá trị hợp lý PVS là **28.500 đồng/cp**, tương ứng với tiềm năng **tăng giá 29%** so với mức giá đóng cửa ngày 08/04/2026.
- Chúng tôi **khuyến nghị MUA** đối với **cổ phiếu PVT** trong giai đoạn này.

RỦI RO ĐẦU TƯ

Giá cước tàu có thể hạ nhiệt đáng kể do dư cung tàu và yếu tố địa chính trị thuyên giảm.

Hình 53: Thống kê chỉ số P/B của PVT trong 5 năm gần nhất



ĐỊNH GIÁ DÀI HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP FCFF

Giá định DCF	Giá trị	Tóm tắt định giá (5 năm)	Đơn vị: Tỷ đồng
WACC 2026	14,0%	Dòng tiền tự do có thể chiết khấu	20.600
Thuế suất hiệu quả	20,0%	+ Tiền mặt & tương đương	5.084
Chi phí VCSH	15,8%	- Nợ	- 7.476
Lãi suất phi rủi ro	5,0%	- Lợi ích CĐTS	- 3.198
Phần bù rủi ro VCSH	9,0%	Giá trị vốn chủ sở hữu	15.010
Beta	1,2	Số lượng cp lưu hành (triệu CP)	369,93
Exit EV/EBITDA	4,5x	Giá trị VCSH trên mỗi cp (VND)	31.940

Bảng độ nhạy cho Giá trị Vốn chủ sở hữu của PVS trên mỗi cp (VNĐ)

	WACC	Exit EV/EBITDA				
		3,50	4,00	4,50	5,00	5,50
	12,0%	29.271	32.541	35.811	39.081	42.351
	13,0%	27.818	30.953	34.088	37.222	40.357
	14,0%	26.432	29.439	31.875	35.451	38.457
	15,0%	25.110	27.994	30.878	33.762	36.646
	16,0%	23.848	26.616	29.383	32.151	34.919

ĐỊNH GIÁ NGẮN HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP SO SÁNH P/B

BVPS	2026	20.892	P/B				
			0,80	1,00	1,20	1,40	1,60
	2026	20.892	16.714	20.892	25.070	29.249	33.427
	2027	23.430	18.744	23.430	28.116	32.802	37.488

TỔNG HỢP CÁC PHƯƠNG PHÁP ĐỊNH GIÁ

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cp)
DCF (5 năm, WACC: 14%, EVEBITDA: 5,0x)	50%	31.900
P/B (1,2x, BVPS 2026F: 20.892)	50%	25.100
Tổng	100%	28.500

Nguồn: CTCK Rồng Việt ước tính

Kiến tạo tương lai thịnh vượng

Bản báo cáo này được chuẩn bị cho mục đích duy nhất là cung cấp thông tin và không nhằm đưa ra bất kỳ đề nghị hay hướng dẫn mua bán chứng khoán cụ thể nào. Các quan điểm và khuyến cáo được trình bày trong bản báo cáo này không tính đến sự khác biệt về mục tiêu, nhu cầu, chiến lược và hoàn cảnh cụ thể của từng nhà đầu tư. Ngoài ra, nhà đầu tư cũng ý thức có thể có các xung đột lợi ích ảnh hưởng đến tính khách quan của bản báo cáo này. Nhà đầu tư nên xem báo cáo này như một nguồn tham khảo khi đưa ra quyết định đầu tư và phải chịu toàn bộ trách nhiệm đối với quyết định đầu tư của chính mình. Rong Viet Securities tuyệt đối không chịu trách nhiệm đối với toàn bộ hay bất kỳ thiệt hại nào, hay sự kiện bị coi là thiệt hại, đối với việc sử dụng toàn bộ hoặc từng phần thông tin hay ý kiến nào của bản báo cáo này.

Toàn bộ các quan điểm thể hiện trong báo cáo này đều là quan điểm cá nhân của người phân tích. Không có bất kỳ một phần thu nhập nào của người phân tích liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp đến các khuyến cáo hay quan điểm cụ thể trong bản báo cáo này.

Thông tin sử dụng trong báo cáo này được Rong Viet Securities thu thập từ những nguồn mà chúng tôi cho là đáng tin cậy. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo rằng những thông tin này là hoàn chỉnh hoặc chính xác. Các quan điểm và ước tính trong đánh giá của chúng tôi có giá trị đến ngày ra báo cáo và có thể thay đổi mà không cần báo cáo trước.

Bản báo cáo này được giữ bản quyền và là tài sản của Rong Viet Securities. Mọi sự sao chép, chuyển giao hoặc sửa đổi trong bất kỳ trường hợp nào mà không có sự đồng ý của Rong Viet Securities đều trái luật. **Bản quyền thuộc Rong Viet Securities, 2026.**



CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN RỒNG VIỆT



Tầng 1 đến Tầng 8, Toà nhà Viet Dragon, 141 Nguyễn Du, Phường Bến Thành, TP. Hồ Chí Minh



www.vdsc.com.vn



**DỊCH VỤ PHÂN TÍCH & TƯ VẤN ĐẦU TƯ
TỐT NHẤT VIỆT NAM 2025**
GIẢI THƯỞNG GLOBAL BANKING & FINANCE