

Tổng CTCP Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí (PVD)

KHẢ QUAN +10,4%

Ngành	Dầu khí
Ngày báo cáo	11/08/2025
Giá hiện tại	23.000 VND
Giá mục tiêu	24.900 VND
Giá mục tiêu gần nhất	21.100 VND
TL tăng	+8,3%
Lợi suất cổ tức	2,2%
Tổng mức sinh lời	+10,4%
GT vốn hóa	11,9 nghìn tỷ đồng
Room KN	5,4 nghìn tỷ đồng
GTGD/ngày (30n)	182 tỷ đồng
Cổ phần Nhà nước	50,4%
SL cổ phiếu lưu hành	556,3 tr
Pha loãng	556,3 tr
PEG 2 năm	0,4

	PVD	Peers*	VNI
P/E (trượt)	18,8x	13,6x	14,7x
P/B	0,8x	0,6x	2,0x
ROE	4,9%	5,7%	13,4%
ROA	3,3%	1,4%	2,0%

* Các CT cùng ngành trong khu vực

Tổng quan Công ty

PVD là thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và là công ty hàng đầu Việt Nam về cung cấp các dịch vụ khoan dầu khí. PVD có thị phần lớn trong tất cả các mảng kinh doanh chính như 50% trong mảng dịch vụ khoan và 55%-100% dịch vụ giếng khoan. Đội giàn khoan của PVD bao gồm 4 giàn khoan tự nâng, 1 giàn tiếp trợ khoan.

Diễn biến giá cổ phiếu



Dương Tấn Phước
Chuyên viên

Đinh Thị Thùy Dương
Phó Giám đốc

(triệu USD)	2024	2025F	2026F	2027F
Doanh thu	374	332	359	498
% YoY	52,2%	-11,3%	8,4%	38,6%
LNST sau lợi ích CĐTS	28,1	32,3	42,2	62,5
% YoY	14,7%	15,2%	30,5%	48,0%
LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi	30,2	30,8	44,7	65,6
EPS cốt lõi % YoY	28,6%	3,7%	48,3%	49,6%
LNST sau lợi ích CĐTS báo cáo (tỷ đồng)	695	831	1.106	1.670
Biên LN gộp	18,9%	18,7%	22,3%	23,6%
Biên LN ròng	7,5%	9,8%	11,7%	12,5%
Biên EBITDA	21,6%	20,7%	26,9%	26,6%
ROE	4,6%	5,1%	6,2%	8,6%
P/E, báo cáo	21,0x	17,9x	13,4x	8,9x
P/B	0,8x	0,8x	0,7x	0,6x
EV/EBITDA	6,4x	7,9x	5,5x	3,5x

Mở rộng quy mô với các giàn khoan tự nâng mới trong bối cảnh thị trường phục hồi

- Chúng tôi điều chỉnh tăng 18% giá mục tiêu lên mức 24.900 đồng/cổ phiếu và duy trì khuyến nghị KHẢ QUAN đối với Tổng Công ty cổ phần Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PVD). Việc nâng giá mục tiêu được thúc đẩy bởi mức tăng 10% của dự báo tổng LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi giai đoạn 2025–2029 (lần lượt thay đổi +12%/+6%/+13%/+9%/+9% cho từng năm trong giai đoạn 2025–2029), cùng với mức điều chỉnh tăng của chúng tôi đối với giả định tỷ giá USD/VND.
- Mức tăng đối với tổng dự báo LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi chủ yếu đến từ: (1) mức tăng của lợi nhuận gộp từ mảng dịch vụ liên quan đến giếng khoan; (2) mức giảm của chi phí lãi vay, sau khi KQKD nửa đầu năm 2025 (6T 2025) đạt mức vượt kỳ vọng; (3) tiết giảm chi phí nhờ việc PVD I quay trở lại khoan trong nước vào cuối năm 2025 và hết khấu hao vào giữa năm 2026; (4) đóng góp sớm hơn dự kiến từ PVD VIII, dự kiến bắt đầu khoan vào cuối tháng 8/2025 (so với ước tính trước đây là cuối năm 2025); và (5) đóng góp mới từ PVD IX bắt đầu từ năm 2027.
- Chúng tôi dự báo LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi năm 2025 sẽ tăng 2% YoY, do mức tăng của lợi nhuận gộp từ mảng dịch vụ giếng khoan (+32% YoY), mức tăng của lợi nhuận từ công ty liên kết (+145% YoY), mức giảm của chi phí lãi vay (-19% YoY), cùng với mức tăng nhẹ của giá thuê giàn khoan tự nâng (JU) tăng trung bình (+1% YoY), từ đó bù đắp cho mức giảm 10 điểm % đối với hiệu suất hoạt động của giàn JU, do PVD VI đang trong quá trình đại tu trong giai đoạn 6T 2025.
- Chúng tôi dự báo LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi năm 2026 sẽ tăng mạnh 45% YoY, nhờ được thúc đẩy bởi mức tăng 10 điểm % đối với hiệu suất hoạt động của giàn JU, mức tăng 3,5% của giá thuê giàn JU trung bình, đóng góp cả năm từ PVD VIII, mức tăng trưởng liên tục của lợi nhuận gộp mảng dịch vụ giếng khoan (+19% YoY); cùng với mức tăng 14% của lợi nhuận từ công ty liên kết, được hỗ trợ bởi đà tăng trưởng của vốn đầu tư cho hoạt động thăm dò & khai thác (ESP) tại Việt Nam.
- Chúng tôi dự báo tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) LNST sau lợi ích CĐTS báo cáo giai đoạn 2025–2027 sẽ ở mức 42%, nhờ được thúc đẩy bởi mức tăng nhẹ của giá thuê trung bình, đóng góp từ PVD VIII (quý 4/2025) & PVD IX (2027), sự phục hồi của mảng dịch vụ giếng khoan, cùng với lợi nhuận từ các liên doanh.
- PVD hiện có định giá khá hấp dẫn với P/E báo cáo năm 2025 là 17,9 lần (tương ứng với mức PEG là 0,4); và P/B dự phóng năm 2025 là 0,8 lần.
- Rủi ro:** Lỗ tỷ giá ghi nhận từ việc đánh giá lại các khoản ngoại tệ khác đồng tiền hạch toán; hiệu suất hoạt động thấp hơn dự kiến.

Mảng khoan được củng cố bởi việc bổ sung thêm giàn JU mới: Vào ngày 06/08/2025, PVD đã chính thức đặt tên cho giàn JU mới của công ty là PVD VIII, đánh dấu giai đoạn gần hoàn tất việc tái kích hoạt. Giàn khoan này có tổng vốn đầu tư XDCB là 80 triệu USD và dự kiến sẽ bắt đầu khoan vào cuối tháng 8. PVD cũng lên kế hoạch mua thêm một giàn JU khác, tạm đặt tên là PVD IX (với tỷ lệ sở hữu 51%). Công ty dự kiến sẽ giải ngân 25 triệu USD trong năm 2025, phần còn lại sẽ được giải ngân vào năm 2026. Chúng tôi dự báo tổng vốn đầu tư XDCB của PVD IX sẽ ở mức 80 triệu USD và áp dụng lộ trình tương tự như PVD VIII (được mua vào cuối năm 2025; tái kích hoạt trong năm 2026; đóng góp toàn phần từ năm 2027 trở đi). Chúng tôi ước tính PVD VIII sẽ đóng góp 3,4 triệu USD/năm vào LNST sau lợi ích CĐTTS trong giai đoạn 2026–2029F (khoảng 4,5% LNST sau lợi ích CĐTTS của PVD), còn PVD IX sẽ đóng góp 2,0 triệu USD/năm trong giai đoạn từ năm 2027–2029F (khoảng 2,5% LNST sau lợi ích CĐTTS).

Giá thuê giàn JU theo ngày tại Đồng Nam Á ghi nhận đã phục hồi, nhìn chung phù hợp kỳ vọng: Mức giá thuê này đã phục hồi về mức 105.000 USD trong quý 2/2025 (+19% QoQ, +30% so với quý 4/2024; nhưng vẫn giảm 23% YoY). Báo cáo tháng 7/2025 của S&P Global điều chỉnh giảm 2,6% hiệu suất hoạt động giai đoạn 2025–2026, do tác động hạ nhiệt ngắn hạn xuất phát từ việc giá dầu giảm, nhưng điều chỉnh tăng hiệu suất lên thêm 9,7% cho năm 2027, qua đó phản ánh mức tăng trưởng mạnh mẽ hơn trong dài hạn của hoạt động thăm dò – khai thác (E&P) (so với dự báo tháng 1/2025). Các chỉ số hiệu suất hoạt động này vẫn ở mức tích cực, và cao hơn đáng kể so với giai đoạn 2022–2023 (80%/78%) và trung bình giai đoạn 2015–2019 (61%). Chúng tôi kỳ vọng đã phục hồi sẽ tiếp diễn, nhờ được hỗ trợ bởi thị trường giàn khoan khả quan trong khu vực. Chúng tôi tiếp tục giữ nguyên dự báo tăng trưởng giá thuê ngày của chúng tôi ở mức - 5%/5%/5%/5%/5%, tương ứng cho từng năm trong giai đoạn 2025–2029.

Triển vọng năm 2025: LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi tăng trưởng ổn định nhờ KQKD khả quan của mảng dịch vụ liên quan đến giếng khoan

Hình 1: Dự báo năm 2025 của Vietcap

Triệu USD (trừ khi được nêu rõ)	2024	Dự báo 2025	YoY	Dự báo 2025 mới/cũ	Giải thích: (a) Tăng trưởng YoY (b) Thay đổi trong dự báo
Doanh thu	373,6	331,5	-11,3%	10%	(b) Kết quả 6T 2025 đạt 154,9 triệu USD (-5% YoY; 51% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi).
Cho thuê giàn khoan	170,9	161,8	-5,3%	6%	(a) Được thúc đẩy bởi việc (1) hiệu suất hoạt động trung bình của giàn JU của PVD (không bao gồm PVD VII) giảm xuống mức 86% (giảm 10 điểm % YoY) do PVD VI đang trong quá trình đại tu trong giai đoạn 6T; và (2) không còn ghi nhận đóng góp từ giàn khoan đất liền PVD 11, đã được bán trong năm 2024. Những yếu tố này giảm thiểu tác động của (3) giá định của chúng tôi về mức tăng 1% YoY đối với giá thuê giàn JU theo ngày trung bình của PVD và (4) đóng góp mới của PVD VIII bắt đầu từ tháng 9/2025.
Cho thuê giàn khoan thuê	55,7	36,7	-34,2%	0%	(b) Chủ yếu được thúc đẩy bởi (b) việc ghi nhận đóng góp từ PVD VIII diễn ra nhanh hơn dự kiến.
Dịch vụ liên quan đến giếng khoan	98,4	120,9	22,8%	16%	(a) Chủ yếu do tổng số ngày hoạt động của hai giàn khoan cho thuê đạt 262 ngày (so với mức 398 ngày ghi nhận trong năm 2024).
Thương mại & khác	48,6	12,1	-75,0%	49%	(b) Kết quả 6T đạt 60,8 triệu USD (+61% YoY; 58% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi).
Giá vốn hàng bán	-303,0	-269,4	-11,1%	9%	(b) Kết quả 6T đạt 6,3 triệu USD (-59% YoY; 77% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi).
Lợi nhuận gộp	70,6	62,2	-11,9%	13%	
Cho thuê giàn khoan	47,5	34,2	-28,0%	4%	(b) Chủ yếu nhờ (1) mức chi phí khấu hao thấp hơn dự kiến.
Cho thuê giàn khoan thuê	1,1	0,7	-34,2%	0%	
Dịch vụ liên quan đến giếng khoan	20,2	26,6	31,6%	28%	(b) Kết quả 6T đạt 14,4 triệu USD (+95% YoY; 69% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi), được thúc đẩy bởi việc khối lượng công việc của hoạt động E&P tăng.
Thương mại và khác	1,8	0,6	-64,2%	49%	(b) Kết quả 6T đạt 0,4 triệu USD (-60% YoY; 89% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi).
Chi phí bán hàng và marketing	-1,4	-1,0	-28,8%	10%	
Chi phí quản trị doanh nghiệp (GA)	-24,2	-24,9	2,9%	31%	(b) Kết quả 6T đạt 12,3 triệu USD (+13% YoY; 65% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi).
LN từ HĐKD	45,0	36,3	-19,4%	4%	
Thu nhập tài chính	6,1	6,8	12,0%	3%	
Chi phí tài chính	-16,1	-13,8	-14,0%	13%	
Chi phí lãi vay	-9,6	-7,7	-19,2%	-9%	(b) Kết quả 6T đạt 6,9 triệu USD (-31% YoY; 45% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi).
Lãi/lỗ được chia từ công ty liên kết	2,0	4,8	145,0%	0%	(a) Được hỗ trợ bởi sự gia tăng của hoạt động E&P trong nước. Trong quá khứ, các công ty liên kết của PVD ghi nhận mức lợi nhuận là 6,2 triệu USD trong giai đoạn 2013-2023.
Thu nhập/lỗ ròng khác	0,7	3,8	429,2%	N.M.	(b) Chúng tôi điều chỉnh tăng thu nhập ròng khác từ mức 0 triệu USD lên 3,8 triệu USD, từ đó phản ánh kết quả 6T bao gồm việc (1) ghi nhận một phần lợi nhuận từ việc thoái vốn khỏi giàn khoan đất liền PVD 11 (tổng 4,0 triệu USD, trong đó 2,0 triệu USD được ghi nhận trong quý 4/2024) và (2) ghi nhận khoản bồi thường bảo hiểm liên quan đến khoảng thời gian ngừng hoạt động của giàn JU PVD VI trong quý 1.
LNTT	37,7	37,9	0,5%	11%	
LNST trước lợi ích CĐTS	28,1	30,3	8,0%	11%	
LNST sau lợi ích CĐTS báo cáo	28,1	32,3	15,2%	10%	(b) Kết quả 6T đạt 15,5 triệu USD (+29% YoY; 52% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi). LNST sau lợi ích CĐTS báo cáo tăng trưởng nhanh hơn so với LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi nhờ được hưởng lợi từ khoản lợi nhuận bất thường.
LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi	30,2	30,8	1,7%	12%	Kết quả 6T đạt 12,7 triệu USD (-16% YoY; 46% dự báo năm 2025 cũ của chúng tôi). (a) Chủ yếu nhờ (1) mức tăng 32% YoY của lợi nhuận gộp từ mảng dịch vụ liên quan đến giếng khoan; (2) mức tăng 145% YoY của lợi nhuận từ công ty liên kết, nhờ mức tăng của khối lượng công việc E&P; và (3) mức giảm 19% YoY của chi phí lãi vay. Những yếu tố này đã bù đắp cho mức giảm 28% YoY của lợi nhuận gộp mảng khoan, vốn bị ảnh hưởng bởi mức giảm đối với hiệu suất hoạt động của giàn JU, mặc cho mức tăng nhẹ 1% của giá thuê giàn JU theo ngày và việc ghi nhận mức đóng góp mới từ PVD VIII. (b) Nhờ (1) mức tăng 28% của lợi nhuận gộp từ mảng dịch vụ liên quan đến giếng khoan và (2) mức giảm 9% của chi phí lãi vay.
EBITDA	80,5	68,6	-14,8%	-3%	
Δ điểm %					
Biên lợi nhuận gộp %	18,9%	18,7%	-0,1		
Cho thuê giàn khoan %	27,8%	21,1%	-6,7		Chủ yếu do mức giảm 10 điểm % của hiệu suất hoạt động trung bình, từ đó lấn át mức tăng 1% YoY của giá thuê giàn JU theo ngày trung bình của PVD.
Cho thuê giàn khoan thuê %	2,0%	2,0%	0,0		
Dịch vụ liên quan đến giếng khoan %	20,5%	22,0%	1,5		
Khác %	3,6%	5,2%	1,6		Chúng tôi kỳ vọng biên lợi nhuận gộp sẽ ở mức 5,2% (+1,6 điểm % YoY), thấp hơn so với mức trung bình 10 năm của công ty là 8,3%.

Nguồn: PVD, Vietcap. Lưu ý: LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi không bao gồm tác động từ các khoản dự phòng nợ xấu của PVEP, hoàn nhập thuế khấu trừ (xảy ra khi giàn JU hoạt động ở Malaysia), hoàn nhập quỹ khoa học, lỗ tỷ giá và lợi nhuận một lần.

Triển vọng năm 2026: LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi được thúc đẩy bởi đà tăng trưởng mạnh mẽ của mảng khoan và dịch vụ liên quan đến giếng khoan

Hình 2: Dự báo năm 2026 của Vietcap

Triệu USD (trừ khi được nêu rõ)	Dự báo 2025	Dự báo 2026	YoY	Giải thích cho tăng trưởng YoY
Doanh thu	331,5	359,3	8,4%	
Cho thuê giàn khoan	161,8	202,0	24,9%	Được thúc đẩy bởi đà phục hồi của hiệu suất hoạt động trung bình của giàn JU của PVD (không bao gồm PVD VIII) lên mức 96% (tăng 10 điểm % YoY), đóng góp cả năm từ PVD VIII, và mức tăng 3,5% dự kiến của giá thuê giàn JU theo ngày trung bình của PVD.
Cho thuê giàn khoan thuê	36,7	0,0	-100,0%	Chúng tôi giả định sẽ không có giàn khoan thuê trong năm 2026.
Dịch vụ liên quan đến giếng khoan	120,9	144,2	19,3%	Dựa vào sự gia tăng chi tiêu cho hoạt động E&P tại Việt Nam, chúng tôi dự báo vốn đầu tư XDCB cho hoạt động E&P của Việt Nam sẽ đạt mức 1,7 tỷ USD trong năm 2026 (+31% YoY).
Thương mại & khác	12,1	13,0	7,0%	
Giá vốn hàng bán	-269,4	-279,3	3,7%	
Lợi nhuận gộp	62,2	79,9	28,6%	
Cho thuê giàn khoan	34,2	47,5	39,0%	Mức tăng trưởng của biên lợi nhuận gộp được thúc đẩy bởi việc PVD I bắt đầu khoan trở lại tại Việt Nam, nơi có chi phí tiến mặt vận hành thấp hơn so với các thị trường nước ngoài. Ngoài ra, PVD I sẽ được khấu hao hoàn toàn vào giữa năm 2026.
Cho thuê giàn khoan thuê	0,7	0,0	-100,0%	
Dịch vụ liên quan đến giếng khoan	26,6	31,7	19,3%	
Thương mại và khác	0,6	0,7	7,0%	
Chi phí bán hàng và marketing	-1,0	-1,1	8,4%	
Chi phí quản trị doanh nghiệp (GA)	-24,9	-24,8	-0,3%	
LN từ HĐKD	36,3	54,1	49,0%	
Thu nhập tài chính	6,8	6,4	-6,3%	
Chi phí tài chính	-13,8	-15,7	13,7%	
Chi phí lãi vay	-7,7	-9,3	20,6%	Chủ yếu do chúng tôi dự báo dư nợ vay trung bình sẽ tăng 15% YoY, và được sử dụng để tài trợ cho việc mua lại PVD VIII và PVD IX.
Lãi/lỗ được chia từ công ty liên kết	4,8	5,5	14,2%	Do sự gia tăng của chi tiêu E&P tại Việt Nam.
Thu nhập/lỗ ròng khác	3,8	0,0	-100,0%	
LNTT	37,9	50,2	32,5%	
LNST trước lợi ích CĐTS	30,3	40,2	32,5%	
LNST sau lợi ích CĐTS báo cáo	32,3	42,2	30,5%	LNST sau lợi ích CĐTS báo cáo dự kiến tăng chậm hơn LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi do dự kiến không ghi nhận khoản lợi nhuận bất thường nào.
LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi	30,8	44,7	45,4%	Chủ yếu nhờ (1) mức tăng 39% YoY của lợi nhuận gộp mảng khoan, do được hỗ trợ bởi sự phục hồi đối với hiệu suất hoạt động của giàn JU, mức tăng 3,5% của giá thuê giàn JU theo ngày trung bình, đóng góp cả năm từ PVD VIII và mức tăng trưởng của biên lợi nhuận nhờ chi phí vận hành thấp hơn của PVD I; (2) mức tăng 19% YoY của lợi nhuận gộp từ mảng dịch vụ liên quan đến giếng khoan; và (3) mức tăng 14% YoY của lợi nhuận từ công ty liên kết, nhờ được thúc đẩy bởi sự gia tăng của tốc độ giải ngân vốn đầu tư XDCB cho hoạt động E&P tại Việt Nam.
EBITDA	68,6	96,6	40,7%	
Δ điểm %				
Biên lợi nhuận gộp %	18,7%	22,3%	+3,5	
Cho thuê giàn khoan %	21,1%	23,5%	+2,4	
Cho thuê giàn khoan thuê %	2,0%	N.M.	N.M.	
Dịch vụ liên quan đến giếng khoan %	22,0%	22,0%	0,0	
Khác %	5,2%	5,2%	0,0	

Nguồn: PVD, Vietcap. Lưu ý: LNST sau lợi ích CĐTS cốt lõi không bao gồm tác động từ các khoản dự phòng nợ xấu của PVEP, hoàn nhập thuế khấu trừ (xảy ra khi giàn JU hoạt động ở Malaysia), hoàn nhập quỹ khoa học, lỗ tỷ giá và lợi nhuận một lần.

Các thay đổi trong dự báo dài hạn

Hình 3: Các thay đổi trong dự báo LNST sau lợi ích CĐTTS

(triệu USD)	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F	
Giá dầu Brent trung bình (USD/thùng)	65	65	65	65	65	
LNST sau lợi ích CĐTTS báo cáo						Tổng cộng
Mới	32,3	42,2	62,5	81,4	84,3	302,7
Cũ	29,4	42,1	58,3	74,6	77,4	281,8
% thay đổi	9,8%	0,3%	7,2%	9,2%	8,9%	7,4%
LNST sau lợi ích CĐTTS cốt lõi						Tổng cộng
Mới	30,8	44,7	65,6	81,4	84,3	306,8
Cũ	27,4	42,1	58,3	74,6	77,4	279,8
% thay đổi	12,1%	6,2%	12,6%	9,2%	8,9%	9,6%

Nguồn: Vietcap

Hình 4: Giả định của Vietcap về giá thuê ngày và hiệu suất hoạt động của PVD

	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F
Hiệu suất hoạt động của giàn khoan	80%	97%	96%	96%	96%
Giàn JU	76%	96%	96%	96%	96%
Giàn TAD	100%	100%	100%	100%	100%
Giá thuê ngày trung bình (USD/ngày) (*)					
Giàn JU	93.381	96.680	101.514	106.590	111.919
Giàn TAD	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Chi phí hoạt động (USD/ngày)					
Giàn JU	56.370	57.780	57.780	57.780	57.780
Giàn TAD	44.950	44.950	44.950	44.950	44.950
Chi phí khấu hao (USD/ngày) (**)					
Giàn JU	14.498	12.627	10.757	10.757	10.757
Giàn TAD	31.507	31.507	31.507	31.507	31.507

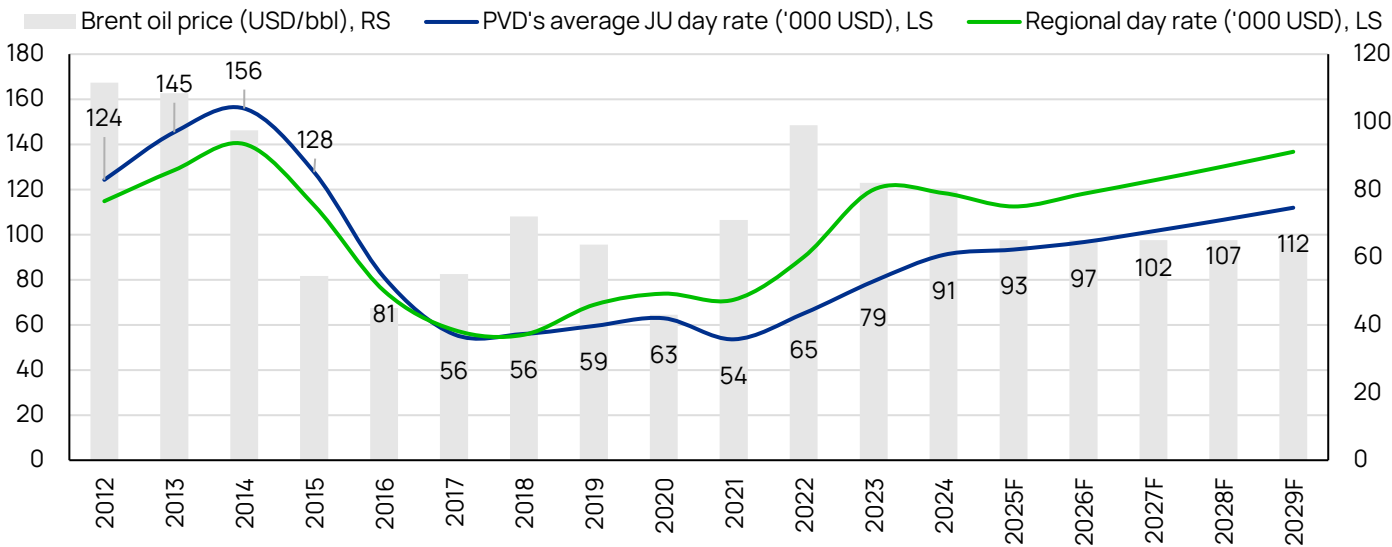
Nguồn: Vietcap. Lưu ý: (*) Tính tỷ trọng theo hiệu suất hoạt động; (**) Phương pháp khấu hao của PVD là phương pháp khấu hao theo hiệu suất hoạt động của giàn khoan.

PVD có kế hoạch mua thêm một giàn JU, tên là PVD IX, với khả năng cao là thông qua hình thức liên doanh.

- Tại ĐHCĐ năm 2025, sau thương vụ mua lại PVD VIII vào năm 2024 (với vốn đầu tư XDCB được phân bổ trong năm 2024 là 45 triệu USD và 35 triệu USD trong năm 2025), PVD đã công bố kế hoạch mua thêm một giàn JU khác, tạm đặt tên là PVD IX. Thương vụ mua lại này có thể được thực hiện thông qua liên doanh trong nước hoặc quốc tế, tuy nhiên các chi tiết cụ thể hiện vẫn chưa được công bố.
- PVD dự kiến phân bổ 25 triệu USD vốn đầu tư XDCB cho PVD IX trong năm 2025, phần còn lại sẽ giải ngân trong năm 2026, theo phương pháp phân bổ theo từng giai đoạn như đã áp dụng cho PVD VIII.
- Chúng tôi kỳ vọng quá trình mua lại sẽ bắt đầu vào cuối năm 2025, sau đó tái kích hoạt trong năm 2026. Giàn khoan dự kiến sẽ bắt đầu hoạt động vào cuối năm 2026 và ghi nhận đóng góp cả năm vào năm 2027. Chúng tôi giả định tổng vốn đầu tư XDCB cho PVD IX là 80 triệu USD và giá thuê ngày là 102.000 USD/ngày trong năm 2026. Dựa trên các giả định này, chúng tôi ước tính giàn khoan sẽ đóng góp khoảng 2,0 triệu USD lợi nhuận hàng năm vào LNST sau lợi ích CĐTTS của PVD trong giai đoạn 2027–2029F, tương đương khoảng 2,5% LNST sau lợi ích CĐTTS dự phóng của PVD trong giai đoạn này.

Triển vọng giá cho thuê giàn JU của PVD: Trong giai đoạn 2012-2014, giá cho thuê giàn JU của PVD cao hơn so với giá cho thuê trong khu vực. Giá cho thuê giàn JU của PVD trong giai đoạn 2016-2024 thấp hơn 18% so với mức trung bình của Đông Nam Á do hoạt động thăm dò & khai thác trong nước chững lại và các đợt giãn cách xã hội do đại dịch COVID-19. Khi PVD mở rộng ra quốc tế, chúng tôi dự báo giá cho thuê giàn khoan của PVD sẽ tăng theo xu hướng giá cho thuê trong khu vực. Chúng tôi giả định rằng giá cho thuê giàn JU của PVD sẽ thấp hơn 18% so với giá cho thuê trong khu vực trong giai đoạn 2025-2029.

Hình 5: Giá thuê giàn JU theo ngày của PVD và Đông Nam Á so với giá dầu Brent



Nguồn: Bloomberg, S&P Global, PVD, Vietcap

Hình 6: Ước tính của chúng tôi về kế hoạch khoan của PVD trong giai đoạn 2025-2026

	2025												Dự báo 2026
Giàn khoan	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T1-T12
PVD I (Giàn JU)	Petronas (Malaysia)												Petronas (Malaysia)
PVD II (Giàn JU)	Pertamina (Indonesia)												Pertamina (Indonesia)
PVD III (Giàn JU)	Hibiscus (Indonesia)					Pertamina (Indonesia)							Hibiscus (Indonesia)
PVD VI (Giàn JU)	Đại tu				Petronas (Malaysia)								Hợp đồng mới (Malaysia)
PVD V (Giàn TAD)	Brunei Shell Petroleum (Brunei)												Brunei Shell Petroleum (Brunei)
PVD VIII (Giàn JU)										Hợp đồng mới			Hợp đồng mới
HAKURYU-11 (Giàn khoan thuê)	Việt Nam												
BORR-THOR (Giàn khoan thuê)						Việt Nam							

Nguồn: PVD, Vietcap. Lưu ý: Các ô không màu biểu thị các hợp đồng đã được ký; các ô màu xám biểu thị không có hợp đồng; TAD: giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm.

Định giá

Trong báo cáo cập nhật hiện tại, chúng tôi tiếp tục sử dụng mô hình định giá chiết khấu dòng tiền (CKDT) vì chúng tôi cho rằng đây là phương pháp phù hợp nhất để phản ánh giá trị của PVD. Trong khi đó, các doanh nghiệp cùng ngành với PVD không hoàn toàn phù hợp để so sánh do các công ty cùng ngành tiếp tục ghi nhận lỗ và không có yếu tố hỗ trợ là các hợp đồng giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (TAD) dài hạn (bắt đầu đóng góp từ năm 2022) và dự án Lô B như PVD.

Chúng tôi điều chỉnh tăng 18% giá mục tiêu lên mức 24.900 đồng/cổ phiếu và giữ nguyên khuyến nghị KHẢ QUAN đối với PVD. Mức tăng của giá mục tiêu chủ yếu được thúc đẩy bởi việc chúng tôi điều chỉnh tăng dự báo LNST sau lợi ích CĐTTS cốt lõi giai đoạn 2025–2029 của chúng tôi lên thêm 9,6% (với các mức điều chỉnh lần lượt là +12,1%/+6,2%/+12,6%/+9,2%/+8,9% cho từng năm trong giai đoạn 2025-2029), kết hợp với mức điều chỉnh tăng của chúng tôi đối với giả định tỷ giá USD/VND.

Mức điều chỉnh tăng đối với LNST sau lợi ích CĐTTS cốt lõi phản ánh: (1) mức tăng của lợi nhuận gộp mảng dịch vụ liên quan đến giếng khoan; (2) mức giảm của chi phí lãi vay, nhờ KQKD 6T 2025 ghi nhận ở mức tích cực hơn kỳ vọng; (3) sự cải thiện của hiệu quả chi phí nhờ kế hoạch tái triển khai PVD I tại thị trường trong nước của PVD từ cuối năm 2025, qua đó giúp giảm khoảng 10% chi phí vận hành so với việc hoạt động tại thị trường nước ngoài. Ngoài ra, PVD I cũng dự kiến sẽ được khấu hao hoàn toàn vào giữa năm 2026; (4) đóng góp từ PVD VIII được ghi nhận sớm hơn dự kiến; hiện giàn khoan này đang được lên kế hoạch để bắt đầu khoan vào cuối tháng 8/2025 (so với dự báo trước đây là cuối năm 2025); và (5) dự kiến bắt đầu ghi nhận đóng góp mới từ PVD IX từ năm 2027.

Hình 7: Tổng hợp định giá

Định giá CKDT	
Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)	24.900
P/B quý gần nhất tại giá mục tiêu	0,9x
P/E báo cáo dự phóng các năm 2025/2026 tại giá mục tiêu	19,4x/14,6x

Nguồn: Vietcap

Chiết khấu dòng tiền

Hình 8: Chiết khấu dòng tiền

(triệu USD)	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F
LN từ HĐKD	36	54	82	100	99
- Thuế	-7	-11	-16	-20	-20
+ Khấu hao	32	43	51	51	51
- Vốn XDCB	-84	-75	-20	-20	-38
- Tăng vốn lưu động	-11	5	-31	22	-6
Dòng tiền tự do	-34	16	65	132	86
Giá trị hiện tại (GTHT) của DTTD	-31	13	46	82	47
Tổng GTHT của DTTD	-31	-18	28	110	157

Chi phí vốn	Cũ	Mới
Beta	1,5	1,5
Phần bù rủi ro thị trường %	8,0	8,0
Lãi suất phi rủi ro %	6,0	6,0
Chi phí vốn cổ phần %	18,0	18,0
Chi phí nợ %	8,0	8,0
Thuế thu nhập DN %	20,0	20,0
Tỷ lệ nợ trên vốn %	30,0	30,0
WACC %	14,5	14,5
Tỷ lệ tăng trưởng tới hạn %	2,0%	2,0%

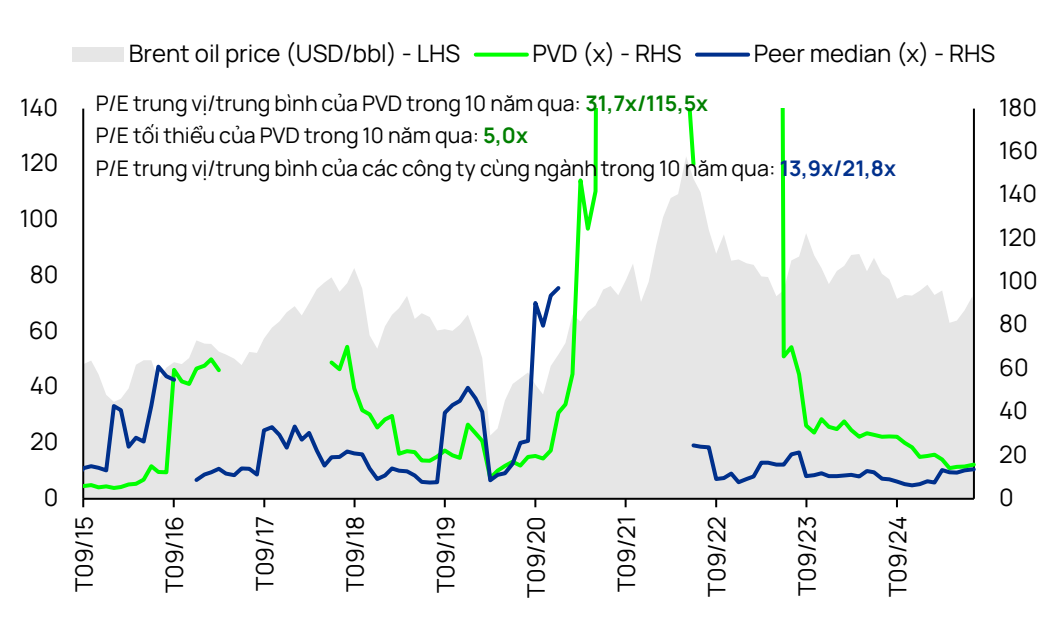
CKDT	Triệu USD
GTHT của DTTD	157
GTHT của giá trị cuối	426
GTHT của DTTD và giá trị cuối	583
Cộng: Tiền mặt + Tiền gửi ngắn hạn	100
Trừ: Nợ	136
Trừ: Lợi ích CĐTTS	8
Giá trị vốn chủ sở hữu	540
Pha loãng (triệu)	556
Giá trị CKDT/CP (đồng)	24.900

Nguồn: Vietcap (Tỷ giá USD/VND = 25.704)

Giá trị của các công ty cùng ngành

Trong 10 năm qua, PVD thường giao dịch ở mức P/E cao (30-100 lần) do lợi nhuận thấp và ghi nhận lỗ ròng khi giá dầu giảm và giá thuê ngày giảm mạnh. So với đầu năm 2025, P/E của PVD đã giảm đáng kể nhờ lợi nhuận phục hồi mạnh, được thúc đẩy bởi việc thị trường giàn khoan toàn cầu và Đông Nam Á bước vào một chu kỳ mới.

Hình 9: Diễn biến P/E của PVD so với trung vị của các công ty cùng ngành (*)



Nguồn: Bloomberg, Vietcap (dữ liệu tính đến ngày 06/08/2025). Lưu ý: (*) Lợi nhuận của PVD và các công ty cùng ngành trong quá khứ đôi khi âm, dẫn đến đường P/E không liên tục.

Hình 10: Các công ty cùng ngành trong khu vực

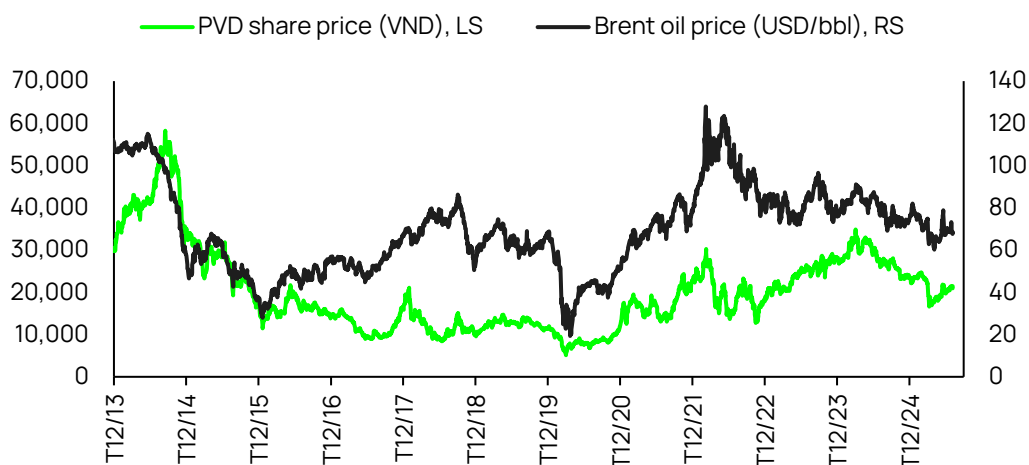
Công ty (triệu USD)	Quốc gia	GTVH	DT thuần trượt 12T	YoY %	LNST trượt 12T	YoY %	Nợ ròng/ VCSH %	ROE %	P/E trượt (*)	P/E dự phóng 1 năm (*)	P/B quý gần nhất	EV/ EBITDA trượt
Velesto Energy Bhd	Malaysia	359	291	N/A	N/A	N/A	-2,5	N/A	N/A	10,3	0,6	N/A
Uzma Bhd	Malaysia	47	159	37	11	9	78,0	8,1	4,0	4,6	0,3	7,4
Aban Offshore Ltd	Ấn Độ	29	56	19	-105	33	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	118,7
Mermaid Maritime PCL	Singapore	179	543	70	6	-61	49,8	3,3	23,2	N/A	0,8	4,6
Trung bình		154	262	42	-30	-7	41,8	5,7	13,6	7,4	0,6	43,6
Trung vị		113	225	37	6	9	49,8	5,7	13,6	7,4	0,6	7,4
PVD	Việt Nam	456	365	24	32	18	2,9	4,9	18,8	13,4	0,8	7,7

Nguồn: Các công ty trên, Vietcap. Lưu ý: (*) EPS báo cáo; dữ liệu tính đến ngày 11/08/2025.

Phân tích độ nhạy

Giá cổ phiếu của PVD trong quá khứ đã thể hiện mối tương quan đồng biến cao với giá dầu thô. Chúng tôi cho rằng điều này xuất phát từ kỳ vọng của nhà đầu tư rằng mức giá dầu cao hơn có thể sẽ dẫn đến mức giá thuê ngày cao hơn cũng như tăng khối lượng công việc cho PVD. Tuy nhiên, trên thực tế, tác động của việc giá dầu tăng đối với lợi nhuận của các công ty dịch vụ như PVD thường sẽ có độ trễ từ 1 đến 2 năm do các công ty khai thác dầu khí cần thời gian để quan sát mức độ ổn định của xu hướng tăng giá dầu và sau đó mới thực hiện các quy trình phê duyệt để bắt đầu các dự án dầu khí mới.

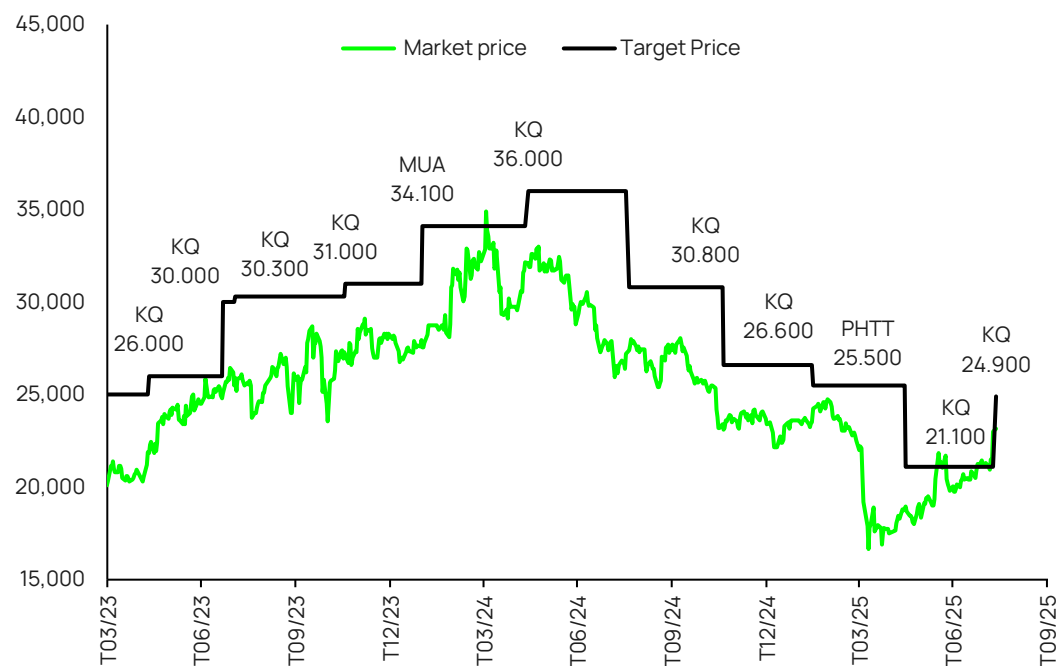
Hình 11: Giá cổ phiếu của PVD và giá dầu Brent



Nguồn: Bloomberg, Vietcap

Diễn biến khuyến nghị

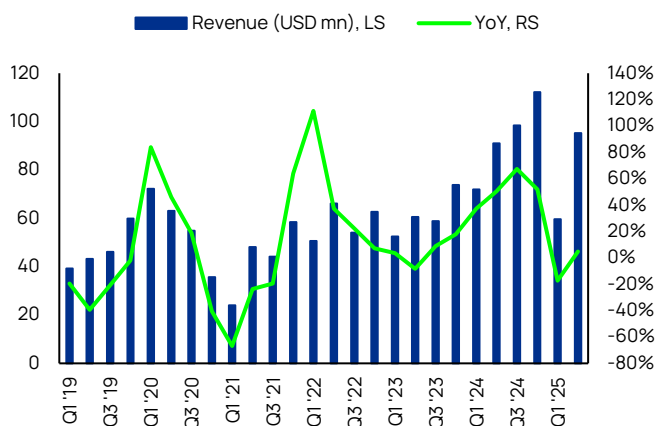
Hình 12: Diễn biến giá mục tiêu của Vietcap so với giá cổ phiếu (đồng/cổ phiếu)



Nguồn: Bloomberg, Vietcap

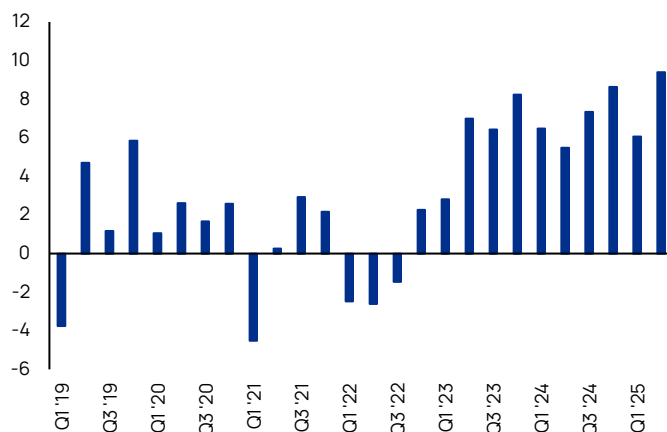
KQKD theo quý

Hình 13: Doanh thu theo quý của PVD



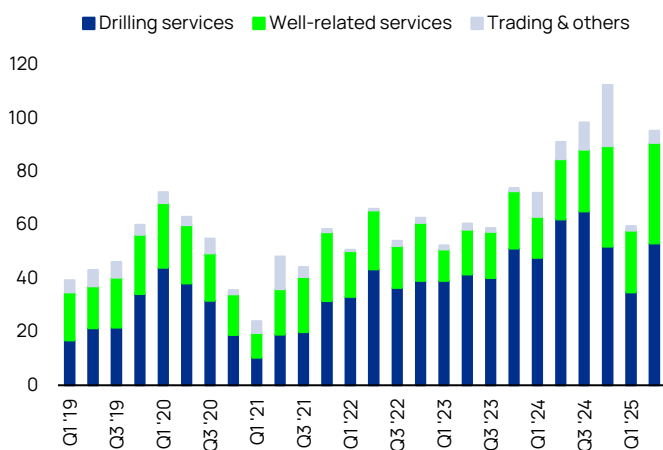
Nguồn: PVD, Vietcap

Hình 14: LNST sau lợi ích CĐTS báo cáo theo quý của PVD (triệu USD)



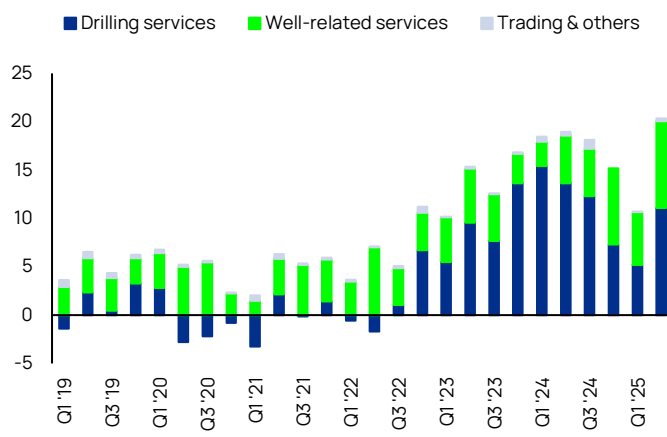
Nguồn: PVD, Vietcap

Hình 15: Cơ cấu doanh thu theo mảng của PVD (triệu USD)



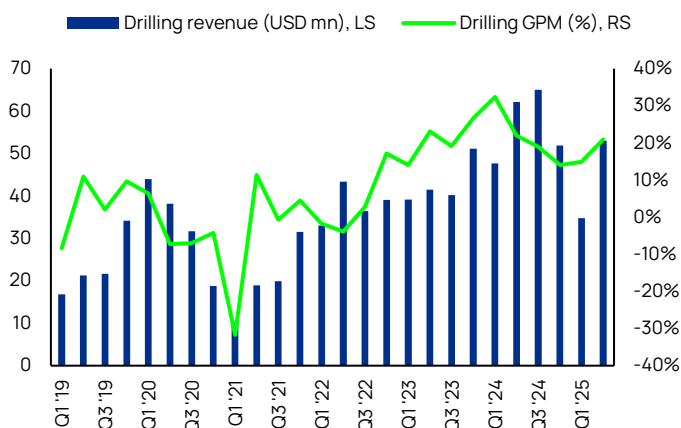
Nguồn: PVD, Vietcap

Hình 16: Cơ cấu lợi nhuận gộp theo mảng của PVD (triệu USD)



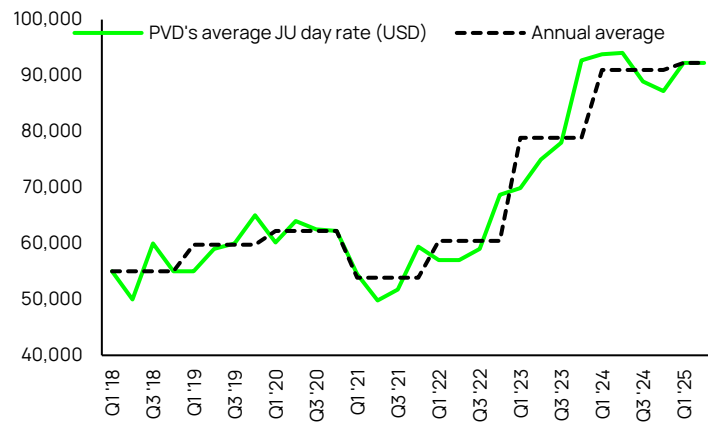
Nguồn: PVD, Vietcap

Hình 17: Doanh thu & biên lợi nhuận gộp mảng khoan của PVD



Nguồn: PVD, Vietcap

Hình 18: Ước tính giá thuê JU theo ngày trung bình của PVD (USD/ngày)



Nguồn: PVD, Vietcap

Báo cáo Tài chính

KQLN (triệu USD)	2024	2025F	2026F	2027F
Doanh thu	373,6	331,5	359,3	498,1
Giá vốn hàng bán	-303,0	-269,4	-279,3	-380,5
Lợi nhuận gộp	70,6	62,2	79,9	117,6
Chi phí bán hàng	-1,4	-1,0	-1,1	-1,5
Chi phí quản lí DN	-24,2	-24,9	-24,8	-34,4
LN từ HĐKD	45,0	36,3	54,1	81,7
Thu nhập tài chính	6,1	6,8	6,4	7,3
Chi phí tài chính	-16,1	-13,8	-15,7	-18,5
Trong đó, chi phí lãi vay	-9,6	-7,7	-9,3	-11,5
Lợi nhuận từ công ty LDLK	2,0	4,8	5,5	6,4
Lỗ/lãi thuần khác	0,7	3,8	0,0	0,0
LNTT	37,7	37,9	50,2	76,9
Thuế TNDN	-9,6	-7,6	-10,0	-15,4
LNST trước lợi ích CĐTS	28,1	30,3	40,2	61,5
Lợi ích CĐTS	0,0	2,0	2,0	1,0
LNST sau lợi ích CĐTS, báo cáo	28,1	32,3	42,2	62,5
LNST sau lợi ích CĐTS, cốt lõi	30,2	30,8	44,7	65,6
EBITDA	80,5	68,6	96,6	132,4
EPS báo cáo, VND	1.094	1.285	1.710	2.582
EPS điều chỉnh(1), VND	1.178	1.222	1.813	2.711
DPS, VND	500	0	0	0
DPS/EPS báo cáo (%)	46%	0%	0%	0%
(1) Điều chỉnh cho khoản mục bất thường				

TỶ LỆ	2024	2025F	2026F	2027F
Tăng trưởng				
TT doanh thu	52,2%	-11,3%	8,4%	38,6%
TT LN từ HĐKD	40,9%	-19,4%	49,0%	51,1%
TT LNTT	36,1%	0,5%	32,5%	53,1%
TT EPS điều chỉnh (1)	28,6%	3,7%	48,3%	49,6%
Khả năng sinh lời				
Biên LN gộp	18,9%	18,7%	22,3%	23,6%
Biên LN từ HĐKD	12,0%	10,9%	15,1%	16,4%
Biên EBITDA	21,6%	20,7%	26,9%	26,6%
Biên LN ròng	7,5%	9,8%	11,7%	12,5%
ROE	4,6%	5,1%	6,2%	8,6%
ROA	3,1%	3,3%	4,1%	5,8%
Chỉ số hiệu quả vận hành				
Số ngày tồn kho	54	75	68	61
Số ngày phải thu	114	175	155	134
Số ngày phải trả	42	87	78	68
TG luân chuyển tiền	126	163	145	127
Thanh khoản				
CS thanh toán hiện hành	1,9	1,9	2,2	2,5
CS thanh toán nhanh	1,6	1,5	1,8	2,1
CS thanh toán tiền mặt	0,5	0,4	0,6	0,8
Nợ/Tài sản	12,9%	13,6%	15,1%	12,1%
Nợ/Vốn sử dụng	16,0%	16,9%	18,4%	14,8%
Nợ/Vốn CSH	0,5%	5,4%	3,2%	0,0%
Khả năng thanh toán lãi vay	4,7x	4,7x	5,8x	7,1x

BẢNG CĐKT (triệu USD)	2024	2025F	2026F	2027F
Tiền và tương đương	87	64	101	135
Đầu tư TC ngắn hạn	31	36	36	36
Các khoản phải thu	137	159	152	183
Hàng tồn kho	48	55	52	64
TS ngắn hạn khác	5	5	5	5
Tổng TS ngắn hạn	308	320	346	424
TS dài hạn (gộp)	1.066	1.150	1.225	1.245
- Khấu hao lũy kế	-557	-589	-632	-682
TS dài hạn (ròng)	509	561	593	563
Đầu tư TC dài hạn	27	27	27	27
TS dài hạn khác	91	91	91	91
Tổng TS dài hạn	627	679	711	680
Tổng Tài sản	935	998	1.058	1.104
Khoản phải trả	46	64	59	71
Nợ ngắn hạn	20	10	4	4
Nợ ngắn hạn khác	97	97	97	97
Tổng nợ ngắn hạn	163	171	160	172
Nợ dài hạn	101	126	156	129
Nợ dài hạn khác	36	36	36	36
Tổng nợ dài hạn	299	332	351	337
Vốn cổ phần ưu đãi	0	0	0	0
Vốn cổ phần	271	271	271	271
Thặng dư vốn cổ phần	127	127	127	127
Cổ phiếu quỹ	0	0	0	0
Lợi nhuận giữ lại	226	259	301	363
Vốn chủ sở hữu khác	0	0	0	0
Lợi ích CĐTS	12	10	8	7
Tổng vốn chủ sở hữu	636	666	706	768
Nợ & vốn chủ sở hữu	935	998	1.058	1.104
Số CP lưu hành cuối năm, tr	556	556	556	556

LCTT (triệu USD)	2024	2025F	2026F	2027F
Tiền đầu năm	94	87	64	101
Thu nhập ròng	28	32	42	62
Khấu hao	36	32	43	51
Thay đổi vốn lưu động	-14	-11	5	-31
Điều chỉnh khác	-8	-5	-5	-6
Tiền từ hoạt động KD	42	49	84	76
Chi mua sắm TSCĐ ròng	-55	-84	-75	-20
Đầu tư	25	-1	5	6
Tiền từ HĐ đầu tư	-30	-85	-70	-14
Cổ tức đã trả	0	0	0	0
Tăng (giảm) vốn cổ phần	0	0	0	0
Tăng (giảm) nợ ngắn hạn	-3	-10	-6	0
Tăng (giảm) nợ dài hạn	-15	25	30	-26
Tiền từ các HĐTC khác	1	-2	-2	-1
Tiền từ HĐTC	-18	13	22	-27
Tổng lưu chuyển tiền tệ	-6	-23	37	35
Tiền cuối năm	87	64	101	135

Nguồn: PVD, Vietcap

Phụ lục

Phụ lục 1: Triển vọng thị trường giàn JU toàn cầu

Nguồn cung giàn JU đạt tiêu chuẩn có thể sẽ khá hạn chế trong ngắn hạn

Sau đợt sụt giảm giá dầu trong giai đoạn 2014-2016, việc thiếu hụt nguồn đầu tư vào hoạt động thăm dò và khai thác đã buộc các công ty cung cấp dịch vụ khoan phải tái cơ cấu, sáp nhập và/hoặc bán các giàn khoan cũ. Theo S&P Global, sự đình trệ của các hoạt động thăm dò & khai thác đã đẩy số lượng giàn khoan JU toàn cầu rời khỏi thị trường lên mức trung bình khoảng 22 giàn trong giai đoạn 2015-2021 so với mức trung bình khoảng 7 giàn trong giai đoạn 2007-2014. Do đó, 160 giàn JU đã bị loại khỏi đội giàn khoan toàn cầu trong 8 năm qua.

Theo báo cáo tháng 12/2024 của S&P Global, hiện có 61 giàn khoan JU (12% tổng số giàn khoan toàn cầu) không được đưa ra thị trường do không đủ tiêu chuẩn khoan. Ngoài ra, hiện có 9 giàn khoan đang được xây dựng, chiếm 2% nguồn cung trên thị trường. Việc bàn giao giàn khoan mới dự kiến là 9 giàn vào năm 2025 và 9 giàn vào năm 2026, trong đó 7 giàn mỗi năm là dành cho Trung Quốc. Điều này đồng nghĩa chỉ còn lại 3 giàn khoan mới (tương đương 0,7% tổng nguồn cung trên thị trường) khả dụng cho khai thác toàn cầu trong 2 năm tới, cho thấy nguồn cung ngoài Trung Quốc đang khan hiếm.

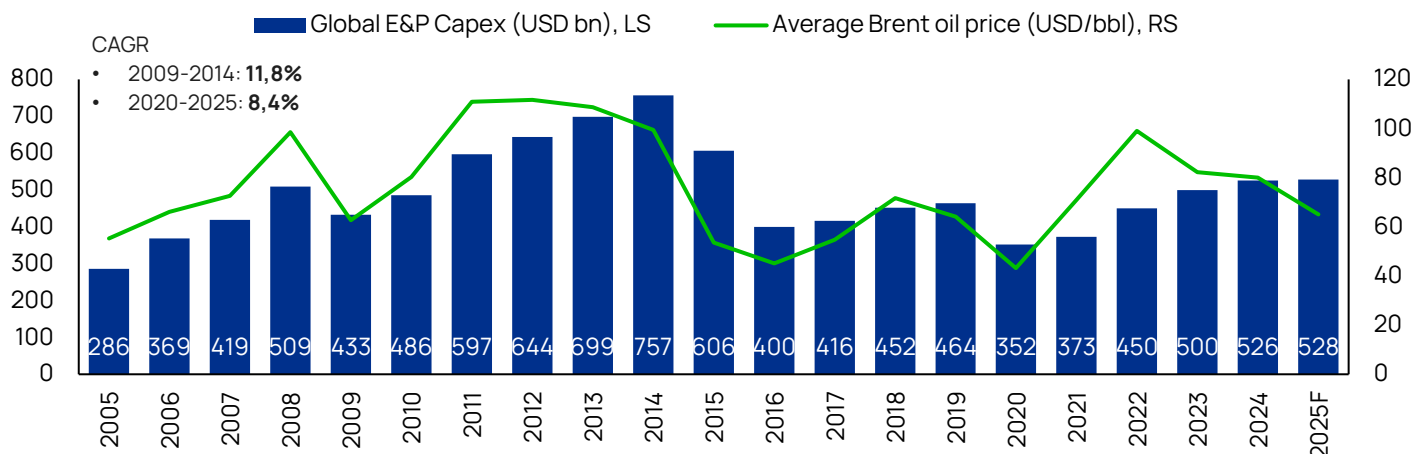
Chi tiêu cho hoạt động thăm dò và khai thác toàn cầu dự kiến duy trì ổn định trong năm 2025

Như đã đề cập trong [Báo cáo Ngành Năng lượng](#) của chúng tôi (ngày 25/4/2025), chúng tôi giả định giá dầu Brent là 65 USD/thùng cho giai đoạn 2025-2029, cao hơn 12% so với mức trung bình trước COVID (2015-2019), điều này sẽ hỗ trợ các hoạt động thăm dò và khai thác.

Trong báo cáo cập nhật PVD tháng 2/2025 của chúng tôi, chúng tôi đã nhấn mạnh triển vọng tích cực của S&P Global (dự báo ngày 03/02/2025), dự báo tăng trưởng chi tiêu cho hoạt động thăm dò & khai thác là 4% vào năm 2025 và 0,8% vào năm 2026.

Tuy nhiên, WorldOil (ngày 15/02/2025) dự báo rằng chi tiêu cho thăm dò & khai thác toàn cầu năm 2025 sẽ đi ngang so với cùng kỳ, chấm dứt chuỗi tăng trưởng 3 năm do giá dầu yếu hơn và nguồn cung dư thừa trong ngắn hạn. Ngày 23/4/2025, Wood Mackenzie cho rằng chi tiêu cho thăm dò & khai thác toàn cầu sẽ giảm so với cùng kỳ lần đầu tiên kể từ năm 2020. Cùng ngày, Baker Hughes cũng chia sẻ kỳ vọng chi tiêu thăm dò & khai thác toàn cầu sẽ giảm ở mức 6%-9% vào năm 2025. Vào ngày 01/5/2025, Barclays cảnh báo rằng hoạt động thăm dò & khai thác toàn cầu có thể chậm lại sau các biện pháp thuế đối ứng của Tổng thống Trump. Hậu quả kinh tế từ thuế quan dự kiến sẽ làm giảm hoạt động thượng nguồn khi các nhà sản xuất cắt giảm chi tiêu trong bối cảnh bất ổn gia tăng và giá dầu thấp hơn. Trong khi các công ty dịch vụ dầu khí báo cáo chi tiêu ổn định trong nửa đầu năm, các công ty này dự báo sẽ có sự sụt giảm trong nửa cuối năm khi tác động của thuế quan bắt đầu rõ ràng hơn. Barclays dự báo mức giảm khoảng 5% trên toàn cầu. Trong khi đó, Giám đốc Điều hành của Schlumberger cũng cảnh báo về sự thận trọng ngày càng tăng trong ngân sách cho hoạt động thăm dò & khai thác, mặc dù chi tiêu ở Trung Đông và châu Á có thể cho thấy khả năng phục hồi tốt hơn.

Hình 19: Chi tiêu vốn cho hoạt động dầu khí thượng nguồn trên toàn cầu (tỷ USD)



Nguồn: S&P Global, Vietcap

Trung Đông vẫn là động lực tăng trưởng chính đối với chi tiêu cho hoạt động thăm dò & khai thác toàn cầu

WorldOil dự báo chi tiêu cho thăm dò & khai thác toàn cầu năm 2025 gần như đi ngang so với cùng kỳ, sau mức tăng 74% trong giai đoạn 2020-2024. Trung Đông tiếp tục đóng vai trò trung tâm, với chi tiêu của các NOCs (Công ty Dầu khí Quốc gia) trong khu vực cho thấy khả năng phục hồi tốt hơn trong các giai đoạn suy thoái trước đây nhờ hiệu quả kinh tế giếng khoan mạnh mẽ và ít nhạy cảm hơn với biến động giá dầu. Động lực nhu cầu ở Trung Đông là Saudi Aramco (công ty dầu khí và khí đốt tự nhiên công của Ả Rập Xê Út) và Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC). Hai công ty này sẽ chiếm khoảng 70% nhu cầu của khu vực, thu hút một lượng đáng kể giàn JU đến Trung Đông.

- **Ả Rập Xê Út** đã thay đổi một phần chiến lược, hoãn 2 dự án dầu mỏ để ưu tiên sản xuất khí đốt tự nhiên cùng với việc cắt giảm sản lượng của OPEC+. Tuy nhiên, kế hoạch chi tiêu vốn đầu tư của Saudi Aramco vẫn tích cực, với chi tiêu vốn năm 2025 dự kiến tăng 4%-16% so với năm 2024.
- **UAE** duy trì kế hoạch của ADNOC nhằm nâng công suất sản xuất dầu từ 4,2 triệu thùng/ngày lên 5 triệu thùng/ngày vào năm 2027 (CAGR 6%, 2024-2027). ADNOC Gas cũng đặt mục tiêu tăng vốn đầu tư XDCB từ 13 tỷ USD lên 15 tỷ USD vào năm 2029 (CAGR 3%, 2024-2029) để đáp ứng nhu cầu khí đốt trong nước ngày càng tăng.

Theo báo cáo tháng 7/2025 của S&P Global, nhu cầu khoan tại khu vực Trung Đông sẽ ở mức 138 giàn khoan trong năm 2025 (giảm 18 giàn, tương đương -12% YoY), trước khi phục hồi lên 140 giàn vào năm 2026 và 142 giàn vào năm 2027.

Saudi Aramco chuyển trọng tâm sang khí đốt, đồng thời duy trì công suất dầu mỏ

Duy trì công suất dầu mỏ: Mặc dù giảm quy mô kế hoạch tăng công suất sản xuất dầu 1 triệu thùng/ngày, Saudi Aramco vẫn nhấn mạnh việc duy trì công suất dầu hiện tại là 12 triệu thùng/ngày thông qua các khoản đầu tư liên tục để bù đắp cho sự suy giảm sản lượng tự nhiên. Chúng tôi lưu ý rằng nếu không có sự đầu tư liên tục, công suất sản xuất dầu hiện tại là 12 triệu thùng/ngày sẽ giảm xuống khoảng 10,5 triệu thùng/ngày vào năm 2027, cho thấy tầm quan trọng của các dự án mở rộng. Do đó, chúng tôi tin rằng khoản đầu tư này vẫn cần thiết về dài hạn và có thể được Saudi Aramco xem xét lại.

Tăng cường tập trung vào sản xuất khí đốt, không đồng nghĩa với việc làm giảm hoạt động thăm dò & khai thác: Mặc dù có sự chuyển dịch này, vốn đầu tư của Aramco trong năm 2024 vẫn ở mức cao 50 tỷ USD (+19% YoY; khoảng 95% so với mục tiêu năm 2024), với chi tiêu cho thượng nguồn là 39 tỷ USD (+19% YoY). Điều này phản ánh những nỗ lực liên tục nhằm duy trì công suất dầu thô tối đa 12 triệu thùng/ngày trong khi đẩy mạnh nhiều dự án khí đốt. Do đó, chúng tôi tin rằng sự tái phân bổ này sang khí đốt không ảnh hưởng đáng kể đến hoạt động thăm dò & khai thác toàn cầu hay mức chi tiêu. Đối với năm 2025, Aramco đặt mục tiêu vốn đầu tư từ 52–58 tỷ USD (+4–16% YoY). Trong giai đoạn nửa đầu năm 2025, vốn đầu tư XDCB đạt 24,9 tỷ USD (+8% YoY; khoảng 45% so với mục tiêu năm 2025), với 19,2 tỷ USD vốn đầu tư cho phân khúc thượng nguồn (+2% YoY) chủ yếu do mở rộng mảng kinh doanh khí đốt.

Chưa có dấu hiệu cho thấy Aramco sẽ tái khởi động 30 giàn JU đã tạm ngừng hoạt động từ tháng 4/2024. Năm 2024, công ty đã thông báo tạm ngừng 12 tháng, phù hợp với việc cắt giảm sản lượng của OPEC+ và sự chuyển dịch của Aramco sang đầu tư thêm mảng khí đốt. Tại ĐHCĐ năm 2025, PVD lưu ý rằng Aramco có khả năng sẽ tiếp tục trì hoãn các hợp đồng đối với các giàn khoan này, kéo dài thời gian tạm ngừng ngoài khung thời gian ban đầu. Động thái này phản ánh cam kết bền vững của OPEC+ đối với việc cắt giảm sản lượng dầu. Tuy nhiên, PVD cho rằng khả năng các giàn khoan này được triển khai lại bên ngoài Trung Đông là thấp, do chi phí huy động cao và rủi ro thời gian ngừng hoạt động kéo dài. Với thị trường giàn JU Đông Nam Á vẫn ổn định, PVD kỳ vọng tác động khu vực sẽ ở mức tối thiểu.

Hiệu suất hoạt động giàn JU toàn cầu dự kiến cải thiện nhẹ trong giai đoạn 2025-2026

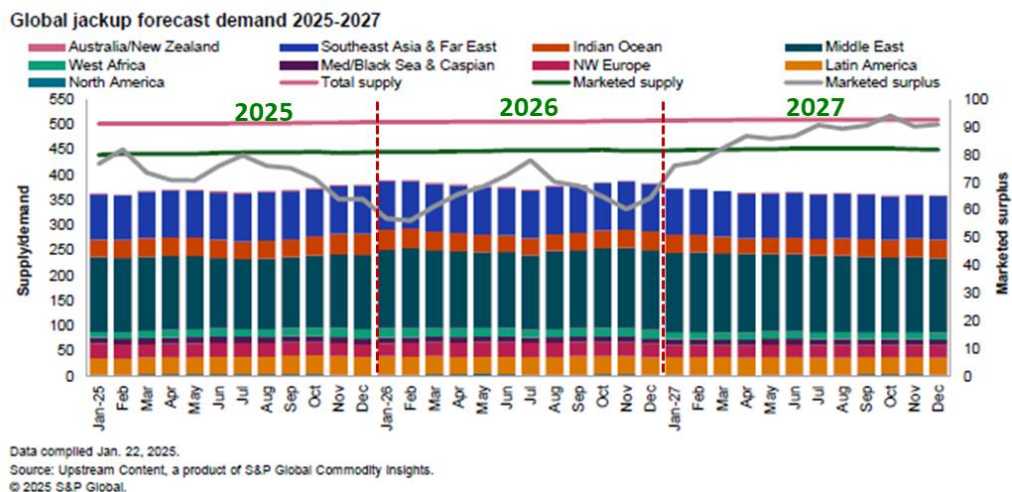
Báo cáo tháng 7/2025 của S&P Global đã điều chỉnh giảm dự báo nhu cầu khoan giàn tự nâng toàn cầu năm 2025 xuống còn 357 giàn (giảm 18 giàn YoY; thấp hơn 13 giàn so với dự báo tháng 1/2025). Điều này tương ứng với mức hiệu suất hoạt động giàn JU toàn cầu là 80,5% (giảm 5,1 điểm % YoY; thấp hơn 2,9 điểm % so với dự báo tháng 1/2025).

Báo cáo tháng 1/2025 của S&P Global cho thấy triển vọng thị trường kém khả quan hơn. Đối với năm 2025, lượng giàn khoan dư thừa trên thị trường dự kiến sẽ ở mức 74 giàn (tăng 11 giàn YoY), tương ứng với mức hiệu suất hoạt động là 83,4% (giảm 2,2 điểm % YoY). Triển vọng kém khả quan hơn này chủ yếu xuất phát từ việc Saudi Aramco tiếp tục tạm ngừng vận hành giàn khoan trong bối cảnh OPEC+ duy trì cam kết cắt giảm sản lượng. Trong năm 2026, lượng giàn khoan dư thừa dự kiến sẽ giảm xuống còn 66 giàn (giảm 8 giàn YoY), tương ứng với mức hiệu suất hoạt động là 85,3% (tăng 1,9 điểm % YoY).

Dù triển vọng có phần thận trọng hơn, thị trường vẫn được đánh giá là khá lành mạnh. Lượng giàn khoan dư thừa dự kiến sẽ lần lượt ở mức 74/66 giàn trong 2025/2026 vẫn khả quan so với mức trung bình 78 giàn trong giai đoạn 2022–2023, tương ứng với mức hiệu suất hoạt động là 81,8%.

Đối với năm 2027, chúng tôi cho rằng nguyên nhân khiến lượng dư thừa trên thị trường tăng là do nhiều quốc gia vẫn chưa công bố kế hoạch E&P dài hạn. Lượng dư thừa này có thể sẽ giảm xuống khi các kế hoạch này được phê duyệt.

Hình 20: Dự báo số lượng giàn JU toàn cầu



Nguồn: S&P Global, PVD. Lưu ý: Biểu đồ cột thể hiện nhu cầu giàn khoan, đơn vị cho cả 2 trục là số giàn khoan.

Phụ lục 2: Thị trường giàn khoan Đông Nam Á vẫn ổn định trong giai đoạn 2025-2026

Báo cáo tháng 7/2025 của S&P Global điều chỉnh giảm triển vọng giai đoạn 2025-2026 nhưng nâng dự báo cho năm 2027, qua đó củng cố triển vọng tích cực của khu vực Đông Nam Á và khẳng định hoạt động E&P trong khu vực sẽ vẫn được duy trì mạnh mẽ. Cụ thể, nhu cầu giàn khoan từ nâng tại Đông Nam Á được dự báo sẽ đạt 36,8 giàn trong năm 2025 (+2,3 giàn YoY nhưng thấp hơn 1,0 giàn so với dự báo tháng 1/2025). Đối với năm 2026, nhu cầu dự kiến sẽ ở mức 38,2 giàn (+1,4 giàn YoY, thấp hơn 1,3 giàn so với dự báo tháng 1). Sang năm 2027, nhu cầu dự kiến sẽ đạt 37,8 giàn (giảm 0,4 giàn YoY nhưng cao hơn đáng kể 4,4 giàn so với dự báo tháng 1/2025).

Dự kiến một thị trường giàn khoan ổn định sẽ tiếp tục được duy trì trong giai đoạn 2025-2027, với hiệu suất hoạt động trung bình lần lượt ở mức 83,6%/84,9%/84,0% (so với dự báo tháng 1/2025 là 86,0%/87,8%/74,3%), cao hơn mức 80%/78% của các năm 2022/2023 và mức trung bình 61% trong giai đoạn 2015-2019. Theo PVD, nhu cầu khoan tại Đông Nam Á vẫn sẽ ở mức cao, mà trong đó nhu cầu tại Việt Nam sẽ đạt mức cao đáng kể. Bất chấp áp lực từ việc giá dầu giảm, Indonesia, Malaysia và Thái Lan vẫn sẽ duy trì mức độ hoạt động, nhờ được hỗ trợ bởi các chiến dịch khoan đang triển khai. Riêng tại Việt Nam, nhu cầu dự kiến sẽ tăng đáng kể nhờ các dự án lớn sắp triển khai như Lô B, Sư Tử Trắng, Đại Hùng, Lạc Đà Vàng, Hải Sư Vàng và Lạc Đà.

Triển vọng hoạt động khoan dầu khí của Đông Nam Á vẫn tích cực. Theo Fitch Solutions, các công ty dầu khí quốc gia (NOCs) của Đông Nam Á sẽ tăng tổng vốn đầu tư lên 31 tỷ USD (+29% YoY) vào năm 2025. Các quốc gia tích cực nhất trong hoạt động thăm dò & khai thác bao gồm Malaysia, Indonesia, Thái Lan và Việt Nam.

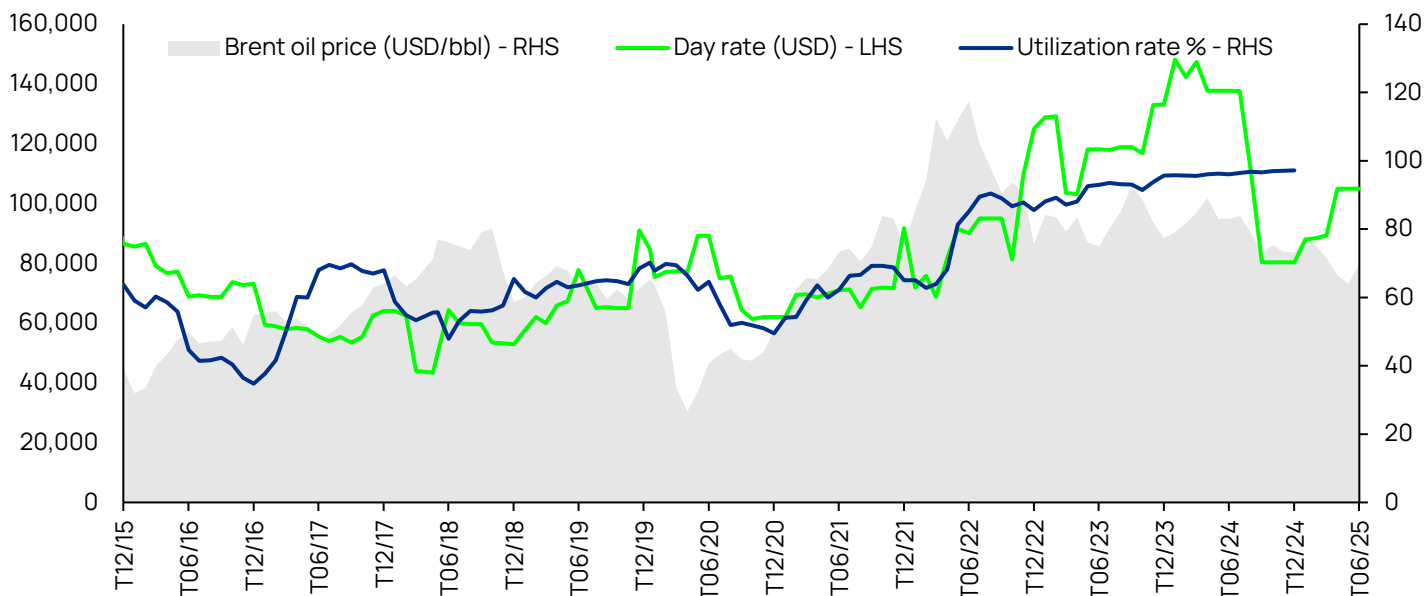
- Petronas (NOC của Malaysia) đặt mục tiêu đạt 2 triệu thùng dầu quy đổi mỗi ngày trong giai đoạn 2025-2027 (+18% so với mức 1,7 triệu thùng dầu quy đổi vào năm 2024).
- PTTEP (NOC của Thái Lan) đặt mục tiêu tăng sản lượng đến năm 2029. Công ty dự báo sản lượng bán dầu khí đạt 0,51 triệu thùng dầu quy đổi (+3,7% YoY) vào năm 2025 và 0,58 triệu thùng dầu quy đổi vào năm 2029 (tương ứng CAGR là 3,5% cho giai đoạn 2024-2029). Với mục tiêu này, PTTEP có kế hoạch đầu tư 21,2 tỷ USD (4,2 tỷ USD/năm) vào các hoạt động E&P trong giai đoạn 2025-2029.
- Các mục tiêu này cao hơn dự báo của chúng tôi về vốn đầu tư XDCB 15 tỷ USD (1,5 tỷ USD/năm) cho Việt Nam trong giai đoạn 2024-2033.

Trong năm 2024, giá thuê giàn JU theo ngày trung bình tại Đông Nam Á đạt 118.400 USD/ngày (-1% YoY), bị kéo giảm bởi đợt sụt giảm mạnh trong quý 4. Trong quý này, giá thuê trung bình giảm xuống mức 80.300 USD/ngày (-37% YoY; -27% QoQ) do Saudi Aramco tạm ngừng các hợp đồng giàn JU, khiến nguồn cung dư thừa chảy vào thị trường Đông Nam Á, tạo điều kiện để bên thuê giảm giá thuê. Một ví dụ là giàn COSLSeeker ký hợp đồng 5 năm với PTTEP Thái Lan vào tháng 9/2024, thay thế giàn TAR Sapura T17 với giá thuê thấp hơn đáng kể. Theo PVD, những yếu tố này đã kéo giảm giá thuê trung bình của khu vực.

PVD cho biết, giá thuê giàn JU tại Đông Nam Á đã phục hồi lên mức 105.000 USD/ngày trong quý 2/2025 (+19% QoQ, +30% so với quý 4/2024; nhưng vẫn giảm 23% YoY). Ban lãnh đạo kỳ vọng mức giá này sẽ duy trì ổn định đến giữa năm 2026, trước khi có thể tăng trở lại từ quý 3/2026, nhờ được hỗ trợ bởi nhu cầu khoan mạnh mẽ trong khu vực (tăng trưởng với tốc độ cao hơn đáng kể so với tốc độ tăng trưởng của nguồn cung).

Chúng tôi ước tính giá thuê trung bình 6T 2025 sẽ đạt 96.700 USD/ngày (-32% YoY) và dự báo giá thuê trung bình cả năm 2025 sẽ ở mức 112.500 USD/ngày (-5% YoY), qua đó phản ánh mức nền so sánh thấp của quý 4/2024. Trong giai đoạn tới, chúng tôi kỳ vọng đà phục hồi sẽ tiếp diễn, nhờ được củng cố bởi triển vọng khả quan của thị trường giàn khoan tại Đông Nam Á. Chúng tôi dự báo giá thuê sẽ duy trì trên mức trước năm 2022, với mức tăng trưởng hàng năm giả định là 5% trong giai đoạn 2026–2029.

Hình 21: Giá thuê ngày của giàn JU 361-400 IC tại Đông Nam Á



Nguồn: S&P Global, Vietcap (Lưu ý: JU 361-400 IC là đơn vị giàn JU có khả năng hoạt động ở độ sâu nước từ 361 đến 400 feet, được trang bị hệ thống công-xon độc lập, mà chúng tôi sử dụng làm chuẩn cho giá thuê ngày giàn JU.)

Phụ lục 3: Hoạt động E&P của Việt Nam dự kiến sẽ tăng tốc từ năm 2025

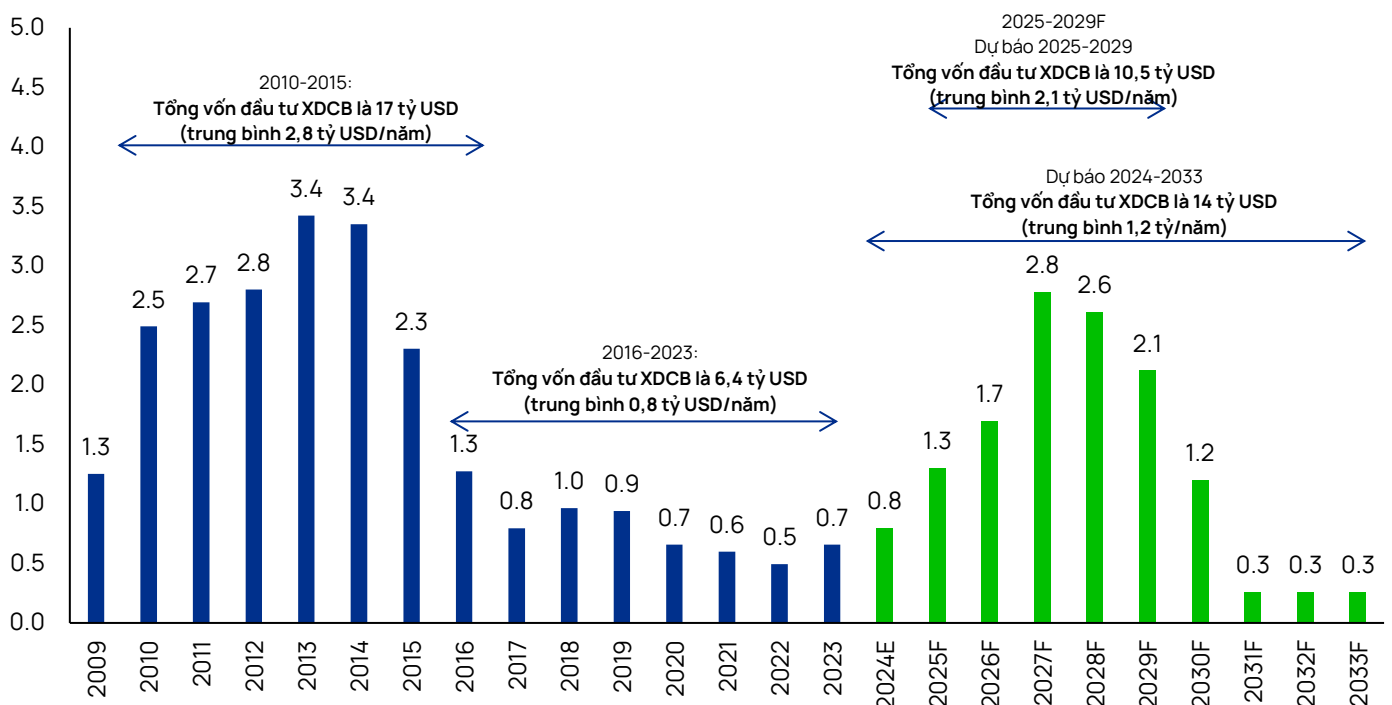
Để biết thêm thông tin chi tiết, vui lòng tham khảo [Báo cáo Cập nhật Ngành Dầu khí](#) ngày 09/10/2024 của chúng tôi.

Hoạt động thăm dò và khai thác của Việt Nam đã tăng trưởng mạnh trong giai đoạn 2008-2014, được hỗ trợ bởi mức giá dầu Brent trung bình ở mức 95 USD/thùng: Theo các chuyên gia trong ngành, vốn đầu tư XDCB cho hoạt động thăm dò & khai thác của Việt Nam giai đoạn 2010-2015 đã đạt mức 17 tỷ USD (trung bình 2,8 tỷ USD/năm) nhờ mức giá dầu thuận lợi. Tuy nhiên, giá dầu đã giảm trong giai đoạn 2015-2016 do sự sụt giảm đáng kể của các hoạt động thăm dò và khai thác, cùng với việc đại dịch COVID-19 trong giai đoạn 2020-2022 đã khiến cho đà suy giảm trở nên trầm trọng hơn. Do đó, vốn đầu tư XDCB của Việt Nam trong giai đoạn 2016-2023 đã giảm xuống mức 6,4 tỷ USD (trung bình 0,8 tỷ USD/năm).

Hoạt động thăm dò & khai thác của Việt Nam dự kiến sẽ tăng tốc từ năm 2025, với mức tăng vốn đầu tư đáng kể trong giai đoạn 2024-2033, đạt 14 tỷ USD (gấp 2,2 lần so với giai đoạn 2016-2023; và bằng 82% so với giai đoạn đỉnh điểm 2010-2015). Sự kiện chính thức khởi công dự án Lô B Ô Môn vào tháng 9/2024 đã đóng vai trò là nền tảng cho sự tăng trưởng của các hoạt động thăm dò & khai thác. Ngoài ra, Sư Tử Trắng – Giai đoạn 2B và Lạc Đà Vàng sẽ thúc đẩy đà tăng trưởng. Chúng tôi ước tính chi tiêu cho hoạt động thăm dò & khai thác trong nước dự kiến sẽ tăng tốc và đạt mức 1,3 tỷ USD trong năm 2025 (+63% YoY) và đạt đỉnh ở mức 2,8 tỷ USD trong năm 2027. Diễn biến này tương ứng với mức tăng trưởng trung bình hàng năm là 2,1 tỷ USD trong giai đoạn 2025-2029, gấp 2,6 lần mức trung bình hàng năm của chu kỳ trước.

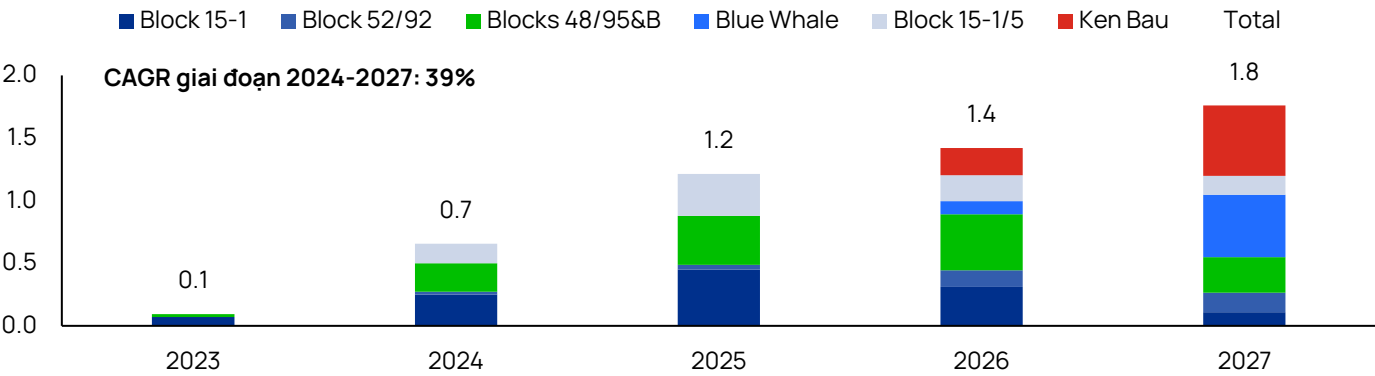
Điều quan trọng cần lưu ý là dự báo này không bao gồm mức vốn đầu tư XDCB của dự án Kèn Bầu, hiện đang trong giai đoạn khám phá và đang chờ xác nhận trữ lượng khí đốt đã chứng minh. Ngoài ra, chúng tôi vẫn chưa đưa vốn đầu tư XDCB cho 2 mỏ dầu vừa được phát hiện vào dự báo của chúng tôi, 2 mỏ dầu này có khả năng sẽ giúp tăng 5% sản lượng quốc gia và 2% trữ lượng quốc gia. Đối với giai đoạn 2031-2033, chi tiêu cho hoạt động thăm dò & khai thác dự kiến sẽ giảm dựa trên các dự án thương mại đã được công bố. Tuy nhiên, mức chi tiêu thực tế có thể cao hơn các ước tính của chúng tôi vì có thể sẽ có thêm nhiều dự án được công bố vào các năm tới.

Hình 22: Vốn đầu tư XDCB cho hoạt động thăm dò & khai thác của Việt Nam (tỷ USD)



Nguồn: Industry sources, Vietcap ước tính (*Dự báo này không bao gồm vốn đầu tư XDCB của dự án Kèn Bầu; mức giảm đối với vốn đầu tư XDCB trong giai đoạn 2028-2033 là do ước tính của chúng tôi dựa trên mức vốn đầu tư XDCB cho các dự án đã được công bố, hầu hết trong số này dự kiến sẽ khai thác dòng khí/dầu đầu tiên vào năm 2027. Chi tiêu vốn thực tế có thể sẽ cao hơn các dự báo trên khi các dự án được công bố).

Hình 23: Vốn đầu tư XDCB dự kiến cho các dự án trọng điểm sắp triển khai (tỷ USD)



Nguồn: Các chuyên gia trong ngành

Hình 24: Một số dự án dầu khí tại Việt Nam dự kiến được triển khai trong giai đoạn 2023-2033

TT	Lô	Dự án	Vốn XDCB* (triệu USD)	Trữ lượng dầu khí	Nhà đầu tư	Trạng thái	Thời gian dự kiến khai thác dòng khí/dầu đầu tiên	Địa điểm
DỰ ÁN KHÍ								
1	52/97; 48/95	Lô B	5.186	107 tỷ m3	PVN (42,9%), PVEP (26,8%), MOECO (22,6%), PTTEP (7,7%)	Bắt đầu triển khai vào tháng 9/2024, sau khi được trao toàn bộ gói thầu EPCI#1 và EPCI#2.	2028	Bể Thổ Chu Mã Lai
2	117-119	Cá Voi Xanh	4.600	150 tỷ m3	ExxonMobil (64%), PVN (36%)	Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII điều chỉnh dự kiến ngày bắt đầu hoạt động sẽ rơi vào năm 2030 nhưng chúng tôi dự báo sẽ rơi vào năm 2030 do tình trạng hiện tại về khả năng ExxonMobil rút lui và PVN buộc phải tự phát triển dự án. PVS có thể đảm bảo 1 hợp đồng trị giá 830 triệu USD.	2033	Bể Sông Hồng
3	15-1	Sư Tử Trắng – giai đoạn 2B	1.100	24 tỷ m3	Cuu Long JOC including PVEP (50%), ConocoPhillips (23,25%), KNOC (14,25%), SKI (9%), Geopetrol (3,5%)	Petrovietnam và các đối tác đã ký Thỏa thuận khung (HoA), đặt nền tảng cho Kế hoạch phát triển mỏ (FDP) và Hợp đồng mua bán khí (GSPA), với mục tiêu khai thác dòng khí đầu tiên vào quý 3/2026.	2027	Bể Cù Long
4	112-113	Bảo Vàng – Bảo Đen	1.321	58 tỷ m3	PVN (50%), Gazprom (50%)	Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII điều chỉnh dự kiến ngày bắt đầu vận hành sẽ rơi vào năm 2030 nhưng chúng tôi dự báo sẽ rơi vào năm 2031.	2031	Bể Sông Hồng
5	114	Mỏ khí Kèn Bầu	N/A	200-250 tỷ m3	Eni Vietnam B.V. (50%), Essar E&P Limited (50%)	Mỏ khí Kèn Bầu hiện đang trong giai đoạn thăm dò, chờ hoàn tất xác nhận trữ lượng khí đã được chứng minh. Sau khi việc thăm lượng các giếng KB-2X và KB-3X không thành công, Việt Nam đang xem xét lại kế hoạch thăm dò, với khả năng thực hiện các đợt thăm lượng mới trong giai đoạn 2024-2026.	Sau 2030	Bể Sông Hồng
6	46/07; 51	Mỏ khí Nam Du – U Minh	750	5,6 tỷ m3	Jadestone Energy (100%)	Tháng 1/2024, GAS ký HoA với Jadestone Energy.	2027	Bể Thổ Chu Mã Lai
7	46/13	Khánh Mỹ – Đầm Dơi	250	4,0 tỷ m3	PVEP, PV GAS	Tháng 5/2024, PV GAS và PVEP ký biên bản ghi nhớ (MOU) về GSPA.	2027	Bể Thổ Chu Mã Lai
8	19/11	Thiên Nga – Hải Âu	349	10,0 tỷ m3	Zarubezhneft JSC (100%)	Trong tháng 5/2024, Zarubezhneft, PV GAS và PVEP đã bắt đầu hợp tác phát triển dự án.	2027	Bể Nam Côn Sơn
9	103&107	Kỳ Lân	N/A	1,8 tỷ m3	PVEP, PV GAS	GAS và PVEP đã ký thỏa thuận về việc cung cấp và tiêu thụ khí từ mỏ Kỳ Lân.	2032	Bể Sông Hồng
DỰ ÁN DẦU								
1	15/1-05	Lạc Đà Vàng	700	63 triệu thùng	Murphy Oil (40%), PVEP (35%), SKI (25%)	Tháng 6/2024, PVS được trao các hợp đồng trị giá 250 triệu USD.	2026-2027	Bể Cù Long
2	09-2/09	Kinh Ngư Trắng – Kinh Ngư Trắng Nam	650	6 triệu thùng	Vietsovpetro (40%), PVEP (30%), AO Zarubezhneft (30%)	PVD có thể nhận hợp đồng trị giá 294 triệu USD. Đang trong giai đoạn phát triển.	2025	Bể Cù Long
Tổng cộng			14.906					

Nguồn: Truyền thông đại chúng, Vietcap (*Vietcap ước tính vốn đầu tư XDCB cho các mảng thượng nguồn và trung nguồn trong giai đoạn 2023-2033)

Chúng tôi kỳ vọng dự án Lô B sẽ mang lại cho PVD một nguồn công việc ổn định (với tổng giá trị hợp đồng ước tính ở mức 2,4 tỷ USD và LNST là 206 triệu USD trong giai đoạn 2026-2050). Có 944 giếng dầu trong các mỏ khí của dự án Lô B, và các giếng dầu này sẽ được khoan bởi 2 giàn khoan trong giai đoạn 2026-2050. Mặc dù PVD vẫn chưa cung cấp kế hoạch khoan chi tiết, chúng tôi vẫn đưa ra 2 kịch bản tiềm năng sau cho PVD: (1) cho thuê 2 giàn khoan JU mà công ty sở hữu hoặc (2) cho thuê lại 2 giàn khoan JU đã thuê. Chúng tôi ước tính rằng lợi nhuận từ các hoạt động liên quan đến khoan & giếng khoan sẽ đóng góp 27 triệu USD vào LNST sau lợi ích CĐTTS giai đoạn 2026-2028 của PVD (19% LNST sau lợi ích CĐTTS giai đoạn 2026-2028 của công ty). Chúng tôi cho rằng lợi nhuận từ Lô B sẽ đóng góp 179 triệu USD cho LNST sau lợi ích CĐTTS giai đoạn 2029-2050 của PVD. Xem thêm trong [Báo cáo cập nhật Ngành Năng lượng](#) ngày 30/10 của chúng tôi.

Mỏ dầu Lạc Đà Vàng đã nhận được FID, mang lại khối lượng công việc tiềm năng cho PVD

Theo truyền thông trong nước, vào ngày 03/11/2023, Murphy Oil (một công ty điều hành mỏ) đã ban hành quyết định đầu tư cuối cùng (FID) cho mỏ dầu Lạc Đà Vàng sau khi kế hoạch phát triển mỏ (FDP) được phê duyệt vào tháng 06/2023. Murphy Oil đặt mục tiêu sẽ khai thác dòng dầu đầu tiên từ mỏ Lạc Đà Vàng vào năm 2026.

Murphy Oil đang tiến hành một cuộc khảo sát thị trường cho 1 giàn khoan JU để khoan 8 giếng dầu tại mỏ dầu Lạc Đà Vàng trong vòng 800 ngày (2,2 năm). PVD dự định sẽ tham gia đấu thầu đối với chiến dịch khoan này; tuy nhiên, thông tin chi tiết vẫn chưa được công bố. Chúng tôi ước tính rằng PVD có khả năng sẽ thực hiện khoan mỏ dầu này từ năm 2026 với giá trị hợp đồng khoan ước tính ở mức 294 triệu USD (khoảng 1 năm doanh thu của PVD) theo kế hoạch phát triển mỏ.

Liên hệ

CTCP Chứng khoán Vietcap (Vietcap)

www.vietcap.com.vn

Trụ sở chính (1): Bitexco

Tháp tài chính Bitexco, tầng 15,
Số 2 Hải Triều, Phường Sài Gòn, Tp. HCM
+84 28 3914 3588

Trụ sở chính (2): Nguyễn Huệ

Tòa nhà Vinatex, Tầng 3, Số 10 Nguyễn Huệ,
Phường Sài Gòn, TP. HCM
+84 28 8882 6868

Phòng giao dịch Hàm Nghi

Tòa nhà Doji, tầng 16, số 81-83-83B-85 Hàm Nghi,
Phường Sài Gòn, Tp. HCM
+84 28 8882 6868

Chi nhánh Hà Nội

109 Trần Hưng Đạo, tầng 6
Phường Cửa Nam, Tp. Hà Nội
+84 24 6262 6999

Phòng giao dịch Mỹ Đình

SAP.A09 Tòa A – Chung cư cao tầng HH2-1 (The Matrix One)
Phường Từ Liêm, Tp. Hà Nội (Số 1 Lê Quang Đạo)
+84 28 8882 6868

Phòng Nghiên cứu và Phân tích

Research Team: +84 28 3914 3588
research@vietcap.com.vn

Hoàng Nam
Giám đốc, ext 124
nam.hoang@vietcap.com.vn

Ngân hàng, Chứng khoán và Bảo hiểm

Huỳnh Thị Hồng Ngọc,

Trưởng phòng, ext 138

- Vũ Thế Quân, Phó Trưởng phòng, ext 364
- Hồ Thu Nga, Chuyên viên, ext 516

Vĩ mô

Hoàng Thúy Lương

Trưởng phòng cao cấp, ext 368

- Đào Minh Quang, Chuyên viên, ext 365

Hàng tiêu dùng

Hoàng Nam

Giám đốc, ext 124

- Bùi Xuân Vĩnh, Chuyên viên cao cấp, ext 584
- Lý Phúc Thanh Ngân, Chuyên viên cao cấp, ext 532
- Nguyễn Thảo Nguyên, Chuyên viên, ext 268

Dầu khí, Điện và Nước

Đinh Thị Thủy Dương

Phó Giám đốc, ext 140

- Dương Tấn Phước, Chuyên viên, ext 135
- Đỗ Công Anh Tuấn, Chuyên viên, ext 181
- Phạm Phú Lộc, Chuyên viên, ext 549

Bất động sản

Lưu Bích Hồng

Trưởng phòng cao cấp, ext 120

- Phạm Nhật Anh, Chuyên viên cao cấp, ext 149
- Thân Như Đoàn Thực, Chuyên viên cao cấp, ext 174

Công nghiệp và Cơ sở hạ tầng

Nguyễn Thảo Vy

Trưởng phòng cao cấp, ext 147

- Nguyễn Thị Ngọc Hân, Chuyên viên, ext 191
- Hoàng Gia Huy, Chuyên viên, ext 526

Khách hàng cá nhân

Vũ Minh Đức - Phó Giám đốc, ext 363

- Nguyễn Quốc Nhật Trung, Trưởng phòng, ext 129
- Tống Hoàng Trâm Anh, Chuyên viên cao cấp, ext 366
- Lê Hải Đăng, Chuyên viên, ext 570
- Võ Phan Hồng Kiệt, Chuyên viên, ext 470

Phòng Tư Vấn Đầu Tư, Giao dịch Chứng khoán – Khách hàng tổ chức và Trái phiếu

Tuan Nhan

Giám đốc điều hành

Phòng Tư Vấn Đầu Tư, Giao dịch Chứng khoán – Khách hàng tổ chức và Trái phiếu

+84 28 3914 3588, ext 107
tuan.nhan@vietcap.com.vn

Châu Thiên Trúc Quỳnh

Giám đốc điều hành

Phòng Tư Vấn Đầu Tư

+84 28 3914 3588, ext 222
quynh.chau@vietcap.com.vn

Hệ thống khuyến nghị của Vietcap

Tôi, Dương Tấn Phước, xác nhận rằng những quan điểm được trình bày trong báo cáo này phản ánh đúng quan điểm cá nhân của chúng tôi về công ty này. Chúng tôi cũng xác nhận rằng không có phần thù lao nào của chúng tôi đã, đang, hoặc sẽ trực tiếp hay gián tiếp có liên quan đến các khuyến nghị hay quan điểm thể hiện trong báo cáo này. Các chuyên viên phân tích nghiên cứu phụ trách các báo cáo này nhận được thù lao dựa trên nhiều yếu tố khác nhau, bao gồm chất lượng, tính chính xác của nghiên cứu, và doanh thu của công ty, trong đó bao gồm doanh thu từ các đơn vị kinh doanh khác như bộ phận Môi giới tổ chức, hoặc Tư vấn doanh nghiệp.

Phương pháp định giá và Hệ thống khuyến nghị của Vietcap

Nội dung chính trong hệ thống khuyến nghị: Khuyến nghị được đưa ra dựa trên mức tăng/giảm tuyệt đối của giá cổ phiếu để đạt đến giá mục tiêu, được xác định bằng công thức (giá mục tiêu - giá hiện tại) / giá hiện tại và không liên quan đến hoạt động thị trường. Công thức này được áp dụng từ ngày 1/1/2014.

Các khuyến nghị	Định nghĩa
MUA	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ trên 20%
KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dương từ 10%-20%
PHÙ HỢP THỊ TRƯỜNG	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dao động giữa âm 10% và dương 10%
KÉM KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm từ 10-20%
BÁN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm trên 20%
KHÔNG ĐÁNH GIÁ	Bộ phận nghiên cứu đang hoặc có thể sẽ nghiên cứu cổ phiếu này nhưng không đưa ra khuyến nghị hay giá mục tiêu vì lý do tự nguyện hoặc chỉ để tuân thủ các quy định của luật và/hoặc chính sách công ty trong trường hợp nhất định, bao gồm khi Vietcap đang thực hiện dịch vụ tư vấn trong giao dịch sáp nhập hoặc chiến lược có liên quan đến công ty đó.
KHUYẾN NGHỊ TẠM HOÃN	Hình thức đánh giá này xảy ra khi chưa có đầy đủ thông tin cơ sở để xác định khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu. Khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu trước đó, nếu có, không còn hiệu lực đối với cổ phiếu này.

Trừ khi có khuyến cáo khác, những khuyến nghị đầu tư chỉ có giá trị trong vòng 12 tháng. Những biến động giá trong tương lai có thể làm cho các khuyến nghị tạm thời không khớp với mức chênh lệch giữa giá thị trường của cổ phiếu và giá mục tiêu nên việc diễn giải các khuyến nghị đầu tư cần được thực hiện một cách linh hoạt.

Rủi ro: Tình hình hoạt động trong quá khứ không nhất thiết sẽ diễn ra tương tự cho các kết quả trong tương lai. Tỷ giá ngoại tệ có thể ảnh hưởng bất lợi đến giá trị, giá hoặc lợi nhuận của bất kỳ chứng khoán hay công cụ tài chính nào có liên quan được nói đến trong báo cáo này. Để được tư vấn đầu tư, thực hiện giao dịch hoặc các yêu cầu khác, khách hàng nên liên hệ với đơn vị đại diện kinh doanh của khu vực để được giải đáp.

Khuyến cáo

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap, Báo cáo này được viết dựa trên nguồn thông tin đáng tin cậy vào thời điểm công bố, Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap không chịu trách nhiệm về độ chính xác của những thông tin này, Quan điểm, dự báo và những ước lượng trong báo cáo này chỉ thể hiện ý kiến của tác giả tại thời điểm phát hành, Những quan điểm này không thể hiện quan điểm chung của Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước, Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các tổ chức đầu tư cũng như các nhà đầu tư cá nhân của Công ty cổ phần chứng khoán Vietcap và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này, Quyết định của nhà đầu tư nên dựa vào những sự tư vấn độc lập và thích hợp với tình hình tài chính cũng như mục tiêu đầu tư riêng biệt, Báo cáo này không được phép sao chép, tái tạo, phát hành và phân phối với bất kỳ mục đích nào nếu không được sự chấp thuận bằng văn bản của Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap, Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin trong báo cáo này.