



Article : 097

A Descoberta do Pré-Sal e as Mudanças do Marco Regulatório na Indústria Brasileira do Petróleo

PINTO JUNIOR Helder

avr.-16

Niveau de lecture : Facile

Rubrique : Sources fossiles

Mots clés : Hydrocarbure, Industrie pétrolière, réserve, ressource, extraction, progrès technique

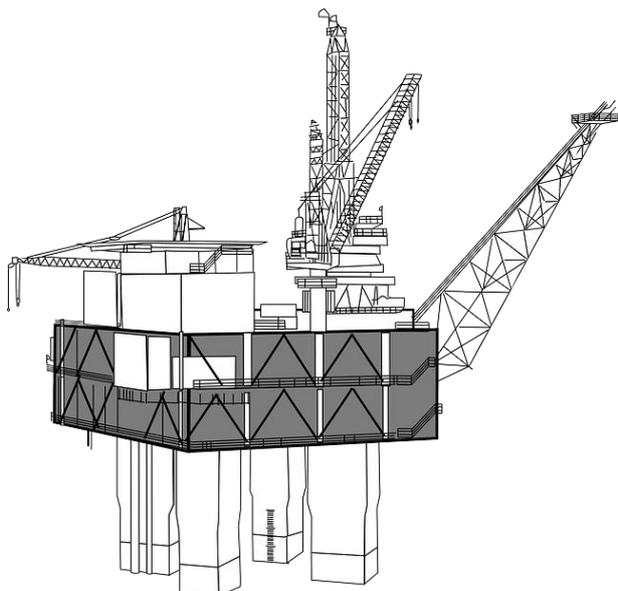


Fig. 1 : uma plataforma de exploração de petróleo

As recentes descobertas em águas ultra-profundas, na área geológica do Pré-Sal, foram fruto do processo de cooperação da Petrobras com as empresas recém-chegadas ao Brasil para projeto de exploração após o processo de abertura. Tais descobertas constituem igualmente um fator indutor do desenvolvimento setorial de grande magnitude e relevância, que justificou a decisão governamental de readequar o marco regulatório nas etapas de exploração e de produção da indústria brasileira de petróleo e de gás natural.

O caráter inovador da descoberta numa área que é considerada uma nova e promissora fronteira petrolífera exigirá um imenso esforço de inovações tecnológicas, visando maximizar o petróleo e o gás natural a serem produzidos. O desafio de superação tecnológica tem sido acompanhado por igual desafio no plano institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos. A fronteira de exploração e de produção do Pré-sal estabelece uma mudança radical nas condições de contorno da indústria brasileira do petróleo, devido a três aspectos principais fortemente interdependentes, com fortes repercussões sobre a estrutura de arrecadação e aplicação de participações governamentais:

1. as novas descobertas alteram os parâmetros de tomada de decisão, ancorados na análise das condições econômicas e financeiras do binômio prêmio-risco. As descobertas modificam estas condições tanto nas novas áreas ainda não-concedidas e localizadas nas zonas adjacentes aos blocos exploratórios que lograram sucesso na exploração, quanto em áreas já concedidas e que eventualmente ainda não foram exploradas;
2. as novas descobertas requerem novas orientações de política energética, pois, uma vez confirmado o potencial dos recursos petrolíferos identificados no Pré-Sal, caberá a redefinição do ritmo ótimo de exploração e de produção, dados os montantes de investimentos, bem como das condições de exportação de petróleo;
3. por fim, tornou-se ainda mais necessário definir novos instrumentos de coordenação com outras esferas de governo, em matéria de política externa, econômica e fiscal, tecnológica, de equipamentos e humanos necessários ao desenvolvimento do potencial petrolífero nacional nos próximos anos.

A descoberta do pré-sal é fruto de longos anos da evolução e da especificidade da atividade exploratória offshore no Brasil. Cabe notar que a identificação das principais características

geológicas das bacias e reservatórios de petróleo possibilitaram diferentes e progressivas escalas de produção e, principalmente, de crescentes e complexos requisitos tecnológicos e de infraestrutura. Sob esse prisma, a evolução do *offshore* brasileiro setor pode ser delimitada em duas fases claramente identificadas: a) fase marítima de Águas Rasas (1968-1984) e b) fase marítima de Águas Profundas (a partir de 1985).

A primeira fase é marcada pela exploração e produção nas bacias costeiras do Nordeste e, principalmente, pela primeira descoberta comercial na Bacia de Campos, área que viria a se tornar a principal região produtora do país. O desenvolvimento da produção *offshore* permitiu inúmeras descobertas em águas rasas (consideradas aquelas com lâminas d'água inferiores a 400 m).

A segunda fase corresponde às descobertas e início da produção em águas profundas. Os eventos que marcam esta fase são as descobertas dos campos gigantes de Albacora (final de 1984) e de Marlim (início de 1985), com lâminas d'água superiores a 400 m. As atividades subsequentes de exploração na Bacia de Campos confirmaram o elevado potencial petrolífero da região, com a descoberta de outros campos gigantes em águas ultraprofundas (lâminas d'água superiores a 1.000 m), como Albacora Leste (1986), Marlim Leste (1987) e Marlim Sul (1987). Diante deste diagnóstico, é possível observar que o Brasil tornou-se uma das únicas nações a dominar a tecnologia de exploração petrolífera em águas profundas e ultraprofundas.

No entanto, quando se fala de descoberta na camada denominada pré-sal, que hoje é reconhecida como a nova área de grande potencial de produção no país, seu histórico remonta às décadas de 1970 e 1980, em águas rasas da Bacia de Campos, quando foram descobertos os Campos de Badejo, Linguado e Trilha. Tais descobertas, apesar de comerciais, mostraram-se, à época, pouco significativas frente às posteriores.

Assim, no âmbito do processo de abertura do mercado para exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, por intermédio da Lei nº 9.478/1997 ("Lei do Petróleo"), foi possível um imediato e robusto investimento privado de aquisição de dados geológicos e geofísicos nas bacias sedimentares brasileiras, em especial nas imensas bacias marítimas que, à exceção da Bacia de Campos, possuíam baixa densidade de dados.

Nos primeiros anos que se seguiram à publicação da Lei do Petróleo, foram realizadas centenas de milhares de quilômetros lineares de sísmica 2D marítima na modalidade não-exclusiva, em praticamente toda a costa brasileira, através das Empresas de Aquisição de Dados (EADs) credenciadas pela ANP.

Especialmente na região que, anos mais tarde, passou a ser conhecida como "Cluster do pré-sal", a quantidade de dados sísmicos disponíveis saltou de 7.500 km lineares, computados antes da "Lei do Petróleo", para aproximadamente 35.000 km no ano de 2000.

Tais dados geofísicos, mais abundantes e de melhor qualidade, possibilitaram à ANP ofertar sete blocos exploratórios durante a segunda e a terceira rodada de licitações, respectivamente ocorridas em 2000 e 2001, em um setor de águas profundas da Bacia de Santos até então com potencial petrolífero desconhecido. Tais blocos foram arrematados por diversos consórcios envolvendo as empresas Petrobras, Petrogal, Queiroz Galvão, Esso, Shell, BG, Repsol, Partex e Hess.

Com o objetivo de cumprir obrigações contratuais, uma série de programas sísmicos 3D exclusivo entre 2001 e 2005 permitiu aos concessionários escolherem as áreas que seriam devolvidas ao final do primeiro período exploratório, movimento este importante para aumento do conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras.

A denominação "pré-sal" decorre da escala de tempo geológica das jazidas de hidrocarbonetos, localizadas abaixo de uma profunda camada de sal (entre 2.000 e 3.000m). Tais jazidas teriam sido formadas dezenas de milhões de anos atrás em diferentes tipos de formações rochosas no subsolo marinho. Admite-se que tais formações rochosas sejam oriundas da separação, há cerca de mais de cem milhões de anos, dos continentes da América do Sul e África.

Desse modo, tal como ilustra a figura 2, os reservatórios do pré-sal são ultra-profundos, pois se situam abaixo da lâmina de água e abaixo da camada de sal.

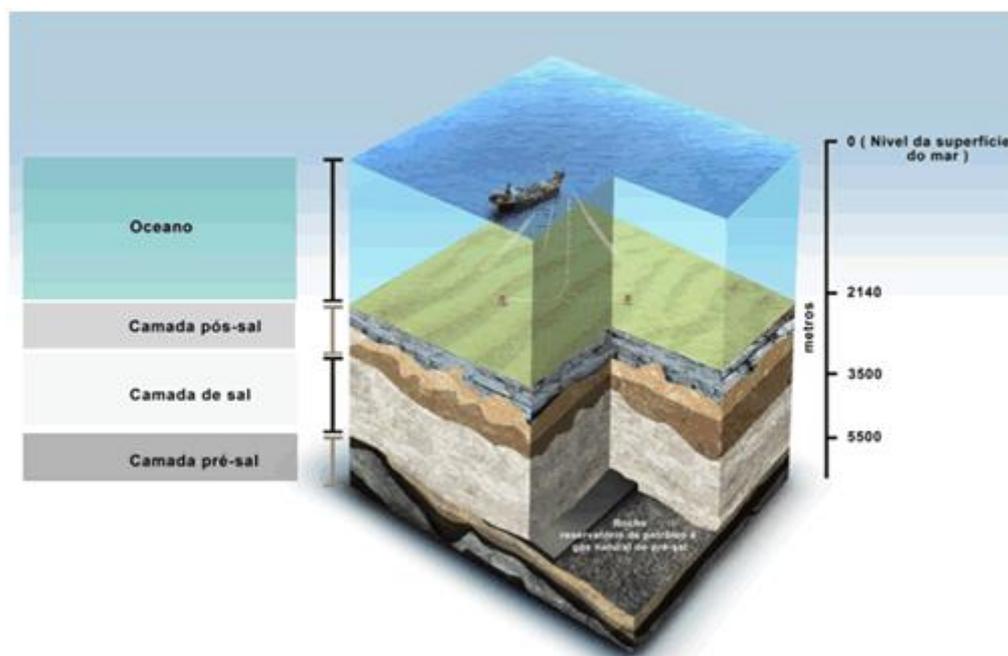


Fig. 2 : A produção do Pré-sal fica abaixo de profundidades de 5 mil metros

Deve-se destacar que a seção pré-sal de águas profundas da Bacia de Santos foi perfurada pela primeira vez em 2005 através de um único poço no prospecto conhecido como Parati. Este poço, apesar de descobridor de uma acumulação de gás e condensado pouco atrativa comercialmente, em função da baixa qualidade dos reservatórios, comprovou a existência de um sistema petrolífero atuante naquela porção da Bacia, abrindo perspectivas para o novo play exploratório.

Em 2006 foi concluído um segundo poço no prospecto Tupi, hoje conhecido como campo de Lula. Tal movimento veio a ser tornar a primeira descoberta comercial do pré-sal da Bacia de Santos, confirmando definitivamente a eficiência deste novo sistema petrolífero. As descobertas iniciais, e encorajaram uma campanha exploratória ainda mais agressiva, de tal forma que nos anos seguintes todos os demais blocos do “Cluster”, bem como diversos outros fora dele, foram alvo de poços exploratórios pioneiros, objetivando o play pré-sal da Bacia de Santos.

A descoberta das jazidas do pré-sal constitui, assim, um marco tanto para a indústria brasileira quanto para a indústria mundial de petróleo e gás natural. Tal província possui cerca de 800 quilômetros de extensão e 200 quilômetros de largura, e se distribui pelas bacias do Sul e Sudeste do Brasil, incluindo as bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e compreende desde o litoral do Espírito Santo até o norte de Santa Catarina (figura 3).

O arcabouço regulatório no setor petrolífero nacional está baseado na Lei nº 9.478/ 1997. Quando promulgada, a lei estabeleceu novas diretrizes de organização econômica para todas as operadoras, inclusive a Petrobras, cuja propriedade acionária majoritária permaneceu sendo da União. Manteve-se também a titularidade dos direitos de propriedade dos recursos em hidrocarbonetos da União, fato importante na determinação do tipo de contrato a ser firmado entre as operadoras e o governo.

As descobertas do pré-sal levaram o governo Lula a propor alterações no marco regulatório da indústria do petróleo, permitindo a coexistência de um regime de concessões e do regime de partilha de produção. Neste contexto, o governo brasileiro aprovou, em 2010, um novo marco regulatório por meio da Lei nº 12.351/10, que dispõe sobre a exploração e produção de petróleo em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. A Lei definiu a “área do pré-sal”, delimitada por um polígono, o qual inclui não apenas oportunidades do pré-sal, mas também do pós-sal das bacias de Campos e Santos (Figura 3). O regime de partilha se tornou, portanto, a nova modalidade contratual a ser estabelecida para as novas licitações nas áreas do pré-sal.

O primeiro leilão sob regime de partilha de produção, realizado em 2013, para a licitação do prospecto de Libra arrecadou R\$ 15 bilhões de bônus de assinatura, (US\$ 6,4 bilhões considerando a taxa de câmbio a data de realização do leilão). Cabe lembrar que neste regime o valo do bônus é fixo e a competição se dá em torno do percentual de *profitoil* a ser oferecida pelo consórcio vencedor à União. Esta promissora área, com volumes estimados entre 8 a 12 bilhões de barris recuperáveis foi arrematada pelo único consórcio participante composto por: Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%) e as empresas chinesas CNOOC e CNPC com 10% cada.

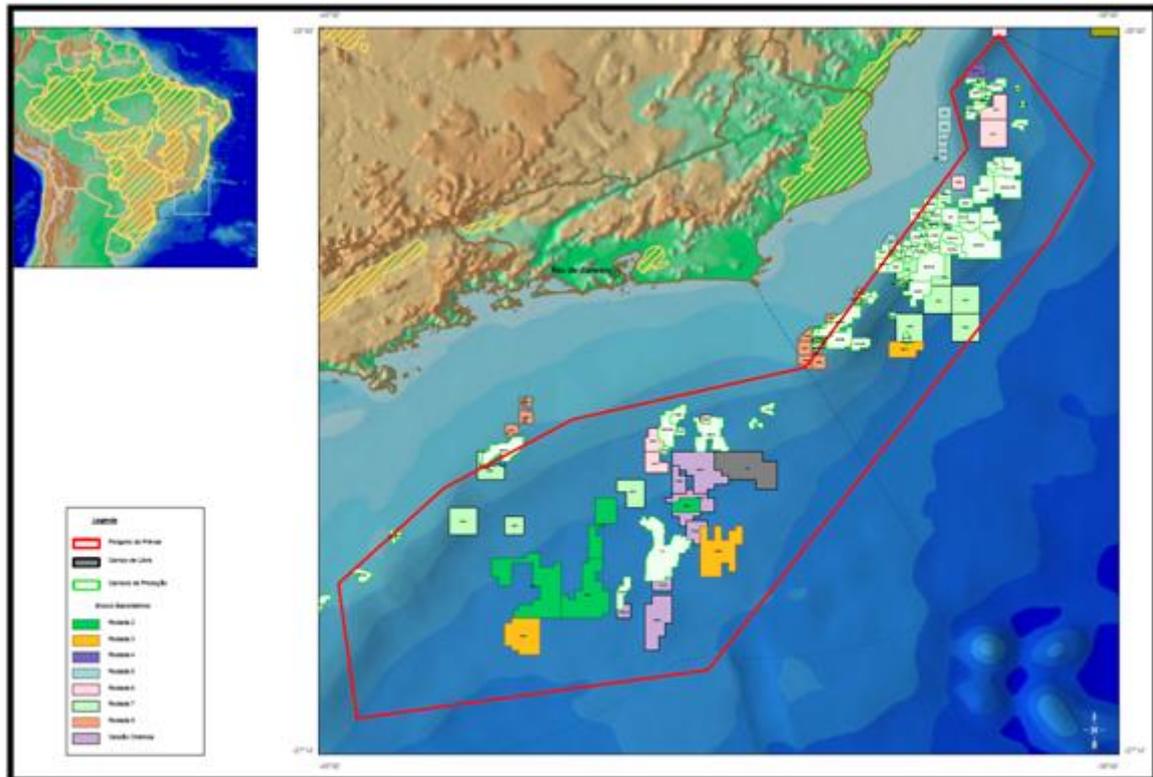


Fig. 3 : polígono do pré-sal

Os desafios principais se reúnem em cinco áreas, sendo as suas linhas gerais elencadas abaixo:

- Caracterização e engenharia de reservatórios: interpretação da sísmica; caracterização interna dos reservatórios; factibilidade técnica da injeção de gás e água para recuperação secundária; e geomecânica das rochas adjacentes em estágio de depleção.
- Completação e perfuração de poços: desvios de poços na zona salitre, e gerenciamento do CO₂, altamente corrosivo para os materiais.
 - Engenharia submarina: qualificação dos risers (tubulações flexíveis que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em profundidade de 2.200 metros, considerando o CO₂ e a elevada pressão.
 - Unidades flutuantes de produção: ancoramento das unidades considerando profundidade de 2.200 metros, e conexões com o sistema de risers
 - Logística para o gás associado: desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO₂, e de dutos com mais de 18 polegadas em profundidade de 2.200 metros.

Importa salientar que a exploração e produção dos recursos petrolíferos do pré-sal requerem o gerenciamento de significativos riscos, tais como a produtividade dos reservatórios, os custos envolvidos na extração e o preço mínimo necessário para viabilizar a produção. Por esta razão, a

exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar uma imensa mobilização de recursos financeiros, humanos e tecnológicos, além de adequados dispositivos regulatórios de políticas setoriais.

As atividades de exploração e produção de petróleo na camada do pré-sal não constituem propriamente uma novidade na indústria petrolífera mundial. Nas duas últimas décadas, experiências bem-sucedidas na exploração de óleo na camada do pré-sal no Golfo do México, por parte de várias empresas, indicam a relativa viabilidade em lidar com os desafios impostos por esta fronteira exploratória. Essas experiências, no entanto, foram realizadas a uma profundidade variável de 1.500 a 2.000 metros. No caso brasileiro, os reservatórios do pré-sal, estão a 7.000 metros o que revela um contexto repleto de desafios tecnológicos a serem superados.

Porém, de fato, a produção do pré-sal no Brasil tem crescido de forma vertiginosa, o que demonstra a capacidade da Petrobras, das empresas consorciadas, da indústria para-petrolífera e das instituições de pesquisa em cooperar efetivamente para a superação dos desafios listados acima. O crescimento recente da produção tem se sustentado, em particular, na alta produtividade dos poços no Pré-Sal, em especial no campo de Lula (ex prospecto Tupi), onde vários poços atingiram, individualmente, produção muito superior à expectativa inicial atingindo, em alguns casos, níveis acima de 25 mil barris/dia em 2015 (figura 4). Cabe recordar que o total da produção corrente do pré-sal é realizada sob regime de concessão, dado que, como mencionado acima, a área de Libra encontra-se ainda em fase de exploração. Assim, os campos no pré-sal alcançaram, num período de tempo curto desde a sua descoberta, em 2007, o nível de produção acima de 800 mil barris/dia em 2015, representando cerca de um terço do total produzido no país.

Nome ANP do Poço	Campo	Bacia	Petróleo (bbl/d)	Gás natural (Mm ³ /d)	Produção (boe/d)
9LL2RJS	LULA	Santos	31.528	1.736	42.445
7JUB34HESS	JUBARTE	Campos	33.943	1.172	41.313
7SPH5SPS	SAPINHOÁ	Santos	33.535	1.110	40.517
4BRSA711RJS	LULA	Santos	29.526	1.609	39.645
7LL22DRJS	LULA	Santos	29.233	1.065	35.933
3BRSA788SPS	SAPINHOÁ	Santos	29.154	1.072	35.894
9BRSA928SPS	SAPINHOÁ	Santos	28.330	981	34.498
7SPH4DSPS	SAPINHOÁ	Santos	26.918	924	32.730
7LL17DRJS	LULA	Santos	26.279	899	31.936
3BRSA496RJS	LULA	Santos	23.784	1.136	30.927
7LL3DRJS	LULA	Santos	24.554	831	29.783
9BRSA716RJS	LULA	Santos	16.727	1.440	25.784
3BRSA821RJS	LULA	Santos	18.101	1.103	25.036
7LL28DRJS	LULA	Santos	20.058	681	24.344
1BRSA594SPS	SAPINHOÁ	Santos	19.519	656	23.645
9LL19RJS	LULA	Santos	19.675	599	23.446

Fig. 4 : Produtividade dos Poços do Pré-sal no Brasil - 2015