

Biểu đồ 1A - Biểu đồ giá



Nguồn: HSC

Bảng 1B - Thông tin cổ phiếu

Thông tin cổ phiếu ngày 10/6/2009	
Giá CP (đồng)	87,500
Số lượng niêm yết hiện tại	132,167,504
Số lượng CP đang lưu hành	132,167,504
Giá cao nhất trong 52 tuần	130,000
Giá thấp nhất trong 52 tuần	52,500
Thay đổi giá trong 3 tháng	65.09%
Thay đổi giá trong 6 tháng	35.34%
Thay đổi giá trong 12 tháng	33.33%
Khối lượng giao dịch (cp)	364,420
Giá trị giao dịch (triệu đồng)	31,994
GT vốn hóa t.t (triệu đồng)	11,564,657
Số lượng được phép sở hữu	64,762,077
Số lượng còn được phép mua	26,664,273
% sở hữu nước ngoài	28.83%
% giới hạn sở hữu nước ngoài	49%

Nguồn: HSC

Bảng 1C - Các chỉ tiêu chính

Đơn vị: Triệu đồng

(Triệu đồng)	2007	2008
Tổng tài sản	4,329,914	8,632,863
Vốn chủ sở hữu	1,830,446	2,113,824
Doanh thu	2,738,605	3,728,746
Lợi nhuận trước thuế	579,866	928,748
Lợi nhuận sau thuế	576,274	933,076

Nguồn: Công ty

Biểu 1D - Các chỉ số cơ bản

	2007	2008
Khả năng thanh khoản		
- Hệ số thanh toán hiện thời	2.49	0.53
- Hệ số thanh toán nhanh	0.92	0.26
Khả năng sinh lời		
- Tỷ suất lợi nhuận hoạt động	19.8%	23.5%
- Tỷ suất lợi nhuận ròng	21.0%	25.0%
- ROE	44.1%	47.3%
- ROA	17.7%	14.4%
Hiệu quả hoạt động		
- Vòng quay khoản phải thu	2.60	3.53
- Vòng quay hàng tồn kho	59.94	21.37
- Vòng quay tổng tài sản	0.63	0.43
- Vòng quay vốn CSH	1.50	1.76

Nguồn: HSC

Analyst

Trương Thu Mỹ
my.tt@hsc.com.vn

Bảng 1 - Mô hình thu nhập

Triệu đồng	2006	so với năm trước	2007	so với năm trước	2008	so với năm trước	dự báo 2009	so với năm trước
Doanh thu	1,490,134	48.2%	2,738,605	83.8%	3,728,746	36.2%	4,011,833	7.6%
Lợi nhuận trước thuế	173,120	147.8%	579,866	235.0%	928,748	60.2%	924,119	-0.5%
Lợi nhuận ròng	124,522	147.5%	576,274	362.8%	933,076	61.9%	813,082	-12.9%
Tỷ suất lợi nhuận trước thuế	11.6%	67.2%	21.2%	82.3%	24.9%	17.6%	23.0%	-7.5%
Tỷ suất lợi nhuận sau thuế	8.4%	67.0%	21.0%	151.8%	25.0%	18.9%	20.3%	-19.0%
EPS	n/a	n/a	6,192	n/a	7,431	20.0%	5,064	-31.9%
BVPS	n/a	n/a	16,682	n/a	15,031	-9.9%	25,365	68.8%
P/E tại mức giá mục tiêu	n/a	n/a	13.6	n/a	11.4	-16.7%	19.2	46.7%
P/B tại mức giá mục tiêu	n/a	n/a	5.1	n/a	5.6	11.0%	3.8	-40.7%

Triệu đồng	Dự báo 2010	So với năm trước	Dự báo 2011	so với năm trước	Dự báo 2012	so với năm trước	dự báo 2013	so với năm trước
Doanh thu	6,101,688	52.1%	6,705,147	9.9%	7,459,471	11.2%	8,402,376	12.6%
Lợi nhuận trước thuế	1,268,697	37.3%	1,414,705	11.5%	1,605,763	13.5%	1,823,512	13.6%
Lợi nhuận ròng	1,114,259	37.0%	1,243,814	11.6%	1,412,103	13.5%	1,603,028	13.5%
Tỷ suất lợi nhuận trước thuế	20.8%	-9.7%	21.1%	1.5%	21.5%	2.0%	21.7%	0.8%
Tỷ suất lợi nhuận sau thuế	18.3%	-9.9%	18.6%	1.6%	18.9%	2.0%	19.1%	0.8%
EPS	6,965	37.5%	7,777	11.7%	8,834	13.6%	10,032	13.6%
BVPS	30,388	19.8%	36,054	18.6%	42,704	18.4%	50,458	18.2%
P/E tại mức giá mục tiêu	14.0	-27.3%	12.5	-10.4%	11.0	-12.0%	9.7	-11.9%
P/B tại mức giá mục tiêu	3.2	-16.5%	2.7	-15.7%	2.3	-15.6%	1.9	-15.4%

Nguồn: PVD, ước tính của HSC

PVD - Đánh giá ban đầu MUA VÀO

Chúng tôi đánh giá PVD ở mức MUA đối với các nhà đầu tư dài hạn với mức giá hợp lý vào khoảng 97.302 đồng.

- Chúng tôi dự đoán doanh thu của PVD sẽ đạt mức tăng trưởng trung bình hàng năm là 15,9%, với lợi nhuận trước thuế tăng trưởng trung bình 14,6% từ nay cho đến năm 2013 trên cơ sở giá dầu thô dao động quanh 75 USD/thùng trong giai đoạn 2010-2013.
- PVD hiện đang được giao dịch ở mức P/E kỳ hạn là 18x và P/B quá khứ là 5x. Các công ty trong ngành tại khu vực đang được giao dịch tại mức P/E kỳ hạn 17,9x và P/B là 4,3x. Tuy nhiên triển vọng tăng trưởng trong tương lai của PVD có thể mạnh hơn.
- Do tập đoàn Dầu khí đang đẩy mạnh các hoạt động tìm kiếm và khai thác, chúng tôi tin rằng 3 giàn khoan của PVD sẽ được sử dụng tối đa trong giai đoạn dự báo, trong khi nhu cầu đối với các dịch vụ khác của PVD cũng có vẻ rất ổn định.
- Trong mô hình thu nhập cơ bản, chúng tôi dự báo giá cho thuê giàn khoan bình quân của PVD sẽ vào khoảng 180.565 USD trong năm 2009 và 163.333 trong giai đoạn 2010-2013 trong khi hiệu suất khai thác sẽ ổn định ở mức 90%.
- Tuy nhiên với tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu là 2.31, dòng tiền của PVD sẽ khá căng thẳng trong vài năm tới do mức trả lãi và gốc cao.
- Trong tương lai, PVD sẽ phải đối mặt với sự cạnh tranh gay gắt hơn từ các nhà thầu nước ngoài. Tuy nhiên với mức tăng trưởng ổn định và mạnh mẽ nhờ là thành viên của tập đoàn Petrovietnam, PVD vẫn rất hấp dẫn, đặc biệt là khi giá giảm.

TÓM TẮT TÌNH HÌNH HOẠT ĐỘNG

PVD là nhà thầu khoan và cung cấp các dịch vụ liên quan đến khoan dầu khí ngoài khơi. Trong năm 2008 công ty này có mức tổng doanh thu là 3,7 nghìn tỷ đồng (tăng 36,2% so với cùng kỳ năm trước) và lợi nhuận ròng là 933 tỷ đồng (tăng 61,9% so với cùng kỳ năm trước). Nhờ sự đóng góp từ giàn khoan PVD1, dịch vụ khoan chiếm tới 42% tổng doanh thu và khoảng 80% lợi nhuận ròng. Các dịch vụ liên quan đến khoan chiếm tới 42% tổng doanh thu và hoạt động thương mại đóng góp 19% còn lại. Trong cơ cấu tổng doanh thu của PVD, 55% là từ các hợp đồng với các công ty con của tập đoàn Dầu khí hoặc các đối tác liên doanh và các công ty liên kết khai thác của tập đoàn.

Trong năm 2008, PVD đã đầu tư vào 2 dàn khoan mới, PVD2 và PVD3, với tổng chi phí xây dựng là 450 triệu USD. Hai giàn khoan mới này sẽ là yếu tố tăng trưởng chủ lực của PVD kể từ năm tới. Và PVD cũng đầu tư mở rộng các dịch vụ liên quan bên cạnh hoạt động chính là khoan dầu khí.

PVD là nhà thầu khoan dầu khí ngoài khơi duy nhất trong tập đoàn Dầu khí. Công ty vừa trải qua 1 năm hoạt động tốt với mức giá cho thuê giàn khoan và hiệu suất sử dụng giàn khoan PVD1 rất cao theo hợp đồng với Hoàn Vũ JOC, một công ty điều hành chung giữa PetroVietnam (50% cổ phần), SOCO International PLC của Anh và PTTEP của Thái Lan, và sắp tới sẽ có 1 tháng rưỡi gia hạn hợp đồng ở giá cho thuê cao hơn mức trung bình trên thị trường.

Họ cũng đã ký một hợp đồng ngắn hạn ít nhất là 60 ngày với Vietgazprom, một công ty hợp tác điều hành giữa Gazprom và PetroVietnam với giá cao hơn mức trung bình trên thị trường trong khoảng từ tháng 6 đến tháng 9 năm 2009. PVD cũng đã ký một hợp đồng 70 ngày với Phú Quý JOC bắt đầu từ tháng 8/2009 ở mức khoảng 150.000 USD/ngày. Hai giàn khoan mới sắp được chuyển giao lần lượt trong tháng 9/09 và 12/09. Trong đó, PVD2 đã có hợp đồng với Vietsopetro, một liên doanh có 50% cổ phần của tập đoàn Dầu Khí ngay khi về Việt Nam; tuy nhiên, hàng năm giá cho thuê sẽ được điều chỉnh theo thị trường. Chúng tôi cũng nghe tin rằng PVD đã chào cung cấp dịch vụ từ giàn khoan PVD3 cho Thăng Long JOC, một công ty hợp tác điều hành trong đó tập đoàn Dầu khí nắm 40% cổ phần.

Trong năm 2009, chúng tôi giả định giá dầu thô trung bình ở mức 60 USD/thùng. Kể từ tháng 6, giá dầu thô đã vượt mức 65 US\$/bbl, cao hơn 86% so với mức thấp nhất hồi tháng 2/09, rõ ràng là giá dầu thô đã ra khỏi đáy. Do mối liên hệ mật thiết giữa công nghiệp khai thác thăm dò và giá dầu thô, chúng tôi tin rằng giá thuê theo ngày, suất sử dụng và tỷ suất lợi nhuận cũng đã qua

mức thấp nhất mặc dù khó có thể kỳ vọng nó sẽ sớm quay trở lại mức như năm ngoái.

PVD có thể là một ngoại lệ, ít nhất là trong các quy luật về suất sử dụng. PVD không phải cạnh tranh để giành các hợp đồng trên thị trường tự do nhờ mối quan hệ gần gũi với tập đoàn Dầu khí. Tuy nhiên, công ty cũng không tránh khỏi các áp lực từ thị trường về giá thuê theo ngày. Dù vậy, chúng tôi tin rằng triển vọng sáng sủa hơn với ngành dịch vụ khai thác sẽ hỗ trợ giá thuê theo ngày trong các hợp đồng sắp tới của PVD trong khi tỷ suất sử dụng vẫn duy trì ở mức cao cả trong ngắn hạn và dài hạn do tập đoàn Dầu khí đang tăng cường hoạt động khai thác và thăm dò ở khu vực ngoài khơi Việt Nam và cả ở nước ngoài, và điều này sẽ giúp đảm bảo các đơn hàng ổn định cho 3 giàn khoan của PVD.

Là công ty dầu khí nhà nước của Việt Nam (NOC), tập đoàn Dầu khí chiếm lĩnh ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam, sản xuất khoảng 70% sản lượng dầu quốc gia. Trong năm 2008, tập đoàn Dầu khí sản xuất 15 triệu tấn dầu thô và khoảng 7,5 triệu m³ khí hóa lỏng; và tăng trữ lượng dầu thô thêm 127 triệu tấn. Tổng doanh thu của tập đoàn Dầu khí vào khoảng 16,5 tỷ USD (20% GDP), trong đó doanh thu từ xuất khẩu là 11,15 tỷ USD (18% tổng doanh thu xuất khẩu của Việt Nam). Tổng chi phí đầu tư của tập đoàn Dầu khí trong năm 2008 là 2,5 tỷ USD.

Trong tương lai, tập đoàn Dầu khí dự định thúc đẩy mạnh mẽ các hoạt động khai thác và thăm dò cả trong nước và ở nước ngoài với tổng chi phí đầu tư dự kiến lên tới 4 tỷ USD vào năm 2009 (tăng 60% so với năm trước) và sau đó là 6 tỷ USD (tăng 50% so với năm trước) vào năm 2010. Lý do của việc này là mối lo ngại rằng các mỏ dầu hiện nay của Việt Nam đang dần cạn kiệt và cần phải tìm kiếm và khai thác các mỏ dầu mới trong thập kỷ tới.

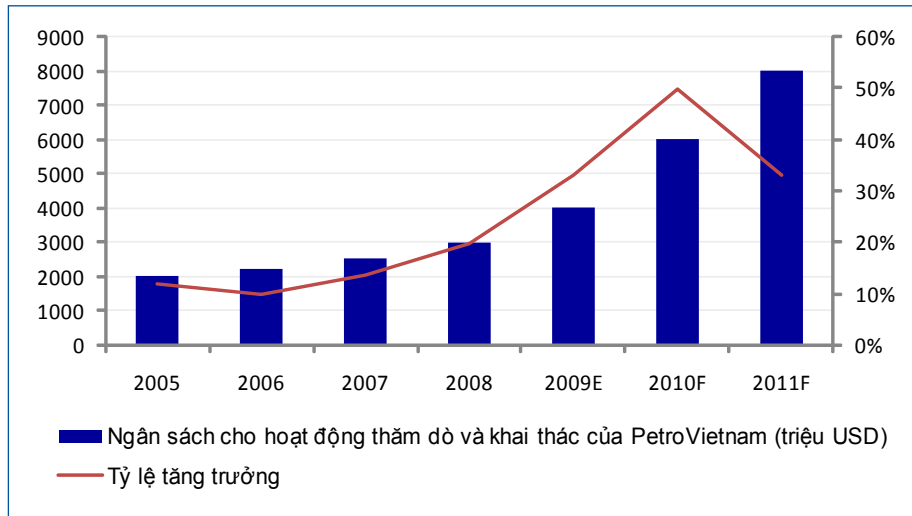
Trong giai đoạn 2011-2012, chúng tôi kỳ vọng rằng ngân sách cho hoạt động khai thác và thăm dò sẽ tiếp tục tăng lên do tập đoàn Dầu khí nỗ lực tăng cả sản lượng năng lượng và dự trữ dầu thô để đảm bảo chiến lược năng lượng cho quốc gia. Là nhà thầu khoan ngoài khơi duy nhất trong tập đoàn Dầu khí, PVD sẽ là một trong những công ty hưởng lợi chính từ định hướng mở rộng này.

Do đó, chúng tôi rất lạc quan về tương lai dài hạn của PVD vì chúng tôi thấy sức cầu tăng trưởng ổn định trong cả thập kỷ tới. Chúng tôi cho rằng đây là một công ty phần nào có khả năng lợi ngược xu hướng thị trường dù giá thuê theo ngày đối với các giàn khoan đương nhiên vẫn phải tuân theo các mức giá thị trường. Dù

vậy, chúng tôi cho rằng PVD xứng đáng vượt lên các đối thủ trong ngành nhờ mối liên kết chặt chẽ với hoạt động đầu tư khai thác và thăm dò trong tương lai của tập đoàn Dầu khí, ít nhất là trong mối liên quan tới dịch vụ khoan.

Trong năm 2009, chúng tôi ước tính EPS của PVD vào khoảng 5.064 đồng/cổ phiếu, và chúng tôi đặt mức giá mục tiêu là 97.302 đồng/cổ phiếu, cao hơn 25% so với mức trung bình của các đối thủ cạnh tranh về chỉ số P/B và P/E. Mức trung bình này tương đương với P/B vào khoảng 4,3x và P/E là 17,9x. Chúng tôi tin rằng trong tương lai sức cầu đối với các dịch vụ của PVD sẽ tăng trưởng ổn định nhờ việc tăng mạnh ngân sách khai thác và thăm dò của tập đoàn Dầu khí trong vài năm tới.

Biểu đồ 1 - Ngân sách của Petro Việt Nam dành cho thăm dò và khai thác



Ngân sách cho hoạt động thăm dò và khai thác của PetroVietnam

Là tổng công ty dầu khí quốc gia, Petro Việt Nam được ủy quyền thực hiện các hoạt động thăm dò và khai thác trên lãnh thổ Việt Nam. Đương nhiên, họ chi phối các nỗ lực tìm kiếm và khai thác nguồn tài nguyên dầu và khí trong vùng thềm lục địa dọc bờ biển Việt Nam. Gần đây nhất, tập đoàn này đã bắt đầu ký hợp đồng với một vài công ty dầu khí đối tác để chia sẻ chi phí và lợi nhuận cũng như để thực hiện kinh doanh ở nước ngoài.

Triển vọng thu nhập trong tương lai của PVD ràng buộc chặt chẽ với tập đoàn Dầu khí với vai trò là nhà cung cấp giàn khoan duy nhất của tập đoàn. Và PVD trở thành là sự lựa chọn cung cấp đầu tiên không chỉ đối với tập đoàn Dầu khí mà với cả các đối tác của nó ở Việt Nam. Do đó trước khi phân tích triển vọng của PVD, chúng ta cần phải xem xét kỹ lưỡng các kế hoạch thăm dò và khai thác của tập đoàn Dầu khí trong vòng khoảng 5 năm tới, yếu tố mà chúng tôi cho rằng sẽ ảnh hưởng chính đối với tăng trưởng EPS của PVD trong tương lai.

Kể từ 2007, tập đoàn Dầu khí đã thúc đẩy hoạt động thăm dò và khai thác ở cả trong nước và nước ngoài nhằm tăng sản lượng dầu và xây dựng quỹ dự trữ dầu mỏ. Tập đoàn này không chỉ có trách nhiệm đáp ứng càng nhiều càng tốt nhu cầu năng lượng của quốc gia trong tương lai mà còn đóng góp vào khoảng 25% ngân sách quốc gia. Vai trò của tập đoàn là rất lớn.

Do sản lượng của các mỏ hiện tại đã đạt ngưỡng tối đa, tập đoàn này đang có áp lực phải tìm ra các giếng mới. Và sẽ nhanh hơn nếu có các đối tác cùng thực hiện. Trong 62 hợp đồng dầu và khí tập đoàn đã ký cho đến nay kể từ hợp đồng đầu tiên với công ty Zarubezhneft của Nga năm 1980, có tới 15 hợp đồng được thỏa thuận chỉ trong năm 2008 (5 ngoài khơi Việt Nam và

10 ở nước ngoài), chủ yếu là dưới hình thức hợp đồng chia sẻ sản lượng. 5 hợp đồng nội địa mới bao phủ 9 lô thềm lục địa Việt Nam, nâng tổng số lô đang có hoạt động thăm dò lên con số 34.

Các công tác thăm dò và đánh giá sản lượng được dự kiến bắt đầu trong năm 2009-2010 để kiểm tra xem trữ lượng dầu và khí có đáp ứng được hoạt động sản xuất thương mại hay không. Giai đoạn thăm dò và đánh giá bao gồm khảo sát địa chất 2D, 3D và sau đó là khoan thăm dò và đánh giá. Khi một lô vượt qua giai đoạn thăm dò và đánh giá và chứng minh được trữ lượng đủ cho sản xuất thương mại thì PetroVietnam và các đối tác sẽ bắt đầu giai đoạn triển khai.

Điều này có nghĩa là các bên sẽ tiến hành khoan giếng để chuẩn bị cho việc thăm dò, đánh giá và khai thác. Giai đoạn triển khai có thể liên quan đến việc khoan từ 3 đến hàng chục giếng trong mỗi lô, số lượng tùy thuộc vào lượng và cấu trúc địa chất của mỏ.

Năm ngoái, tập đoàn Dầu khí đã sản xuất 15 triệu tấn dầu thô và 7,5 triệu m³ khí hóa lỏng. Và trữ lượng dầu thô của tập đoàn đã tăng lên thêm 127 triệu tấn trong đó gồm 97 triệu tấn từ các hợp đồng ở nước ngoài, lô SK 35 ở Malaixia và mỏ Junin 2 ở Venezuela. Trong năm 2008, tập đoàn chi tiêu cho hoạt động thăm dò và khai thác tới 2.5 tỷ USD (tăng 60% so với năm trước)

Trong số các giếng mới triển khai năm 2008 có mỏ Phương Đông đang được triển khai cùng với công ty Dầu khí Nhật Bản-Việt Nam (JVPC), mỏ Cá nư vàng bắt đầu sản xuất vào năm 2008 ở mức sản lượng ban đầu khoảng 20.000 thùng/ngày cộng với khí đồng hành ở mỏ Sông Đốc.

Về công tác thăm dò và khai thác trong năm 2008, tập đoàn Dầu khí thực hiện 54,29 nghìn km khảo sát địa chất 2D (tương đương 13,58% tổng lượng khảo sát 2D được thực hiện kể từ 1980), 11,39 km² khảo sát địa chất 3D (chiếm 23,24% tổng lượng khảo sát 3D được hoàn thành từ 1980). Và tổng cộng 35 giếng đã được khoan (5,8% tổng lượng các giếng do PetroVietnam khoan từ 1980). Hoạt động khoan này đã sử dụng 6 giàn khoan tự nâng và bán nổi trong gần 1 năm.

Các kết quả khá khả quan với 5 phát hiện mới có dầu, 5 mỏ dầu có thể bắt đầu sản xuất thương mại và 1 mỏ dầu trong giai đoạn triển khai.

Giàn khoan PVD1 đã được sử dụng trong cả năm với suất sử dụng 99,6% so với tỷ lệ 86,5% trong năm 2007. Là nhà cung cấp dịch vụ khoan duy nhất trong tập đoàn, PVD là 1 trong những công ty được hưởng lợi nhiều nhất từ ngân sách thăm dò và khai thác lớn của tập đoàn. Trong năm 2008, PVD có doanh thu 2,2 nghìn tỷ đồng từ các dịch vụ cung cấp cho các công ty trực thuộc tập đoàn và các công ty hợp tác điều hành/liên doanh/hợp đồng chia sản phẩm, tăng 24% so với năm trước.

Với lượng tiêu thụ dầu mỏ ước tính tăng 6-10% mỗi năm từ nay cho đến 2020, tương đương với lượng cầu khoảng 800.000 thùng/ngày đã đặt mục tiêu duy trì mức sản lượng 20 triệu tấn dầu thô hoặc tương đương mỗi năm, và cùng lúc đó, tăng trữ lượng lên thêm 30-35 triệu tấn mỗi năm để đảm bảo an ninh năng lượng dài hạn. Có nghĩa là mỗi năm tập đoàn sẽ phải khoan từ hàng chục đến hàng trăm giếng để đánh giá trữ lượng dầu tiềm năng của các mỏ (khoan thăm dò) và đưa vào khai thác (khoan triển khai).

Để đạt được mục tiêu này, tập đoàn dự kiến tăng ngân sách thăm dò và khai thác 60% trong năm nay (tương đương 4 tỷ USD) và tăng 50% lên 6 tỷ USD trong năm 2010. Dựa trên các thông tin quá khứ, chúng tôi ước tính rằng kế hoạch khoan riêng trong năm nay sẽ cần tới 8-10 giàn khoan với hiệu suất sử dụng cao. Và sau 2010 chúng ta thậm chí còn có thể thấy mức tăng trưởng ngân sách mạnh hơn. Chúng tôi tin rằng tập đoàn dầu khí sẽ chi tiêu ở mức lớn nhất có thể để tăng sản lượng và trữ lượng theo đòi hỏi chiến lược quốc gia.

Và đây là điều củng cố thêm các giả định của chúng tôi về tăng trưởng doanh thu của PVD trong tương lai và hiệu suất sử dụng cao đối với 3 giàn khoan của PVD trong giai đoạn giá dầu thô ở mức thấp. Tập đoàn Dầu khí sẽ sử dụng đến tất cả các giàn khoan PVD có thể đưa vào khai thác trong tương lai. Tuy nhiên, giá thuê hay giá thuê theo ngày sẽ được lấy từ mức giá phổ biến trên thị trường (hay ít nhất là dựa vào đó). Do đó tăng trưởng doanh thu được đảm bảo nhưng lợi nhuận sẽ phụ thuộc vào tình hình chung của thị trường.

Bảng 2 - PVD - So sánh với các công ty trong ngành

Tên	Quốc gia	Mô tả	P/E 4 quý	P/E dự tính	P/B	EV/ EBITDA	ROA
Tập đoàn Honghua	Hongkong	Honghua Group Ltd. sản xuất giàn khoan trên đất liền, bộ phận và linh kiện giàn khoan cho công nghiệp dầu mỏ và khí tự nhiên	17.38	16.09	2.04	6.97	6.6%
Great Offshore	Ấn Độ	Great Offshore Ltd. cung cấp dịch vụ khoan dầu và khí tự nhiên ngoài khơi	9.40	13.25	3.39	9.73	9.7%
Sapuracrest petroleum	Malaysia	Xăng dầu Sapuracrest	25.97	21.86	3.23	9.02	2.6%
Anton Oilfield services	Hongkong	Tập đoàn Anton Oilfield Services Group cung cấp các dịch vụ và sản phẩm mỏ dầu trên bờ. Công ty cung cấp các dịch vụ và sản phẩm mỏ dầu trong khu vực giếng, khoan, sản xuất và dịch vụ mỏ	41.51	15.10	1.88	9.07	3.6%
Apexindo Pratama	Indonesia	PT Apenxindo Pratama Duta Tbk cung cấp các dịch vụ khoan và mỏ dầu và khí hóa lỏng cũng như các dịch vụ liên quan khác. Công ty cung cấp các dịch vụ mỏ và khoan trên bờ và ngoài khơi.	18.72	15.20	3.69	10.65	8.3%
Aban offshore services	Ấn Độ	Aban Offshore Limited cung cấp các dịch vụ mỏ dầu cho việc thăm dò và khai thác ngoài khơi của ngành công nghiệp dầu mỏ. Công ty cung cấp các dịch vụ kỹ thuật, chuyên gia khoan và các dịch vụ khác cho việc thăm dò và triển khai ngoài khơi. Công ty cũng có các cơ sở vật chất cho sản xuất và tàng trữ ngoài khơi.	7.55	4.39	8.29	15.18	0.8%
Xinjiang Zhundong Petroleum technologies	Trung Quốc	Xinjiang Zhundong Petroleum technology Co., Ltd. tiến hành các khảo sát lưu động và cung cấp dịch vụ kỹ thuật cho thăm dò dầu và khí.	140.09	56.53	8.80	17.09	3.8%
Shiv-Vani Oil and Gas exploration	Ấn Độ	Shiv-Vani Oil and Gas Exploration Services Ltd. cung cấp các dịch vụ cho ngành công nghiệp dầu khí. Mục tiêu chính của công ty là cung cấp dịch vụ thăm dò, khai thác dầu và các dịch vụ liên quan ở Ấn Độ và nước ngoài. Shiv-Vani là thành viên Hiệp hội nhà thầu khoan quốc tế. (IADC).	10.06	7.06	5.06	21.26	4.4%
Alam Maritim Resources	Malaysia	Alam Maritim Resources Bhd. cung cấp dịch vụ cho ngành công nghiệp dầu khí ngoài khơi. Hoạt động cơ bản của công ty là các dịch vụ dự phòng ngoài khơi cho công nghiệp thăm dò và khai thác dầu khí.	12.87	11.19	2.71	6.85	6.2%
Trung bình			31.51	17.85	4.34	11.76	5.1%
PVD (tại mức giá mục tiêu)				19.21	6.47	13.82	14.4%

Nguồn: Bloomberg, tính toán của HSC

Định giá

Thông thường, chúng tôi sử dụng P/E như là một phương pháp định giá cho các công ty niêm yết. Tuy nhiên, với những biến động đầy kịch tính gần đây trong giá dầu và triển vọng kinh tế thế giới hiện nay, chúng tôi thấy rằng phương pháp định giá dựa trên thu nhập là chưa đủ tốt. Chúng tôi tin rằng với tình hình thị trường hiện nay, phương pháp định giá dựa trên thu nhập cùng với các phương pháp định giá dựa trên tài sản đem lại mức tin cậy cao hơn và thuận lợi hơn.

Do đó, trong trường hợp của PVD, chúng tôi sử dụng phương pháp kết hợp giữa tỷ lệ P/B và P/E dự tính trong so sánh với các đối thủ trong khu vực như là phương pháp tiếp cận chủ yếu. Chúng tôi cho cách này có thể thấy được tốt hơn cả triển vọng thu nhập tương lai của công ty và mức tăng giá trị tài sản tiềm năng từ 2 giàn khoan mới dự kiến sẽ được chuyển giao vào tháng 9 và tháng 12/09.

Chúng tôi cũng sử dụng EV/EBITDA, phương pháp chiết khấu dòng tiền và so sánh ROA để tham khảo thêm.

1. So sánh P/B và P/E

PVD không có đối thủ cạnh tranh đang niêm yết tại Việt Nam; trong khu vực, chúng tôi đã thấy có 9 nhà cung cấp dịch vụ kỹ thuật thăm dò và khai thác với mức vốn hóa thị trường tương đương. Các công ty này đang được giao dịch ở mức P/B trung bình là 4,3x.

Các công ty cùng ngành của PVD hiện đang được giao dịch ở mức P/E dự tính là 17,9x. Chúng tôi cũng nhận thấy mức giá trung bình của nhóm công ty này đã giảm 50% xuống còn P/B 1,9x và P/E 8,0x từ quý 4/2008 đến đầu năm 2009, trước khi phục hồi cùng với thị trường cổ phiếu khu vực. Cùng lúc đó, giá dầu thô trên thị trường thế giới giảm 74% từ mức 140 USD/thùng xuống còn 36 USD/thùng và hiện đã tăng trở lại mức 60-68 USD/thùng.

Chúng tôi đánh giá PVD ở mức giá hợp lý sau khi đã pha loãng là 97.302 đồng. Đây là mức đã cộng thêm 25% so với mức trung bình P/B và P/E dự tính của

nhóm các công ty cùng ngành trong khu vực. Chúng tôi tin rằng PVD xứng đáng vượt lên mức giá trung bình của các công ty so sánh sau khi xem xét các lập luận cả 2 phía.

PVD có thể thấp hơn vì lý do sau:

- Cả 2 giàn khoan mới, PVD2 và PVD3 đều có hạn chuyển giao vào quý 3 và quý 4/2009, chúng được đặt sản xuất trong “những năm bùng nổ” do đó chúng tôi tin rằng PVD2 và PVD3 sẽ có thời gian hoàn vốn lâu hơn (so với PVD 1) do chi phí đầu tư lớn hơn. Hơn nữa, kể từ 2010, dòng tiền của PVD sẽ bị căng thẳng do các dòng tiền dự do sẽ trực tiếp chi trả lãi suất và trả nợ do trên thực tế khoản vay dành cho PVD2 là 150 triệu hoàn trả trong 5 năm 2010-2014.

Mặt khác, PVD xứng đáng vượt lên trên các đối thủ do:

- PVD không phải là một cổ phiếu có tính chu kỳ cổ điển. Mặc dù cầu và giá thuê theo ngày của các giàn khoan giảm, tập đoàn PV, với dòng tiền lớn và hỗ trợ lớn từ chính phủ, vẫn nhắm tới việc tăng ngân sách thăm dò và khai thác trên 50% mỗi năm trong ít nhất 5 năm tới để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Tập đoàn Dầu khí sẽ tăng cường chi tiêu cho thăm dò và khai thác cả trong nước và quốc tế từ mức 2,5 tỷ USD hồi năm ngoái lên mức 6 tỷ USD vào năm 2010. Và các chi phí thăm dò và khai thác được kỳ vọng là tiếp tục tăng lên trong các năm tiếp theo. PVD là đơn vị khoan ngoài khơi duy nhất của tập đoàn Dầu khí, và do vậy cũng hưởng lợi lớn từ sự tăng trưởng thẳng đứng của thị trường dịch vụ thăm dò và khai thác. Do đó, chúng tôi tin rằng tăng trưởng trong dài hạn của cầu về các dịch vụ của PVD đã được đảm bảo từ ngân sách của tập đoàn dầu khí. Điều này cho phép định giá PVD vượt lên trên các đối thủ trong khu vực vốn tuân theo một thị trường có tính chu kỳ.

- PVD có tỷ suất lợi nhuận/tài sản cao so với các công ty cùng ngành. Trong năm 2008, ROA của PVD là 14,4%, cao hơn tất cả các đối thủ cạnh tranh ngoại trừ tập đoàn Honghua với mức ROA năm 2008 được công bố là 19,1%.
- Triển vọng dài hạn của cả ngành thăm dò và khai thác ở châu Á là khá vững chắc. Chúng tôi tin rằng ngành dịch vụ thăm dò và khai thác sẽ hồi phục nhanh hơn trên cơ sở giá dầu cao hơn do cầu khu vực về dầu tiếp tục tăng bất chấp suy thoái kinh tế thế giới.
- PVD là một cổ phiếu có tính thanh khoản cao với tỷ lệ sở hữu dành cho NĐTNN vẫn còn nhiều. NĐTNN năm 38,3 triệu cổ phiếu tính đến ngày 1/6/2009. Tỷ lệ sở hữu dành cho nhà đầu tư nước ngoài là 26,45 triệu cổ phiếu (19,5% tổng lượng cổ phiếu lưu hành). Do đó chúng tôi coi đây là một cổ phiếu đại diện của thị trường và sẽ biến động cùng với thị trường.

Nói chung, các căn cứ tích cực mạnh mẽ hơn các căn cứ tiêu cực, do đó chúng tôi tin rằng PVD có thể được định giá 25% cao hơn so với mức giá trung bình của các đối thủ hiện nay.

2. EV/EBITDA so sánh

Các công ty so sánh với PVD hiện được giao dịch ở mức EV/EBITDA trung bình là 11,8. Tại mức giá mục tiêu của chúng tôi là 97.302 đồng, công ty đang được định giá ở mức EV/EBITDA 13,8x, hay 17,5% cao hơn so với mức trung bình của các đối thủ.

3. Phương pháp chiết khấu dòng tiền

Chúng tôi sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền chỉ nhằm mục đích tham khảo bởi vì phương pháp này có thể là quá chủ quan. Các biến động nhỏ ở đầu vào có thể dẫn đến các thay đổi lớn về giá trị của công ty. Theo phương pháp dòng tiền chiết khấu của chúng tôi, cổ phiếu PVD pha loãng xứng đáng một mức giá khoảng 111.792 đồng với mức WACC (trung bình trọng số chi phí vốn) là 13,7%.

Bảng 3 - Các giả định về hoạt động của PVD

Triệu đồng	2007	2008	Ước tính 2009	Dự đoán 2010	Dự đoán 2011	Dự đoán 2012	Dự đoán 2013
Doanh thu hoạt động	2,738,605	3,728,746	4,011,833	6,101,688	6,705,147	7,459,471	8,402,376
Khoan	933,549	1,477,499	1,374,372	2,981,460	2,981,460	2,981,460	2,981,460
Các dịch vụ liên quan đến khoan	1,006,415	1,544,855	1,931,069	2,413,836	3,017,296	3,771,620	4,714,524
Thương mại	798,642	706,392	706,392	706,392	706,392	706,392	706,392
Chi phí hoạt động	2,142,954	2,756,554	3,016,929	4,567,639	5,065,493	5,687,810	6,465,707
Giá vốn hàng bán của hoạt động khoan	447,737	662,929	600,522	1,648,488	1,648,488	1,648,488	1,648,488
Giá vốn hàng bán của các dịch vụ liên quan đến khoan	792,077	1,173,905	1,467,613	1,834,516	2,293,145	2,866,431	3,583,039
Giá vốn hàng bán của hoạt động thương mại	792,117	683,517	685,200	685,200	685,200	685,200	685,200
Chi phí quản lý và bán hàng	111,024	236,203	263,595	399,435	438,660	487,691	548,980

Mô hình thu nhập của PVD

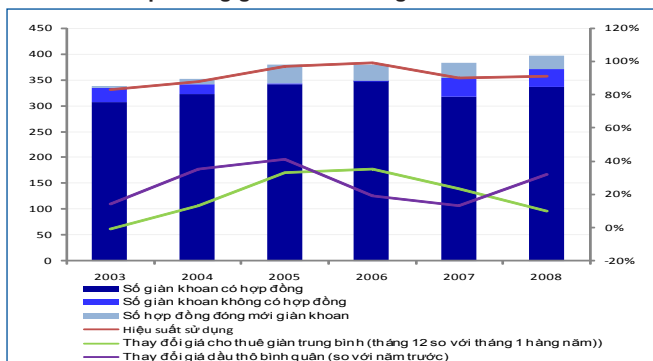
1. Doanh thu

Doanh thu của PVD đến từ 3 mảng hoạt động: khoan, các dịch vụ liên quan đến khoan và thương mại. Trong năm 2008, PVD ghi nhận mức tổng doanh thu là 3,73 nghìn tỷ đồng (tăng 36,2%) trong đó các dịch vụ liên quan đến khoan đóng góp 42% tổng doanh thu, theo sau là khoan 38% và thương mại 19%. Năm ngoái PVD chỉ có 1 giàn khoan hoạt động. Với 2 giàn khoan khác sẽ được chuyển giao trong quý 3 và quý 4, chúng tôi tin rằng mảng dịch vụ khoan có thể tăng tỷ lệ đóng góp vào tổng doanh thu lên mức 50% vào năm 2010. Và chúng tôi tin rằng đây sẽ là yếu tố tăng trưởng doanh thu chính của PVD trong vài năm tới.

Dịch vụ khoan:

Doanh thu từ dịch vụ khoan bị tác động bởi 2 biến số: giá thuê theo ngày và hiệu suất sử dụng. Do khoan dầu khí là một vụ đầu tư dài hạn lớn với lợi nhuận đến từ sản xuất và bán dầu thô hay khí tự nhiên, nên mức giá thuê giàn khoan theo ngày phản ánh kỳ vọng hiện tại của ngành về giá dầu thô trong tương lai.

Biểu đồ 2 - Thị trường giàn khoan thế giới

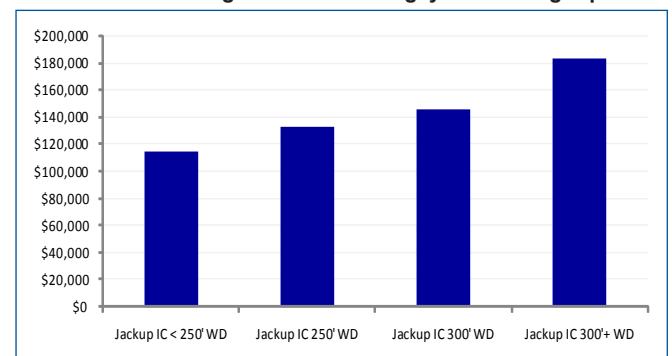


Nguồn: ODS Petrodata, Goldman Sachs Global Investment Research

Giá thuê theo ngày: Giá thuê theo ngày phụ thuộc vào độ sâu tối đa mà giàn khoan có thể hoạt động. Giàn khoan tự nâng được chia làm 4 mức: dưới 77m (dưới 250 feet), 77m (250 feet), 93m (300 feet) và trên 93m (trên 300 feet). Giàn khoan có thể hoạt động ở mức sâu hơn luôn có mức giá thuê theo ngày cao hơn. Trong số 3 giàn khoan của PVD, độ sâu hoạt động của PVD1 là 93m (300 feet), PVD2 là 114,3m (375 feet) và PVD3 là 107m (350 feet). Theo Rigzone, tại thời điểm hiện nay giàn khoan IC 300 feet WD được cho thuê ở mức giá trung bình hàng ngày là 146,000 USD trong khi giàn khoan IC ở mức trên 93m WD được cho thuê ở mức giá trung bình mỗi ngày là 184,000 USD (xem phụ lục về định nghĩa giàn khoan).

Với mỗi loại giàn khoan, giá thuê theo ngày và hiệu suất sử dụng có tương quan chặt chẽ với giá dầu thô. Chúng tôi đã thực hiện một nghiên cứu về mức giá thuê trung bình theo ngày của các giàn khoan tại Trung Đông và mối quan hệ với giá dầu trong hơn 10 năm qua. Nó cho thấy hệ số tương quan 0.82 với độ trễ 2 tháng với giá thuê theo ngày. Có thể nói rằng giá thuê theo ngày theo sát giá dầu thô. Chúng tôi tin rằng nếu giá dầu thô tiếp tục duy trì sát với mức trung bình 60 USD/thùng trong cả năm 2009, giá thuê giàn khoan trung bình theo ngày sẽ tăng nhẹ so với hiện nay nhưng không nhiều.

Biểu đồ 3 - Giá thuê giàn khoan theo ngày theo chủng loại



Và giá thuê này có thể bị ảnh hưởng bởi nguồn cung theo kế hoạch tăng do mức đầu tư vốn lớn hơn của các nhà thầu khoan trong những năm qua. Tại thời điểm hiện nay, có 378 giàn khoan đang hoạt động trên thế giới, trong đó 293 giàn khoan đang được cho thuê, hiệu suất sử dụng của thế giới là 77,5%. Trong năm 2009 chúng tôi dự kiến có thêm 33 giàn khoan mới sẽ được chuyển giao để hoạt động trong khi có 15-20 giàn khoan khác sẽ ngừng hoạt động. Như vậy là có thêm khoảng 18-21 giàn khoan, nâng tổng số giàn khoan lên 396-399 (tăng 4,5%). Hơn thế nữa, trong vòng 3 năm tới, chúng tôi dự kiến có 72 giàn khoan mới đi vào hoạt động, chỉ 1/4 trong số đó hiện nay đã có hợp đồng.

Giá định của chúng tôi về giá dầu thô năm 2009 là 60 USD/thùng, giảm 40% so với mức trung bình 100USD/thùng trong năm 2008, nhưng cao hơn 64% so với mức đáy 36,5 USD/thùng hồi tháng 2/2009. Chúng tôi giả định giá dầu sẽ hồi phục quanh mức 75 USD/thùng vào năm 2010 và sau đó chúng tôi giả định giá giữ ổn định như vậy trong suốt thời gian dự báo còn lại. Dựa trên các giả định này và quan điểm của chúng tôi về thị trường giàn khoan, chúng tôi dự báo giá thuê giàn khoan theo ngày của loại giàn IC 300' WD sẽ ổn định ở mức 150.000-160.000 USD trong khi giá thuê của loại giàn IC trên 300' WD sẽ vào khoảng 170.000-180.000 USD.

Các hợp đồng giàn khoan được trao trên cơ sở đấu thầu tự do, lấy mức giá bỏ thầu làm cơ sở. Chúng tôi giả định rằng tất cả các hợp đồng mới của PVD sẽ phản ánh mức giá phổ biến trên thị trường. Điều này có nghĩa là các hợp đồng mới sẽ có mức giá thuê theo ngày thấp hơn mức giá thuê hiện tại của PVD1 (được gia hạn đến đầu tháng 6 với Hoàn Vũ JOC ở mức 170.000 USD/ngày, giảm 21% so với mức giá thuê ban đầu là 215.000 USD/ngày cho đến tháng 3/2009).

Tuy nhiên chúng tôi không cho rằng doanh thu của PVD sẽ bị ảnh hưởng nghiêm trọng do giá thuê giảm trong năm 2009 do PVD đã có hợp đồng cho PVD1 và PVD2 kín hầu như cả năm nay. Họ cũng đã ký một hợp

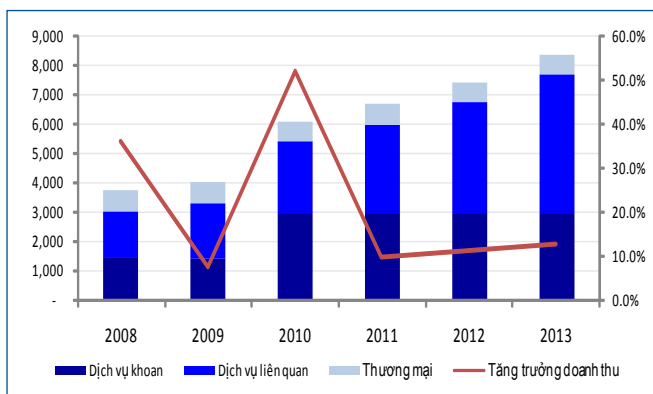
đồng ngắn hạn ít nhất 60 ngày với Vietgazprom ở mức 217.000 USD/ngày, cao hơn 48% so với mức giá trung bình trên thị trường hiện nay, bắt đầu ngay khi hợp đồng gia hạn với Hoàn Vũ JOC kết thúc vào tháng 6/09. PVD cũng đã ký một hợp đồng 70 ngày với Phú Quý PVD kể từ tháng 8/09 ở mức giá khoảng 150.000 USD/ngày. Công ty hiện đang tìm kiếm các hợp đồng mới cho giàn khoan PVD1 trong năm 2010. Do đó, trong mô hình cơ sở chúng tôi ước tính giá thuê trung bình theo ngày của PVD1 là 183.500 USD trong năm 2009 và 150.000 USD trong giai đoạn còn lại của giai đoạn dự báo.

Với PVD2 và PVD3, chúng tôi tin rằng giá thuê theo ngày sẽ phản ánh mức giá thị trường, vào khoảng 170.000 USD với tất cả các hợp đồng bắt đầu từ tháng 10/09 với PVD2 và đầu năm 2010 với PVD3. Theo nhìn nhận của chúng tôi về thị trường giàn khoan, chúng tôi tin rằng giá thuê với giàn khoan IC trên 300' WD sẽ ổn định ở mức hiện tại. Do vậy, trên cơ sở này chúng tôi dự báo mức giá thuê trung bình theo ngày của PVD trong năm 2009 sẽ vào khoảng 180.565 USD (giảm 16,1% so với năm trước), vẫn cao hơn mức trung bình của thị trường.

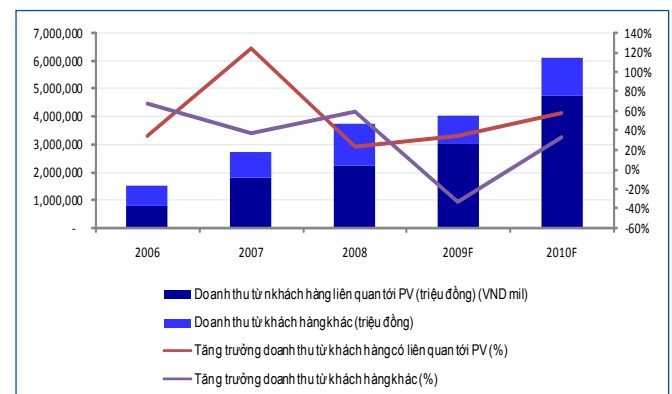
Sau đó, từ 2010, chúng tôi giả định rằng giá thuê trung bình của PVD sẽ phản ánh mức giá thị trường vào khoảng 163.333 USD/ngày làm việc (giảm 9,5% so với năm trước) và duy trì ở mức đó trong suốt thời gian còn lại của giai đoạn dự báo.

Hiệu suất sử dụng: Như đã đề cập ở trên, chiến lược của tập đoàn Dầu khí xoay quanh việc đảm bảo an ninh năng lượng của Việt Nam trong tương lai. Với trạng thái khai thác ở đỉnh điểm của hầu hết các mỏ ngoài khơi, điều này có nghĩa là tập đoàn phải thúc đẩy hoạt động thăm dò và khai thác cả trong nước và nước ngoài để tìm ra các mỏ mới. Trên cơ sở này chúng tôi tin tưởng sâu sắc rằng luôn có đủ công việc trong tương lai cho 3 giàn khoan của PVD hoạt động liên tục đến thập kỷ sau. Do đó, chúng tôi giả định rằng hiệu suất sử dụng sẽ duy trì ở mức cao khoảng 90% trong suốt giai đoạn dự báo trên cơ sở mối quan hệ chặt chẽ với tập đoàn Dầu khí.

Biểu đồ 4 - Dự báo doanh thu của PVD (tỷ đồng)



Biểu đồ 5 - Doanh thu theo khách hàng của PVD



Bảng 4 - Các giả định về hoạt động khoan ngoài khơi của PVD

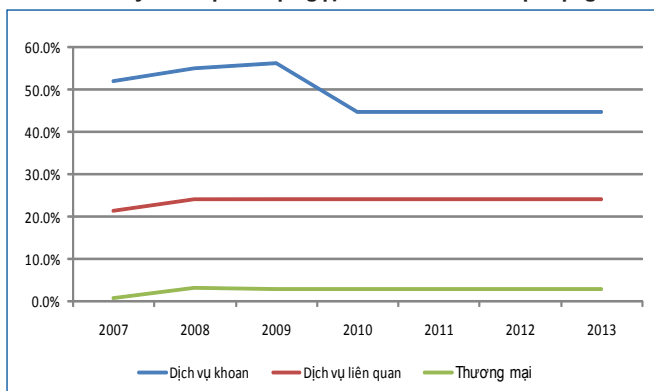
Triệu đồng	Trung bình 2007	Ước tính 2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
Doanh thu từ hoạt động khoan	852,872	1,303,958	1,374,372	2,981,460	2,981,460	2,981,460	2,981,460
Giá vốn hàng bán của hoạt động khoan	373,760	456,488	600,522	1,648,488	1,648,488	1,648,488	1,648,488
Khấu hao	189,759	206,663	211,827	572,155	572,155	572,155	572,155
Chi phí lao động	58,860	65,932	89,002	215,618	215,618	215,618	215,618
Các chi phí khác	125,142	183,894	299,693	860,716	860,716	860,716	860,716
Thống kê hoạt động							
Số lượng giàn khoan hoạt động	1	1	2	3	3	3	3
Hiệu suất sử dụng giàn khoan trung bình	71.2%	99.5%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%
Tổng số ngày hoạt động	260	363	414	972	972	972	972
Giá cho thuê trung bình (USD/ngày)	215,100	215,100	180,565	163,333	163,333	163,333	163,333

Rủi ro suy giảm lớn nhất trong các giả định của chúng tôi về hiệu suất sử dụng là các sự kiện bất ngờ (trường hợp bất khả kháng) như tai nạn/hỏng hóc kỹ thuật/ thời tiết xấu ngăn cản các giàn khoan hoạt động bình thường.

Doanh thu từ hoạt động khoan: Như đã đề cập ở trên, trong mô hình thu nhập cơ sở chúng tôi giả định rằng trong năm 2009 mức giá thuê theo ngày trung bình là 180.565 USD và từ 2010, mức giá thuê của PVD sẽ phản ánh mức giá phổ biến của thị trường vào khoảng 163.333 USD. Trong trường hợp cơ sở, doanh thu từ hoạt động khoan năm 2009 của PVD sẽ chỉ tăng 5,4% so với năm trước do giá thuê theo ngày đối với giàn khoan PVD1 giảm được bù đắp nhờ sự tăng thêm của giàn khoan PVD2 vào cuối năm.

Trong năm 2010, dù chúng tôi dự báo mức giá thuê theo ngày trung bình về tổng thể sẽ giảm thêm 9,5%, doanh thu từ hoạt động khoan của PVD dự kiến là sẽ tăng thêm tới 117% so với năm trước nhờ 3 giàn khoan hoạt động cả năm. Trong giai đoạn 2011-2013, phù hợp với giả định của chúng tôi về mức giá thuê ổn định và hiệu suất sử dụng cao, doanh thu từ hoạt động khoan dự kiến sẽ giữ ở mức của năm 2010.

Biểu đồ 6 - Tỷ suất lợi nhuận gộp của PVD theo hoạt động



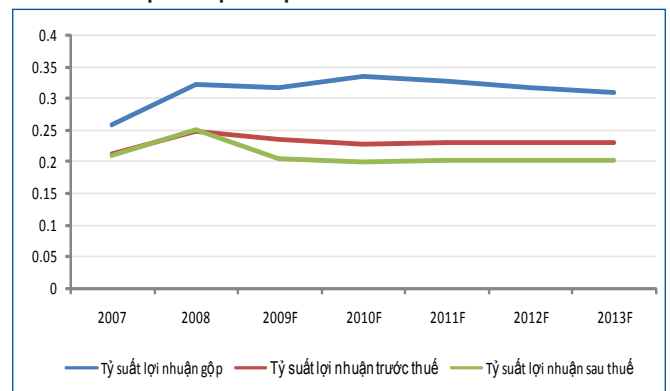
Tuy nhiên, trong phân tích độ nhạy sau đây chúng tôi ước tính thu nhập của PVD với 2 viễn cảnh cực đoan: viễn cảnh tốt nhất với giá thuê trung bình là 183.913 USD trong năm 2009 và 173.333 trong thời gian còn lại, và viễn cảnh xấu nhất với các mức giá thuê tương ứng là 177.217 USD và 153.333 USD. Trong cả 2 trường hợp, chúng tôi giữ hiệu suất sử dụng ở mức 90%, bằng với trường hợp cơ sở.

Thương mại và các dịch vụ liên quan đến khoan

Do PVD là nhà cung cấp duy nhất chuyên về dịch vụ khoan và các dịch vụ liên quan trong tập đoàn Dầu khí, chúng tôi tin rằng cầu về các dịch vụ của PVD ràng buộc chặt chẽ với ngân sách thăm dò và khai thác của tập đoàn. Trong khi đó, năng lực của PVD về các dịch vụ liên quan đang được mở rộng sang các dịch vụ có nhiều giá trị gia tăng hơn.

Chúng tôi giả định rằng doanh thu của PVD về các dịch vụ liên quan đến khoan sẽ tăng trưởng 25% mỗi năm trong giai đoạn dự báo 2009-2013 trong khi chúng tôi kỳ vọng hoạt động thương mại sẽ ổn định về mặt doanh thu trong cùng thời kỳ. Các giả định của chúng tôi đã cân nhắc cả các yếu tố tích cực từ tăng trưởng ngân

Biểu đồ 7 - Dự báo lợi nhuận của PVD



sách của tập đoàn Dầu khí - sẽ thúc đẩy cầu với các dịch vụ của PVD, sự xuất hiện của các dịch vụ có nhiều giá trị gia tăng hơn và các yếu tố tiêu cực từ giá dầu thô giảm - sẽ dẫn tới một vài áp lực giá lên các dịch vụ và sản phẩm thăm dò khai thác, và sự cạnh tranh tăng lên từ các đối thủ quốc tế trên thị trường thăm dò khai thác ở Việt Nam.

Dựa trên các giả định này, trong mô hình thu nhập chúng tôi dự báo rằng doanh thu của PVD sẽ tăng 7,6% trong năm 2009, và tăng vọt lên 52,1% so với năm trước trong năm 2010, theo sau là tốc độ tăng trưởng trung bình ở mức 9,9%, 11,2% và 12,6% lần lượt trong các năm 2011-2013.

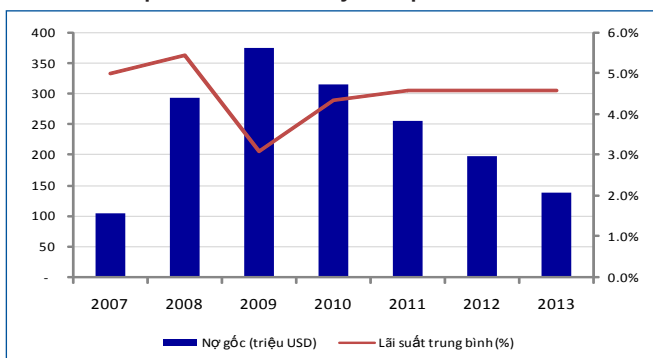
2. Lợi nhuận và tỷ suất lợi nhuận

Tỷ suất lợi nhuận gộp

Dịch vụ khoan: PVD1 được khấu hao trong vòng 15 năm, sử dụng phương pháp khấu hao đường thẳng với tỷ lệ 6,67% trong khi PVD2 và PVD3 được khấu hao trong vòng 20 năm với tỷ lệ khấu hao là 5%/năm. Do đó, trong tất cả các yếu tố ảnh hưởng đến tỷ suất lợi nhuận gộp của mảng dịch vụ khoan, chi phí hoạt động của giàn khoan là yếu tố quan trọng nhất. Chi phí hoạt động của giàn khoan bao gồm chi phí lao động, chi phí bảo hiểm, chi phí đại tu và chi phí bảo dưỡng. Đầu tư cho đại tu và bảo dưỡng trong công nghiệp khoan ngoài khơi liên quan trực tiếp tới hiệu suất sử dụng giàn khoan trong khi chi phí lao động thường biến động với giá dầu và do đó biến động theo thị trường. Chi phí nhiên liệu cho hoạt động giàn khoan do bên thuê chi trả.

Do mối liên quan mật thiết của PVD với tập đoàn PV, chúng tôi giả định rằng 3 giàn khoan của PVD sẽ hoạt động với hiệu suất 90%, nghĩa là 324 ngày/năm thậm chí ngay cả trong điều kiện thị trường thăm dò khai thác yếu. Theo đó, chúng tôi giả định chi phí duy trì bảo dưỡng hàng năm ở mức 2% giá thành mỗi giàn khoan. Chúng tôi cũng giả định rằng chi phí đại tu và bảo hiểm ở mức lần lượt là 2% và 3% giá thành giàn khoan.

Biểu đồ 8 - Dự báo các khoản vay dài hạn của PVD



Theo tiêu chuẩn an toàn quốc tế, dàn khoan phải nghỉ để đại tu toàn bộ 5 năm 1 lần. Một lần đại tu thường mất từ 1-6 tháng tùy thuộc vào điều kiện kỹ thuật của giàn khoan. Và các công ty khoan thường dành một khoản cố định mỗi năm để trang trải cho việc đại tu này.

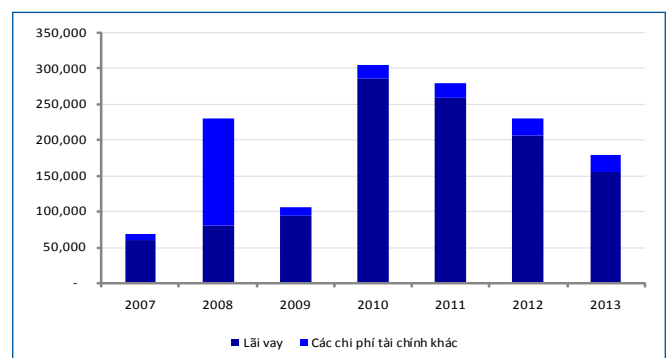
Chúng tôi biết rằng chi phí bảo dưỡng và đại tu có thể sẽ tăng lên sau một thời gian hoạt động liên tục nhưng giai đoạn 5 năm trong mô hình của chúng tôi là khá ngắn ngủi so với tuổi thọ của một giàn khoan. Hơn thế nữa, các giàn khoan của PVD đều rất mới, do đó chúng tôi giả định thời gian đại tu là 30 ngày và duy trì tỷ lệ bảo dưỡng và đại tu trong suốt giai đoạn dự báo.

Với chi phí lao động, chúng tôi giả định rằng lương của các chuyên gia khoan và kỹ thuật viên sẽ giảm nhẹ trong năm 2009 do thị trường thăm dò khai thác yếu và sau đó ổn định trong thời gian còn lại của giai đoạn nghiên cứu. Giả định của chúng tôi dựa trên đặc điểm của ngành khoan, lương thường tương quan chặt chẽ với giá thuê theo ngày.

Nếu các giả định của chúng tôi thành sự thật, tỷ suất lợi nhuận gộp của dịch vụ khoan của PVD trong năm 2009 sẽ là 56.3% so với mức 65% trong năm 2008, do sự kết hợp giảm 16,1% trong giá thuê trung bình theo ngày và số ngày hoạt động tăng lên sau khi PVD2 được chuyển giao vào quý 3/2009. Chúng tôi dự báo trong giai đoạn 2010-2013 tỷ suất lợi nhuận gộp của dịch vụ khoan sẽ ổn định ở mức 44.7% trên cơ sở giả định mức giá thuê theo ngày giảm thêm 9,5% và PVD2 và PVD3 hoạt động suốt cả năm; và sau đó chúng tôi giả định tỷ suất lợi nhuận duy trì ổn định ở mức này trong thời gian còn lại của giai đoạn nghiên cứu.

Các dịch vụ liên quan đến khoan và thương mại: Trong mô hình thu nhập, chúng tôi giả định rằng tỷ suất lợi nhuận gộp của các dịch vụ liên quan đến khoan duy trì ở mức như năm 2008 là 24% trong suốt thời gian nghiên cứu trong khi tỷ suất lợi nhuận gộp của mảng thương mại duy trì ở mức 3% do sự xuất hiện của nhiều các dịch vụ giá trị gia tăng đã bù đắp cho áp lực giá từ

Biểu đồ 9 - Dự báo chi phí tài chính của PVD (triệu đồng)



Bảng 5 - Dự báo chi phí tài chính của PVD

USD	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Khoản vay xây lắp PVD1							
Gốc	74,000,000	68,714,286	58,142,857	47,571,429	37,000,000	26,428,571	15,857,143
Lãi suất	4.5%	3.9%	2.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%
Trả lãi	3,330,000	2,782,929	1,839,429	2,061,429	1,649,143	1,236,857	824,571
Khoản vay xây lắp PVD2							
Gốc	-	100,750,000	155,000,000	139,500,000	124,000,000	108,500,000	93,000,000
Lãi suất	n/a	n/a	n/a	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%
Trả lãi	-	-	1,577,125	7,657,000	6,851,000	6,045,000	5,239,000
Khoản vay xây lắp PVD3							
Gốc	-	97,500,000	150,000,000	120,000,000	90,000,000	60,000,000	30,000,000
Lãi suất	n/a	n/a	n/a	4.0%	5.0%	5.0%	5.0%
Trả lãi	-	-	1,031,250	5,400,000	5,250,000	3,750,000	2,250,000
Các khoản vay khác							
Gốc (trung bình)	31,087,468	27,593,207	12,000,000	9,333,333	6,666,667	4,000,000	1,333,333
Lãi suất (Trung bình)	5.5%	7.0%	3.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%
Trả lãi	1,709,811	1,931,525	396,000	401,333	286,667	172,000	57,333
Các chi phí tài chính khác	553,826	9,000,912	668,639	989,463	1,087,321	1,209,644	1,362,547
Tổng chi phí tài chính	5,593,637	13,715,365	5,512,442	16,509,225	15,124,131	12,413,501	9,733,452
Tổng chi phí tài chính (triệu đồng)	85,303	229,047	99,224	305,421	279,796	229,650	180,069

sự cạnh tranh gay gắt hơn của các đối thủ quốc tế và các nhà điều hành dầu khí vốn cũng đang chịu áp lực giảm chi phí trong giai đoạn giá dầu giảm.

Tỷ suất lợi nhuận trước thuế và sau thuế

Trong mô hình thu nhập, chúng tôi dự báo rằng tỷ suất lợi nhuận trước thuế của PVD sẽ giảm xuống 23% trong năm 2009 (so với mức 25% năm 2008) do giá thuê trung bình theo ngày giảm 16,1% và sẽ tiếp tục giảm xuống còn 20,8% trong năm 2010. Đây là do sự kết hợp giữa số ngày làm việc tăng lên với 3 giàn khoan cùng hoạt động và giá thuê trung bình giảm 9,5% trong năm 2010. Trong giai đoạn 2011-2013, chúng tôi dự đoán rằng tỷ suất lợi nhuận trước thuế của PVD tương ứng sẽ tăng nhẹ lên 21,1%, 21,5% và 21,7% do doanh thu từ khoan duy trì ổn định và doanh thu từ các hoạt động liên quan tiếp tục tăng trưởng.

Chúng tôi giả định tỷ suất lợi nhuận sau thuế của PVD sẽ giảm xuống 20,3% trong năm 2009 từ mức 25% trong năm 2008 do đã hết thời gian được miễn thuế và thay vào đó mức giảm thuế doanh nghiệp 50% được áp dụng. Chúng tôi dự tính rằng tỷ suất lợi nhuận sau thuế của PVD sẽ giảm nhẹ xuống 18,3% trong năm 2010 rồi tăng trở lại lên 18,6%, 18,9% và 19,1% trong giai đoạn 2011-2013.

Chi phí bán hàng và chi phí quản lý:

Trong mô hình thu nhập, chúng tôi giả định chi phí quản lý chung sẽ tăng nhẹ lên mức 6,5% tổng doanh thu từ mức 6,3% hồi năm 2008 và giả định chi phí bán hàng sẽ giữ ổn định ở mức 0,4% trong suốt giai đoạn xem xét 2009-2013, tăng nhẹ so với mức 0,36% năm 2008. Điều này dựa trên giả định của chúng tôi về việc công ty sẽ nỗ lực giảm chi phí trong khi vẫn phải tiếp thị dịch vụ của nó để cạnh tranh với các đối thủ quốc tế.

Chi phí tài chính

PVD có khoản nợ 3,87 nghìn tỷ đồng vào cuối năm 2008 (tăng 179% so với năm trước) dẫn tới tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu là 2,31 - mức khá cao trong ngành để biến động này (so với tỷ lệ 1,26 vào cuối năm 2007). Hơn một nửa số đó là nợ ngắn hạn và được vay từ các tổ chức tín dụng trong nước hồi cuối năm 2008 để chi trả cho việc xây lắp 2 giàn khoan PVD2 và PVD3. Danh mục nợ này khiến công ty phải thanh toán 85 tỷ đồng tiền lãi vay trong năm 2008 (tăng 27,4% so với năm trước).

Tuy nhiên, do PVD đã ký các hợp đồng tín dụng dài hạn để tài trợ cho 2 giàn khoan vào quý 4/2008, các khoản nợ ngắn hạn sẽ sớm được thanh toán và thay thế bằng các khoản vay dài hạn ở mức lãi suất thấp hơn trong năm 2009. Chúng tôi ước tính rằng tổng gánh nặng nợ của PVD sẽ tiếp tục tăng lên trong năm 2009 do các khoản vay dài hạn để xây lắp giàn khoan đang được giải ngân. Khoản tín dụng để tài trợ cho PVD3 là khoản vay 150 triệu USD thanh toán trong 5 năm từ

Bảng 6 - Thu nhập của PVD từ các công ty liên doanh và đầu tư tài chính

Triệu đồng	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Liên doanh	61,982	74,976	110,796	143,994	191,570	248,051	307,692
BJ - PVD	7,473	22,118	55,295	82,942	124,414	174,179	226,433
PVD-PTI	34,239	32,587	34,216	37,638	41,402	45,542	50,096
PVD Tubulars	20,271	20,271	21,285	23,414	25,755	28,330	31,163
Các khoản đầu tư tài chính dài hạn khác	58,539	172,695	175,957	181,957	189,957	145,418	145,418
Trái phiếu chính phủ	44,539	44,539	44,539	44,539	44,539	0	0
PV shipyard (10% cổ phần)	8,000	8,000	16,000	22,000	30,000	30,000	30,000
Petroland (2% cổ phần)	6,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
PVSB (18% cổ phần)		95,418	95,418	95,418	95,418	95,418	95,418
Các khoản khác		4,738					
Đầu tư tài chính ngắn hạn	239,636	612,833	-	-	-	-	-
Tiền gửi ngắn hạn	239,636	612,833	-	-	-	-	-
Thu nhập	64,425	128,043	35,820	40,069	54,847	63,752	66,912
Từ liên doanh	32,489	54,116	35,820	33,198	47,576	56,481	59,641
BJ - PVD	32,489	55,767	33,177	27,647	41,471	49,765	52,254
PVD-PTI	-	(1,652)	1,629	3,422	3,764	4,140	4,554
PVD Tubulars	-	-	1,014	2,129	2,341	2,575	2,833
Từ các hoạt động tài chính	31,935	73,927	-	6,871	7,271	7,271	7,271
Trái phiếu chính phủ	-	-	-	-	-	-	-
Cổ tức PV shipyard	-	-	-	1,100	1,500	1,500	1,500
Cổ tức Petroland	-	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
Cổ tức PVSB	-	-	-	4,771	4,771	4,771	4,771
Các khoản khác	7,972	387	-	-	-	-	-
Tiền gửi ngắn hạn	23,964	73,540	-	-	-	-	-

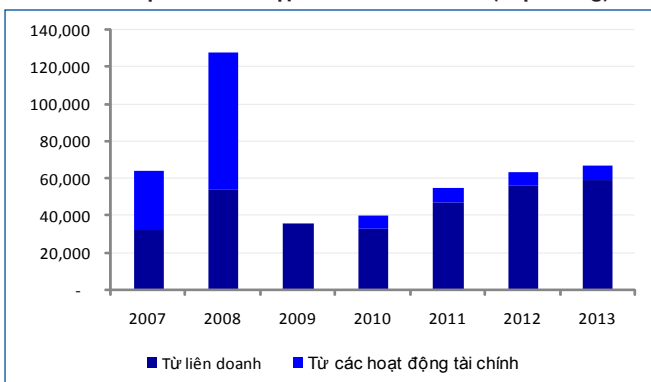
2010-2014, với mức lãi suất Libor 3 tháng cộng 3%. Và khoản tín dụng cho PVD 2 là khoản vay trị giá 155 triệu USD thanh toán trong 10 năm từ 2010, lãi suất là lãi suất huy động USD trong nước cộng 1,2%.

Trong khi đó, PVD vẫn phải thanh toán lãi suất và nợ gốc cho khoản vay xây lắp PVD1 trị giá 74 triệu USD, kỳ hạn thanh toán là 7 năm kể từ 2008, mức lãi suất là Sibor 6 tháng cộng 1,4%. Các khoản vay khác của PVD bao gồm khoản vay xây lắp giàn khoan trên bờ PVD11

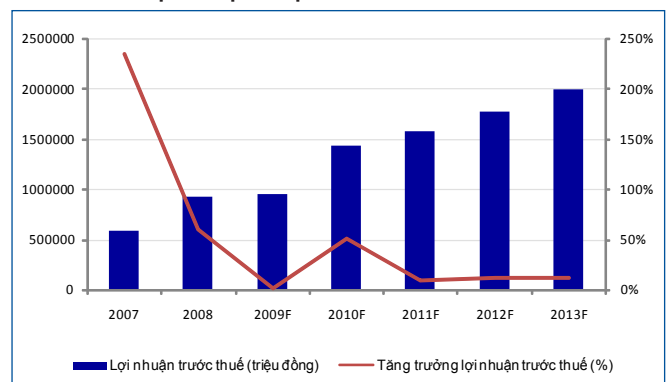
trị giá 16 triệu USD, có mức lãi suất là lãi suất Sibor 6 tháng +1,8% và các khoản vay ngắn hạn khác.

Trong mô hình thu nhập, chúng tôi giả định rằng do dòng tiền căng thẳng và tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu cao, trong suốt giai đoạn 2009-2013 PVD sẽ không tiến hành thêm bất cứ khoản đầu tư lớn nào. Do đó chúng tôi cũng giả định tương ứng rằng công ty sẽ không có thêm khoản nợ nào trong suốt thời gian dự báo. Vì vậy thanh toán lãi vay từ các khoản nợ đề cập ở trên sẽ là thành phần cơ

Biểu đồ 10 - Dự báo thu nhập tài chính của PVD (triệu đồng)



Biểu đồ 11 - Dự báo lợi nhuận trước thuế của PVD



bản của các chi phí tài chính phát sinh trong giai đoạn 2009-2013.

Trong năm 2008, các chi phí tài chính khác lên tới 150 tỷ đồng. Phần lớn trong số này (147,5 tỷ đồng) là lỗi do chênh lệch tỷ giá từ khoản nợ 200 triệu USD. Trong mô hình thu nhập, chúng tôi giả định rằng các chi phí này sẽ không đáng kể. Chúng tôi đưa ra giả định trên cơ sở hợp lý rằng 90% doanh thu của PVD được thực hiện bằng đồng USD do đó các khoản lỗ do chênh lệch tỷ giá sẽ được bù đắp từ lãi do chênh lệch tỷ giá từ các khoản doanh thu bằng USD.

Do lãi suất được neo với Libor, Sibor và lãi suất huy động USD nội địa, dự báo về các lãi suất này là vấn đề mấu chốt trong mô hình thu nhập của chúng tôi. Dựa trên các dự báo dài hạn về tình hình tín dụng và kinh tế thế giới của chúng tôi, cũng như cầu về USD nội địa cho nhập khẩu, chúng tôi tạm giả định rằng lãi suất Sibor 6 tháng, Libor 3 tháng và lãi suất huy động USD trong nước lần lượt là 1,5%, 1% và 2,5% trong năm nay và 2,5%, 2% và 4% trong năm sau và sau đó giữ ổn định trong suốt giai đoạn xem xét. Và chúng tôi ước tính chi phí tài chính của PVD trong giai đoạn 2009-2013 trong bảng trên đây.

Thu nhập từ tài chính

Do tất cả các khoản nợ đều là nợ dài hạn và kỳ hạn thanh toán đã được xác định trước, chúng tôi tin rằng từ 2010, dòng tiền của PVD sẽ khá căng thẳng do tất cả các dòng tiền tự do sẽ dành để trả lãi suất và nợ gốc. Và tình hình này sẽ kéo dài ít nhất trong 5 năm đến khi gốc của khoản vay xây lắp PVD 3 được thanh toán xong.

Trong năm 2008, PVD được hưởng một nguồn thu nhập bất thường từ các khoản tiền gửi ngắn hạn. Đây là khoản thu nhập từ các khoản tiền gửi dành riêng cho việc xây lắp 2 giàn khoan trước khi đến thời hạn thanh toán. Chúng tôi tin rằng nguồn thu nhập từ lãi suất này sẽ không lặp lại trong năm 2009.

Bảng 7 - Các công ty con và công ty liên doanh của PVD

	Vốn đăng ký	Vốn góp	Tỷ lệ sở hữu
Công ty thành viên	Triệu đồng	Triệu đồng	
PVD Invest	1,000,000	510,000	51%
PVD Offshore	80,000	57,640	100%
PVD Well services	50,000	804	100%
PVD Logging	50,000	50,000	100%
PVD Tech	50,000	50,000	100%
PVD Training	22,335	15,963	51%
Công ty liên doanh	USD	Triệu đồng	
BJ - PVD	1,000,000	7,881	49%
PVD-PTI	4,000,000	34,239	51%
PVD Tubulars	3,500,000	20,271	51%

Trong mô hình thu nhập, chúng tôi giả định rằng trong suốt giai đoạn nghiên cứu, PVD sẽ không chi một đồng nào vào đầu tư tài chính và sẽ không có tiền nhàn rỗi để gửi ngắn hạn tại ngân hàng. Do đó, thu nhập từ tài chính của PVD sẽ chỉ có từ các khoản đầu tư tài chính dài hạn hiện nay, bao gồm lãi suất từ 44 tỷ đồng trái phiếu chính phủ và lợi tức từ 113 tỷ đồng đầu tư vào 3 công ty mới thành lập trong tập đoàn Dầu khí, là các PV shipyard, Petroland, và PVSB.

Các khoản đầu tư này chỉ mang lại cho công ty tổng thu nhập là 387 triệu đồng trong năm 2008. Trong mô hình thu nhập, chúng tôi giả định rằng các công ty thuộc tập đoàn Dầu khí sẽ trả lợi tức 5% mỗi năm kể từ 2010, và đây là nguồn thu nhập chính từ tài chính trong suốt giai đoạn dự báo.

Lợi nhuận từ các liên doanh

PVD giữ 49% trong liên doanh BJ-PVD và 51% trong liên doanh PVD-PTI và PVD Tubulars. Các liên doanh này không được hợp nhất trong báo cáo tài chính của PVD. Do đó các khoản lỗ/lãi từ vốn chủ sở hữu của PVD tại các liên doanh trên được trình bày trên báo cáo kết quả hoạt động kinh doanh của PVD ở mục lợi nhuận từ liên doanh và tổng giá trị vốn chủ sở hữu vào cuối năm được thể hiện trên bảng cân đối kế toán của PVD ở mục vốn góp vào liên doanh.

Trong năm 2008, liên doanh BJ-PVD tạo ra khoản lãi 55,8 tỷ đồng trên vốn chủ sở hữu. Trong khi đó, PVD-PTI báo cáo lỗ 1,65 tỷ đồng và PVD Tubulars không có lãi. Chúng tôi kỳ vọng rằng liên doanh BJ-PVD sẽ duy trì có lãi với mức tăng trưởng vốn chủ sở hữu là 30% mỗi năm trong giai đoạn dự báo trong khi 2 liên doanh còn lại sẽ có lãi 5% trên vốn chủ sở hữu trong năm 2009 và sau đó là 10% trong thời gian còn lại của giai đoạn nghiên cứu.

Thuế thu nhập doanh nghiệp

PVD được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong năm 2007 và 2008. Kể từ 2009 đến 2013, công ty được giảm 50% thuế thu nhập doanh nghiệp. Do đó, mức thuế của cả giai đoạn là 12,5%. Kể từ 2014, PVD sẽ phải chịu mức thuế thông thường là 25%.

3. Lượng cổ phiếu đang lưu hành và EPS

Trong mô hình thu nhập chúng tôi giả định rằng PVD sẽ phát hành 25,72 triệu cổ phiếu trong năm 2009 để thâu tóm PVD Invest theo đúng kế hoạch đã được PVD thông báo trước đó. Sau đợt phát hành, PVD sẽ có tổng số lượng cổ phiếu lưu hành là 157,89 triệu, tăng 19,5% so với trước khi sát nhập.

Như đã trình bày ở trên, chúng tôi giả định rằng PVD sẽ không thực hiện bất cứ khoản đầu tư lớn nào trong giai đoạn 2009-2013, và chúng tôi cũng giả định rằng PVD sẽ không phát hành mới (phát hành tăng vốn) dù có thể phát hành cổ phiếu để trả cổ tức. Dựa trên giả định này, chúng tôi ước tính rằng PVD sẽ có mức EPS cơ bản là 5.064 đồng trong năm 2009, thấp hơn 31,9% so với 2008 do kết quả của việc pha loãng cổ phiếu và lợi nhuận sau thuế giảm 12,9% so với năm trước.

Chúng tôi ước tính rằng EPS cơ bản trong năm 2010 sẽ là 6.965 đồng (tăng 37,5% so với 2009) khi PVD 3 đi vào hoạt động. Trong năm 2011, chúng tôi ước tính EPS cơ bản sẽ tăng 11,7% lên mức 7.777 đồng. Trong năm 2012 và 2013 EPS cơ bản ước tính sẽ tăng 13,6% mỗi năm lên lần lượt là 8.834 đồng và 10.032 đồng.

Bảng 8 - Kết quả hoạt động của PVD các năm trước

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Thu nhập							
Doanh thu (triệu đồng)	350,734	492,602	662,636	1,005,394	1,490,134	2,738,605	3,728,746
Tăng trưởng doanh thu (%)	n/a	40.4%	34.5%	51.7%	48.2%	83.8%	36.2%
Lợi nhuận ròng (triệu đồng)	16,050	28,676	29,089	50,308	124,522	576,274	933,076
Tăng trưởng lợi nhuận ròng (%)	0.0%	78.7%	1.4%	72.9%	147.5%	362.8%	61.9%
EPS (đồng)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	6,192	7,431
Tăng trưởng EPS (%)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	20.0%
Lợi nhuận							
Tỷ suất lợi nhuận hoạt động (%)	7.7%	9.9%	5.6%	6.6%	11.1%	19.8%	23.5%
Tỷ suất lợi nhuận ròng (%)	4.6%	5.8%	4.4%	5.0%	8.4%	21.0%	25.0%
Lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu (%)	46.3%	58.4%	36.1%	12.7%	16.9%	44.1%	47.3%
Lợi nhuận trên tài sản (%)	12.3%	17.0%	11.9%	7.2%	7.5%	17.7%	14.4%

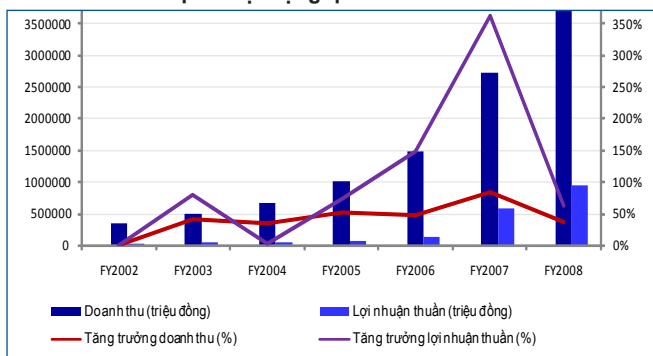
Phân tích công ty

1. Kết quả hoạt động các năm trước

Thành lập tháng 11/2001 trên cơ sở PTSC Offshore (Dịch vụ kỹ thuật dầu khí ngoài khơi), một công ty thuộc PTSC, PVD đã trở thành một trong những thành viên mạnh nhất trong tập đoàn Dầu khí. Và kể từ khi niêm yết hồi tháng 12/2006, PVD đã trở thành 1 trong 5 công ty niêm yết lớn nhất Việt Nam. Kết quả hoạt động trong quá khứ của công ty cực kỳ ấn tượng với mức tăng trưởng doanh thu ròng trung bình hàng năm là 48,2%. Và mức tăng trưởng lợi nhuận trước thuế trung bình hàng năm trong cùng kỳ thậm chí còn ấn tượng hơn, ở mức 80,3%.

Tỷ suất lợi nhuận đã được cải thiện lớn nhờ việc đưa ra các dịch vụ giá trị gia tăng bao gồm cung cấp nhân lực cho hoạt động khoan, cung cấp chuyên gia địa chất thực địa ngoài khơi, các dịch vụ về giếng và dịch vụ khoan gắn liền với hoạt động của giàn khoan PVD1 trong năm 2007. Nhờ đó, tỷ suất lợi nhuận hoạt động tăng từ 7,7% năm 2002 lên 23,2% năm 2008 trong khi tỷ suất lợi nhuận ròng tăng từ 4,6% lên 25,2% trong cùng thời kỳ.

Biểu đồ 12 - Kết quả hoạt động quá khứ của PVD



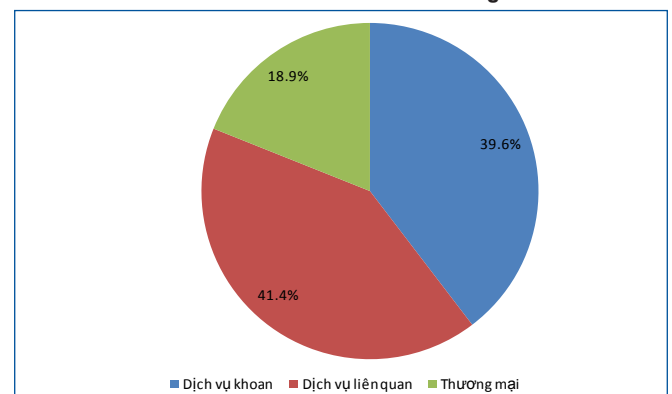
Và tổng tài sản của PVD tăng trưởng ở mức trung bình hàng năm là 101% trong giai đoạn 2002-2008, nhanh hơn 26% so với mức tăng trưởng lợi nhuận ròng, mang lại chỉ số ROA là 10,8% trong năm 2008, thấp hơn ROA 12,3% hồi năm 2002. Tuy nhiên, ROE duy trì ở mức cao là 44,3% trong năm 2008.

Kết quả hoạt động năm 2008

Trong năm PVD công bố mức tăng trưởng mạnh so với năm trước về doanh thu và lợi nhuận ròng, do mức giá thuê theo ngày cao và hiệu suất sử dụng đạt 100%. Doanh thu của công ty cũng được tác động tích cực từ nhu cầu tiếp tục mạnh mẽ về các dịch vụ thăm dò khai thác và được hỗ trợ từ ngân sách lớn về thăm dò khai thác của tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong tổng doanh thu của PVD, khoảng 55% đến từ các hợp đồng với công ty con của tập đoàn dầu khí và các công ty liên doanh/hợp tác hoạt động/chia sẻ lợi nhuận của tập đoàn.

Tổng doanh thu năm 2008 được công bố là 3,73 nghìn tỷ, tăng 36,2% so với năm trước. Mức tăng trong tổng

Biểu đồ 13 - Phân tích doanh thu của PVD trong năm 2008



doanh thu này chủ yếu là nhờ đóng góp từ hiệu suất sử dụng 100% của giàn khoan PVD 1 trong suốt cả năm (so với mức 95% trong 9 tháng hồi 2007). Trong tổng doanh thu của PVD, khoảng 2 nghìn tỷ từ các dịch vụ cung cấp cho các công ty thành viên của tập đoàn Dầu khí và các công ty hợp tác hoạt động/liên doanh/chia sẻ lợi nhuận, cao hơn 24% so với năm 2007.

Tổng giá vốn hàng bán của giàn khoan PVD1 bao gồm cả khấu hao và chi phí hoạt động là khoảng 100,000 USD mỗi ngày làm việc. Như vậy lợi nhuận gộp là 110.000 USD/ngày làm việc. Do đó khi hiệu suất sử dụng tăng từ 95% trong năm 2007 lên 100% trong năm 2008, công ty đã thu được thêm 240,000 USD hay 3.95 tỷ đồng mỗi năm, tính thẳng vào lợi nhuận sau thuế.

Tăng cường thăm dò và khai thác cũng thúc đẩy mức cầu về các lĩnh vực hoạt động khác của PVD. Trong năm 2008, các dịch vụ liên quan đến khoan của PVD ghi nhận mức tăng trưởng doanh thu 54% dù doanh thu từ thương mại giảm 12% so với năm trước. Hơn thế nữa, do nhu cầu mạnh, giá thuê trung bình tăng 10-15% so với năm trước trong khi giá vốn hàng bán duy trì không đổi, nên mảng dịch vụ liên quan của PVD đạt tỷ suất lợi nhuận tới 24%, so với mức 21.3% trong năm 2007. Tỷ suất lợi nhuận của mảng thương mại cũng tăng lên 3.24% từ mức 0,82% trong năm 2007.

Các khoản thu không thường xuyên trong năm 2008 bao gồm 75,8 tỷ đồng lãi suất từ tiền gửi ngắn hạn của khoản tiền dành trước để thanh toán cho việc xây lắp PVD2 và PVD3. Tổng lợi nhuận trước thuế của công ty tăng 60,5% so với năm trước lên 931 tỷ đồng. Loại bỏ các khoản không thường xuyên, lợi nhuận ròng đã điều chỉnh của công ty vẫn tăng 47,6% so với năm trước, đạt 848,3 tỷ đồng.

2. Môi trường hoạt động

Tỷ suất lợi nhuận của PVD sẽ bị ảnh hưởng do xu hướng suy giảm giá thuê giàn mà chúng ta đã chứng kiến từ đầu năm 2009, và có thể sẽ tiếp tục trong năm 2010. Giá dầu ở mức 50-60 USD có thể sẽ làm hoãn một số dự án nước sâu cũng như việc tăng cung giàn khoan làm xấu đi tình hình cân bằng cung cầu. Điều này thực tế luôn xảy ra ở cuối mỗi chu kỳ. Tuy nhiên, với việc PVD1 vẫn được cho thuê ở mức giá cao cho đến hết Q3/2009 và PVD2 đi vào hoạt động từ tháng 10, năm 2009 vẫn là một năm khá thuận lợi đối với PVD.

Chúng tôi dự kiến PVD sẽ chịu áp lực của chu kỳ suy thoái kể từ 2010 với mức giá thuê theo ngày giảm trong khi dòng tiền tự do của PVD phải dành để trả lãi và nợ gốc. Tuy nhiên, chúng tôi tin rằng doanh thu của PVD sẽ được hỗ trợ từ việc tăng cường các hoạt động thăm dò và khai thác của PV dù giá dầu ở mức thấp.

Trong tương lai, chúng tôi giả định giá dầu trong mức 60-75 USD/thùng và tập đoàn Dầu khí tăng mạnh chỉ tiêu cho khai thác và thăm dò sẽ dẫn đến các dự án khoan mới cho PVD. Hơn nữa, đầu tư của PVD vào 2 giàn khoan mới sẽ đảm bảo tương lai dài hạn của PVD, đặc biệt là sau khi sáp nhập PVDI.

Tại thời điểm hiện nay, sự cạnh tranh giữa các nhà cung cấp trong nước và nước ngoài không quá căng thẳng do các nhà cung cấp trong nước có công suất nhỏ và PVD đang được hưởng sự bảo trợ dưới cái ô lớn của tập đoàn Dầu khí.

Tuy nhiên, với sự suy giảm trên thị trường thăm dò khai thác thế giới, các nhà cung cấp dịch vụ thăm dò khai thác thế giới đang chú ý nhiều hơn tới các thị trường ngoài khơi ở khu vực như Việt Nam, và PVD sẽ phải đối mặt với sự cạnh tranh khốc liệt, đặc biệt từ các nhà thầu giá rẻ của Trung Quốc. Dù mối quan hệ gần gũi với tập đoàn Dầu khí sẽ giúp PVD đảm bảo được nguồn đầu ra nhưng sự cạnh tranh bên ngoài đó có thể sẽ khiến mức giá giảm xuống.

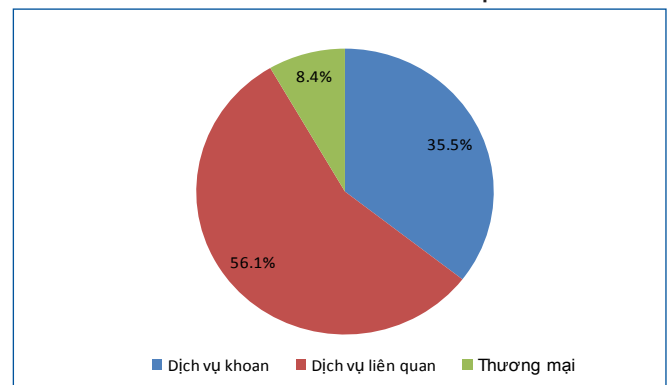
3. Sáp nhập PVD/PVDI

PVDI được lập ra vào tháng 4/2007 với mức vốn pháp định là 1 nghìn tỷ đồng để đầu tư giàn khoan PVD2.

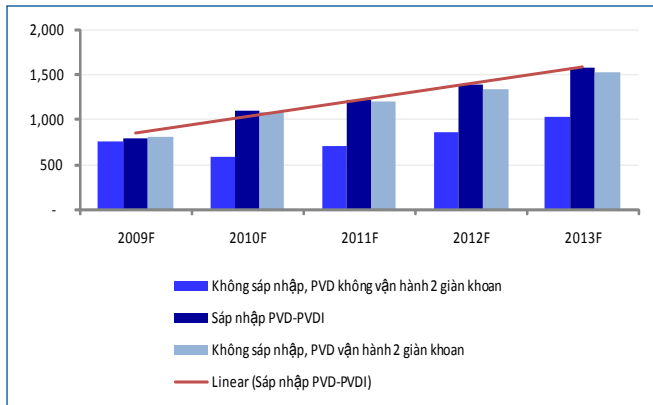
Bằng việc lập ra một công ty con, PVD tránh được quy trình thông qua tổn thời gian nhưng bắt buộc đối với các dự án đầu tư lớn khi nhà nước nắm nhiều hơn 51% cổ phần trong công ty. Vào tháng 4/2008, PVDI nhận được 467 tỷ đồng từ các cổ đông dưới dạng trái phiếu chuyển đổi để tài trợ cho một giàn khoan khác, PVD3. Ban đầu, kế hoạch là PVDI - chủ sở hữu PVD2 và PVD3, sẽ ký hợp đồng cho thuê với khách hàng và thuê PVD vận hành. Tuy nhiên, điều này nghĩa là hầu hết lợi nhuận sẽ rơi vào PVDI chứ không phải PVD.

Tuy nhiên, trong thời kỳ khủng hoảng tín dụng cuối năm 2008, PVDI không thể tiếp cận với nguồn tín dụng nước ngoài để tài trợ cho việc xây dựng 2 giàn khoan. Là một

Biểu đồ 14 - Cấu trúc sở hữu của PVD sau lần phát hành mới



Biểu đồ 15 - Tác động của việc sáp nhập PVD/PVDI lên lợi nhuận của PVD (triệu đồng)



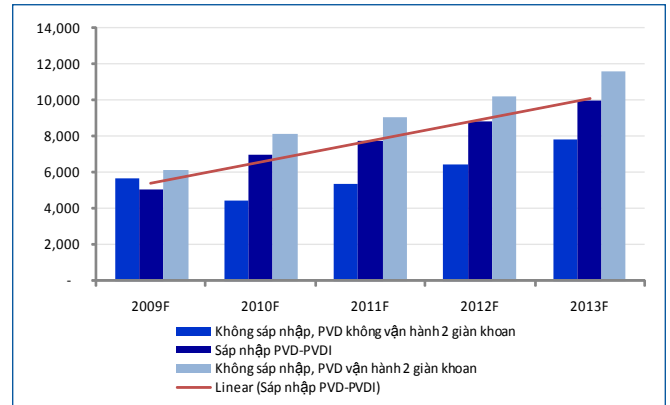
công ty con của PVD, mối quan hệ của PVDI với PV không đủ để thuyết phục các ngân hàng. Như vậy, lý do thành lập PVDI đã không còn có giá trị. Và đó là lý do chính đáng sau sự hợp nhất giữa PVD và PVDI.

Vào ngày 26/8/2008, PVD công bố ý định thu tóm 100% PVDI thông qua sáp nhập. Thông báo này đã thu hút sự chú ý và cả lo ngại của các cổ đông PVD và PVDI. Và mặc dù quy trình khá quanh co, cổ đông của 2 hai công ty cuối cùng đã bỏ phiếu cho sự sáp nhập với tỷ lệ chuyển đổi là 5,5:1 nghĩa là 5,5 cổ phiếu PVDI sẽ được đổi thành 1 cổ phiếu PVD trong khi vốn góp vào việc xây lắp giàn khoan PVD3 sẽ chuyển thành cổ phiếu PVD với tỷ lệ 55.000:1

Trước khi việc sáp nhập chính thức diễn ra, tập đoàn Dầu khí đã góp thêm 713 tỷ đồng vào PVDI, một động thái để giữ cổ phần của PV sau cuộc sáp nhập ở mức trên 50%. Tính cả sự đóng góp đó của PVD, vụ sáp nhập có giá trị tổng cộng 2,2 nghìn tỷ đồng. Vụ sáp nhập được tài trợ bởi việc phát hành 25,7 triệu cổ phiếu mới, kết quả là cổ phiếu của các cổ đông PVD bị pha loãng 19,5%. Do việc phát hành mới là nhằm mục tiêu thu tóm một công ty khác, không có điều chỉnh kỹ thuật về giá của cổ phiếu PVD trên sàn HOSE. Vụ giao dịch này được dự kiến sẽ chính thức kết thúc vào quý 2/2009.

Vào ngày 26/8/2008 trước khi vụ sáp nhập được công bố, giá cổ phiếu PVD đã điều chỉnh đang ở mức cao nhất trong vòng 8 tháng là 125,320 đồng. Sau khi công bố, cổ phiếu PVD bắt đầu điều chỉnh nhanh hơn Vn Index. Vào ngày 21/11/2008, khi tỷ lệ chuyển đổi phần vốn góp vào PVD3 đã được thông qua, PVD được giao dịch ở mức 62.660 đồng, giảm 50% trong vòng 3 tháng trong khi VNI giảm 43,2% trong cùng thời kỳ. Mức giảm mạnh này có thể chủ yếu do giá dầu sụt giảm mạnh mẽ trong thời gian đó, nhưng dù vậy các nhà đầu tư có vẻ thận trọng với PVD trước khi các chi tiết về vụ sáp nhập được khẳng định.

Biểu đồ 16 - Tác động của việc sáp nhập PVD/PVDI lên EPS của PVD



Qua phân tích độ nhạy, chúng tôi đã ước tính hiệu ứng doanh thu của vụ sáp nhập. So với trường hợp thứ nhất nếu PVD không mua lại PVDI và 2 giàn khoan của PVDI được quản lý bởi một nhà thầu khoan bên ngoài (viễn cảnh ít xảy ra nhất) và trường hợp thứ 2 khi PVD không mua lại PVDI nhưng vẫn quản lý 2 giàn khoan của PVDI (viễn cảnh có khả năng cao hơn), các tính toán của chúng tôi cho thấy rằng với triển vọng thị trường thăm dò và khai thác hiện nay, vụ sáp nhập giúp làm tăng lợi nhuận ròng của PVD so với các khả năng thay thế. Vụ sáp nhập cũng giúp làm tăng EPS một cách đáng kể so với viễn cảnh thay thế không có sáp nhập và PVD không quản lý 2 giàn khoan mới (xem biểu 15 và 16).

Do đó, chúng tôi khá lạc quan với vụ sáp nhập trong dài hạn do chúng tôi tin rằng giá dầu đã ra khỏi đáy và sẽ tiếp tục hồi phục vào năm tới. Giá dầu cao hơn trong dài hạn sẽ thúc đẩy hoạt động thăm dò và khai thác trên khắp thế giới, mà đến lượt nó sẽ dẫn tới một mức giá thuê giàn khoan theo ngày cao hơn và dĩ nhiên là cải thiện hiệu suất sử dụng. Hơn thế nữa, vụ sáp nhập giúp giải tỏa tất cả các mâu thuẫn lợi ích tiềm năng giữa các cổ đông PVD và PVDI về việc quản lý 2 giàn khoan.

4. Vị thế trên thị trường

Theo tiêu chuẩn quốc tế, PVD là một công ty nhỏ. PVD sở hữu 3 giàn khoan, trong đó 2 giàn khoan chưa được chuyển giao. Xét trong khu vực, công ty này nhỏ hơn nhiều công ty dịch vụ ngoài khơi của Trung Quốc, Indonesia và Ấn Độ về cả tổng tài sản và phạm vi hoạt động. Và PVD cũng nhỏ hơn các công ty khoan mới ở châu Á như UMW (Malaysia) và Jindal Drilling (Ấn Độ) - những công ty đang hưởng lợi nhờ là một thành viên của các tập đoàn công nghiệp lớn. Tuy nhiên, do là một công ty thuộc tập đoàn Dầu khí, và lợi thế hoạt động trên lãnh thổ quốc gia, PVD có thị phần chiếm lĩnh về dịch vụ thiết bị khoan (80%); dịch vụ ứng cứu dầu tràn (90%), cung cấp nhân lực ngành khoan (90%), cung cấp, kiểm định và bảo trì OCTG, vật tư và thiết bị khoan (70%).

Bảng 9 - Thị phần của PVD trên thị trường thăm dò và khai thác ngoài khơi Việt Nam

Mô tả	Thị phần	Đối thủ cạnh tranh
Cung cấp giàn khoan	10%	GSF, TSF, Diamond Offshore, Atwood, Oceanic, Ensco, Seadrill, ...
Các dịch vụ giếng (trừ dịch vụ bơm trám xi măng và kích thích vỉa)	50%	Schlumberger, Halliburton, Weatherford, Geoservices, ILO, ITS, Frank Casing, ...
Dịch vụ bơm trám xi măng và kích thích vỉa (cung cấp bởi liên doanh BJ-PV Drilling)	80%	Schlumberger, Halliburton
Dịch vụ kiểm soát dầu tràn	90%	Một vài nhà cung cấp địa phương
Cung cấp, sửa chữa, kiểm định và bảo trì OCTG, vật tư và thiết bị khoan	70%	ICO Asia Pacific, South Sea Inspection, Vina Offshore, Vietubes, Tuboscope, ...
Cung cấp nhân lực ngành khoan	90%	Bayong services, Accent Logistic, Alpha services,...
Mua bán và cung cấp vật tư thiết bị dầu khí và các ngành công nghiệp khác	3%	International & local suppliers

Về dịch vụ khoan, PVD chỉ chiếm 7,7% thị phần. Họ có 1 trong số 13 giàn khoan ngoài khơi Việt Nam. Do số giàn khoan biến động giữa 11-13, chúng ta có thể làm tròn thành 8%. PVD là một công ty nhỏ và trẻ so sánh với những gã khổng lồ đã hiện diện ở ngoài khơi Việt Nam trong một thời gian khá dài như Transocean, Diamond Offshore và Seadrill (3 nhà thầu khoan lớn nhất thế giới).

Về tổng thể, chúng tôi ước tính PVD chiếm khoảng 10% thị trường thăm dò và khai thác Việt Nam, theo chúng tôi ước tính thị trường này có doanh thu khoảng 1.8 triệu USD mỗi năm. PV ước tính rằng vào năm 2015 Việt Nam sẽ cần có 15-16 giàn khoan hoạt động liên tục, tức là tốc độ tăng trưởng 23% trong 7 năm, hay mức độ tăng trưởng trung bình hàng năm 3%. Trong thị trường có 15 giàn khoan, PVD sẽ có thị phần là 3/15 hay 20% và tổng thể trên thị trường thăm dò và khai thác sẽ có thị phần khoảng 15%.

5. Phân tích SWOT

Điểm mạnh

- Không có rủi ro về tỷ giá hối đoái

Dù PVD có một gánh nặng nợ lớn khoảng 380 triệu USD, tương đương 55% tổng tài sản, nhưng chúng tôi tin tưởng công ty sẽ không có rủi ro về tiền tệ. Với hơn 90% doanh thu và 85% chi phí được thực hiện bằng đồng USD, công ty đang ở vị trí tốt đối với bất cứ sự thay đổi nào về tỷ giá USD/VND

- Tập trung vào ngành kinh doanh chính

Việc quản lý của PVD luôn tập trung vào ngành kinh doanh chính là cung cấp dịch vụ khoan và các dịch vụ liên quan đến khoan dầu khí. Kể từ khi thành lập, PVD đã tập trung đầu tư vào tài sản cố định liên quan trực tiếp tới hoạt động chính của nó. Trong suốt giai đoạn 2002-

Bảng 10 - Các công ty trên thị trường khoan dầu khí Việt Nam

Nhà quản lý giàn khoan	Thị phần trên thị trường khoan Việt Nam	Giàn khoan ngoài khơi Việt Nam			
		Tên	Loại	Nhà điều hành	Mức nước sâu hiện tại (feet)
Diamond Offshore	7.7%	Ocean General	Semisub Gen 2, 1640WD	PetroVietnam (NOC)	397
Premium Drilling	7.7%	Deep Driller 5	Jackup IC 350WD	Petronas (NOC)	
PV Drilling	7.7%	PV Drilling 1	Jackup IC 300WD	Hoan Vu JOC	
Seadrill Ltd	15.4%	West Ariel	Jackup IC 400WD	VietSovPetro	
		West Larissa	Jackup IC 300WD	VietSovPetro	
Scorpion Offshore	7.7%	Offshore Resolute	Jackup IC 350WD	Thang Long JOC	147
Transocean Inc.	30.8%	Trident VI	Jackup IC 220WD	PetroVietnam (NOC)	180
		Trident IX	Jackup IC 400WD	JVPC	
		Trident XVI	Jackup IC 300WD	Petronas (NOC)	
		GSF Galveston Key	Jackup IC 300WD	Cuu Long JOC	
Vietsopetro	7.7%	Tam Dao	Jackup IC 300WD	VietSovPetro	180
Japan Drilling	15.4%	HAKURYU-5	Semisub	Premier (Vietnam)	
		NAGA 1	Semisub	Con Son JOC	285

Nguồn: Rigzone

2008, tổng tài sản của PVD đã tăng trưởng ở mức trung bình hàng năm 101%, một trong những tốc độ nhanh nhất trong tập đoàn Dầu khí.

Điều này được thể hiện qua việc PVD đã đặt hàng 3 giàn khoan trong khoảng thời gian ngắn. Sau khi giàn khoan thứ nhất được chuyển giao trong tháng 3/2007, công ty đã không mất thời gian đặt hàng thêm 2 giàn khoan khác từ Keppel Fels với 1 tổng đầu tư khoảng 450 triệu USD. Dù thời điểm đầu tư vào 2 giàn khoan này có thể gây nhiều tranh cãi nhưng nó cho thấy ý định duy nhất tập trung vào xây dựng một công ty dịch vụ khoan. Chúng tôi tin rằng đây là mấu chốt phía sau tham vọng của PVD trở thành một nhà cung cấp hàng đầu trong khu vực về khoan và các dịch vụ ngành khoan.

- Mối quan hệ gần gũi với tập đoàn Dầu khí đảm bảo dòng doanh thu tương lai

Tập đoàn Dầu khí ước tính rằng đến năm 2015 Việt Nam sẽ phải cần 15-16 giàn khoan hoạt động liên tục, trong đó tập đoàn Dầu khí dự kiến sẽ cần 8-10 giàn khoan. Chúng tôi tin rằng tập đoàn sẽ sử dụng ưu thế chi phối về vốn đối với các công ty con/liên doanh/công ty hợp tác điều hành để đảm bảo rằng 3 giàn khoan của PVD sẽ luôn có hợp đồng trong giai đoạn 2009-2013 cũng như trong suốt thời gian tuổi thọ của các giàn khoan. Ví dụ PVD đã được trao một hợp đồng khoan với Vietsopetro (PV giữ 50% cổ phần) cho giàn khoan PVD 2 và đang đề xuất hợp đồng với Thăng Long JOC (PV chiếm 40% cổ phần) cho giàn khoan PVD3 mà không có sự tham gia đấu thầu mở rộng nhờ mối quan hệ của Tập đoàn.

Điểm yếu

- Kinh nghiệm hoạt động còn hạn chế

Kể từ khi chuyển giao PVD đã liên tục thực hiện việc khoan cho Hoàn Vũ JOC và Hoàng Long JOC. Sử dụng PVD 1 Hoàn Vũ đã khoan một giếng có lớp vỉa dày nhất hiện nay với độ sâu 6.526m, bao gồm 2.238m đá granite. Đây là thành công lớn đối với một công ty đang điều hành giàn khoan đầu tiên.

Tuy nhiên kinh nghiệm điều hành của PVD vẫn rất hạn chế và PVD phải thuê các chuyên gia khoan bên ngoài. Việc hoạt động thành công hàng ngày của mỗi giàn

khoan không chỉ đòi hỏi các thợ khoan thành thục mà cần cả các chuyên gia khoan có tay nghề. PVD đã phải thuê các chuyên gia nước ngoài với mức giá thị trường quốc tế để điều hành PVD1 bên cạnh các thợ khoan của mình. Và khi PVD2 và PVD3 đi vào hoạt động vào cuối năm, công ty sẽ phải tăng cường ngân sách cho lao động đắt tiền này để thu hút các chuyên gia cần thiết và giảm thiểu các rủi ro hoạt động và rủi ro kỹ thuật.

- Hai giàn khoan mới đã được đặt hàng tại thời điểm thị trường đất đỏ nhất

PVD bắt đầu xây lắp 2 giàn khoan mới mà không có hợp đồng sẵn sàng có thể coi là 1 chiến lược rủi ro nhưng trong trường hợp này, dựa vào mối quan hệ gần gũi của PVD với tập đoàn Dầu khí, điều này có thể chấp nhận được. Tuy nhiên, thời điểm của vụ đầu tư vào đúng đỉnh điểm của chu kỳ kinh tế trong năm 2008 đã khiến các NĐT lo ngại về mức tổng giá thành cao. Thị trường thăm dò và khai thác bùng nổ đã khiến giá thành giàn khoan tăng lên một cách đáng kể. Đặt hàng chậm hơn 2 năm với 1 vài đặc tính kỹ thuật mới, chi phí đầu tư của PVD2 cao hơn 87% so với PVD1. Và PVD3 có giá cao hơn 10% so với PVD2.

Với chi phí đầu tư cao và giá thuê theo ngày thấp hơn, có vẻ như lợi nhuận của các vụ đầu tư này sẽ thấp hơn rất nhiều so với kế hoạch ban đầu.

- Gánh nặng nợ lớn làm hạn chế tính linh hoạt trong đầu tư

Vào cuối năm 2008, PVD có tổng nợ 3,87 nghìn tỷ (tăng 179% so với năm trước), khiến tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu là 2,31 so với mức 1,26 hồi cuối năm 2007. Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu này là khá cao, đặc biệt trong một ngành dễ biến động như khoan dầu khí. Chúng tôi ước tính rằng tổng nợ của PVD sẽ tiếp tục tăng trong năm 2009 và tỷ lệ này sẽ duy trì trên mức 2,0 khi các khoản vay dài hạn cho việc xây lắp giàn khoan được giải ngân toàn bộ. Thời hạn của khoản vay 150 triệu USD cho PVD3 là 5 năm từ 2010-2014, trong khi kỳ hạn của khoản vay 155 triệu USD cho PVD2 là 10 năm kể từ 2010. Trong lúc này, PVD đang phải chịu khoản nợ còn lại từ khoản vay xây lắp PVD1 có tổng giá trị 74 triệu đồng, thanh toán trong 7 năm kể từ 2008. Các khoản nợ này sẽ lấy đi hầu hết dòng tiền trong tương lai của PVD, đẩy công ty này vào tình trạng căng thẳng tiền mặt và giới hạn khả năng đầu tư linh hoạt.

Bảng 11 - Phân tích tính thanh khoản của PVD

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
Tỷ lệ thanh toán hiện hành	1.30	1.28	1.47	1.49	1.01	2.49	0.53	0.75	0.92	1.02	1.17	1.35
Tỷ lệ thanh toán nhanh	0.62	0.72	0.78	0.70	0.36	0.92	0.26	0.34	0.40	0.49	0.63	0.77
Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu dài hạn	-	0.13	0.18	0.25	0.90	0.71	1.00	1.42	0.99	0.65	0.38	0.19
Tổng nợ/vốn chủ sở hữu	2.15	1.97	1.70	0.59	1.75	1.06	2.82	2.05	1.63	1.22	0.91	0.67

Cơ hội

- Chiến lược phát triển của tập đoàn Dầu khí

Từ nay đến 2015, tập đoàn Dầu khí đã đặt mục tiêu giữ mức sản lượng ổn định là 20 triệu tấn dầu thô và 10-12 tỷ m³ khí tự nhiên. Tuy nhiên, các mỏ dầu hiện tại của tập đoàn Dầu khí đã đạt sản lượng tối đa và họ cần phải tìm kiếm và triển khai một vài mỏ mới để duy trì sản lượng. Để đáp ứng các mục tiêu này, tập đoàn ước tính trong vài năm tới họ sẽ phải khoan vào khoảng 750 giếng thăm dò và triển khai bên ngoài vùng biển Việt Nam. Hơn nữa, là một phần trong chiến lược trở thành 1 công ty lớn trên thị trường dầu và khí quốc tế, tập đoàn Dầu khí muốn tăng tỷ phần dịch vụ kỹ thuật trong tổng doanh thu của tập đoàn. Hiện nay, doanh thu từ dịch vụ kỹ thuật chỉ chiếm 8-10% tổng doanh thu nhưng họ kỳ vọng sẽ tăng lên 25-30% vào năm 2010 và 30-35% vào năm 2015. Điều này sẽ tạo ra nhu cầu lớn về giàn khoan, đặc biệt nếu các nỗ lực thăm dò ban đầu thành công và các giếng mới được triển khai. PVD rõ ràng là người được hưởng lợi từ xu hướng này. Do đó chúng tôi tin rằng chiến lược phát triển tương lai của tập đoàn Dầu khí sẽ là yếu tố tăng trưởng then chốt của PVD trong dài hạn.

Thách thức

- Cạnh tranh từ các nhà thầu khoan dầu khí quốc tế

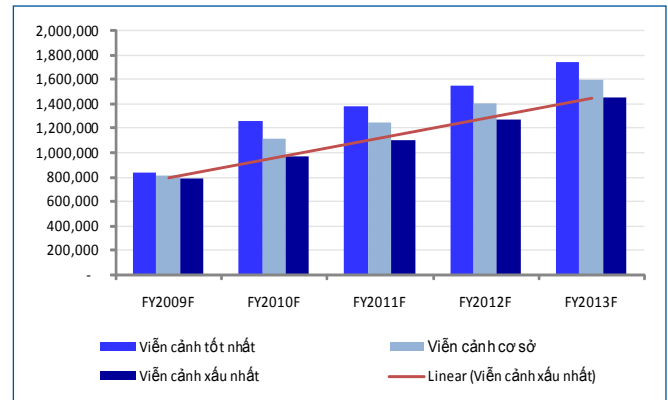
Với sự lớn mạnh của các nhà cung cấp nội địa và sự suy giảm cầu thế giới trên thị trường thăm dò khai thác, chúng tôi tin rằng các nhà cung cấp dịch vụ thăm dò khai thác quốc tế sẽ chú ý nhiều hơn đến Việt Nam, và kết quả là PVD sẽ phải đối mặt với sự cạnh tranh khốc liệt từ các đối thủ lớn hơn có thể vượt qua nó cả về năng lực và kinh nghiệm. Dù quyền thành viên của tập đoàn Dầu khí sẽ giúp PVD đảm bảo nguồn việc nhưng cạnh tranh lớn hơn sẽ có thể đẩy giá dịch vụ của công ty xuống thấp.

- Giá thuê theo ngày bị tác động bởi dự đoán dài hạn về giá dầu thô

Như đã đề cập bên trên, giá thuê giàn khoan theo ngày có hệ số tương quan 0.82 với giá dầu thô với độ trễ 2 tháng. Trong suốt Q4/08-Q1/09, với việc giá dầu giảm 70% so với đỉnh điểm hồi tháng 7/08, giá thuê theo ngày giảm khoảng 35-40%.

Chúng tôi tin rằng chỉ cần giá dầu thô duy trì trên mức 60 USD/thùng trong năm nay (như tình hình hiện tại) với triển vọng hồi phục mạnh mẽ lên 75USD/thùng vào năm 2010, mức giá thuê giàn khoan trung bình theo ngày của thế giới sẽ được ổn định xung quanh mức hiện tại, và có khả năng tăng cao hơn. Nếu điều này xảy ra, các

Biểu đồ 17 - Độ nhạy cảm về lợi nhuận ròng của PVD với giá thuê theo ngày



hợp đồng của PVD sẽ được gia hạn ở mức xung quanh dự tính trung bình của chúng tôi là 163,333 USD hay thậm chí cao hơn.

Ngược lại, nếu giá dầu thô không tăng lên mức 75 USD trong khoảng thời gian dự định, giá thuê sẽ giảm theo và PVD sẽ chỉ kiếm được một mức lợi nhuận rất ít từ hoạt động của 2 giàn khoan mới do chi phí đầu tư và mức lãi suất cao.

Tuy nhiên, có nhiều khả năng giá dầu thô sẽ cao hơn dự báo cơ sở của chúng tôi (như tình hình hiện nay), dẫn tới mức doanh thu theo ngày và lợi nhuận ròng của PVD cao hơn dự báo của chúng tôi.

Phân tích độ nhạy của chúng tôi chỉ ra rằng trong viễn cảnh tốt nhất khi giá thuê trung bình của PVD là 183.913 USD trong năm 2009 (tăng 1,9% so với trường hợp cơ sở) và 173.333 USD (tăng 6,1% so với trường hợp cơ sở) trong suốt giai đoạn xem xét còn lại, thu nhập của PVD sẽ cao hơn 2,4% trong năm 2009, cao hơn 9% đến 12,9% trong giai đoạn 2010-2013 so với trường hợp cơ sở của chúng tôi. Tuy nhiên, trong viễn cảnh xấu nhất, khi giá thuê theo ngày của PVD là 177,217 USD cho năm 2009 (giảm 1,9%) và 153.333 USD (giảm 6,1%) trong thời gian còn lại của giai đoạn nghiên cứu, thu nhập của PVD sẽ giảm 2,4% trong năm 2009 và giảm từ 9-12,9% trong giai đoạn 2010-2013 so với trường hợp cơ sở. Hay nói cách khác, một sự thay đổi nhỏ trong mức giá thuê trung bình theo ngày của PVD sẽ mang lại rủi ro tăng/giảm lớn đối với thu nhập tương lai của PVD (xem Biểu đồ 17).

- Lãi suất tăng mạnh

Lãi suất từ khoản nợ của PVD hiện nay lên tới 380 triệu USD được neo chặt với lãi suất Sibor, Libor và lãi suất tiền gửi USD trong nước. Trong mô hình thu nhập, chúng tôi giả định rằng lãi suất Libor 3 tháng, Sibor 6 tháng và lãi suất tiền gửi USD nội địa giữ ổn định trong

suốt giai đoạn 2010-2013. Có cả rủi ro tăng và giảm khi các lãi suất này biến động theo 2 chiều hướng, mà điều này có thể xảy ra.

6. Quản lý

Điểm chúng tôi thích ở PVD là công ty đã trưởng thành nhanh chóng kể từ khi thành lập do sự tập trung rõ ràng vào lĩnh vực hoạt động chính là khoan và các dịch vụ liên quan. Dĩ nhiên, một lý do là do PVD hưởng lợi từ vai trò công ty con của tập đoàn Dầu khí, nhưng cùng lúc nó lại khá độc lập.

Ban giám đốc gồm một nhóm các kỹ sư dầu khí giàu kinh nghiệm, hầu hết đến từ tập đoàn Dầu khí với hàng chục năm kinh nghiệm về ngành dầu mỏ. Một vài thành viên có bằng tiến sĩ hay thạc sĩ trong lĩnh vực chuyên môn và không ai có thể phủ nhận chuyên môn của họ.

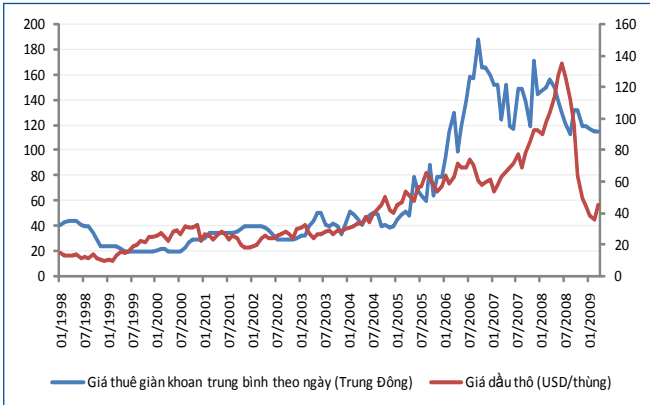
Dĩ nhiên việc quản lý PVD bị giới hạn bởi thực tế là công ty mẹ giữ cổ phần chi phối. Điều này đã dẫn tới một sự trợ giúp mạnh mẽ trong việc sáp nhập PVDI gần đây vốn gây ra nhiều chỉ trích từ các cổ đông thiểu số. Về tổng thể PVD đã cố gắng đi con đường trung lập giữa tập đoàn Dầu khí và các cổ đông thiểu số.

Tuy nhiên, quyền thành viên của tập đoàn Dầu khí đã mang lại nhiều lợi thế lớn. Và với việc tập đoàn Dầu khí nắm giữ 50,3% cổ phần, các lợi ích bao gồm hỗ trợ kỹ thuật, nguồn vốn, đảm bảo tín dụng và một thị trường được đảm bảo cho các dịch vụ của PVD.

Bảng 12 - Tóm tắt tiểu sử thành viên Ban giám đốc và HĐQT

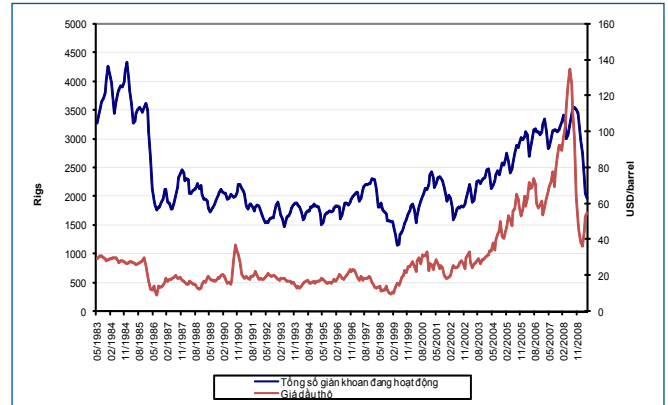
Tên	Chức danh	Trình độ	Thời điểm gia nhập PVD	Thời điểm gia nhập tập đoàn Dầu khí	Ghi chú
Ông Đỗ Đình Luyện	Chủ tịch HĐQT	Kỹ sư kỹ thuật dầu khí	tháng 8/06	Tháng 9/75	
Ông Đỗ Văn Khanh	Thành viên HĐQT, Tổng giám đốc và Giám đốc điều hành	Kỹ sư khoan và Tiến sĩ Địa chất dầu khí	1994	1984	Kể từ 1994, trách nhiệm của ông là phát triển PTSC Offshore, tổ chức tiền thân của PVD ngày nay
Ông Trần Văn Hoạt	Thành viên HĐQT, Phó tổng giám đốc	Kỹ sư dầu khí	2001	1981	
Ông Phạm Tiến Dũng	Thành viên HĐQT, Phó tổng GD	Kỹ sư cơ khí	2002	2002	
Ông Nguyễn Xuân Sơn	Thành viên HĐQT			1985	Đại diện phần vốn của PVFC
Ông Nguyễn Hồng Nam	Thành viên HĐQT				Đại diện phần vốn của SSI
Ông Đàm Hải Giang	Thành viên HĐQT				Đại diện phần vốn của Vietcombank
Ông Văn Đức Tòng	Phó tổng giám đốc PVD	Tiến sĩ Thiết bị công nghệ chế tạo máy khoan và Khai thác dầu khí	2002	1981	
Ông Lương Trọng Diệp		Cử nhân Tài chính và kế toán	1998	1995	
Ông Hồ Vũ Hải	Phó tổng giám đốc	Kỹ sư hàng hải	2001	1994	
Bà Hồ Ngọc Yến Phương	Phó tổng GD-Giám đốc tài chính	Thạc sĩ tài chính và kế toán	2007		

Biểu đồ 18 - Giá thuê giàn khoan trung bình theo ngày (Trung Đông) và giá dầu thô kể từ 1998



Nguồn: ODS Petrodata

Biểu đồ 19 - Số lượng giàn khoan thế giới và giá dầu kể từ 1983



Nguồn: Baker Hughes rig counts

Phụ lục

Thị trường khoan dầu khí Đông Nam Á

Khoan một giếng dầu hay khí là một vụ đầu tư vốn lớn dựa trên kỳ vọng về doanh thu từ sản xuất và bán dầu thô hoặc khí tự nhiên. Hiệu suất sử dụng giàn khoan và mức giá thuê trung bình thể hiện kỳ vọng của ngành dầu khí về giá dầu thô trong tương lai. Trong khi đó, số lượng giàn khoan thế giới là 1 trong những đo lường chủ yếu về sức mạnh tương đối của mảng thăm dò trong ngành công nghiệp dầu khí.

Nghiên cứu từ mức giá thuê giàn khoan trung bình theo ngày ở Trung Đông và giá dầu trong hơn 10 năm cho thấy tương quan là 0.82 với độ trễ 2 tháng ở mức giá thuê giàn khoan trung bình. Có nghĩa là giá thuê giàn khoan theo rất sát giá dầu thô.

Trong chu kỳ trước bắt đầu từ 2004, giá thuê trung bình theo ngày tăng 210% từ điểm thấp nhất lên điểm cao nhất vào năm ngoái. Với giá dầu giảm 74% so với thời điểm cao nhất hồi 7/2008 trước khi hồi phục lại mức 65-68 USD/thùng gần đây, giá thuê giàn khoan trung bình theo ngày đã giảm 35-40% so với thời điểm đỉnh cao hồi tháng 8/08. Chúng tôi tin rằng nếu giá dầu thô duy trì ở mức trung bình 60 USD/thùng trong suốt 2009 thì giá thuê trung bình theo ngày sẽ không giảm sâu hơn.

Tập trung vào loại giàn khoan IC300 WD và IC300+ WD, phân khúc thị trường lớn nhất ở Đông Nam Á, hiệu suất sử dụng khá cao hồi 2007 và trong suốt 2008, đạt đỉnh ở mức 89,2% hồi tháng 3/2008, với 34/37 giàn khoan được thuê. Hiệu suất sử dụng sau đó giảm dần do có thêm giàn khoan đi vào hoạt động. Vào tháng 12/2008 hiệu suất sử dụng đã giảm xuống dưới 80% lần đầu tiên trong suốt 2 năm do số giàn khoan trong khu vực tăng vọt lên 44.

Và tình hình có vẻ xấu đi theo các kế hoạch tăng cường năng lực của các công ty lớn. Bảng dưới đây cho thấy

các nhà thầu đã tăng cường đầu tư vào các giàn khoan mới trong 5 năm qua do dự kiến về giá dầu thô có thể còn cao hơn. Dĩ nhiên các kế hoạch có thể được thay đổi và chúng ta đã chứng kiến chủ sở hữu/nhà quản lý của 1 vài giàn khoan đã hủy các hợp đồng xây lắp, ví dụ PVD mua PVD3 đã được xây lắp 1 phần từ Keppel FELS khi người sở hữu ban đầu hủy hợp đồng với nhà xây lắp giàn khoan. Tuy nhiên, trong nhiều trường hợp rất khó để hủy bỏ 1 khi việc xây lắp đã được bắt đầu. Một khi đơn hàng đã được thực hiện, việc chuyển giao là không thể tránh khỏi.

Nghiên cứu của chúng tôi về mối tương quan giữa số lượng giàn khoan và giá dầu thô trong 33 năm qua cho thấy hệ số tương quan 0.7 với độ trễ 16 tháng, có thể giải thích do phải mất nhiều thời gian để xây lắp 1 giàn khoan (thường là trên 24 tháng).

Trong năm 2009, cầu về giàn khoan ở Đông Nam Á được dự kiến là sẽ tăng từ mức trung bình 39 giàn khoan được thuê năm 2008 lên trung bình 45 giàn khoan cho thuê trong năm 2009, theo dự báo của OSD-Petrodata. Mặc dù cầu tăng, hiệu suất sử dụng của khu vực có thể giảm xuống 80-82% so với mức 85% trong năm 2008 do số lượng tăng.

Các nhà xây lắp giàn khoan ở Đông Nam Á đang làm việc để cung cấp thêm 13-15 giàn khoan chuyển giao vào năm 2009. Trong Q1/2009, 2 giàn khoan đã được chuyển giao trong khu vực trong khi 21 giàn khoan khác đang được xây lắp ở 2 cảng lớn trong khu vực được dự kiến sẽ chuyển giao trong suốt cả năm nay. 11-13 giàn trong số đó dự kiến sẽ hoạt động ở Đông Nam Á trong khi phần còn lại có thể được giao tới Nam Á, Viễn Đông và Úc. Như vậy đến cuối năm khu vực này có thể có tổng cộng 64-66 giàn khoan, tức là thừa đến 12 giàn khoan, gấp đôi con số hồi năm 2008.

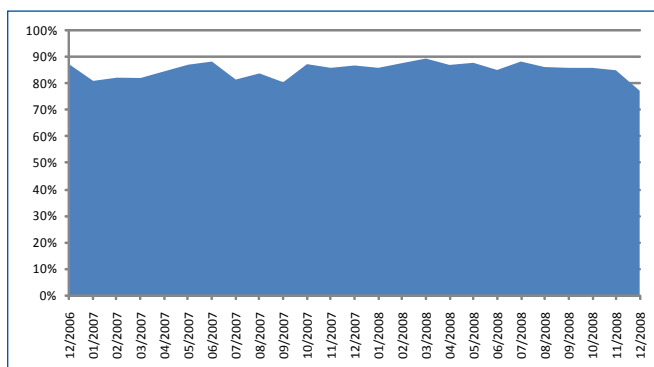
Dù vậy, Đông Nam Á vẫn là một thị trường hấp dẫn của các giàn khoan so với các thị trường khác như vùng vịnh Mexico, có hiệu suất sử dụng giảm xuống chỉ còn 50% hay Châu Mỹ La tinh nơi có hiệu suất sử dụng thông thường thấp hơn 70%. Do đó có thể dẫn đến việc một số giàn khoan ở các khu vực khác sẽ được di chuyển để cạnh tranh tìm nguồn việc ở Đông Nam Á. Và áp lực nguồn cung dự kiến sẽ tăng lên trong năm tới.

Bảng 13 - Kế hoạch chi cho thăm dò và khai thác 2009

Công ty	2008	2009	% thay đổi
Châu Á			
PetroVietnam (NOC)	2,500	4,000	60%
Petronas (NOC)	6,030	6,700	10%
CNOOC	5,100	4,500	-12%
PetroChina	31,596	33,129	5%
Pertamina	1,390	1,250	-11%
Inpex Corp.	3,480	4,000	13%
Nga			
Gazprom	9,700	9,900	2%
Lukoil	8,400	4,200	-50%
Trung Đông/Châu Phi			
Abu Dhabi NOC	2,210	2,700	22%
National Oil Corp	3,360	4,200	20%
Kuwait Oil Company	4,080	4,800	15%
Saudi Aramco	11,500	10,000	-15%
Nigerian National Petroleum Corp.	1,230	1,090	-13%
Châu Mỹ latin			
Petrorin	410	560	27%
Pemex	16,055	16,900	5%
Bắc Mỹ/Châu Âu			
BP	9,500	9,100	-4%
Stalolil	9,200	8,200	-11%
Chevron	11,800	11,800	0%
Tổng cộng	11,655	11,100	-5%
Royal Dutch Shell	16,218	15,300	-6%
ConocoPhillips	5,510	5,800	5%
ExxonMobil	14,453	14,900	3%

Nguồn: Barclays Capital, tuyên bố của các công ty

Biểu đồ 20 - Chi tiết hiệu suất sử dụng của giàn khoan IC 300+ ở Đông Nam Á 2006 - 2008



Giàn khoan tự nâng là gì?

Một giàn khoan tự nâng là một loại trạm di động có thể đứng vững trên nền đáy biển, dựa trên các chân trụ lực. Các trạm này được cố định bằng cách đặt trên nền đáy biển, rất ổn định dù nó không thể khoan trong vùng nước sâu như các loại trạm nổi. Thiết kế phổ biến nhất sử dụng 3 chân độc lập, dù trong kiểu giàn khoan “mat-type” các chân này được liên kết với một thân trụ. Các cột trụ lực có thể nâng lên và hạ xuống bởi hệ thống thủy lực hoặc hệ thống điện. Trong suốt quá trình chuyển giao, trạm này nổi trên thân trụ và thường được kéo tới vị trí mới bằng các tàu kéo ngoài khơi.

Một vài giàn khoan kiểu sà lan có thể tự đẩy. Như thế toàn bộ giàn khoan được nâng lên ở một “khoảng không” độ cao an toàn trên đỉnh sóng dự kiến sau khi các chân trụ lực chạm đáy biển (đối với các giàn khoan có chân độc lập có thể đạt tới hàng chục m để trụ xuống vững vàng). Các giàn khoan tự nâng có trạm vững vàng ổn định hơn loại nửa nổi nửa chìm nhưng chỉ có thể đặt ở những mức nước sâu tương đối, thường là ít hơn 400 feet (120m) nước. Số lượng giàn khoan tự nâng ở ngoài khơi trên khắp thế giới lớn hơn tất cả các loại giàn khoan di động ngoài khơi khác.

Bảng 15 - Chi tiết hiệu suất sử dụng giàn khoan IC 300+ ở Đông Nam Á 2006 - 2008

Tháng	Giàn khoan cho thuê	Tổng số giàn khoan	Số ngày cho thuê	Số ngày cho thuê trung bình/ giàn khoan	Hiệu suất
12/06	26	29	782	30.1	87.0%
1/07	26	30	751	28.9	80.8%
2/07	27	31	712	26.4	82.0%
3/07	28	32	812	29.0	81.9%
4/07	28	31	785	28.0	84.4%
5/07	29	32	862	29.7	86.9%
6/07	29	32	846	29.2	88.1%
7/07	31	35	882	28.5	81.3%
8/07	31	36	933	30.1	83.6%
9/07	32	37	891	27.8	80.3%
10/07	31	34	918	29.6	87.1%
11/07	31	35	900	29.0	85.7%
12/07	32	35	940	29.4	86.6%
1/08	31	35	930	30.0	85.7%
2/08	33	36	913	27.7	87.5%
3/08	34	37	1,023	30.1	89.2%
4/08	35	39	1,015	29.0	86.8%
5/08	36	39	1,059	29.4	87.6%
6/08	36	41	1,044	29.0	84.9%
7/08	37	40	1,092	29.5	88.1%
8/08	37	41	1,093	29.5	86.0%
9/08	40	43	1,105	27.6	85.7%
10/08	38	43	1,143	30.1	85.7%
11/08	37	42	1,069	28.9	84.8%
12/08	36	44	1,051	29.2	77.1%

Nguồn: Rigzone

Bảng 16 - Giàn khoan tự nâng ở Đông Nam Á

Tên giàn khoan	Nhà quản lý	Loại giàn	Chi tiết giàn	Thời điểm chuyển giao	Nhà điều hành
Vicksburg	Atwood Oceanics	Tự nâng	IC 300 WD	1976	Chevron (thailand)
Bohai IV	China Oilfield Services Ltd.	Tự nâng	IC 300 WD	1977	CNOOCSES (Indonesia)
Ocean Sovereign	Diamond Offshore	Tự nâng	IC 300 WD	1981	Kodeco (Indonesia)
ENSCO 104	ENSCO	Tự nâng	IC 375 WD	2002	BP (Indonesia)
ENSCO 108	ENSCO	Tự nâng	IC 400 WD	2007	BP (Indonesia)
ENSCO 52	ENSCO	Tự nâng	IC 300 WD	1983	Petronas Carigali (NOC - Malaysia)
ENSCO 57	ENSCO	Tự nâng	IC 300 WD	1982	Petronas Carigali (NOC - Malaysia)
ENSCO 67	ENSCO	Tự nâng	IC 400 WD	1976	ConocoPhillips (Indonesia)
Hercules 208	Hercules Offshore	Tự nâng	MC 200 WD	1980	Murphy (Malaysia)
Petrojack IV	Larsen O&G	Tự nâng	IC 375 WD	2009	PTTEP (NOC - Thailand)
Maersk Completer	Maersk Drilling	Tự nâng	IC 375 WD	2007	Shell (Malaysia)
Maersk Convincer	Maersk Drilling	Tự nâng	IC 375 WD	2008	Shell (Brunei)
Deep Driller 2	Premium Drilling	Tự nâng	IC 350 WD	2006	Murphy (Malaysia)
Deep Driller 3	Premium Drilling	Tự nâng	IC 350 WD	2006	Shell (Malaysia)
Deep Driller 5	Premium Drilling	Tự nâng	IC 350 WD	2007	Petronas (NOC - Vietnam)
Raniworo	PT Apexindo	Tự nâng	IC 350 WD	1982	BP (Indonesia)
Soehanah	PT Apexindo	Tự nâng	IC 375 WD	2007	Total (Indonesia)
PV Drilling I	PV Drilling	Tự nâng	IC 350 WD	2007	Hoan Vu JOC (Vietnam)
Bima	Schlumberger	Tự nâng	IC 160 WD		Shell (Brunei)
Offshore Courageous	Scorpion Offshore				
Offshore Resolute	Scorpion Offshore	Tự nâng	IC 350 WD	2008	Thang Long JOC (vietnam)
West Ariel	Seadrill Ltd	Tự nâng	IC 400WD	2008	VietsoPetro (Vietnam)
West Janus	Seadrill Ltd	Tự nâng	IC 330 WD	1986	Petronas Carigali (NOC - Malaysia)
West Larissa	Seadrill Ltd	Tự nâng	IC 300 WD	1984	VietsovPetro (Vietnam)
GSF Adriatic XI	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1983	Total (Indonesia)
GSF Compact Driller	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1992	Chevron (thailand)
GSF Galveston Key	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1978	Cuu Long JOC (Vietnam)
GSF Parameswara	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1983	Total (Indonesia)
GSF Rig 134	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1982	Petronas Carigali (NOC - Malaysia)
GSF Rig 136	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1982	Petronas (NOC - Malaysia)
Harvey H Ward	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1981	Talisman (Malaysia)
Roger W Mowell	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1982	Talisman (Malaysia)
Shelf Explorer	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1982	Talisman (Malaysia)
Trident IX	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 400 WD	1982	JPVC (vietnam)
Trident VI	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 220 WD	1981	PetroVietnam (NOC - Vietnam)
Trident XV	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1982	Chevron (thailand)
Trident XVI	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1982	Petronas (NOC - Vietnam)
Trident XVII	Transocean Inc.	Tự nâng	IC 300WD	1983	Petronas Carigali (NOC - Malaysia)
Emerald Driller	Vantage Energy Services	Tự nâng	IC 375 WD	2008	Salamander Energy (Thailand)
Tam Dao	VietSovPetro	Tự nâng	IC 300WD	1988	VietsoPetro (Vietnam)

Nguồn: Rigzone

Việc thăm dò và khai thác dầu và khí Việt Nam tập trung ở 6 bể địa chất kỷ thứ 3 bao gồm Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tư Chính-Vũng Mây và Malay Thổ Chu, bao gồm một khu vực có tổng diện tích khoảng 500.000m², với mực nước sâu dao động từ 50-2,500m. Tuy nhiên, cho đến nay các hoạt động thăm dò chỉ diễn ra ở các vùng nước sâu từ 50-150m. Trong khoảng này, giàn khoan phù hợp nhất là loại IC, vận hành tốt nhất ở mực nước sâu 300-400m.

Bảng 17- Các giàn khoan đang xây lắp tại xưởng ở Đông Nam Á

Tên giàn khoan	Nhà quản lý	Chi tiết giàn	Thời điểm chuyển giao	Xây lắp bởi
COSLStrike	China Oilfield Services Ltd.	IC 400 WD	2009	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
Egyptian Drilling Jackup TBN 1	Egyptian Drilling	IC 375 WD	2009	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
Egyptian Drilling Jackup TBN 2	Egyptian Drilling	IC 375 WD	2010	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
EODC Jackup TBN 1	Egyptian Offshore Drilling	IC 375 WD	2010	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
EODC Jackup TBN 2	Egyptian Offshore Drilling	IC 375 WD	2011	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
Greatdrill Chitra	Greatship (India) Limited	IC 350 WD	2009	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
Maersk H/E Jackup TBN IV	Maersk Drilling	IC 350 WD	2009	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
PetroProd TBN 1	PetroProd Ltd.	IC 492 WD	2010	tại xưởng Jurong Shipyard, Singapore
Skeie TBN Jackup 1	Procorp Management	IC 400 WD	2010	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
Skeie TBN Jackup 2	Procorp Management	IC 430 WD	2010	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
Skeie TBN Jackup 3	Procorp Management	IC 430 WD	2010	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
PV Drilling II	PV Drilling	IC 375 WD	2009	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
PV Drilling III	PV Drilling	IC 360 WD	2009	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
SAAG Jackup TBN 1	SAAG Drilling	IC 375 WD	2010	Tại xưởngLabuan, Malaysia
Perro Negro 6	Saipem	IC 350 WD	2009	Labroy Offshore tại xưởng Labroy Shipyard, Malaysia
L204	Saipem	IC 350 WD	2009	Labroy Offshore tại xưởng Labroy Shipyard, Malaysia
West Callisto	Seadrill Ltd	IC 400 WD	2010	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
West Elara	Seadrill Ltd	IC 400 WD	2010	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
West Juno	Seadrill Ltd	IC 400 WD	2010	Keppel Fels tại xưởng Keppel FELS, Singapore
West Leda	Seadrill Ltd	IC 400 WD	2010	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
Shanghai Offshore Jackup TBN 1	Shanghai Offshore	IC 375 WD	2011	PPL Shipyard tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
Naga 2	Standard Drilling	IC 350 WD	2009	Labroy Offshore tại xưởng Labroy Shipyard, Malaysia
Naga 3	Standard Drilling	IC 350 WD	2009	Labroy Offshore tại xưởng Labroy Shipyard, Malaysia
Aquamarine Driller	Vantage Energy Services	IC 375 WD	2009	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
Sapphire Driller	Vantage Energy Services	IC 375 WD	2009	PPL Shipyard tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
Topaz Driller	Vantage Energy Services	IC 375 WD	2009	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore
Topaz Driller	Vantage Energy Services	IC 375 WD	2009	Baker Marine tại xưởng PPL Shipyard, Singapore

Nguồn: Rigzone

Bảng 18 - Các hợp đồng khoan gần đây

Ngày	Tên giàn khoan	Nhà quản lý	Loại giàn khoan	Khu vực	Giá thuê theo ngày (nghìn USD)	Ngày bắt đầu	Thời hạn (tháng)	Mô tả hợp đồng
3/11/08	Dolphin 106	Nabors	Workover	US GOM	50	4/11/08	1	1 giếng
3/11/08	Greatdrill Chetna	Greatship	301-360-IC	Indian Ocean	162	8/3/09	37	3 năm
3/11/08	GSF Key Manhattan	Transocean	301-360-IC	Med/Black Sea	172	6/11/09	4	Thay đổi
3/11/08	J.P. Bussell	Rowan	300-IC	US GOM	160	21/11/08	3	90 ngày
3/11/08	Noble George McLeod	Noble	300-IC	Indian Ocean	158	3/12/08	37	3 năm
3/11/08	Rowan Gorilaa III	Rowan	361-400-IC	US GOM	145	24/11/08	1	30-60 ngày
5/11/08	Hercules 152	Hercules Offshore	<200-MC	US GOM	72	7/12/08	1	1 giếng
7/11/08	Energy Exerter	Northern Offshore	300-IC	Med/Black Sea	155	31/12/08	4	3 giếng
7/11/08	ENSCO 89	ENSCO	250-IC	Mexico	155	15/02/09	37	1,116 ngày
7/11/08	ENSCO 93	ENSCO	250-IC	Mexico	165	15/04/09	36	1,065 ngày
7/11/08	Noble Roy Butler	Noble	300-IC	Mexico	168	15/02/09	14	433 ngày
11/11/08	ENSCO 75	ENSCO	361-400-IC	US GOM	145	31/12/08	3	60-90 ngày
11/11/08	GSF Parameswara	Transocean	300-IC	SE Asia	168	28/2/09	24	2 năm + 2x1 năm tùy chọn
12/11/08	Sagadri 2	Japan Drilling	300-IC	Middle East	NA	31/1/09	61	tùy chọn 5 năm
13/11/08	Hercules 153	Hercules Offshore	<200-MC	US GOM	65	1/12/08	1	mở rộng 1 giếng
13/11/08	Pride Arizona	Pride	250-MS	US GOM	80	8/12/08	2	mở rộng 2 giếng
14/11/08	Petrojack IV	Larsen O&G	375-IC	SE Asia	151	1/09	60	
16/11/08	Pride South Carolina	Pride	200-MC	Mexico	84	16/11/08	0	mở rộng giếng
18/11/08	ENSCO 92	ENSCO	Harsh Standard	NW Europe	215	23/3/09	8	6 giếng+ 2 tùy chọn
18/11/08	ENSCO 108	ENSCO	361-400-IC	SE Asia	195	6/5/09	12	1 năm+ 2x6tháng tùy chọn
18/11/08	Greatdrill Chitra	Greatship	301-360-IC	Indian Ocean	140	15/10/09	61	5 năm
19/11/08	ENSCO 93	ENSCO	250-IC	US GOM	105	7/11/08	1	1 giếng
22/11/08	Hercules 201	Hercules Offshore	200-MC	US GOM	85	22/11/08	2	60 ngày
24/11/08	Hercules 153	Hercules Offshore	<200-MC	US GOM	66	29/12/08	1	1 giếng
24/11/08	Hercules 204	Hercules Offshore	200-MC	US GOM	75	26/2/09	3	còn lại của hợp đồng Hercules 252
25/11/08	Noble Don Walker	Noble	<250-IC	W Africa	148	15/12/08	2	2 giếng + 2 giếng tùy chọn
27/11/08	ENSCO 80	ENSCO	Harsh Standard	NW Europe	210	31/12/08	2	1 giếng tùy chọn
27/11/08	ENSCO 102	ENSCO	Harsh High Spec	NW Europe	285	31/12/08	37	14 tháng + tùy chọn xoay vòng
4/12/08	Energy Enhancer	Northern Offshore	300-IC	NW Europe	180	4/09	1	35 ngày
5/12/08	PVD II	PV Drilling	350-IC	SE Asia	174	6/4/09		điều chỉnh theo giá thị trường hàng năm
15/12/08	PVD I	PV Drilling	300-IC	SE Asia	170	Jun-09	2	65 ngày

Nguồn: ODS Petrodata

Các chỉ số tài chính cơ bản	2007	2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
Doanh thu (triệu đồng)	2,738,605	3,728,746	4,011,833	6,101,688	6,705,147	7,459,471	8,402,376
Tăng trưởng doanh thu (%)	83.8%	36.2%	7.6%	52.1%	9.9%	11.2%	12.6%
Lợi nhuận ròng (triệu đồng)	576,274	933,076	813,082	1,114,259	1,243,814	1,412,103	1,603,028
Tăng trưởng lợi nhuận ròng (%)	362.8%	61.9%	-12.9%	37.0%	11.6%	13.5%	13.5%
EPS (đồng)	6,192	7,431	5,064	6,965	7,777	8,834	10,032
Tăng trưởng EPS (%)	n/a	20.0%	-31.9%	37.5%	11.7%	13.6%	13.6%
Cổ phiếu lưu hành	2007	2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
Số lượng CP trung bình	92,360,384	124,206,985	157,891,610	157,891,610	157,891,610	157,891,610	157,891,610
Số lượng CP phát hành trung bình	92,360,384	124,206,985	157,891,610	157,891,610	157,891,610	157,891,610	157,891,610
Số lượng cổ phiếu lưu hành	110,139,730	132,167,676	157,891,610	157,891,610	157,891,610	157,891,610	157,891,610
KQHKD (triệu đồng)	2007	2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
Doanh thu	2,738,605	3,728,746	4,011,833	6,101,688	6,705,147	7,459,471	8,402,376
EBITDA	802,026	1,182,669	1,408,851	2,184,885	2,312,623	2,462,220	2,640,649
Khấu hao	145,302	175,189	390,164	629,073	638,237	649,186	662,275
EBIT	656,723	1,007,480	1,018,688	1,555,812	1,674,386	1,813,035	1,978,374
Lợi nhuận từ hoạt động tài chính	(53,368)	(94,324)	(106,604)	(298,550)	(272,526)	(222,379)	(172,798)
Lãi vay	76,857	78,731	94,568	287,116	259,681	207,271	154,862
Lợi nhuận từ HKD chính	542,284	877,869	888,299	1,235,499	1,367,129	1,549,282	1,763,871
Lợi nhuận ngoài HKD chính	5,093	(3,236)	0	0	0	0	0
Lợi nhuận trước thuế	579,866	928,748	924,119	1,268,697	1,414,705	1,605,763	1,823,512
Thuế thu nhập doanh nghiệp	3,541	6,411	111,037	154,437	170,891	193,660	220,484
Thuế thu nhập doanh nghiệp hoãn lại	51	-10,738	-	-	-	-	-
Lợi nhuận ròng	576,274	933,076	813,082	1,114,259	1,243,814	1,412,103	1,603,028

Các chỉ số cơ bản	2007	2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
P/E tại mức giá mục tiêu	15.9	13.3	19.5	14.2	12.7	11.2	9.8
P/B tại mức giá mục tiêu	5.9	6.6	3.9	3.2	2.7	2.3	2.0
Tăng trưởng EBITDA (%)	325.6%	47.5%	19.1%	55.1%	5.8%	6.5%	7.2%
Tỷ suất EBITDA (%)	29.3%	31.7%	35.1%	35.8%	34.5%	33.0%	31.4%
Tăng trưởng EBIT (%)	379.3%	153.4%	101.1%	152.7%	107.6%	108.3%	109.1%
Tỷ suất EBIT (%)	24.0%	27.0%	25.4%	25.5%	25.0%	24.3%	23.5%
Tăng trưởng lợi nhuận ròng (%)	362.8%	61.9%	-12.9%	37.0%	11.6%	13.5%	13.5%
Tỷ suất lợi nhuận ròng (%)	21.0%	25.0%	20.3%	18.3%	18.6%	18.9%	19.1%
Mức thuế hiệu dụng (%)	0.6%	1.8%	12.0%	12.2%	12.1%	12.1%	12.1%
Lợi nhuận/vốn chủ sở hữu (%)	44.1%	47.3%	26.6%	25.4%	23.8%	22.8%	21.9%
Lợi nhuận /tổng tài sản (%)	17.7%	14.4%	7.6%	8.6%	9.5%	10.6%	11.8%
EV/EBITDA (tại mức giá mục tiêu)	2007	2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
Giá trị vốn hóa thị trường			12,860,177				
Nợ ròng	881,280	3,174,938	6,187,921	4,799,623	3,351,507	1,701,442	(78,671)
EV	14,238,521	16,526,076	19,468,949	18,101,343	16,674,946	15,047,679	13,291,496
EBITDA	802,026	1,182,669	1,408,851	2,184,885	2,312,623	2,462,220	2,640,649
EV/EBITDA	17.8	14.0	13.8	8.3	7.2	6.1	5.0

Bảng cân đối kế toán (triệu đồng)	2007	2008	Dự báo 2009	Dự báo 2010	Dự báo 2011	Dự báo 2012	Dự báo 2013
Tiền	521,941	687,790	720,650	1,029,198	1,390,659	1,954,070	2,647,529
Các khoản đầu tư ngắn hạn	-	120,000	-	-	-	-	-
Các khoản phải thu	1,051,653	1,056,945	1,051,000	1,598,490	1,756,581	1,954,195	2,201,212
Hàng tồn kho	45,690	174,461	120,355	183,051	201,154	223,784	252,071
Tài sản ngắn hạn khác	51,231	26,098	26,746	40,678	44,701	49,730	56,016
Các khoản phải thu dài hạn	-	-	-	-	-	-	-
Tài sản cố định	2,534,750	6,272,698	10,417,453	9,838,947	9,261,038	8,683,883	8,107,668
Các khoản đầu tư dài hạn	66,419	245,120	286,753	325,950	381,527	393,469	453,110
Tài sản khác	58,229	49,749	69,864	104,266	113,895	126,039	141,325
Tổng tài sản	4,329,914	8,632,863	12,692,820	13,120,580	13,149,556	13,385,170	13,858,932
Nợ ngắn hạn	672,054	3,892,010	2,567,877	3,110,381	3,310,529	3,560,713	3,824,109
Các khoản nợ ngắn hạn chịu lãi suất	109,174	1,983,810	1,237,286	1,086,655	1,086,655	1,086,655	1,037,321
Nợ dài hạn	1,296,574	2,116,449	5,675,298	4,748,268	3,662,217	2,576,317	1,539,938
Các khoản nợ dài hạn chịu lãi suất	1,294,047	1,878,918	5,671,286	4,742,167	3,655,512	2,568,857	1,531,536
Vốn chủ sở hữu	1,830,446	2,113,824	4,000,044	4,783,722	5,665,996	6,702,371	7,911,376
Vốn khác ngoài vốn chủ sở hữu	33,777	19,620	28,750	36,666	47,553	59,710	73,518
Lợi ích của cổ đông thiểu số	497,063	490,961	420,851	441,543	463,262	486,060	509,990
Tổng cộng nguồn vốn	4,329,914	8,632,863	12,692,820	13,120,580	13,149,556	13,385,170	13,858,932
Dòng tiền (triệu đồng)	FY2007	FY2008	FY2009F	FY2010F	FY2011F	FY2012F	FY2013F
Thu nhập ròng	579,875	928,748	924,119	1,268,697	1,414,705	1,605,763	1,823,512
Khấu hao	145,302	175,189	390,164	629,073	638,237	649,186	662,275
Dự phòng giảm giá	76,857	78,731	94,568	287,116	259,681	207,271	154,862
Lãi vay	2,139	8,414	2,106	3,203	3,520	3,916	4,411
Lợi nhuận từ các khoản đầu tư	(55,963)	(145,421)	(35,820)	(40,069)	(54,847)	(63,752)	(66,912)
Chênh lệch tỷ giá	(177)	70,354	-	-	-	-	-
Dòng tiền trước khi thay đổi vốn lưu động	748,033	1,116,015	1,375,138	2,148,020	2,261,296	2,402,384	2,578,149
Thay đổi trong vốn lưu động	(568,699)	463,821	(867,587)	(438,358)	(505,228)	(482,689)	(466,693)
Dòng tiền từ hoạt động kinh doanh chính	179,334	1,579,836	507,551	1,709,662	1,756,068	1,919,696	2,111,455
Mua tài sản cố định	(1,495,497)	(3,211,943)	(4,534,918)	(50,567)	(60,328)	(72,030)	(86,060)
Thay đổi từ các khoản đầu tư tài chính ngắn hạn	-	(120,000)	120,000	-	-	-	-
Thay đổi từ các khoản đầu tư tài chính dài hạn	(72,197)	(167,222)	(41,632)	(39,198)	(55,576)	(11,943)	(59,641)
Thay đổi trong các tài sản dài hạn khác	-	-	(20,544)	(34,831)	(10,058)	(12,572)	(15,715)
Thu nhập từ lợi tức, lãi suất và lợi nhuận	43,330	157,066	35,820	40,069	54,847	63,752	66,912
Dòng tiền từ hoạt động đầu tư	(1,524,364)	(3,342,099)	(4,441,274)	(84,527)	(71,115)	(32,793)	(94,505)
Vốn đóng góp từ các cổ đông	1,017,354	7,817	1,157,577	-	-	-	-
Mua cổ phiếu quỹ	-	-	-	-	-	-	-
Thay đổi nợ ròng	697,025	2,287,803	3,045,843	(1,079,750)	(1,086,655)	(1,086,655)	(1,086,655)
Trả cổ tức	-	(367,508)	(236,837)	(236,837)	(236,837)	(236,837)	(236,837)
Dòng tiền từ hoạt động tài chính	1,714,378	1,928,112	3,966,583	(1,316,587)	(1,323,492)	(1,323,492)	(1,323,492)
Dòng tiền thuần	369,348	165,849	32,860	308,548	361,461	563,411	693,459

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Bản quyền thuộc Công ty chứng khoán Hồ Chí Minh (HSC) 2008. Mọi quyền đã được bảo hộ. Báo cáo này được chuẩn bị và phát hành bởi Công ty Chứng khoán Hồ Chí Minh hoặc một trong các chi nhánh phân phối của nó ở Việt Nam hay nước ngoài. Các thông tin trong này được HSC cho là đáng tin cậy và dựa trên các nguồn tài liệu công khai được cho là đáng tin cậy. Ngoại trừ các thông tin về HSC, HSC không đảm bảo tính xác thực của các thông tin này. Các quan điểm, đánh giá và kế hoạch trình bày trong báo cáo này chỉ thể hiện quan điểm hiện thời của tác giả tại thời điểm phát hành. Báo cáo này không nhất thiết thể hiện quan điểm của HSC và có thể được thay đổi mà không báo trước. HSC không có trách nhiệm cập nhật, sửa chữa hoặc thay đổi báo cáo này theo bất kì cách nào; cũng không phải thông báo cho độc giả về các sự kiện khiến cho nội dung, quan điểm, kế hoạch trong báo cáo bị thay đổi hoặc trở nên thiếu chính xác. Các thông tin ở đây được thu thập từ nhiều nguồn khác nhau và chúng tôi không bảo đảm tính chính xác hoặc đầy đủ của các thông tin này. Giá cả và hiệu lực của các số liệu về tài chính cũng có thể thay đổi không báo trước. Báo cáo công khai này có thể được HSC cân nhắc khi mua hoặc bán quyền sở hữu hoặc các vị trí được nắm giữ bởi các quỹ dưới sự quản lý của HSC. HSC có thể giao dịch vì quyền lợi riêng từ kết quả tư vấn giao dịch ngắn hạn của các chuyên viên phân tích và có thể tiến hành các giao dịch chứng khoán không đồng nhất với báo cáo này và các quan điểm được thể hiện ở đây. Không có bất kì thông tin hay quan điểm nào thể hiện trong báo cáo này đưa ra lời đề nghị hay lời mời mua bán bất kì chứng khoán hay các quyền chọn, hợp đồng giao sau hay các công cụ phái sinh khác trong bất kì phạm vi nào. Báo cáo này cũng không nên được hiểu như là quảng cáo cho bất kì công cụ tài chính nào. Các nhân viên của HSC có thể có mối quan tâm về tài chính với các chứng khoán được đề cập trong báo cáo này hoặc các tài liệu liên quan. Báo cáo nghiên cứu này được chuẩn bị để lưu hành phổ biến các thông tin thông thường. Nó không liên quan đến các mục tiêu đầu tư cụ thể, tình hình tài chính hoặc nhu cầu đặc biệt nào của bất kì ai có thể nhận được hay đọc được báo cáo này. Các nhà đầu tư cần chú ý là giá cả của chứng khoán dao động và có thể tăng hoặc giảm. Thành tựu quá khứ, nếu có, không định hướng cho tương lai. Các công cụ tài chính thảo luận trong báo cáo này có thể không phù hợp với tất cả các nhà đầu tư. Các nhà đầu tư phải tự đưa ra các quyết định tài chính dựa trên các tư vấn tài chính độc lập nếu thấy cần thiết và dựa trên hoàn cảnh tài chính cụ thể và mục tiêu đầu tư của mình. Báo cáo này không được sao chép, in lại, xuất bản hoặc tái phân phối bởi bất cứ cá nhân nào dưới bất kì mục đích gì mà không có sự cho phép bằng văn bản của HSC. Đề nghị dẫn nguồn khi trích dẫn.

Fiachra Mac Cana

fiachra.maccana@hsc.com.vn

Truong Thu My

my.tt@hsc.com.vn

Công ty chứng khoán thành phố Hồ Chí Minh

Lầu 1,2,3 tòa nhà Capital Palace

số 6 Thái Văn Lung, Quận 1, thành phố Hồ Chí Minh

Tel: (84 8) 823 3299

Fax: (84 8) 823 3301

www.hsc.com.vn