



CADERNO OPINIÃO

OS INVESTIMENTOS EM *UPSTREAM* E O AUMENTO DOS PREÇOS DO PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL: AFASTANDO-NOS DO ABISMO EM DIREÇÃO A UM NOVO SUPERCICLO

AUTORA

Fernanda Delgado

julho.2018

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Guilherme Armando de Almeida Pereira
Isabella Vaz Leal da Costa
Larissa de Oliveira Resende
Mariana Weiss de Abreu
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Tamar Roitman
Tatiana de Fátima Bruce da Silva
Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

OS INVESTIMENTOS EM UPSTREAM¹ E O AUMENTO DOS PREÇOS DO PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL: AFASTANDO-NOS DO ABISMO EM DIREÇÃO A UM NOVO SUPERCICLO

Fernanda Delgado, FGV Energia

As maiores petroleiras do mundo, incluindo Royal Dutch Shell e BP, superaram o colapso dos preços em 2014 reduzindo custos, vendendo ativos e contraindo

dívidas para ajudar a satisfazer os investidores com dividendos significativos (Valor Econômico, 2018)². Além de superar a crise, a redução de custos permitiu coexistir em um mesmo portfólio projetos de *shale gas* e de águas ultra profundas, por exemplo, assim, ampliando o leque de opções de investimentos das empresas. Entretanto, segundo analistas, a crescente oferta de petróleo em todo o mundo nos últimos anos significou também uma falta de investimento crônica. Em julho de 2018, o petróleo atingiu o maior patamar em mais de três anos depois que a OPEP e aliados começaram a limitar a produção artificialmente, desde o início do ano passado, para reduzir a oferta global e elevar os preços.

Dessa forma, a estratégia para sair da crise de redução dos preços desde 2014 diminuiu investimentos em exploração e produção, e, com a alta atual dos preços do petróleo no mercado internacional,

¹ Baseado no *World Energy Investments*, WEI, IEA, 2018 <https://webstore.iea.org/download/direct/1242?filename=wei2018.pdf>
² <https://www.valor.com.br/>

os produtores pretendem extrair mais para ajudar a esfriar a oferta e reduzir os preços. Esse aumento da oferta das *commodities* após um período de investimentos reduzidos devido à necessidade de recuperação de preços foi apelidado de superciclo³.

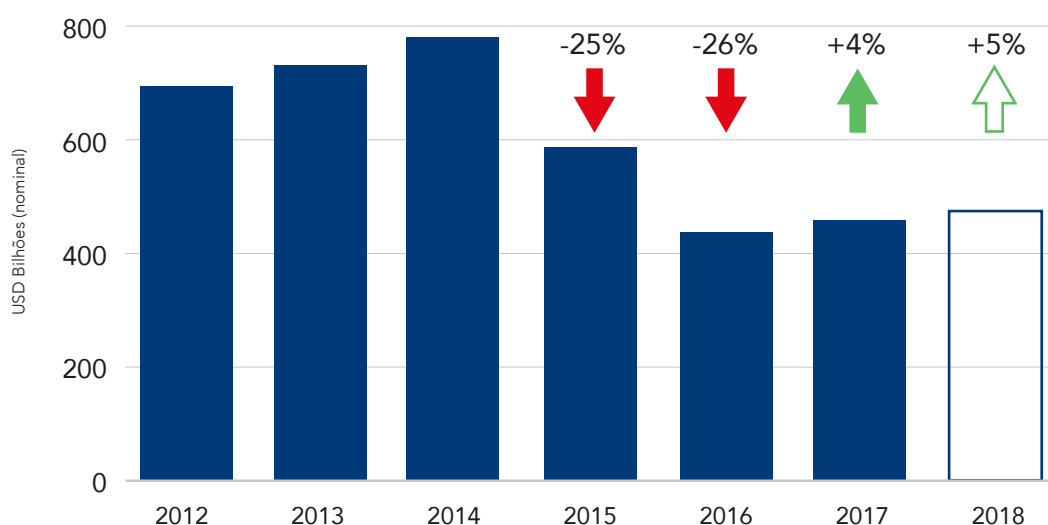
Pari passu a isso, lançado em julho de 2018, o *World Energy Investments 2018* do IEA, mediu o investimento em todo o setor de energia, apresentando uma análise contínua sobre os fatores abrangentes que moldaram e moldam as decisões de investimento em energia. Dessa forma, esse artigo visa discutir os últimos movimentos de investimentos no setor de *upstream* no Brasil e no mundo sob a visão da IEA, identificando como tema comum

a importância dos governos e empresas, de forma a analisar preditivamente a eminência de um novo superciclo do petróleo.

RESPONDENDO AOS AUMENTOS DE PREÇOS

A confiança do investidor na recuperação do segmento *upstream* continua a crescer em resposta ao aumento dos preços do óleo cru no mercado internacional e a um crescimento sustentável da demanda. Após uma queda de aproximadamente 40% entre 2014 e 2016, os investimentos cresceram modestos, mas significativos 4%. Além disso, de acordo com um levantamento feito pela IEA diretamente com as empresas sobre o apetite de investimentos, espera-se ainda um crescimento de 5% em 2018 (Figura 1).

Figura 1: Investimentos Globais no *Upstream*



Fonte: World Energy Investments, IEA, 2018

³ O conceito do ciclo econômico refere-se às flutuações da atividade econômica, a longo prazo. O ciclo envolve uma alternância de períodos de crescimento relativamente rápido do produto (recuperação e prosperidade), com períodos de relativa estagnação ou declínio (contração ou recessão). Essas flutuações geralmente medidas em termos de variação do Produto Nacional (PIB ou PNB). Em 1939, Schumpeter definiu quatro fases para um ciclo econômico: boom, recessão, depressão e recuperação. Os ciclos econômicos são caracterizados por períodos de expansão e contração da atividade econômica, não apresentando periodicidade bem definida.

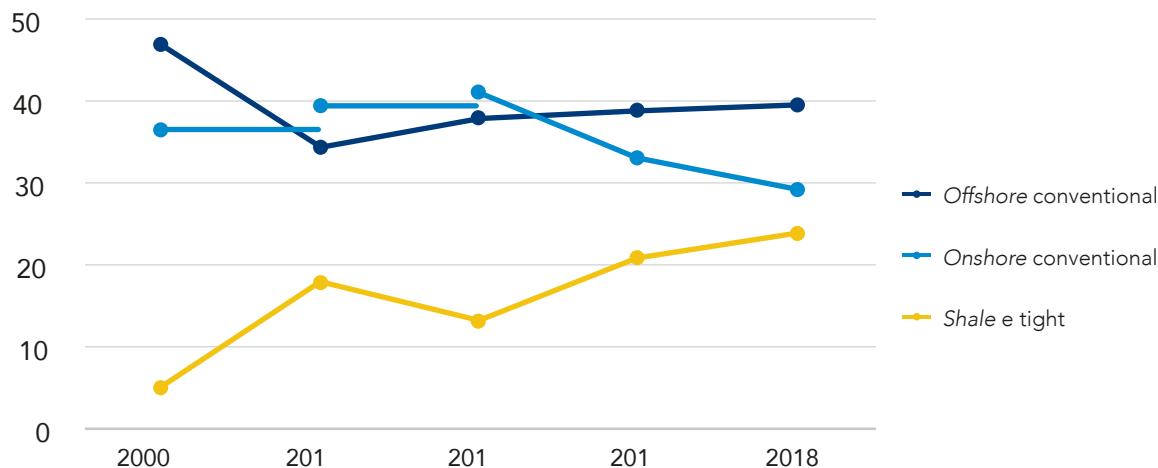
Entretanto, essa tendência geral comporta algumas diferenças em termos de ativos e geografia. Segundo o WEI (2018), os gastos da indústria de *shale* dos EUA seguem em rápida expansão após o rápido crescimento visto em 2017. O investimento *onshore* convencional, com foco em *brownfields*, está aumentando modestamente, impulsionado pelos gastos das companhias petrolíferas nacionais (NOCs) nos principais países produtores, como o Oriente Médio e a Rússia, bem como na China; e o investimento no exterior, com prazos mais longos, deverá declinar novamente em 2018, já que poucos projetos novos foram sancionados nos últimos três anos (embora haja sinais claros de interesse renovado no setor na última parte de 2017 e no início de 2018). Os EUA seguem como o motor do crescimento dos investimentos em *upstream*, incluindo recursos de *shale* e convencionais, com expectativa de crescimento de 10% em 2018.

Na Europa, houve um aumento do interesse pelo Mar do Norte devido à redução de custos e exploração, e com vários novos projetos sancionados principalmente pela Equinor e outras operadoras. No Oriente

Médio, onde os investimentos foram menos afetados pela crise global no setor em 2015-16, há uma crescente confiança de que o pior já passou. Há também um crescente interesse em projetos *brownfield* com o objetivo de desacelerar o declínio natural da produção nos campos existentes e aumentar os fatores de recuperação (a região tem a maior parcela de ativos que produzem há mais de 40 anos).

As diferentes estratégias adotadas por países e empresas estão determinando uma mudança na forma de investir. Ao contrário do Brasil, atividades em ativos convencionais *onshore* permanecem como o destino principal de investimentos com 40% desses (WEI, 2018). Os investimentos em *shale*, inicialmente no setor de gás natural e depois no de óleo, cresceu rapidamente de 2007 a 2008 e deve atingir quase um quarto do total em 2018. Esse movimento indica que a indústria está mudando para projetos de ciclos mais curtos capazes de gerar fluxo de caixa mais rápido, e também confiando cada vez mais em ativos caracterizados por taxas de declínio acentuadas, alterando parcialmente a natureza tradicional de longo prazo do setor de petróleo e gás (Figura 2).

Figura 2: Parcela de investimentos em ativos de óleo e gás por tipo



Global upstream investment is shifting toward shorter-cycle projects and assets with rapid decline rates.

Fonte: World Energy Investments, IEA, 2018

O México é o exemplo mais bem-sucedido da importância da reforma como um impulsionador de investimento, tendo embarcado em uma ampla reestruturação de seus setores de petróleo, gás e energia elétrica em 2013. A combinação de abertura de mercado por meio da eliminação do monopólio da PEMEX, assim como termos fiscais e regulatórios atrativos e descobertas encorajadoras de hidrocarbonetos estimularam as principais operadoras internacionais. O governo do Reino Unido, por sua vez, reduziu encargos suplementares aplicados às atividades *onshore* e de plataforma continental de 20% para 10%, como forma de sustentar investimentos em exploração e produção. Em abril de 2018 o Iraque introduziu um novo modelo de contrato de petróleo com elementos típicos de partilha. A Indonésia também está tentando encorajar investimentos estrangeiros no setor de *upstream* em uma tentativa de revitalizar o setor, que está sofrendo com o declínio de ativos maduros e uma queda na atividade de exploração. Angola reduziu recentemente o imposto sobre a produção de petróleo em campos com menos de 300 milhões de barris de reservas. E o Brasil tem apostado em reformas estruturais de sua regulação desde 2016, assim como na implementação de um calendário de leilões que incluem áreas de pré-sal (WEI, 2018), como será discutido ao final deste trabalho.

O AUMENTO DOS GASTOS EM UPSTREAM DIFEREM POR TIPO DE EMPRESA

Além de ativos e geografia, os investimentos em *upstream* também variam por tipo de empresa. Todos os investidores reforçaram sua disciplina financeira em resposta à queda nos preços do petróleo em 2014-16, mas grandes diferenças em seus retornos de investi-

mento permanecem. As principais empresas petrolíferas reduziram quase pela metade o seu dispêndio de capital no total entre 2014 e 2017, tendendo a priorizar o investimento em ativos já em produção (*brownfield*) e, em alguns casos, expandiram suas operações para ativos de *shale* dos EUA, onde o ciclo de investimento é relativamente curto (cerca de 80% da produção total é resultante dos primeiros dois anos de operação).

Segundo a IEA, em 2018, a Chevron anunciou que a maior parte do seu investimento será alocado em projetos de ciclo curto, *brownfield* e produção de *shale gas* na Bacia do Permiano, cujo objetivo é quase triplicar até 2022. No início de 2018, a ExxonMobil revelou um plano de expansão muito agressivo, com o objetivo de aumentar a produção de *shale gas* dos EUA para 800 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d) até 2025, a partir de 200 kboe/d hoje e acelerar a conclusão de alguns de seus projetos de águas profundas.

Ainda segundo o WEI (2018), a ênfase em projetos de ciclos mais curtos levou a uma mudança nos principais investimentos migrando estes de projetos *offshore* e de areias oleosas, para os setores de *shale* e convencionais *onshore* dos EUA. Os efeitos das medidas tomadas pelas grandes empresas para melhorar a eficiência e reestruturar as operações que foram implementadas nos últimos anos estão se tornando claramente visíveis. Os resultados financeiros do primeiro trimestre de 2018 mostraram fortes melhorias em todos os principais indicadores financeiros. Operacionalmente, as conquistas são impressionantes. Apesar de uma queda de 49% no CAPEX do *upstream* entre 2014 e 2018, a produção total de petróleo e gás ainda deve continuar aumentando em 11%⁴.

⁴ O valor da produção leva em consideração aquisições e desinvestimentos para as empresas consideradas. Algumas empresas também anteciparam que o nível atual de gastos de capital será suficiente para sustentar o atual nível de produção no médio prazo.

Em contraste com as *majors*, grandes NOCs estão aumentando seus gastos de capital. Esse é particularmente o caso das empresas chinesas, Petrochina, CNOOC e Sinopec, cada uma planejando um crescimento de dois dígitos em gastos em 2018. Há uma mudança notável no investimento chinês em direção ao gás natural. No Oriente Médio e na Rússia, os investimentos nas NOCs estão aumentando mais modestamente em comparação com as empresas chinesas, já que as maiores empresas mantêm uma abordagem cautelosa.

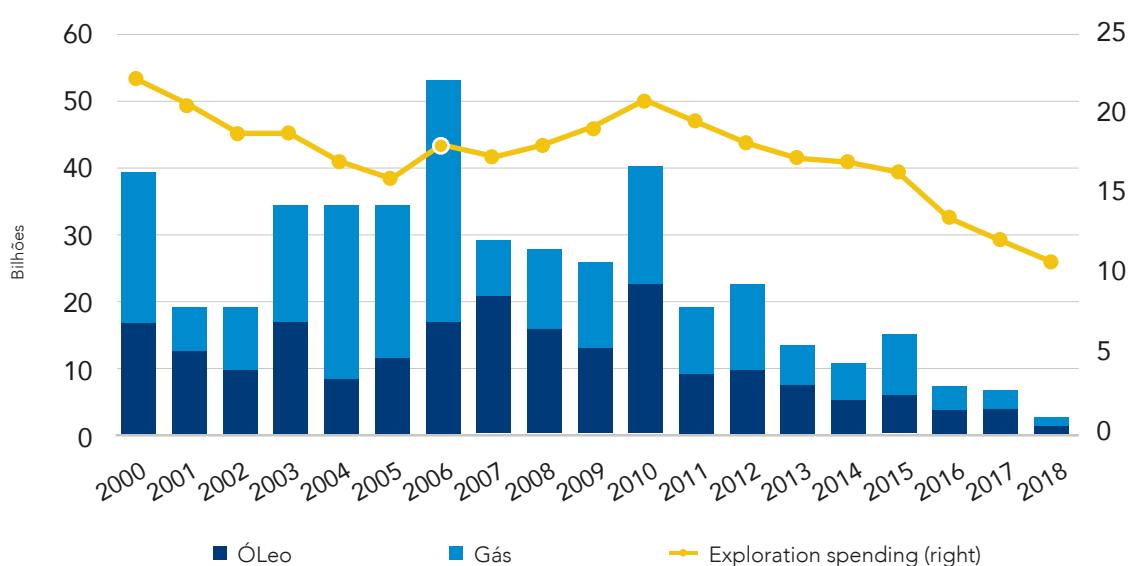
ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO PERMANECEM MODERADAS, COM POUCOS RECURSOS CONVENCIONAIS SENDO DESCOBERTOS

A exploração foi a parte do *upstream* mais afetada pela queda do preço do petróleo de 2014-16 e o *boom* na produção de *shale* nos EUA. Com a crescente oferta de reservatórios de baixa permeabilidade e orçamentos limitados devido a pressões financeiras,

as empresas reduziram drasticamente suas atividades de exploração. Globalmente, os gastos com exploração estão fixados em US\$ 51 bilhões em 2018, 6% abaixo de 2017. Isso representa apenas 11% dos gastos globais de *upstream* - a menor participação de todos os tempos (Wei, 2018).

O ano de 2017 registrou uma baixa histórica em volume de recursos convencionais de petróleo e gás descobertos. O total global caiu para 6,8 bilhões de boe, comparado com 7,2 bilhões encontrados em 2016. Isso representa apenas um quarto do volume médio de 26 bilhões de boe encontrados a cada ano nos primeiros 15 anos do atual século (Figura 3). O óleo foi responsável pela maioria das descobertas em 2017, um pouco menos de 60% do total, com sete das dez principais descobertas. A maior descoberta ficou por conta da BP e o campo de gás Kosmos Yakaar, nas águas profundas no litoral do Senegal, com 15 trilhões de pés cúbicos.

Figura 3: Descobertas globais em recursos convencionais e participação do investimento exploratório no total dos investimentos em *upstream*



Fonte: World Energy Investments, IEA, 2018

A redução do esforço exploratório também está contribuindo parcialmente para a redução das reservas totais de petróleo e gás das principais empresas. Suas reservas provadas totais, em torno de 87,5 bilhões de boe em 2016 e 2017, são as menores desde 2001 e 11% menores do que o pico alcançado em 2013 em 99 bilhões de boe. Embora os níveis de reservas provadas tenham sido tradicionalmente uma medida-chave monitorada pelos investidores, atualmente o foco está no custo de desenvolvimento das reservas existentes e na qualidade dos reservatórios. Apesar da melhoria geral nas condições de negócios graças aos preços mais altos e à crescente demanda, as empresas planejam manter os gastos com exploração sob controle em 2018. O esforço exploratório deve permanecer robusto em regiões onde a atratividade geológica já está confirmada e onde as políticas energéticas e fiscais são favoráveis: o México, o *offshore* brasileiro e a Guiana, por exemplo.

INVESTIMENTOS EM PROJETOS DE ÓLEO E GÁS CONVENCIONAIS ESTÃO MUDANDO PARA BROWNFIELD

Com os esforços na redução dos custos e a consequente queda destes nos últimos anos, as empresas agora têm um incentivo para avançar com novos projetos ou retomar projetos que foram adiados após o colapso dos preços. Mas há grandes diferenças em como a indústria está respondendo à recente recuperação dos preços do petróleo em comparação com os sobressaltos anteriores. A maioria dos projetos nos últimos três anos são expansões, redimensionamentos ou novas fases de instalações de produção existentes - os chamados

projetos *brownfield* - para sustentar a produção, minimizando o gasto de capital inicial.

A mudança do foco dos investimentos é explicada pela relutância em arriscar grandes quantidades de capital em projetos com longos retornos. Projetos *brownfield* geralmente exigem menos investimento de capital inicial e geram retornos mais rápidos, reduzindo a exposição ao risco a longo prazo. Esta tendência parece persistir no curto prazo, o que levanta preocupações sobre as perspectivas de longo prazo para a capacidade de produção, levando em consideração que a cada ano o mundo precisa substituir cerca de 3 milhões de barris de petróleo por dia (o chamado RRR – ritmo de reposição de reserva⁵) (IEA, 2018).

Embora os projetos *brownfield* impulsionem a produção no curto prazo, antecipando a produção e fluxo de caixa, os projetos *greenfield* são necessários para aumentar a capacidade a médio e longo prazo. Além disso, a desaceleração das taxas de declínio de campos maduros normalmente gera uma aceleração da queda de produção em um segundo estágio. Com o continuado crescimento da demanda global por hidrocarbonetos (WEO, 2018), a tendência atual de investimentos em ativos existentes pode resultar no aperto de suprimentos no médio prazo.

O ANO DA VIRADA OFFSHORE: 2017

Segundo a IEA (2018) ainda, enquanto os planos de investimento para 2018 apontam para um foco contínuo em recursos de baixa permeabilidade e

⁵ Ritmo de reposição de reservas representa um índice expresso em porcentagem que determina a razão entre as reservas provadas descobertas e as reservas utilizadas por uma companhia em certo período de tempo. A situação desejável é que o RRR seja no mínimo de 100%, indicando que todo o volume de hidrocarbonetos produzido pela empresa foi devidamente recomposto na contabilização do total das suas reservas provadas por igual volume agregado em virtude de novas descobertas. Um RRR abaixo de 100% significa que a empresa não tem um negócio sustentável por longo prazo, ensejando reações negativas de acionistas e investidores.

campos terrestres, 2017 parece ter sido um ponto de virada para o setor *offshore*. Entretanto, não se espera com isso uma recuperação do investimento em 2018, pois o ritmo de desenvolvimento continua lento e os gastos com novos projetos não são suficientes para compensar à queda na atividade relativa à conclusão de projetos sancionados antes de 2014. Todavia, esse *call on offshore*, atingiu seu ponto mais alto em 2017 (desde 2013) onde foram arrematados blocos com 8 bilhões de boe em ativos de águas profundas. O principal contribuinte foi o Brasil, onde a combinação de um enorme potencial em suas bacias do pré-sal e reformas políticas e regulatórias, incluindo um novo calendário de licitações, facilitaram as exigências de conteúdo local e aboliram os direitos exclusivos da Petrobras para gerenciar as áreas do polígono, dando condições para várias empresas internacionais investirem no país. Devido a uma onda de decisões de investimento tomadas em anos anteriores, vários novos FPSOs estão programados para iniciar a produção nas bacias do pré-sal no Brasil em 2018 e 2019, tornando o país um dos produtores de petróleo de crescimento mais rápido do mundo.

Este recente *call on offshore* é caracterizado por duas tendências principais: as empresas continuam a evitar embarcar em megaprojetos para limitar o risco e a exposição de capital⁶ e estão se beneficiando dos custos de desenvolvimento decrescentes nos últimos três anos (assim como simplificar e padroni-

zar processos)⁷. Dessa forma, o setor *offshore* continua altamente importante para essas empresas por causa do tamanho das suas reservas e do potencial de produção. No entanto, os projetos efetivamente aprovados são aqueles que apresentam recursos de alta qualidade, com possibilidade do uso de modernizações tecnológicas e, se possível, em locais onde o regime fiscal é atraente. No planejamento atual, 47% dos projetos de *upstream* dessas empresas irá para projetos *offshore* em 2018 (WEI, 2018).

TENDÊNCIAS NOS CUSTOS DO UPSTREAM

No período 2014-17, os custos globais de *upstream* despencaram cerca de 30%, segundo o *IIA Upstream Investment Cost Index* (UICI, 2018), revertendo um longo período de aumento de custos em meio à crescente demanda por uma gama de serviços e equipamentos e preços mais altos do petróleo.

Embora o mercado de petróleo tenha compensado as oscilações de estoque nos últimos 12 meses, a indústria parece ter mantido seu foco em preservar os custos sob controle e não elevar os gastos fixos e operacionais muito rapidamente. A maioria das empresas privadas reporta que a grande maioria das economias dos últimos três anos tem sido de natureza estrutural e deve permanecer independente das trajetórias do preço futuro do petróleo.

O WEI (2018) projeta que os custos médios unitários de exploração e desenvolvimento aumentarão em

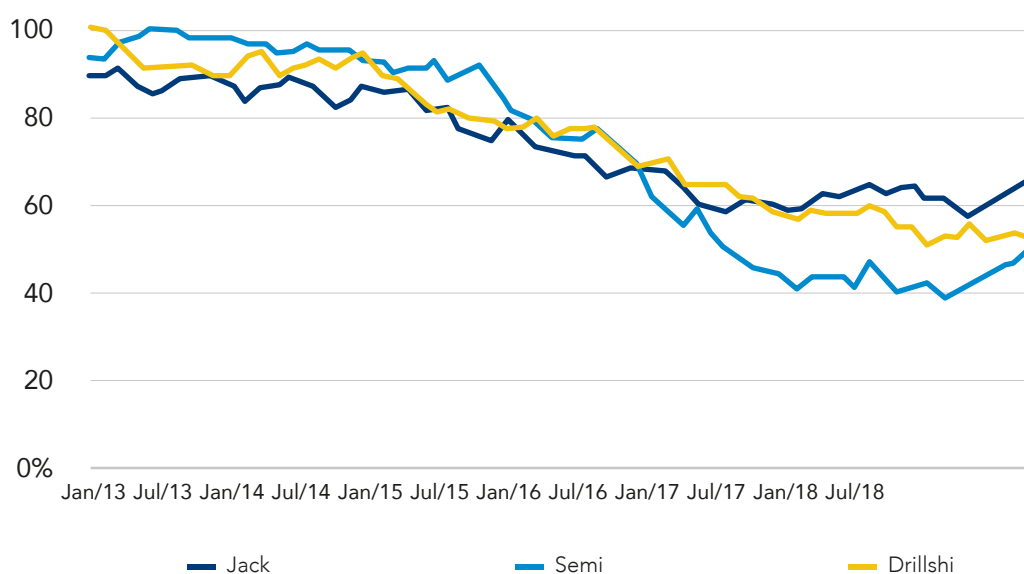
⁶ Todos os projetos que foram sancionados recentemente, incluindo o Libra do Brasil e o Liza da Guiana - assim como os campos de gás do Leviathan de Israel e de Zohr no Egito - envolvem fases distintas de desenvolvimento para reduzir a alocação inicial de capital, antecipar o início da produção e reduzir os riscos do projeto a longo prazo. Ao mesmo tempo, áreas tradicionais de produção, como o Mar do Norte e o Golfo do México, estão tentando aproveitar a infraestrutura existente por meio de *tiebacks*, em vez de construir novas plataformas, como forma de reduzir custos.

⁷ Johan Castberg da Equinor no Mar de Barents e Mad Dog II da BP no Golfo do México são dois exemplos disso, já que as necessidades de investimento são reduzidas em mais de metade do planejamento original. Outro exemplo é o campo de Vito da Shell no Golfo do México, aprovado em abril de 2018 e cuja expectativa é de produzir 100 Mboe/d no seu pico. A Shell conseguiu reduzir 70% do custo total do projeto e do *break-even* para 35 US\$/bbl. A produção está estimada para iniciar em 2021.

todo o mundo a uma taxa de cerca de 3% em 2018 (Figura 4). O percentual desse aumento, entretanto, varia entre regiões e setores. Uma tendência comum é o aumento dos custos com aço e matérias-primas. Os preços do aço estão subindo em resposta a um modesto aumento na demanda, embora a oferta

continue ampla (OCDE, 2018). Uma das principais incertezas, especialmente para a indústria de *shale* dos EUA, diz respeito ao potencial impacto da decisão da administração dos EUA em junho de 2018 de impor uma tarifa de 25% sobre o aço e o alumínio importados nos Estados Unidos de determinados países⁸.

Figura 4: Taxa de utilização de equipamento *offshore* de perfuração



Fonte: World Energy Investments, IEA, 2018

O setor *offshore* foi o mais atingido pela contração do mercado. No início da desaceleração da atividade em 2015, a indústria de serviços tinha um grande volume de pedidos em atraso para novos equipamentos e embarcações que foram requisitadas no início da década, quando as condições do mercado e as expectativas eram muito diferentes⁹. Embora haja algum otimismo com a recuperação da demanda por serviços *offshore* desde o quarto trimestre de 2017, há um consenso de que 2018 continuará sendo um desafio para as empresas

mais envolvidas no setor. Alguns sinais de pressão inflacionária estão começando a surgir na indústria, especialmente naquelas partes da cadeia de fornecimento, como equipamentos, dutos e logística, que são mais dependentes de materiais e mão de obra. No entanto, isso pode ser mais do que compensado pelo excesso de capacidade em outras partes da indústria, incluindo navios de perfuração (onde a taxa de utilização média, abaixo de 60%, permanece muito abaixo do nível de 90% em 2013) e outras embarcações *offshore*. O declínio nas taxas

⁸ <https://www.valor.com.br/internacional/5356839/eua-anunciam-sobretaxa-aco-e-aluminio-importados>

⁹ Para maiores detalhes da crise no Brasil vide: "A Crise de Atratividade do Setor de Óleo e Gás no Brasil". Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/crise-de-atratividade-do-setor-de-oleo-e-gas-no-brasil>

diárias para plataformas, jaquetas semi-submersíveis e navios-sonda aceleraram em 2017 para cerca de 20%, e caíram ainda mais nos primeiros meses de 2018. As taxas de perfuração em águas profundas foram as que mais caíram desde a desaceleração: as taxas diárias despencaram de um pico de quase USD 600 000 por dia em 2013-14 para cerca de USD 150 000 por dia (WEI, 2018).

O caos no setor de serviços *offshore* continua, com algumas operadoras e prestadores de serviço, sendo forçadas a declarar falência, uma vez que as taxas diárias mal cobrem os custos operacionais e de depreciação. As empresas de serviços têm tentado reduzir o excesso de oferta, desmantelando ou desativando plataformas e embarcações. No entanto, esse processo levará tempo. O principal desafio para o setor *offshore* a médio e longo prazo é preservar sua competitividade em relação a outras fontes de fornecimento de energia, mesmo em um ambiente com preços potencialmente baixos. Manter os custos baixos à medida que a atividade se recupera será vital para o futuro do setor. Ganhos significativos podem advir de melhorias tecnológicas adicionais, incluindo a digitalização, bem como de novos modelos de negócios com maior cooperação entre os operadores, e ao longo de toda a cadeia de fornecimento.

NO BRASIL

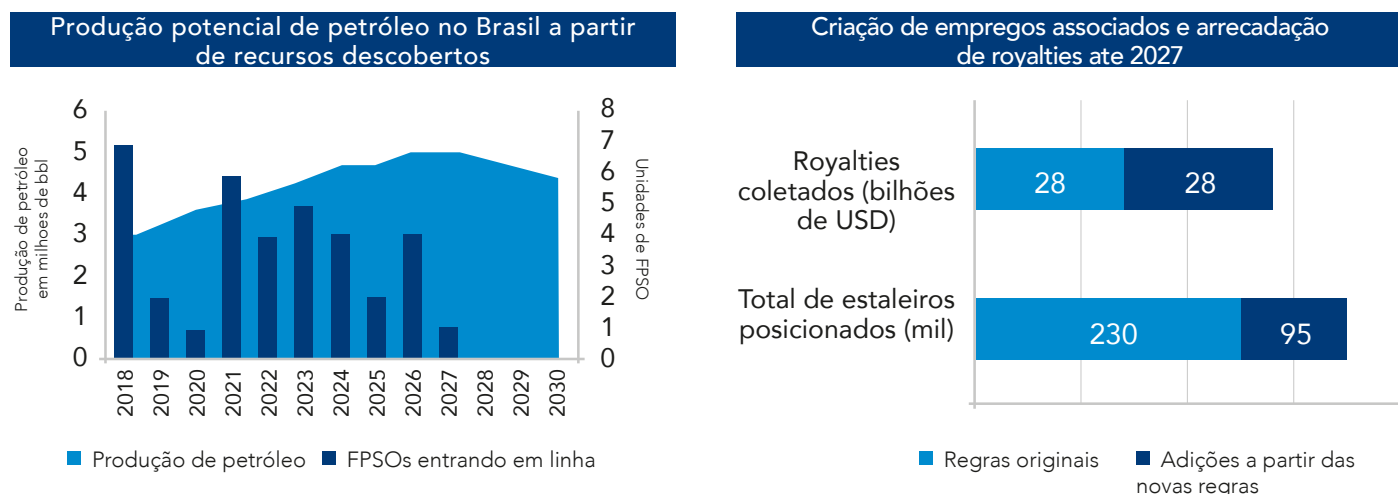
A Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2018) estima em R\$ 3,5 bilhões os investimentos mínimos na explo-

ração das 68 áreas arrematadas nos leilões de 2017 e 2018. O primeiro elo da cadeia a sentir os efeitos da recuperação é o de serviços - como o de sísmicas e perfuração de poços. A demanda por equipamentos, por sua vez, geralmente acontece mais para frente. Os números já mostram sinais de aquecimento no setor de sísmica. De acordo com a E&P Brasil (2018) o Ibama recebeu, nos sete primeiros meses de 2018, 14 pedidos de licenciamento para campanhas de aquisição sísmica. A previsão das empresas, segundo o Valor Econômico (2018)¹⁰ é começar os levantamentos nos próximos meses, embora a maioria dos serviços esteja programada para 2019. Estão previstas campanhas em áreas onde estão localizados vários blocos arrematados nos últimos leilões, nas bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Potiguar (Figura 5).

As reformas do setor desde o final de 2016 visam a atração de investimentos, tendo em vista uma maior multiplicidade de atores, criando assim, competição. Ainda segundo a ANP, após as últimas rodadas de licitação de áreas de pré e pós-sal, além dos serviços de sísmica, são esperadas 22 unidades de produção a serem contratadas e postas em operação, todas para águas profundas. Além disso o país segue na execução do calendário de leilões e discute as diretrizes para o excedente da cessão onerosa, o que geraria, por seus volumes prospectivos, segundo ainda a ANP (2018), ao longo de toda a vida útil das áreas, uma arrecadação total, nominal, de 1,8 trilhão de reais para o Governo Federal¹¹.

¹⁰ <https://www.valor.com.br/empresas/5695739/fornecedores-para-oleo-e-gas-veem-retomada-em-2019>

¹¹ <https://www.dci.com.br/industria/anp-ve-como-possivel-leil-o-de-excedente-da-cess-o-onerosa-em-29-de-novembro-1.721546>

Figura 5: Resultados potenciais das alterações regulatórias no Brasil


Fonte: ANP, 2018

CONSIDERAÇÕES FINAIS

De forma geral, a desaceleração iniciada em 2014 levou a uma severa redução nos gastos com exploração e desenvolvimento no mundo. Os gastos despencaram em 2015, seguidos por outro declínio em 2016. Desde então, recuperaram apenas 4% em 2017, e a indústria prevê aumentar apenas outros 5% em 2018. Ou seja, poucos sinais de que a indústria retornará aos gastos na mesma proporção que antes da crise.

Gastos menores se traduziram em uma queda acentuada em novas descobertas. Em 2014, a indústria descobriu uma média de cerca de 1.350 mboe/mês. Em 2015, essa média foi de até 1.404 mboe/mês (Rystad Energy, 2018). Mas esse número caiu em 2016 para apenas 697 mboe/mês e caiu novamente para 625 no ano passado. Ainda de acordo com a Rystad Energy (2018), a indústria petrolífera precisa adicionar cerca de 33 bilhões de barris de petróleo por ano, mas a indústria está a caminho de adicionar apenas 20 bilhões de barris em 2018.

Adicionalmente, há um movimento no setor em direção a projetos de ciclos mais curtos capazes de

gerar fluxo de caixa mais rápido, significando uma mudança nos principais investimentos migrando estes de projetos *offshore* e de areias betuminosas, para os setores de *shale* e convencionais *onshore* dos EUA. Apesar da melhoria geral nas condições de negócios graças aos preços mais altos e à crescente demanda, as empresas planejam manter os gastos com exploração sob controle em 2018. O prognóstico é que o esforço exploratório deve permanecer robusto em regiões onde a atratividade geológica já está confirmada e onde as políticas energéticas e fiscais são favoráveis: o México, o *offshore* brasileiro e a Guiana, por exemplo.

Como exposto, embora os projetos *brownfield* impulsionem a produção no curto prazo, antecipando a produção e fluxo de caixa, os projetos *greenfield* são necessários para aumentar a capacidade a médio e longo prazo. Além disso, a desaceleração das taxas de declínio de campos maduros normalmente gera uma aceleração da queda de produção em um segundo estágio. Com o contínuo crescimento da demanda global por hidrocarbonetos (WEO, 2018), a tendência atual de investimentos em ativos existentes pode resultar no

aperto de suprimentos no médio prazo, levando a um novo ciclo de preços altos.

O Brasil, a queda do tempo de perfuração dos poços do pré-sal, assim como a redução dos custos destes é visto como um importante indicador de que a atividade em águas profundas no país é lucrativa e interessante para o setor. Segundo dados da Petrobras, o tempo de perfuração e completação médio de um poço marítimo do pré-sal da Bacia de Santos é de 89 dias (nos primeiros cinco meses de 2016). Em

2010, a média era de aproximadamente 310 dias e, em 2015, esse tempo baixou para 128 dias (Petrobras, 2018)¹². Dessa forma, o Brasil segue como uma importante área de oportunidade de investimentos em águas profundas do mundo, ficando como principais desafios a manutenção da estabilidade regulatória, do ambiente jurídico, a fortificação do agente regulador (ANP) perante as empresas e os contratos; e o mais relevante: a criação de maior competição no setor com a atração de mais empresas, principalmente pequenas e médias.



Fernanda Delgado é Pesquisadora na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência Profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Na FGV Energia é responsável pelas linhas de pesquisa do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, destacando-se: Descomissionamento, Downstream, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Veículos elétricos, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.

¹² <https://presal.hotsitespetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#4>



fgv.br/energia

E & P

