

LUIS FELIPE BARBOSA TEIXEIRA

PERFURAÇÃO DE POÇOS NA PROVÍNCIA DO PRÉ-SAL

**São Paulo
2011**

LUIS FELIPE BARBOSA TEIXEIRA

PERFURAÇÃO DE POÇOS NA PROVÍNCIA DO PRÉ-SAL

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Wilson Siguemasa Iramina

**São Paulo
2011**

RESUMO

As gigantes reservas de petróleo encontradas na Bacia de Santos têm origem na separação entre a África e a América do Sul, há 150 milhões de anos. Elas estão situadas em profundidades superiores a 5 mil metros do fundo do mar e estão logo abaixo de uma espessa camada de sal. O chamado Pré-Sal, localizado na costa sudeste do Brasil, estende-se do litoral do Paraná até o do Espírito Santo e compreende os carbonatos depositados sob o sal. A Petrobras é operadora única dos blocos da região e elaborou um plano de desenvolvimento para o Pré-Sal. Novas tecnologias serão elaboradas especialmente para acelerar o desenvolvimento dos blocos da região. A camada de sal representa uma grande dificuldade na construção de poços na região. O presente trabalho discute a origem geológica do Pré-Sal e os desafios para desenvolver os campos da província, sobretudo as dificuldades e as soluções encontradas para se perfurar os poços na região.

Palavras-chaves: Pré-Sal, perfuração, evaporito, rocha salina.

ABSTRACT

The giant oil reserves found in Santos Basin were originated in the split between Africa and South America, 150 million years ago. These reserves are located deeper than 5,000 meters under seabed and they are just bellow a thick salt layer. The carbonate formations under the salt are known as Pre-Salt and they are located in Southeast coast of Brazil and they spread from Paraná coast to Espírito Santo coast. Petrobras is Sole Pre-Salt Operator and made a master plan for Pre-Salt development. New technologies will be specially made in order to accelerate the development of Pre-Salt fields. Salt layer represents a challenge to drill wells through it. This work discusses the geological origin of the Pre-Salt and the challenges to develop its fields, specially difficulties and solutions to drill wells in this area.

Keywords: Pre-Salt, drilling, evaporate, salt

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Localização da província Pré-Sal.	3
Figura 2: Separação entre a América do Sul e a África e consequente abertura do Atlântico Sul	4
Figura 3: Representação da geologia da Bacia de Santos.	5
Figura 4: Representação de camadas pré-sal e subsal.....	6
Figura 5: Rochas carbonáticas extraídas dos reservatórios do poço 3-RJS-646, no campo de Lula, antigo Campo de Tupi.....	9
Figura 6: Formação de hidrato em tubulação da plataforma P-34, localizada na Bacia de Santos	10
Figura 7: Sonda de perfuração	13
Figura 8: Vazamento de óleo pelo BOP instalado no poço de Macondo, no Golfo do México	13
Figura 9: Típica seção salina na Bacia de Santos.....	15
Figura 10: Previsão do fechamento do sal de um poço no campo de Lula utilizando-se um fluido de perfuração de 13 libras por galão (lb/gal).....	16
Figura 11: Representação da atuação de broca bicêntrica (esquerda) e de <i>underreamer</i> (direita).....	17
Figura 12: Esquema dos revestimentos do poço RJS-628A, no campo de Lula.....	19

Conteúdo

1. Introdução	1
1.1 Objetivo	2
1.2 Justificativa.....	2
1.3 Metodologia de trabalho	2
2. Origem do Pré-Sal.....	3
3. Formações Autócnones e Alóctones	5
4. Descoberta da Província do Pré-Sal.....	6
5. Desenvolvimento do Pré-Sal.....	7
5.1 Desafios tecnológicos	8
5.1.1 Caracterização dos reservatórios	9
5.1.2 Garantia de escoamento dos fluidos pelas linhas de fluxo.....	10
5.1.3 Gás natural e CO ₂ associado ao óleo.....	10
5.1.4 Problemas logísticos.....	11
6. Perfuração dos poços	12
6.1 Perfuração através de rochas salinas	14
6.1.1 Propriedades das rochas salinas	15
6.1.2 Histórico da perfuração de seções salinas no Brasil	18
6.2 Medidas empregadas na construção dos poços do Pré-Sal.....	18
6.3 Cenário futuro.....	21
6.4 Perfuração através dos evaporitos no Golfo do México.....	21
7. Análise crítica	23
8. Conclusão.....	25
9. Referências bibliográficas.....	26

1. Introdução

Em 2005, quando a Petrobras descobriu indícios de hidrocarbonetos na seção pré-sal da Bacia de Santos, uma nova fronteira foi aberta para exploração e produção de petróleo no Brasil. Apenas os campos de Lula (antigo Tupi), Iara, Guará e Parque das Conchas na região podem conter de 10,6 a 16 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) (FORMIGLI FILHO, 2010). Apenas esses números superam as reservas provadas do Brasil até o ano de 2009 – 14,9 bilhões de boe (CARDOSO, 2009).

Em informação não-oficial, Haroldo Lima, diretor-geral da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), afirmou que o campo de Carioca poderia conter por volta de 33 bilhões de boe, tornando-se o terceiro maior campo petrolífero do mundo¹, Seria a maior descoberta do setor petrolífero nos últimos 30 anos (JUNIOR, 2008). Apenas os campos de Ghawar, na Arábia Saudita, e de Burgan, no Kuwait, seriam maiores. O primeiro possui 83 bilhões de boe e o segundo, 72 bilhões de boe.

Outro fato que demonstra o potencial das reservas da Província do Pré-Sal: a produção de petróleo nessa área pode atingir a marca de 1 milhão de barris diários (bpd) em 12 anos a partir da data da sua descoberta, ao passo que essa marca foi atingida em 27 anos na Bacia de Campos, 24 anos no Golfo do México e 11 anos no Mar do Norte (FORMIGLI FILHO, 2010).

O desenvolvimento dos campos da região pode elevar o Brasil ao seleto grupo de países que exportam significantes volumes de petróleo, podendo inclusive tornar-se membro da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo). Além disso, empresas nacionais poderão ser criadas para suprir os equipamentos e materiais que o setor petrolífero necessitará.

Apesar dos dados positivos relacionados à quantidade e qualidade do óleo, colocar os campos em produção exigirá grandes esforços das empresas, tanto na área logística quanto na área tecnológica. A província em questão está localizada em regiões de águas ultraprofundas, com lâmina d'água entre 1.900 e 2.400 m, aproximadamente 300 km da costa do Rio de Janeiro e de São Paulo. Os poços perfurados terão que atravessar cerca de 5000 m de rochas, incluindo uma camada de sal, que pode passar dos 2.000 m de espessura.

Uma das maiores dificuldades relacionadas à construção dos poços na região envolve a perfuração do sal, devido a algumas características particulares desse tipo de rocha, como sua capacidade de fluência, quando submetido a uma carga. Essa propriedade foi responsável pelo insucesso na perfuração de diversos poços na história da indústria petrolífera. Caracterizar as propriedades do sal é importante para otimizar o processo de construção dos poços no Pré-Sal.

Diminuir os custos da construção dos poços é vital para que o desenvolvimento dos campos dessa área seja economicamente viável. Para isso, novas técnicas deverão ser estudadas e desenvolvidas ou adaptadas especialmente para serem utilizadas na região, baseadas em experiências adquiridas pelas empresas envolvidas em outras situações.

¹ Entre campos com reservas convencionais de hidrocarbonetos, não sendo consideradas reservas de areia e xisto betuminosos e de óleo ultra pesado.

1.1 Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo relatar as dificuldades enfrentadas pelas empresas durante a perfuração de poços na Província do Pré-Sal, com foco na perfuração da camada de sal, e citar as técnicas empregadas na construção desses poços. Por fim, fazer um paralelo entre a tecnologia adotada no Pré-Sal e na perfuração nos reservatórios do subsal do Golfo do México.

1.2 Justificativa

A escolha do tema deve-se à importância que as reservas do Pré-Sal representam para o Brasil, com a perspectiva de dobrar as reservas de petróleo já provadas, consolidando o país como uma das grandes fronteiras exploratórias de hidrocarbonetos no mundo. Além da estatal Petrobras, multinacionais como GALP Energy, Shell, BG Group, Repsol e Exxon Mobil têm investido grandes somas de dinheiro objetivando o desenvolvimento desses campos. Como a construção de poços na região ainda é algo custoso, da ordem de dezenas de milhões de dólares, torna-se necessário conhecer os problemas relacionados a essa etapa, além de estudar os métodos adotados pelas empresas.

1.3 Metodologia de trabalho

O trabalho foi baseado em informações coletadas em artigos de organizações como SPE (*Society of Petroleum Engineers*), IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis) e ANP (Agência Nacional de Petróleo), e em artigos apresentados em conferências como OTC (*Offshore Technology Conference*) e *Rio Oil & Gas Expo and Conference*. Outras informações foram obtidas em livros, principalmente no que se refere à história geológica do Pré-Sal e às propriedades das rochas salinas.

Notícias veiculadas na mídia, publicações de empresas, artigos de revistas e de sites conceituados na área petrolífera também foram fundamentais para o levantamento de dados sobre o assunto em pauta.

Através das fontes citadas anteriormente, foram coletadas informações sobre as dificuldades de se perfurar poços na região do Pré-Sal, enfatizando os problemas relacionados ao sal, e das medidas adotadas para contornar esses obstáculos.

Após o levantamento dos dados, eles foram analisados, buscando montar um cenário que mostrasse a questão da perfuração na área em estudo, os desafios nessa operação e as soluções encontradas para mitigar os problemas envolvidos.

2. Origem do Pré-Sal

Pré-Sal é o nome dado à camada de sedimentos depositada logo abaixo de uma espessa camada de rochas salinas (evaporitos), localizada na costa sudeste do Brasil, que se estende do litoral do Paraná até o litoral do Espírito Santo, conforme ilustração da figura 1. Embora a exploração de petróleo se concentre nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, camadas de sal também são encontradas na costa brasileira, como nas Bacias Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu-Almada e Sergipe-Alagoas (BEASLEY, 2010).

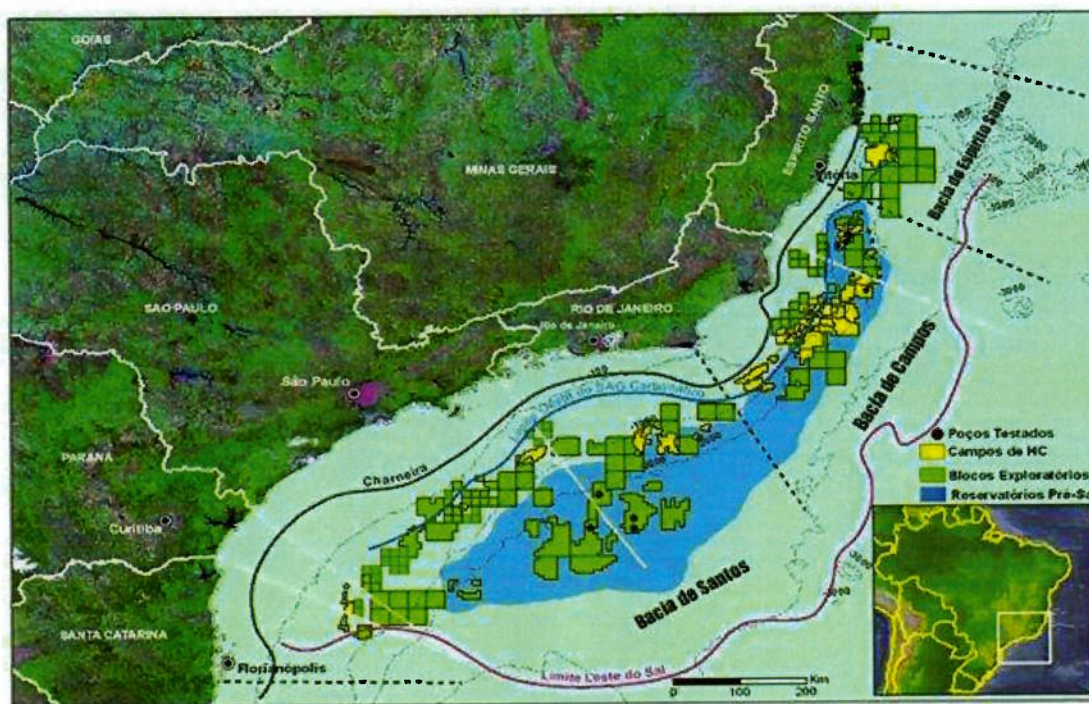


Figura 1: Localização da província Pré-Sal. A região em azul representa possibilidades de ocorrência de reservas. A região em verde são os blocos exploratórios leiloados pela ANP, ao passo que as regiões amarelas são campos desenvolvidos no pós-sal (FORMIGLI FILHO, 2008)

A formação de suas reservas tem contexto na quebra da porção oeste do supercontinente Gondoano durante o Cretáceo, há cerca de 150 milhões de anos. África, América do Sul, Antártida, Austrália e Índia faziam parte desse bloco continental. Essa ruptura também foi responsável pela abertura do Atlântico Sul. A figura 2 mostra a evolução da separação entre os continentes africano e sul-americano.

Entre o Jurássico e o Eocretáceo, há 140 milhões de anos, a elevação de plumas mantélicas aumentou o gradiente geotérmico na litosfera em alguns pontos do Gondoano, resultando em seu enfraquecimento. O resultado foi a abertura de falhas na crosta, culminando na formação de *rifts* e em intenso vulcanismo. A lava espalhada preencheu a Bacia do Paraná, no Brasil, e as bacias Etendeka e Angola, na África, e compõe o embasamento da região onde se localiza o Pré-Sal.

As depressões, ou bacias, geradas pelos *rifts* receberam águas de chuvas e de rios que corriam na região e deram origem a grandes lagos, de perfis estreitos, alongados e profundos, semelhantes aos existentes no *Great Rift Valley* do Leste Africano, como os Lagos

Tanganyika e Malawi. Devido às grandes profundidades², a condição no fundo desses lagos era anaeróbica, fato que permitiu a preservação da matéria orgânica depositada.

Sedimentos de origem vulcânica e continental também foram depositados nos fundos desses lagos. As rochas geradoras de diversos campos *offshore* do Brasil, como os da Bacia de Santos e Campos, e da costa oeste da África, como os da Bacia do Baixo Congo, têm origem na deposição desses sedimentos lacustres.

A subsidência continuada das bacias, a união de *rifts* adjacentes e o afastamento do vale de *rift* permitiram a entrada do mar no interior do Gondoano durante o Aptiano (há 125 milhões de anos), formando um golfo estreito, com circulação de água restrita e alta salinidade, numa situação geológica semelhante ao Mar Vermelho. Essas condições favoreceram a formação de uma plataforma carbonática que, futuramente, transformou-se em calcários (estromatólitos, calcários laminados) que compõe os reservatórios do Pré-Sal (BEASLEY, 2010).

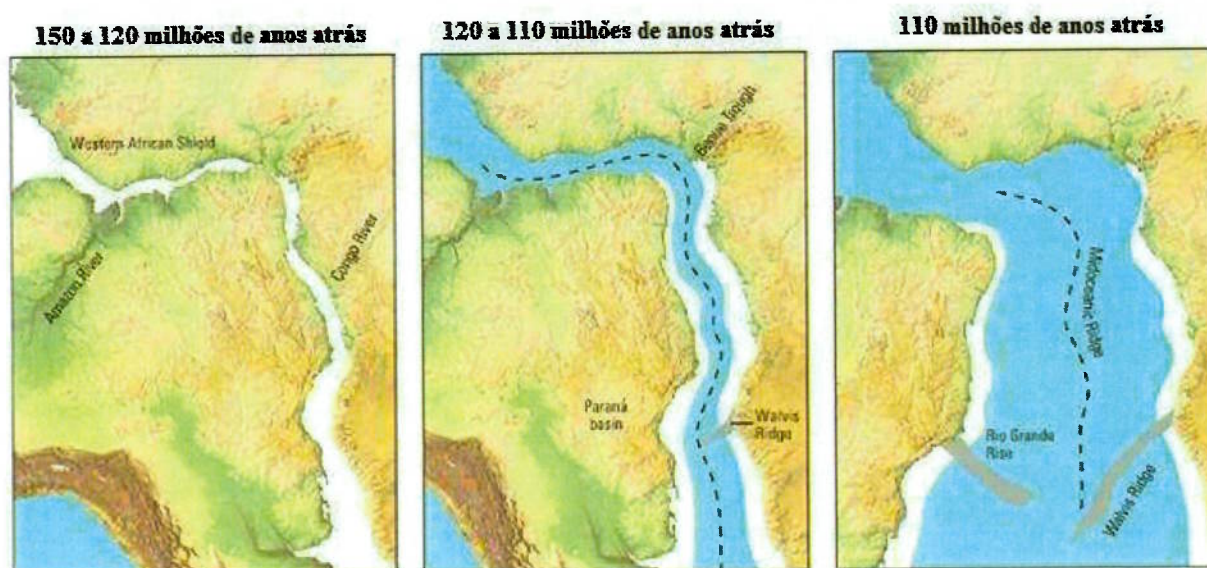


Figura 2: Separação entre a América do Sul e a África e consequente abertura do Atlântico Sul (modificado de BEASLEY, 2010)

Estima-se que o clima na época da abertura do golfo era árido, favorecendo a deposição de evaporitos no piso do golfo, que cobriram os depósitos carbonáticos. Embora tenha sido formada em um curto intervalo de tempo, cerca 3 milhões de anos, grande quantidade de sal foi depositada entre os Altos de Florianópolis e de Vitória, fazendo com que a camada de sal atinja até 2 quilômetros de espessura em alguns pontos da Bacia de Santos. Essas condições favorecem o trapeamento dos hidrocarbonetos que migraram até as rochas reservatórios carbonáticas e explica a baixa quantidade de hidrocarbonetos encontrados no pós-sal da Bacia de Santos quando comparada com as reservas abaixo da camada de sal.

Os depósitos evaporíticos do Aptiano marcam a transição da fase *rift* para a fase *drift*, ou fase margem continental. Entre o Eocretáceo e Neocretáceo (120 - 110 milhões de anos atrás), os continentes africano e sul-americano se separaram completamente. As bacias formadas durante o *rift* em uma única placa continental foram separadas pela contínua

² Lagos formados em *rift* podem atingir centenas de metros de profundidade. Como exemplos, o Lago Tanganyika atinge 1.470 metros de profundidade e o Baikal, na Rússia, 1.642 metros (Fonte: Wikipédia).

abertura do Atlântico Sul, resultante da injeção da litosfera oceânica pela Dorsal Meso-oceânica. Isso leva a crer na existência de reservas semelhantes às do pré-sal brasileira na costa oeste da África.

Com o passar do tempo, a litosfera oceânica esfriou e se espessou, levando a sua subsidência, e, conseqüentemente, as margens continentais também afundaram. Entre os períodos Cretáceo e Terciário, há 66 milhões de anos, passaram a ser depositados sedimentos siliciclásticos costeiros e provenientes de sistemas fluviais. Isso levou à formação de leques submarinos, ou turbiditos, que constituem a maior parte dos reservatórios do pós-sal das bacias *offshore* brasileiras.

A geologia da Bacia de Santos é apresentada na figura 3.

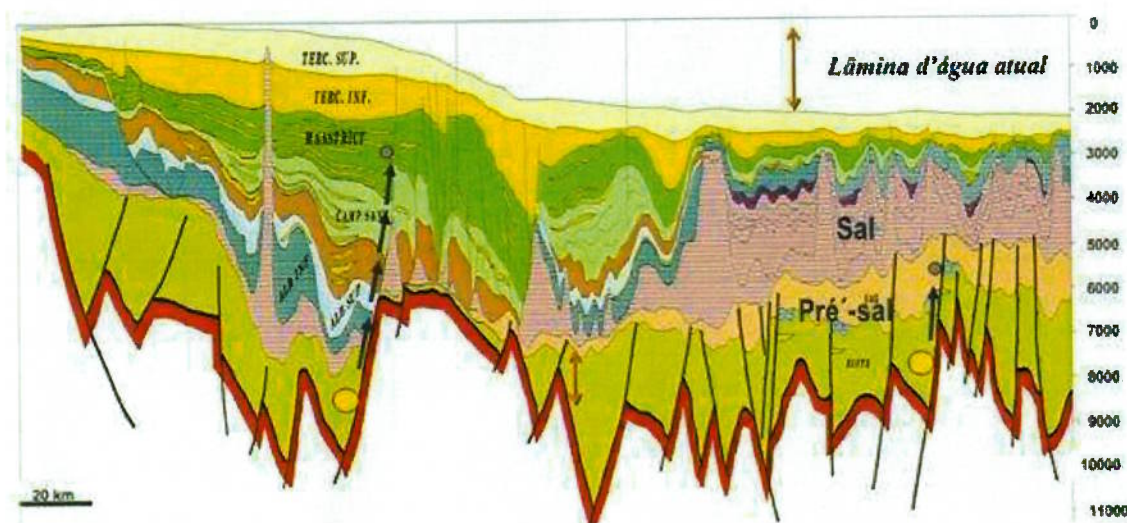


Figura 3: Representação da geologia da Bacia de Santos. Nota-se a irregularidade da espessura da camada de sal depositada sobre os reservatórios carbonáticos do Pré-Sal (NEPOMUCENO FILHO, 2008)

3. Formações Autóctones e Alóctones

A camada de sal depositada sobre os reservatórios carbonáticos do Pré-Sal é dita autóctone, ou seja, está localizada sobre entre uma camada mais velha e sob uma mais nova. Pode-se falar que o sal autóctone permanece no mesmo nível estratigráfico de quando foi depositado.

Algumas camadas de sal não se apresentam no mesmo local em que foram depositadas devido a diferenciais de pressão gerados pelas camadas depositadas posteriormente a elas ou por movimentos tectônicos no interior da Terra. O sal desloca-se ascendente e lateralmente, buscando alívio de pressão, intrudindo camadas superiores. Essas formações são chamadas alóctones.

As camadas alóctones podem formar condições favoráveis ao acúmulo de petróleo, como ocorre em regiões do Golfo do México (GoM). Uma representação de camadas pré-sal e subsal pode ser vista na figura 4.

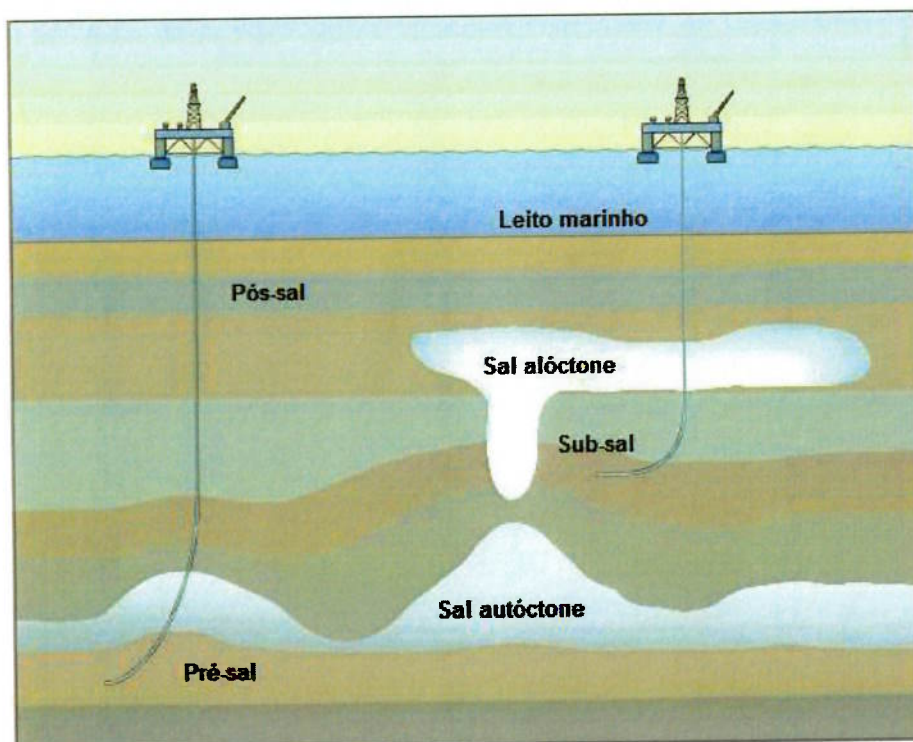


Figura 4: Representação de camadas pré-sal e subsal. (modificado de BEASLEY, 2010)

4. Descoberta da Província do Pré-Sal

Como as Bacias de Santos e de Campos têm a mesma origem geológica, suspeitava-se que a primeira possuiria reservas consideráveis de óleo como a segunda, que é responsável por mais de 80% da produção nacional de petróleo. No entanto, as acumulações mais importantes encontradas foram de gás, como o campo de Mexilhão, e de óleos com densidade de intermediária à pesada, como os campos de Uruguá e Oliva, ou seja, hidrocarbonetos com alto grau de maturação.

A conclusão dos geólogos e geofísicos era de que a maior parte do óleo gerado na Bacia de Santos durante a separação entre a América do Sul e a África não teria ultrapassado a espessa camada de sal.

No início do Século XXI, os blocos na Bacia de Santos eram considerados uma dos mais importantes fronteiras exploratórias na Plataforma Continental Brasileira, dado o tamanho das estruturas e o perfeito selo criado pela camada de sal (FORMIGLI FILHO, 2009).

No início da década de 2000, a Petrobrás adquiriu, em rodadas de leilão da ANP, a concessão para explorar blocos em águas profundas e ultraprofundas da Bacia de Santos. A companhia, então, lançou um dos maiores programas de sísmica na história da indústria petrolífera para interpretar a geologia da área em estudo (PARSHALL, 2010). Tal estudo cobriu cerca de 24 mil quilômetros quadrados da costa brasileira.

Os esforços de perfuração começaram em 2005. O primeiro poço que ultrapassou a camada de sal na Bacia de Santos, no bloco BM-S-10, teve que superar todos os tipos de problemas técnicos, sendo que a questão do abandono foi levantada. A perfuração levou 15

meses para ser completada e custou US\$ 240 milhões (FORMIGLI FILHO, 2010)³. Tal poço tinha como objetivo analisar as armadilhas estratigráficas em diferentes pontos da seção pós-sal e, adicionalmente, avaliar a estrutura dômica da bacia. Após perfurar 500 metros de basalto acima do sal, a perfuração parou a 7.600 metros TVDSS (*true vertical depth subsea* - profundidade a partir do nível do mar). Foi encontrado gás condensado nos reservatórios abaixo do sal, confirmando a presença de um sistema petrolífero na área (FORMIGLI FILHO, 2009). A descoberta foi chamada de Parati.

Este resultado reforçou a decisão da Petrobras de continuar com os planos de continuar perfurando outros blocos na região pré-sal. O próximo poço, no bloco BM-S-11, teve custos estimados em US\$ 100 milhões e encontrou óleo leve (28 - 30° API) antes do fim de 2006, em uma descoberta batizada de Tupi (FORMIGLI FILHO, 2010). Assim que foi declarada sua comercialidade, o campo foi rebatizado para Lula. Estima-se que possua entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo recuperáveis.

Nesse tempo, novos blocos foram perfurados no Pré-Sal, com as descobertas de Carioca (BM-S-9) e Caramba (BM-S-21) em 2007, na Bacia de Santos.

Até o fim de 2009, 42 poços exploratórios foram perfurados pelas empresas atuantes na área, com uma taxa de sucesso de 85% (PARSHALL, 2010), ou seja, foram encontrados apenas 6 poços secos, aqueles em que ou não há vazão comercial dos hidrocarbonetos encontrados ou não há acumulação deles. Na Bacia de Santos, 100% dos poços perfurados pela Petrobras na seção pré-sal encontraram hidrocarbonetos. Como comparativo, o *benchmark* da indústria para taxa de sucesso é de 30% (FORMIGLI FILHO, 2010).

Em 2007, um poço produtor já existente no campo de Jubarte, na Bacia de Campos, foi aprofundado e encontrou óleo leve na seção pré-sal (PARSHALL, 2010). Em 2010, foi feito um processo semelhante em um poço no campo de Barracuda, também localizado na Bacia de Campos, a cem quilômetros do litoral do Estado do Rio. A descoberta indica a existência de óleo tanto na camada de pré-sal como na de pós-sal. O óleo encontrado é leve e as reservas recuperáveis são de 40 milhões de barris, em reservatórios com boa produtividade, confirmada pelos testes da estatal. (NOGUEIRA, 2010).

5. Desenvolvimento do Pré-Sal

A Petrobras, operadora única dos blocos do Pré-Sal, dividiu o desenvolvimento da província na Bacia de Santos em três fases:

- Fase 0 – Aquisição de informações;
- Fase 1 – Desenvolvimento definitivo:
 - Fase 1A – Aplicação de soluções convencionais;
 - Fase 1B – Aplicação intensiva de novas tecnologias.

³ O custo médio da perfuração de poços por uma plataforma semissubmersível é de, aproximadamente, US\$ 50 milhões (OGX, 2011).

A Fase 0, iniciada em 2007 e com duração prevista até 2016, compreende a coleta de informações através de sísmicas de alta resolução, de poços exploratórios e de extensão e de testes de longa duração e de produções-piloto.

Dentre os objetivos dessa fase estão delimitar a área da província, calibrar as interpretações dos perfis sísmicos, coleta de testemunhos de rochas, análises do fluxo nos reservatórios, do desempenho dos poços fraturados e da injeção de fluidos nos reservatórios, além de avaliação de materiais considerando a presença de contaminantes no óleo como dióxido de carbono (CO₂) e sulfeto de hidrogênio (H₂S).

A Fase 1 será dedicada à instalação dos sistemas de produção definitivos e é subdividida em duas subfases: 1A e 1B. No segundo semestre de 2012, terá início a fase 1A, que deve durar até 2017. O objetivo dela é atingir a marca de 1 milhão de barris produzidos por dia, utilizando tecnologia convencional ou em fase de homologação (FORMIGLI FILHO, 2010), gerando, assim, receita para a implementação da fase 1B. Nessa fase, os pontos a serem estudados e desenvolvidos referem-se à previsão da qualidade dos reservatórios, ao *layout* dos equipamentos submarinos (*risers* e *manifolds*, por exemplo), à integridade dos sistemas de produção do ponto de vista da corrosão, à garantia de escoamento dos fluidos e à relação entre geometria dos poços e produtividade (FORMIGLI FILHO, 2009).

Os projetos da fase 1A incluem o afretamento de duas plataformas do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) entre 2013 e 2014, e a construção de oito FPSO padronizados a serem entregues entre 2015 e 2016. Os navios-plataforma afretados possuirão capacidade de produção de 120.000 bpd, ao passo que os demais devem produzir até 150.000 bpd (NAVEIRO, 2010).

Na 2ª fase do desenvolvimento definitivo, Fase 1B, é projetado um crescimento significativo da produção, associado à inovação acelerada e ao uso em larga escala de novas tecnologias especialmente elaboradas para uso no Pré-Sal:

- Uso de unidades compatíveis com completação seca, como FPDSO (*Floating Production, Drilling, Storage & Offloading*), TLP (*Tension-Leg Platform*) e SPAR;
- Automação e controle remoto das unidades nos campos, levando à diminuição de pessoas a bordo nas plataformas;
- Construção de poços de grande afastamento (ERW – *Extended Reach Wells*), necessários para a implementação dos sistemas de completação seca;
- Captura, isolamento e reinjeção do CO₂;
- Emprego de FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*), que seria uma alternativa para a exportação do gás produzido.

5.1 Desafios tecnológicos

O desenvolvimento dos campos da nova província apresenta um cenário bastante desafiador para as empresas envolvidas: lâmina d'água da ordem de 2.000 metros, reservatórios carbonáticos a 5.000 metros do assoalho oceânico espalhados por uma extensa

área, com alta razão de produção de gás, contendo CO₂ como contaminante, além da camada de sal, que pode ultrapassar 2.000 metros de espessura, cobrindo a zona produtora.

Esses fatores implicam em problemas na perfuração e completação dos poços, na caracterização dos reservatórios, no controle de fluxo dos fluidos, no controle de corrosão, na escolha e instalação das unidades de produção e dos equipamentos no fundo do mar. Além disso, há problemas logísticos devido à distância da região para costa brasileira.

5.1.1 Caracterização dos reservatórios

O tipo predominante na região (carbonatos microbiais), pouco conhecidos entre as reservas ao redor do mundo, é o primeiro desafio no desenvolvimento da produção na região. Com isso, estão sendo realizados estudos com o objetivo de identificar possíveis analogias a reservatórios de outras zonas petrolíferas, considerando tanto geometria das heterogeneidades quanto aspectos dinâmicos (BELTRÃO, 2009). Amostras das rochas carbonáticas retiradas do campo de Lula são mostradas na figura 5.

As dificuldades tecnológicas relativas aos reservatórios envolvem a previsão de sua qualidade, sua caracterização interna, com foco nas heterogeneidades (grande variação vertical de permeabilidade), previsão da distribuição dos diferentes fluidos ao longo dos reservatórios e estudo do comportamento geomecânico das rochas ao redor dos reservatórios com sua depleção (FORMIGLI FILHO, 2008).

Avaliação dos desempenhos dos métodos de recuperação secundários de óleo também está sendo feita, particularmente da injeção de água, de gás e injeção alternada de água e gás (WAG - *Water-Alternating-Gas injection*). Simulações preliminares indicaram que a injeção de água pode dobrar o fator de recuperação no campo de Lula (BELTRÃO, 2009).

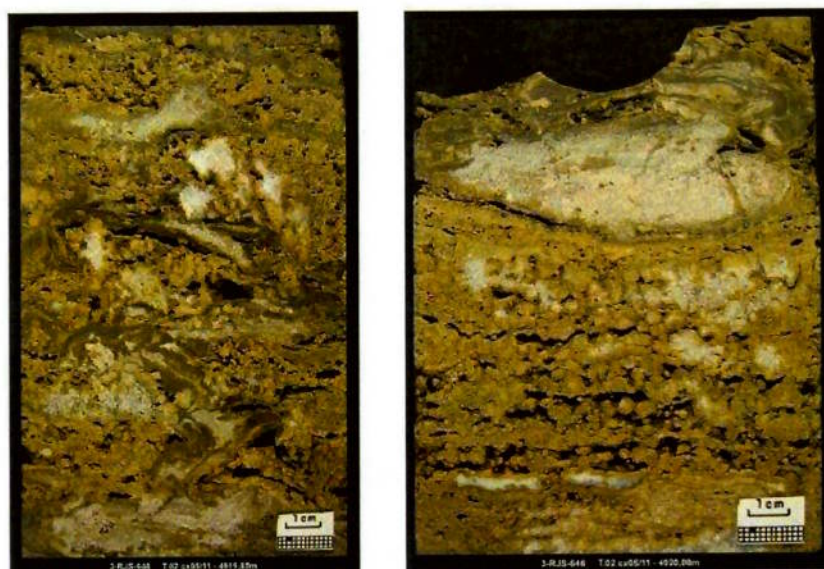


Figura 5: Rochas carbonáticas extraídas dos reservatórios do poço 3-RJS-646, no campo de Lula, antigo Campo de Tupi (FORMIGLI FILHO, 2008)

5.1.2 Garantia de escoamento dos fluidos pelas linhas de fluxo

Devido à localização da camada pré-sal se dar em águas ultraprofundas, as tubulações estarão submetidas a baixas temperaturas, as quais podem provocar a deposição de parafinas, hidratos (figura 6) e de minerais, como carbonato de cálcio. Tal fato impactaria diretamente o escoamento dos fluidos nas linhas de fluxo sendo, então, necessário efetuar o controle de temperatura nas linhas.



Figura 6: Formação de hidrato em tubulação da plataforma P-34, localizada na Bacia de Santos (MARIZ, 2010)

Questões sobre a garantia de fluxo podem ter um impacto significativo no desenvolvimento de algumas áreas do Pré-Sal (BELTRÃO, 2009). O emprego de determinados produtos químicos, como etanol, e o isolamento térmico das tubulações são medidas que vem sendo estudadas e aprimoradas a fim de resolver os problemas citados.

5.1.3 Gás natural e CO₂ associado ao óleo

Os reservatórios do Pré-Sal contêm CO₂ e gás natural dissolvido no óleo. Um dos indicadores adotados para avaliar a produção de gás é a razão gás-óleo (RGO). Ela é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície (THOMAS, 2001). Durante o teste de longa duração realizado no campo de Lula, verificou-se uma RGO em torno de 230 m³/m³ (FORMIGLI FILHO, 2008). Isso significa que, a cada metro cúbico de óleo extraído, formam-se 230 m³ de gás.

Outro fator que merece atenção é a presença de CO₂ no gás associado ao óleo, variando na faixa de 8 a 12%. Além de ser um dos gases associados ao efeito estufa, o dióxido de carbono, em contato com água, produz ácido carbônico e diminui o pH, resultando num ambiente corrosivo e com potencial para danificar equipamentos que estiverem em contato com ele.

A fim de prevenir a corrosão nesse ambiente, o processo de seleção dos materiais deve considerar não apenas o uso de ligas resistentes à corrosão, mas também o uso de camadas e/ou agentes químicos que possam inibir a corrosão.

Para equipamentos e tubulações sujeitos a alta pressão, assim como poços e linhas submarinas, a alta pressão parcial do CO₂ indica a necessidade de uso de metalurgia especial nas partes expostas ao fluido produzido, uma vez que a taxa de corrosão do aço carbono pode ser muito alta nesses casos. Serão empregadas ligas especiais contendo cromo, níquel, molibdênio e cobre.

Nos poços, serão empregados aço SuperDuplex (25% Cr, 7% Ni, 3% Mo) para as partes que estarão em contato direto com o fluido produzido, como o tubo de produção e o revestimento abaixo do *packer* de produção). Caso os carbonatos do reservatório provoquem aumento no pH, será utilizado aço SuperMartensítico 13Cr-5Ni-2-Mo. A tubulação no interior da Árvore de Natal Molhada será revestida com liga de níquel 625 (21% Cr, 70% Ni, 9% Mo) (BELTRÃO, 2009).

O CO₂ produzido não será ventilado, ou seja, liberado diretamente na atmosfera. A Petrobras, operadora única dos blocos do Pré-Sal, decidiu por estocar geologicamente o dióxido de carbono em aquíferos salinos profundos, campos de gás depletados ou cavernas a serem construídas na camada de sal, ou ainda o reinjetar nos reservatórios da região, de modo a aumentar a taxa de recuperação de óleo. A última opção é a preferida pela empresa, uma vez que não o CO₂ não precisaria, necessariamente, ser totalmente separado do gás natural.

Na seção 5.1.1, foi dito que estudos estão sendo realizados de modo a avaliar o desempenho da injeção de gás e do tipo WAG no reservatório. Dados preliminares indicam excelentes resultados para os métodos, considerando que o gás e o óleo sejam miscíveis. No entanto, a necessidade de gás natural pelo mercado nacional e a dificuldade em isolar o CO₂ nas unidades no mar têm que ser levados em consideração. O desenvolvimento de unidades flutuantes compactas para a separação do dióxido de carbono serão críticas para a definição do método de recuperação a ser adotado. Se tais plantas não forem desenvolvidas, CO₂ será injetado juntamente com o gás natural (BELTRÃO, 2009).

5.1.4 Problemas logísticos

A localização remota dos blocos na Bacia de Santos impõe desafios de caráter logísticos ao desenvolvimento do Pré-Sal. Além da distância da costa litorânea até a zona de interesse, a alta demanda de pessoas e de suprimentos (alimentos, equipamentos, produtos químicos) torna-se outro complicador no deslocamento entre portos/aeroportos e plataformas. Capacidade de carga das embarcações utilizadas no transporte e disponibilidade de sondas de perfuração e de completação são outras preocupações que estão sendo levadas em conta.

Para resolver tais problemas, estão sob estudo a construção de terminais *offshore* para exportação de óleo, tanto em águas rasas quanto profundas, e de bases auxiliares localizadas entre a costa e a região produtora, para reabastecimento e manutenção dos helicópteros e hospedagem de funcionários que aguardariam seu embarque ou desembarque (FORMIGLI FILHO, 2009).

6. Perfuração dos poços

A operação de perfuração de um poço em um potencial intervalo de reservatório é a única maneira de provar a presença de hidrocarbonetos (ARCHER, 1986). Apesar das condições peculiares do Pré-Sal, a perfuração segue um roteiro semelhante às operações realizadas em outras regiões, tanto em terra quanto no mar.

A perfuração se dá pela utilização de uma sonda, representada pela figura 7. O poço é construído pela ação da rotação de uma broca na extremidade de uma coluna de perfuração de aço, que aplica peso à broca. Ela corta a rocha por raspagem, esmagamento ou lascamento.

Os cascalhos gerados são retirados do fundo do poço por um fluido, chamado de fluido ou lama de perfuração. O fluido é injetado no pelo interior da coluna por bombas, saindo pela cabeça da broca e retorna à superfície pelo espaço anula entre a tubulação e a parede do poço transportando os cascalhos. Depois, ele passa por peneiras, que filtram os fragmentos, e é armazenado em tanques, sendo reinjetado no poço.

Além de carrear os fragmentos até a superfície, o fluido de perfuração possui diversas funções, como exercer pressão hidrostática contra as zonas produtoras, a fim de evitar o influxo dos fluidos para o poço, resfriar e lubrificar a broca, aliviar o peso da coluna de perfuração (efeito do empuxo). O fluido pode ser à base d'água, de gás ou de base sintética. A escolha da sua composição depende de fatores como composição das rochas perfuradas, custo, gradiente de fratura das rochas, pressão e temperatura nos poços e questões ambientais.

O torque responsável pelo movimento de rotação da coluna e da broca é fornecido pela mesa rotativa, que possui um orifício que permite o livre deslizamento do *kelly*. Este é um tubo que seção quadrado ou hexagonal e é conectado à coluna de perfuração. O movimento de rotação também pode ser fornecido pelo sistema *top drive*, que possui um motor conectado ao topo da coluna. Em poços deslocados da vertical (poços direcionais ou horizontais), são empregados motores de fundo, que são motores hidráulicos colocados acima da broca. A parte superior do motor é fixa na coluna, ao passo que o fundo é solidário à broca, permitindo sua rotação. (THOMAS, 2001)

Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço para que seja descido um revestimento de aço, com diâmetro inferior ao da broca. O anular entre o revestimento e o poço preenchido com cimento para garantir a estabilidade mecânica do poço, além de evitar o contato entre fluidos de diferentes formações. Após a cimentação, a operação de perfuração é retomada, mas é utilizada uma broca de menor diâmetro que o revestimento.

O número de etapas de cimentação é definido após análise da pressão de poros e da pressão de fraturamento das rochas. O fluido de perfuração tem que exercer pressão maior que a exercida pelos fluidos da formação, para que não haja invasão para o poço, porém menor que a pressão necessária para se abrir fraturas na parede do poço. No caso do Pré-Sal, deve ser levado em conta o comportamento dos evaporitos, que apresentam comportamento particular e podem fluir, ou seja, deslocar-se, levando até ao fechamento do poço antes que o revestimento seja assentado.

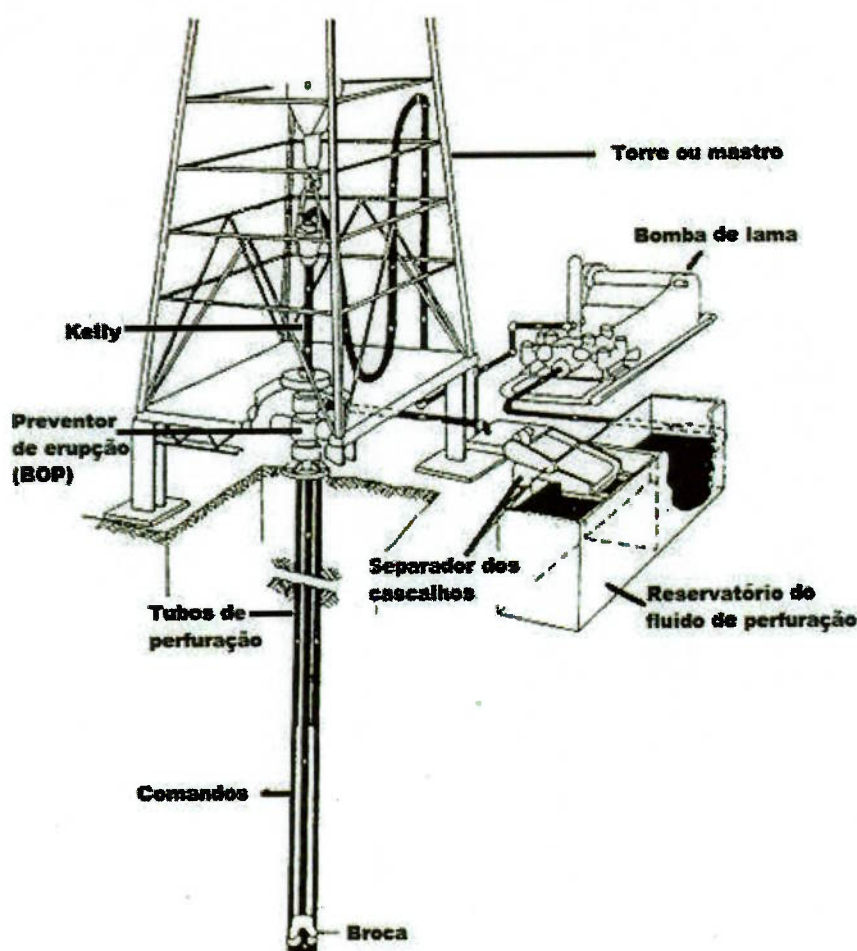


Figura 7: Sonda de perfuração (ARCHER, 1986)

Durante a perfuração, pode haver influxo indesejado de fluidos de alguma formação para o poço, que é conhecido como *kick*. Se esse fluxo não for controlado eficientemente, poderá se transformar num *blowout*, ou seja, poço fluindo totalmente sem controle, e criar sérias consequências, tais como danos aos equipamentos de sonda, acidentes pessoais, perda total ou parcial do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente.

Para evitar a ocorrência de *blowout*, é instalado um sistema de segurança de poços, cujo equipamento mais importante é o *blowout preventer* (BOP), que é um conjunto de válvulas que permite fechar o poço (THOMAS, 2001). A figura 8 mostra o *blowout* que ocorreu no poço Macondo, no Golfo do México, em 2010. Nesse caso, houve falha na operação do BOP, que não conseguiu selar o poço, permitindo o vazamento de óleo para o fundo do mar.

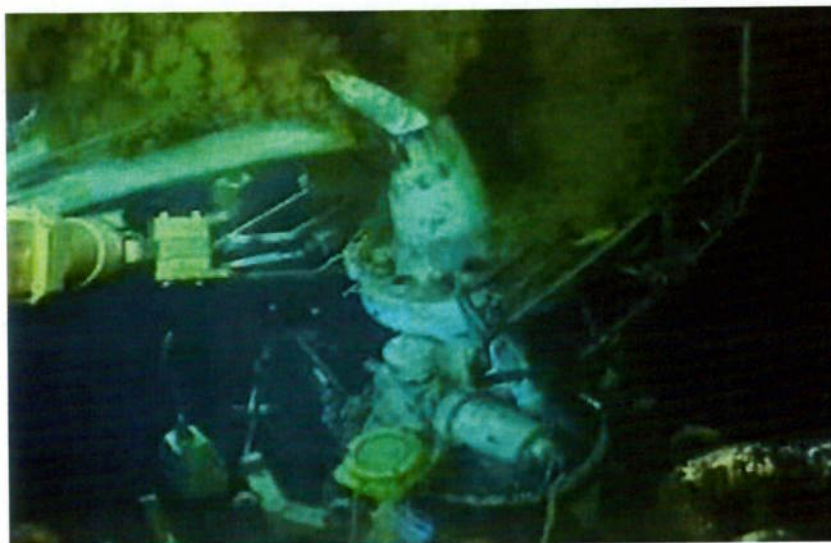


Figura 8: Vazamento de óleo pelo BOP instalado no poço de Macondo, no Golfo do México (RIGZONE, 2010)

6.1 Perfuração através de rochas salinas

Apesar da camada de sal ser um ótimo selo, sendo responsável pelo aprisionamento dos hidrocarbonetos nos reservatórios carbonáticos, ela é um complicador no que se refere à construção dos poços no Pré-Sal.

Antes mesmo de ser perfurado, o sal já dificulta o planejamento da operação. A sísmica é importante e praticamente a única fonte de dados para a construção de poços exploratórios. No Pré-Sal, os maiores problemas estão em interpretar as regiões mais profundas da bacia, uma vez que a energia que chega aos receptores é pequena, além do fato de haver distorções das ondas no topo e na base do sal. Como a velocidade de propagação das ondas é muito alta em relação a outras rochas, o sal aparece como sendo um corpo homogêneo. No entanto, em várias regiões, a camada de sal é composta por diferentes rochas.

Tais efeitos tornam imprecisas as previsões da profundidade e da composição do sal e das camadas localizadas abaixo dele. Também é dificultada a determinação da pressão de poros e da temperatura das rochas, além da verificação da presença de falhas e fraturas.

Já na etapa de perfuração, a taxa de penetração nos sais solúveis é maior que nos demais sedimentos. Esta é, inclusive, uma das técnicas empregadas durante a operação para marcar o topo da seção, visto que há um aumento repentino da taxa quando a seção salina é penetrada. Contudo, a perfuração de sais com alta mobilidade apresenta grandes desafios do ponto de vista operacional. Os principais problemas envolvem o fechamento do poço, torques elevados, prisão de coluna, desvios de poços e colapso do revestimento, podendo levar até a perda do poço (FALCÃO, 2007).

6.1.1 Propriedades das rochas salinas

Rochas salinas, ou evaporitos, são rochas sedimentares que se originam em decorrência da evaporação de água salgada, em ambientes bacias subsidentes, em zonas quentes e com circulação restrita de água, como acontece no Mar Vermelho.

A deposição acontece quando a água atinge o ponto de saturação dos sais dissolvidos. Assim, a formação de camadas acontece em uma sequência que progride de acordo com a solubilidade dos sais, começando dos menos para os mais solúveis. Silvita (KCl), calcita (CaCO_3), gipso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), halita (NaCl), anidrita (CaSO_4), carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) e taquidrita ($\text{CaCl}_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) são exemplos de evaporitos encontrados em bacias sedimentares, sendo que os 4 últimas estão presentes na estrutura salina da Bacia de Santos (figura 9).

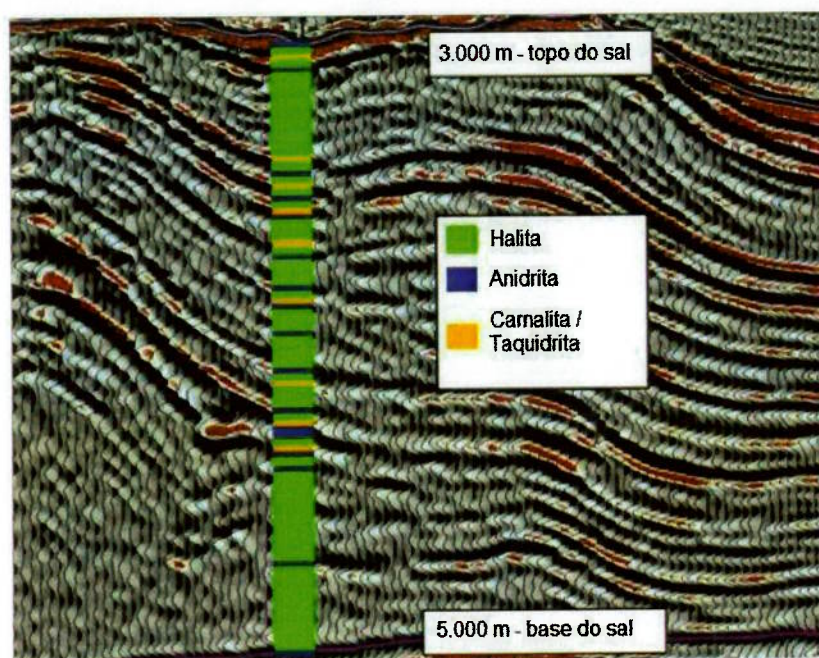


Figura 9: Típica seção salina na Bacia de Santos (modificado de ALVES, 2009)

Quando submetidos a uma tensão diferencial constante, os evaporitos podem sofrer considerável deformação plástica, que varia com o tempo de exposição e a intensidade das tensões, composição química, presença de água e gradiente geotérmico. A estrutura cristalina dos sais é responsável por tal comportamento, que é conhecido por *creep* ou fluência.

Ensaio são realizados para avaliar tal característica dos evaporitos. Carbonatos e sulfatos praticamente não apresentam o fenômeno de fluência, ao contrário dos cloretos. O fenômeno da fluência é mais acentuado na taquidrita do que na carnalita, que, por sua vez, possui maior mobilidade que a halita.

Pesquisadores da Petrobras realizaram ensaios com amostras extraídas da Bacia Sergipe-Alagoas objetivando prever o comportamento das rochas salinas do Pré-Sal. Foram simuladas as condições que seriam encontradas na região, variando-se a pressão e temperatura dos fluidos que confinavam as amostras. Os resultados apontaram o peso da lama que deveria ser utilizada para evitar que a formação se fechasse rapidamente. A figura 10 mostra o resultado de um ensaio realizado para as condições que seriam encontradas na perfuração de um poço no campo de Lula.

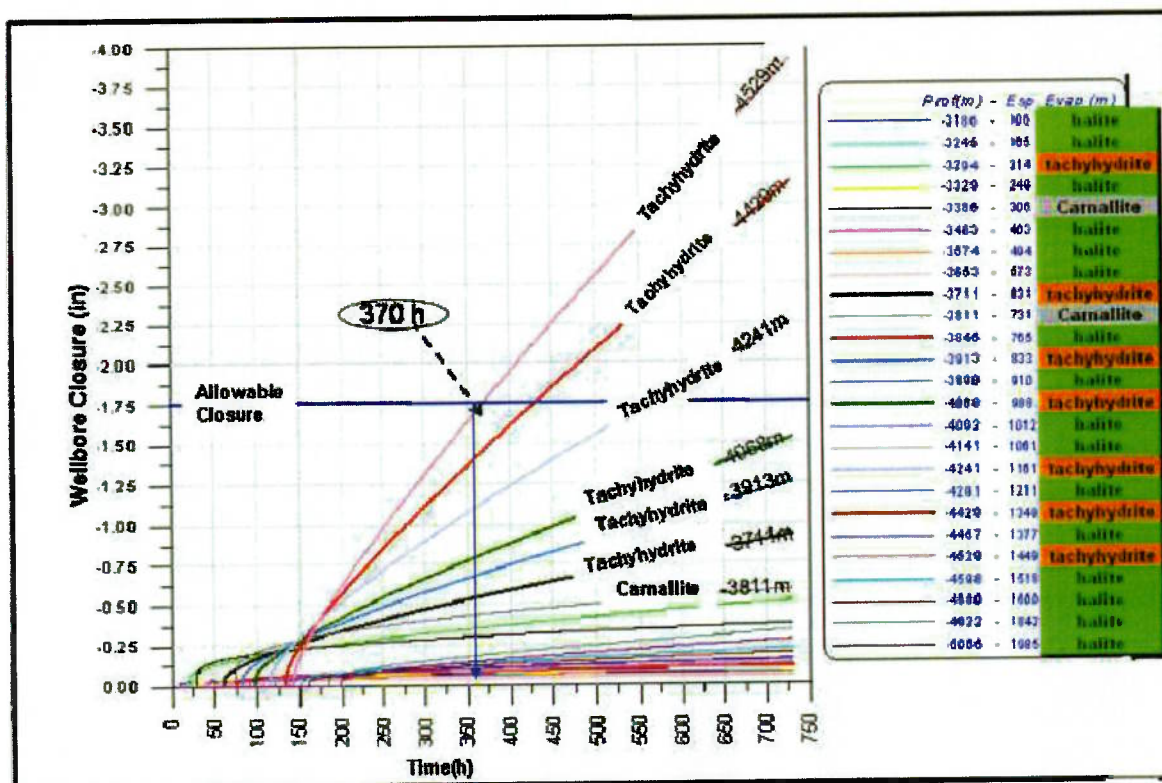


Figura 10: Previsão do fechamento do sal de um poço no campo de Lula utilizando-se um fluido de perfuração de 13 libras por galão (lb/gal) (ALVES, 2009)

A fluência do sal pode levar ao fechamento do poço durante a perfuração. Mesmo depois de revestido, pode ocorrer, em longo prazo, dano ao revestimento devido aos esforços adicionais impostos pela movimentação do sal. Caso a cimentação não tenha sido bem feita ou o furo não tenha diâmetro uniforme, pode ocorrer aplicação pontual de carga no revestimento, levando a achatamentos e possíveis colapsos.

Devido ao *creep*, é possível encontrar domos e intrusões de sal em diversas bacias, associadas a regiões com alta pressão de poros, ou ainda zonas fraturadas, chamadas "*rubble zones*", que são frágeis e deve-se ter atenção ao perfurá-las.

Sabe-se que o aumento da temperatura provoca aumento da fluência do sal. No entanto, essas rochas possuem alta condutividade térmica (da ordem de 6W/mK), aproximadamente três vezes maior que outros sedimentos. Apesar da grande profundidade em que está localizado, dados indicam que a temperatura na base da camada de sal no Pré-Sal gira em torno de 60 °C, abaixo do que seria esperado em uma região na mesma profundidade e sem o sal (em torno de 150 °C)⁴, fato que aumentaria a taxa de fluência das rochas. Entretanto, a base do sal pode atingir regiões mais profundas e a temperatura pode passar de 80 °C (ALVES, 2009).

Os evaporitos apresentam outras propriedades que os diferem de outras rochas sedimentares. Possuem baixa porosidade e são praticamente impermeáveis, apresentando valores da ordem de 10^{-9} Darcy. Como comparação, os arenitos no campo de Marlim possuem permeabilidade de até dois Darcy. Isso é o que a torna uma excelente rocha selante. Outro fato

⁴ O gradiente geotérmico nas regiões mais ao norte da Bacia de Campos, onde a camada de sal é mais fina, podem atingir 30 °C/km (Oliveira, 1985).

decorrente disso e a diminuição do risco de ocorrer perda de circulação, além de permitir a utilização fluidos de perfuração com alta densidade, para evitar o fechamento do poço (FALCÃO, 2007).

As medidas adotadas pelas empresas para perfurar o sal envolvem a saturação do fluido de perfuração com NaCl, uma vez que a halita é o sal mais presente nas camadas salinas, ou com fluido à base de óleo diesel ou sintético.

As vantagens em se usar fluido à base d'água saturado com NaCl envolve o baixo custo de sua preparação, pois apresenta simples formulação. Além disso, é permitido seu descarte, junto com os cascalhos, no fundo do mar. Os pontos negativos são que sua solubilidade aumenta com a temperatura, ou seja, pode abandonar a condição de saturação no fundo do poço, possui elevado potencial de corrosão e não impede a dissolução de outros sais.

Os fluidos sintéticos não provocam dissolução dos sais da formação, possuem maior potencial de inibição química de argilas, ajudam a reduzir o alargamento do poço e têm boa estabilidade reológica. As desvantagens envolvem seu custo, que é mais caro que os à base d'água, possuem restrições ambientais em algumas regiões e apresentam maior dificuldade na detecção de kick de gás.

Outra tecnologia empregada durante a perfuração do sal é o alargamento dos poços. São utilizadas ferramentas especiais, como brocas excêntricas, bicêntricas e *underreamers* (figura 11).

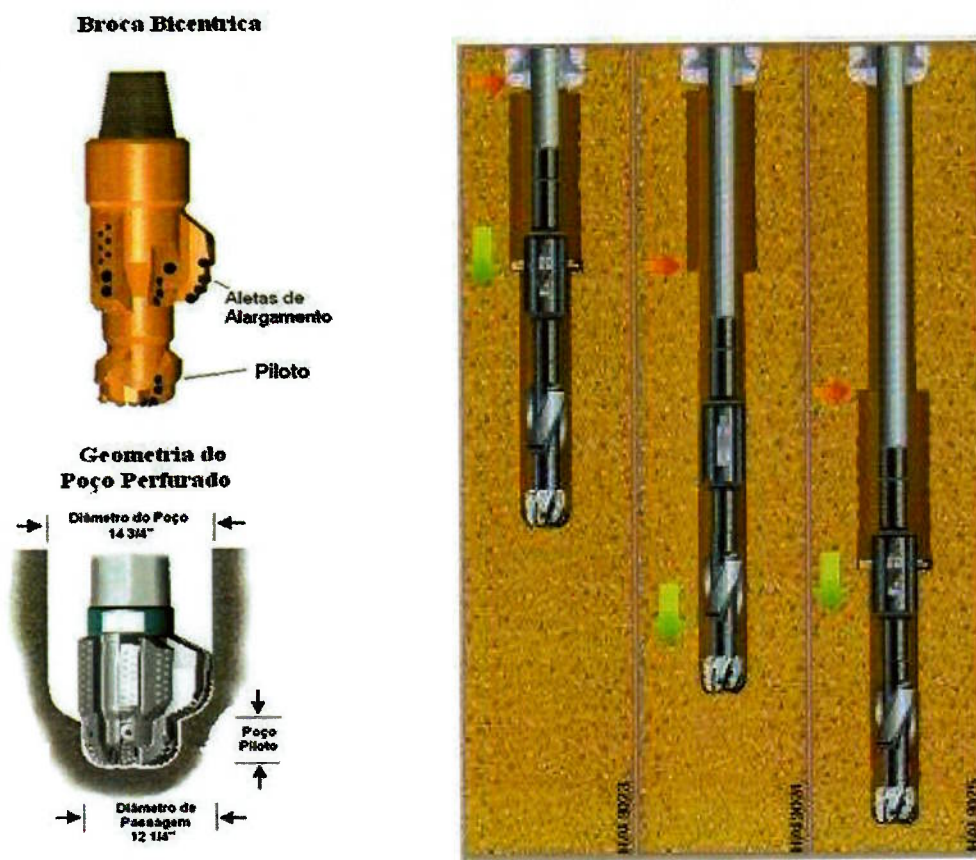


Figura 11: Representação da atuação de broca bicêntrica (esquerda) e de *underreamer* (direita)

Brocas bicêntricas, ao girarem, descentralizam-se levemente em relação ao centro, aumentando o diâmetro do furo. *Underreamers* são elementos que são conectados na parte mais inferior da coluna, BHA (*Bottom Hole Assembly*), e possuem blocos fixos ou braços que são abertos em determinada profundidade do poço. Assim, esse aparelho pode ser utilizado para fazer repasses, caso haja fechamento do poço durante a perfuração. As brocas bicêntricas não permitem tal operação.

6.1.2 Histórico da perfuração de seções salinas no Brasil

Na Bacia de Campos, foram perfurados, até o ano de 1985, 26 poços atravessando seções evaporíticas. Desses, 11 apresentaram prisão de coluna em frente ao sal e um teve o revestimento colapsado em frente ao sal. Devido a esses problemas, três poços foram desviados e três foram abandonados.

Durante a perfuração do poço 1-RJS-182 na Bacia de Campos, observou-se a prisão da coluna a 15 metros do topo do sal. A densidade do fluido foi elevada de 10,5 para 11,6 lb/gal, mas ainda assim ocorreram outras prisões. A densidade do fluido foi elevada novamente, agora para 13 lb/gal, permitindo que a perfuração continuasse com sucesso por mais 647 metros, mesmo com novas ameaças de prisão da coluna (OLIVEIRA, 1985).

Em 1989, uma seção de 222 metros de anidrita e halita foi perfurada e, mesmo com o plano cuidadoso que incluía fluido de emulsão inversa (emulsão de água em óleo, na qual o óleo é fase contínua) e broca excêntrica, ocorrem oito prisões de coluna, levando a várias operações de pescaria e um desvio de poços.

Em 1998, uma seção salina de 120 metros foi perfurada no poço 1-RJ-480 e ocorreram diversas prisões de coluna devido à fluência do sal. Um perfil *calliper* mostrou drástica taxa de fechamento de 0,05"/h (polegadas por hora). O trecho perfurado tinha 15 polegadas de diâmetro e o revestimento, 9 5/8". Durante a perfuração do trecho de diâmetro 8 1/2", foi detectado colapso do revestimento, levando à antecipação da próxima fase do revestimento e à conclusão do poço com uma fase muito estreita (de 7"), o que provocou dificuldades para avaliar o próprio poço de maneira apropriada (FALCÃO, 2007).

6.2 Medidas empregadas na construção dos poços do Pré-Sal

Após as primeiras perfurações, o projeto dos poços no Pré-Sal em que a profundidade da base do sal em relação ao assoalho marinho for menor que 5.500 metros deve seguir um padrão estabelecido com a construção do poço RJ-628-A no campo de Lula, conforme representado pela figura 12.

As sondas a serem utilizadas devem ser capazes de atuar em lâminas d'água de 2.500 metros ou mais, possuir bombas de alta pressão e alta taxa de bombeio, assim como tanques de armazenamento de fluidos de grandes volumes. Devido às grandes profundidades perfuradas, o sistema de suspensão da sonda tem que ser capaz de suportar cargas de até 1 milhão de libras ou mais.

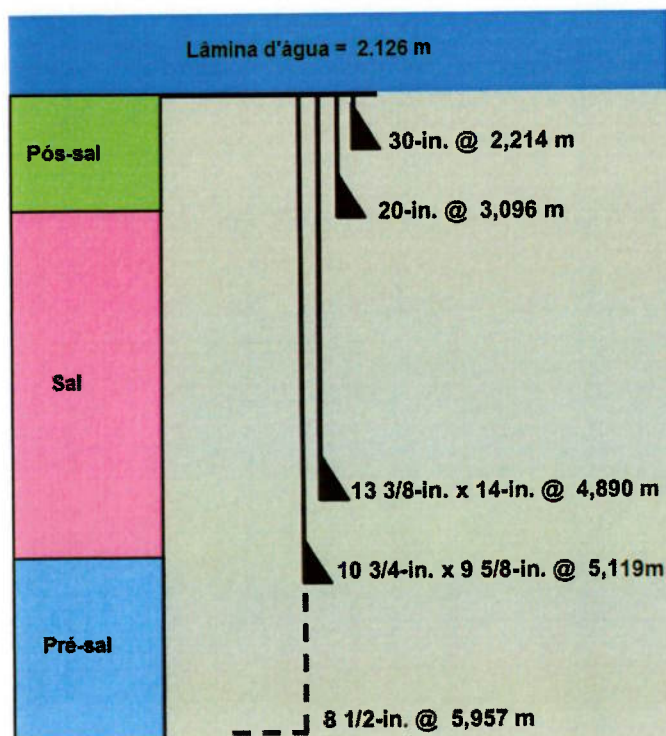


Figura 12: Esquema dos revestimentos do poço RJS-628A, no campo de Lula (BELTRÃO, 2009)

Para o revestimento, são previstas quatro fases. A primeira deve ser aberta com um furo de 36" de diâmetro até 2.216 metros do fundo do mar e revestida por um condutor de 30", com posterior cimentação. Um condutor de 20" será corrido até o topo do sal, a aproximadamente 3.400 metros, sendo que o furo será feito com 26" de diâmetro. As duas etapas serão perfuradas utilizando-se água do mar. Assim que o topo do sal for atingido, uma salmoura deve ser misturada com água do mar para que não ocorra alargamento do poço. Uma solução de 100.000 PPM (partes por milhão) de NaCl mostrou-se o suficiente para manter o poço em boas condições para que a seção seja revestida como planejado.

A seção de sal começará a ser perfurada com uma broca de 17 1/2", rotacionada por um motor de fundo (motor de lama), com o objetivo de perfurar toda a seção, passando pela anidrita na base do sal. As brocas serão com cortadores fixos de PDC de 16 mm, com 6 a 7 lâminas. Uma única broca deve ser utilizada na operação. Nos poços já perfurados, obteve-se uma taxa de avanço de 7 m/h.

Será utilizado fluido sintético nessa etapa, uma vez que elimina problemas relacionados à dissolução do sal, além de garantir melhores estabilidades, lubrificação da broca e performance da perfuração. Como não ocorre dissolução do sal, não há alargamento do poço, fato que pode acarretar em prisão da coluna. Assim, foram feitas simulações para otimizar o peso do fluido a fim de minimizar a taxa de fechamento do poço. A densidade da lama deve ficar entre 11 e 14 lb/gal.

Simulações mostraram que os revestimentos de 14" (113 lb/pé), 13 5/8" (112.6 lb/pé), 10 3/4" (85.3 lb/pé) e 10 3/4" (71.1 lb/pé) são os mais seguros para serem colocados em frente da seção salina. Os tubos escolhidos são muito pesados, o que representa movimentação de cargas muito pesadas, que necessitará alta resistência de cabos e acessórios, além de sondas de alta capacidade.

A idéia de cimentar toda a área na frente do sal foi abandonada, pois existia o risco de haver canalização no cimento, além da ocorrência de carregamentos pontuais no revestimento. A solução foi utilizar um fluido muito pesado entre o revestimento e o sal por quase toda a sua extensão, permitindo uma melhor distribuição da carga em casos de movimentação do sal, evitando cargas pontuais. Para ancorar o revestimento, será feita uma cimentação de cerca de 400m.

As seguintes medidas preventivas serão tomadas para que não ocorra fluência do sal durante sua perfuração:

- Repassar em cada trecho de rocha assim que for perfurado;
- Realizar manobra a cada 300 metros perfurados, para checar as condições do poço;
- Ajustar a densidade do fluido de acordo com as curvas de análise do fechamento. O peso do fluido é limitado pelos resultados no teste de *leak-off* na fase de 20";
- Durante as conexões, manter a coluna de perfuração ou o revestimento em baixa rotação, a fim de diminuir os riscos de aprisionamento;
- Sempre manter um tanque com água fresca para ser injetada no poço para liberar a coluna caso ela seja presa;
- Incluir um underreamer concêntrico no BHA;
- Se a seção salina for perfurada com sucesso em uma única vez, um revestimento de 10 3/4" e assentado. Entretanto, se for necessário correr um revestimento antes do fim da seção, é descida uma combinação de revestimentos de 14", 13 5/8" e 13 3/8". Os tubos de 14" devem ser posicionados diante da parte mais profunda do sal, ao passo que os de 13 5/8" deve ficar na porção mais rasa, e a seção 13 3/8" deve ficar dentro no revestimento de 20";
- Monitorar o possível deslocamento dos evaporitos com um sistema LWD (Logging While Drilling). Se possível, incluir sensores de raios gama e sônicos para identificar cada tipo de sal;
- Ter uma ferramenta para avaliar o calibre do poço disponível, para que, se necessário, seja avaliada a taxa de fluência.

A seção pré-sal deve ser perfurada com brocas 8 1/2" e um *liner* de 7" é colocado caso onde for necessário ter o poço completado (o poço em algumas regiões do reservatório pode ficar aberto). O fluido utilizado deve ser sintético, com densidade entre 10,5 e 11,2 lb/gal.

A dificuldade na perfuração dessa etapa está relacionada às baixas velocidades de avanço (ROP – *rate of penetration*) nos duros carbonatos dos reservatórios. As brocas utilizadas são tricônicas de classe IADC 5.3.7 ou superior e brocas com cortadores fixos de PDC de 13 mm, com 8 ou mais lâminas. Entretanto, elas têm tido durado pouco tempo e apresentado ROP entre 1 e 2 m/h. As empresas fornecedoras de brocas estão tentando detectar as causas da baixa taxa de penetração. Há indicações de que tal performance está relacionada à interações entre broca, BHA, o próprio poço, a coluna de perfuração e fortes influências de vibração (ALVES, 2009).

Durante a perfuração dos evaporitos, é necessário utilizar equipamentos para corrigir a trajetória, pois essa seção apresenta alta tendência para que desvios ocorram. Os primeiros

poços utilizavam motores de lama para corrigir os desvios, pois as ferramentas de geoposicionamento (RSS - *rotary steerable systems*) não eram compatíveis com a largura do poço. Posteriormente, os RSS foram adaptados e mantiveram a verticalidade dos poços com muita eficiência (ALVES, 2009).

6.3 Cenário futuro

Os primeiros poços perfurados no Pré-Sal e a maior partes dos poços exploratórios que serão construídos em um futuro próximo terão perfis verticais. A perfuração de poços horizontais e desviados será fundamental para o desenvolvimento dos campos da região. Atualmente, a falta de informações geológicas e sobre os reservatórios, somadas a limitações tecnológicas, restringem à perfuração de poços verticais.

No cenário atual, as principais preocupações das empresas envolvem a apuração da interpretação da sísmica para melhorar as imagens da camada de sal e do reservatório, que é a base para a perfuração dos poços, melhorar a estabilização do sal durante a perfuração e durante todo o tempo de produção, aumentar a taxa de penetração das brocas através da seção salina e no reservatório. Todas essas considerações objetivam diminuir o tempo e os custos da operação.

De acordo com o plano elaborado pela Petrobras para o desenvolvimento da província, poços com variadas geometrias, como horizontais, com alta inclinação, bilaterais e poços de grande afastamento (ERW) estão previstas para serem construídos em grande escala na Fase 1B. A complicação para essas geometrias é que o poço teria que começar a se desviar da vertical ainda nas seções salinas.

Um projeto de construção de um poço de alta inclinação (86° em relação à vertical), com o desvio começando no sal, para as fases 14 3/4" e 9", mostrou-se viável em simulações feitas para as condições da Bacia de Santos (ALVES, 2008).

A utilização de sistemas de completação inteligente (unidades de completação seca), que eliminariam intervenções no poço feitas por sondas durante o tempo de vida do projeto, também está prevista pela Petrobras para ser amplamente empregada nessa fase. Entretanto, essa tecnologia depende fortemente da construção de ERW, e que tenham, no mínimo, 5 km de afastamento em relação ao ponto inicial da perfuração (FORMIGLI FILHO, 2010).

6.4 Perfuração através dos evaporitos no Golfo do México

No capítulo 3, foi explicada a distinção entre as camadas de sal encontradas no Pré-Sal (autóctone) e no Golfo do México (alóctone), onde a indústria tem mobilizado esforços na exploração de hidrocarbonetos no subsal dessa região. Essas características provocam certas diferenças entre as operações de perfuração dos poços dessas áreas.

O serviço de gestão dos recursos minerais dos Estados Unidos (MMS - *The US Minerals Management Service*) aponta o poço Ship Shoal 366, feito em 1983 pela Placid Oil Company, como o primeiro a perfurar o subsal do GoM. A primeira descoberta de hidrocarbonetos no subsal veio a acontecer em 1990, no Cânion do Mississippi. Com o avanço

das prospecções para porções cada vez mais profundas da região, intervalos mais espessos de sal eram encontrados, o que limitava a perfuração apenas de poços verticais (ISRAEL, 2009).

97% do sal presente no GoM é halita de alta pureza e baixas temperatura e mobilidade, conhecido por "*cold salt*". Isso traz menos dificuldades na perfuração no GoM do que no pré-sal brasileiro. Empresas como Schlumberger e Chevron conseguem, inclusive, construir poços direcionais na camada salina.

Segundo Marco Aburto, engenheiro de perfuração da Schlumberger, no início da perfuração do *cold salt* no GoM, a prática para aumentar a ROP durante a perfuração do sal, era manter uma baixa velocidade de rotação do *steerable motor* com um alto peso sobre a broca. Entretanto, isso se mostrou ineficiente. O resultado era a ruptura da coluna de perfuração. Ele afirma que, para diminuir o tempo de perfuração em poços em águas profundas, é necessário otimizar todas as operações, desde o deslocamento da sonda até que se atinja o topo do sal durante a perfuração (PALLANICH, 2008).

As recomendações para a construção de um poço direcionais em seções salinas no GoM envolvem a utilização de *rotary steerable systems* para se perfurar um poço. É a melhor opção, pois aprimoram o controle da direção, ROP e qualidade do furo. Ao combinar RSS com motores de fundo, maiores torques e RPM são entregues à broca, podendo aumentar o ROP.

Outro ponto é planejar a saída da seção de sal pela tangente em uma região plana ou com pouca inclinação da base do sal. A formação abaixo dos evaporitos apresenta características diferentes e pode levar a problemas de estabilidade, caso o ângulo de saída seja muito alto.

É altamente recomendado o emprego de brocas PDC, com cortadores de 13 ou 16 mm, junto com underreamers, além do monitoramento dos parâmetros da perfuração em tempo real, incluindo choques e vibrações. Isso pode otimizar o desempenho do BHA e prolongar sua vida útil. (ISRAEL, 2008).

7. Análise crítica

O cenário particular no qual se apresenta a Província do Pré-Sal (localização em uma extensa porém remota área e em águas ultraprofundas, com reservatórios carbonáticos microbiais cobertos por espessa camada de sal) representa um desafio para as empresas envolvidas no desenvolvimento dos campos da região, que deverão investir bilhões de dólares para extrair a enorme quantidade de hidrocarbonetos presos a mais de 7.000 metros de profundidade, abaixo do nível do mar.

A Petrobras, operadora única dos blocos da região segundo o marco regulatório do Pré-Sal, prevê a utilização massiva de novas tecnologias para enfrentar as condições encontradas na região. Tais inovações serão realmente necessárias para acelerar o desenvolvimento da região. Entretanto, durante a etapa inicial de desenvolvimento, serão empregadas técnicas convencionais ou de fácil adaptação para as condições da região

Um importante conceito que deverá ser adotado é o sequestro do dióxido de carbono produzido junto com o óleo e o gás natural. Mesmo sem leis específicas que impeçam ou restrinjam a ventilação do CO₂ na atmosfera, foi decidido estocar o gás em cavernas de sal ou poços de gás depletados, ou ainda reinjetá-lo nos reservatórios, de modo a aumentar recuperação final de óleo.

Do ponto de vista da perfuração, a distância de até 300 km para a costa é um problema no que se refere à disponibilidade de sondas e ao transporte de funcionários e de cargas. Profundidades acima de 7.000 metros da superfície do mar, exige sondas capazes de suportar muita carga.

O maior complicador da construção dos poços é a presença da camada de sal, que pode passar de 2.000 metros de espessura, e sua capacidade de fluir quando submetido a um diferencial de tensões. A camada de sal possui taquidrita e carnalita, que apresentam altas taxas de fluência, maiores que a da halita. Devido aos estudos que pesquisadores da Petrobras vêm realizando, o comportamento do sal durante a perfuração pode ser previsto, evitando-se ou minimizando problemas operacionais, reduzindo os custos final dos poços.

A maioria dos poços perfurados até hoje no Pré-Sal são verticais, e ainda devem continuar a ser construídos num futuro próximo, enquanto a tecnologia não permitir a construção em larga escala de poços desviados. São empregados fluidos sintéticos, para evitar a dissolução dos sais, além de diminuir a taxa de fechamento da parede do poço. Medidas como a utilização de brocas PDC, associadas à motores de fundo e RSS permitem a perfuração da seção salina de uma vez, sem que seja necessário correr uma fase de revestimento intermediária, durante a perfuração do sal.

Os reservatórios da região são carbonatos microbiais muito duros. Não são encontradas dificuldades durante sua perfuração, mas a taxa de penetração (ROP) é baixa, variando entre 1 e 2 m/h. Aumentar a ROP diminuirá o tempo gasto para se perfurar os poços, sobretudo horizontais, resultando em diminuição dos gastos.

Para acelerar o desenvolvimento da província, será vital a construção de poços desviados e horizontais. Embora custem mais para serem desenvolvidos, eles podem apresentar produtividade superior a de vários poços verticais, pelo fato de percorrer uma seção maior dos reservatórios. Poços multilaterais também devem ser construídos, diminuindo ainda mais os custos da perfuração, uma vez que poços são construídos a partir de um poço já feito, como se fossem ramificações, evitando que uma nova seção vertical seja perfurada.

A tecnologia para a construção desses tipos de poços no Pré-Sal ainda não está bem consolidada para a província em questão, uma vez que os poços começariam a ser desviados ainda na camada de sal.

No Golfo do México, os corpos salinos são compostos basicamente de halita e possuem baixa temperatura e baixa mobilidade. Tal fato permite que as empresas consigam construir poços inclinados atravessando as seções de sal. Assim como nos poços verticais do Pré-Sal, são utilizados RSS associados à motores de fundo e brocas PDC na construção dos desvios nas camadas de sal do GoM.

Ainda no GoM, são avaliados os choques e as vibrações da coluna durante as perfurações no sal. Mitigar tais efeitos pode acarretar em maiores ROP, além de aumentar o tempo de vida do BHA. Esse é método que poderia ser aplicado nos poços a serem construídos no Brasil.

Poços de grande afastamento (ERW) deverão ser amplamente utilizados no Pré-Sal, uma vez que é planejada a instalação de unidades de completação seca (ou completação inteligente) e tais unidades dependem de poços com afastamento de até 5 km.

Outras tecnologias que podem ser empregadas na construção de poços no Pré-Sal são *casing* e *liner drilling* e *dual gradient drilling* (DGD).

Casing ou *liner drilling* consiste em perfurar e revestir um poço simultaneamente. O revestimento ou o *liner* é utilizado para transmitir energia mecânica e hidráulica para a broca. Dependendo da posição e do comprimento, o revestimento pode até substituir toda a coluna de perfuração. Essa técnica poderia ser adotada na construção dos poços no Pré-Sal devido a redução do tempo de manobra e eliminação do condicionamento do poço antes de correr o revestimento ou o *liner*, além de aumentar o controle do poço. Também é recomendada para perfuração em formações com problema de estabilidade, como o sal, e de perda de circulação.

Dual gradient drilling é uma técnica que remove o fluido de perfuração do *riser*, preenchendo-o com água do mar. O volume do fluido no *riser* causa problemas durante a perfuração à medida que são feitas em águas cada vez mais profundas, pois a pressão hidrostática provocada pelo fluido no poço acaba aumentando e pode provocar a abertura de fraturas na parede do poço. Essa técnica permite que um poço encontre o mesmo gradiente de pressão que existia quando as formações foram depositadas. O método recebe esse nome pois são mantido dois gradientes no poço - um no *riser* e outro abaixo do assoalho marinho.

A utilização de DGD pode levar à diminuição dos custos da perfuração, uma vez que o número de manobras seria reduzido. A técnica também promove melhor limpeza do anular, refletindo em uma melhor cimentação e maior controle do poço. Além disso, DGD torna mais fácil efetuar desvios no poço, uma vez que permite a utilização de revestimentos maiores que os empregados atualmente.

8. Conclusão

A descoberta de enormes reservas de hidrocarbonetos na seção pré-sal da Bacia de Santos pode elevar o Brasil ao posto de grande exportador de petróleo e provocar intensas mudanças na economia nacional. No entanto, as condições peculiares da nova fronteira geram desafios tecnológicos para que seus campos sejam desenvolvidos.

No presente trabalho, foi apresentado um panorama sobre o Pré-Sal, discorrendo desde sua origem geológica até as dificuldades técnicas enfrentadas pelas empresas no seu desenvolvimento.

O foco do trabalho foi a questão da perfuração dos poços da região. O primeiro a ser perfurado teve que transpor vários problemas operacionais, levou 15 meses para ser concluído e teve custo de US\$ 250 mi. Foram estudadas as propriedades das rochas salinas, grandes responsáveis pelas dificuldades na construção dos poços, devido ao sua capacidade de fluência.

Foi feita uma avaliação das medidas que as empresas, sobretudo a Petrobras, vêm adotando para a perfuração dos poços e quais os próximos passos a serem dados. Também foram analisadas as medidas adotadas no Golfo do México, fazendo um paralelo entre as operações nas duas regiões. Por fim, foram dadas sugestões sobre quais tecnologias podem ser empregadas no futuro.

9. Referências bibliográficas

- ALLEN, P. A.; ALLEN, J. R. **Basin Analysis - Principles and Applications**. 2ª. ed.: Blackwell Publishing, 2005.
- ALVES, I. et al. **Desafios da perfuração de um poço exploratório de alta inclinação na área do Pré-Sal**. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro. 2008.
- ALVES, I. et al. **Pre-Salt Santos Basin - Well Construction Learning Curve Acceleration**. Offshore Technology Conference. Houston, EUA. 2009.
- ARCHER, J. S.; WALL, C. G. **Petroleum Engineering - Principles and Practice**. 1ª. ed.: Graham & Trotman, 1986.
- BEASLEY, C. J. et al. Brazil's Presalt Play. **Oilfield Review Autumn 2010**, v. 22, n. 3, p. 28-37, 2010.
- BELTRÃO, R. L. C. et al. **Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Cluster, Santos Basin, Brazil**. Offshore Technology Conference. Houston. 2009.
- BRAZIL OIL & GAS. Petrobras and the Pre-Salt Accumulations. **Brazil Oil & Gas**, v. Issue 15, p. 9-11, 2010.
- CARDOSO, B. A estratégia pró-sal. **Tn Petróleo**, v. 64, p. 28-29, 2009.
- FALCÃO, J. et al. Perfuração em formações salinas. **Boletim Técnico de Produção de Petróleo**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 2, dezembro 2007.
- FOMIGLI FILHO, J. M.; CAPELEIRO PINTO, A. C.; DE ALMEIDA, A. S. **Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development - The Way Ahead**. Offshore Technology Conference. Houston, Texas - EUA. 4-7 de maio de 2009.
- FORMIGLI FILHO, J. M. **Santos Basin Pre-Salt Cluster - How to make production development technical and economically feasible**. Rio Oil & Gas Expo Conference. Rio de Janeiro. 2008.
- FORMIGLI FILHO, J. M. et al. Master plan for the Santos Basin pre-salt cluster development. **World Oil**, v. 231, n. 9, setembro 2010.
- ISRAEL, R. R. et al. Challenges evolve for directional drilling through salt in deepwater Gulf of Mexico. **Drilling Contractor**, 2009. Disponível em: <<http://www.drillingcontractor.org/challenges-evolve-for-directional-drilling-through-salt-in-deepwater-gulf-of-mexico-1622>>. Acesso em: 21 setembro 2011.
- JPT. SPE 2010 Deepwater Drilling: Drill bit design aims to solve the salt challenge. **JPT Online**, 2010. Disponível em: <<http://www.jptonline.org/index.php?id=333>>. Acesso em: 14 agosto 2011.

JUNIOR, C. Bloco Carioca seria até 5 vezes maior que Tupi, diz diretor da ANP. **Folha.com**, 2008. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u391929.shtml>>. Acesso em: 20 outubro 2011.

LAGLEY, D. Pre-salt development drives focus on rigs, well integrity, R&D. **Drilling Contractor**, 2011. Acesso em: setembro 21 2011.

MARIZ, U. M. **Petrobras - Opportunities in Brazil**. Subsea 2010 Conference. Aberdeen - Escócia. 2010.

NAVEIRO, J. T. **Os Desafios e Tecnologias do Pré-Sal**. 2º Encontro Brasileiro de Jovens Lideranças da Indústria do Petróleo. Rio de Janeiro. 01 dezembro 2010. Apresentação feita durante o 2º Encontro Brasileiro de Jovens Lideranças da Indústria do Petróleo.

NEPOMUCENO FILHO, F. **Experiências da Petrobras no Caminho do Pré-Sal**. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro. 2008.

NOGUEIRA, D.; CARDOSO, A. P.; CARNEIRO, L. Nova descoberta da Petrobras reforça tese da existência de reserva semelhante à da Bacia de Campos no pré-sal do Rio. **O Globo**, 2010. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/nova-descoberta-da-petrobras-reforca-tese-da-existencia-de-reserva-semelhante-da-bacia-de-3048052>>. Acesso em: 01 novembro 2011.

OGX. **OGX anuncia novo plano de negócios para as descobertas de Campos e Parnaíba**. Rio de Janeiro. 06 de junho de 2011.

OLIVEIRA, J. E.; IDAGAWA, L. S.; NOGUEIRA, E. C. **Evaporitos na Bacia de Campos, Aspectos Geológicos e Problemas de Perfuração**. Petrobras/CENPES-475. Rio de Janeiro. 1985.

PALLANICH, J. Drilling through salt. **Offshore Engineer**, p. 55-58, junho 2008.

PARSHALL, J. Presalt propels Brazil into oil's front ranks. **Journal of Petroleum Technology (JPT)**, Richardson, Texas, EUA, v. 62, n. 4, p. 40-44, abril 2010.

PETROBRAS. Atuação no Pré-Sal. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/petroleo/presal/>>. Acesso em: 13 agosto 2011.

RIGZONE. In Pictures: Macondo Leak. **RIGZONE**, 2010. Disponível em: <http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=94057>. Acesso em: 05 outubro 2011.

SCHLUMBERGER. The Oilfield Glossary. Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/default.cfm>>. Acesso em: 29 set. 2011.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.