

Petrobras S.A, estratégias, fragmentação e interesses: uma análise do período 2006-2018

Leonardo Bispo de Jesus Júnior¹
Hamilton de Moura Ferreira Júnior²

Resumo: A Indústria de Petróleo e Gás Natural (IPGN) brasileira, após a promulgação da lei 12.351/2010, que imputava a Petrobras a participação mínima de 30% no consórcio formado para executar as atividades sob o regime de partilha da produção, vem passando por algumas mudanças no plano jurídico e de gestão estratégica de seu principal *player*, a Petrobras. O objetivo do artigo é, justamente, analisar o conteúdo de tais mudanças. Para atingir o objetivo proposto, identificou-se as referidas mudanças e se analisou a estrutura da IPGN mundial, a evolução dos indicadores econômico-financeiros da Petrobras no período 2006-2018 e a avaliação desta companhia pelas agências de *ratings* neste período. Concluiu-se que as referidas mudanças estão alinhadas com o modelo de governança baseado na perspectiva de Maximização de Valor para o Acionista (MVA), o que tem implicações importantes no que se refere a competitividade da Petrobras e a sua relevância para o desenvolvimento industrial brasileiro.

Palavras-chave: IPGN Brasileira; Marco Regulatório; Petrobras; Desempenho Econômico-Financeiro; Maximização do Valor para o Acionista.

Abstract: The Brazilian Oil and Natural Gas Industry (IPGN), after the enactment of Law 12.351/2010, which imputed to Petrobras a minimum 30% interest in the consortium formed to carry out the activities under the production sharing regime, has been undergoing some changes in the legal plan and strategic management of its main player, Petrobras. The purpose of the article is precisely to analyze the content of such changes. To achieve the proposed objective, these changes were identified and the structure of the global IPGN, the evolution of Petrobras' economic and financial indicators in the period 2006-2018, and the rating agencies' assessment of this company during this period were analyzed. It was concluded that these changes are aligned with the governance model based on the perspective of Shareholder Value Maximization (MVA), which has important implications for Petrobras' competitiveness and its relevance to the Brazilian industrial development.

Keywords: Brazilian ONGI; Regulation mark; Petrobras; Economic and Financial Performance; Maximization of Shareholder Value.

1 Introdução

A história da indústria petrolífera brasileira é confundida com a história da Petrobras S.A. Esta companhia foi criada em 1953, sob a forma de uma Sociedade de Economia Mista - tipo societário em que se verifica a associação de capital estatal e privado -, com a finalidade de exercer o monopólio da União na exploração, produção, refino e transporte do petróleo no Brasil. Em 1997, no bojo do processo de reestruturação ou desarticulação das atividades produtivas do Estado, com a privatização e abertura de capital de grandes empresas, o Presidente sanciona a Lei 9.478, determinando o fim do monopólio da Petrobras e permitindo a contratação de empresas públicas ou privadas para atuação na atividade petrolífera do país (GOLDSTEIN, 2010; GOBETTI, 2009).

¹ Professor Adjunto I da Universidade Federal da Bahia (UFBA). Pesquisador da Unidade de Estudos Setoriais (UNES-UFBA). E-mail: lbjunior@ufba.br.

² Professor Associado IV da Universidade Federal da Bahia (UFBA). Coordenador e Pesquisador da Unidade de Estudos Setoriais (UNES-UFBA). E-mail: hamijr@ufba.br.

A introdução desta Lei se deu num contexto em que os preços internacionais tendiam à queda e os custos de produção no Brasil eram relativamente altos, havendo necessidade de investimentos privados para viabilizar o financiamento da E&P diante do risco exploratório. Com o anúncio do pré-sal, em 2007, essas questões passam a ser colocadas em outro patamar, a saber: (i) risco exploratório baixo; e (ii) campos gigantes. A partir deste contexto, foi estabelecido, em 2010, um novo marco regulatório, que incluía: a Lei n. 12.276/10 (Cessão Onerosa), a Lei n. 12.304/10 (Pré-Sal Petróleo S.A - PPSA) e a Lei n. 12.351/10 (regime de partilha e Fundo Social)³ (SCHUTTE, 2012).

O sistema de partilha foi a principal alteração deste marco. Com a opção do Governo de respeitar os contratos existentes, esse sistema apenas se aplicaria às novas áreas do pré-sal, ainda não adquiridas, permanecendo o regime de concessão nas áreas já licitadas e nas áreas fora do pré-sal a serem licitadas. (SCHUTTE, 2012). O elemento central deste regime é a propriedade sobre os minerais, quando extraídos, permanecer estatal. Contudo, para compensar os custos e riscos, assim como os pagamentos realizados ao governo na forma de participações governamentais e tributos, os volumes produzidos são repartidos com a petroleira (ou consórcio) contratada para o financiamento e realização das operações⁴ (ZACOUR *ET ALII*, 2012).

Nos termos da Lei 12.351/10, além da Petrobras ser a operadora de todos os blocos, ela teria uma participação mínima de 30% no consórcio formado para executar as atividades sob esse regime, que poderia ser ampliada caso participasse dos procedimentos licitatórios da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (ZACOUR *ET ALII*, 2012). Sendo a Petrobras a operadora do consórcio, apesar de não, necessariamente, participar deste no momento da licitação, o cumprimento de exigência de Conteúdo Local (CL) dependeria estritamente dela (GUIMARÃES, 2013; CNI, 2012).

Além da promulgação da Lei 12.351/10, a Petrobras, para atender os desafios de exploração do pré-sal, elevou significativamente, até o ano de 2013, sua alavancagem financeira, com o aumento do seu programa de investimento. As perdas no *downstream*, causadas pelo aumento das importações de produtos refinados e a prática de preços máximos sobre estes produtos no Brasil, foram outra causa da elevação da alavancagem da companhia.

Desde a promulgação da Lei 12.351/10, a IPGN brasileira vem passando por algumas mudanças em seu plano jurídico e de gestão estratégica de seu principal *player*, a Petrobras. Diante do exposto, o objetivo do artigo é analisar o conteúdo de tais mudanças. Para atingir o objetivo proposto, o trabalho foi

³ Para uma discussão pormenorizada deste novo marco regulatório, consultar: Jesus Júniorr. (2015);

⁴ A petroleira, em caso de descoberta comercial, adquire o direito de propriedade (i) do volume da produção correspondente ao "óleo custo", (ii) do volume correspondente aos *royalties* a serem pagos, e (iii) do volume correspondente ao "óleo lucro", proporcional a sua participação. À União caberá parte do produzido, de acordo com o percentual do "óleo lucro" (ZACOUR *ET ALII*, 2012).

dividido em seis seções, incluindo a introdução e as considerações finais. Na segunda seção se apresenta o quadro analítico utilizado para análise das questões tratadas no texto; na terceira, discute-se a estrutura da IPGN mundial, que possibilitará a comparação com a estrutura da IPGN brasileira no período estudado; na quarta, analisa-se as mudanças no plano jurídico da IPGN brasileira, após a promulgação da lei 12.351/2010; e, na quinta, discute-se, através de alguns indicadores, a gestão estratégica da Petrobras no período 2006-2018 e sua avaliação pelas agências de *ratings*.

2 A MVA como uma instituição da economia contemporânea^{5 6}

Foi na década de 1980 que os argumentos a favor de administrar corporações para gerar valor para os acionistas entraram nos Estados Unidos. Ao longo do século XX, parte relevante do setor industrial mais dinâmico da economia estadunidense foi dominada por um número relativamente pequeno de grandes corporações, que empregavam milhares de pessoas. O princípio de governança corporativa utilizado para alocação das receitas dessas corporações era denominado de ‘reter e reinvestir’. Segundo esse princípio, as empresas retinham os lucros e os empregados; os lucros eram reinvestidos em capital físico e recursos humanos complementares (LAZONICK; O’SULLIVAN, 2000).

No entanto, nos anos de 1960 e 1970, o “reter e reinvestir”, enquanto princípio norteador de gestão estratégica das firmas, incorreu em problemas, por dois motivos: (i) excessivo crescimento das empresas; e (ii) surgimento de novos concorrentes. A expansão excessiva das corporações, a ponto de lhes impor dificuldades de coordenação, tornou mais complexo o entendimento de quais estratégias inovadoras deveriam ser perseguidas e se as organizações possuíam capacidades de implementá-las (KERSTENETZKY, 2007; LAZONICK; O’SULLIVAN, 2000).

Conforme aponta Kerstenetzky (2007), até os anos de 1970, os grandes conglomerados estiveram associados a uma concepção de firma em que sinergias econômicas favoreceriam a aplicação de técnicas de gerenciamento a uma combinação de negócios heterogêneos. Neste sentido, este tipo de organização industrial favorecia: (i) a suavização dos ciclos, pela diversificação; (ii) a gestão dos ativos do portfólio, com o emprego de modernas técnicas de gestão, informação e acesso à mercados financeiros; e (iii) o acompanhamento do desempenho dos investimentos, com aquisições e vendas. O fraco desempenho dos conglomerados se tornou parte das explicações para o declínio das corporações norte-americanas na década de 1970.

⁵ O termo instituição é aqui empregado como em Dequech (2015, p. 3): “As instituições [...] são sistemas de regras socialmente compartilhados de comportamento e/ou de pensamento que têm alguma recorrência no tempo”.

⁶ Uma discussão mais pormenorizada deste tópico pode ser encontrada em Jesus Júnior (2015).

A outra parte foi creditada ao ambiente macroeconômico instável e a ascensão de uma nova concorrência internacional, especialmente do Japão. O Japão passou a desafiar os Estados Unidos em indústrias e setores - produção em massa de automóveis, eletrônicos de consumo e nos setores de máquinas e eletrônicos que forneciam bens de capital para essas indústrias de consumo duráveis - em que empresas norte-americanas tinham sido líderes mundiais e que foram essenciais para a prosperidade dessa economia desde os anos de 1920 (LAZONICK, 2006; LAZONICK; O’SULLIVAN, 2000).

Foi nesse contexto que a abordagem de governança corporativa, conhecida como teoria da agência, é resgatada e reinventada por Michael Jensen e William Meckling, ambos da Universidade de Rochester.

Segundo tal abordagem, o fraco desempenho das empresas norte-americanas na década de 1970 era devido à falta de disciplina dos gerentes corporativos, que, oportunisticamente, usavam seu controle sobre a alocação de recursos para alcançar objetivos próprios, ou, pelo menos, que eram contrários aos interesses dos acionistas. Nesse sentido, fazia-se necessário um mercado de aquisição que, funcionando como um mercado para controle corporativo, poderia disciplinar os gestores que gerenciavam mal suas empresas. A taxa de retorno sobre as ações da empresa seria sua medida de desempenho e a maximização de valor para os acionistas seu credo (LAZONICK; O’SULLIVAN, 2000).

A suposição de que a “boa governança corporativa” significava maximizar valor para o acionista era justificada pelo o argumento de que os *shareholders* eram os únicos “*residual claimants*”. Ou seja, dentre as partes interessadas, apenas os acionistas não teriam direitos contratuais garantidos; seu retorno, caso houvesse, dependeria do que sobrasse depois de terem sido pagas às partes suas contribuições produtivas⁷ (LAZONICK, 2006; CHARREAUX; DESBRIÈRES, 2001).

Tal abordagem tem implicado, desde a década de 1980, em estratégias comerciais e financeiras que buscam aumentar a taxa bruta de retorno econômico sobre o capital empregado. Esse aumento tem sido alcançado pela combinação de dois métodos, a saber: (i) redução de custo com o insumo trabalho, para elevar a lucratividade dos empreendimentos; e, (ii) poupança de capital produtivo, que reduz a relação capital/produto. Neste sentido, a divisão do trabalho tem sido remodelada por estratégias relacionadas à terceirização, subcontratação, *spin-offs*, dentre outras (WILLIAMS, 2000; AGLIETTA, 2000).

O foco nestas estratégias tem reorientado a hierarquia de objetivos gerenciais numa direção em que, além de organizar processos e atender consumidores, as empresas devem satisfazer, também, gestores de fundos e atender as expectativas do mercado de capitais. O resultado disso é uma nova forma

⁷ Sobre este aspecto, Charreaux e Desbrières (2001) acrescentam que o fato de os acionistas desempenharem um papel secundário no processo de criação de valor justifica, de certa maneira, sua remuneração incerta.

de concorrência em que as empresas de capital aberto competem, como um investimento, em termos de desempenho financeiro (WILLIAMS, 2000).

A não adesão aos critérios financeiros na tomada de decisões e na reorganização das firmas passou a ser negativamente avaliado pelo mercado, provocando queda no valor das ações e obrigando à reestruturação, ou resultando na perda de controle. Os custos sociais provocados pela adesão aos critérios mencionados - fechamento de plantas e perda líquida de postos de trabalho - passaram a ser creditados à situação de sobreinvestimento e sobreemprego em que estava operando a economia, associados a falhas nos sistemas de controle (KERSTENETZKY, 2007).

A principal crítica associada a tal abordagem, conforme argumenta Charreaux; Desbrières (2001), é que do ponto de vista da eficiência global, o problema não deveria estar em disciplinar os gestores para não atuarem no atendimento de seus próprios interesses, mas, protegê-los de pressões que os obrigam a aplicar políticas de curto prazo. Pois, a mobilidade do capital financeiro protege os acionistas, porém, em contrapartida, impõe uma disciplina que pode ser contraproducente para os gerentes. Isso não significaria a isenção dos gestores de obrigações de performance, todavia, que estes fossem avaliados não apenas pela taxa de retorno sobre investimento, mas, pela criação de valor às partes interessadas, também. Acrescentando, Singh; Singh; Weisse (2002); Charreaux; Desbrières (2001); Aglietta (2000) argumentam que a suposição de curto prazo proposta pela *shareholder theory* implica num sacrifício dos investimentos em inovação, mais rentáveis para geração de valor e produtividade, porém, altamente incertos no que se refere a sua efetividade.

Na próxima seção se discutirá a estrutura da IPGN mundial, como parâmetro para analisar as mudanças ocorridas na IPGN brasileira, tema das seções quatro e cinco.

3 A Indústria Petrolífera (IP)

A indústria mundial do petróleo (IMP) é um oligopólio internacional formado por grandes empresas muito competitivas, que atuam com escalas elevadas, tecnologia avançada e significativo poder financeiro. A intensidade do capital e os elevados investimentos em cada elo de seu sistema produtivo fazem dos ganhos de escala e do tamanho dos grupos econômicos uma das principais questões na definição de vantagens competitivas dessa indústria (RUAS, 2012; VALENTE, 2009).

A IMP, que se originou nos anos de 1860, quando foram inauguradas as atividades de produção comercial nos Estados Unidos (YERGIN, 1991), envolve um conjunto de atividades que podem ser separadas em três principais segmentos: a) prospecção, exploração, perfuração e completação; b) produção; e c) transporte, refino e distribuição. Os dois primeiros são os segmentos que atuam a montante (*upstream*) da cadeia; o último atua a jusante (*downstream*).

Nas atividades de transporte e refino, o óleo cru e o gás natural são conduzidos até as plantas de refino para serem processados e transformados em derivados. Comparadas com as atividades de E&P, estas apresentam um menor dinamismo tecnológico, apesar dos grandes investimentos realizados nos últimos tempos em novas tecnologias, para sua adequação à legislação ambiental e às condições de demanda. Já a atividade de distribuição está vinculada à comercialização de derivados, sem grandes desafios tecnológicos. Tanto nas atividades de transporte e refino, quanto nas de distribuição, as vantagens de escala se relacionam, basicamente, ao desenvolvimento de processos e ao tamanho dos mercados (RUAS, 2012; PINTO JÚNIOR, 2007).

Nas atividades de E&P são realizados levantamentos geológicos e estudos necessários para verificar a existência de combustíveis fósseis, para avaliar as áreas descobertas, para identificar as jazidas e para viabilizar as atividades de extração de petróleo e gás natural (P&G). A atividade de produção, tanto pode ocorrer na terra, *onshore*, quanto no mar, *offshore*⁸ (PINTO JÚNIOR, 2007).

Segundo Ortiz Neto (2006) e Ortiz Neto e Shima (2008), as atividades *offshore* apareceram apenas na última década do século XIX – em águas ultrarrasas (*swallow water*, até 30 metros) -, conduzidas pela *Gulf Oil*, nas proximidades da costa da Califórnia. Inicialmente, essas atividades eram desenvolvidas de maneira bastante rudimentar e com pouco aparato científico. As dificuldades tecnológicas eram superadas de maneira empírica, pelo método *learning-by-trying*, com a utilização do mesmo padrão tecnológico do segmento *onshore*.

O abandono do padrão tecnológico utilizado no segmento *onshore* e a busca por uma trajetória tecnológica que viabilizasse a exploração *offshore* se tornaram possível, apenas, com a ampliação das descobertas e o conseqüente aumento das dificuldades operacionais impostas pela exploração em águas mais profundas e distantes da costa. Dois eventos marcaram essa transição: (i) a descoberta de importantes jazidas na região de Maracaibo, no final da década de 1920, na Venezuela, que deu maior consistência às atividades *offshore*; e (ii) o desenvolvimento do primeiro poço marítimo, na década de 1930, no Golfo do México, que favoreceu o surgimento de técnicas voltadas à E&P nessas regiões⁹ (ORTIZ NETO; SHIMA, 2008; ORTIZ NETO, 2006).

As atividades *upstream* se destacam por envolver elevados riscos de investimentos, compensados pela possibilidade de aquisição de grandes lucros. As diferenças de custos estão na origem da formação

⁸ Além das explorações convencionais (*onshore e offshore*), Viegas (2013) classifica como não convencionais as explorações de xisto, petróleo pesado, areias betuminosas e *tight oil*. A diferença básica entre as explorações convencionais e não convencionais é que nas últimas o petróleo ou é de alta viscosidade (o *tight* ou *shale* tem baixa viscosidade) ou é encontrado depositado em rochas de pouca permeabilidade.

⁹ Foi com os acentuados avanços em P&D em diversas áreas do conhecimento, principalmente aquelas reconhecidas como *big tree* (sísmica, perfuração e plataformas com seus equipamentos), que se chegou, na década de 1990, aos campos ultraprofundos (com profundidade superior a 1500 m de LDA).

e da apropriação de rendas econômicas disputadas entre empresas, governos e consumidores. Conforme sua procedência, as rendas diferenciais encontradas na IMP podem ser distinguidas e classificadas da seguinte forma: (i) rendas de posição, cuja diferenciação das jazidas se dá segundo o grau de dificuldade de acesso (por exemplo, águas profundas ou terra); (ii) rendas de localização, cuja origem está na maior ou menor proximidade geográfica das reservas com os centros consumidores, desfrutando as jazidas próximas de uma vantagem comparativa; (iii) rendas de qualidade, relacionadas aos atributos comerciais das reservas, como os óleos leves, por exemplo; e (iv) rendas tecnológicas, vinculadas as vantagens competitivas dos produtores que utilizam as tecnologias mais eficientes (PINTO JÚNIOR, 2007).

Os riscos, assim como a incerteza, são bastante freqüentes na atividade petrolífera. Os riscos de investimentos nesta atividade variam como uma função tanto da incerteza, quanto do capital investido. Os riscos de exploração, por exemplo, tendem a ser altos devido à incerteza geológica, enquanto os riscos de desenvolvimento são altos porque, apesar da reduzida incerteza – o petróleo já foi descoberto –, essa etapa requer significativo aporte de capital.

A maturidade do programa de E&P representa, também, um forte atributo para definição da magnitude do risco; com redução da incerteza à medida que o conhecimento e a experiência são adquiridos¹⁰ (NOLAN; THURBER, 2010).

As incertezas relevantes não são apenas geológicas, mas relacionadas, entre outros aspectos, com questões políticas - associadas às mudanças no regime de propriedade, nos tributos ou nas relações contratuais - e com as condições futuras do mercado - as decisões de investimentos estão pautadas no julgamento sobre os custos e os preços futuros do petróleo e gás natural. Quanto ao risco, destacam-se o risco comercial - possibilidade de não concretização da demanda ou não disponibilidade da infraestrutura necessária para conectar a oferta à demanda -, e o risco de fornecimento - possibilidade de um investimento a jusante, em uma refinaria, por exemplo, não receber fluxo de hidrocarbonetos suficiente para garantir o retorno do investimento (NOLAN; THURBER, 2010).

No gerenciamento de risco, em geral, uma empresa petrolífera, seja ela uma empresa estatal ou privada, não leva em consideração apenas a maximização do valor esperado das rendas líquidas entre todos os investimentos. A redução da exposição de capital a perdas é, também, observada. Isto pode ser alcançado através (i) da redução do capital exposto em projetos com alto grau de incerteza; (ii) e do investimento em uma carteira de projetos, para diversificação do risco. Uma maneira de reduzir a

¹⁰ A incerteza é aqui definida como um estado em que os resultados não são conhecidos. A incerteza também pode ser discutida em termos de grau, com a incerteza sendo menor, onde estimativas mais precisas de resultados são possíveis. Existe risco quando alguns dos possíveis resultados incertos envolvem uma perda. O risco é maior quando os resultados negativos são mais prováveis ou as perdas associadas a estes resultados mais elevadas (NOLAN; THURBER, 2010).

exposição do capital às perdas é através da inovação, que diminui custos. Estados produtores de petróleo criam incentivos para os agentes envolvidos na indústria inovarem e, conseqüentemente, reduzirem custos. Esses incentivos podem ser criados nos processos licitatórios para concessão de campos a serem explorados, na avaliação de desempenho dos agentes, etc. (NOLAN; THURBER, 2010).

Uma característica importante da IMP, que se deve muito às condições de risco enfatizadas acima, é a verticalização das atividades, com o objetivo de distribuição dos riscos e dos custos entre os diversos segmentos da cadeia industrial e de obtenção de um risco/custo médio que compense os diferenciais de custo e aumente os ganhos ao longo dos segmentos da indústria. A disponibilidade de recursos para produzir um fluxo de renda suficientemente amplo e estável, de forma a sustentar o investimento na descoberta de novas reservas no ritmo necessário à preservação de um horizonte de longo prazo em E&P, objetivando manter e incrementar posições competitivas na indústria, é garantida às firmas integradas (PINTO JÚNIOR, 2007; STEVENS, 1998).

Tendo a IMP um elevado grau de integração vertical, os custos fixos exercem uma enorme influência na estrutura de custos das empresas, o que torna a forte irreversibilidade das decisões de investimento outro aspecto importante dessa indústria (STEVENS, 1998). Os elevados custos fixos, assim como a natureza altamente arriscada das atividades vinculadas à IMP, impõem às empresas que atuam nesta indústria a necessidade de sustentar um elevado nível de autofinanciamento. Em função disso, a capacidade de acumulação interna dos lucros adquire importância fundamental, atribuindo às empresas melhores situadas na indústria uma poderosa vantagem competitiva (PINTO JÚNIOR, 2007).

A internacionalização das atividades, que pode estar relacionada à localização geográfica das reservas e aos mercados consumidores, é outra estratégia de sucesso para diversificação de risco amplamente utilizada pelas empresas líderes. Essa estratégia foi intensificada no período pós-Primeira Guerra Mundial, quando a produção norte-americana perde importância na oferta mundial e as grandes descobertas passam a acontecer em outras regiões, sobretudo no Oriente Médio. Um dos grandes casos de internacionalização produtiva dessa indústria, com rápido desenvolvimento da produção na Arábia Saudita, Irã, Iraque e Kuwait por empresas ocidentais, foi construído através das vantagens de verticalização de atividades, do interesse geopolítico-militar e do pioneirismo de grupos americanos e europeus (PINTO JÚNIOR, 2007).

O processo de internacionalização, por possibilitar um rápido avanço da utilização de tecnologias ligadas ao consumo de derivados, intensa acumulação de capital e formação de grandes grupos mundializados, pode ser considerado um dos pilares do crescimento industrial do pós-Guerra. As empresas que lideraram esse processo, Royal Dutch Shell, Anglo Persian Oil Company (BP), Standard

Oil of New Jersey (Esso), Standard Oil of New York (Socony/Mobil), Standard Oil of Califórnia (Chevron), Texaco e Gulf Oil, foram denominadas de “Sete Irmãs” (PINTO JÚNIOR, 2007).

O grande crescimento da IP no pós-Segunda Guerra Mundial motivou a entrada de novas empresas, tanto de países desenvolvidos, quanto de países em desenvolvimento, grandes produtores ou não. Esse movimento se intensificou nos anos de 1960 e se completou nos anos de 1970, com os choques do petróleo, quando ocorreu uma grande onda de nacionalizações e fortalecimento de empresas de países produtores (PINTO JÚNIOR, 2007).

A estrutura atual de distribuição de recursos da IP, em que se observa a progressiva exclusão dos grandes grupos de petróleo, como as antigas Sete Irmãs, das grandes províncias, especialmente aquelas controladas pelos países da OPEP, é derivada, justamente, dos movimentos iniciados nesse período. Assim, percebe-se, nas décadas subsequentes, uma trajetória de queda da relação reservas/produção dessas empresas, mesmo com a ampliação de sua atuação em outras províncias, principalmente no *offshore* profundo¹¹. Por outro lado, as empresas ligadas aos países produtores, que tiveram a sua disposição reservas abundantes, cresceram em importância, passando a ter controle sobre as decisões de produção e de investimentos em reposição de reservas (VIEGAS, 2013; NOLAN; THURBER, 2010).

Estas empresas, denominadas de *National Oil Companies (NOCs)*, são compostas por empresas estatais, controladas por Estados consumidores ou produtores, que passaram a crescer de forma expressiva na segunda metade do século XX (STEVENS, 2008). As *NOCs* de países produtores, quando comparadas com as *Majors*, possuem menor capacitação tecnológica, reduzidos ativos no *downstream*, menor internacionalização e acesso aos mercados centrais, apesar das vantagens de acesso às reservas as permitirem, nas últimas décadas, especialmente nos períodos de elevação dos preços do petróleo, importante capacidade de acumulação e crescimento (RUAS, 2012).

Além da busca pelo lucro, as *NOCs* têm a necessidade de responder aos objetivos do governo. Em sendo assim, a forma de atuação de uma *NOC* varia bastante, dependendo da forma como o governo quer controlar e beneficiar o setor de petróleo. Nas palavras de Nolan e Thurber (2010, p. 20):

Some NOCs serve regulatory functions in the oil sector (as, for example, in the case of Angola's Sonangol), some become broader development agencies (as in the case of Venezuela's PDVSA), and some play the role of administrative vehicles for state participation in oil (Nigeria's NNPC has this character to a large extent).

Diferentemente de uma empresa privada, as *NOCs* possuem uma restrição orçamentária mais suave, sendo menos expostas aos riscos de aquisição e/ou falência. Porém, essas empresas estão sujeitas

¹¹ A extração de petróleo em águas profundas está concentrada no Mar do Norte, nos Estados Unidos, na África e no Brasil; sendo as três últimas províncias conhecidas como o Triângulo de Ouro. Em 2009, tinham como produção relevante apenas oito empresas (VIEGAS, 2013).

a pressões políticas em um grau maior. Essas condições básicas têm implicações fundamentais na capacidade de gerenciamento de riscos. Primeiro, porque o *link* entre elas e o governo pode restringir suas capacidades de levantar capital de risco ou executar outras operações para o gerenciamento do risco. Com isso, a maior parte das *NOCs* continua dependente de seu próprio fluxo de caixa, ou do governo, para o financiamento de seus projetos de exploração e desenvolvimento (NOLAN; THURBER, 2010).

Segundo, pelo fato da relativa ausência de pressões competitivas reduzir o incentivo dessas no desenvolvimento de capacidades de gestão de risco, que seriam essenciais para sobrevivência em um ambiente mais competitivo. Em alguns casos, as *NOCs* podem assumir certos riscos tecnológicos, que, caso tivessem inseridas num ambiente competitivo, não assumiriam (NOLAN; THURBER, 2010).

Terceiro, as pressões políticas e sua posição privilegiada no mercado doméstico se configuram como incentivos para que as *NOCs* não se internacionalizem, reduzindo o risco de atuação num mercado global (NOLAN; THURBER, 2010).

O aumento da participação das *NOCs* na produção mundial de petróleo, assim como no provimento da infraestrutura necessária para E&P de P&G, muitas vezes veio acompanhado, embora com variações, da transformação destas companhias; de entidades burocráticas e dominadas exclusivamente pelo Estado, dependentes de uma posição monopolista em seu país de origem, em empresas de economia mista, como foi o caso da Petrobras, com modificações correspondentes em seus mecanismos de governança. Além disso, com a aceleração do processo de globalização, no início da década de 1990, e acesso a capital, tecnologia e conhecimento, muitas dessas empresas têm expandido suas operações globalmente, tanto no *upstream*, visando diversificar seu portfólio geográfico, quanto no *downstream* (em petroquímicas, refinarias e distribuição), para atingir diretamente consumidores. Enquanto essas transformações reduziram a diferença de performance das *NOCs*, quando comparadas às *Majors* do setor, distinções perduram em outras áreas, como aquelas referentes à soberania e ao papel que o setor petrolífero pode desempenhar no desenvolvimento e sustentação de economias nacionais (GOLDSTEIN, 2010).

Dentro do grupo das *NOCs*, as empresas pertencentes aos países exportadores líquidos de petróleo, membros da OPEP, destacam-se. Essas empresas, além de serem responsáveis por grande parte da produção do óleo cru do planeta, detêm as maiores concentrações de reservas. Uma série de atributos particulares justifica seu grande poder na indústria: (i) baixo custo relativo de produção, dada a estrutura geológica de seus campos produtores; (ii) capacidade de oferta flexível; (iii) proximidade de grandes centros consumidores; e (iv) atuação em cartel. A importância realmente decisiva dessas empresas apenas se revelou ao mundo nos choques do petróleo na década de 1970 (VALENTE, 2009).

A partir de sua política própria, no que se refere às quotas de produção, o grupo da OPEP ainda é relevante no processo de formação de preços, mesmo na fase atual da indústria, na qual os preços são livremente estipulados pelos mercados à vista e futuro de petróleo. Dentro de patamares mínimos (que garanta rentabilidade aceitável sobre o óleo produzido e feche o balanço de pagamentos desses países) e máximos de preços (para não atrair novos entrantes e estimular a produção de bens substitutos ao petróleo), sua função objetivo é alinhar sua margem de manobra sobre a capacidade de oferta da indústria. Essa função objetivo não foi atingida em muitos momentos da história recente da indústria, devido a grande heterogeneidade de seus membros, o que torna a coordenação interna do grupo bastante problemática (VALENTE, 2009).

Diferentemente das *NOCs*, as *Majors*, também conhecidas como *International Oil Companies (IOCs)*, possuem maior dificuldade de acesso às reservas de boa qualidade em seu território. Elas são lideradas por empresas formadas a partir das antigas Sete Irmãs. Apesar de maiores restrições de acesso às reservas, a ampla experiência na indústria, oriunda do pioneirismo e liderança histórica, possibilitam essas empresas alcançarem uma maior eficiência operacional, acumularem capacitações para o desenvolvimento de tecnologias, ampliarem infra-estrutura no *downstream*, internacionalizarem-se e acessarem aos grandes mercados, marcas e produtos consolidados. Outra característica marcante dessas empresas é sua forte atuação nas indústrias correlatas do gás natural e petroquímica, e nos setores elétricos e de energia alternativa, assumindo a alcunha de “empresas de energia”. O amplo apoio político e militar dos governos de seus países se soma a essas vantagens e confere às referidas empresas, individualmente, a capacidade de auferir as maiores receitas e lucros da indústria mundial (RUAS, 2012).

A maximização dos lucros é o principal foco destas companhias. Com o objetivo de maximização do lucro, elas competem pela oportunidade de investir, para atrair e reter capital intelectual e por capital de risco. A oportunidade de investir na exploração e desenvolvimento é garantida pela promessa ao Estado detentor das reservas de que gerará maior valor para ele, seja através de pagamentos em dinheiro não reembolsáveis, seja através de um programa de trabalho mínimo maior do que a concorrência. Para cumprir essa promessa, a empresa deve ser capaz de gerar mais valor que seus concorrentes, através de um maior nível de extração e recuperação de petróleo e desenvolvimento de tecnologias redutoras de custos (NOLAN; THURBER, 2010).

As habilidades desenvolvidas por essas empresas para sobreviver no mercado, tornam-as mais capacitadas para gerenciar risco, quando comparadas com as *NOCs*. Primeiro, incentivos comerciais as impulsionam à refinar sua capacidade de previsão de resultados incertos, através da aplicação da Geociência. Segundo, inovações em soluções de engenharia aumentam os lucros, reduzindo o capital

colocado em risco. Terceiro, o desenvolvimento de um portfólio global de empreendimentos reduz drasticamente a variância da rentabilidade (NOLAN; THURBER, 2010).

A segmentação das petrolíferas em dois grandes grupos – *NOCs e IOCs* –, conforme Valente (2009), apesar do poder de síntese, não permite classificar alguns conjuntos distintos de firmas, a saber:

(i) empresas estatais de países consumidores, cujo principal interesse do controle público é a garantia de segurança energética do país. Por estarem mais preocupadas em garantir o abastecimento de seus países, estas são mais obstáculos para expansão das *Majors* - apesar de em muitos casos serem parceiras, por uma questão de dependência tecnológica e financeira, na E&P de petróleo –, do que concorrentes. Essas empresas foram importantes até os anos de 1980 e 1990, quando privatizações transformaram seu perfil patrimonial, que, sem controle direto do Estado, passaram a adotar estratégias semelhantes às *IOCs*;

(ii) empresas mistas, que, apesar de preservar boa parte do controle estratégico nas mãos do Estado, possuem uma maior orientação à prática de mercado, com capacitações tecnológicas superiores às *NOCs* e investimentos em P&D, em alguns casos, próximos às *IOCs*. Com acesso privilegiado às reservas e grandes mercados consumidores estão, cada vez mais, desafiando a coordenação oligopolística mais ou menos estável das *Majors* e das empresas OPEP; e

(iii) empresas independentes, assim definidas por não participarem da coordenação oligopolística da indústria, sendo essencialmente seguidoras das *Majors* e *NOCs*. Atuam geralmente nos Estados Unidos, Europa e Japão. Foram importantes historicamente na formação da indústria e com crescimento substancial nos últimos trinta anos. Caracterizam-se por um menor nível de integração vertical, com alguns casos de especialização em E&P ou refino.

A emergência das *NOCs* e das empresas mistas deu à intervenção estatal contornos particulares. O direcionamento de seus gastos para o mercado nacional e, em alguns casos, a configuração de redes de aprendizado tecnológico locais potencializaram a formação de indústrias nacionais de fornecedores. É preciso destacar, contudo, que poucos foram os governos que esboçaram preocupação com a formação de *players* nacionais na indústria de fornecedores, estando as políticas de nacionalização de encomendas geralmente associadas à atração de IDE e instalação de filiais de empresas para-petrolíferas de países centrais, pelo menos no que se refere aos segmentos mais complexos da indústria (RUAS, 2012). Na próxima seção se discutirá a Indústria Petrolífera brasileira.

4 A IPGN brasileira: mudanças no plano jurídico e na estratégia de gestão da Petrobras

A história da IPGN brasileira se confunde com a história da Petrobras. Esta foi criada em 1953, sob a forma de uma Sociedade de Economia Mista - tipo societário em que se verifica a associação de

capital estatal e privado -, com a finalidade de exercer o monopólio da União na exploração, produção, refino e transporte do petróleo no Brasil. Em 1997, no bojo do processo de reestruturação ou desarticulação das atividades produtivas do Estado, com a privatização e abertura de capital de grandes empresas, o Presidente sanciona a Lei 9.478, determinando o fim do monopólio da Petrobras e permitindo a contratação de empresas públicas ou privadas para atuação na atividade petrolífera do país (GOLDSTEIN, 2010; GOBETTI, 2009).

Em agosto de 2000, a companhia obtém uma receita equivalente a US\$ 4,8 bilhões, com a venda de ações ordinárias que excediam o mínimo necessário à manutenção do controle acionário nas mãos da União, numa *initial public offering (IPO)* na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA) e na *New York Stock Exchange (NYSE)*. No Brasil, esta foi a primeira vez que ações foram oferecidas não apenas para investidores institucionais, mas, também, através da rede bancária, para investidores de varejo (GOLDSTEIN, 2010; GOBETTI, 2009). Após abertura de capital na *NYSE*, a lei norte-americana às questões societárias passou a ter fórum para aplicação na Petrobras (CABRAL, 2013).

Em 2010, o mercado acionário viabilizou a capitalização da Petrobras com cerca de US\$ 70 bilhões - com preservação da participação do controlador, quando considerada parcela do tesouro nacional -, após anúncio da descoberta do Campo de Tupi, no pré-sal, em novembro de 2007, o maior do mundo desde uma descoberta no Cazaquistão, em 2000 (CABRAL, 2013; GOLDSTEIN, 2010).

O capital social da Petrobras, em julho de 2019, era formado por 13.044.496.930,00 ações sem valor nominal, sendo 57,05% de ações ordinárias, com direito a voto, e 42,95% de ações preferenciais. A União Federal e seus agentes (somadas as ações da União, BNDESPar, BNDES e Caixa Econômica Federal) exercem o controle acionário, com 60,4% das ações com direito a voto. Considerando-se o capital total, a União Federal e seus agentes respondem por 42,7% do capital social da companhia.

Outro dado que merece destaque é que 38,0% do capital social estão nas mãos de estrangeiros (pessoas físicas, instituições financeiras e simples especuladores); este número é obtido com a soma dos dois tipos de *American Depositary Receipts (ADR)*, negociados no mercado dos EUA, e as ações em poder de estrangeiros, conforme a Resolução nº 2.689, do Conselho Monetário Nacional (CMN).

A natureza híbrida da Petrobras, uma empresa de capital aberto, com participação majoritária do Estado no capital votante, tem suscitado bastantes discussões no que se refere à qual deve ser sua função objetivo. Nessa seção se discutirá as mudanças ocorridas na IPGN brasileira, após promulgação da Lei 12.351/2010.

4.1 Petrobras: do regime de concessão ao de partilha de produção

A Petrobras, desde a sua criação, opera ao longo de toda cadeia de P&G no país, exceto distribuição e comercialização. A estatal, durante as três primeiras décadas de sua existência, encampou as diretrizes políticas do Estado, centradas no desenvolvimento da indústria doméstica, a partir da adoção de uma política de Substituição de Importações (SI) (SILVA, 2009).

No primeiro momento (1954-1979), a companhia utilizou seu volume de investimentos para fomentar a indústria local na área de refino e transporte, *downstream*. O reduzido preço do barril de petróleo, em relação ao de seus derivados, até 1972, explica o investimento majoritário nesta área¹² (ORTIZ NETO, 2006).

A partir do segundo choque do petróleo, em 1979, as iniciativas em direção à nacionalização de equipamentos de E&P, *upstream*, passam a ser mais efetivas. As mudanças das condições de mercado, com o aumento dos preços do petróleo, elevaram não apenas os investimentos em E&P, mas a participação desse segmento nos investimentos totais da empresa (ORTIZ NETO, 2006).

O esforço tecnológico da Petrobras reduziu o impacto dos choques, provendo o país de importantes reservas, destacando-se o campo da Garoupa (1974), os campos de Badejo (1975), Namorado (1975), Enchova (1976) e Cherne (1977), todos na Bacia de Campos (SILVA, 2009).

Com a revisão das políticas nos anos de 1990, promoveu-se, na IPGN brasileira, mudanças no plano jurídico. Dentre estas mudanças se destacaram a lei de concessões de serviços públicos (Lei 8.987/95) e a quebra do monopólio da Petrobras (Lei 9.478/97).

A Lei 8.987/95 estabeleceu a base jurídica para a concorrência e para a atuação, em projetos energéticos, da iniciativa privada. A Petrobras, que gozava de liberdade na aquisição de bens e serviços, passou a ser obrigada a abrir participação nas licitações à empresas do país e do exterior. Com isto, a indústria nacional perdeu competitividade por apresentar uma estrutura de custos desfavorável, quando comparada à empresas do exterior¹³ (SILVA; FURTADO, 2006).

A Lei 9.478/97 autorizou a contratação pelo Governo Federal de empresas públicas ou privadas para participação nas atividades econômicas de E&P, refino, exportação, importação e transporte de bens e derivados de petróleo, anteriormente reservadas à Petrobras¹⁴ (SILVA, 2009; ORTIZ NETO, 2006). A

¹² Na década de 1970 e início da de 1980, os investimentos na indústria nacional, que repercutiram na IPGN, foram alavancados pelos Planos Nacionais de Desenvolvimento (PNDs). Esses tinham como foco a SI, proibindo ou impondo barreiras à importação de tudo que pudesse ser fabricado ou que tivesse similar no Brasil.

¹³ Essa lei foi flexibilizada pelo decreto 2.745/98, que possibilitou aquisições de equipamentos e serviços pelo mecanismo de negociação direta com os fornecedores locais e estrangeiros, dispensando a realização de licitações.

¹⁴ A partir da aprovação dessa lei, foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Fundo Setorial do Petróleo (CTPetro). As atribuições de cada um destes órgãos podem ser encontradas em: Silva (2009); Ortiz Neto (2006).

introdução da Lei 9.478/97, segundo Schutte (2012), deu-se num contexto em que os preços internacionais tendiam à queda e os custos de produção no Brasil eram relativamente altos, havendo necessidade de investimentos privados para viabilizar o financiamento da E&P diante do risco exploratório.

Com o anúncio do pré-sal, em 2007, essas questões passaram a ser colocadas em outro patamar, já que: (i) o risco exploratório era baixo; e os (ii) campos gigantes. A partir deste contexto, foi estabelecido, em 2010, um novo marco regulatório, que incluía: a Lei n. 12.276/10 (Cessão Onerosa), a Lei n. 12.304/10 (Pré-Sal Petróleo S.A - PPSA) e a Lei n. 12.351/10 (regime de partilha e Fundo Social) (SCHUTTE, 2012).

O sistema de partilha foi a principal alteração deste marco. Com a opção do Governo de respeitar os contratos existentes, esse sistema apenas se aplicaria às novas áreas do pré-sal, ainda não adquiridas, permanecendo o regime de concessão nas áreas já licitadas e nas áreas fora do pré-sal a serem licitadas (SCHUTTE, 2012). O elemento central deste regime é a propriedade sobre os minerais, quando extraídos, permanecer estatal. Contudo, para compensar os custos e riscos, assim como os pagamentos realizados ao governo na forma de participações governamentais e tributos, os volumes produzidos são repartidos com a petroleira (ou consórcio) contratada para o financiamento e realização das operações¹⁵ (ZACOUR *ET ALLI*, 2012).

Nos termos da Lei 12.351/10, além da Petrobras ser a operadora de todos os blocos, ela teria uma participação mínima de 30% no consórcio formado para executar as atividades sob esse regime, que poderia ser ampliada caso participasse dos procedimentos licitatórios da ANP (ZACOUR *ET ALLI*, 2012). Sendo a Petrobras a operadora do consórcio, apesar de não, necessariamente, participar deste no momento da licitação, o cumprimento de exigência de Conteúdo Local dependeria estritamente dela. O que não implicaria que as multas em decorrência do não cumprimento não fossem compartilhadas por investidores privados, apesar da incapacidade destes influenciarem no resultado do CL (GUIMARÃES, 2013; CNI, 2012). Na próxima subseção se discutirão as mudanças no plano jurídico na IPGN brasileira e na gestão estratégica de seu principal *player*, a Petrobras.

4.2 Petrobras: reversão do marco regulatório, política de conteúdo local e programa de desinvestimentos

Em 29 de Novembro de 2016, alterando a Lei 12.351/10, foi sancionada a Lei 13.365 - originada no Projeto de Lei do Senado (PLS) 131/2015 -, que facultou à Petrobras o direito de preferência para

¹⁵ A petroleira, em caso de descoberta comercial, adquire o direito de propriedade (i) do volume da produção correspondente ao "óleo custo", (ii) do volume correspondente aos *royalties* a serem pagos, e (iii) do volume correspondente ao "óleo lucro", proporcional a sua participação. À União caberá parte do produzido, de acordo com o percentual do "óleo lucro" (ZACOUR *ET ALLI*, 2012).

atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção. A alteração da lei foi justificada: (i) pela urgência na exploração do pré-sal, que garantiria a oferta interna de petróleo em futuro próximo; (ii) pela difícil situação gerada pela sucessão de escândalos associados às alegações de cartel, suborno e lavagem de dinheiro, o que dificultaria a obtenção de financiamento no mercado externo e, conseqüentemente, o implemento do programa de investimento previsto em seu Plano de Negócios e Gestão (PNG), 2014-2018; e (iii) pela queda no preço no mercado internacional do petróleo, que poderia reduzir a rentabilidade dos projetos de exploração do pré-sal (BRASIL, 2015).

Um outro fato que flexibilizou a forma de atuação da Petrobras na Indústria de Petróleo e Gás Natural (IPGN) brasileira foi a implementação da Resolução CNPE N° 01, de 21 de março de 2018, que legitimou a possibilidade da ANP adotar exigências de conteúdo local diferentes das vigentes nos Contratos de Concessão, assinados até a Décima Terceira Rodada, na Primeira e na Segunda Rodadas de Partilha de Produção e na Cessão Onerosa. Conforme esta resolução, desde que os fornecedores brasileiros apresentem condições de preço, prazo e qualidade mais favoráveis ou equivalentes às de fornecedores não brasileiros, o concessionário estaria obrigado a cumprir os seguintes percentuais mínimos obrigatórios de Conteúdo Local:

Na Fase de Exploração para Blocos em terra: Conteúdo Local global de 50% (cinquenta por cento). Na Fase de Exploração para Blocos em mar: Conteúdo Local global de 18% (dezoito por cento). Na Etapa de Desenvolvimento ou para cada Módulo de Desenvolvimento, no caso de Desenvolvimento modular, para Campos em terra: Conteúdo Local global de 50% (cinquenta por cento). Na Etapa de Desenvolvimento ou para cada Módulo de Desenvolvimento, no caso de Desenvolvimento modular, para Campos em mar, para os seguintes Macrogrupos: a) Construção de Poço: 25% (vinte e cinco por cento). b) Sistema de Coleta e Escoamento da Produção: 40% (quarenta por cento). c) Unidade Estacionária de Produção: 40% (quarenta por cento) para Engenharia, 40% (quarenta por cento) para Máquinas e Equipamentos, 40% (quarenta por cento) para Construção, Integração e Montagem. (CNPE, 2018).

Tais percentuais são bem inferiores aos que vigoraram nas Rodadas de 7 a 12, realizadas entre os anos de 2005 e 2013, que compreendiam metas globais para a Fase de Exploração e para a Etapa de Desenvolvimento, e metas específicas relativas a cada um dos 34 itens e dos 30 subitens¹⁶ (GUIMARÃES, 2013; CNI, 2012).

Além da mudança do marco regulatório, pela Lei 13.365/2015, e das mudanças dos percentuais mínimos de conteúdo local, previstas na Resolução CNPE N° 01, que tiveram impacto efetivo no desenvolvimento da IPGN brasileira, a Petrobras, principalmente a partir de 2015, implementa um audacioso programa de desinvestimentos, visando a redução da alavancagem, a preservação do caixa e a

¹⁶ Os referidos percentuais, assim como as metas específicas relativas a cada um dos 34 itens e dos 30 subitens podem ser conferidas em CNI (2012).

concentração dos investimentos prioritários, de produção de P&G no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

A palavra desinvestimento aparece pela primeira vez nos Relatórios Anual da Petrobras, entre os anos de 2006 e 2018, em 2011. Quando a companhia incluiu em seu PNG 2011-2015, visando a eficiência na gestão de seus ativos, um programa de desinvestimento de US\$ 13,6 bilhões (PETROBRAS, 2019-2007).

No ano de 2012, com o objetivo de aprimorar os resultados econômico-financeiros da Companhia, foi criado, entre outros, o Programa de Desinvestimento (Prodesin). Neste ano, o recebimento pela venda de ativos foi de R\$ 569 milhões. Nos anos de 2013, 2014 e 2015 a venda de ativos totalizou R\$ 8,38 bilhões, R\$ 9,40 bilhões e R\$ 658 milhões de contribuição ao caixa (PETROBRAS, 2019-2007).

O plano de desinvestimento ganha um novo fôlego no ano de 2015, através do Programa Parcerias e Desinvestimentos. Para o biênio 2015-2016 foram previstos desinvestimentos no valor de US\$ 13,7 bilhões, totalmente executado, superior ao previsto para o quadriênio 2011-2015. Para o biênio 2017-2018, a previsão do Programa foi de US\$ 21 bilhões (PETROBRAS, 2019-2007). Na próxima seção se analisará a evolução dos indicadores econômicos e financeiros da companhia entre os anos de 2006 e 2018, influenciada pelas mudanças no plano jurídico da IPGN brasileira, discutidas nessa seção, e a avaliação do mercado quanto a governança da Petrobras neste período.

5 Petrobras, gestão estratégica e desempenho: uma análise do período 2006-2018

5.1 Petrobras: alguns indicadores econômicos e financeiros (2006-2018)

Conforme apresenta a Tabela 1, o total de investimentos da Petrobras apresentou uma tendência crescente até o ano de 2013, exibindo uma tendência decrescente a partir daí. O investimento total da companhia no ano de 2018 representou 37,46% do total investido em 2013. Essa queda do investimento foi justificada, entre outros fatores: (i) pela difícil situação gerada pela sucessão de escândalos associados às alegações de cartel, suborno e lavagem de dinheiro, que gerou elevados prejuízos financeiros à companhia; (ii) pela necessidade de redução da alavancagem e preservação do caixa da companhia; e (iii) pela opção estratégica de concentração dos investimentos prioritários de produção de P&G no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

Tabela 1 - Investimentos da Petrobras por áreas de negócios, 2006-2017 (valores constantes Dez/2012).

Investimento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
E&P	21095,85	24288,50	30710,77	36792,13	36550,46	36251,26	42970,00	56645,26	50486,77	50768,98	35641,84	29051,94	31809,42
Abastecimento	5759,55	12702,08	12590,89	19707,47	31569,38	28700,63	28860,00	29024,64	16206,02	6726,86	3041,44	2998,98	3068,90
G&E	2157,25	2131,08	4758,16	7833,80	5505,23	4072,72	4166,00	5588,71	5325,70	2069,37	1829,99	2639,22	1201,98
Demais áreas	17391,61	20597,36	18373,91	20137,24	12505,11	7758,07	8141,00	7330,75	5302,63	1625,99	1238,60	641,12	846,70
Total	46404,25	59719,02	66433,73	84470,65	86130,17	76782,69	84137,00	98589,37	77321,12	61191,21	41751,87	35331,26	36926,99

Fonte: Petrobras (2019; 2018; 2017; 2016; 2015; 2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

Ainda conforme a Tabela 1, é possível constatar que a área de negócio E&P teve a maior participação relativa do total de investimentos no período analisado. Porém, esta tendência tem se acentuado desde o ano de 2010, dada necessidade de exploração da província do pré-sal, que teve sua existência anunciada no ano de 2007, e a opção estratégica da companhia, principalmente nos últimos anos, conforme mencionado, de concentração dos investimentos prioritários de produção de P&G no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

Com a análise por segmentos de negócios, a série de resultados consolidados revela que as áreas de E&P e Abastecimento têm sido as atividades mais lucrativas da Petrobras, como demonstra a Tabela 2. A área de Abastecimento acumulou prejuízos entre os anos de 2011 e 2014, devido a política de subsídio para o preço da gasolina, diesel e gás liquefeito de petróleo, estabelecido pelo governo, no fim de 2010, visando controlar a inflação. Nos anos de 2015 e 2016 se percebeu o aumento dos lucros nesta área, com redução nos anos seguintes. No que se refere a área de E&P se percebeu uma queda dos lucros a partir de 2013, com prejuízo em 2015, e uma recuperação a partir de 2016.

Tabela 2 - Lucros da Petrobras por áreas de negócios, 2006-2018 (valores constantes Dez/2012).

Lucro por área de negócio	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
E&P	34111	35379	45653	23027	33468	42965	45446	39857	28401	-10393	3592	16452	33057
Abastecimento	8417	7792	-5021	16142	4195	-10536	-22932	-16744	-35347	14459	15535	9899	6287
G&E	-1637	-1821	-351	839	1442	3291	1638	1186	-697	339	1929	4479	1278
Biocombustíveis	0	0	0	0	0	-166	-218	-240	-264	-775	-796	-108	2
Distribuição	806	1047	1535	1489	1429	1244	1794	1712	1188	-640	166	1218	965
Internacional (2)	485	-1349	-2068	-137	1488	2063	1305	3444	0	0	0	0	0
Corporativo	-5764	-10753	1977	-4293	-1286	-1309	-4936	-6758	-13445	-32000	-28870	-31641	-21002
Eliminações e ajustes	-714	-1927	508	-1191	-1071	-2291	-915	-203	1009	1079	-2737	-625	-1305
Lucro líquido consolidado	35705	28369	42233	35875	39665	35258	21182	22255	-19155	-27931	-11182	-327	19282

Fonte: Petrobras (2019; 2018; 2017; 2016; 2015; 2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

A redução do investimento na Petrobras também atingiu as atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da companhia. A Petrobras, que em 2011 investiu 1,00% das suas receitas de venda com P&D, em 2018 essa proporção caiu para 0,67%. Outro dado que merece ser mencionado, associado, também, com o processo de redução de investimentos da companhia, é a redução do número de empregados, tanto da Petrobras Controladora, quanto das Empresas Controladas no Brasil, a partir do ano de 2014. Em 2018, a Petrobras teve 73,58% do número de funcionários de 2013, quando a Petrobras teve o maior número de funcionários do período analisado.

Com este cenário, o endividamento bruto total da companhia, que cresceu cerca de 516%, entre os anos de 2006 e 2015, tendo o endividamento de curto prazo crescido cerca de 156%, e o endividamento de longo prazo, aproximadamente, 656%, passa a decrescer a partir do ano de 2016.

A política descrita nos parágrafos anteriores permitiu a melhora de alguns indicadores econômicos e financeiros da Petrobras. Com a análise da Tabela 3, que apresenta alguns destes indicadores - liquidez, rentabilidade, endividamento e geração de caixa -, percebe-se que a companhia, em 2018, apresentou os melhores resultados da série iniciada em 2014. Considerando o EBITDA, a companhia, em 2018, alcançou o melhor resultado da série iniciada em 2016.

Tabela 3 - Evolução de indicadores financeiros do grupo Petrobras (valores constantes de Dez/2012).

Indicadores	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Liquidez Geral	0,80	0,69	0,56	0,56	0,69	0,61	0,50	0,41	0,38	0,38	0,38	0,40	0,40
ROIC (L/I)	0,77	0,48	0,64	0,41	0,47	0,46	0,25	0,22	-0,25	-0,46	-0,24	0,01	0,54
Alavancagem (End./L. Líq.)	1,80	1,85	1,91	3,53	3,24	4,70	9,37	11,64	-16,01	-14,02	-29,57	958,84	12,24
EBITDA	70.068	66.143	71.192	71.034	66.945	65.881	53.439	59.453	53.135	61.538	66.903	56.094	85.905

Fonte: Petrobras (2019; 2018; 2017; 2016; 2015; 2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

* ROIC é a relação entre lucro e investimento.

** Alavancagem é a relação entre endividamento e lucro líquido.

*** EBITDA (*earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization*), sigla em inglês para lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA).

Fonte: Petrobras (2019, 2018, 2017; 2016; 2015; 2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

Diante desse quadro, analisar-se-á, nas próximas subseções, o desempenho bursátil da Petrobras, assim como a avaliação da governança corporativa da Petrobras pelas agências de *rating*.

5.2 Resposta do mercado de ações¹⁷

A política de dividendos da Petrobras, prevista em seu estatuto, determina que o valor mínimo a ser distribuído é de 25% do lucro líquido ajustado, tanto para ações ordinárias (ON), quanto preferenciais (PN). Priorizando as PN, no caso de reembolso do capital e no recebimento dos dividendos de, no mínimo, 5% calculado sobre parcela do capital representada por essa categoria de ações, ou de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, preponderando sempre o maior. Desde o ano 2000, embora o estatuto da companhia garanta (i) maiores dividendos para as ações PN, os pagamentos eram idênticos para ambas as categorias, e (ii) um valor mínimo a ser distribuído, a remuneração se dava de forma mais generosa do que a prevista.

Nos anos de 2012 e 2013, o pagamento se deu de modo diferenciado. A empresa distribuiu o mínimo exigido tanto para as ações ON, quanto para as PN. Essa redução foi justificada pela tentativa da companhia manter caixa para conseguir cumprir seu plano de investimentos, previsto no Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2014-2018, mesmo com a redução do lucro. Entre os anos de 2014 e 2017, a companhia não distribuiu dividendos, em função dos prejuízos incorridos, conforme mostrado na Tabela 2, voltando a distribuir no ano de 2018 (PETROBRAS, 2019-2007).

¹⁷ As informações contidas nesta seção foram construídas a partir de Petrobras (2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

Os dividendos distribuídos explicam, pelo menos em parte, as oscilações nos preços das ações da companhia. A trajetória declinante da ação da Petrobras, até o ano de 2015, fez com que houvesse uma redução de seu valor de mercado. No fechamento de 30 de dezembro de 2015, em valores de 2012, o valor de mercado da empresa era de R\$ 81.232 milhões, correspondente a 39,28% do valor do patrimônio líquido, de R\$ 206.801 milhões. A partir de 2016, este percentual aumenta consideravelmente, chegando, em 2018, à 111,48% (PETROBRAS, 2019-2007).

Apesar da queda do valor de mercado, a Petrobras continuou entre as cem maiores empresas do mundo em capitalização, segundo o *ranking* da PWC (2013). Entre as empresas petrolíferas presentes, houve uma queda generalizada de posições, porém, a Petrobras, que saiu da 12ª posição, em 31 de março de 2008, para a 49ª, em 31 de março de 2013, perdendo 37 posições, foi a quarta que mais perdeu. Em 31 de março de 2014 a Petrobras aparecia na 91ª posição, só voltando a aparecer neste *rank* em março de 2019, ocupando a 97ª posição (PWC, 2019-2007).

Na próxima subseção se verificará o impacto que o desempenho bursátil da Petrobras tem tido na classificação de risco da companhia, conferida por agências internacionais.

5.3 Impacto no *credit rating* da Petrobras

A análise dos *ratings* da Petrobras, assim como das demais empresas petrolíferas, dá-se de maneira similar às empresas industriais – que consideram na análise o conjunto da situação financeira da empresa e seus potenciais fluxos de caixa futuros -, com exceção dos indicadores de produção e reservas, construídos obedecendo às particularidades da *commodity*.

A Petrobras, entre os anos de 2013 e 2016, sofreu com o rebaixamento de suas notas de crédito pelas agências de *ratings* Moody's, Fitch e Standard & Poor's. Segundo estas agências, o rebaixamento foi reflexo da alta alavancagem financeira da empresa, devido a seu programa de exploração e desenvolvimento *offshore*, um dos maiores do mundo, conforme previa o PNG 2014-2018. Os riscos envolvidos na E&P da nova fronteira geológica, as perdas no *downstream*, causadas pelo aumento das importações de produtos refinados, e a prática de preços máximos sobre estes produtos no Brasil, entre os anos de 2011 e 2014, e as mudanças regulatórias previstas na Lei 12.351/10 e a política de CL mínimo também foram levados em consideração. Como fatores positivos que influenciaram as classificações, destacam-se: (i) a posição dominante da Petrobras no setor de energia brasileiro, com reservas de hidrocarbonetos e produção *offshore* de P&G que se destacam mundialmente; e (ii) sua posição de liderança na aplicação de tecnologias para E&P em áreas *offshore* (MOODY'S, 2014; FITCH, 2014; STANDARD & POOR'S, 2014).

Vale ressaltar que a elevação do *credit rating* da Petrobras à categoria de *investment grade* pela Moody's, em 2005, e pela agência Standard & Poor's e Fitch, em 2007, possibilitou-a ter acesso à financiamento com menores *spreads*, o que lhe permitiu aumentar seus investimentos. Em 2015, estas agências retiraram o grau de investimento da Petrobras (PETROBRAS, 2019).

Porém, desde 2016, estas agências, com exceção da Fitch, têm melhorado suas avaliações com relação ao risco de crédito da Petrobras, mesmo reconhecendo que a companhia estaria exposta aos passivos contingentes relativos as investigações da Operação Lava Jato, que poderiam se materializar ao longo do ano de 2017. Segundo a Moody's (2016) e Standard & Poor's (2017), esta melhora foi justificada por: (i) fatores externos que ajudaram a companhia atingir algumas metas de geração de caixa e venda de ativos para o ano, incluindo uma melhor expectativa do mercado, após o processo de *impeachment*; (ii) melhora na capacidade de gestão, que proporcionou um avanço em suas estratégias financeiras e operacionais e seu compromisso com políticas financeiras conservadoras; (iii) maior autonomia em relação à política de preços, tendo os preços internacionais como parâmetro para os preços nacionais; (iv) melhora do ambiente regulatório, com desobrigação de participação acionária mínima de 30%, por parte da Petrobras, em todos os novos projetos de E&P, além da flexibilização dos requisitos mínimos de conteúdo local. Segundo sítio da companhia, a agência Fitch reduziu sua classificação, em 2018, em função do rebaixamento do *rating* do Brasil.

Com o exposto nessa seção, percebeu-se uma melhora dos indicadores econômico-financeiros da Petrobras, influenciada pelas mudanças no plano jurídico da IPGN brasileira, após promulgação da Lei 12.351/10, e de gestão estratégica da companhia, principalmente após o ano de 2013. As referidas mudanças eram apontadas pelas agências de *ratings*, desde 2010, como condição necessária para melhora da avaliação de risco de crédito da empresa. Na próxima seção serão apresentadas as considerações finais.

6 Considerações finais

A IMP, que se originou nos anos de 1860, quando foram inauguradas as atividades de produção comercial nos Estados Unidos, configura-se como um oligopólio internacional formado por grandes empresas muito competitivas, que atuam com escalas elevadas, tecnologia avançada e significativo poder financeiro. Com isso, os riscos, assim como a incerteza, são bastante freqüentes na atividade petrolífera.

Uma característica importante da IMP, que se deve muito às condições de risco, é a verticalização das atividades, com o objetivo de distribuição dos riscos e dos custos entre os diversos segmentos da cadeia industrial e de obtenção de um risco/custo médio que compense os diferenciais de custo e aumente os ganhos ao longo dos segmentos da indústria (PINTO JÚNIOR, 2007; STEVENS, 1998).

Tendo a IMP um elevado grau de integração vertical, os custos fixos exercem uma enorme influência na estrutura de custos das empresas, o que torna a forte irreversibilidade das decisões de investimento outro aspecto importante dessa indústria (STEVENS, 1998). Os elevados custos fixos, assim como a natureza altamente arriscada das atividades vinculadas à IMP, impõem às empresas que atuam nesta indústria a necessidade de sustentar um elevado nível de autofinanciamento. Em função disso, a capacidade de acumulação interna dos lucros adquire importância fundamental, atribuindo às empresas melhores situadas na indústria uma poderosa vantagem competitiva (PINTO JÚNIOR, 2007).

A IPGN brasileira, que tem a Petrobras S.A como seu principal *player*, vem passando por algumas mudanças no plano jurídico, após a promulgação da lei 12.351/2010. Nos termos da referida lei, além da Petrobras ser a operadora de todos os blocos concedidos, ela teria uma participação mínima de 30% no consórcio formado para executar as atividades sob esse regime e o cumprimento de exigência de Conteúdo Local dependeria estritamente dela.

Em 29 de novembro de 2016, foi sancionada a Lei 13.365, alterando a Lei 12.351/10. A referida Lei passou a facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção. A alteração da lei foi justificada: (i) pela urgência na exploração do pré-sal, que garantiria a oferta interna de petróleo em futuro próximo; (ii) pela difícil situação gerada pela Operação Lava Jato, o que dificultaria a obtenção de financiamento no mercado externo e, conseqüentemente, o implemento do programa de investimento previsto em seu Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2014-2018; e (iii) pela queda no preço no mercado internacional do petróleo, que poderia reduzir a rentabilidade dos projetos de exploração do pré-sal.

Uma outra mudança na IPGN brasileira, que flexibilizou a forma de atuação da Petrobras, foi a implementação da Resolução CNPE nº 01, de 21 de março de 2018, que legitimou a possibilidade da ANP adotar exigências de conteúdo local mais flexíveis que as vigentes nos Contratos de Concessão, assinados até a Décima Terceira Rodada, na Primeira e na Segunda Rodadas de Partilha de Produção e na Cessão Onerosa.

Além da mudança do marco regulatório e nos percentuais mínimos de conteúdo local, que tiveram impacto efetivo no desenvolvimento da IPGN brasileira, a Petrobras, principalmente a partir de 2015, implementa um audacioso programa de desinvestimentos, visando a redução da alavancagem, a preservação do caixa e a concentração dos investimentos prioritários, de produção de P&G no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

A elevada alavancagem da empresa, juntamente com os riscos envolvidos na E&P do pré-sal, as perdas no *downstream*, causadas pelo aumento das importações de produtos refinados, e a prática de preços máximos sobre estes produtos no Brasil, entre os anos de 2011 e 2014, e as mudanças regulatórias previstas na Lei 12.351/10 e a política de CL mínimo, fizeram com que a companhia, entre os anos de 2013 e 2016, sofresse com o rebaixamento de suas notas de crédito pelas agências de *ratings* Moody`s, Fitch e Standard & Poor`s. Porém, desde 2016, estas agências, com exceção da Fitch, têm melhorado suas avaliações com relação ao risco de crédito da Petrobras, mesmo reconhecendo que a companhia estaria exposta aos passivos contingentes relativos as investigações da Operação Lava Jato, que poderiam se materializar ao longo do ano de 2017.

Segundo a Moody`s (2016) e a Standard & Poor`s (2017), esta melhora foi justificada por: (i) fatores externos que ajudaram a companhia atingir algumas metas de geração de caixa e venda de ativos, incluindo uma melhor expectativa do mercado, após o processo de *impeachment*; (ii) melhora na capacidade de gestão, que proporcionou um avanço em suas estratégias financeiras e operacionais e seu compromisso com políticas financeiras conservadoras; (iii) maior autonomia em relação à política de preços, tendo os preços internacionais como parâmetro para os preços nacionais; (iv) melhora do ambiente regulatório, com desobrigação de participação acionária mínima de 30%, por parte da Petrobras, em todos os novos projetos de E&P, além da flexibilização dos requisitos mínimos CL.

Com isso, argumenta-se que as mudanças no plano jurídico da IPGN brasileira, após promulgação da Lei 12.351/10, e de gestão estratégica da companhia, após o ano de 2013, que tiveram influência na melhora dos indicadores econômico-financeiros da Petrobras, já eram apontadas pelas agências de *ratings*, desde 2010, como condição necessária para melhora da avaliação de risco de crédito da empresa.

Na medida em que tais mudanças significaram (i) a redução de tamanho da Petrobras, que sempre se caracterizou por ser uma empresa integrada - pela priorização de suas atividades na área de E&P, que culminou na venda de ativos e na redução de seu quadro de colaboradores -, e, conseqüentemente, (ii) a perda de sua importância no desenvolvimento industrial brasileiro - ao facultá-la o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção, ao flexibilizar os critérios de conteúdo local e ao reduzir seu investimento em P&D -, conclui-se que estas estão alinhadas ao modelo de governança baseado na MVA.

Diante disso, espera-se que a aplicação deste modelo de governança impacte negativamente na competitividade da Petrobras, que está inserida em uma indústria que se caracteriza por ser um oligopólio internacional, que envolve atividades de alto risco, conforme comentado, que impõe as empresas atuantes

nessa indústria a necessidade de verticalização de suas atividades, com o objetivo de distribuição dos custos e dos riscos entre os diversos segmentos da cadeia, aumentando os ganhos e viabilizando elevado grau de autofinanciamento de seus investimentos.

Referências

AGLIETTA, M. (2000). Shareholder value and corporate governance: some tricky questions. *Economy and Society*, London, v. 29, n.1, pp. 146-159.

BRASIL (2010). Câmara dos Deputados. Lei nº 13.251, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. Brasília. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2010/lei-12351-22-dezembro-2010-609797-norma-actualizada-pl.html>>. Acesso em: 18 set. 2019.

CABRAL, M. A. (2013a). *As finanças e a Petrobras I*. Disponível em: <<http://dogmaseenigmas.wordpress.com/2013/11/04/as-financas-e-a-petrobras-i/>>. Acesso em: 10 jan. 2014.

CHARREAUX, G; DESBRIÈRES, P. (2001). Corporate governance: stakeholder value versus Shareholder value, *Journal of Management and Governance*, v. 5, n. 2, pp. 107-128.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). (2012). *Política de conteúdo local na cadeia do petróleo e gás: uma visão sobre a evolução do instrumento e a percepção das empresas investidoras e produtoras de bens*. Brasília.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). (2018). Estabelece diretrizes para que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP avalie a possibilidade de adotar exigências de Conteúdo Local distintas daquelas vigentes nos Contratos assinados até a Décima Terceira Rodada de Concessão, da Primeira e Segunda Rodadas de Partilha de Produção e da Cessão Onerosa.. Resolução nº 1, de 21 de março de 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_1_2018.pdf/>. Acesso em: 15 ago. 2019.

DEQUECH, D. (2015). Some institutions (social norms and conventions) of contemporary mainstream economics, macroeconomics, and financial economics. In: XLIII Encontro Nacional de Economia, 2015, Florianópolis. *Anais do XLIII Encontro Nacional de Economia*.

FITCH RATINGS. *Fitch affirms Petrobras' IDRs at 'BBB' and national scale rating at 'AAA(bra)'*: outlook stable. Available at: <https://www.fitchratings.com/creditedesk/press_releases/detail.cfm?pr_id=825112>. Access: 01 mai. 2014.

GOLDSTEIN, A. (2010). The emergence of multilatinas: the Petrobras experience. *Universia Business Review*, n. 25, pp. 98-111.

GOBETTI, S. W. (2009). Estatais e ajuste fiscal: análise e estimativa da contribuição efetiva das empresas federais para o equilíbrio macroeconômico. In: BRASIL, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Secretaria Executiva, Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais. *Prêmio Dest Monografias: empresas estatais - monografias premiadas 2005-2008*. Brasília: Embrapa Informação Tecnológica, p.237-283.

GUIMARÃES, E. A. (2013). Uma avaliação da política de conteúdo local na cadeia de petróleo e gás. In: BACHA, E.; BOLLE, M. B. (Orgs.). *O futuro da indústria no Brasil: desindustrialização em debate*. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, p. 333-353.

JENSEN, M. C.; MECKLING, W. H. (1976). Theory of the firm: managerial behavior, agency costs and ownership structure. *Journal of Financial Economics*, v. 3, n. 4, pp. 305-360.

JESUS JÚNIOR., L. B. (2015). *Petrobras, intervenção governamental e maximização do valor para o acionista: uma sugestão de interpretação*. 178f. Tese (Doutorado em Ciências Econômicas) - Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

KERSTENETZKY, J. (2007). A natureza da firma contemporânea: o problema da governança corporativa à luz da história do pensamento econômico. *Econômica*, Rio de Janeiro, v. 9, n. 2, p. 209-238..

LAZONICK, W. (2006). Corporate governance, innovative enterprise, and economic development. *UNU World Institute for Development Economics Research (UNU-WIDER)*. Research paper n. 71. Available at: <<http://www.wider.unu.edu/publications/rps/rps2006/rp2006-71.pdf>>. Access: 01 set. 2013.

LAZONICK, W.; O'SULLIVAN, M. (2000). Maximizing shareholder value: a new ideology for corporate governance. *Economy and Society*, v. 29, n. 1, pp. 13-35.

MOODY'S INVESTORS SERVICE. (2018). *Rating Action: Moody's upgrades Petrobras to Ba2; stable outlook*. Available at: <https://www.moodys.com/research/Moodys-upgrades-Petrobras-to-Ba2-stable-outlook--PR_381683>. Access: 10 jul. 2019.

MOODY'S INVESTORS SERVICE. (2014a). *Rating Action: Moody's downgrades Petrobras' ratings to Baa2*. Available at: <https://www.moodys.com/research/Moodys-downgrades-Petrobras-ratings-to-Baa2--PR_310942>. Access: 22 out. 2014.

MOODY'S INVESTORS SERVICE. (2014b). *Credit opinion*. Petróleo Brasileiro S.A. Available at: <https://www.moody.com/research/Petrleo-Brasileiro-SA-PETROBRAS-Credit-Opinion--COP_603100>. Access: 01 mai. 2014.

NOLAN, P.; THURBER, M. (2010). On the state's choice of oil company: risk management and the frontier of the petroleum industry. *PESD Research*, Working Paper #99, Stanford University. Available at: <http://iis-db.stanford.edu/pubs/23057/WP_99_Nolan_Thurber_Risk_and_the_Oil_Industry_10_December_2010.pdf>. Access: 20 set. 2013.

ORTIZ NETO, J. B. (2006). *O processo de aprendizado tecnológico na trajetória do Sistema de Produção Flutuante empreendido pela Petrobras em seu programa de capacitação tecnológica em águas profundas*. 2006. 194 f. Dissertação - Departamento de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

ORTIZ NETO, J. B.; SHIMA, W. T. (2008). Trajetórias tecnológicas no segmento *offshore*: ambiente e oportunidades. *Revista de Economia Contemporânea*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 301-332.

O'SULLIVAN, M. (2000). The innovative enterprise and corporate governance. *Cambridge Journal of Economics*, v. 24, n. 4, pp. 393-416.

PETROBRAS S.A. (2014a). *Relacionamento com investidores: Plano de negócios e gestão*. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/plano-de-negocios-e-gestao/ano/2014.htm>>. Acesso em: 01 jul. 2014.

_____. (2019-2007). *Relacionamento com investidores: central de resultados*. 2019, 2018, 2017, 2016, 2015, 2014b, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008, 2007. Disponível em: <<http://investidorpetrobras.com.br/pt/central-de-resultados/4t13.htm>>. Acesso em: 10 mar. 2014.

PINTO JR., H. Q. (Org.). (2007). *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 343 f.

PWC. (2019-2007). Global top 100 companies. 2019, 2018, 2017, 2016, 2015, 2014, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008, 2007. Available at: <<http://www.pwc.com>>. Access: 13 jun. 2019.

RUAS, J. A. G. (2012). *Dinâmica de concorrência na indústria parapetrolífera offshore: evolução mundial do setor de equipamentos subsea e o caso brasileiro*. 311 f. Tese (Doutorado em Ciências Econômicas) - Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SCHUTTE, G. R. (2012). Panorama do pré-sal: desafios e oportunidades. *Texto para Discussão*, IPEA, Brasília, n. 1791. Available at: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_1791.pdf>. Access: 15 fev. 2014.

SILVA, C. G. R. (2009). *Compras governamentais e aprendizagem tecnológica: uma análise da política de compras da Petrobras para seus empreendimentos offshore*. 302 f. Tese - Instituto de Geociências, Departamento de Política Científica e Tecnológica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SILVA, C. G. R.; FURTADO, A. T. (2006). Uma análise da nova política de compras da Petrobras para seus empreendimentos *offshore*. *Revista Gestão Industrial*, v. 2, n. 3, p. 103-122.

SINGH, A.; SINGH A; WEISSE, B. (2002). *Corporate governance, competition, the new international financial architecture and large corporations in emerging markets*. Available at: <<http://www.cbr.cam.ac.uk/pdf/WP250.pdf>>. Access: 25 mar. 2014.

STANDARD & POOR'S (S&P). (2017). Ratings da Petrobras elevados para 'BB-' e 'brA' por melhor liquidez e maior equilíbrio na estrutura de capital; perspectiva estável. Available at: <https://www.standardandpoors.com/pt_LA/delegate/getPDF;jsessionid=B74E18AAD3795840CD08D72C6FA5AB79?articleId=1799262&type=NEWS&subType=RATING_ACTION>. Access: 01 jul. 2019.

STANDARD & POOR'S (S&P). (2014). *Ratings da Eletrobras, Petrobras e Samarco rebaixados para 'BBB-' após ação similar no rating de crédito soberano do Brasil: perspectiva estável*. Available at: <<http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/pt/la/?articleType=HTML&assetID=1245365861610>>. Access: 01 may 2014.

STEVENS, P. (2008). National oil companies and international oil companies in the middle east: under the shadow of government and the resource nationalism cycle. *Journal of World Energy Law & Business*, v. 1, n. 1. pp. 5-30.

VALENTE, F. S. P. F. (2009). *A dinâmica da acumulação de capital e os movimentos de fusões e aquisições em estruturas de mercado oligopolísticas: um estudo focado na evolução recente da indústria mundial do petróleo*. 119 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) - Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

VIEGAS, T. O. C. (2013). *Competitividade em custos na atividade petrolífera em águas profundas e ultraprofundas*. 295 f. Tese (Doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

WILLIAMS, K. (2000). From shareholder value to present-day capitalism. *Economy and Society*, v.29, n.1, pp. 1-12.

YAHOO FINANCE. (2019). *Interactive*. Available at: <<http://finance.yahoo.com/echarts?s=PBR+Interactive#symbol=PBR;range=1d>>. Access: 25 jul. 2019.

ZACOUR, C.; PEREIRA, T. Z.; CRISTOFARO, A. L. R.; FRANCISCO, F. F. Petrobras and the new regulatory framework for the exploration and production of oil and natural gas in the Brazilian Pre-salt region. *Journal of World Energy Law & Business*, v. 5, n. 2, pp. 125-138, may 2012.