

Pré-sal: Formação geológica, histórico de descobertas e evolução da produção dos campos de petróleo e gás natural



<https://doi.org/10.56238/interdiinnovationscrese-003>

Emilaine Maria de Souza Rangel Soares

Universidade Federal Fluminense

Niterói - Rio de Janeiro

LATTES: <http://lattes.cnpq.br/8707526797671923>

Geraldo de Souza Ferreira

Universidade Federal Fluminense

Niterói - Rio de Janeiro

LATTES: <http://lattes.cnpq.br/7737006660315245>

RESUMO

No ano de 2006, a Petrobras declarou a descoberta de reservatórios com quantidades significativas de óleo e gás de alto grau API localizados em uma região abaixo da camada de sal, chamada de pré-sal,

que se estende pelo litoral sudeste, desde o estado do Espírito Santo até o estado de Santa Catarina. Por ser uma região ainda não explorada, muitas dúvidas imperaram sobre o que seria essa camada, como funciona o comportamento do sal, como se formou esse sistema e como é possível o óleo estar aprisionado e ser de tão boa qualidade nesse ambiente tão extremo e pouco conhecido, entre outros questionamentos. Este trabalho busca apresentar como se deu a formação geológica do pré-sal, o histórico de descobertas e a evolução da produção de hidrocarbonetos na região em um intervalo de tempo de 15 anos.

Palavras-chave: Pré-sal, Bacias sedimentares, Produção de petróleo.

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é uma das principais fontes de energia não renovável para a civilização contemporânea, em associação com o gás natural e o carvão mineral. Consagrado pela industrialização a partir das décadas finais do século XIX, o fluido foi o combustível para avanços tecnológicos relacionados à logística e ao transporte que revolucionaram e consolidaram o desenvolvimento econômico no século XX. No início do século XXI essa tendência se mantém e, para que as demandas por energia da sociedade sejam atendidas, novas jazidas de petróleo precisam ser encontradas.

Nesse contexto de busca por novos depósitos se inserem as jazidas do pré-sal. Em 2006, a Petrobras declarou a descoberta de petróleo e gás com boa qualidade na bacia de Santos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, e, a partir de 2010, iniciou-se a produção. Atualmente os reservatórios do pré-sal já são responsáveis por cerca de 75% da produção do país.

Essas descobertas foram responsáveis, no cenário interno do país, pela abertura de novos empregos, entrada de empresas estrangeiras no país, contratação de navios, assinatura de contratos, aumento da arrecadação dos estados e municípios através de participações especiais e *royalties*, a criação do Fundo Social e a tão sonhada autossuficiência em termos de produção.



Este trabalho tem como objetivo apresentar o pré-sal, o ambiente com as principais reservas de petróleo no Brasil, destacando a sua formação geológica, a evolução da produção e sua relevância para a economia brasileira.

2 METODOLOGIA

Para alcançar o propósito do trabalho, foram obtidas informações a partir de pesquisa bibliográfica em artigos, revistas, jornais, livros, teses e monografias sobre o assunto.

O trabalho apresenta conceitos sobre a origem e migração do petróleo, rocha reservatório, rocha selante e o aprisionamento do petróleo, além das condições específicas da bacia de Santos que deram origem às jazidas do pré-sal.

O intuito é que o leitor possa compreender a formação do sistema petrolífero do pré-sal, assim como as particularidades associadas à descoberta das extensas reservas de petróleo e gás na costa sudeste do Brasil (PETROBRAS, 2021).

3 GEOLOGIA DO PETRÓLEO

Para se formar um reservatório de petróleo, são necessárias a geração, a migração e o aprisionamento do fluido, que são fenômenos que ocorrem ao longo do tempo geológico. Além desses fenômenos, quatro fatores são relevantes: i. a existência de rochas geradoras, de onde proveem os hidrocarbonetos, ii. rochas-reservatórios, para abrigar o fluido, iii. rochas selantes para aprisionar, e iv. trapas ou armadilhas, que armazenam o fluido (MILANI *et al.*, 2000).

Um determinado sistema petrolífero em uma bacia sedimentar envolve a existência dos quatro fatores associados, de forma sincrônica, aos fenômenos de geração, migração e aprisionamento de hidrocarbonetos.

As rochas geradoras são rochas sedimentares de granulometria argila, baixa permeabilidade, ricas em matéria orgânica, e, quando submetidas à altas pressões e temperaturas, são responsáveis por gerar os hidrocarbonetos. A matéria orgânica é composta basicamente de micro-organismos e algas que não sofreram processos de oxidação. (THOMAS, 2001).

As rochas-reservatórios são responsáveis por aprisionar o petróleo e gás e, para que isso seja possível, é necessário que ela possua espaços vazios (poros) interconectados, que lhe dão a característica de serem permeáveis. Para que o fluido não permaneça escoando, as rochas-reservatórios devem ser limitadas por barreiras, conhecidas como rochas selantes. Essas rochas precisam possuir baixa permeabilidade e boa plasticidade (THOMAS, 2001).



4 FORMAÇÃO DO SISTEMA PETROLÍFERO DO PRÉ-SAL

O pré-sal é a denominação de uma camada de rochas, geralmente carbonáticas, localizadas abaixo da camada de sal presente nas bacias sedimentares de Santos e de Campos. Para entender a formação da camada de sal, é preciso compreender a formação do Oceano Atlântico.

Há cerca de 150 milhões de anos (BGS, 2023), o continente Gondwana (que envolvia um território composto pela união da África e América do Sul), começou a passar por um processo de ruptura ou fragmentação que deu origem aos continentes africano e americano, assim como ao Oceano Atlântico. Este processo de ruptura foi provocado por esforços de tração atuantes sob a placa tectônica associada ao continente Gondwana, ocasionados pela dinâmica interna do planeta.

A fase inicial da separação, chamada de período pré-rifte, começou ainda na Era Cretácea há cerca de 145 a 66 milhões de anos (BGS, 2023), em uma região que corresponde atualmente ao litoral leste-nordeste brasileiro e o litoral oeste-sudoeste africano.

Na fase seguinte do processo de separação, chamada fase rifte, foram formadas fraturas profundas, estreitas e localizadas, nas quais se implantaram lagos de água doce. Os lagos criados tornaram-se cada vez mais fundos, sendo que, em suas partes mais profundas, foram depositados sedimentos argilosos ricos em matéria orgânica (fitoplâncton), e areias arrastadas pelas correntezas dos rios (PEREIRA & FEIJÓ, 1994). Esses sedimentos ricos em matéria orgânica dão origem aos hidrocarbonetos presentes no pré-sal.

Devido ao aumento da separação continental, causada pelo estiramento da crosta, os sistemas de fraturas se conectaram e atingiram a borda do continente, permitindo que a água do mar penetrasse nos riftes. No sul do continente Gondwana, o processo de entrada de água salgada nos riftes, como a separação definitiva da América do Sul e da África, se dá de sul para norte, como pode se observar na Figura 1.

Esta figura representa uma etapa da *separação*, na qual o mar chegou às bacias sedimentares de Santos e de Campos, permitindo a deposição das camadas de sal ou evaporitos. Durante um determinado intervalo de tempo, em condições de clima quente e com alta evaporação, implantou-se um lago de águas salgadas em forma de golfo, na região, no qual foram formados depósitos de sal que atingiram até 2500 metros de espessura (CHANG *et al.*, 1990).

Os depósitos de sal marcam a transição de um ambiente com características continentais para ambiente com características marinhas na bacia de Santos.



Figura 1- Rifting do continente Gondwana



Fonte: Curti & Riccomini (2011)

A fase seguinte de separação é denominada pós-rifte, e nesta, o Oceano Atlântico começava a tomar forma. São formados depósitos de sedimentos marinhos nas bacias sedimentares, as margens continentais afundam em parte, devido ao peso dos sedimentos. Nessa fase são formados sedimentos transicionais marinhos, folhelhos de águas profundas, arenitos de águas rasas e turbiditos (PEREIRA & FEIJÓ, 1994).

No último estágio, conhecido como *drifte*, ocorreu a ampliação da separação entre os dois continentes Africano e Sul-Americano, e o Oceano Atlântico se alarga. Os depósitos evaporíticos pertencem hoje às bacias de Campos e Santos.

5 A EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

No ano de 2006, a Petrobras anunciou a descoberta de reservas de petróleo nas camadas do pré-sal na bacia de Santos. A área abrangida pelo pré-sal corresponde a uma região de aproximadamente 149.000 km², desde o litoral do estado de Santa Catarina até ao Espírito Santo (Figura 2).



Figura 2 – Localização do Polígono pré-sal



Fonte: Curti & Riccomini (2011)

As jazidas encontram-se a aproximadamente 7.000 metros de profundidade, sendo 2.000 metros de lâmina d'água, 1.000 metros da camada pós-sal, 2.000 metros de camada de sal e 2.000 metros da camada pré-sal (MORAIS, 2013).

Entre a primeira atividade, iniciada em 17 de outubro de 2006, até extrair o primeiro óleo, em 1 de maio de 2009, foram 30,5 meses de atividades envolvendo o teste de longa duração. Desde o começo da produção foram empregadas mais de 20 plataformas de perfuração, 47 embarcações de apoio, 3 navios de lançamento de tubos em águas ultra profundas (PLSV) e 13 helicópteros (PETROBRAS, 2021).

A descoberta ocorreu por meio da perfuração do poço 1-RJS-628A, na Bacia de Santos, Bloco Exploratório BM-S-11, na região de Tupi. Encontrou-se petróleo após uma profundidade vertical de 7.021 metros, sendo 2.126 metros de lâmina d'água. O petróleo encontrado possuía grau API entre 28 e 30, considerado de médio a leve (MORAIS, 2013).

Em maio de 2007, foi realizada a perfuração de um segundo poço, o 1-RJS-646, a 10 km de distância do poço original, com intuito de averiguar a possibilidade econômica de explorar aquela área (MORAIS, 2013). Os resultados obtidos confirmaram a existência de um reservatório com extensão até a região Sul de Tupi, assim como uma estimativa de recuperação de óleo variando de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo.

Posteriormente, novas áreas foram sendo declaradas. Em agosto de 2007, foi descoberto o Campo de Lapa, pertencente ao Bloco BM-S-9, através da perfuração do poço 1-SPS-50, encontrando óleo de grau API 24, produzindo cerca de 2.900 barris por dia e 57 mil m³/d de gás, a 270 km da costa do estado de São Paulo.



No ano de 2008, foram descobertas novas reservas: Júpiter (poço 1-RJS-652), Bem-te-vi (poço 1-SPS-52A), Guará (poço 1-SPS-55) e Iara (poço 1-RJS-656). Todas essas reservas possuíam óleo com grau API em torno de 28 a 30 e foram encontradas a uma profundidade superior a 6.000 metros.

Em 2010 foram descobertas outras reservas, entre elas o Campo de Búzios, acerca de 180 km da costa da cidade do Rio de Janeiro, por meio do poço 2-ANP-1-RJS a uma profundidade de 1.894 metros de lâmina d'água, com reservatórios situados entre 5.000 m e 6.000 m abaixo do nível do mar com uma pressão próxima a 650 bar e temperatura variando de 90°C a 120°C.

O reservatório se compõe de sedimentos carbonáticos biogênicos, o óleo possui de boa qualidade com grau API variando entre 26 e 28. (OLIVEIRA *et al.*, 2021). Búzios teve sua produção iniciada em abril de 2018 através do navio-plataforma FPSO P-74, em seguida foi a P-75 em novembro de 2018, P-76 em fevereiro de 2019, P-77 em março de 2019 e o FPSO Almirante Barroso em maio de 2023.

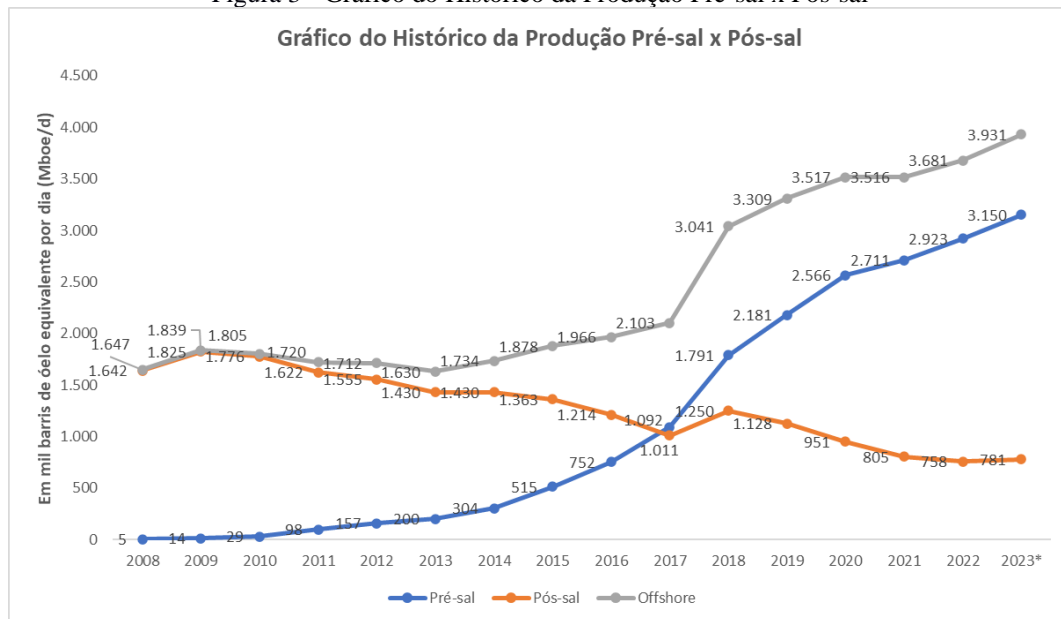
Ainda no de 2010 foi descoberto também, na área noroeste do bloco de Libra, o campo de Mero, encontrado por meio do poço 2-ANP-2A-RJS, a uma profundidade de 2.100 metros de lâmina d'água. Suas jazidas possuem cerca de 400 metros de espessura, o óleo possui grau API em torno de 29, com razão gás/óleo acima de 350, e a estimativa de volume recuperável total de 3,3 bilhões de barris de óleo.

Segundo a ANP (2010), em novembro daquele ano, a Petrobras bateu recorde na produção brasileira de petróleo e gás natural, com aproximadamente 2,089 MMbbl/d e a de gás natural, de 66,2 MMm³/d. Destaca-se que 1MMbbl/d corresponde a um milhão de barris de petróleo por dia, sendo que um barril equivale a 159 litros, e 1MMm³/d corresponde a um milhão de metros cúbicos de gás por dia (Figura 3).

Ao longo dos anos, a companhia veio batendo recordes e, em 2014 atingiu a marca de produção de 412 Mbbl/d em um único dia na região do pré-sal, resultado obtido com somente 21 poços produtores. Naquele mesmo ano, foi implementado a primeira boia de sustentação de *risers* - dutos que interligam as linhas de fluxo, *flowlines* -, às plataformas de produção no campo de Sapinhoá, tecnologia que permitiu um aumento de 36 Mbbl/d (PETROBRAS, 2014).



Figura 3 - Gráfico do Histórico da Produção Pré-sal x Pós-sal



Fonte: Elaboração Própria baseada nos dados dos Boletins da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP
*Até junho/2023

Em junho de 2016 a produção no pré-sal atingiu a marca de 1.000 Mbb/d. Durante o ano de 2017 a produção de petróleo no pré-sal continua em ascensão e ultrapassa a produção dos outros campos em *offshore* do pós-sal. Em junho deste ano, a produção total no pré-sal foi de 1.688 Mbb/d, enquanto a do pós-sal foi de 1.686 Mbb/d (PETROBRAS, 2017).

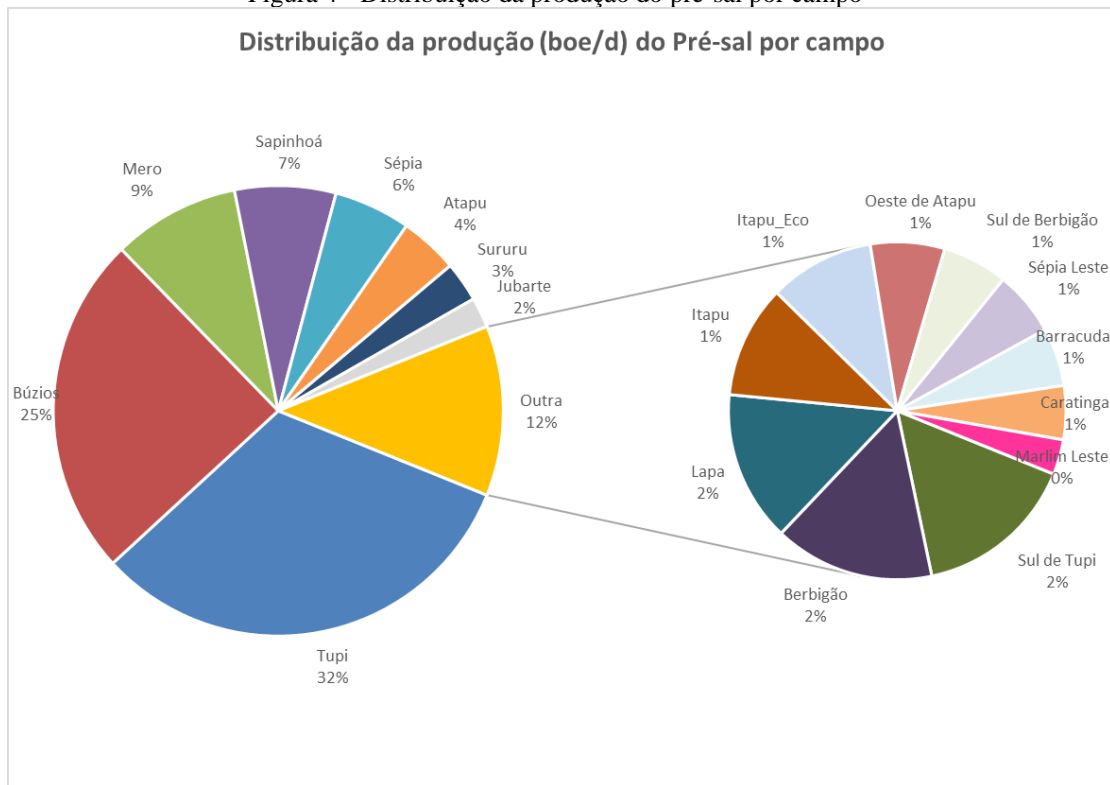
A partir de 2018 a produção de petróleo no pós-sal apresenta declínio e se estabiliza em uma faixa entre 750 a 800 Mbb/d. Para lidar com essa situação de queda da produção, a Petrobrás está lançando iniciativas e projetos para a revitalização da bacia de Campos.

A partir de 2020 a produção total de petróleo no país supera o valor de 3.500 Mbb/d e continua em ascensão, batendo novos recordes, graças à contribuição do pré-sal.

Na Figura 4, pode-se observar a distribuição do pré-sal por campos e conseqüentemente a importância de cada um, em termos de produção. Em destaque temos os campos de Tupi e Búzios, representando mais de 50% da produção total. A produção destes dois campos adicionadas à produção dos campos de Sapinhoá, Mero e Sépia correspondem a 78% da produção atual no pré-sal.



Figura 4 - Distribuição da produção do pré-sal por campo*



Fonte: Elaboração Própria baseada nos dados dos Boletins da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP
*Até junho/2023

6 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma síntese sobre os depósitos de petróleo do polígono do pré-sal na bacia de Campos e de Santos, o mais importante ativo de hidrocarbonetos do país na atualidade.

Foram abordados os conceitos sobre a gênese e formação do sistema petrolífero do pré-sal, com objetivo de esclarecer para o leitor sobre a diferença entre as camadas pré e pós-sal, além de serem pontuados desafios associados às profundidades, pressões e a camada de sal.

O trabalho apresentou os resultados exitosos das atividades desenvolvidas, como as descobertas de jazidas e campos de petróleo, e aumento de produção ao longo dos anos. Os reservatórios do pré-sal são responsáveis pela maior parte da produção brasileira de petróleo e gás natural, contribuem para a autossuficiência do país, e permitem dinamizar a indústria e economia brasileira.



REFERÊNCIAS

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Número 154, Rio de Janeiro, junho 2023. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletim-junho-pdf>>. Acesso em 24/08/2023

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Número 3, Rio de Janeiro, novembro 2010. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2010/2010-11-boletim.pdf>>. Acesso em: 24 dez. 2023.

BGS-BRITISH GEOLOGICAL SURVEY. Geological timechart. Disponível em:<<https://www.bgs.ac.uk/discovering-geology/fossils-and-geological-time/geological-timechart/>>. Acesso em 28 ago. 2023

CHANG, H.K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro. In: RAJA GABAGLIA, G. P. & MILANI, E. J. (eds.). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro, Petrobras, 1990, pp. 269-89.

CURTI, D. K.; RICCOMINI, C. Fraturas Sub-horizontais em Basaltos da Formação Serra Geral, in Anais do 13º Congresso Brasileiro de Geologia de Engenharia e Ambiental. São Paulo, Associação Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental, 2011, pp. 1-10.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 18(3), 2000.

MORAIS, J. M. de. Petróleo em Águas Profundas: Uma história Tecnológica da Petrobras na Exploração e Produção Offshore. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

OLIVEIRA, J. O. A. I.; TAVARES, P. L.; SILVA, V. C.; LIMA, I. N. R. C.; BRITO, J. F. F. H.; HERNALSTEENS, T.; KAHN, M. Búzios: The Biggest Ultra-Deepwater Oilfield to Date. Offshore Technology Conference Houston, Texas – USA 16-19 Aug 21.

PEREIRA, M. J. & FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, 8, 1994, pp. 219-34.

PETROBRAS. Fatos e Dados. Resultado Petrobras 2013 e o novo recorde do pré-sal: 412 mil barris de petróleo por dia, 2014. Disponível: < <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/resultado-petrobras-2013-e-novo-recorde-do-pre-sal-412-mil-barris-de-petroleo-por-dia.htm>>. Acesso em: 01 jun. 2023.

PETROBRAS. Fatos e Dados. Atingimos meta de produção pelo segundo ano consecutivo e com recordes históricos, 2017. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/atingimos-meta-de-producao-pelo-segundo-ano-consecutivo-e-com-recordes-historicos.htm>>. Acesso em: 04 dez. 2018.

PETROBRAS. Tecnologias Pioneiras do Pré-Sal, 2021. Disponível em: < <https://presal.hotspots.petrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#0>>. Acesso em: 01 jun. 2023.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Interciência/PETROBRAS, 2001.