

## **PRÉ-SAL: PROSPECÇÃO, GEOLOGIA E PRODUÇÃO - UMA NOVA PERSPECTIVA DE EMPREGABILIDADE NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL EM VÁRIAS ÁREAS.**

Florestan Nunes (1); Magna Angélica dos Santos Bezerra Sousa (2); Cynde Bevenuto da Rocha (3); Antonio Francisco Luna Albuquerque(4); Ana Karla Costa de Oliveira (5)

(Departamento de Engenharia Química (UFRN)/ Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, IFRN/ CNAT- florestannunes@hotmail.com)

**Resumo:** A descoberta das jazidas do pré-sal no Brasil representaram um marco no setor de petróleo e gás tanto para o Brasil, quanto a nível mundial. A “área do pré-sal”, delimitada por um polígono, o qual inclui não apenas oportunidades do pré-sal (região litorânea entre os estados de Santa Catarina e o Espírito Santo), mas também do pós-sal das bacias de Campos e Santos. Neste contexto, com o setor aquecido no sudeste, a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), em parceria com o Instituto Federal do RN (IFRN) CNAT entendem que as concepções tecnológicas e outros aspectos do pré-sal são primordiais para incrementar a formação de profissionais de Petróleo e gás no estado do RN e do Brasil; tendo realizado um estudo sobre a prospecção, geologia e novas tecnologias criadas aplicadas a águas ultraprofundas e à produção deste importante reservatório. Um protótipo- maquete litoestratigráfico foi concebido para melhoria de didática nas aulas de Geologia do petróleo, Avaliação de formação e reservatórios e outras disciplinas, sendo um trabalho com conhecimentos bastantes satisfatórios, do ponto de vista industrial, acadêmico, sendo bastante pertinente ao momento econômico atual no setor.

**Palavras-chave:** Pré-Sal, águas ultraprofundas ,exploração offshore, reservatórios do Brasil.

### **1 Introdução**

A descoberta das jazidas do pré-sal no Brasil representaram um marco no setor de petróleo e gás tanto para o Brasil, quanto a nível mundial (Queiroz, 2016). O pré-sal é uma área de reservas petrolíferas marinhas, descobertas em 2006 pela PETROBRAS, abaixo de uma profunda camada de sal, cerca de 7000m abaixo do nível do mar, localizada nas Bacias de Santos, Rio de Janeiro, Campos e Espírito Santo (DIEESE, 2017), configurando assim uma província com uma grande quantidade de óleos leves de excelente qualidade e elevado valor comercial (PETROBRAS, 2018). 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 (Queiroz, 2016).

As grandes perspectivas desse novo reservatório 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. O regime de partilha se tornou, portanto, a nova modalidade contratual a ser estabelecida para as novas licitações nas áreas do pré-sal. A Lei da Partilha estabeleceu o direito da Petrobras ser a operadora única no pré-sal, com participação mínima de 30% nos consórcios. A lei também prevê a possibilidade de contratação direta da Petrobras nos casos de interesse estratégico nacional (Coutinho, 2018).

Em relação à produção atual, os dados divulgados pela ANP em abril de 2018 indicam que a produção de petróleo nos campos nacionais somou em fevereiro 2,617 milhões de barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 0,1% na comparação com janeiro, mas uma queda de 2,2%, se comparada com fevereiro de 2017. Já a produção de gás natural totalizou 110 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Houve uma queda de 2,3% na comparação com o mês anterior, mas neste caso um aumento de 3%, se comparado com o mesmo mês de 2017; o campo de Lula, na Bacia de Santos, representa a maior produção de petróleo e gás natural do país, com uma média de 850 mil barris de petróleo por dia e outros 36,2 milhões de metros cúbicos diários (m<sup>3</sup>/d) de gás natural (ANP, 2018). Até o momento, foram perfurados 12 poços no bloco de Libra. O consórcio de Libra é liderado pela Petrobras, com participação de 40%, em parceria com a Shell (20%); Total (20%); CNPC (10%) e CNOOC Limited (10%) (Rodrigues, 2017). O consórcio ainda conta com a participação da companhia estatal Pré-Sal Petróleo SA (PPSA) como gestora do contrato. O objetivo será aumentar o conhecimento da jazida, como também apoiar o desenvolvimento e otimização de todas as futuras unidades a serem instaladas na área.

Neste contexto, com o setor aquecido no sudeste, a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), em parceria com o Instituto Federal do RN (IFRN) CNAT entendem que as concepções tecnológicas e outros aspectos do pré-sal são primordiais para incrementar a formação de profissionais de Petróleo e

gás, e, que o levantamento histórico (tecnológico, social, econômico) deste importante reservatório seja realizado continuamente pelas instituições acadêmicas formadoras para o setor, sobretudo (UF's e IF's); as instituições seguem com a visão de implementação de estudos destes e de outros conhecimentos técnicos na área de petróleo, já que há um visível avanço da exploração *offshore* no Brasil, em águas ultraprofundas, com novas tecnologias utilizadas pela exploração do pré-sal, significando grande importância para o país e trazendo visibilidade do mundo, principalmente de países produtores, importadores e exportadores do petróleo e suas tecnologias. O trabalho mostra importância no que diz respeito aos recursos didáticos, ampliando ainda as possibilidades de conhecimento científico nas áreas das engenharias (química, mecânica, ambiental, produção e do petróleo, geologia), além do impacto de fatores políticos, aos quais a importância deste reservatório para o Brasil não deixa de se revelar, favorecendo e fomentando o conhecimento e a formação técnica adequada para possível empregabilidade, na indústria do petróleo, de técnicos e engenheiros do próprio Brasil.

## **2 Metodologia**

A metodologia do trabalho consistiu na atualização dos dados referente ao histórico do descobrimento à exploração do reservatório, geologia e produção, através de artigos (jornais, revistas, boletins ANP, dados PETROBRAS); dissertações e teses também foram consultadas para embasamento do trabalho. Após essa etapa, para fins didáticos e representativos, uma maquete do reservatório foi realizada no laboratório de pesquisa da Diretoria de Recursos Naturais (DIAREN) (Figura 01), Esta, além de apresentar melhor o objeto deste estudo, também auxiliará nas disciplinas de Geologia do petróleo e Avaliação de formação e reservatórios.

### **2.1 – Estudo da prospecção**

Segundo Coutinho, 2018, já nas décadas de 70 e 80, estudos na Bacia de Campos (águas mais rasas) foram os precursores (menos significativos) desta nova descoberta. O desenvolvimento da produção *offshore* permitiu inúmeras descobertas em águas rasas (consideradas aquelas com lâminas d'água inferiores a 400 m). A segunda fase, em águas profundas, corresponde aos campos gigantes de Albacora, em 1984 e de Marlim, 1985, com lâminas d'água superiores a 400 m. As atividades subsequentes de exploração na Bacia de Campos colocam o Brasil como dominante da

exploração de águas profundas e ultraprofundas (lâminas d'água superiores a 1.000 m), como Albacora Leste (1986), Marlim Leste (1987) e Marlim Sul (1987) (PETROBRAS 2018).

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. Na área 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 (ANP 2012). 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 (Coutinho, 2018).

## **2.2 – Estudo da Geologia**

A sequência de rochas sedimentares onde o pré-sal está inserido se formou a cerca de 100 milhões de anos, com a separação das placas tectônicas Sul-America e Africana. Entre os dois continentes que estavam se formando, surgiram grandes depressões que deram origem, posteriormente, a lagos, e, neles, ao longo de milhares de anos, foram depositadas as rochas geradoras do petróleo presente no Pré-Sal. Com o distanciamento dos continentes, as águas do Oceano Atlântico cobriram as matérias orgânica que fora acumulada nos lagos e sobre elas começou a deposição de uma camada de sal que hoje chega a 2 mil metros de espessura. O nome “Pré-Sal” deriva disso, pois a camada onde o petróleo está depositado surgiu antes da camada de sal (PETROBRAS, 2018). 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.

### **2.2.1 Formação da Litoestratigrafia das Bacias Marginais do Leste Brasileiro e do Óleo do Pré-Sal**

As Bacias Marginais do Leste Brasileiro, dentro das quais se encontra o Pré-Sal, foram formadas na deriva continental da Gondwana, durante o Cretáceo, há cerca de 130 milhões de anos. Foram formadas pelo processo de rifteamento causado pelos movimentos tectônicos de extensão pura, ocorrendo também deposição nas fases de transição e de drifte. Esse processo foi dividido em cinco etapas, que comportam eventos comuns e formam as megassequências.

A Megassequência Continental foi formada no andar Valangiano, cerca de 139 milhões de anos atrás. No início do processo de rifteamento, que gerou essa megassequência, houve subsidência tectônica e abatimento de blocos cristalinos, gerando grábens e grandes depressões no território, principalmente no Espírito Santo, onde foi formada a Depressão Afro-Brasileira (PONTE et al., 1971). Isso gerou um ambiente ideal para sedimentação, cheio de baixos e lagos de média profundidade, onde foram formados folhelhos ricos em matéria orgânica e silicilásticos de origem fluvial, provindos de dentro do continente, tanto do lado africano, como do americano. Além disso, houve também a deposição de calcarenitos ostrcoídais, derrames de basalto e a deposição de clásticos vulcânicos (MIZUSAKI, 1986), além de outras rochas sedimentares com idades de aproximadamente 125 milhões de anos.

Durante o Barremiano, foi depositada uma sequência caracterizada por uma grande extensão de coquinas intercaladas com siliciclásticos. Nas áreas mais baixas, em locais próximos a lagos salinos, baixios de carbonatos foram desenvolvidos e biocalcarenitos ricos em ostracodes (artrópodes crustáceos diminutos) e nos centros dos lagos folhelhos euxínicos foram formados, enquanto nos lagos pluviais, durante eventos de inundação, biocalcarenitos ricos em matéria orgânica cobriram extensas áreas da bacia (CHANG et al., 1988). Toda essa quantidade de material orgânico depositada por cerca de 15 milhões de anos foi a matéria prima da formação dos hidrocarbonetos do Pré-Sal.

Na Megassequência Evaporítica, durante o Aptiano, deu-se início à subsidência termal por esfriamento do manto e da crosta, que abriu uma passagem entre os continentes, do extremo sul da Argentina à Bacia Sergipe-Alagoas, e levou à entrada do mar, formando um mar raso. Esse ambiente de transição possibilitou a sedimentação dos chamados evaporitos, o Sal, responsáveis pela peleplanização da topografia

rifte. Em ordem sucessiva de formação, os componentes dominantes do Sal, são anidrita, halita, carnalita e, finalmente, taquidrita.

Ao longo do andar Albiano, na Megassequência Carbonática Rasa, houve a total penetração do mar entre os continentes, o que fez com que os evaporitos fossem sucedidos por um extensa plataforma carbonática composta de calcários de água rasa, consistindo de quatro componentes principais: oncolitos, pelotas, oolitos e bioclastos.

Já no final do Albiano, na formação da Megassequência Transicional, ocorreu subsidência termal, o que significou um avanço do mar sobre o continente. Por conta disso, houve a deposição de calcilutitos, margas e folhelhos sobre os carbonatos de alta energia.

O fenômeno contrário ocorreu na Megassequência Regressiva, na qual houve, na margem sul, deposição de siliciclásticos pela ação fluvial, areias e turbiditos, enquanto mais ao norte, de plataformas carbonáticas. Na tabela 01, a sequência é melhor visualizada:

**Tabela 1 –Litoestratigrafia simplificada das Bacias Marginais do Leste Brasileiro e do óleo do Pré-Sal.**

TEMPO EM M.A.	PERÍODO	ÉPOCA	LITOLOGIA	
20	Terciário	Mioceno	Deposição de siliciclásticos	2º Deposição de folhelhos
35		Oligoceno		
58		Eoceno		
70		Paleoceno		
90		Senoniano		
130	Cretáceo	Gálico	Deposição de carbonatos	
			Deposição de evaporitos	
			1º Deposição de folhelhos	
140		Neocomiano	Derrame de basalto	
PRÉ-CAMBRIANO			Embasamento Cristalino	

### 2.3- A representação das camadas no Protótipo Expositivo de Baixo Custo

Baseado nas informações recolhidas a respeito da gênese das bacias marginais do leste do Brasil, bem como das bacias sedimentares de Campos e Santos, nas quais estão os maiores campos de exploração em atividade, foi realizado um trabalho de produção de um protótipo expositivo de baixo custo (figura 01) que descreve e remonta de forma simples a litoestratigrafia geral das Bacias do Pré-Sal, baseando-se nas pesquisas bibliográficas descritivas que foram

realizadas. No perfil simulado as camadas aparecem na sequência (Figura 01): 1 - Embasamento cristalino, a base da coluna, originada ainda no supercontinente Pangea, representado por uma camada de recortes de granito; 2 - Derrames de basalto, representados por uma camada de pó de café; 3 - Primeira camada de folhelhos compostos por sedimentos siliciclásticos e matéria orgânica, representados por argila escura; 4 - Camada de hidrocarbonetos do Pré-Sal, representada por carvão ativado; 5 - Evaporitos, representados por goma de mandioca; 6 - Dolomito, representado por farinha e canela em pó; 7 - Calcilito, representado por areia de campo de dunas; 8 - Camada de hidrocarbonetos do pós sal, representada por uma mistura de carvão ativado e pó de café; 9 - Segunda camada de folhelhos compostos por sedimentos siliciclásticos e matéria orgânica, representados por argila escura; 10 - Siliciclásticos, areias e turbiditos, representados por uma mistura de areia de praia.

**Figura 01** – Protótipo de representação das camadas geológicas do pré-sal.



**Fonte:** autoria própria.

## 2.4 – Tecnologias de Exploração

Segundo seu site em 2018, a Petrobrás já foi premiada três vezes pela OTC por inventos de tecnologias para a exploração de petróleo em águas profundas, entre estas invenções podemos citar algumas como: boia de Sustentação de risers, que Possuem o objetivo de sustentar os risers que são ligados aos dutos submarinos dos poços; Uso intensivo de completação inteligente em águas ultraprofundas que permite aumentar o fator de recuperação final de óleo e gás do reservatório; separação de CO<sub>2</sub> associado ao gás natural, que através de um sistema de membranas é separado do gás natural e em seguida injetado novamente nos

poços, para aumentar a pressão e produtividade dos reservatórios, além de diminuir a emissão de gases do efeito estufa; o Water alternating gas (WAG) Um processo de aprimorado de recuperação de óleo pela qual a injeção de gás e água, alternadamente, fornece melhor varredura e reduz a canalização de gás do injetor para o produtor (EIA,2015).

### 3 . Conclusões

O Pré-sal é para o Brasil, atualmente, a grande vertente de empregabilidade da indústria petrolífera; apesar das suas questões polêmicas, como as políticas, e dos obstáculos a que já estão sendo vencidos para a exploração (equipamentos capazes de suportar alta pressão e temperatura, além de conseguir perfurar a grande camada de sal),as tecnologias criadas e aplicadas tem-se mostrado produtivas, principalmente no que diz respeito aos estudos da PETROBRAS. É importantíssimo que a indústria as instituições acadêmicas e os cursos federais continuem acompanhando e multiplicando saberes sobre este reservatório para formação de mão de obra especializada no setor, que hoje se apresenta tão promissor na empregabilidade brasileira.

### 4 Referencias

- <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/> Annual energy outlook report (EIA, 2015)  
BOLETIM DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO SETEMBRO DE 2017  
BOLETIM DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, FEVEREIRO DE 2018.  
BOLETIM DIEESE (Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Sócio-econômicos. *Produção de Petróleo nos campos do pré-sal Brasileiro*.FUP.n.4. Setembro de 2017.  
CHANG, H. K. e KOWSMANN, R. O. 1986. *Espessura crustal da Bacia de Sergipe-Alagoas*. **Anais do Congresso Brasileiro de Geologia**, 34, Goiânia, v.1, p. 110-121  
COUTINHO, F. *Eventos Históricos da Disputa pelo Pré-sal*. **JORNAL BRASIL 247**. Abril de 2018.  
MIZUSAKI, A. M. P. *Rochas ígneas básicas do Neocomiano da Bacia de Campos; características e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos*. 1986. **Tese de Doutorado. MS Thesis, Univ. Federal do Rio de Janeiro**.  
PONTE, F. C.; ASMUS, H. E. *Geological framework of the Brazilian continental margin*. *Geologische Rundschau*, v. 67, n. 1, p. 201-235, 1978.  
QUEIROZ P. H. *A Descoberta do Pré-sal e as Mudanças do Marco Regulatório na Indústria Brasileira do Petróleo*. **Encyclopédie de L'énergie**. UGA.Editions.Article 97.2016.  
RODRIGUES , M. *PETROBRAS e Parceiros Iniciam Produção no Campo de Libras* .**JORNAL ESTADÃO** publicado em 27 de novembro de 2017.  
Site da Agência Nacional de Petróleo(2018). Acesso em 10 de junho de 2018.  
Site da PETROBRAS. Acesso de 12 de junho de 2018.