

Perspectivas da exploração de petróleo no Brasil

C. S. P. Morais¹; C. E. M. Jerônimo²

¹Petrobras, UO-RNCE, 59000-000, Mossoró-RN, Brasil

²Engenharia de Petróleo e Gás, Universidade Potiguar, 59000-000, Natal-RN, Brasil

cstenio@petrobras.com.br

(Recebido em 11 de junho de 2013; aceito em 07 de agosto de 2013)

O interesse em examinar o contexto atual da indústria petrolífera na área exploração *onshore* no Brasil é o fator motivador do presente trabalho. Essa análise estará concentrada em três campos de observação. Neste sentido, o primeiro cenário avaliado consiste na avaliação externa, onde se considerou os acontecimentos impactantes produzidos pela indústria de petróleo, em especial, a exploração de petróleo e gás em recursos ditos não convencionais. Ao modo que, um modelo com capacidade de induzir às novas estratégias de recuperação de hidrocarbonetos. Um segundo olhar foi voltado para o cenário interno, quando foi possível reconhecer especificidades das condições históricas, políticas e econômicas que vem influenciando a exploração de petróleo no Brasil. Finalizando procurou-se sondar as perspectivas da exploração de petróleo no país, constituindo como fontes de evidências à sustentação de nossos argumentos, a leitura dos cenários observados. Assim, ao discorrer este documento, foi descrito o que há de relevante na perspectiva da exploração de petróleo e gás nas bacias sedimentares no Brasil, destacando-se os caminhos que devem nortear doravante os rumos da indústria de E&P: a replicação do “*modus operandi*” e da tecnologia de exploração voltada para áreas de hidrocarbonetos não convencionais; a aposta em acertos da exploração de áreas de novas fronteiras, e a exploração em campos maduros e ou marginais. Por fim, registrou-se o futuro da exploração de petróleo e gás nas áreas em terra no Brasil.

Palavras-chaves: perspectiva; exploração; em terra

Perspective oil exploration in Brazil

The motivating factor of this work is examining the current context of the Brazilian oil industry in the onshore operations. The analysis are focus on three fields of observation: first scenario is assessed in the external evaluation, which considered impactful events produced by the oil industry, in particular the exploitation of oil and gas resources in unconventional said. The way that a model with the capability of inducing new strategies hydrocarbon recovery; second was facing the internal scenario, when it was possible to recognize specific historical conditions, political and economic influence that comes to oil exploration in Brazil; and a last scenario, we sought to probe the prospects of oil exploration in the country, constituting as sources of evidence to support our arguments, reading the scenarios observed. Thus, when discoursing of this document, has been described what is relevant from the perspective of oil and gas sedimentary basins land in Brazil, highlighting the ways that should guide now the direction of the E & P industry: replication of the “*modus operandi*” and technology of exploration oriented to areas of unconventional hydrocarbons, the bet hits the exploration of new frontiers, and exploration in mature fields and or marginal. Finally, there was the future of oil and gas in onshore areas in Brazil.

Key words: perspectives; exploration; onshore

1. INTRODUÇÃO

Na terra o petróleo aprisionado sempre estará. Achá-lo em abundância é o desejo incontido de todo exploracionista e de suas empresas. Geólogos especializados vêm indicando a probabilidade da existência de acumulações de hidrocarbonetos no planeta, a mais de um século. Durante todo esse período grandes campos petrolíferos foram descobertos. O pré-sal brasileiro, o último de que se tem notícias, já alcançou conforme informações recentes do ministério de minas e energia do Brasil, abril de 2013, reservas estimadas entre 70 e 100 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE)¹. Quando comparado aos grandes produtores, o campo gigante deverá colocar o país entre as 10 maiores produtoras de petróleo do mundo².

Todavia, para explorar e produzir petróleo é necessário saber avaliar bem às áreas de interesse. Sobretudo deve-se considerar o volume potencial de hidrocarbonetos que podem ser descobertos e produzidos, a disponibilidade de tecnologias e mão de obra especializada para fazer frente à especificidade da exploração e da produção; estar ciente da legislação local que regulamenta o setor, e claro, da economicidade do negócio. Empresas de petróleo ultrapassam essas barreiras focadas na busca constante por reunir recursos em abundância, explorar e produzir suas reservas para comercialização.

O presente trabalho apresenta uma análise sobre a perspectiva da exploração de petróleo onshore no Brasil e aponta como os prováveis caminhos que devem nortear doravante os rumos da indústria, a replicação do “*modus operandi*” e da tecnologia de exploração voltada para áreas de hidrocarbonetos não convencionais; a aposta em acertos da exploração de áreas de novas fronteiras, e ainda a exploração focada em pequenas acumulações não reveladas em campos maduros e ou marginais.

Ao identificar como perspectiva a implantação do modo de explorar e produzir petróleo e gás, considerando a expansão rápida e otimista da exploração de hidrocarbonetos não convencionais desencadeadas na última década, principalmente nos Estados Unidos e Canadá, entendemos ser uma via de forte tendência, dado os resultados já alcançados, do domínio tecnológico, bem como da existência de um contencioso político em relação à regulamentação do setor frente às questões de sustentabilidade social e ambiental.

Como se sabe, o curso da exploração de petróleo no Brasil se deu feito um rio, que ao desaguar no mar achou recursos em grande abundância. Evidente que a indústria ao acertar no curso e no alvo, naturalmente direcionou seus investimentos para produção *offshore*. Com a descoberta do Pré-Sal então, o volume de investimento cresceram significativamente. Dados do plano de investimento da Petrobras - 2013 -2017 -, revelam que a empresa pretende investir 5,8 bilhões de dólares na exploração do Pré-Sal e mais 1,4 bilhões na área de cessão onerosa, e 17 bilhões em áreas de novas fronteiras com ênfase no pós-sal *offshore*³.

Em detrimento da canalização dos investimentos para áreas *offshore*, do Pré e Pós-sal, a exploração das bacias terrestres no Brasil prosseguiu e ainda consegue exercer forte atração de grandes, médias e pequenas empresas do setor. A prova concreta desse interesse foi dada com a realização da 11ª rodada, maio de 2013, para concessão de blocos exploratórios em áreas de terra - campos maduros e de novas fronteiras – que foi considerado pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) com de grande sucesso, obtendo uma arrecadação recorde em bônus de assinatura de 2,8 bilhões de reais.

Embora a exploração das reservas petrolíferas no onshore no Brasil já se enquadre, por definição da literatura técnica especializada, como áreas onde predominam campos maduros, elas despertam o interesse de pequenos produtores nacionais dispostos a gerenciar pequenas acumulações. Na opinião do geólogo Pedro Victor Zalán, “estas empresas serão as sementes das futuras empresas médias e grandes de uma indústria petrolífera genuinamente nacional.” Observa ainda o geólogo e ex-empregado da Petrobras, que existem nestas bacias probabilidade para descobertas convencionais de óleo e gás. Contudo, não se deve esperar por grandes prêmios⁴.

Dentre as várias dificuldades que afetam a produção do petróleo a partir dos reservatórios, uma em especial, tem a ver com a imiscibilidade e a diferença de viscosidade entre os fluidos presentes na jazida. Quando a água e o óleo (geralmente mais viscoso) escoam ao mesmo tempo através de um meio poroso (reservatório), a água tende a se deslocar em uma velocidade maior que o óleo, no seu curso em direção aos poços produtores⁵. Essas dificuldades são mais comuns em campos marginais e/ou maduros, em especial nos cenários brasileiros onshore.

Segundo Marinho e colaboradores⁶, um campo marginal é todo e qualquer campo produtor de petróleo e/ou gás natural, em geral de pequeno porte, cuja lucratividade, para o operador atual, encontre-se no limiar da inviabilidade econômica e cujos investimentos necessários ao incremento da produção já não coincidam com os objetivos e escala de tal operador. Os campos marginais de petróleo são aqueles campos que produzem predominantemente petróleo, cuja produção de petróleo à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 500 barris diários e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite, enquanto que campos marginais de gás natural são aqueles campos que produzem predominantemente gás natural não associado, cuja produção de gás natural à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 70.000 metros cúbicos diários de gás não associado e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. Caso não haja infra-estrutura próxima (a até 10 quilômetros de distância) para o escoamento do gás produzido, o limite para efeito da definição de campo marginal de gás natural passará de 70.000 para 150.000 metros cúbicos diários de gás não associado, de acordo com a portaria 279/2003 da ANP⁷.

Além disso, vale citar que campo maduro é conceito técnico e não econômico. Haja vista que, um campo maduro pode ser muitas vezes, economicamente mais significativo que campos ainda “jovens”. Esses campos tendem a apresentar vantagens competitivas⁸, visto que a exploração de um campo que já atingiu sua maturidade traz como vantagens a redução dos custos operacionais devido à utilização da tecnologia para o desenvolvimento da produção. O que significa dizer que o explorador seguinte se aproveitará do que já fora realizado no campo, não necessitando realizar um grande investimento na descoberta das melhores formas exploratórias em tal campo, poderá mesmo aperfeiçoar a produção com base no que fora deixado pelo concessionário anterior. Esse cenário será um dos pontos focais do presente trabalho, avaliando tais limitações, concorrências e elos de desenvolvimentos. Os campos de petróleo maduros representavam menor risco para as empresas postulantes à operação⁸.

Além da importância técnica dos referidos campos, deve-se ressaltar o forte apelo econômico⁶ e impacto direto ou indireto da atividade onshore. Sobretudo onde a exploração desta fonte de energia gera um determinado tipo de receita pública denominada de royalties, que são compensações financeiras calculadas sobre a produção de petróleo, pagas pelos concessionários e que são incorporados nos orçamentos municipais. Essas receitas vêm alimentando os municípios produtores desde 1953 e tem uma significativa importância na arrecadação destes. Em especial, nos estados produtores nordestinos essa renda reforça significativamente a economia, sendo em média superiores a 10% da arrecadação das cidades produtoras.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

O estudo constitui-se de uma pesquisa aplicada, pois objetiva levar conhecimentos práticos para extensão dos cenários levantados e avaliados para as expectativas e atualidade da exploração e produção onshore do petróleo no Brasil.

Do ponto de vista dos objetivos, trata-se de um estudo exploratório-descritivo, o qual visa descrever a problemática em discussão, buscando caracterizar o objeto de estudo. A hipótese pauta-se na possibilidade de haver viabilidade para continuidade em modelo técnico e economicamente viável para as atividades de E&P (Exploração e Produção) de petróleo e gás natural com uso de tecnologias adequadas, para atingir um uso racional e eficiente deste recurso.

Do ponto de vista dos procedimentos técnicos, o estudo caracteriza-se como pesquisa bibliográfica, por sua elaboração partir do levantamento e análise de material já publicado, artigos científicos, livros, relatórios técnicos, etc.⁹, e como estudo de caso devido à utilização de dados de campo.

A estrutura da pesquisa consiste em:

- Formulação do problema, englobando a justificativa do estudo, a determinação dos objetivos, a contextualização da problemática e definição da metodologia;
- Realização do levantamento teórico, que orienta a caracterização do objeto de estudo, as definições e conceitos a serem utilizados em análise e correntes de pensamentos que norteiam a hipótese da pesquisa;
- Levantamento de dados em campo, por meio de incursões investigativas em campos de petróleo no estado do Rio Grande do Norte;
- Estudo criterioso sobre os princípios da exploração e produção onshore e as ações a serem aplicadas na prática das atividades apresentadas, que tenham viabilidade técnica;
- Apresentação das oportunidades de aplicação identificadas e discussão sobre as melhorias que possam acarretar.

Os dados coletados em campos foram organizados, de acordo com a necessidade da utilização em pesquisa, e utilizados para elaboração do levantamento das principais ações de oportunidades.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. A captura do retrato dinâmico da realidade do setor petrolífero

Durante todo século XX as sociedades de diferentes nações aprenderam como se beneficiar do poder energético do petróleo e rapidamente levaram-no à condição de “*commodity*” comercializada no âmbito do mercado mundial. Na ascensão, o petróleo tornou-se um recurso de interesse estratégico e garantidor de segurança energética para os países consumidores.

Do mesmo modo, o grande volume de divisas em – petrodólares. A palavra *petrodólar* foi criada pelo professor de Economia da Universidade Georgetown, Ibrahim Oweiss, em 1973. Para ele, era necessária a criação de um termo que caracterizasse a crise do petróleo instaurada naquele momento, fator que ocasionou o aumento dos valores do barril desse combustível fóssil, desencadeando um intenso fluxo de capitais em direção às economias dos países produtores¹⁰, conseguidas com as exportações, o que significava a garantia de segurança para os países exportadores. Para alguns estudiosos do assunto¹¹, a declaração e o apelo inicial para caracterizar pelo critério da interdependência, às relações comerciais em relação à compra e venda do petróleo, é o que justificaria a tese do por que da importância do petróleo para segurança energética de cada país.

A rejeição a essa tese não demorou a surgir. A justificativa se deu a partir dos primeiros conflitos de interesse que passaram a existir entre países importadores e exportadores. Desse ponto em diante, a interdependência que parecia inspirar e fortalecer os acordos nessa área sofreu uma guinada interpretativa; desde então se avalia se a continuidade de determinados acordos poderiam resultar na verdade em insegurança energética.

Em outras palavras, embora a interdependência exista de fato como condição primeira pela qual se estabelecem as relações entre as sociedades e por via de consequência o fluxo de mercadorias, as relações entre importadores e exportadores tornaram-se frágeis o bastante para que, num pequeno descontrole no fluxo, os acordos sejam revistos ou desfeitos. Geralmente declarando-se como justificativa a defesa de interesses próprios ou de soberania.

Para sair então dessa condição de dependência externa, os países procuraram a todo custo, diversificar suas ações de investimento no setor. No caso dos importadores, a opção foi pela busca de fontes alternativas de energia. Por sua vez os exportadores buscaram novos mercados, principalmente em países ditos emergentes como China e Índia, conforme afirmam Monié e

colaboradores¹¹. O entendimento sobre a evolução do processo de constituição do setor petrolífero a partir da interpretação dialética permite entender o poder que a posse dessa fonte primária de energia utilizada em grande escala por povos de todo o planeta, pode conceder aos países para garantia da sua segurança energética¹¹.

Ainda que se considerem as novas fontes de energias alternativas, e as novas tecnologias independentes para produtos e força motriz em substituição aos derivados do petróleo, é ainda cedo e deveras desafiador tentar prever que ao final do século XXI, o mundo ainda dependerá e usará da energia do petróleo, ou de modo contrario que o uso de combustíveis fósseis não mais fará parte da matriz energética global. Ou seja, é melhor que se continue avaliando o nosso grau de dependência e interdependência em relação ao modo como usamos e compartilhamos as nossas fontes de energia.

Não obstante, algumas previsões como as realizadas pela *International Energy Agency* – IEA, e divulgadas em seu relatório anual *World Energy Outlook 2012*¹², em que considera os dados atuais sobre reservas provadas, em consonância com o critério SPE (*Society of Petroleum Engineers*)¹³, onde para cada barril de óleo equivalente extraído em 2012 foi apropriado 1,03 barril de óleo equivalente, resultando no Índice de Reposição de Reservas (IRR) de 103,3%. Ficando a relação Reserva/Produção (R/P) ficou em 18,6 anos, levam a crer que a disponibilidade de oferta de petróleo e gás para satisfazer a perspectiva futura do crescimento da demanda por consumo de energia deverá se estende pelo menos até 2035.

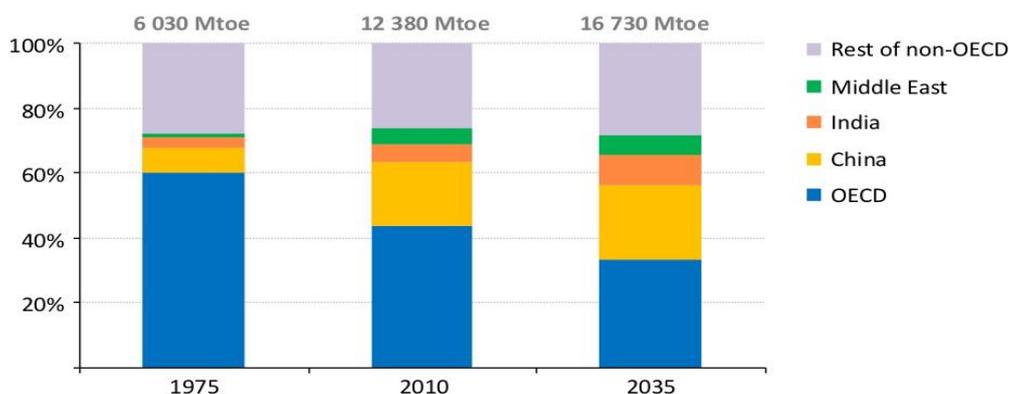


Figura 1: A divisão da demanda global de energia. Fonte: www.worldenergyoutlook.org.

3.2. O advento da exploração de petróleo não convencional

Um fato relevante para confirmar a perspectiva de maior longevidade às atividades da indústria do petróleo, diz respeito à posição assumida pelo *American Petroleum Institute* – API, que através do relatório intitulado de *American Made Energy*, encaminhado aos comitês partidários durante a última campanha presidencial americana, revela a ação tática e o poder da indústria petrolífera no país. Na mensagem de abertura do presidente do instituto, Jack Gerard fica claro a visão de antítese com a qual o API formula sua plataforma de reivindicações. Jack Gerard deixa explícita que a questão posta para os EUA (Estados Unidos da América) não é saber se continuarão necessitando de petróleo e gás natural, isso é certo. A questão, diz ele, é saber se o país usará a própria energia disponível em solo americano ou continuará na dependente das importações. O relatório ressalta que a indústria petrolífera local foi capaz de reverter o quadro de declínio da produção, ao ponto de tornar superabundante a oferta de óleo e gás natural. Seja em terras do governo, privadas *onshore* ou *offshore*¹⁴.

Para o API só haveria um caminho para os Estados Unidos seguir no futuro pós-eleições. E esse caminho como afirma o relatório seria o de buscar a geração de mais emprego, mas receita governamental oriunda dos impostos do setor petrolífero. Na visão do API, essa seria uma das ações garantidoras de uma maior segurança energética para nação. Apoiando-se em dados da EIA, que projeta para os EUA a necessidade de até 2035 acrescentar mais do que 10% na oferta

de energia - referência ano base 2011 -, para fazer frente ao crescimento de sua economia e suprir a demanda a partir da expansão populacional. Em resumo, dado o grau de importância, são duas as propostas chaves carentes de aprovação pelo governo, desejadas pelo API e suas mais de 500 empresas filiadas. A saber:

- A expansão do gasoduto *Keystone XL*, que liga a província de Alberta no Canadá ao Estado do Texas no EUA. O Oleoduto serviria para transporte de petróleo processado a partir das areias betuminosas do Canadá. Com se sabe, o governo americano vetou a construção da expansão desse oleoduto ainda em 2012, alegando falta de tempo hábil para estudar o projeto. No entanto deixou em aberto a possibilidade de reapreciação do projeto;
- A expansão das áreas de exploração do *shale gas* (é na realidade uma das três fontes de gás não convencional sendo: *Tight Gas Sands* (gás de areias compactas); *shale gas* (gás de xisto) e *Coal Bed Methane* (metano de leito de carvão).

O mais complicado e mais caro para desenvolver é a exploração do *shale gas* devido o uso da **perfuração horizontal** e do **fraturamento hidráulico**. A taxa de ganho de inclinação de ângulo constitui a principal distinção sob o ponto de vista da perfuração. O alvo da perfuração horizontal pode ser controlado dentro de uma janela vertical inferior a 2 m. O sucesso de poços horizontais dependia em grande parte do desenvolvimento de ferramentas que transmitissem a posição de subsuperfície da broca de perfuração em tempo real para mesa de perfuração. A medição durante a perfuração (*measurement while drilling - MWD*) é conseguida pela inserção de uma sonda dentro da célula de perfuração próxima a broca. Antes a MWD somente fornecia dados direcionais; a partir das melhorias implantadas, hoje é possível a coleta de dados petrofísicos: raios gama, resistividade, massas específicas e porosidades estão acessíveis durante a perfuração¹⁵. A técnica de fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido de fraturamento na formação, sob vazão e pressão controladas e elevadas o suficiente para provocar a ruptura da rocha por tração, dando início a uma fratura que se propaga durante o período de bombeamento do fluido. Com a interrupção do bombeamento, as fraturas recém-criadas tenderiam a se fechar devido ao peso exercido pelas camadas de rocha superiores, efeito chamado de “*overburden*”. Para que isso não ocorra, um material granular, conhecido como material de sustentação de fratura ou propante é bombeado, juntamente com o fluido de fraturamento, isso mantém a fratura aberta e possibilita a criação de caminhos preferenciais de alta permeabilidade para o deslocamento dos fluidos que serão produzidos¹⁶, que segundo os executivos e especialistas do setor, é possível que até 2015 os novos campos possam chegar a produzir cerca de 2 milhões de barris de petróleo ao dia. Surpreendentemente, trata-se de um volume superior ao que hoje é produzido pelo Golfo do México inteiro.



Figura 2: Mapa da expansão do Keystone XL. Fonte: www.api.org

No que pese as críticas dos ambientalistas, o cenário que se observa é retratado por uma opinião pública mais preocupada com a geração de novos empregos e de um governo com análises de riscos para tomada de decisão ainda incipiente. Neste sentido, as empresas petrolíferas conseguem chegar mais rápido aos seus objetivos. Ou seja, vão perfurando cada vez mais e recuperando mais óleo e gás. Num processo que desencadeou o desejo de adesão por outras empresas petrolíferas pelo mundo a fora.

A Europa, por exemplo, já discute a utilização das técnicas para exploração do *shale gas* no Saara. Na América Latina a situação oscila entre certa dose de especulação, caso da Argentina com o anúncio em 2010 da megajazida de *shale gas* em Vaca Muerta, até hoje sem o sucesso esperado, e os que ainda aprofundam os estudos geológicos e ou estão focados na exploração convencional. Casos do México e do Brasil¹⁷.

Obviamente, uma vez percebida a forma de emprego das técnicas usada na exploração do *shale gas* nos EUA, surgiram críticas quanto ao uso intensivo de água e de produtos químicos para injeção, bem como em relação à ação extensiva da técnica do fraturamento hidráulico (ver Figura 3). Ação esta que na visão dos críticos, se não for devidamente controlada, poderá levar poços para captação de água potável e até aquíferos serem contaminados.

Não obstante as críticas apresentadas pelos ambientalistas, o que se tem de concreto, sobre uma ação mais incisiva visando um melhor controle sobre o processo de exploração e produção do *shale gas* nos EUA, foi a divulgação do documento emitido pela Agência Americana de Proteção Ambiental, a EPA na sigla em inglês, divulgado em 2011; o documento informava que a partir de então a agência começaria os estudos dedicados a constituição de um grupo de trabalho técnico que começou a elaborar uma proposta para regulamentar a extração do *shale gas*. Porém a previsão é que essas regras só fiquem prontas para consulta pública somente em 2014¹⁸.

Acompanhando o mesmo raciocínio, a Agência Nacional do Petróleo do Brasil informou que já está definindo regras e contratos para a exploração das reservas não convencionais no Brasil, principalmente do gás de xisto (*shale gas*). Segundo o entendimento da agência os contratos deverão prever o período de concessão, um programa exploratório mínimo, além de exigências de conteúdo local, segurança e meio ambiente, principalmente no tratamento da água. A ANP também entende não existir grandes dificuldades para a regulamentação; a intenção é que os parâmetros adotados sejam similares aos dos países que já lidam com a exploração de gás e petróleo não convencionais.



Figura 3: Operação de fraturamento hidráulico em um local bem perto de Carrizo Springs, Texas. Co. da Chesapeake Energy Co. Fonte: www.api.org

3.3. A influência global e local do Pré-Sal

Depois de 2007, com a confirmação das extraordinárias acumulações de petróleo em reservatórios situados na camada do Pré-Sal, o Brasil pode enfim reafirmar o gigantismo de sua natureza e assumir estar sobre um berço esplêndido de bilhões de petróleo e gás. Os volumes em reservas são de fato tão expressivos que quase imediatamente, novas considerações sob a presença e a participação do país no mercado mundial de energia, transformaram-no numa referência indispensável nas análises de conjuntura e cenários futuros para mercado. Exemplo

disso pode ser visto no gráfico abaixo usado por Leonardo Maugeri, especialista da *Harvard University*, ao apresentar em 2012 sua visão sobre o futuro do mercado de petróleo no artigo intitulado de: *Oil: the next revolution*².

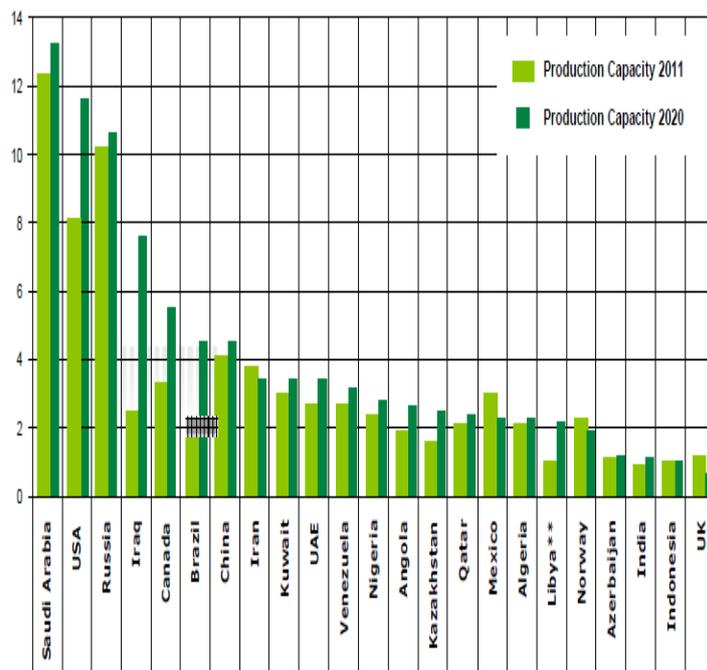


Figura 4: Capacidade de Produção Mundial de Petróleo. Fonte: Harvard Kennedy School - *Oil: the next revolution*. Fonte: Maugeri 2012.

O Brasil, antes um consumidor de energia, evoluiu ao ponto de se declarar a partir de 2006 autossuficiente na produção de petróleo, o que lhe garantia certo conforto energético. No que pese as críticas sobre a consistência do feito e considerando o longo prazo decorrido, os dados oficiais confirmam que o país chegou à condição que o transformar num potencial exportador líquido de petróleo. Dados do BEN de 2012 do MME (Ministério de Minas e Energia) revelam esta nova realidade da indústria petrolífera do país. Ver Figuras 5 e 6.

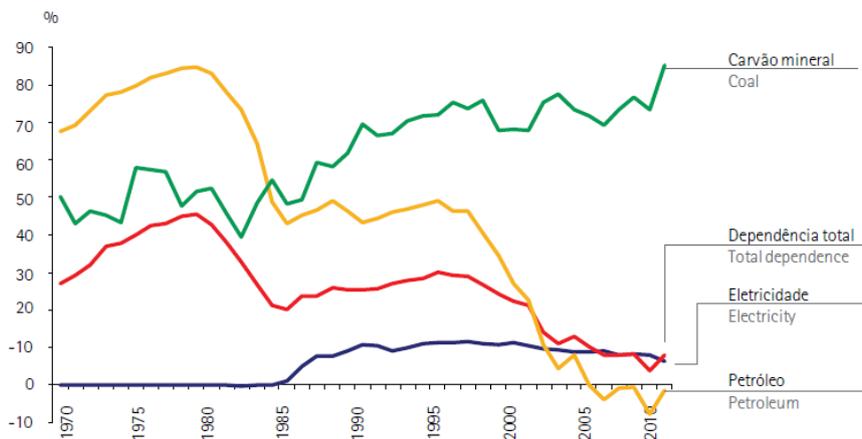


Figura 5: Fontes de recursos Energéticos. Fonte: Ministério de Minas e Energia. Fonte: www.epe.gov.br - BEN de 2012

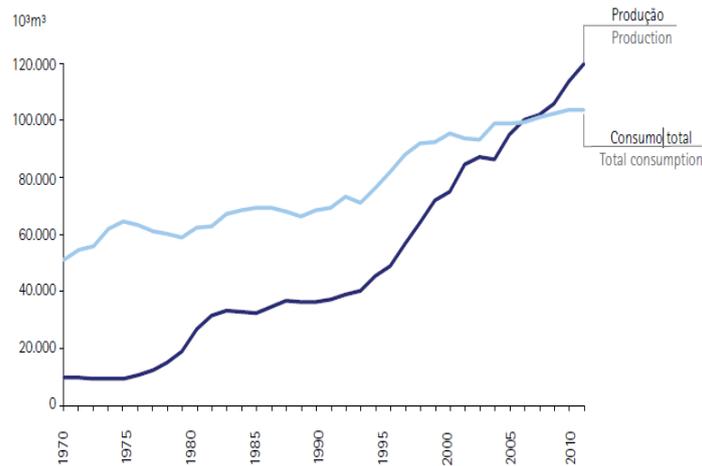


Figura 6: Série Temporal de Consumo e Produção de Petróleo. Fonte Ministério de Minas e Energia. Fonte: www.epe.gov.br - BEN 2012.

Destacamos o polígono do Pré-Sal como grande consumidor de recursos para o desenvolvimento dos campos ali situados, incluindo os campos da cessão onerosa destinados à Petrobras. A perspectiva de produção crescente, estimada para 1 milhão em 2017 e 2 milhões em 2020, são o combustível que alimenta a necessidade de investimentos da empresa direcionado à nova fronteira exploratória. Em seu plano de negócios 2013-2017, ver Figura 7, o investimento previsto em E&P é de US\$ 147,5 bilhões. Desse total, 79,8 bilhões de dólares (54%) serão investidos em exploração e no desenvolvimento da produção Pré-Sal e Cessão Onerosa. Todo esse recurso mobilizado para áreas mais promissoras em termos de retorno do investimento acaba influenciando no investimento para áreas onshore, mais precisamente áreas de campos maduros; a Petrobras em seu plano de negócio não explicita nenhuma perspectiva de investimento para tais campos¹⁹.

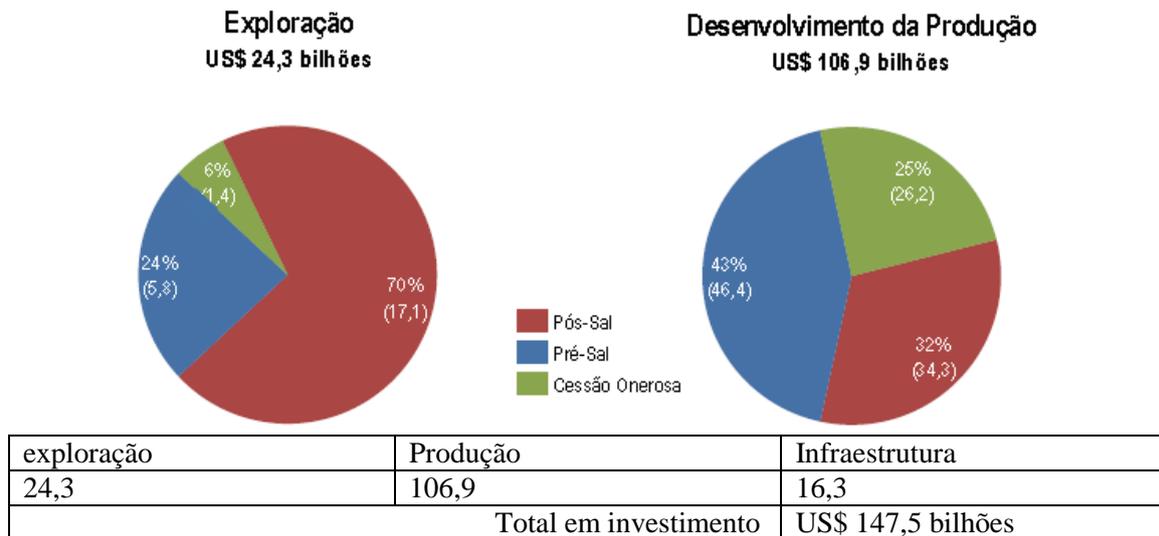


Figura 7: Dados do investimento da Petrobras em E&P. Fonte: Plano de negócio da Petrobras disponível em www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-do-png-2013-2017.html

3.4. A exploração em campos de petróleo em terra no Brasil.

Numa história comum à indústria de exploração e produção de petróleo, a perfuração de poços em campos de terrestre no Brasil foi do estágio do risco não calculado – exploração em 1858 no município de Bofete em São Paulo; passando pela ampliação do raio de busca a partir da relação empírica com as exsudações vistas em Lobato na Bahia chegando ao primeiro poço comercial em 1941 no município de Candeias também na Bahia. Daí em diante ocorre a expansão da exploração de petróleo e gás nas áreas de terra no país, o que culmina com a caracterização e delimitação das bacias sedimentares.

A Petrobras criada para alavancar o desenvolvimento aprofunda o conhecimento sobre as bacias sedimentares e resolve, literalmente, aprofundar a descoberta de novas reservas direcionando seu alvo para o mar, dado a perspectiva de encontrar grandes acumulações: o que de fato ocorreu. Se hoje é possível ultrapassar a camada do sal, parte desse sucesso exploratório se deve ao longo aprendizado alcançado no desenvolvimento dos campos terrestres. Sem dúvidas que as pequenas bacias de terra foram decisivas para formação e a qualificação do corpo técnico da Petrobras, que conseguiu explorar e produzir as reservas dos campos onshore até os dias atuais em quase todo seu potencial. Hoje, segundo opinião do geólogo Pedro Zalán, estas bacias são a porta de entrada e a escola das pequenas e nascentes companhias brasileiras de petróleo, que se desenvolverão e se firmarão gerenciando acumulações pequenas.

Neste sentido, uma condição básica, reclamada pelos principais agentes interessados, os chamados produtores independentes, a ocorrência da oferta continuada de áreas para exploração por parte do governo: ANP foi assegurada em fevereiro de 2013. Em sua resolução foi determinado que a ANP passasse a realizar rodadas específicas anuais para oferta de blocos exploratórios em bacias maduras e de áreas inativas com acumulações marginais²⁰.

Para além de considerar os fatores históricos e a realidade atual do desenvolvimento da área de E&P no Brasil que impactam diretamente sobre o investimento das áreas onshore de exploração e produção, devemos observar que de modo geral o desempenho da atividade no país no longo prazo – 10 anos – pode ser vista como uma trajetória de relativo sucesso. Por exemplo, cita-se a oferta de bloco exploratórios no regime de concessão, destarte os 5 anos sem ofertas, tem garantido uma intensa atividade das industria de exploração, inclusive mantendo um certo equilíbrio entre as áreas onshore e offshore (Figuras 7 e 8).

Rodadas	Ano da rodada	Blocos arrematados onshore	Blocos onshore na fase de exploração em 31/12/2011	Blocos arrematados offshore	Blocos offshore na fase de exploração em 31/12/2011
1	1999	0		12	
2	2000	9	0	12	5
3	2001	7	0	27	13
4	2002	10	5	11	7
5	2003	20	0	81	23
6	2004	89	0	65	48
7	2005	210	63	41	30
8	2006	Cancelada			
9	2007	65	39	52	45
10	2008	54	40	54	0
	2009				
	2010				
	2011				
	2012				
11	2013	87		55	
Total de blocos		551	147	410	171
%		57,34	46,23	42,66	53,77

Figura 7: Quadro geral da exploração de blocos até 2011. Fonte: ANP

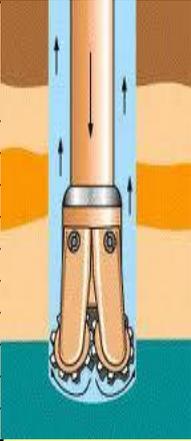
Poços onshore perfurados 2002 - 2011	Poços pioneiros perfurados 2002 - 2011	Descobertas onshore		Poços offshore perfurados 2002 - 2011	Poços offshore pioneiros 2002 - 2011	Descobertas offshore
2	0	331		195	50	19
14	4	299		194	51	22
31	17	281		169	29	18
32	17	320		143	14	8
57	22	370		144	27	16
92	42	495		149	23	11
91	45	679		142	26	18
32	18	661		184	34	19
24	16	568		221	49	33
46	20	426		243	42	28
421	201	4430	Total de poços	1784	345	192
Índice de sucesso onshore 48%		443	Poço / ano	178	Índice de sucesso onshore 56%	
		37	Poço / mês	15		
		1	Poço / dia	0,5		

Figura 8: Quadro geral da realização da perfuração de poço no período de 2002 a 2011. Fonte: ANP

3.4.1. Sob o regime de concessão

Desde 2010, vigora no Brasil um regime regulador misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Nas áreas do polígono do pré-sal, e em outras consideradas estratégicas, será adotado o regime de partilha da produção. Para todo o restante do território, que representa aproximadamente 98% da área total das bacias sedimentares brasileiras, continua em vigor o regime de concessão. Pode-se dizer que se trata um modelo consolidado. No que pese as críticas a mudança introduzida pelo governo após a descoberta do Pré-Sal; farta crítica foi direcionada as ações do governo. Ações estas que os críticos nomearam de contrarreforma. No entender dos críticos, a mudança de regime atingia os fundamentos da reforma promovida pelo governo anterior e por certo provocaria grandes prejuízos econômicos e financeiros ao país; dado que intuía uma resposta negativa das empresas operadoras, principalmente às estrangeiras em relação ao interesse nos recursos petrolíferos a serem ofertados pelo Brasil.

Contudo, de forma empírica a realização da 11ª rodada de licitações promovidas pela ANP em maio de 2013, desfez tal presunção pessimista. Fato concreto é que, superando um hiato de 5 anos sem licitações, o país conseguiu atrair um grande número (71) de empresas interessadas, nas áreas ofertadas, ao ponto de promoverem um ágio em bônus de assinatura, quase 8 vezes superior ao valor mínimo estipulado pela agência reguladora.

As regras gerais estabelecidas para regime de concessão já foram amplamente testadas. O que se impõe agora a agência reguladora é atuar com maior transparência e cumprir com mais efetividade em relação alguns dos pressupostos que a definiram com necessária para o setor. Citamos aqueles que julgamos necessários para aprimoramento:

- Promover estudos para delimitação dos blocos exploratórios;
- Regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não exclusivas;
- Instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;
- Fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e Biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

- Estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento.

Com base nessa assunção de responsabilidade da agência reguladora, é que apresentamos algumas proposições que entendemos como aplicáveis para melhoria da sua atuação:

- Realizar licitações específicas com caracterização por propósito, com blocos definidos com base em estudo viabilidade técnica econômica e índice de qualificação;
- Estimular produção de estudos técnicos pelas universidades nacionais em programas de extensão voltados para geração de dados de geologia e geofísica para acesso das pequenas e médias empresas brasileiras;
- Criação de unidades de estocagem, estação de tratamento de água produzida para utilidade pública através das parcerias público-privada;
- Estimular à criação de um serviço brasileiro de apoio as pequenas e médias empresas de exploração e produção.
- Estimular a capacitação da mão de obra nacional em cursos técnicos e de nível superior visando o domínio das tecnologias para exploração e produção de recursos não convencionais;
- Criação de um certificado de explorador e produtor amigo do meio ambiente, onde o nível de qualificação alcançado garantiria a redução de custo de taxa de participação e ou de acesso a dados técnicos.

No trabalho apresentado por Marinho e outros²², onde se buscava avaliar econômica e financeiramente a exploração de um campo de petróleo maduro e verificar sua viabilidade, realizado com dados coletados de 2003, fazendo referência a quarta rodada de licitações da ANP (2002), onde já se demonstrava que a manutenção da produção de campos maduros ou sua revitalização seria de interesse para o governo investir na participação efetiva dos pequenos e médio produtores no mercado de E&P no Brasil. A viabilidade dessa estratégia, tanto à época do estudo, como agora e adiante, dependerá da manutenção do custo operacional baixo. Uma condição sempre complicada para as grandes corporações, onde os gastos com o custeio, mão de obra e infraestrutura são sempre elevados que só grandes projetos se tornam viáveis. Portanto, como asseguram os autores, a estratégia deve preferencial ser direcionada às pequenas empresas.

3.4.2. A revitalização de campos maduros

Revitalização de um campo maduro significa tomar medidas que possibilitem aumentar a eficiência na recuperação das reservas. Já existem uma grande variedade de tecnologias que se usadas para caracterizar, monitorar e gerenciar a produção do reservatório; melhorar a perfuração e a completação de poços a fim de aumentar o fator de recuperação. A busca por soluções eficazes visando otimizar o desempenho em campos de petróleo maduros, começa pela caracterização geofísica, petrofísica, geológicas, dos reservatórios. Domínio sobre os dados relativos a produção e de injeção são a base que fundamenta a intervenção dessa estratégia. A simulação de reservatório a partir da sinterização dos dados formam a base da análise e interpretação necessária para que o operador passe a tomar as decisões adequadas para implementar um programa de otimização²³. São exemplos coletados da literatura especializada sobre aplicação de métodos de recuperação:

- Métodos Térmicos
- Métodos Miscíveis
- Métodos Químicos
- Métodos Microbiológicos

Como qualquer estratégia para otimização dos custos operacionais, a revitalização de campos maduros depende da relação custo de investimento versus o retorno econômico. Considerando que o prognóstico dos analistas do setor para o preço do futuro do barril de petróleo é da manutenção dos preços em patamares elevados, a revitalização pode se traduzir em ganhos de escala. Cabendo então ao produtor decidir sobre a melhor técnica a ser utilizada considerando as características do reservatório produtor sob seu gerenciamento. Em Neveira 2007, pode ser encontrado o detalhamento das técnicas de recuperação e estudo de casos considerando algumas delas²³ utilizando para efeito comparativo a simulação pelo método de elementos finitos. O resultado pode ser expresso na forma suscita da seguinte forma: assim como existem várias formas de recuperação, existem talvez uma em especial mais adequada ao reservatório específico. A escolha da tecnologia que dentre as várias aplicáveis consiga um maior índice de recuperação, via depende de muito estudo, simulações e dados precisos. Contudo, a perspectiva apontada pelo estudo revela que é impensável não se buscar no aprimoramento ou na busca de novas tecnologias melhores resultado dos que os atualmente conseguidos pela indústria.

Neste aspecto, destaca-se a combinação entre as técnicas da perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico aprimoradas pelos americanos, que após vários anos de insistência e começaram a dar resposta na recuperação do shale gás e tight oil nos últimos anos. Ao ponto de hoje serem vistas como solução a ser replicada por vários países, entre eles o Brasil.

3.5. As perspectivas para exploração *onshore* no Brasil

Uma vez que se considere a efetiva aceleração do crescimento das oportunidades de acesso às áreas de exploração através de uma política continuada de leilões públicos patrocinado pelo governo federal, e de atribuição da ANP, espera-se que a agência reguladora consiga desenvolver um bom trabalho de qualificação dos dados técnicos, aplique o conceito de propósito previamente definido para as áreas a serem ofertadas para licitação (blocos exploratórios), bem como possa vir atuar como agente do desenvolvimento da cadeia produtiva do setor considerando a aplicação das proposições relacionadas. Considerando, pois, que com essas ações, acredita-se ser possível, não só a retomada dos investimentos em exploração como a aceleração do crescimento da produção nos campos *onshore*. Todavia, só isso não é o suficiente, é preciso que o governo federal apóie os pequenos e médios empreendedores do setor através da desoneração de impostos e incentivando o crédito ao acesso as novas tecnologias. Necessário também que este passe a pensar numa estratégia de reduzir os custos com escoamento da produção até os pólos de refinis beneficiando o pequeno produtor.

4. CONCLUSÃO

Finalizada a 11ª rodada de licitações para concessão de áreas para exploração de petróleo e gás, sendo 87 blocos *onshore* arrematados, o cenário para exploração no Brasil continua preciso. Dado que as empresas vencedoras têm prazo a cumprir em relação a adoção do programa mínimo de exploração. Desse modo, é provável que já em 2014 os efeitos da retomada dos investimentos em exploração já sejam observados. Destacamos como fato relevante, a decisão do Conselho Nacional de Política Energética de tornar anual a realização das licitações de blocos exploratórios considerando as áreas de campos maduros ou marginais. Esse fato provocará assim se espera um novo dinamismo no setor

Ressaltamos por fim, como já destacado, que o preço do petróleo se constitui na variável central e determinante para viabilizar a exploração e a produção de campos maduros ou marginais, bem como a produção de hidrocarbonetos não convencionais.

Assim, no caso da exploração dos recursos ditos não convencionais, mesmo que o preço do barril de petróleo continue em alta, os produtores ainda devem considerar custo de aquisição de tecnologias apropriadas, além de se preocuparem com o tratamento a ser dado para as questões ambientais. Pois estas podem gerar impactos relevantes no custo da produção e no processamento do gás e do óleo extraído de reservatórios não convencionais. Dado que ainda

parece não haver de fato, ações mitigadoras para os possíveis efeitos degradantes da exploração desses recursos. Principalmente em relação à poluição do ar, a contaminação das águas subterrâneas, a devastação das superfícies nos campos de produção e da saúde dos trabalhadores. Contornar tais questões demanda o aumento dos custos operacionais, o que pode limitar, ou conforme o caso, tornar inviável economicamente este tipo de exploração.

1. BRASIL. Disponível em: www.brasil.gov.br. Acesso em: 20.05.2013.
2. MAUGERI, L. Oil: the next revolution. Harvard Kennedy School. Cambridge, 2012.
3. PETROBRAS. Disponível: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-do-png-2013-2017.htm>. Acesso em: 21.05.2013.
4. ZALÁN, P.V. O potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras além do pré-sal. *Oil & Gas Journal*. Ano 18, nº 4; pag.26-29. Out, Nov, Dez - 2012
5. SEGUNDO, A. R. S. S. et al. Caracterização de poliacrilamidas comerciais visando sua aplicação na recuperação avançada de petróleo. In: 4o PDPETRO, Campinas, SP. 2007.
6. ANP. Relatório de análise da décima primeira rodada de licitações para concessão de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. 2013. www.anp.gov.br
7. ANP. Procedimento para a cessão de direitos inerentes a contratos de concessão de campos marginais de petróleo ou de gás natural.
8. SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. Metodologia da pesquisa e elaboração da dissertação. 3º ed. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC: Florianópolis, 2001.
9. OWEISS, I.M. Petrodollars: problems and prospects. Columbia University. 1974
10. MONIÉ, R.S. Geopolítica e geografia. 2012
11. EIA. World Energy Outlook. 2012.
12. SPE. Guidelines for application of the petroleum resources management system: PRMS 2011.
13. API. American made energy: Report to the platform committees; 2012.
14. FRANK, J.; COOK, M.; GRAHAM, M.; FERREIRA, D. Introdução à exploração e produção de hidrocarbonetos. Rio de Janeiro: Campus. P. 3 – 51, 2012.
15. CACHAY, L.R.S. Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico. Dissertação de Mestrado. PUC do Rio de Janeiro. 2004.
16. OIL and Gas Journal. Ano 18 nº4. Pennwell Brasil. 2012.
17. EPA. Disponível em: www.epa.gov. Acesso em: 22.05.2013.
18. Petrobras. PNG 2013-2017, www.investidorpetrobras.com.br
19. CNPE, www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao
20. MARINHO, K. L. C. et al. Cessão total de direitos inerentes ao contrato de concessão para exploração de campos maduros de petróleo e gás natural. In: 4o PDPETRO, Campinas, SP. 2007.
21. JPT, Journal of petroleum technology. Volume 64, nº 10.
22. NAVIERA, L.P. Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduros e marginais. Tese de mestrado, UFRJ-COPPE. 2007.