

ANÁLISE COMPARATIVA DO DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DAS EMPRESAS PETROLÍFERAS ESTATAIS E PRIVADAS (1987- 2017)

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE STRATEGIC DEVELOPMENT OF NOCS AND IOCS (1987-2017)

ÁREA TEMÁTICA: ESTRATÉGIA EM ORGANIZAÇÕES

Clara Oliveira Lamaneres, Universidade Federal Fluminense, Brasil, lamaneresclara@gmail.com

RESUMO

Este artigo tem como objetivo, a partir de 3 variáveis: reservas provadas, produção de petróleo e capacidade de refino, analisar, investigar e comparar o desempenho de empresas petrolíferas estatais e privadas, por um período significativo: 30 anos desde o final do século XX até 2017. Para esse fim, foram coletados e analisados os dados disponibilizados nos relatórios anuais da *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW) e da *British Petroleum Statistical Review* e dividiu-se em dois grandes grupos: empresas estatais e privadas. Assim tornou-se viável quantificar o desempenho e relacionar com as transformações no mercado de petróleo. O esperado é que seja possível compreender por que razões ocorreram as oscilações numéricas existentes e a partir disso, tentar projetar o provável cenário futuro.

Palavras-chave: Estatais; Privadas; Reservas de petróleo; Produção de petróleo; Capacidade de refino.

ABSTRACT

The purpose of the paper is, from the analysis of 3 variables: proven reserves, oil production and refining capacity, investigate and compare the performance of NOCs and IOCs, for a significant period, 30 years from the end of the 20th century until 2017. Therefore, the data made available in the annual reports of Petroleum Intelligence Weekly (PIW) and British Petroleum Statistical Review were collected and analyzed and divided into two large groups: NOCs and IOCs. Thus, it became feasible to quantify performance and relate it to changes in the oil market. What is expected is that it will be possible to understand why the existing numerical oscillations occurred and try to project the probable future scenario.

Keywords: NOCs; IOCs; Oil Reserves; Oil Production; Refining Capacity

1 INTRODUÇÃO

Para compreender o desenvolvimento recente do mercado de petróleo deve-se entender o comportamento e as estratégias dos Estados, detentores das reservas de petróleo, e das grandes companhias petrolíferas, protagonistas desse enredo. A compreensão desses fatores amplia o entendimento econômico, social e geopolítico, já que fontes energéticas são recursos valiosos para o tipo de sociedade que vivemos hoje.

Dentro da indústria do petróleo, existem três variáveis que guiam as decisões das empresas: reservas provadas, produção de petróleo e capacidade de refino. Isso porque, para as empresas

garantirem a perenidade: se elas atuam no *upstream*, há a necessidade de expandir a quantidade de reservas e investir em produção, e para empresas integradas ou que atuam no *downstream*, aumentar a capacidade de refino. Esses fatores estão diretamente relacionados com acordos internacionais, desenvolvimento de tecnologias, conflitos políticos, instabilidade econômica, entre outros.

A relevância desse trabalho está no fato de existirem poucos estudos, no Brasil, que analisem e comparem as empresas estatais e privadas do setor petrolífero; e também pelo amplo e extenso levantamento de dados que garantem significância e representatividade aos estudos executados. Esses dois grupos tem perfis diferentes e atuações extremamente relevantes; portanto, ter ciência do que ocorre na indústria, quais investimentos são mais vantajosos e suas motivações, quais decisões tomadas foram assertivas ou falharam, permite que, como empresa, possa-se pensar de forma mais ampla; e como Estado, definir estratégias com base no que é positivo nos enfoques financeiro, ambiental e social; e como sociedade, acompanhar os rumos socioeconômicos com pensamento crítico.

A base de dados utilizada para a análise do desenvolvimento das empresas estatais e privadas em relação as variáveis: reservas provadas, produção de petróleo e capacidade de refino, de 1987 a 2017. O período escolhido é repleto de oscilações posto que há avanços e investimentos de alguns países, retração de outros e tudo isso impacta o desenvolvimento das empresas.

Além disso, é válido ressaltar que o contexto histórico, o qual esta indústria está inserida, é extremamente relevante já que ao analisá-lo, torna-se nítida a sua influência nos acontecimentos recentes.

Para esse tipo de análise, é necessário utilizar uma base de dados confiável e por isso, foram coletadas as informações quantitativas disponibilizadas pela PIW e BP *Statistical Review of World Energy* em seus relatórios anuais.

2 ANÁLISE COMPARATIVA: ESTATAIS VS. PRIVADAS

O processo de obtenção do petróleo até a transformação dele em produto útil para os consumidores é complexo e com muitas etapas. A indústria do petróleo é composta por dois segmentos:

- *Upstream*: Compreende as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, em terra, (*onshore*) ou no mar, (*offshore*);
- *Downstream*: Compreende as atividades de transporte, comercialização e refino de petróleo e, também, o transporte e comercialização dos derivados.

Segundo Downey (2009), as empresas do setor tendem a organizar-se internamente de forma padrão e, dessa forma, elas se dividem em três grandes grupos, conforme sua estrutura organizacional e área de atuação:

- Companhias integradas de petróleo (IOCs): Empresas privadas que operam nos diversos segmentos da indústria, chamadas de verticalmente integradas, normalmente apresentando operações do poço ao posto. As *majors* fazem parte desse grupo, são as empresas como Shell, British Petroleum (BP), ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips e Total;
- Companhias de Petróleo Nacionais (NOCs): Refere-se às empresas estatais, de grande porte e também integradas. Elas detêm a maioria das reservas mundiais, mas não possuem um comportamento padrão, sendo algumas claramente produtoras, exportadoras e monopolistas, como as da OPEP (Saudi Aramco, NIOC, PDVSA); e

outras que participam de um mercado mais aberto e têm outro enfoque, como Petrobras e as chinesas;

- Independentes: Empresas de menor porte, que podem participar apenas de uma das etapas da cadeia de produção (sem verticalização), e tendem a apresentar o maior risco/retorno da indústria.

Tendo em vista que a proposta do presente trabalho é avaliar comportamentos e estratégias de NOCs e IOCs, a comparação entre reservas provadas, produção de petróleo e capacidade de refino ocorrerá a partir dos dados disponibilizados pela PIW e BP. Os Quadros 1, 2 e 3 atestam a representatividade da base de dados utilizada, haja vista que o percentual calculado é obtido pela fórmula 1.1:

$$\% = \frac{\sum \text{DADOS DAS 50 MAIORES EMPRESAS (PIW)}}{\text{DADOS TOTAIS (BP)}} \quad (1.1)$$

Conclui-se que, a amostra tem representatividade estatística pois, na maior parte do período, o somatório do grupo de estudo é superior a 70%, em reservas provadas e produção, e 60% em capacidade de refino.

RESERVAS PROVADAS	
ANO	%
1987	79,74%
1988	82,12%
1989	83,18%
1990	83,44%
1991	78,58%
1992	78,63%
1993	79,64%
1994	80,78%
1995	83,05%
1996	82,96%
1997	82,03%
1998	83,25%
1999	72,67%
2000	73,44%
2001	76,09%
2002	73,15%
2003	71,73%
2004	72,63%
2005	73,98%
2006	73,85%
2007	73,07%
2008	69,58%
2009	76,67%
2010	78,94%
2011	77,16%
2012	77,05%
2013	76,21%
2014	79,84%
2015	80,13%
2016	80,77%
2017	78,36%

Tabela 1 - % da amostra estudada em relação ao total de empresas detentoras de reservas de petróleo

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	
ANO	%
1987	59,05%
1988	61,34%
1989	62,66%
1990	62,01%
1991	63,81%
1992	63,90%
1993	71,64%
1994	76,93%
1995	75,75%
1996	75,94%
1997	76,97%
1998	75,73%
1999	77,10%
2000	77,19%
2001	77,49%
2002	78,86%
2003	76,42%
2004	79,28%
2005	80,62%
2006	79,41%
2007	79,67%
2008	78,64%
2009	81,51%
2010	79,16%
2011	76,91%
2012	76,61%
2013	74,32%
2014	74,95%
2015	76,62%
2016	78,69%
2017	77,24%

Tabela 2 - % da amostra estudada em relação ao total de empresas produtoras de petróleo

CAPACIDADE DE REFINO	
ANO	%
1987	53,04%
1988	51,50%
1989	52,23%
1990	54,74%
1991	52,63%
1992	53,02%
1993	53,65%
1994	53,42%
1995	54,09%
1996	54,95%
1997	56,48%
1998	59,94%
1999	59,45%
2000	59,98%
2001	60,66%
2002	63,99%
2003	62,03%
2004	62,86%
2005	62,94%
2006	62,77%
2007	62,98%
2008	61,71%
2009	65,22%
2010	63,80%
2011	61,87%
2012	60,80%
2013	61,19%
2014	58,69%
2015	60,18%
2016	58,42%
2017	59,24%

Tabela 3 - % da amostra estudada em relação ao total de empresas que refinam petróleo

A participação da amostra em capacidade de refino é inferior às outras variáveis estudadas pois no *downstream* há uma maior quantidade de empresas independentes, ou seja, empresas que atuam exclusivamente nesse segmento; isso é menos comum no *upstream*, onde as maiores empresas costumam ser integradas. Então, o somatório das capacidades de todas as empresas faz com que o denominador aumente, mas, individualmente, as independentes não exercem um papel tão significativo.

O histórico da indústria petrolífera mostra-nos quão volátil é este mercado e que decisões tomadas pelas NOCs, grandes detentoras de reservas, tem impactos globais, pois são as grandes locomotivas deste negócio, especialmente no segmento *upstream*. Obviamente, as empresas privadas possuem papel importante e trabalham intensamente para ascender frente as empresas estatais, mesmo que pareça mais difícil no cenário do século atual.

2.1 Reservas provadas de petróleo

Um reservatório de petróleo é formado por rochas com poros que armazenam e permitem a mobilidade dos fluidos. As rochas sedimentares como arenitos e carbonatos são o tipo de reservatório de petróleo mais comum, na grande maioria dos países do mundo.

Esses reservatórios são caracterizados e avaliados através das seguintes variáveis:

- Porosidade: porcentagem de volume de poros de uma rocha;
- Permeabilidade: descreve a facilidade com que um fluido pode passar através da região porosa sob uma queda de pressão.

Logo, quanto maior a porosidade de uma formação, mais petróleo pode ser retido em um dado volume de rocha e quanto maior a permeabilidade, mais facilmente o fluido se desloca.

No entanto, antes de qualquer exploração real ocorrer, é necessária uma permissão do proprietário do recurso, geralmente, o governo do país em que essas reservas estão localizadas geograficamente. Isso porque na maioria absoluta dos casos o subsolo pertence ao Estado e não ao proprietário do solo.

Obviamente, os regimes dos países são diferentes, mas, de modo geral, ocorrem leilões, ou seja, venda de permissão de exploração, que dita as condições e responsabilidades do proprietário e do explorador, como área de licença, divisão de benefícios financeiros, formas de tributação e propriedade do petróleo e/ou gás descoberto.

Esta é, certamente, a maior peculiaridade do mercado de óleo e gás, pelo fato de ser um “estoque oculto” de uma mercadoria com alto valor comercial que afeta diretamente o lucro e longevidade de uma companhia.

Pela resolução da ANP nº 47/2014, reservas provadas de petróleo é a quantidade de petróleo que a análise de dados de geociências e engenharia indica, com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, considerando os reservatórios descobertos com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.

As reservas provadas de uma companhia indicam sua prosperidade futura pois são a fonte de receita e do fluxo de caixa de uma empresa petrolífera, o que inclui sua capacidade de remunerar acionistas, pagar credores, gerar *royalties* e pagar impostos.

Estimativas de reservas funcionam como previsões de produção no futuro. Embora não seja incluída no balanço corporativo, a reposição de reservas é divulgada pelas empresas por ser uma informação que tem efeito sobre o valor de suas ações: como são recursos finitos a reposição de tais reservas é fundamental para garantir a perenidade das empresas produtoras. (FGV PROJETOS, 2012)

A partir da Figura 1, pode-se observar a magnitude das reservas provadas das empresas estatais frente às empresas privadas. Além de serem as grandes detentoras de reservas, as NOCs, num período de tempo de 30 anos, passaram de 703.439 milhões barris (bbl) para 1.260.745 milhões bbl, ou seja, um crescimento de 80%. Enquanto as IOCs, mesmo dobrando a quantidade de reservas, no mesmo intervalo de tempo, não atingiram a marca de 200 000 milhões bbl.

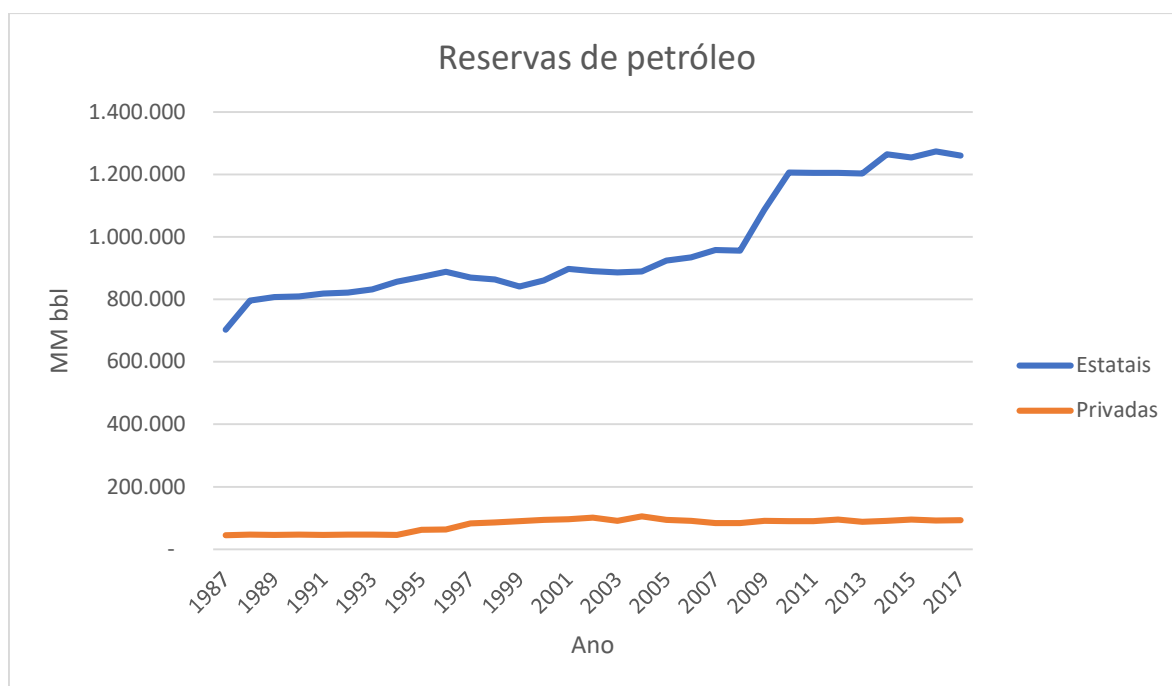


Figura 1 - Reservas de petróleo de empresas estatais e privadas em milhões de barris (MMbbl)

Sabendo da importância econômica e estratégica do petróleo muitos países só permitem sua exploração por sua própria empresa estatal monopolista, como é o caso da vários países membros da OPEP.

Justifica-se esse cenário por alguns fatores como:

- Em 2017, a Arábia Saudita possuía, aproximadamente, 20% das reservas provadas do mundo, e a OPEP possui 72%. Sendo que, a grande maioria das empresas atuantes nesses países são estatais; (BP, 2020)
- Desde a década de 90, a China, através de suas empresas estatais, CNPC, CNOOC e Sinopec, segue um forte plano de ação em busca de expandir seus negócios. Sendo a CNPC, um braço forte e influente do governo chinês;
- O século XXI foi marcado por governos nacionalistas, que priorizaram o desenvolvimento das empresas estatais, dificultando o acesso das empresas privadas a novas reservas. Aliado a isso, as variações no preço do barril fizeram com que as empresas privadas iniciassem fortes programas de desinvestimento, isto é, venda de ativos em regiões menos atrativas para obtenção de receita;

2.2 Produção de petróleo

A fase exploratória é aquela em que se busca descobrir se há hidrocarbonetos no bloco concedido e se seu volume indica viabilidade econômica. Ocorrendo isso, é declarada a comercialidade do bloco (ou de parte dele) e iniciada a fase de desenvolvimento da produção, que será sucedida pela produção em si (D'ALMEIDA,2015).

Geralmente, para isso acontecer, são apresentados planos de desenvolvimento de campo com cronogramas de previsão das atividades para o projeto, informações sobre os níveis de produção, métodos de desenvolvimento de campo e impactos ambientais.

O período desde o início da produção até o abandono do campo, é chamado de desenvolvimento e fase de produção.

- Na etapa de desenvolvimento toda a infraestrutura necessária para a produção do campo é implementada. São realizadas, por exemplo, a perfuração dos poços produtores e injetores, a instalação de equipamentos submarinos para controle e elevação dos fluidos, a contratação das unidades de produção com equipamentos de separação e tratamento dos fluidos, e eventualmente, a construção dos gasodutos e oleodutos que escoarão a produção.
- Na etapa de produção, com a infraestrutura já instalada, o campo passa a produzir petróleo e/ou gás para abastecer o mercado. Esta etapa é a mais longa do ciclo de vida de um campo de petróleo, podendo se estender por décadas a depender da qualidade do reservatório e dos métodos de produção e recuperação empregados.

Na figura 2, pode-se entender como a taxa de produção de óleo varia ao longo do tempo.

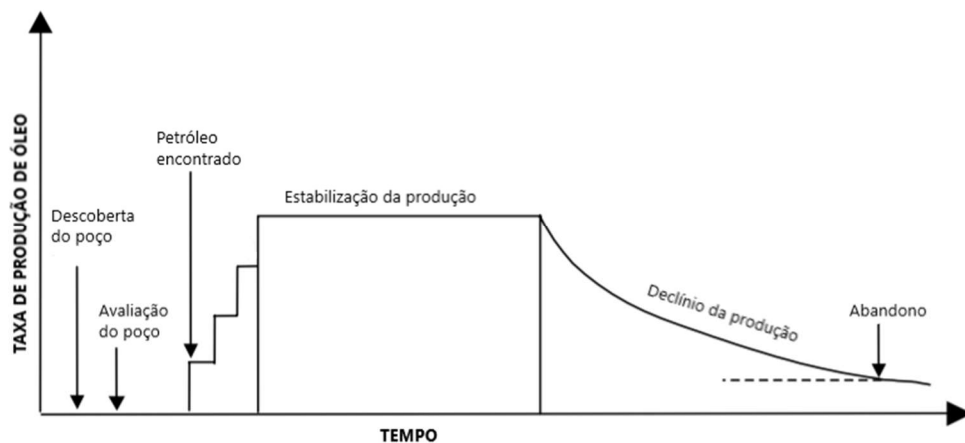


Figura 2 - Etapas de produção de petróleo ao longo do tempo

Tendo em vista que, as empresas estatais são as grandes detentoras das reservas, espera-se que elas também sejam as grandes produtoras de petróleo. E de fato isso acontece, mas em proporções diferentes: o seu peso na produção é bem menor que o que detém nas reservas.

Na figura 3, podemos observar que no período estudado, as empresas estatais saíram de uma produção de 22,640 milhões bpd para 53,772 milhões bpd no período analisado, ou seja, um aumento de 137,5%. Enquanto, as empresas privadas, só passaram da produção de 20 milhões bpd em 2004.

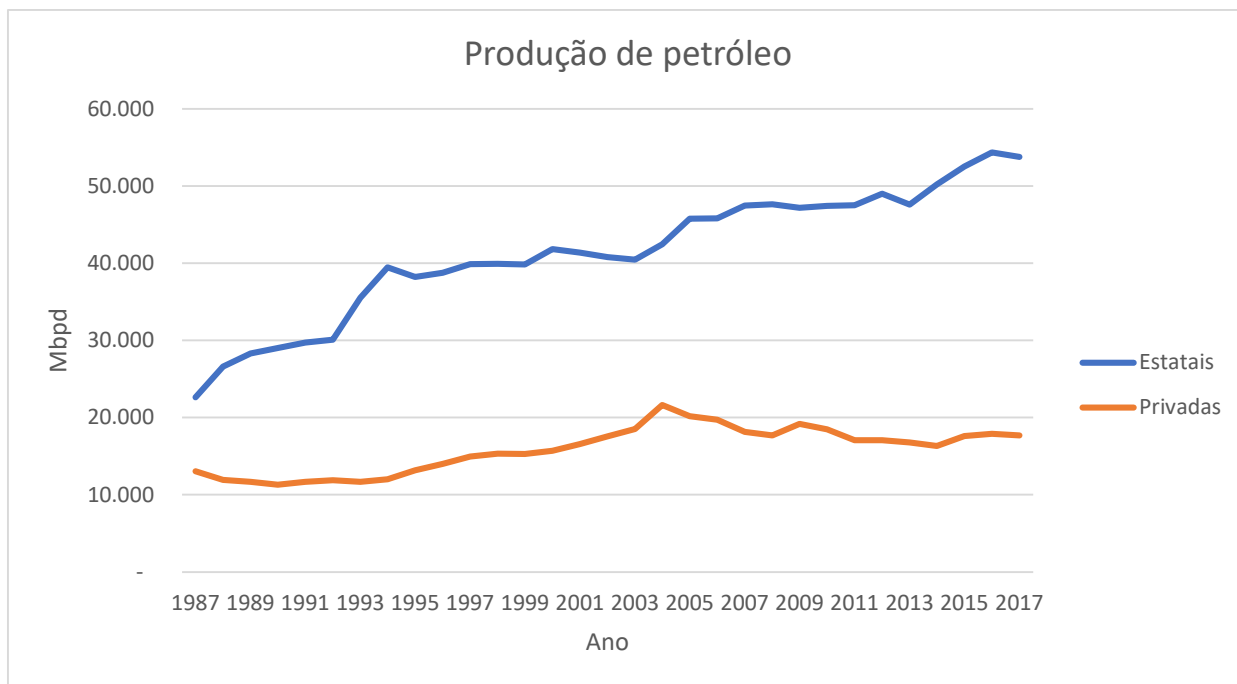


Figura 3 - Produção de petróleo das empresas estatais e privadas em mil barris por dia (Mbpd)

A Figura 4 apresenta a relação entre reservas e produção (R/P) das empresas, índice que significa por quantos anos as reservas atuais durariam considerando a manutenção da sua produção atual; e é calculada através da equação 1.2. Naturalmente, é um valor pontual que ignora possíveis alterações nas reservas (quedas pela produção, crescimento por novas descobertas ou aumento do fator de recuperação) ou na produção (variações por maior atividade econômica ou por alteração na parcela da matriz energética):

$$\frac{R}{P}(\text{anos}) = \frac{\text{Reservas das empresas (MMbbl)} \cdot 1000}{\text{Produção das empresas} \left(\frac{\text{Mbbl}}{\text{d}} \right) \cdot 365} \quad (1.2)$$

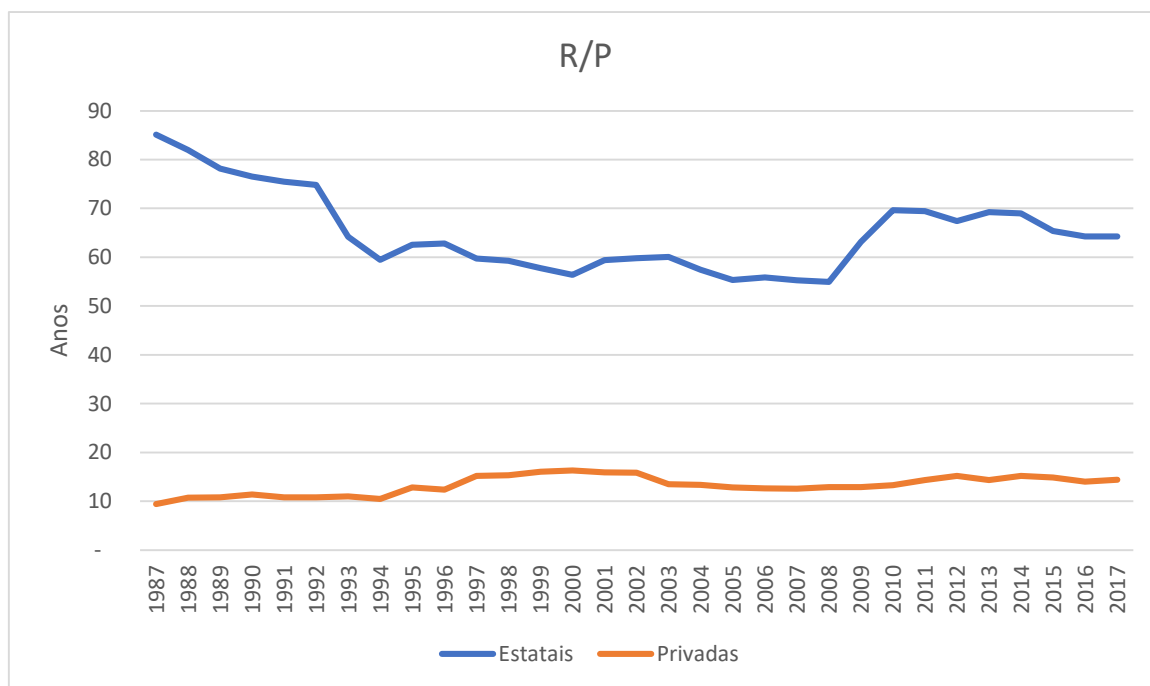


Figura 4 - Relação de reservas e produção de empresas estatais e privadas

Além do R/P das NOCs ser significativamente superior ao das IOCs, percebe-se que é um valor bem alto, ou seja, as estatais possuíam, em 2017, capacidade de produzir 53,772 milhões bpd por 64 anos. Além disso, a amplitude é grande, variando de 55 a 85 anos, isso porque, houve períodos de aumento e declínio de produção e, por vezes, o aumento da produção em relação ao ano anterior era, proporcionalmente, superior ao acréscimo de reservas. Mas, segundo os dados da PIW, de 1987 a 2017, o volume total de reservas provadas nunca diminuiu.

As IOCs mantiveram um comportamento constante, variando entre 9 anos e 16 anos, sendo que, esse valor máximo foi atingido no final da década de 90, com a onda neoliberal. Em 2003, caiu para 14 anos e a partir daí, as oscilações não são significativas. A principal razão é que, por questões políticas, as IOCs tinham mais dificuldade de explorar novos blocos e obter novas reservas. Diferentemente das NOCs, o movimento da linha também se dá pela variação da produção, mas a quantidade de reservas provadas declinou algumas vezes, durante o período em análise. De qualquer forma, a situação das estatais é bem mais confortável com as privadas sendo mais pressionadas a curto prazo.

Neste cenário, há três importantes personagens:

- Alta produção da Arábia Saudita, através de sua empresa estatal, Saudi Aramco (PIW, 2017);
- Surgimento e rápida ascensão da China, através de suas principais empresas estatais (Sinopec, CNPC e CNOOC) (PIW, 2017);
- Declínio da produção nos Estados Unidos, a partir da década de 70, e recuperação a partir de meados da primeira década do século atual, devido a descobertas não-convencionais (*shale gas, tight oil*).

2.3 Capacidade de refino

Após a produção, em região marítima ou terrestre, transporta-se o óleo em embarcações, caminhões, vagões, navios-tanque ou tubulações (oleodutos) aos terminais e refinarias. Isto porque, o petróleo cru não tem muitas funções, logo, é necessário refiná-lo, isto é, passá-lo por um conjunto de processos que visam sua transformação derivados de valor comercial como o diesel, gasolina, GLP, querosene, entre outros. Atualmente, o refino deve garantir não só o volume necessário à demanda do mercado, mas também a qualidade dos derivados e atendimento as normas vigentes, principalmente as de segurança e meio ambiente. (ANP, 2020)

Derivados leves ou de menor densidade (como GLP, nafta e gasolina) são obtidos em temperaturas mais baixas, derivados pesados (como óleo combustível e coque) em temperaturas mais elevadas, sendo os derivados intermediários (como querosene e óleo diesel) recuperados entre as frações leves e pesadas. Os contaminantes se concentram mais nas frações pesadas. (Farah, 2013)

Cada tipo de petróleo rende uma quantidade fixa de frações básicas, mas a demanda por derivados pode variar em cada mercado. Por isso, cada refinaria é projetada e construída em função do tipo de petróleo a ser processado e da demanda (a curto, médio e longo prazo), em volume e qualidade, dos derivados nos mercados local e internacional. (FGV Projetos, 2012)

O consumo dos derivados evolui ao longo do tempo em função de fatores relacionados à atividade econômica, ao desenvolvimento tecnológico, ao quadro regulatório, à concorrência de outros energéticos e às políticas de tributação. Os padrões seguidos pela oferta e as características da demanda são dinâmicos e sujeitos a transformação, com impactos sobre a estrutura de refino e a qualidade do petróleo processado.

O lucro de uma empresa é obtido através da fórmula 1.3:

$$LUCRO (\$) = RECEITA (\$) - DESPESA (\$) \quad (1.3)$$

Para definir a lucratividade do refino, deve-se considerar como receita, o valor proveniente da venda dos derivados e como despesa os custos operacionais e o investimento necessário para a compra da matéria prima, conforme Figura 5.

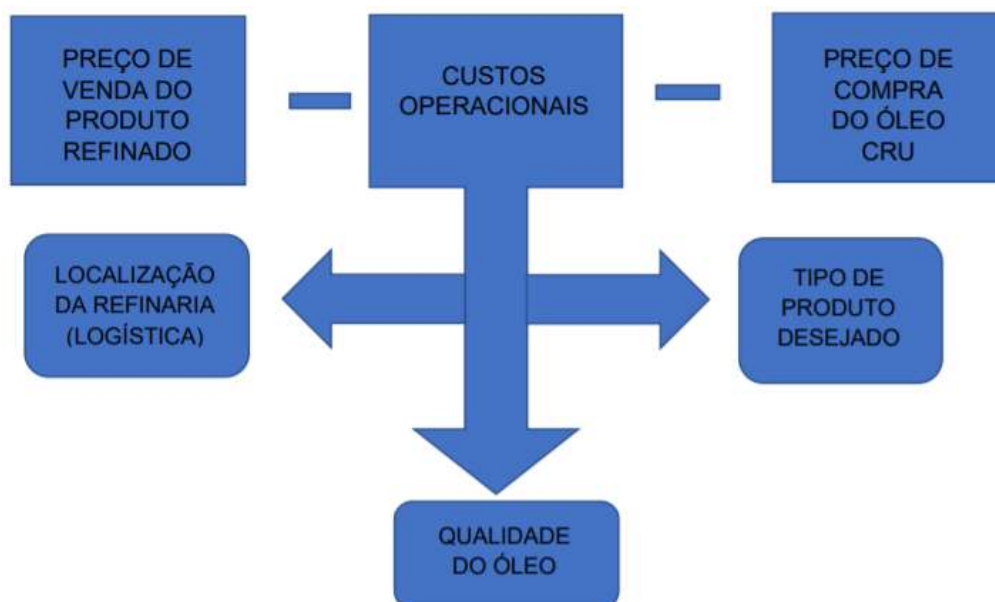


Figura 5 – Lucratividade do refino

Os gastos operacionais dependem de alguns fatores como: a localização da refinaria, a proximidade da região produtora é vantajosa pois reduz custos logísticos; a qualidade do óleo, que pode ser leve ou pesado, sendo que quanto mais leve, mais caro pois é mais fácil e barato para refiná-lo, consequentemente, seus produtos ganham valor agregado; o tipo de produto que se deseja obter, já que existe uma infraestrutura adequada com equipamentos específicos para cada tipo de derivado a ser produzido. Outra despesa importante é o preço do barril, ou seja, fortes flutuações no preço, que são uma característica dessa indústria, podem ter forte impacto sobre o *downstream*.

A dinamicidade da indústria do refino é refletida na Figura 6. Diferentemente das reservas e da produção de petróleo, este gráfico, construído a partir da amostra analisada neste estudo, possui uma clara mudança no protagonismo, já que as empresas privadas possuíam maior capacidade de refino até 2007 e, a partir de 2010, apresentam uma queda, enquanto as estatais permanecem com aumento de capacidade.

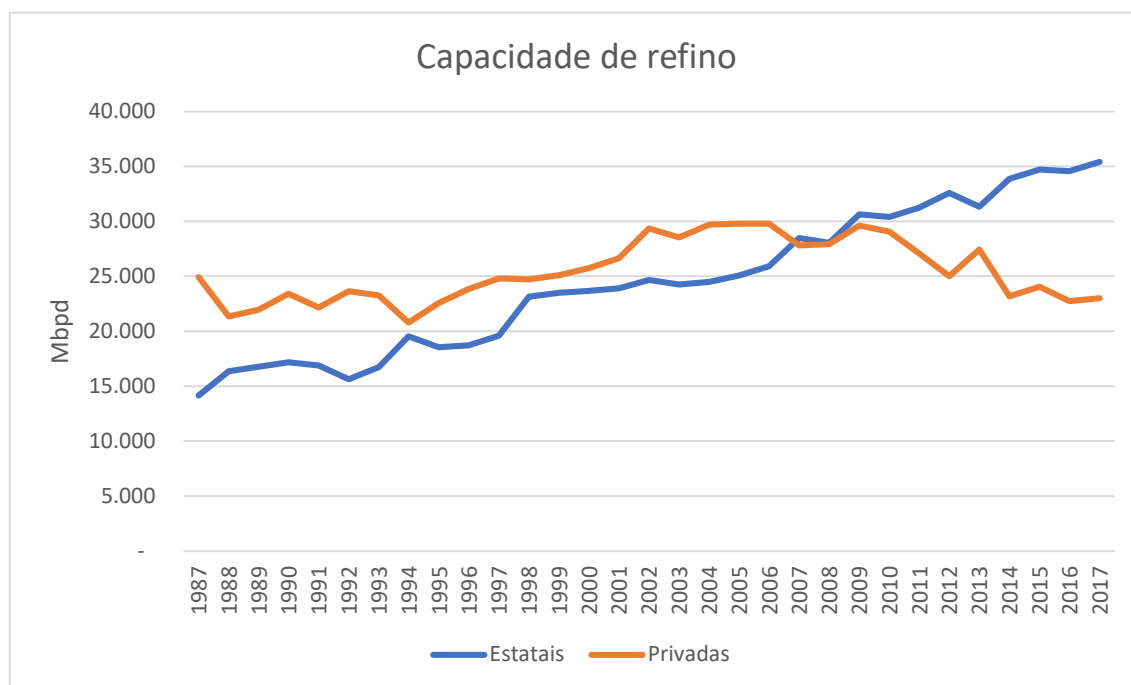


Figura 6 - Capacidade de refino de empresas estatais e privadas em mil barris por dia (Mbpd)

Tendo em vista que o refino deve estar perto do mercado consumidor, já que é mais barato e simples transportar petróleo do que derivados, e as economias que mais crescem são as da Ásia do Pacífico, principalmente China e Índia, é natural que a capacidade adicional de refino seja implantada lá, principalmente pelas estatais, que tem fortíssima atuação na região.

Além disso, os países da OPEP, em geral monopolistas, são grandes exportadores de petróleo e importadores de derivados, e durante o século XXI tentam modificar esse cenário e investem na construção de refinarias locais.

Paralelamente, houve períodos de incertezas que impactaram o segmento do refino. Por exemplo, o preço elevado do barril de petróleo atinge diretamente as refinarias, que o usam como *input* para seus processos e, naturalmente, veem sua margem ser reduzida. A partir de 2002, o petróleo ficou cada vez mais valorizado chegando ao valor de 140 USD/bbl em junho de 2008.

Dentro desse contexto, algumas empresas entenderam que seria mais vantajoso dividir-se em dois segmentos, *upstream* e *downstream*.

Embora as grandes empresas de petróleo sejam verticalizadas há exceções, como Valero Energy e MarathonOil, são empresas independentes e com forte participação no refino, mas como não atuam no *upstream* tem sua posição reduzida no ranking da PIW.

Outro caso é a ConocoPhillips, grande empresa privada norte-americana, que optou pela cisão, deixando a Conoco no segmento de E&P enquanto a Phillips66 ficou no setor.

Com isso, a ConocoPhillips caiu 19 posições e até 2017, a Phillips66 não apareceu no ranking da PIW, ou seja, diminuiu seu ranqueamento e reduziu a capacidade das empresas privadas na Figura 6.

As IOCs têm uma capacidade de refino superior à sua produção de petróleo e isso se intensificou nas últimas décadas pela dificuldade de acesso a bons projetos de E&P. Mas, a compra de petróleo bruto de empresas/países menos estruturados permite que levem a fonte energética para suas refinarias no Primeiro Mundo e vendam os seus derivados, que possuem mais valor agregado.

O Brasil e o México, além dos membros da OPEP, exportam petróleo bruto e importam derivados, numa estratégia que remonta ao colonialismo. Casos diferentes dos países da Ásia do Pacífico, onde Japão e Coreia do Sul não tem reservas de petróleo, mas têm elevada

capacidade de refino há muitas décadas; e China e Índia, que também são grandes importadores e tem investido na construção de várias refinarias neste século.

A Figura 7 mostra-nos o impressionante aumento da capacidade de refino chinesa, inquestionável responsável pelo distanciamento das NOCs e IOCs na Figura 6. Entre 1993 e 2017, a China foi responsável por 65% do aumento da capacidade de refino das NOCs da amostra estudada.

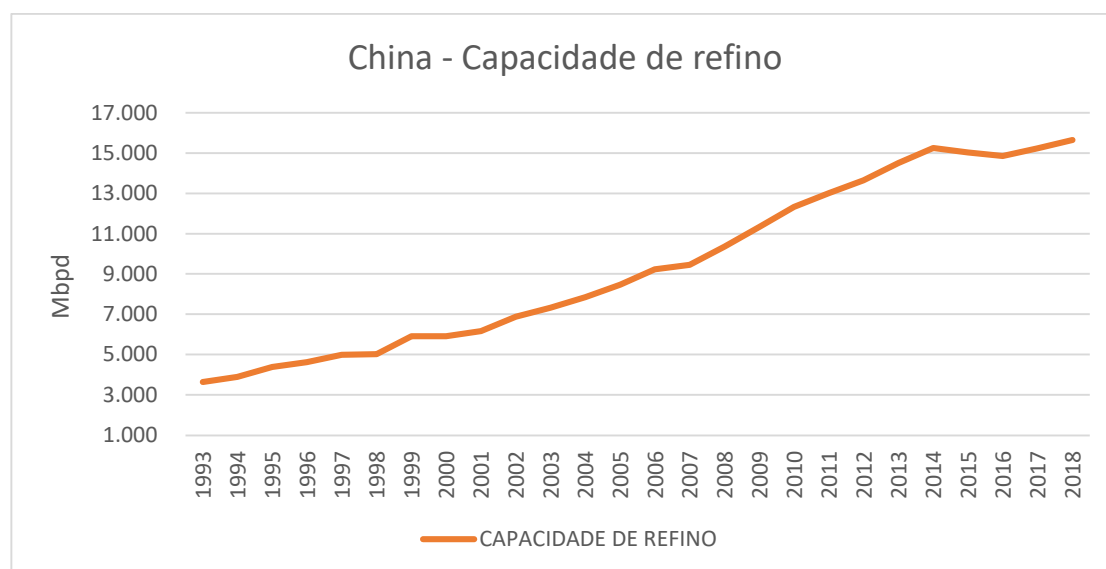


Figura 7 - Capacidade de refino na China (Mbpd)

A China é um personagem fundamental na indústria do petróleo nas últimas décadas, desde o final do século XX, começou a aumentar o consumo de petróleo (deixou de ser autossuficiente em 1993) e no século atual isso se intensificou. O par China – Índia foi responsável por mais de 57% do acréscimo no consumo mundial de petróleo no período 2007 – 2017 (D’Almeida, 2015 apud BP).

3 CONCLUSÃO

A partir dos critérios apresentados, o objetivo deste artigo se fundamentou em comparar o desempenho de empresas estatais e privadas, através dos dados disponibilizados pela PIW e BP, por um período significativo, desde o final do século XX até 2017.

A comparação entre o volume de reservas de todas as empresas estatais e privadas mostrou que o primeiro grupo está consideravelmente a frente do segundo, já que, em 2017, o número das NOCs era 13 vezes superior ao das IOCs. Sendo os dois grandes impulsionadores das estatais, a PDVSA, da Venezuela, com o volume de reservas provadas de 303 bilhões bbl e a Saudi Aramco, da Arábia Saudita, com 266 bilhões bbl (PIW, 2017).

De acordo com os dados da BP, ainda que a China não possua reservas como do porte da Arábia Saudita, ela também tem uma significativa parcela de contribuição, em virtude de seus esforços que resultaram em um aumento de 70% no volume de reservas provadas de 2000 a 2017.

Além de explorar o território chinês e contabilizar novas reservas, a CNPC, maior empresa estatal chinesa, buscou a expansão além das fronteiras geográficas e, em 2020 atuava em 33 países. Dada essa forte presença internacional, em 2017, a empresa registrou um volume de reservas provadas 27% superior ao da China (BP, 2020).

No final do século XX, as empresas privadas apresentaram um cenário positivo, através da expansão de suas reservas. Em 1987, elas possuíam 44.907 milhões bbl e em 2000, 93.903 milhões bbl. O fator impulsionador, que colaborou para que as IOCs conseguissem dobrar suas reservas, foi a onda neoliberal que ampliou as possibilidades de negócios. No Brasil, foi sancionada a nova lei do petróleo que encerrava o monopólio da Petrobras no *upstream* e permitia a entrada de outras empresas no setor.

A primeira década do século XXI e parte da segunda foram marcadas por governos nacionalistas que priorizaram suas empresas estatais e fizeram com que as privadas perdessem espaço, tivessem dificuldade para expandir e desenvolvessem programas de desinvestimento (ou venda de ativos) em áreas menos interessantes como saída para manter a receita e a confiança dos investidores, além de apresentarem estratégias para o futuro, por exemplo, a busca por espaço no mercado do pré-sal brasileiro. Entre 2000 e 2017, o volume de reservas das IOCs variou 12%, para mais e para menos em relação ao valor de 2000, porém em 2017, o número era, aproximadamente, o mesmo, enquanto que as reservas das estatais cresceram 80% no intervalo de estudo.

Mesmo que em proporções menores, a produção de petróleo seguiu a tendência da conjuntura das reservas provadas: as empresas estatais aumentando a produção em praticamente todo o período; e as privadas com algumas variações, mas de modo geral, estiveram em declínio no século atual.

Na produção de petróleo, dentre as NOCs, a Saudi Aramco também se destaca, mas seu crescimento não foi constante, houve variações e inclusive, redução da produção. Isso porque, o país controlador da empresa, Arábia Saudita, pertence a OPEP e os membros da organização fazem acordos frequentes com o objetivo de controlar o preço do barril do petróleo, de modo que, beneficie-os. Dessa forma, em alguns momentos, o governo saudita concordou em ser um produtor residual para garantir menor oferta de petróleo e com isso, a valorização do produto.

A CNPC seguiu sua estratégia de desenvolvimento aumentando a produção e, apesar de ter um volume de reservas superior ao da China, produziu em 2017, 3.441 mil bpd, enquanto o país, 3.846 mil bpd. Isso porque a partir do momento que a análise de dados define o volume recuperável do reservatório há um longo processo até o início da produção de fato.

Nesses 30 anos, a Petrobras, estatal brasileira, manteve o comportamento crescente em relação à produção, principalmente porque, a partir de 2003, a empresa contou com o apoio do governo, que a priorizou. Em 2006, com a descoberta do pré-sal houve mudanças regulatórias, que beneficiaram a Petrobras e garantiam uma parte do óleo produzido à União.

Desde o início da produção, o pré-sal surpreendeu pela sua capacidade e em 2018, atingiu a marca de 1,5 milhão bpd isto é, 56% de todo óleo produzido no Brasil, neste mesmo ano, de acordo com os dados disponibilizados pela BP.

No século XXI, as IOCs foram bastante afetadas no âmbito do *upstream* e os momentos de produção crescente (ou diminuição da inclinação da queda) estão associados a fusões e aquisições, por exemplo, a joint venture da British Petroleum (BP) com a Tyumen Oil Company formando a TNK-BP e posteriormente, a venda dessa empresa para a Rosneft, estatal russa, que significou a obtenção de ações da empresa russa para a BP; fusão da Exxon e da Mobil formando a ExxonMobil; e aquisição da BG Group pela Shell.

No *downstream*, as empresas estatais e privadas tiveram um desempenho similar sendo que, até 2006, as IOCs tinham capacidade superior. O crescimento das NOCs é diretamente relacionado aos investimentos das empresas estatais asiáticas, por exemplo a CNPC que aumentou sua capacidade de refino em 2,6 vezes, de 2000 a 2017 (PIW, 2017). Além disso, a

Saudi Aramco dedica-se em expandir suas refinarias para deixar de ser um grande importador de derivados.

Com os preços altos do petróleo, refinarias mais modernas foram beneficiadas pois podem usar óleo de qualidade inferior e produzir as mesmas parcelas de derivados nobres já que seu processo operacional é mais eficiente. Assim a economia na compra do petróleo bruto ultrapassa os eventuais maiores custos de processamento.

De modo geral, a tendência é que as empresas estatais continuem liderando o *upstream* e investindo no *downstream* aspirando atender o mercado asiático, que definiu em seu último plano quinquenal (2016-2020), que as taxas de uso de carvão deveriam ser amplamente reduzidas. As privadas devem continuar seus programas de desinvestimento e paralelamente, buscando novos negócios em áreas estratégicas, em águas profundas e ultra profundas, beneficiadas pela presença neoliberal crescente desde 2015.

Referências

ANP. ANP Glossário. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/glossario>>. Acesso em: 28 mai. 2020.

BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>> Acesso em: 02 jan. 2020

D' Almeida, A.L. Indústria do petróleo no Brasil e no mundo: formação, desenvolvimento e ambiência atual. São Paulo: Ed. Blucher, 2015.

Downey, M. Oil 101, 1ª ed. New York, USA, Wooden Table Press, 2009.

Farah, M.A., Petróleo e seus Derivados: Definição, Constituição, Aplicação, Especificações, Características de Qualidade". Rio de Janeiro, LTC, 2013

FGV Projetos. O mercado do petróleo: oferta, refino e preço. Rio de Janeiro: 2012.

PIW, Petroleum Intelligence Weekly. 2000-2017. PIW Ranks the World's Top 50 Oil Companies.