



Plataforma P-34 e navio transportador de petróleo, acima, na bacia de Campos

Novos desafios

A exploração de petróleo e gás abaixo da camada de sal no mar gera demanda de conhecimento e tecnologia | **MARCOS DE OLIVEIRA**

DO INTERIOR DE UM CONJUNTO DE SALAS NO PRÉDIO DA ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA (POLI) DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, NA CAPITAL PAULISTA, ESTÁ SAINDO PARTE DAS SOLUÇÕES que vão permitir o transporte do gás natural extraído das profundezas da camada pré-sal na bacia de Santos, nas novas reservas petrolíferas confirmadas pela Petrobras desde o final de 2007. A equipe do professor Kazuo Nishimoto, coordenador do Tanque de Provas Numérico (TPN), um laboratório especializado em hidrodinâmica formado por aglomerados ou *clusters* de computadores, desenvolve sistemas para simular o futuro transbordo do gás natural das plataformas para os navios, uma das alternativas levadas em conta pela Petrobras para transportar esse tipo de recurso mineral. A outra opção seria fazer grandes tubulações ao longo do fundo do mar, mas essa é uma solução cara e de difícil execução, com a necessidade de dutos com diâmetro muito grande e de longa distância no ambiente marinho. O produto que está associado ao petróleo deverá ser transformado do estado gasoso para o líquido em plena plataforma petrolífera para facilitar o transporte em um navio especializado em gás liquefeito. Um sistema para funcionar em pleno alto-mar, a mais de 300 quilômetros da costa, num ambiente hostil em meio a ondas e ventos fortes e a uma profundidade, da superfície até o chão do mar, de 2.200 a 3.000 metros, a chamada lâmina d'água, fator que dificulta a ancoragem e a estabilidade dos *risers*, que são as tubulações presas a equipamentos no fundo do oceano que levam petróleo e gás para a plataforma na superfície.

“Não existe no mundo um sistema em funcionamento em alto-mar para transformar o gás em líquido. Nesse estado, o gás natural líquido (GNL) tem que estar preservado a baixas temperaturas, num ambiente criogênico e de bai-

xa pressão. Todo o sistema e o duto de transferência da plataforma que fará o transbordo para o navio precisarão estar a uma temperatura de -120° a -160° Celsius (C). O tanque também deverá ser resfriado. O problema é que o metal quando muito frio se torna frágil e pode trincar”, diz Nishimoto, que é do Departamento de Engenharia Naval e Oceânica da Poli. Outro desafio é fazer o transbordo em condições críticas, com o movimento do mar e das plataformas, que podem ser as semi-submersíveis ou navios-tanques fundeados, conhecidos por FPSOs, sigla de Floating, Production, Storage and Offloading, ou sistema flutuante de produção, armazenamento e descarga, e do navio de GNL, que terá comportamento diferente com os tanques cheios e vazios.

O TPN, que faz parte do grupo de desenvolvimento de sistemas da Petrobras, produz cálculos e simula situações sobre esses futuros eventos considerando as diversas variáveis do ambiente marinho e dos equipamentos envolvidos. Ele foi montado com recursos da Petrobras e da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), do Ministério da Ciência e Tecnologia em 2002. Dele fazem parte também pesquisadores da Coordenação dos Programas de Pós-

marinhos

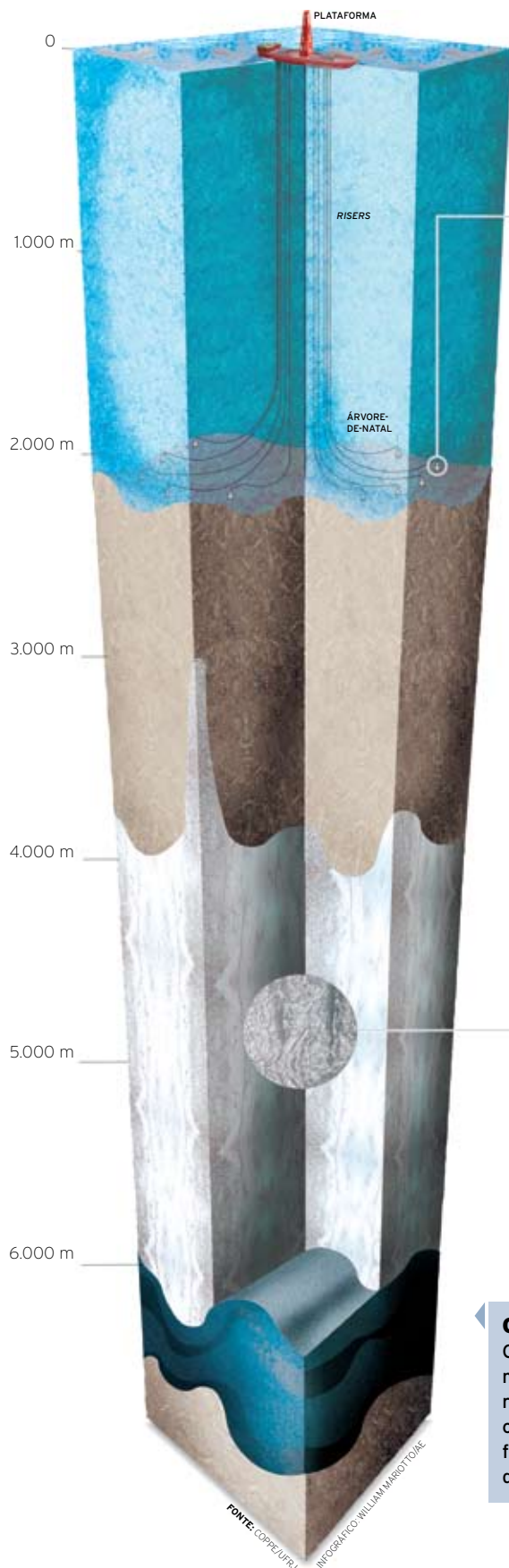
Camadas de água, terra e sal

Lâmina d'água

Fica entre a superfície e o chão marinho. É o primeiro desafio a ser vencido. Hoje a Petrobras perfura a 1,8 km. Na bacia de Santos a profundidade chega a 3 km

Crosta salina

Formada há cerca de 113 milhões de anos durante uma grande evaporação no oceano. É sólida e possui rochas chamadas taquidrita, halita e carnalita



O petróleo está em profundidades a mais de 6 quilômetros. Equipes de pesquisadores da Petrobras, da academia e de empresas fornecedoras estudam as dificuldades de perfuração e de extração de gás e óleo



Conhecidas como árvores-de-natal, as válvulas que prendem as tubulações no início do poço terão que ser mais resistentes

Camada pós-sal

Rochas sedimentares formadas com sedimentos como calcário e arenito formam a coluna sob o sal com mais de 2 km de extensão. Na bacia de Campos o petróleo está nessa camada

Perigo salino

Ao perfurar um poço nesta camada corre-se o risco de desmoronamento. Para isso, as equipes precisam ser rápidas para fazer o revestimento

Camada pré-sal

O petróleo e o gás estão misturados em poros das rochas carbonáticas que compõem essa coluna e foram formadas há mais de 115 milhões de anos

graduação de Engenharias (Coppe), da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), o Grupo de Tecnologia e Computação Gráfica (Tecgraf), da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, a Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), a Universidade Federal de Alagoas (Ufal) e o Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT).

O aproveitamento do gás natural é um dos desafios tecnológicos que está posto à Petrobras e demais empresas do processo de exploração, além das parcerias com a academia ou fornecedores. Eles buscam soluções para a produção, a extração e o transporte de petróleo e gás em situações até agora inéditas com reservatórios abaixo da camada de sal, um conjunto de rochas sólidas com cerca de dois quilômetros de espessura. A camada de sal funciona como um selante natural para o petróleo e para o gás que se formaram abaixo, nas chamadas rochas carbonáticas (*leia quadro na página 75*), numa profundidade de 5 a 7 mil metros.

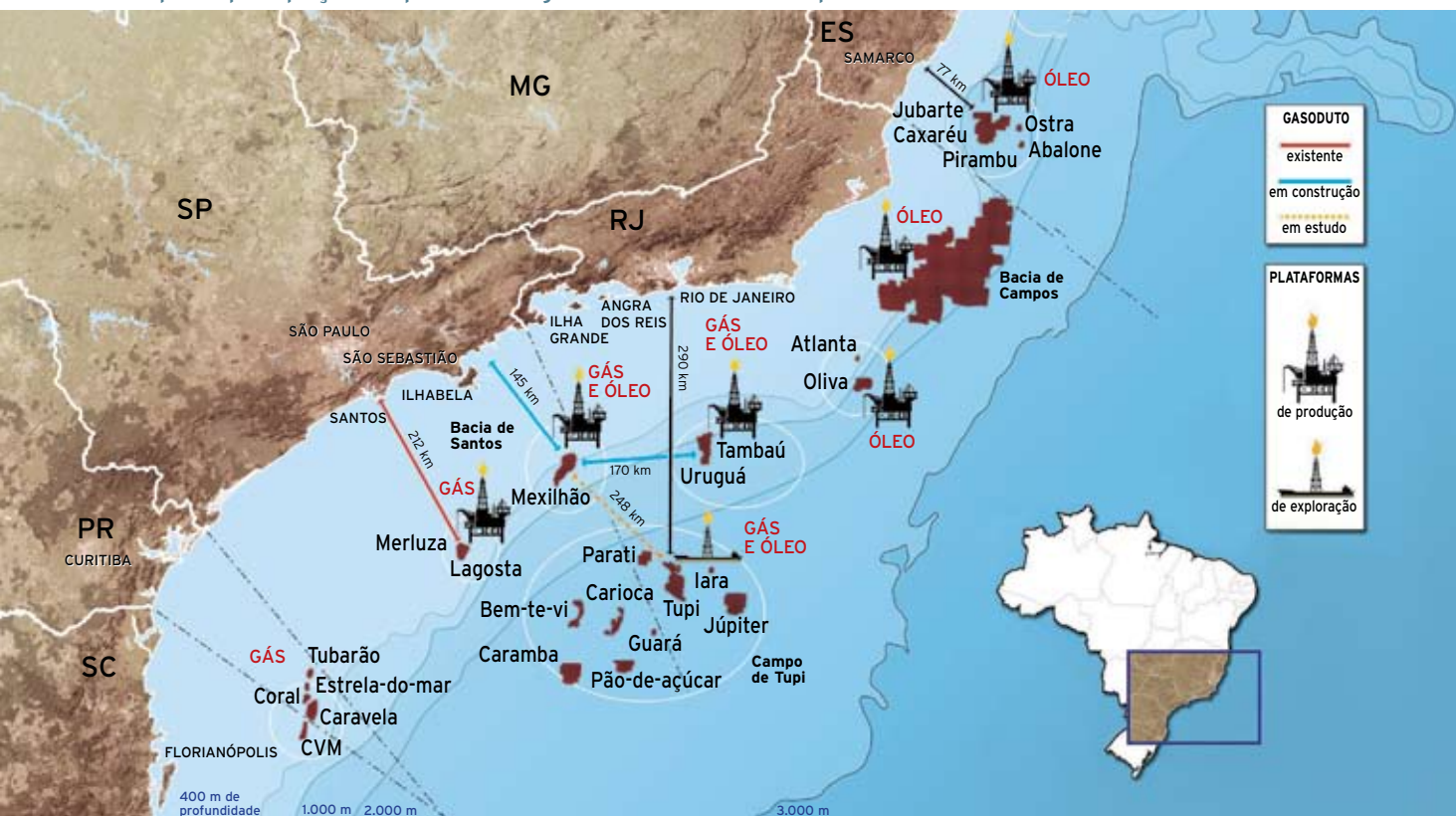
Embora líder na exploração de petróleo em alto-mar, com poços comerciais na profundidade de 1.800 metros de lâmina d'água, a Petrobras experimenta um período de verificação das reservas nos novos poços e a quantidade que será aproveitada comercialmente na região que se estende da costa do estado do Espírito Santo até Santa Catarina. Também verifica a tecnologia para extrair gás e petróleo em condições extremas e levar esses produtos até as refinarias e distribuidoras de gás. Para esse processo, a empresa criou o Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios Pré-sal (Prosal). Com 23 projetos em áreas distintas, como engenharia de poço, engenharia de reservatório e garantia de escoamento de gás e petróleo, a empresa divulga informações cercadas de muito cuidado e mistério. "Muitos detalhes ainda estão guardados a sete chaves", diz Osvalir Trevisan, diretor do Centro de Estudos de Petróleo (Cepetro) da Unicamp. "A empresa está definindo o tratamento, os padrões e os parâmetros de engenharia e de produção, mas estimamos que não haverá grandes barreiras tecnológicas

para a exploração da camada pré-sal", diz Trevisan, ex-superintendente de exploração da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

O sigilo que cerca os detalhes mais técnicos, inclusive para os setores da comunidade científica que têm parceria com a Petrobras, está provavelmente ligado às decisões sobre os rumos da exploração do pré-sal no contexto econômico porque o país poderá ter um crescimento nas suas reservas de petróleo dos atuais 14 bilhões para até 50 bilhões de barris ou mais. Poços como os de Tupi e Iara, na bacia de Santos, já garantiram algo entre 9 e 12 bilhões de barris em reservas. As descobertas, que tiveram os primeiros indícios confirmados de petróleo de excelente qualidade, capaz de oferecer produtos mais nobres para a petroquímica, ainda precisam ser quantificadas com mais exatidão. De toda forma, elas já podem alçar o Brasil para um dos dez grandes produtores de petróleo do planeta. Hoje o país está em 24º lugar. As perspectivas sobre gás natural anunciadas pela empresa, apenas no campo de Tupi, na bacia de Santos, na área de pré-sal, são de 176 bilhões a 256 bilhões

Onde fica

Os principais poços de petróleo e gás nas bacias de Campos e de Santos



MAPA DANIEL NEVES



PETROBRAS

Navio para transporte de gás natural liquefeito: possível solução para o campo de Tupi

de metros cúbicos (m^3), quase a mesma quantidade das reservas atuais de 330 bilhões de m^3 , grande parte ainda de poços que não estão em produção. O Brasil ainda importa 60 milhões de m^3 de gás, sendo a metade da Bolívia.

A viabilidade de exploração comercial e as reais reservas somente vão ser delineadas com os testes de longa duração (TLD), que devem permanecer por um ano e meio a partir de março de 2009 no poço de Tupi. Só então entram em ação os sistemas piloto de produção com início previsto para o segundo semestre de 2010. Depois, se tudo estiver comprovado e ajustado, virá a fase de produção que deve acontecer em novas plataformas que estarão funcionando entre 2013 e 2014, produzindo inicialmente, cada uma, 100 mil barris de petróleo e 5 milhões de metros cúbicos de gás por dia.

“Entre os desafios de explorar as novas jazidas está o de perfurar a camada de sal porque ela sofre deformações e pode colapsar a coluna de perfuração. É preciso monitorar a cada hora”, diz Nishimoto. “Por isso cada poço precisa ter um modelo numérico experimental feito por programas de computador que reproduza as condições do mar, do solo e calcule a dinâmica dos navios e plataformas.” Essa é uma das funções dos profissionais da área de perfuração da Petrobras que são auxiliados pelas instituições de pesquisa como o IPT e a USP.

“Muitas vezes as instituições recebem *e-mails* dos profissionais que estão nas plataformas perfuradoras na bacia de Santos para a elaboração de previsões de cálculos.” Tudo é feito com muito cuidado porque, além de o sal ser facilmente fraturável, é preciso perpetuar e preservar o poço evitando o aprisionamento da broca. “Perfurar o sal não é difícil, o problema é o deslocamento que pode ocorrer, fechando o poço”, diz o professor Giuseppe Bacocoli, da área de petróleo e gás da Coppe-UFRJ e ex-funcionário da Petrobras. Conter o desmoronamento é uma missão particularmente difícil num tipo de rocha salina chamada de taquidrita. As outras duas são a halita e a carnalita, mais resistentes. Para isso, as equipes de exploração têm que ser rápidas para preservar o poço e recuperar as brocas, peças muitas vezes perdidas na exploração da camada pré-sal na bacia de Santos.

Cimento e aço - Ao se furar um terreno é preciso colocar um revestimento de aço e preencher o espaço entre essa camada e a rocha com um cimento especial. Mesmo com esses cuidados, a pressão do sal pode deformar o aço. Para evitar isso, a empresa está estudando materiais mais resistentes. “Se o aço ou o revestimento for muito pesado, isso vai influir na capacidade da sonda em descer esses materiais pelo poço. É preciso encontrar um equilíbrio”, relatou o geólogo Cris-

tiano Sombra, coordenador do Prosal. Por todo o ineditismo e pelos cuidados necessários que envolvem muito estudo de engenharia e a coordenação do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) e da área de exploração e produção, ambos da empresa, o custo da perfuração do primeiro poço foi de US\$ 240 milhões. No total, a Petrobras gastou US\$ 1,7 bilhão em 15 poços. As próximas perfurações devem cair para US\$ 60 milhões. “Em Campos, em poços no pós-sal o custo chega a no máximo US\$ 15 milhões”, diz o professor Bacocoli.

Um dos desafios que parecem estar parcialmente resolvidos para a exploração em águas ultraprofundas são os *risers*, as tubulações flexíveis que levam

petróleo e gás do poço às plataformas. “Os *risers* para operação em profundidades superiores a 2.500 metros estão em fase de desenvolvimento final e homologação”, diz o professor Celso Pesce, do Departamento de Engenharia Mecânica da Poli. “Os novos serão úteis, independentemente se a exploração ocorre ou não no pré-sal”, diz. Com outros pesquisadores da Poli, Pesce desenvolve estudos com o objetivo de analisar o comportamento estrutural e mecânico dos *risers*, em projetos de parceria com a Petrobras e as empresas fabricantes desses artefatos, com financiamento da FAPESP, Finep e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), inclusive os *risers* para grandes profundidades. Os estudos envolvem a relação do movimento das unidades flutuantes sujeitas à ação dos ventos e das ondas, além da transmissão dos esforços às tubulações que vibram com a correnteza. A maneira de manter essas estruturas em operação, em lâminas d’água de 3 mil metros, e fazer com que elas não tenham fadiga mecânica são alguns dos fatores estudados na Poli.

Pesce aponta outro desafio para os *risers* que vão operar no pré-sal. “A temperatura do óleo a ser extraído está entre 60 e 70° C e numa pressão interna muito grande. A camada externa do tubo em contato com a água do fundo mar é muito mais fria com tempera-

turas que giram em torno dos 4° C e a perda de calor favorece a formação de parafinas que obstruem o duto. Isso acontece também nos poços de pós-sal. A solução utilizada hoje é remover a parafina do interior do tubo com um equipamento chamado de PIG que funciona como um desentupidor. “É preciso desenvolver novas concepções de tubulações, mas que tenham isolamento ou controle térmico e evitem a formação de parafinas”, diz Pesce, que participa da Rede de Estruturas Submarinas, uma das 40 redes que a Petrobras mantém com dezenas de instituições de pesquisas no país (*leia em Pesquisa FAPESP nº 127*).

A corrosão é outra questão que os engenheiros vão ter que enfrentar para perfurar poços há 6 ou 7 mil metros de profundidade. “Os tubos e as válvulas instaladas no fundo do mar, as chamadas árvores-de-natal, terão que ser mais resistentes porque naquele ambiente existe muito dióxido de carbono (CO₂) e enxofre”, diz o professor Nishimoto. “Esses componentes mais a agressividade química e instabilidade estrutural do sal não são usuais para a Petrobras”, diz o professor Trevisan, da Unicamp.

Há vagas - Os vários desafios devem envolver muitos profissionais. Os números ainda são incertos, mas as áreas já estão definidas. “Serão necessários profissionais nas áreas da indústria metalomecânica, química de petróleo, logística e serviços, por exemplo”, diz Trevisan. Os formandos das universidades e institutos de pesquisa continuarão a ter grande procura por parte da empresa. “Em mais de 20 anos, o Cepetro já formou mais de 300 mestres e doutores que foram trabalhar na Petrobras.” Números também significativos aparecem na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, na UFRJ, na USP e na Universidade Estadual Paulista (Unesp), onde se iniciou, no *campus* de Rio Claro, a construção do Unespetro, um complexo voltado para a pesquisa e o ensino aplicados à indústria do petróleo, com foco na geologia e no ambiente. O investimento inicial para a edificação e para a compra dos equipamentos é de R\$ 5 milhões totalmente bancados pela Petrobras. Num prédio de 1.600 m² vão funcionar o Centro de Geologia Sedimentar (CGS) e o Núcleo de

Excelência em Petrologia Carbonática (Nopec). “A Petrobras entrou em contato com a Unesp em maio de 2007 depois de tomar a decisão de estabelecer no país um centro de pesquisa em rochas carbonáticas, aquelas que estão na camada pré-sal e são responsáveis por abrigar o petróleo e o gás recentemente descobertos”, explica o professor Dimas Dias Brito, do Departamento de Geologia Aplicada do Instituto de Geociências e Ciências Exatas e responsável pelo projeto Unespetro. “O curso de geologia de Rio Claro tem quase 40 anos e

vários de nossos docentes, inclusive eu, já trabalharam na Petrobras”, conta Dias Brito. Os investimentos da Petrobras já permitiram que 18 geólogos da empresa fizessem na Unesp, neste ano, um curso sobre rochas carbonáticas com duração de seis meses. “No centro, nós vamos estudar todo o tipo de rocha calcária da margem atlântica brasileira, do pré-sal ao pós-sal. Os desafios da geologia são enormes e espetaculares. Hoje o geólogo brasileiro, representado pelos colegas da Petrobras, vive um momento mágico”, conclui Dias Brito. ■

Uma história antiga

Uma conjunção interessante de fatores geológicos e climáticos preparou de forma aleatória o petróleo e o gás que estão no subsolo marinho, abaixo de uma camada de sal no litoral sudeste-sul sob águas profundas e distantes da costa. O reservatório é composto por rochas carbonáticas que foram formadas pela ação de cianobactérias há milhões de anos. Com o desmembramento do supercontinente Gondwana, que resultou na América do Sul e na África, lagos se formaram ali no período entre 145 milhões e 113 milhões de anos. Logo depois começou a invasão de água salgada do mar. As bactérias começaram então a interagir e a crescer no ecossistema carbonático raso recém-formado, onde imperavam temperaturas e salinidades elevadas. Dessa ação microbiana foram gerados pacotes calcários, que mais tarde vieram a “hospedar” o petróleo gerado pela transformação da matéria orgânica de plânctons, microorganismos que vivem nas águas, acumulada nos antigos lagos. Assim, ao longo de milhões de anos, o soterramento progressivo das rochas lacustres aqueceu e pressionou essa matéria que se transformou em hidrocarbonetos (gás e petróleo), depois expulsos em direção às rochas carbonáticas onde ficaram confinados.

“A espessa camada rochosa de sal, impermeável, com centenas de metros de espessura, que funcionou como um escudo e impediu o petróleo de migrar

para as rochas do pós-sal, se formou num espaço de tempo geológico curto, algo na ordem de 500 mil anos, possivelmente entre 113 e 112 milhões de anos atrás, quando aconteceu uma grande evaporação da água do oceano juvenil primitivo”, explica o professor Dimas Dias Brito, da Unesp. A camada de sal também existe em outras regiões, mesmo em terra, como, por exemplo, no município de Carmópolis, em Sergipe, onde a Petrobras extrai óleo em vários poços. “Mesmo o petróleo da bacia de Campos (extraído desde os anos de 1970) tem origem em camadas abaixo do sal. Trata-se de hidrocarbonetos que escaparam para as rochas superiores, calcários e arenitos, por meio de rasgos existentes na camada de sal, em áreas sob mar mais raso, onde a camada é mais fina. Assim, a maior parte do petróleo extraído no Brasil tem origem nos lagos antigos que precederam o Atlântico Sul.” Ele lembra que os reservatórios carbonáticos do pré-sal, iguais a outros, não são enormes cavidades cheias de petróleo. Tanto o petróleo como o gás estão alojados em camadas de rochas que apresentam poros interligados.

Embora não tenha maiores detalhes sobre as novas jazidas, Dias Brito lembra que essas formações carbonáticas com cianobactérias são únicas no mundo, porque as outras formações calcárias existentes, também associadas a petróleo, têm outras origens.