

As rochas geradoras do principal sistema petrolífero, Candeias-Sergi, são os folhelhos lacustres da Fm. Candeias. Os principais reservatórios ocorrem nos arenitos da Fm. Sergi, como o campo de Dom João e Água Grande, e nos arenitos da Fm. Candeias, como o campo de Candeias. Os reservatórios apresentam porosidades de 17-20%, e acentuada compartimentação. Apesar de reservas significativas de óleo e gás (originalmente, os volumes recuperáveis do campo de Dom João foram declarados como sendo 166 milhões de barris de óleo, e 1,3 bilhões de metros cúbicos de gás), as acumulações petrolíferas da Bacia do Recôncavo podem ser de difícil recuperação, devido à ação diagenética, que inclui compactação e cimentação carbonática (MILANI e ARAÚJO, 2003a).

No campo de Miranga (arenitos do Gr. Ilhas, acima da Fm. Candeias), os reservatórios estão em profundidades maiores (900-1.450 metros), e têm maior porosidade (18-24%), além de óleo de boa qualidade (37-42° API), mas também apresentam cimentação calcífera. As reservas também eram significativas, para campos em terra, de fácil acesso, sendo estimadas originalmente em 119 milhões de barris de óleo, e mais tarde acrescidas de 6,3 bilhões de metros cúbicos de gás, em formações mais profundas (MILANI e ARAÚJO, 2003a).

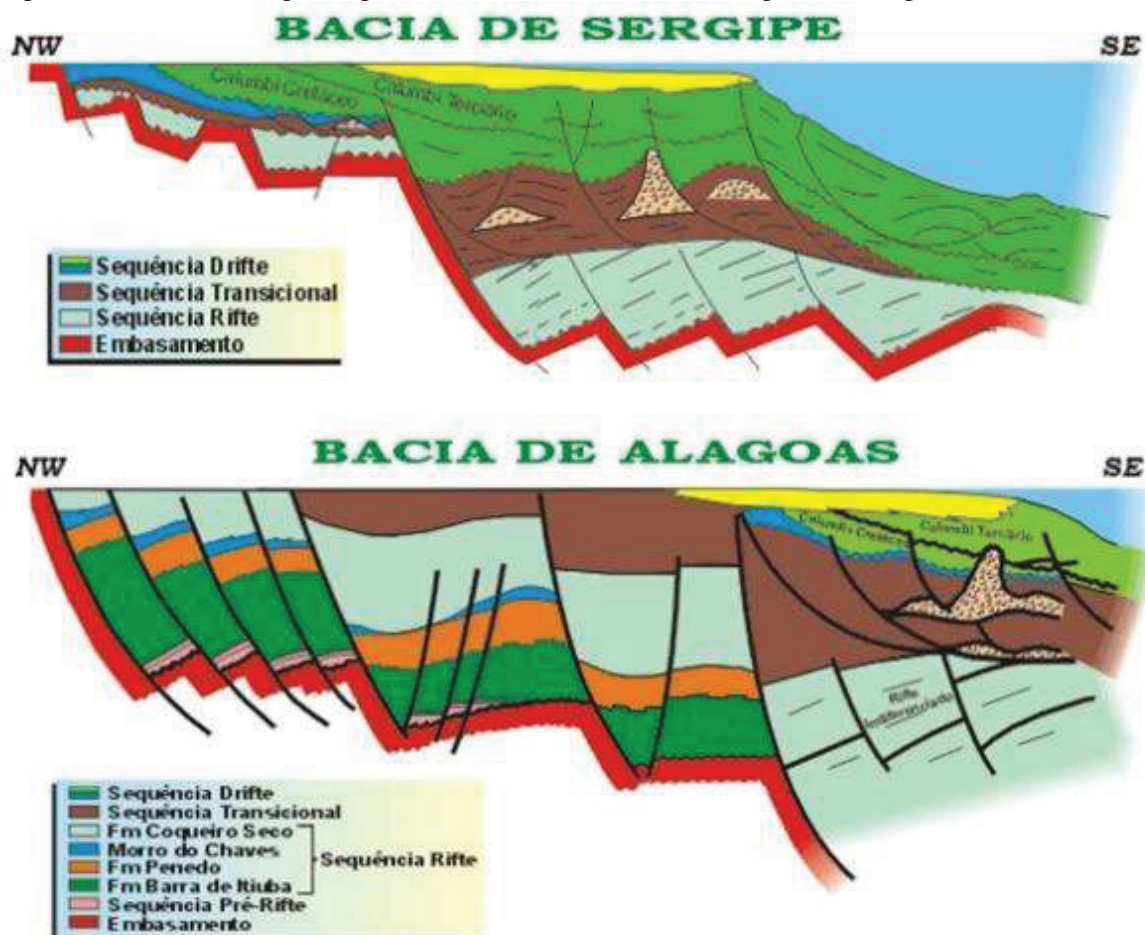
Dessa forma, os reservatórios da Bacia do Recôncavo reúnem as características de fácil acesso e infraestrutura próxima; numerosas acumulações relativamente pequenas; reservatórios com certa dificuldade de produção, devido à complexidade geológica e à cimentação carbonática; e longo histórico de informações sobre os campos, com bom conhecimento geológico da região e dos campos. Essas características podem ser atraentes para players de menor porte da indústria do petróleo, que poderiam aplicar técnicas de EOR e MEOR para elevar o fator de recuperação desses campos.

5.5.2 Bacia de Sergipe-Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas (Figura 45) apresenta a mais completa sucessão estratigráfica de todas as bacias da margem continental brasileira, inclusive com afloramentos da sequência aptiana (Fm. Muribeca) e albiana (Fm. Riachuelo), de carbonatos, arenitos e conglomerados, que reúnem fácies propícias para

reservatórios, como os dos campos de Carmópolis, Camorim, Siririzinho, e outros (DIAS, 2008b; MILANI e ARAÚJO, 2003b). Há inúmeras descobertas de campos com variadas características, e relativamente pequenos.

Figura 45 – Seções geológicas das sub-bacias de Sergipe e Alagoas

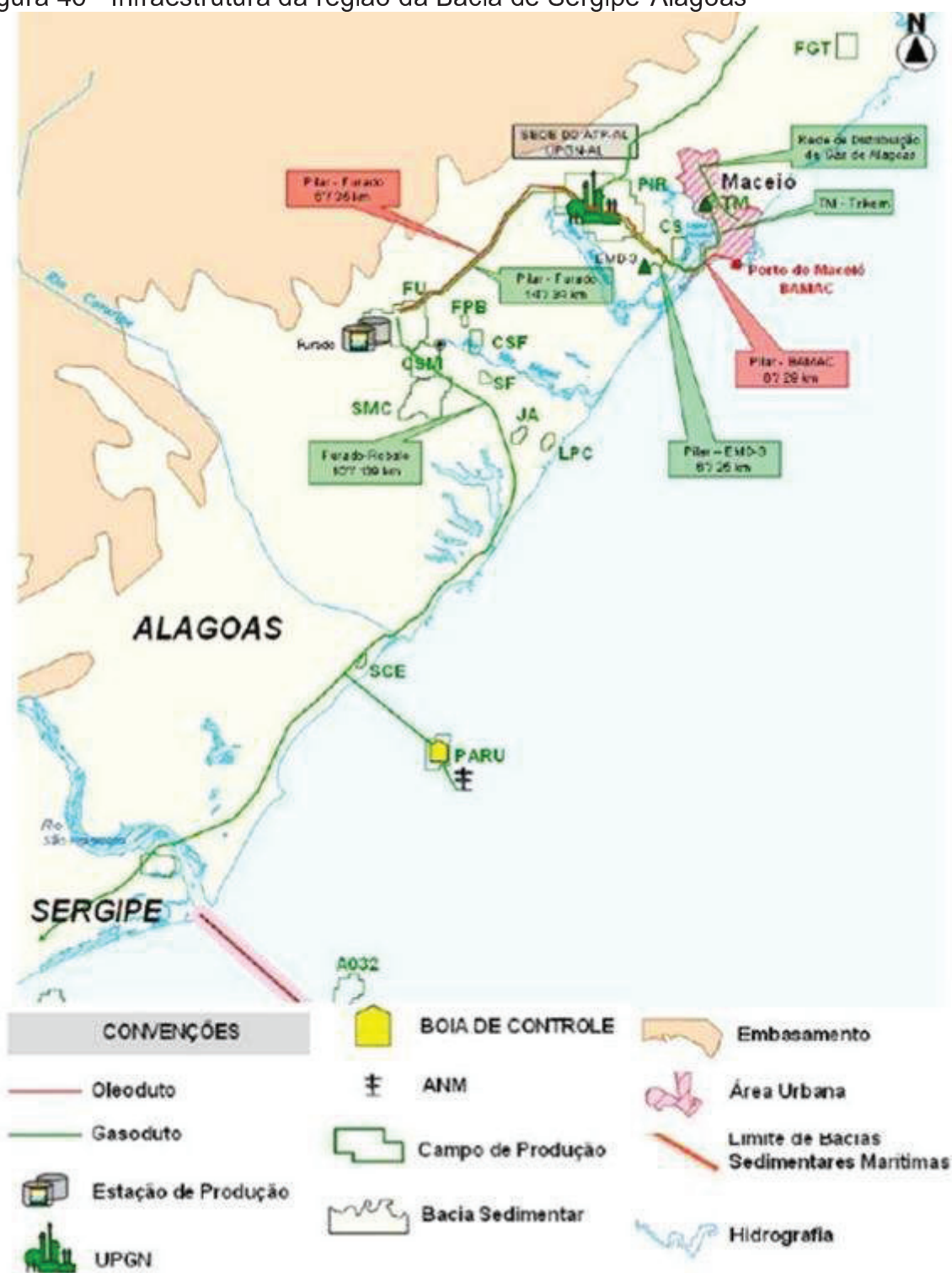


Nota: Observar a presença de uma completa sucessão estratigráfica, desde o sinrife. Variados ambientes sedimentares e estruturais são propícios para o desenvolvimento de reservatórios, e de acumulações petrolíferas em terra e águas rasas.

Fonte: ANP, 2000 (apud Aquino e Lana, 1989).

Devido ao longo histórico de produção, que permitiu o desenvolvimento de uma malha razoável de escoamento, e por estarem localizados em terra, próximos a sistemas de infraestrutura e centros de consumo, a economicidade desses campos se sustenta, mesmo quando se trata de pequenas acumulações (Figura 46).

Figura 46 - Infraestrutura da região da Bacia de Sergipe-Alagoas



Nota: Observar a ampla infraestrutura existente, que favorece a economicidade até mesmo de pequenas acumulações petrolíferas.

Fonte: Adaptado de FONTES e RANNA, 2008. (Legibilidade conforme a fonte).

O principal sistema petrolífero é o sistema petrolífero Muribeca, que inclui o campo gigante de Carmópolis. Outros sistemas petrolíferos são o de Penedo-Barra de Itiúba (Neocomiano-Barremiano), com os campos de Pilar e São Miguel dos

Campos; e o de Calumbi (Cretáceo-Terciário), com os campos de Guaricema e Dourado (PEREIRA, 2012).

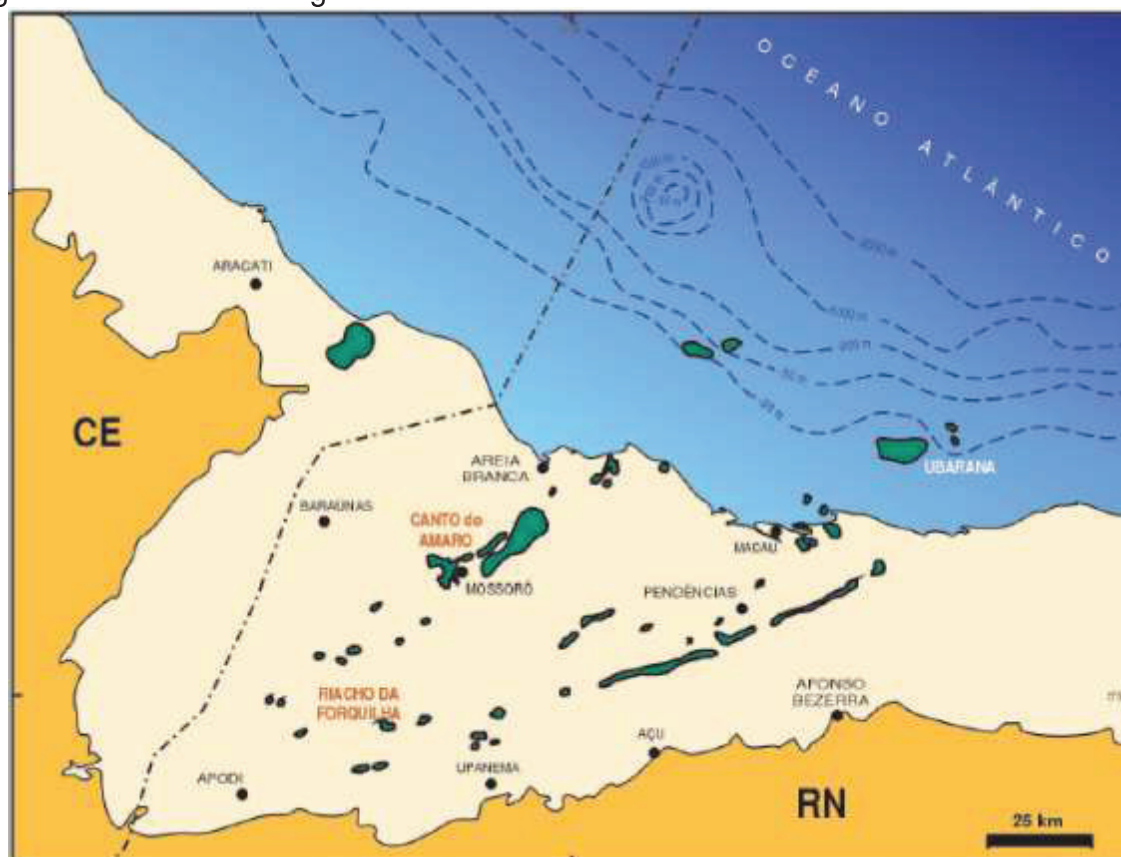
Devido à variedade de fácies dos reservatórios, desde arenitos e carbonatos até conglomerados e embasamento fraturado, há interessantes possibilidades de testar novas técnicas de recuperação de óleo, especialmente em muitos dos campos onde, após um longo histórico de produção, os fatores de recuperação ainda são extremamente baixos. A Bacia de Sergipe-Alagoas, através dos anos, tem sido um verdadeiro laboratório para testar e aplicar muitas das novas técnicas de produção desenvolvidas para melhorar o fator de recuperação (PETROBRAS, 2013c). Em alguns campos, após quase cinquenta anos, a recuperação do óleo *in situ* ainda não chega a 10%, considerando as características pouco favoráveis de suas rochas reservatório (PUCRS, 2007).

O campo gigante de Carmópolis, com aproximadamente 1,7 bilhões de barris de óleo *in place*, é um exemplo do potencial dessa bacia, para a qual estudos do potencial de *yet-to-find-oil* (óleo ainda a ser descoberto) sugerem que ainda há recursos significativos a serem descobertos, entre aproximadamente 3 e 9 bilhões de barris (com níveis probabilidade de F90 e F10, respectivamente), distribuídos principalmente através de numerosas acumulações de pequeno porte, e que podem se prestar a novos esforços de EOR e MEOR (PEREIRA, 2012).

5.5.3 Bacia Potiguar

A Bacia Potiguar (Figura 47), apesar de abranger acumulações petrolíferas *onshore* e *offshore*, nos estados de Rio Grande do Norte e do Ceará, reúne, predominantemente, campos com pequenas acumulações em terra. De fato, dentre a regiões produtoras, essa bacia tem hoje o maior número de campos em produção, no Brasil (ANP, 2013b).

Figura 47 – A Bacia Potiguar

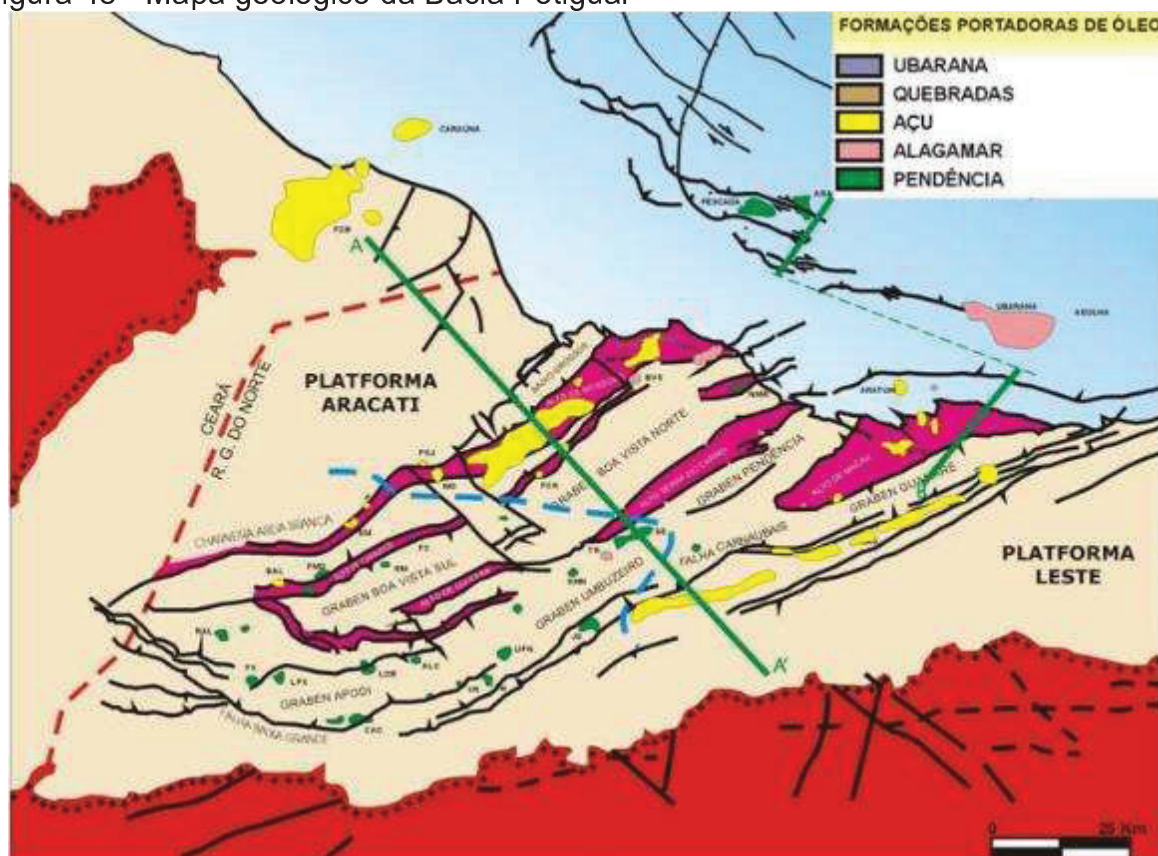


Nota: Observar o grande número de acumulações em terra, assim como outras *offshore*, em águas rasas.

Fonte: MILANI e ARAÚJO, 2003a.

A porção terrestre cobre uma área de 22.000 km², onde os sistemas petrolíferos Pendência (Neocomiano) e Alagamar-Açu (Albiano) abrigam campos expressivos, como Riacho da Forquilha, Pescada, e Livramento (sistema petrolífero Pendência), e Canto do Amaro, Ubarana, e Mossoró (sistema petrolífero Alagamar-Açu) (Figura 48).

Figura 48 - Mapa geológico da Bacia Potiguar

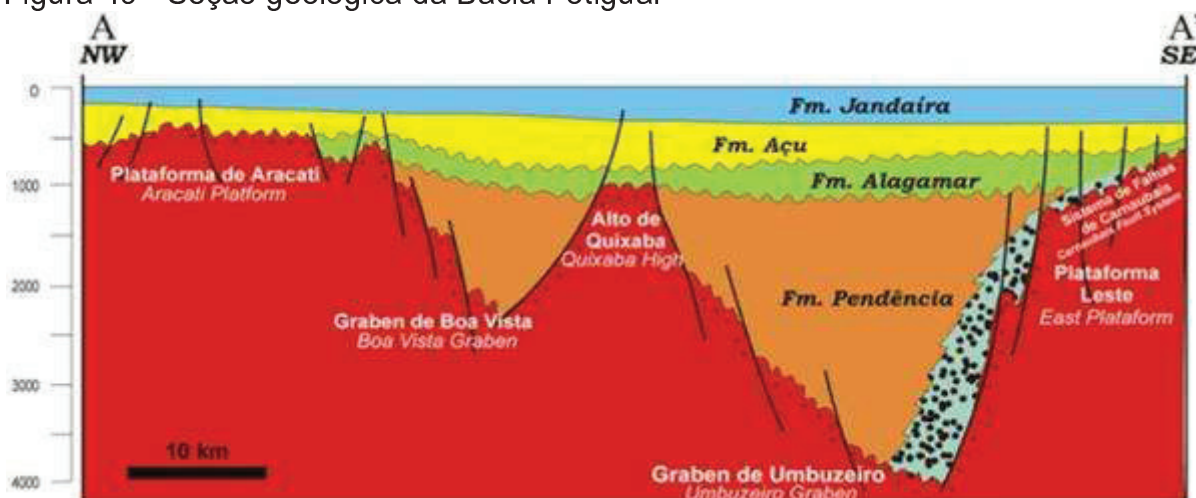


Nota: Observar a localização das principais formações portadoras de óleo, localizadas principalmente em terra.

Fonte: Adaptado de ANP, 2013c.

Os reservatórios são predominantemente areníticos, com boa porosidade, entre 18% e 24%, e muitos estão localizados em profundidades inferiores a 1.000 metros (MILANI e ARAÚJO, 2003b). Isso pode ser visto na seção geológica (A-A') da Figura 49, identificada na Figura 48, compreendendo apenas áreas em terra, mas de fácil acesso, inclusive pela BR-304, e próximas a centros urbanos, como Mossoró, Campo Grande, Angicos, e outras cidades.

Figura 49 - Seção geológica da Bacia Potiguar



Nota: Observar as diversas formações onde os reservatórios se encontram em profundidades inferiores a 1.000 metros. A seção A-A' está identificada na Figura 48.

Fonte: Adaptado de ANP, 2013c.

Apesar de relativamente madura, a Bacia Potiguar apresenta características muito propícias para a atividade de empresas de petróleo independentes, que poderiam aproveitar o potencial distribuído através de muitos campos de pequeno porte, mas com recursos recuperáveis totais estimados em mais de 350 milhões de barris, situados em terra (ANP, 2013b). Com os reservatórios de muitos campos situados em profundidades inferiores a 500 metros, como no Campo de Canto do Amaro, essa bacia apresenta condições de exploração de custo operacional relativamente baixo, e ainda conta com temperaturas de reservatórios relativamente baixas, e porosidades relativamente altas, de até 35%. Apesar da frequente ocorrência de baixas permeabilidades, que dificultam a produção, os reservatórios têm respondido bem a intervenções de estimulação (MILANI e ARAÚJO, 2003b). Essa situação facilitaria a utilização de técnicas de MEOR, tanto pela facilidade de penetração de fluidos injetados, como por não envolver temperaturas excessivamente elevadas, que poderiam inviabilizar essas técnicas.

Do ponto de vista da otimização e maximização do aproveitamento de pequenas acumulações, em uma área relativamente compacta e de fácil acesso, onde os players da indústria poderiam mais facilmente instalar e compartilhar infraestrutura e outras instalações, essa bacia se destaca como sendo muito interessante para a participação dessas empresas. Infelizmente, ainda não existe, no Brasil, uma política efetiva, que possa criar e estimular pequenas e médias empresas de produção, dedicadas a aproveitar técnicas de produção inovadoras, incluindo técnicas de

MEOR, em regiões exploratoriamente maduras, onde os grandes players da indústria não têm interesse em atuar.

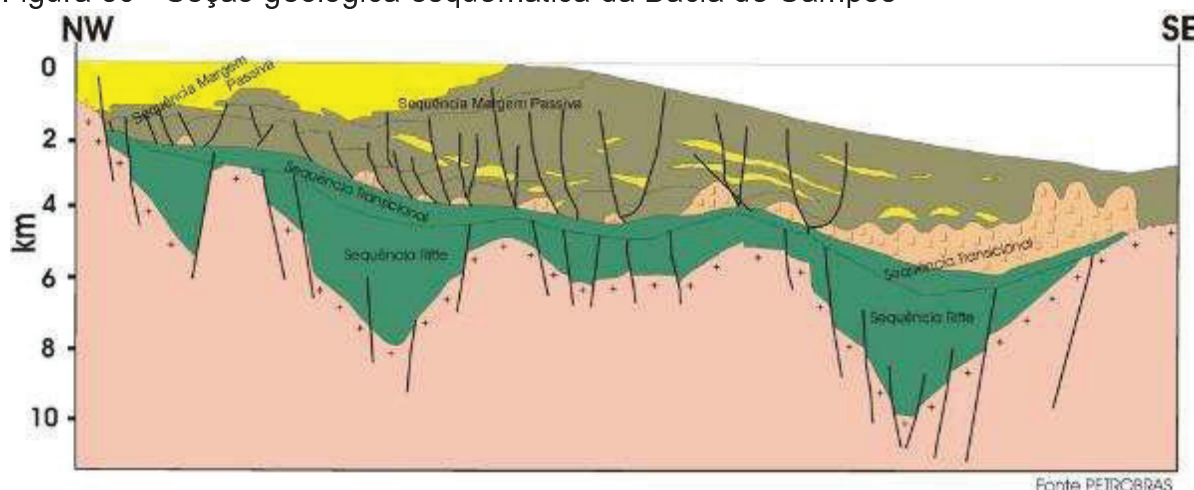
5.5.4 Bacia de Campos

A Bacia de Campos tem uma extensão de mais de 100.000 km², está situada quase que exclusivamente *offshore*, e reúne grande parte da produção e das reservas de óleo e gás no Brasil. Segundo Mohriak (2003), ela é caracterizada por três megassequências:

- uma fase sinrifte, com basaltos barremianos e sedimentos continentais da Fm. Lagoa Feia (Aptiano), que representa a principal formação de rochas geradoras, uma sequência lacustre com coquinas e folhelhos;
- uma fase transicional, com depósitos siliciclásticos (Aptiano) e espessa camada evaporítica (sal);
- uma fase pós-rifte, com carbonatos marinhos (Fm. Macaé, Albiano–Cenomaniano), arenitos, calcarenitos, margas e folhelhos.

Como pode ser visto na seção geológica esquemática da Figura 50, exceto nas regiões mais proximais, as formações que podem abrigar reservatórios se encontram em profundidades acima de 2.000 metros. Para a possível aplicação de técnicas de MEOR, por razões de ordem econômica e prática (sobrevivência dos consórcios microbianos utilizados), essas profundidades podem inviabilizar a aplicação dessas técnicas, apesar de que novos limites de tolerância e eficácia estão sendo descobertos para a ação de micro-organismos em temperaturas cada vez mais elevadas.

Figura 50 - Seção geológica esquemática da Bacia de Campos



Fonte: Adaptado de CPRM, 2013b.

O sistema petrolífero Lagoa Feia–Carapebus é o sistema petrolífero operante nos maiores campos de petróleo do Brasil, como Marlim, Albacora, Roncador, Barracuda e Marimbá, e todos esses campos têm reservatórios turbidíticos (MILANI e ARAÚJO, 2003b). Como os reservatórios turbidíticos são tão expressivos, eles continuam sendo alvo do maior interesse, tanto no desenvolvimento da produção de óleo como em sua estimulação, para melhorar o fator de recuperação dessas grandes acumulações petrolíferas. Apesar das possíveis dificuldades de utilização de técnicas de MEOR, dadas as enormes acumulações, essas técnicas também apresentam um potencial atrativo, se puderem ser utilizadas com êxito.

Dessa forma, os reservatórios turbidíticos descritos por Johann (1999) representam os alvos mais interessantes para a aplicação de técnicas de MEOR, do ponto de vista da posição das rochas reservatório dentro da bacia. Os turbiditos que abrigam reservatórios, na Bacia de Campos, ocorrem desde a Fm. Macaé, no Albiano, até a Fm. Carapebus, já no Terciário. Os turbiditos mais recentes, inseridos em espessas (milhares de metros) sequências sedimentares, abrigam campos gigantes de óleo, além de muitos outros (MOHRIAK, 2003). Esses reservatórios turbidíticos incluem grandes acumulações de óleo pesado e extra-pesado, que também representam uma parte significativa da produção dessa bacia, como a dos campos de Albacora Leste, Frade, Marlim, Polvo, Peregrino e outros, (ANP, 2013b).

Do ponto de vista do tipo de rochas dos reservatórios, os reservatórios de carbonatos e arenitos da Fm. Macaé representam alvos potenciais para a aplicação de técnicas de MEOR, já que, em alguns casos, eles têm apresentado sérias

dificuldades de produção, relacionadas principalmente à cimentação calcífera, óleo de elevada viscosidade, e outros (MILANI e ARAÚJO, 2003c). Em geral, os reservatórios apresentam porosidade razoável (entre 15% e mais de 30%), e relativamente alta permeabilidade, de até 1.000 mD (BAGNI, 2002), portanto não ofereceriam impedimentos físicos à aplicação de técnicas de MEOR envolvendo a injeção de suspensões microbianas. As temperaturas dos reservatórios giram em torno de 65°C (LUNGWITZ et al., 2006), portanto tampouco são incompatíveis com o uso de suspensões contendo consórcios microbianos.

Nesses reservatórios, é comum a ocorrência de danos nos poços, chamados de danos pelo fator de película, ou efeito *skin*, causados por intervenções, cimentação dos poços (para completação), ou altas vazões de produção. Técnicas de acidificação têm sido indicadas como adequadas para melhorar a produção nesses reservatórios, assim como para reverter os danos pelo fator de *skin* (LUNGWITZ et al., 2006). Técnicas de MEOR envolvendo a bioacidificação surgem como alternativas interessantes, caso as condições de reservatório permitam usar essas técnicas, e elas venham a ser mais bem controladas, para assegurar melhores resultados.

Outros reservatórios de possível interesse para a aplicação de técnicas de MEOR estão relacionados às coquinas da Fm. Lagoa Feia (Aptiano). Na seção sobre os reservatórios do pré-sal são tecidas mais considerações sobre o potencial de aplicação nos reservatórios do pré-sal.

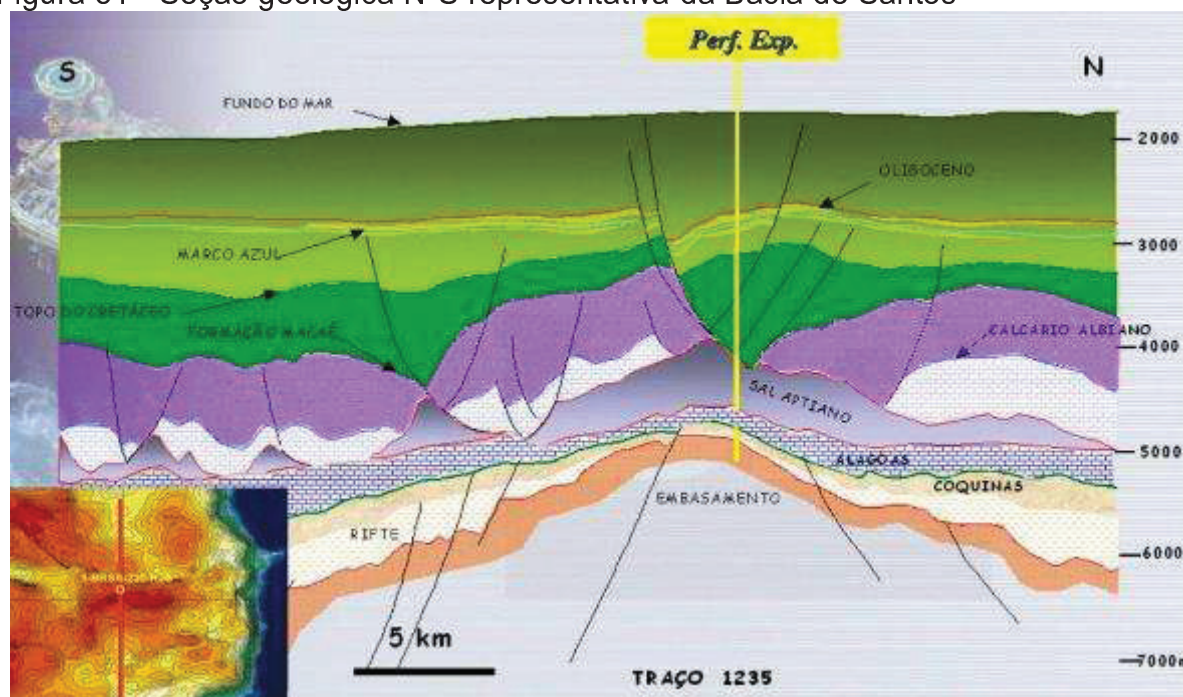
5.5.5 Bacia de Santos

A Bacia de Santos abrange 352.260 km² do litoral dos estados de Rio de Janeiro (maior parte), São Paulo, Paraná e Santa Catarina (MINEROPAR, 2010). A Bacia de Santos se formou a partir do Neocomiano-Barremiano, com magmatismo basáltico associado a uma deposição de sedimentos fluviais e lacustres, e acima dos derrames basálticos estão sedimentos siliciclásticos do Barremiano e Aptiano. Como no caso da Bacia de Campos, segundo Mohriak (2003), essa bacia é caracterizada por três megassequências, a fase sinrifte, a fase transicional, e a fase pós-rifte:

- Durante a fase sinrifte, foram depositadas intercalações de folhelhos pretos e carbonáticos, com coquinas (fácies lacustrina, Fm. Guaratiba).
- Durante a fase transicional, foram depositados clásticos (arenitos e conglomerados) nas regiões proximais, e carbonatos e siliciclásticos finos nas regiões distais. Também ocorreu a deposição dos evaporitos aptianos (halita e anidrita), que além de formar a camada selante do principal sistema petrolífero (Guaratiba-Guarujá), condicionam, através da tectônica salífera, a disposição de reservatórios e a migração de fluidos.
- Durante a fase pós-rifte, na super-sequência marinha regressiva, foi depositada uma espessa seção sedimentar siliciclástica, em ambiente marinho aberto. Na super-sequência marinha transgressiva, houve sedimentação oceânica (calcarenitos, dolomitos e folhelhos, em águas rasas; margas e calcilutitos, em águas profundas).
- Arenitos turbidíticos também ocorrem nessas sequências, originados durante variações do nível do mar.

Uma seção geológica representativa, mostrando os diversos plays da Bacia de Santos, como as coquinas do Aptiano, os calcários do Albiano, e as seções posteriores que abrigam turbiditos, pode ser vista na Figura 51.

Figura 51 - Seção geológica N-S representativa da Bacia de Santos



Nota: Observar os diversos plays da Bacia de Santos, como as coquinas do Aptiano, os calcários do Albiano, e as seções posteriores, que abrigam turbiditos.

Fonte: NEPOMUCENO, 2008.

Segundo Chang et al. (2008), há dois sistemas petrolíferos operantes na Bacia de Santos. No sistema petrolífero Guaratiba-Guarujá, as rochas geradoras são de ambiente lacustre salino (Fm. Guaratiba), do Aptiano (andar Alagoas), e, por correlação com a Fm. Lagoa Feia (Bacia de Campos), são formadas por folhelhos negros e carbonatos (coquinas). Os reservatórios são as coquinas da Fm. Guaratiba (pré-sal), e os carbonatos oolíticos da Fm. Guarujá (pós-sal). Os calcarenitos oolíticos da Fm. Guarujá são apontados como sendo as rochas reservatório mais importantes da seção pós-rifte, como nos campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral, Caravela e Cavalo Marinho, no sul da bacia.

No sistema petrolífero Itajaí-Açu-Ilhabela, folhelhos calcíferos e margas (Fm. Itajaí Açu), do Cenomaniano-Turoniano, são as rochas geradoras. Os reservatórios são os arenitos turbidíticos (pós-sal) do Membro Ilhabela, intercalados na Fm. Itajaí-Açu. Esse sistema gerador alimentou os reservatórios dos campos do Santoniano e Maastrichtiano, como o de Merluza (MILANI e ARAÚJO, 2003c).

Os sedimentos da fase sinrifte se aprofundam rapidamente, em regiões distais, atingindo mais de 5.000 m de profundidade (MOHRIAK, 2003). Portanto, apesar de abrigar algumas das grandes descobertas do pré-sal, reservatórios nesses

sedimentos não representam candidatos com boas perspectivas para a aplicação de técnicas de MEOR.

Uma das características de alguns dos campos petrolíferos da Bacia de Santos é o alto teor de gás sulfídrico (H_2S) na corrente de gás, chegando a 38 ppm no Campo de Caravela (reservas estimadas de 109 milhões de barris de óleo e 2,5 bilhões de m^3 de gás, à época de sua descoberta). Esse nível já é suficiente para causar preocupação em relação à integridade das instalações devido à corrosão, e à segurança nas plataformas de produção (MILANI e ARAÚJO, 2003c). Dessa forma, algumas das técnicas de MEOR voltadas para o controle da corrosão, podem ter aplicação nesses casos. Por outro lado, as rochas desse reservatório são calcarenitos oolíticos intercalados a calcarenitos peloidais, com porosidades que chegam a 24%, e boa permeabilidade (até milhares de mD), favorecendo a aplicação daquelas técnicas de MEOR que têm bom desempenho em rochas carbonáticas.

No Campo de Merluza (reservas estimadas de 10 milhões de barris de condensado e 7 bilhões de m^3 de gás, à época de sua descoberta), a rocha reservatório é composta de arenitos turbidíticos com boa porosidade (aproximadamente 20%), mas também arenitos maciços (Fm. Jureia) com cimentação quartzofeldspática e baixa porosidade (MILANI e ARAÚJO, 2003c). Nesse campo e em outros semelhantes, onde a cimentação pode restringir a produção, medidas de estimulação da produção através da injeção de água podem ajudar a reverter esses problemas. As técnicas de MEOR voltadas para a produção de biopolímeros, *in situ* ou *ex situ*, surgem como alternativas interessantes à injeção de polímeros químicos, como nos métodos de EOR. Em se tratando de reservatórios profundos, técnicas de MEOR que não são inviabilizadas pelas condições do reservatório (grande profundidade/altas temperaturas) poderiam ser utilizadas, como aquelas que utilizam biopolímeros (produzidos por processos microbiológicos em instalações na superfície), que depois são injetados normalmente. Nesses casos, se trata de reconfigurar o varrido da água injetada para otimizar seu desempenho, através de técnicas de modificação microbiana do perfil de permeabilidade (MPPM)

As técnicas de MEOR que envolvem a bioacidificação não são sugeridas como apropriadas, pois sua eficácia em casos de cimentação por sílica e outros compostos que não sejam carbonáticos ainda não foi comprovada, apesar de que

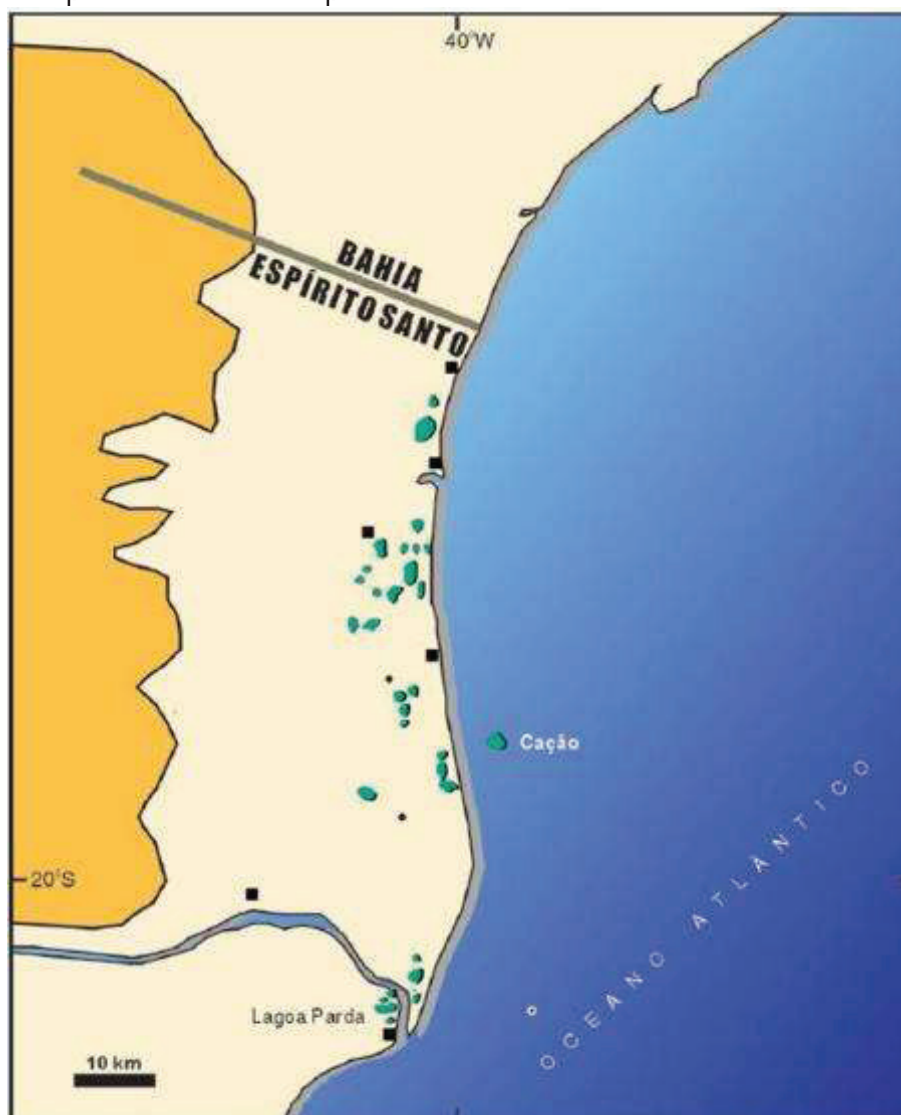
estudos nesse sentido estão sendo sugeridos, como resultado das pesquisas e testes realizados como parte desta tese.

Numa bacia do tamanho da de Santos, que ainda está no início do processo exploratório, e onde ainda estão sendo feitas descobertas de grandes acumulações petrolíferas, é de se esperar que ainda tardará bastante até que ela passe a um estágio exploratório mais avançado, quando o foco exploratório passará a ser o melhor aproveitamento de acumulações menores. Então, muitas novas oportunidades de aplicação de técnicas de MEOR devem surgir, mas atualmente essas oportunidades ainda são relativamente restritas, em comparação com as oportunidades em outras bacias brasileiras.

5.5.6 Bacia do Espírito Santo

A Bacia do Espírito Santo abrange uma região terrestre costeira (20.000 km²) e outra na plataforma continental (200.000 km²) do Estado do Espírito Santo e porção sul da Bahia. Ela abrange grande número de acumulações em terra, descobertas desde a década de 1950 (Figura 52). Mais tarde, campos como Peroá (1996), Golfinho (2003), Camarupim (2003), Canapu (2004), e outros, foram descobertos no mar, ampliando as reservas dessa bacia, assim como sua produção, hoje majoritariamente *offshore* (PETERSOHN, 2007). Os sistemas petrolíferos dominantes são o sistema petrolífero Cricaré–Mucuri e o sistema petrolífero Regência–Urucutuca.

Figura 52 - Mapa da Bacia do Espírito Santo



Nota: Observar a localização dos muitos campos de petróleo, relativamente pequenos, já descobertos em terra.

Fonte: MILANI e ARAÚJO, 2003b.

No sistema petrolífero Cricaré–Mucuri, as rochas geradoras são folhelhos lacustres da Fm. Cricaré (Neocomiano). Os reservatórios são arenitos fluvio-deltaicos da Fm. Mariricu (Aptiano). Óleo Cricaré também ocorre em reservatórios turbidíticos da Fm. Urucutuca (Neo-Cretáceo) (MILANI e ARAÚJO, 2003a).

No sistema petrolífero Regência–Urucutuca, as rochas geradoras são calcilutitos e folhelhos calcíferos da Fm. Regência (Albiano). Os reservatórios são os arenitos turbidíticos da Fm. Urucutuca, com boa porosidade (entre 22% e 27%). Há boa interconectividade entre segmentos dos reservatórios, e óleo leve, de 30° API (MILANI e ARAÚJO, 2003a).

A evolução tectono-sedimentar Bacia do Espírito Santo, como a de Campos e Santos, também pode ser descrita por três megassequências: a fase sinrifte (Neocomiano), com rochas sedimentares continentais e rochas vulcânicas; a fase transicional (Aptiano), com rochas siliciclásticas e evaporitos; e a fase pós-rifte ou marinha (Albiano), com rochas siliciclásticas e carbonáticas. Por toda a bacia do Espírito Santo, a tectônica salina é forte influência em sua evolução tectono-sedimentar (MOHRIAK, 2003).

Muitos campos da Bacia do Espírito Santo continuam acumulações petrolíferas relativamente pequenas (17 milhões de barris de óleo, no caso de Cação, por exemplo, à época de sua descoberta), mas que foram praticamente exauridas pela produção acumulada, restando campos em avançado estágio exploratório (campos maduros).

Como muitos desses campos estão em terra, ou *offshore* com facilidade da logística e/ou proximidade de centros de apoio da indústria, estabelecida há bastante tempo, essas condições os tornam relativamente atraentes para eventuais intervenções com técnicas de MEOR, para ampliar o fator de recuperação alcançado. As profundidades podem chegar a mais de 2.500 m, e os reservatórios arenosos estão separados por seções carbonáticas que dificultam a produção, além de eventualmente apresentarem baixa permeabilidade, mas o óleo é leve (37° API no Campo de Lagoa Parda) e de baixa viscosidade, o que favorece sua recuperação, mesmo de acumulações isoladas (MILANI e ARAÚJO, 2003a). Dessa forma, muitos dos campos *onshore* da Bacia do Espírito Santo se prestariam para a aplicação de técnicas de MEOR de diversos tipos, pois não há sérios impedimentos técnicos por conta das características dos reservatórios.

Para os campos *offshore*, há fatores que desfavorecem as intervenções baseadas em técnicas de MEOR, como a lâmina d'água em que se encontram muitos dos campos *offshore*, tornando essas intervenções relativamente caras, em relação aos possíveis benefícios do aumento do fator de recuperação.

5.5.7 Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná cobre mais de 1.000.000 de km², e se estende aos países vizinhos Paraguai, Uruguai e Argentina, onde ocupa outros 400.000 km². Uma das características mais marcantes dessa bacia é que dois terços de sua área são cobertos pelas lavas mesozoicas da Formação Serra Geral, com espessuras de até milhares de metros. O desenvolvimento da Bacia do Paraná se iniciou a partir do Ordoviciano. Deformações compressivas no sudoeste do continente, assim como suas orogenias, ajudaram na formação do espaço deposicional da Bacia do Paraná (MILANI e ARAÚJO, 2003c).

A Bacia do Paraná está constituída por seis supersequências: Rio Ivaí; Paraná; Gondwana I; Gondwana II; Gondwana III; e Bauru. As três primeiras correspondem a grandes ciclos transgressivo-regressivos paleozoicos, enquanto as demais correspondem a de rochas sedimentares de natureza continental e ígneas (LICCARDO, 2009).

A supersequência Gondwana I tem uma espessura sedimentar de aproximadamente 2.500 metros. Nela, há o registro de variadas condições ambientais, desde glaciais (Carbonífero), a seco e árido (Triássico). Contém, também, os folhelhos betuminosos da Formação Irati, que dão origem às atividades da Petrobras no aproveitamento industrial dos seus folhelhos betuminosos, para a extração de petróleo e gás, através do processo SIX (MILANI e ARAÚJO, 2003c), descrito mais adiante.

A Bacia do Paraná também abriga o campo de gás de Barra Bonita, no oeste do estado de Paraná (ANP, 2009). A produção seria de aproximadamente 70 mil m³/d de gás, escoado através carretas feixe, de uma logística adequada aos pequenos volumes produzidos numa região distante de outra infraestrutura. Infelizmente, a Petrobras, única concessionária, devolveu o campo à ANP em 2013, desfazendo, por ora, as expectativas para o desenvolvimento da região tida como apresentando o maior potencial de *shale gas* no Brasil (BRASIL ENERGIA, 2013).

Finalmente, é na Bacia do Paraná que estão localizadas as principais ocorrências de jazidas de carvão mineral no Brasil, e sua maior produção (Figura 53). Com reservas estimadas de mais de 31 bilhões de toneladas, esses recursos energéticos, porém não petrolíferos, têm sido direcionados principalmente para

alimentar usinas termoelétricas de geração de eletricidade (UTES – usinas termoelétricas) (ZANCAN, 2007). Mas dadas as dificuldades de extração desses recursos, assim como os sérios impactos ambientais de sua produção, eles também se constituem em uma possível oportunidade de aplicar técnicas de MEOR voltadas para a gaseificação *in situ* de carvão, ou técnicas semelhantes. Essas técnicas são descritas no Capítulo 4, mas elas ainda estão em um estágio incipiente de desenvolvimento e aplicação efetiva. Recursos de carvão como os brasileiros, cuja qualidade não permite que concorram competitivamente com as grandes reservas de outros países (EUA, Austrália, Rússia, etc.), poderiam se prestar a um melhor aproveitamento, pelo menos de acumulações marginais, através de técnicas de MEOR de gaseificação de carvão, bioconversão de CO₂ em metano, ou outras que possam ser desenvolvidas ou aprimoradas, com esse objetivo.

Figura 53 – Jazidas de carvão mineral do sul do Brasil



Fonte: ZANCAN, 2007.

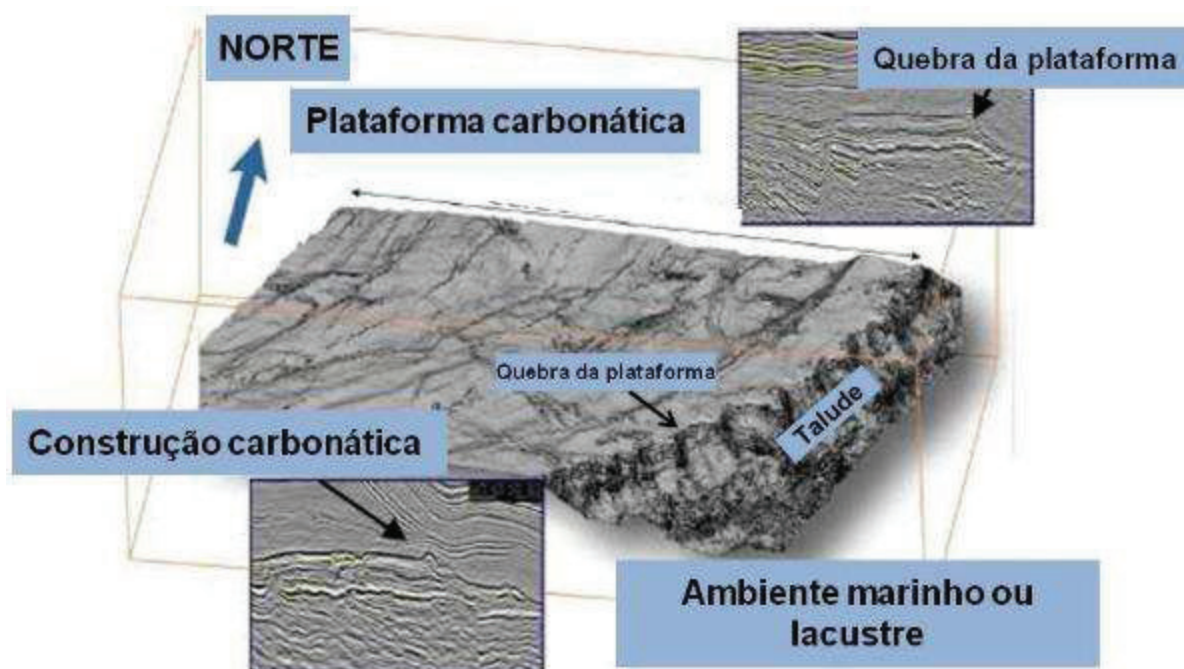
A possibilidade de usar técnicas de MEOR para obter hidrocarbonetos úteis e facilmente produzidos, a partir das acumulações de carvão mineral em diversas minas brasileiras, especialmente as da Bacia do Paraná, representa uma nova oportunidade de aproveitamento desses recursos, que não tem sido considerada, mas que pode representar uma forma de monetizar recursos que não podem ser produzidos economicamente, ou cujos impactos ambientais impedem sua produção.

5.5.8 Reservatórios do Pré-Sal

Enquanto que nas acumulações de grande parte das bacias petrolíferas brasileiras os reservatórios são frequentemente constituídos por arenitos turbidíticos, conhecidos e estudados há muito tempo, no pré-sal, os reservatórios são constituídos de carbonatos microbiais, ou microbialitos. São formações heterogêneas, praticamente sem semelhantes no mundo. Essas rochas ainda são objeto de estudos e modelagens, para conhecer melhor seu comportamento, e poder prever o desempenho dos novos campos no pré-sal, que atualmente ainda estão sendo desenvolvidos (MINEROPAR, 2010).

O modelo de formação dos carbonatos do pré-sal pode ser visto na Figura 54. A compreensão dessas rochas é dificultada pelo fato que há poucas ocorrências semelhantes no mundo, e pela dificuldade, pelo menos até recentemente, de poder realizar amostragens e testes nessas rochas, para determinar melhor suas características e comportamento, assim como as melhores formas de produzir o óleo contido, ou levar a cabo as intervenções necessárias.

Figura 54 - Modelo proposto para a formação dos carbonatos do pré-sal na Bacia de Santos



Fonte: Adaptado de FEIJÓ, 2013.

Dessa forma, as técnicas de MEOR ainda estão relativamente pouco consolidadas para poderem ser consideradas para aplicação em reservatórios do pré-sal, mas ainda assim há diversas possíveis aplicações que poderiam ser testadas com maior chance de êxito. Entre elas, estão as técnicas voltadas para a produção de biopolímeros e outros produtos, como biossurfatantes, que poderiam ser produzidos em instalações na superfície, por métodos microbiológicos, e posteriormente utilizados normalmente, como seriam esses mesmos produtos, de origem química, nos métodos de EOR convencionais. Por serem produtos fabricados por métodos microbianos, essas aplicações realmente se caracterizariam como técnicas de MEOR, que não sofreriam restrições em relação às condições operacionais ou dos reservatórios, para poderem ser empregadas.

5.5.9 Outras Bacias

O Brasil ainda tem grandes áreas de bacias sedimentares com poucos esforços exploratórios realizados. Esse é o caso, por exemplo, das bacias de Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Almada e Camamu, que, segundo Zalán (2013), compõem as bacias do sul da Bahia. Apesar de algumas descobertas comerciais, e outras subcomerciais, e de algumas áreas produtivas, após mais de trinta anos de exploração, ainda não foi caracterizada uma província petrolífera emergente. Dessa forma, ainda não está suficientemente claro qual o modelo geológico ou o *play* operante nos sistemas petrolíferos que possam abrigar acumulações significativas, nem quais formas de recuperação seriam mais indicadas, incluindo, possivelmente, algumas técnicas de MEOR.

As bacias terrestres paleozoicas do Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná, e as bacias pré-cambrianas do São Francisco e do Parecis, têm grandes áreas, mas proporcionalmente poucos esforços exploratórios foram realizados. Tampouco se pode dizer que há um pleno conhecimento dos sistemas petrolíferos e *plays* operantes que abriguem acumulações suficientemente grandes para serem economicamente viáveis, pois até o momento apenas as descobertas de Juruá e Urucu, na Bacia do Solimões, se enquadram como significativas. Isso se deve, em

grande parte, à situação geralmente desfavorável dessas bacias, em relação à infraestrutura e logística existentes para atender as necessidades de serviços e transportes da indústria petrolífera (ZALÁN, 2013).

Outras dificuldades enfrentadas para descobrir acumulações economicamente interessantes nessas bacias estão relacionadas a sua complexidade geológica, e especialmente ao fato que boa parte dessas acumulações somente teriam atingido a janela de geração de óleo e gás por processos de geração não convencionais, ligados à intrusão de rochas ígneas (diabásio), que forneceriam o calor necessário, dado o fato que geralmente não sofreram soterramento suficiente para um processo de geração convencional (RODRIGUES, CHAVES, JONES, 2012).

Zalán (2013) ressalta a falta de dados e levantamentos geológicos nessas bacias como um importante fator que tem impedido maiores e mais frequentes descobertas significativas: a Bacia do Paraná teria o equivalente a apenas dois poços exploratórios para uma área como a da Bacia do Recôncavo, que hoje abriga mais de mil poços; na Bacia do Parnaíba, essa relação seria de apenas um poço para uma área como a da Bacia do Recôncavo. Ainda assim, hoje há importantes descobertas comerciais de gás na Bacia do Parnaíba, pela OGX, e descobertas pequenas ou subcomerciais na Bacia do Paraná (Barra Bonita), Amazonas, e outras.

Dessa forma, por mais que seja intrigante a possibilidade de aplicação de técnicas de MEOR em regiões dessas bacias onde as acumulações se tornam marginais, ainda não há um conhecimento suficientemente claro, nem da geologia em detalhe, nem do comportamento dessas acumulações, e muito menos do comportamento de técnicas de MEOR nessas condições, para poder sugerir essas técnicas como sendo apropriadas.

5.6 Acumulações com Potencial Não Convencional

Segundo Zalán (2013), os recursos petrolíferos não convencionais são rochas que por meios convencionais não seriam capazes de expelir volumes comerciais de

hidrocarbonetos. Ao comentar assuntos envolvendo esses recursos não convencionais, é comum ver, até em importantes veículos da mídia nacional, uma terminologia que não corresponde à realidade, especialmente por envolver traduções literais, equivocadas. Dessa forma, é apresentada a seguir uma lista parcial dos principais termos relativos às acumulações não convencionais, de maior importância em relação ao potencial de suas reservas, ou produção de produtos energéticos. São incluídos os termos em inglês (comumente utilizados), e sua versão em português, segundo a terminologia proposta por Professor Hernani Chaves, como forma de normatizar essas referências:

- *tight sands* - arenitos “fechados”, com óleo ou gás adsorvidos na rocha;
- *tight gas* – gás em rochas fechadas, de baixa permeabilidade (arenitos ou folhelhos);
- *tight oil* – óleo em rochas fechadas, de baixa permeabilidade (arenitos ou folhelhos);
- *shale gas* – gás de folhelho, sendo gás livre ou adsorvido nessas rochas de baixa permeabilidade;
- *shale oil* – óleo em folhelho, gerado mas não expulsado dessas rochas de baixa permeabilidade;
- *oil shale oil* – óleo de xisto, ou líquidos de xisto, produzidos quando essas rochas são processadas industrialmente;
- *oil shale gas* – gás de xisto, produzido quando essas rochas são processadas industrialmente;
- *oil shale liquids* – gás e óleo de xisto, ou líquidos de xisto, produzidos quando essas rochas são processadas industrialmente;
- *oil shale* – folhelhos betuminosos, rocha fonte dos hidrocarbonetos (petróleo) que ainda não foram gerados (contém querogênio imaturo), mas que podem ser gerados se essa rocha for processada industrialmente;
- *oil sands* – areias betuminosas, portadoras de óleo pesado, que podem produzir o óleo contido nelas, através de processos de produção específicos, *in situ* ou *ex situ*;
- *coal bed methane* – gás metano contido em jazidas de carvão mineral;

- *fractured reservoirs* - rochas areníticas ou carbonáticas de pouca permeabilidade, mas fraturadas, naturalmente ou artificialmente;
- *extra-heavy oil resources* – recursos de óleo extra-pesado em reservatórios convencionais, que não podem ser produzidos por meios convencionais, mas que podem ser produzidos através de processos específicos de recuperação.

A essa lista devem ser adicionados os recursos representados por acumulações ainda menos conhecidas, e cuja exploração está ainda mais longe de ser comercialmente viável, como: turfas, que já são utilizadas para fins energéticos, mas que encontram usos de maior valor agregado em outras aplicações; e hidratos de gás, pouco discutidos como fontes de produtos energéticos, pois ainda não têm sido produzidos comercialmente em larga escala.

Zalán também lembra que nem todos esses recursos são comparáveis entre si, entre ocorrências em diferentes regiões no Brasil e no mundo. Por exemplo, nos EUA, o *shale gas* e o *shale oil* viraram uma realidade que está mudando o cenário mundial de energia, mas lá, os folhelhos que produzem óleo e gás possuem teores de carbono orgânico muito superiores aos dos folhelhos da mesma idade das bacias brasileiras do Parnaíba e do Paraná. Outra desvantagem no Brasil é a dificuldade de identificar grandes áreas de "sweet spots", ou seja, de regiões que reúnam as condições mais favoráveis para sua produção. Isso se deve ao fato que as bacias norte-americanas são enormes, seu processo de maturação foi convencional, e abrangeu praticamente toda a área dessas bacias, enquanto que no Brasil, a maturação ocorreu por processos não convencionais, pontuais (justamente onde ocorreram intrusões de diabásio), o que resultou numa fragmentação das áreas de "sweet spots", o que dificulta sua identificação e produção.

As condições geológicas raramente se repetem de uma bacia para outra; apesar da grande favorabilidade geológica das bacias de *shale gas* dos EUA, existem regiões com condições semelhantes ou até superiores, e nessas regiões, os métodos convencionais de extração de gás de folhelho (fraturamento hidráulico), ou as técnicas de MEOR, ou outras, poderiam ser ainda mais atrativos.

Finalmente, vale lembrar que além das questões de favorabilidade geológica, a viabilidade comercial dos projetos envolvendo os recursos não convencionais no Brasil depende de toda uma infraestrutura de apoio a essa indústria. O Brasil ainda está longe de ter, ou de poder implantar nos próximos anos, uma infraestrutura

semelhante à dos EUA, em relação aos serviços disponíveis para a indústria, capacidade de realização de perfurações e tratamentos em grande escala, transporte, e centros de consumo. Será difícil reproduzir no Brasil a base que sustentou o desenvolvimento dos recursos não convencionais nos EUA; também será difícil reproduzir a curva de aprendizado tão rápida, que ocorreu nos EUA, em relação a esses recursos; e ainda mais difícil, será um projeto de muito longo prazo sequer tentar reproduzir a infraestrutura de apoio à indústria, existente nos EUA (CHAVES, RODRIGUES, JONES, 2013). Infelizmente, essa também é a realidade em relação a praticamente todos os países onde se discute o potencial dos recursos não convencionais, ignorando que seu sucesso pressupõe um conjunto de condições geológicas, operacionais, e de infraestrutura essenciais.

Ainda assim, muitas das aplicações das técnicas de MEOR são potencialmente aplicáveis aos recursos energéticos não convencionais. A partir do conjunto dos campos petrolíferos e de outros recursos não convencionais no Brasil, é possível relacionar determinados aspectos que podem ser importantes para o sucesso ou desempenho das técnicas de MEOR, se forem aplicadas nesses casos. Com essas técnicas, esses recursos poderiam resultar na produção adicional de óleo e gás, e na transformação de recursos em reservas, através da viabilização de sua produção. Isso poderia ocorrer diretamente, através da produção de óleo e gás, ou indiretamente, através da transformação de outros recursos em produtos como óleo, gás ou outros produtos energéticos. Algumas das oportunidades para as técnicas de MEOR, relativas a esses recursos, são descritas abaixo.

5.6.1 Folhelhos Betuminosos

Os folhelhos betuminosos no Brasil ocorrem em diversas regiões (Figura 55), e têm sido considerados como fontes energéticas interessantes, desde os primórdios da exploração dos recursos energéticos petrolíferos no Brasil (LUCCHESI, 1998).

Figura 55 – Afloramentos de folhelhos betuminosos no Brasil



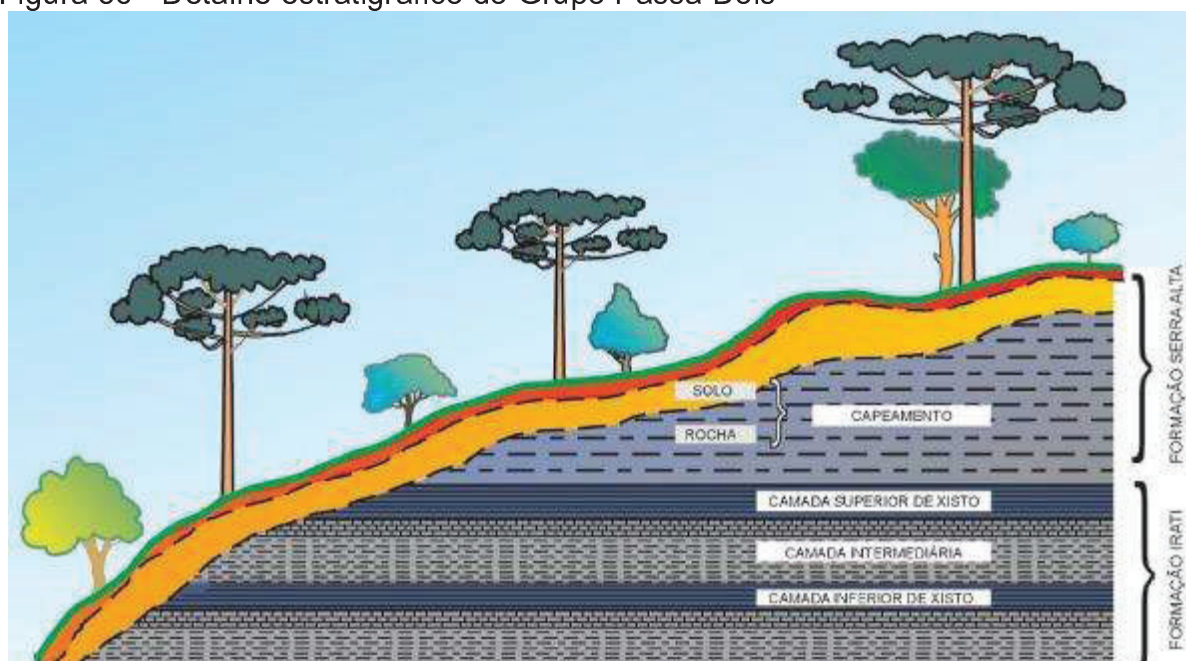
Fonte: Adaptado de PORTO ALEGRE, 2012.

No Brasil, as acumulações de folhelho betuminoso com características mais adequadas ao aproveitamento industrial estão na Formação Irati, que se estende desde São Paulo, passando por Paraná e Santa Catarina, até chegar ao Rio Grande do Sul, e com ocorrências nos estados de Mato Grosso do Sul e Goiás. Desde 1957-1958, em São Mateus do Sul, no estado de Paraná, a Petrobras realiza, através da SIX – Superintendência de Industrialização de Xisto, operação de mineração a céu aberto de folhelhos betuminosos, e também o processamento dos mesmos em planta industrial, num processo de pirólise denominado Petrosix (MILANI e ARAÚJO, 2003c). Os produtos resultantes desse complexo processo de industrialização são gases combustíveis, enxofre, gás liquefeito de petróleo (GLP), e óleo combustível; a escala da operação já atingiu aproximadamente 3.100 barris de óleo por dia, mais 45 ton/dia de GLP, 75 ton/dia de gás, e 75 ton/dia de enxofre (PORTO ALEGRE, 2012).

Os folhelhos betuminosos na realidade não contêm petróleo, mas matéria orgânica imatura (que não chegou a ser transformada em petróleo, por processos de

geração convencionais). O processamento *ex situ*, em uma planta industrial de pirólise (basicamente aquecimento controlado, sem oxigênio), realiza a transformação dessa matéria orgânica de forma semelhante ao que teria ocorrido se ela tivesse sido submetida aos processos convencionais de geração de petróleo (por soterramento). Essas acumulações de folhelhos betuminosos estão próximas da superfície, facilitando sua extração por mineração a céu aberto (Figura 56).

Figura 56 - Detalhe estratigráfico do Grupo Passa Dois



Nota: O detalhe estratigráfico é da área da Superintendência de Industrialização do Xisto (SIX), em São Mateus do Sul, PR, com destaque para as camadas de folhelho betuminoso da Formação Irati.

Fonte: MILANI e ARAÚJO, 2003c.

Essas mesmas condições também sugerem que as técnicas de MEOR de gaseificação de óleo *in situ* e de gaseificação de carvão *in situ* poderiam ser uma alternativa viável à mineração e processamento dos folhelhos betuminosos, para a extração de produtos como óleo e gases combustíveis. Apesar de que essas técnicas ainda não estão num estágio tecnológico que permita sua aplicação nessas condições com boa previsibilidade e bom desempenho, os processos operantes em fontes energéticas semelhantes sugerem que essa possibilidade não está longe de se tornar uma realidade.

Como qualquer outra operação de mineração a céu aberto, a operação Petrosix causa grande impacto ambiental, além dos impactos do processamento na planta industrial, mesmo com as medidas de mitigação e recuperação ambiental

posteriores, que de todas formas são bastante onerosas. Dessa forma, técnicas de MEOR que possam ser aplicadas a esses recursos são alternativas interessantes aos processos atuais de recuperação dos produtos produzidos industrialmente.

5.6.2 Carvão

Em relação aos recursos de carvão existentes no Brasil, as reservas são de mais de 30 bilhões de toneladas, mas são compostas por recursos de qualidade relativamente baixa, em comparação com as grandes reservas mundiais nos EUA, China e Austrália, por exemplo (ZANCAN, 2007). As reservas *world class* de carvão também costumam apresentar condições de mineração muito favoráveis, com espessos veios próximos da superfície, o que favorece a mineração em grande escala, a céu aberto, e com custos muito baixos.

A experiência exploratória do carvão no Brasil, especialmente a das minas de carvão do estado de Santa Catarina, deixou fortes marcas negativas na paisagem catarinense, e no ideário popular, que hoje tende a rejeitar uma indústria com impactos ambientais tão negativos (FOLHA DE SÃO PAULO, 2000; BLOG IMPACTOS MINERAÇÃO CARVÃO, 2011). Por esse motivo, as iniciativas mais recentes em relação ao uso do carvão para alimentar novas usinas termelétricas no Brasil geralmente envolvem o fornecimento de carvão importado, pois há o reconhecimento da dificuldade de se ampliar os projetos atuais, ou implementar novos projetos, de mineração de carvão no Brasil. Essa dificuldade é principalmente relativa às autorizações e licenças necessárias, inclusive ambientais, para tais projetos, e que certamente incluirão medidas de controle e mitigação dos impactos ambientais, e de recuperação de áreas impactadas ou degradadas, como parte das exigências para seu eventual descomissionamento. Essas são medidas de elevado custo, portanto uma nova e significativa produção de carvão no Brasil parece estar restrita à uma mera continuação dos pequenos projetos atualmente em funcionamento, e que passaram a ter fortes condicionantes ambientais para seu funcionamento.

Dessa forma, as reservas de carvão brasileiras teriam mais potencial de serem efetivamente desenvolvidas se novas técnicas, como as de MEOR, pudessem

ser usadas para produzir esses recursos com impactos ambientais menores. É possível, também, que recursos operacionalmente inviáveis de serem produzidos, devido às condições geológicas de camadas demasiado finas ou profundas, passem a se tornar economicamente exploráveis, a partir do desenvolvimento de técnicas que não dependam de sua mineração, mas sim de sua transformação *in situ*, como as de MEOR (gaseificação de carvão *in situ*).

5.7 Aspectos Geológicos dos Campos Petrolíferos e Recursos Não Convencionais Brasileiros de Interesse para MEOR

Com base nos levantamentos dos campos descobertos e dos recursos não convencionais, são descritos alguns aspectos desses campos e recursos, que têm especial importância na possível aplicação das técnicas de MEOR.

5.7.1 Rochas Reservatório

5.7.1.1 Rochas Carbonáticas

Apesar de que muitos dos campos com reservatórios carbonáticos apresentam baixa permeabilidade e outros problemas de conectividade, novas técnicas de produção, através de sistemas de completação avançados, como poços horizontais multifaturados, permitem transformar campos subcomerciais em campos com produção elevada e comercialmente viáveis (MINEROPAR, 2010).

As rochas carbonáticas são basicamente oriundas de processos biológicos e bioquímicos, que formaram ou transformaram acumulações mineralizadas de aragonita (CaCO_3 com cristalização ortorrômbica), calcita (CaCO_3 com cristalização trigonal), e dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). A calcita pode ter alto (mais de 4% MgCO_3) ou baixo (menos de 4% MgCO_3) teor de magnésio, chamada calcita HMC (*high magnesium content*) ou LMC (*low magnesium content*). As rochas calcárias sofrem

diagênese e transformações que favorecem um relativo aumento das proporções de calcita LMC e dolomita. (NEUMANN e VALENÇA, 2012).

As rochas carbonáticas também podem ser formadas por precipitação inorgânica de carbonato de cálcio (CaCO_3) em águas marinhas.

As rochas carbonáticas também possuem grande importância para o setor de exploração de petróleo e gás, pois elas podem atuar como rochas reservatório, rochas geradoras, e rochas selantes. Mas elas podem apresentar uma grande variedade de estruturas, tipos de poros, tipos de grãos, e cimentação. Sua natureza, frequentemente heterogênea, representa um grande desafio para os geólogos de petróleo, pois suas características petroquímicas (especialmente o grau de fraturamento, a porosidade e a permeabilidade) podem variar muito dentro de uma mesma rocha reservatório. Em alguns casos, a permeabilidade de uma rocha carbonática pode variar em mais de mil vezes de uma região para outra, o que naturalmente tem importantes implicações para os esforços exploratórios. Ainda assim, as rochas carbonáticas geram grandes e constantes esforços para compreender melhor suas propriedades, já que elas contêm mais de 60% das reservas de óleo conhecidas no mundo (SCHLUMBERGER, 2013b). No Brasil, desde a descoberta das acumulações de óleo e gás no Pré-sal, as rochas carbonáticas atraíram ainda mais atenção e esforços de pesquisa.

Em geral, as rochas carbonáticas diferem das rochas siliciclásticas em diversos aspectos, pois elas tendem a se formar *in situ*, através de processos de desintegração e digestão de seres vivos (animais, plantas, e micro-organismos), e deposição ou precipitação bioquímica. Também há semelhanças com as rochas siliciclásticas, já que em ambas ocorrem feições como praias, dunas, ilhas, e fluxos de sedimentos por gravidade. A heterogeneidade, em diversas escalas, de metros a quilômetros, pode resultar em pouca conectividade lateral, limitando o potencial de produção por meios naturais, a partir desses reservatórios. A produção de óleo desses reservatórios está sujeita a problemas, pois os poros contendo óleo podem ser muito pequenos (microporosidade), ou podem não estar conectados entre si. Mesmo os mecanismos de estimulação da produção por injeção de água estão sujeitos a baixo desempenho, pois a porosidade da rocha pode facilitar a formação de caminhos preferenciais para a água injetada, reduzindo sua eficácia como indutora da produção. As rochas carbonáticas também tendem a apresentar

propriedade de maior molhabilidade do óleo, em relação à água, dificultando o desprendimento do óleo da rocha, e sua consequente produção (SHEPERD, 2009).

Contudo, apesar desses fatores que podem dificultar a produção a partir de reservatórios em rochas carbonáticas, a relativa frequência com que são observadas elevadas porosidade e permeabilidade (primária e secundária), também pode ser um fator positivo.

Finalmente, sua dimensão absoluta, em escala mundial ou regional (centenas de milhares de quilômetros quadrados de ambientes de sedimentos carbonáticos), assim como em escala de reservatório (frequentemente ocorrendo grandes áreas e espessuras), favorece a presença de importantes acumulações de hidrocarbonetos nessas rochas, como atestam alguns dos maiores campos petrolíferos do mundo (Oriente Médio, e outros) (SHEPERD, 2009).

5.7.2 Cimentação em Rochas de Reservatórios

Os reservatórios são definidos como rochas que possuem porosidade e permeabilidade que permitem o armazenamento de óleo, gás e água (KLEIN e MIZUSAKI, 2007). Quando ocorre uma cimentação dessas rochas, a porosidade é reduzida pelo espaço tomado pela cimentação, e a permeabilidade pode sofrer uma redução ainda maior, pois a cimentação pode ocorrer de forma a obstruir as passagens de fluidos, mesmo se não preenche totalmente os vazios dos poros da rocha reservatório.

Finos e densos cristais de calcita, chamados de micrita, frequentemente se formam como cimentação intragranular em rochas (NEUMANN e VALENÇA, 2012). O mesmo ocorre com esparita, cristais de calcita cristalinos, grossos e claros. A cimentação ocorre primeiro como precipitação química nos espaços vazios, mas a micritização microbiana também dificulta a identificação individual de feições. Também ocorre o cimento drusiforme (como nas lâminas examinadas).

A precipitação da cimentação, por sua vez, depende da razão Mg/Ca, Eh (potencial de oxi-redução), pH, temperatura e P_{CO_2} (pressão parcial do CO_2). A porosidade primária pode ser reduzida pela compactação ou cimentação, e pode ser aumentada pela dissolução secundária, fraturamento, e contração dos minerais da

rocha. Dessa forma, a cimentação carbonática (calcita, dolomita, anquerita e siderita) é determinante na qualidade do reservatório. (KLEIN e MISUZAKI, 2007).

Nas rochas reservatório siliciclásticas, os carbonatos são os principais cimentos diagenéticos, e afetam sobremaneira a qualidade das rochas reservatório. A cimentação (o cimento) é o material precipitado quimicamente dentro das rochas reservatório, e preenche os espaços vazios (poros da rocha), determinando a qualidade da porosidade e da permeabilidade, importantes parâmetros da qualidade de um reservatório. Por esse mesmo motivo, quaisquer técnicas de intervenção em reservatórios que atuem sobre a cimentação, também poderão ser determinantes da qualidade desses reservatórios, inclusive da recuperação de seu desempenho operacional, nos casos em que sua qualidade foi degradada por conta de eventos de cimentação.

É justamente sobre a cimentação que se espera que possam agir as técnicas de MEOR envolvendo a bioacidificação. Como a cimentação pode ser eficaz na destruição da permeabilidade com apenas um pequeno crescimento, mas localizado onde ele interfere na capacidade da rocha de permitir o fluxo de fluidos, um efeito sutil, mas eficaz, também pode ser esperado de técnicas de MEOR que agem diretamente na cimentação de rochas reservatório.

6 ENSAIOS PRELIMINARES PARA TESTAR UMA TÉCNICA DE MEOR POUCO ESTUDADA (BIOACIDIFICAÇÃO)

6.1 A Bioacidificação

Um dos objetivos específicos que vêm sendo cogitados pelo autor há tempos, após o estudo de diversos processos biológicos e dos diferentes tipos de reservatórios existentes no Brasil, é uma melhor compreensão da eficácia e do potencial de aplicação da técnica de MEOR denominada bioacidificação. Dentre as técnicas de MEOR, a bioacidificação tem sido uma das menos estudadas, apesar de que por sua natureza, poderia ser uma ferramenta importante para medidas de recuperação avançada de petróleo em reservatórios carbonáticos, como muitos no Brasil.

Diversas observações e argumentos servem de embasamento para sugerir a possibilidade da utilização da bioacidificação como técnica de MEOR. Em primeiro lugar, sabemos que os micro-organismos desenvolveram diversas estratégias para aderir a superfícies e formar biofilmes, como fímbrias específicas para as estruturas a serem colonizadas, ou receptores específicos para a produção de exopolissacarídeos que facilitam e potencializam sua adesão às superfícies (ARAÚJO, 2009). Os exopolissacarídeos, além de agir na adesão, também protegem as colônias instaladas, e assim permitem que desempenhem melhor seus processos, mesmo em condições adversas (KYAW, 2010). Após sua introdução em um reservatório, não seria tão difícil, portanto, que se fixassem nas mais diversas superfícies, incluindo as das rochas carbonáticas, e desenvolvam as funções desejadas para as quais foram selecionados.

Por outro lado, como descrito na seção 4.3.13 (Bioacidificação), a bioacidificação busca replicar o sucesso da acidificação química, porém empregando processos biológicos, ou seja, ácidos produzidos por micro-organismos. O efeito que se busca não precisa ser muito intenso para que possa ser eficaz no aumento da produção do óleo contido – bastaria realizar a acidificação de uma pequena parte da rocha reservatório ou da cimentação presente nas gargantas dos poros, sem necessidade de realizar grande dissolução volumétrica dessa rocha. Se a matriz

carbonática ou a cimentação da rocha reservatório restringe o fluxo do óleo através de gargantas dos poros da rocha, a dissolução de uma pequena parte da rocha, portanto, poderia resultar num elevado efeito sobre a produção.

Finalmente, como mostrado na seção 2.5.3.3 (Acidificação), bastaria uma pequena modificação do pH para modificar substancialmente o equilíbrio dos carbonatos e dissolver carbonatos cristalizados, ao acidificar a água do reservatório. Por não ser essa uma grande mudança de pH, seria possível que mesmo os ácidos orgânicos fracos, assim como outros ácidos resultantes de atividades microbianas específicas, fossem suficientes para realizar essa mudança de pH.

Apesar da semelhança fundamental entre a bioacidificação e a acidificação convencional (química), que tem sido muito estudada, a bioacidificação tem sido pouco estudada como técnica para a produção ou recuperação avançada de óleo. Um exemplo disso é a ausência de estudos sobre a bioacidificação como técnica de MEOR, publicados no site da Science.gov, onde praticamente todos os demais tipos de técnicas de EOR e MEOR são representados por diversos estudos de avaliação de seu desempenho (SCIENCE.GOV ALLIANCE, 2013).

Dados os diversos casos de sucesso na utilização da técnica de acidificação química, assim como o embasamento conceitual descrito acima, para sugerir a possibilidade da utilização da bioacidificação como técnica de MEOR potencialmente eficaz, buscou-se realizar uma avaliação preliminar do potencial dessa técnica através de ensaios específicos.

Se os resultados preliminares dos ensaios realizados demonstrarem que a bioacidificação tem potencial de se transformar em uma técnica de MEOR eficaz para determinados reservatórios brasileiros, serão justificados mais esforços de P&D no sentido de compreender melhor seu funcionamento e dominar sua aplicação. Caso contrário, será necessário estudar os resultados para ver se há motivos para prosseguir estudos dessa técnica com outras metodologias, ou se de fato ela não tem potencial imediato, dados os conhecimentos atuais.

Certamente, à medida que novos conhecimentos forem adquiridos sobre essa técnica ou sobre os processos envolvidos, sempre será possível voltar a realizar avaliações futuras de seu potencial.

6.2 Metodologia para Testar a Técnica de Bioacidificação

Para avaliar se a bioacidificação de fato apresenta potencial interessante para aplicação em reservatórios brasileiros, foi concebida uma metodologia de ensaios em laboratório, com amostras de reservatórios carbonáticos e de outras rochas com cimentação carbonática, empregando consórcios microbianos compostos de cepas de micro-organismos que produzem CO₂ e ácidos orgânicos. A metodologia envolve: o preparo de uma solução com tais consórcios microbianos; sua injeção na rocha reservatório; e a incubação por um período de 10 ou 20 dias, buscando evidências de modificações na estrutura física da rocha, que possam resultar em alguma melhoria de sua permeabilidade. Os processos envolvidos são a acidificação e a consequente dissolução de parte dos minerais da rocha. No caso de rochas carbonáticas, se busca dissolver parte da rocha e aumentar o tamanho dos poros por onde o óleo pode escoar e ser produzido, aumentando assim a facilidade de produção. No caso de rochas com cimentação carbonática, se busca dissolver parte dessa cimentação, aumentando o tamanho das gargantas que impedem o fluxo do óleo. Em ambos os casos, o resultado que se busca alcançar é o aumento da permeabilidade, facilitando a produção do óleo *in situ*.

Em um primeiro estudo com ensaios que envolvem apenas a injeção de uma solução microbiana não otimizada, é improvável que possam ser observadas mudanças significativamente positivas na permeabilidade da rocha, ocasionadas pela bioacidificação e dissolução de seus minerais. Adicionalmente, existem muitos fatores operando ao mesmo tempo, que podem mascarar efeitos benéficos ou até gerar efeitos negativos maiores do que os efeitos positivos. Por exemplo, o possível crescimento de biofilmes ou bioflocos poderia resultar em uma redução da permeabilidade, à medida que poros são entupidos (ROCKHOLD et al., 2002).

É mais provável, portanto, que modificações de outras propriedades da rocha possam ser observadas, caso a bioacidificação, de fato, tenha algum efeito na rocha. Se a bioacidificação causar modificações na estrutura física da rocha, como dissolução de minerais ou atenuação da cristalização aguda nos poros, mesmo se não for observada modificação na permeabilidade, isso já indicaria que essa técnica tem potencial como forma de fisicamente alterar positivamente a rocha reservatório. Dessa forma, os ensaios realizados buscaram não somente medir diretamente

alguma modificação na permeabilidade, como também observar, em escala microscópica, se ocorreu alguma modificação na estrutura dos minerais ou da cimentação.

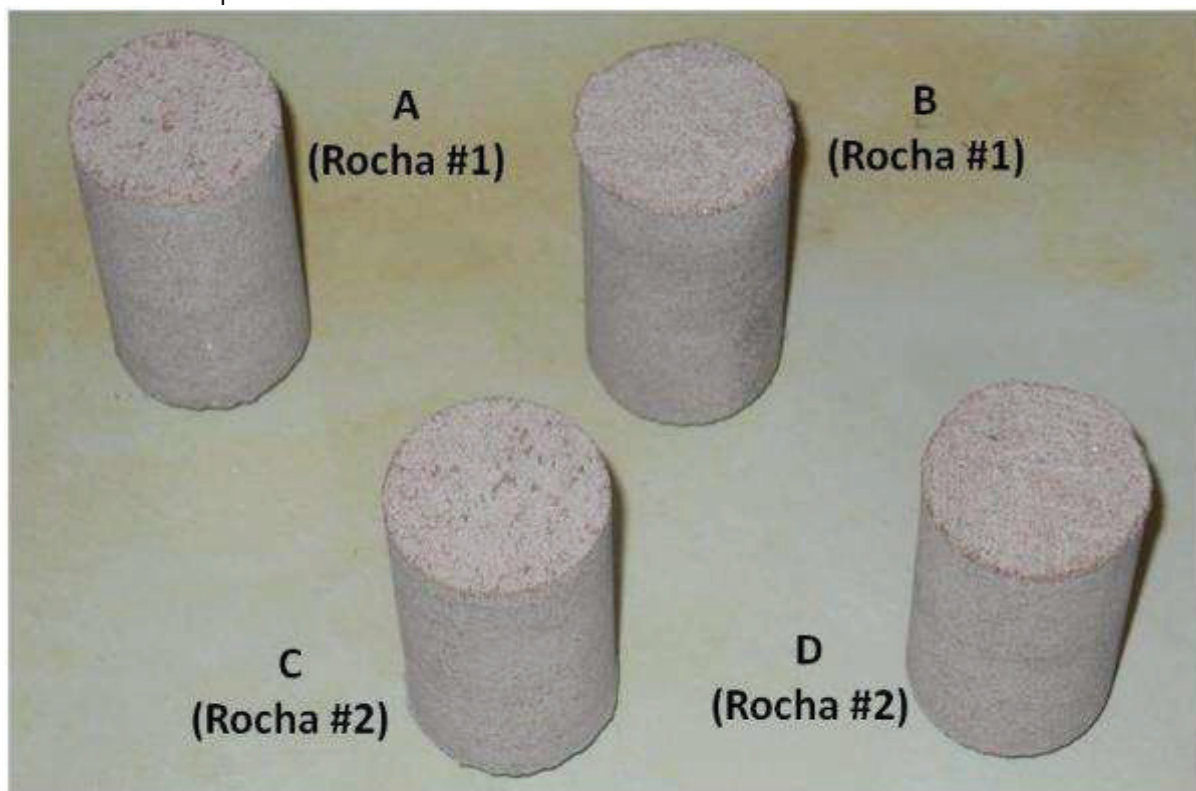
Com os ensaios realizados se espera poder confirmar ou não, pelo menos em relação aos indícios que esses ensaios simples possam fornecer, se essa técnica pode modificar favoravelmente a permeabilidade de rochas reservatório, através de modificações na estrutura física da rocha. Se os resultados preliminares desses ensaios, incluindo uma observação microscópica, demonstrarem que a bioacidificação tem potencial de se transformar em uma técnica de MEOR eficaz para determinados reservatórios brasileiros, serão justificados mais esforços de P&D no sentido de compreender melhor seu funcionamento e dominar sua aplicação, ou mesmo controlar quaisquer efeitos colaterais negativos. Especialmente se houver indícios de mudanças na estrutura da rocha, mesmo com resultados negativos em relação à melhora da permeabilidade, seriam indicados mais estudos para solucionar os problemas que por acaso estejam impedindo uma melhora da permeabilidade, como a bio-obstrução de poros ou outros efeitos colaterais negativos. Caso contrário, será necessário estudar os resultados para ver se há motivos para prosseguir estudos dessa técnica com outras metodologias, ou se de fato ela não tem potencial imediato, dados os conhecimentos atuais. Certamente, à medida que novos conhecimentos forem adquiridos sobre essa técnica ou sobre os processos envolvidos, sempre será possível voltar a realizar avaliações futuras de seu potencial.

6.3 Descrição das Amostras Utilizadas

As amostras utilizadas nos ensaios foram fornecidas pela Petrobras e pela Faculdade de Geologia (FGEL) da UERJ. As quatro amostras fornecidas pela Petrobras foram recebidas em julho de 2012, informadas como sendo dois plugues cada, de duas rochas de diferentes reservatórios não identificados individualmente, localizados na Bacia de Campos (Figura 57). Essas rochas e amostras foram denominadas rocha #1 (amostras A e B), e rocha #2 (amostras C e D). As duas amostras fornecidas pela FGEL foram recebidas em março de 2013, sendo dois

plugues de uma rocha (rocha #3) de um poço raso (1-PN-14 SC-02), perfurado pela UERJ na Bacia de Paraná (Figura 58). Essas amostras foram denominadas amostras E e F.

Figura 57 – Amostras (duas cada) fornecidas pela Petrobras, de duas rochas de diferentes reservatórios não identificados individualmente, na Bacia de Campos



Legenda: Amostras da rocha #1 na parte superior (A e B), e da rocha #2 na parte inferior (C e D).
Fonte: Fotografias do autor.

Figura 58 – Amostras fornecidas pela FGEL



Legenda: Amostras de um poço raso (PN-14), perfurado pela UERJ na Bacia de Paraná. Amostras denominadas E e F (rocha #3).

Fonte: Fotografias do autor.

As amostras da Petrobras tinham aproximadamente 6 cm de comprimento e 3,8 cm de diâmetro (1,5”), que são medidas típicas para amostras de testemunhos de poços. As amostras da FGEL tinham aproximadamente 5,5 cm de comprimento e 5 cm de diâmetro (2”). Esse diâmetro também representa uma dimensão padrão para plugues de poços, porém essa largura de plugue é menos utilizada por ser mais difícil e onerosa de obter. Dessa forma, os equipamentos geralmente disponíveis para realizar os testes de rotina, feitos em bancada, como permeabilidade, estão adaptados para trabalhar somente com medidas de largura (diâmetro) de amostras de até 1,5”. Como os plugues da FGEL tinham diâmetro maior que 1,5”, eles tiveram que ter seu diâmetro reduzido para serem submetidos aos testes de bancada. Essa redução foi realizada nas dependências do Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON), no Rio de Janeiro, sob a coordenação do Dr. Giovanni Chaves Stael.

Para realizar a redução do diâmetro das amostras da FGEL, foi utilizada uma plugadeira (*JET Variable Speed Floor Drill Press*) que corta um novo plugue com dimensões padrão, a partir do plugue original (Figura 59). Para manter a integridade dos plugues a serem redimensionados, foi necessário optar por uma redução para o diâmetro padrão de 1”, pois o diâmetro padrão de 1,5” deixaria pouca espessura externa do plugue original, e poderia resultar na quebra e inutilização dos plugues. A redução é realizada com uma ferramenta cilíndrica de corte (Figura 60).

Figura 59 – Redimensionamento das amostras da FGEL com uma plugadeira



Nota: O redimensionamento das amostras da FGEL foi realizado através do corte de um novo plugue de aproximadamente 1". Procedimento realizado no Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON), no Rio de Janeiro.

Fonte: Fotografias do autor.

Figura 60 – Detalhe de ferramenta de corte para redimensionamento de plugues



Nota: O resultado do redimensionamento foi um novo plugue de 1" (parte inferior), além de um pequeno pedaço que se desprende do novo plugue. No centro, a parte exterior do plugue original.

Fonte: Fotografias do autor.

Após o redimensionamento dos plugues originais da FGEL, eles foram preparados para serem utilizados nos equipamentos de bancada, para realização dos testes de rotina. Esse procedimento envolve o corte das extremidades em plano perfeitamente perpendicular ao seu comprimento (Figura 61) e o faceamento da superfície com uma faceadeira (Figura 62), ambos realizados em um equipamento da Core Labs Instruments.

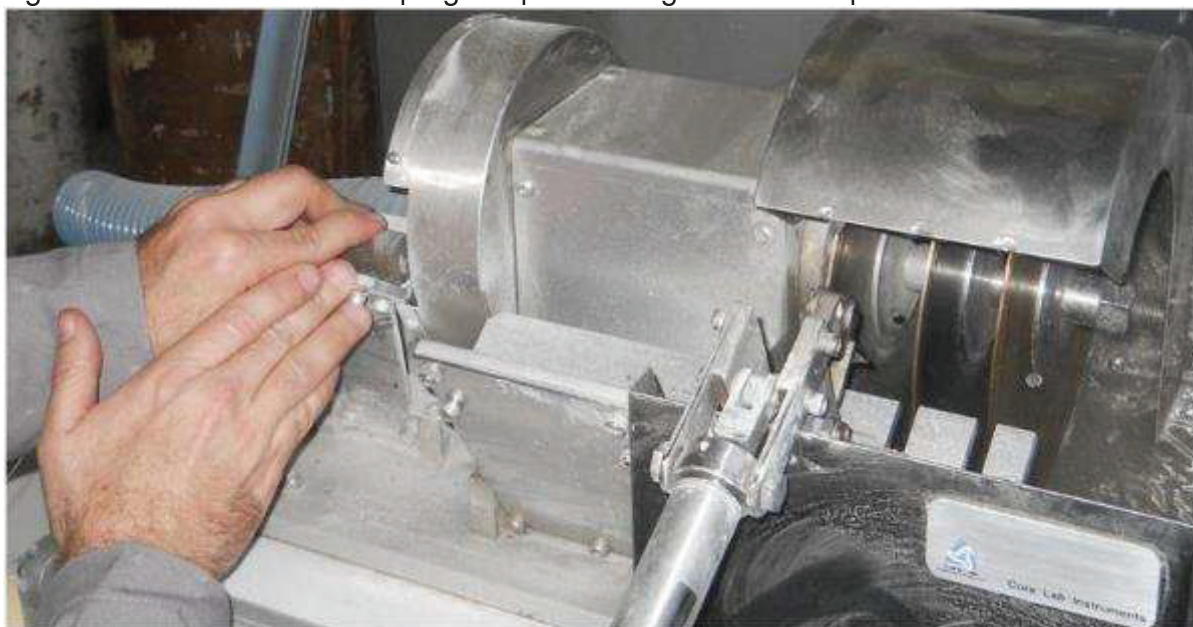
Figura 61 – Corte de plugues para assegurar uma face perfeitamente perpendicular ao seu comprimento



Nota: Procedimento realizado no Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON), no Rio de Janeiro.

Fonte: Fotografias do autor.

Figura 62 – Faceamento de plugues para assegurar uma superfície lisa



Nota: Procedimento realizado no Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON), no Rio de Janeiro.

Fonte: Fotografias do autor.

De forma semelhante, as amostras da Petrobras também foram preparadas para serem utilizadas nos equipamentos de bancada, para realização dos testes de

rotina. Esse procedimento também envolveu o corte e polimento das extremidades (Figura 63), mas neste caso estes procedimentos foram realizados nas dependências do Laboratório Geológico de Preparação de Amostras (LGPA) da FGEL/UERJ.

Figura 63 – Preparo das amostras da Petrobras



Nota: Procedimento realizado no Laboratório Geológico de Preparação de Amostras (LGPA) da FGEL/UERJ.

Fonte: Fotografias do autor.

6.4 Consórcio Microbiano Utilizado

A técnica de bioacidificação depende de micro-organismos que possam produzir os ácidos que realizarão efeitos semelhantes aos que ocorrem na técnica de acidificação química (técnica de EOR). Dessa forma, para os ensaios realizados com as amostras descritas acima, foi concebido um protocolo envolvendo o preparo de uma mistura líquida de micro-organismos para ser injetada nas rochas, como ocorre geralmente na aplicação das técnicas de MEOR.

Nas técnicas de MEOR, os processos biológicos que se busca estimular ou implementar geralmente ocorrem através da injeção nos reservatórios de uma solução contendo água, nutrientes, micro-organismos ativos, e possivelmente outras substâncias. Os micro-organismos utilizados geralmente são escolhidos através de uma seleção para identificar aquelas cepas ou linhagens que melhor desempenham os processos desejados. Essa seleção de micro-organismos é geralmente feita através de uma seleção baseada na cultura de determinadas cepas em meios de cultura padrão. Mas como a grande maioria dos micro-organismos originalmente existentes no meio ambiente não se desenvolvem nos meios de cultura utilizados, não é possível selecionar micro-organismos que reflitam o pleno potencial da biota original, apenas com os meios de cultura existentes. Por isso, estudiosos buscam tornar cultivável o que ainda não foi conseguido com os meios disponíveis, e vêm sugerindo a técnica da metagenômica, onde todo o conjunto da biota de um ambiente amostrado é coletado, para avaliar o maior número possível de diferentes micro-organismos que poderiam ser eficazes no processo desejado, mesmo se alguns não são passíveis de cultura individual no laboratório. (TYSON e BANFIELD, 2005).

Pressupondo que no reservatório existissem linhagens de micro-organismos que pudessem desempenhar processos desejáveis, um procedimento hipotético e ideal, para o tipo de teste realizado, seria utilizar um gel introduzido no reservatório, que permitisse o aprisionamento dos micro-organismos existentes nesse ambiente. Conquanto uma parte do gel com micro-organismos pudesse ser trazida de volta, estes poderiam ser manipulados e selecionados de acordo com os processos desejáveis que podem desempenhar, em condições que simulem as do reservatório. Finalmente, esses micro-organismos seriam reintroduzidos no reservatório, com mais chances de bom desempenho dos processos desejáveis, pois já estariam adaptados a essas condições.

Nos presentes ensaios, e seguindo um procedimento provavelmente mais semelhante ao que seria possível (e comercialmente mais viável) numa aplicação de técnicas de MEOR no campo, foi utilizado um consórcio microbiano previamente preparado, preservado e acondicionado. O consórcio foi fornecido pelo CROB – Cluster for Research in Oil Biotechnology, do Centro de Biociências da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), coordenado pelo Prof. Carlos A. G. Blaha. Esse consórcio microbiano foi obtido a partir de um conjunto metagenômico retirado

do solo de uma região com contaminação de petróleo, portanto com micro-organismos relativamente adaptados à presença de hidrocarbonetos. O conjunto metagenômico foi estudado, e foi observada a presença de marcadores que codificam a produção de ácidos orgânicos, conhecidos em micro-organismos sabidamente produtores de ácidos orgânicos. Posteriormente, desse material foram selecionadas cepas produtoras de ácidos orgânicos, como *Clostridium* e *Bacillus*, há muito reconhecidas como boas produtoras de ácidos orgânicos (BRYANT, 1987).

As cepas selecionadas foram, então, submetidas a processos de conservação e preservação, para assegurar a sobrevivência da maior parte possível do conjunto microbiano. O processo final de preservação foi realizado através da liofilização. A liofilização envolve o congelamento e posterior dessecação gradual, através da redução da pressão, que ocasiona a sublimação da água. Dessa forma, o conjunto é dessecado, porém são minimizadas as perdas devidas à evaporação e ao congelamento, que causam danos às paredes e outras estruturas celulares, mantendo a viabilidade dos micro-organismos. Ainda assim, agentes crioprotetores são utilizados, para evitar efeitos adversos do congelamento, descongelamento e estocagem (SOLA, 2011). A liofilização em ampolas, e outras técnicas para melhorar seu desempenho, podem aumentar a resistência e durabilidade do material preservado, fazendo com que a liofilização seja uma técnica padrão para o fornecimento de material biológico oferecido comercialmente (FILIPPIS, 2010). Nos ensaios realizados, o conjunto liofilizado recebido compõe o consórcio microbiano utilizado.

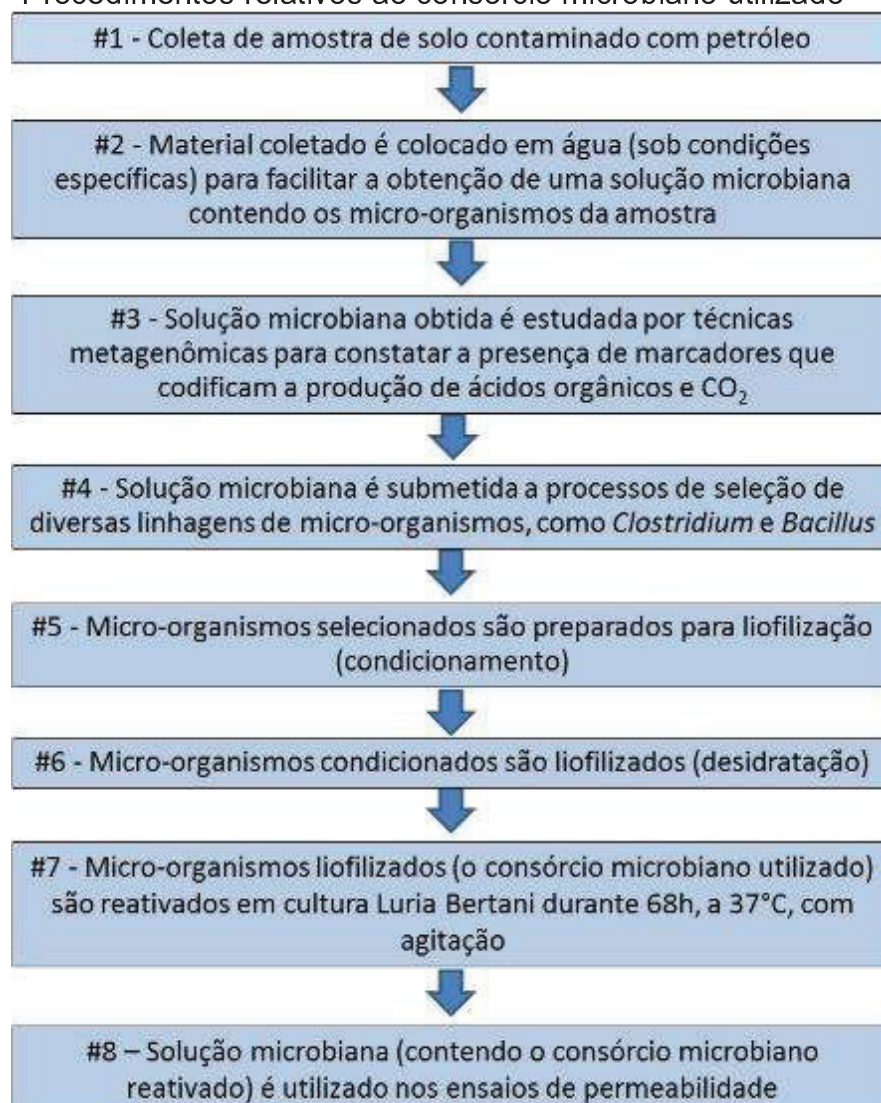
Dessa forma, após recebido o consórcio microbiano liofilizado, ele foi processado para reativar seu conjunto microbiano. Esse processo foi realizado segundo instruções do Prof. Carlos Blaha. O procedimento envolveu os seguintes passos: Misturar o consórcio microbiano liofilizado em uma pequena quantidade (aproximadamente 50 ml) de cultura Luria Bertani (LB) 3% (fornecedor SP Labor, de Presidente Prudente, SP) em temperatura ambiente (aproximadamente 25°C); diluir essa mistura em aproximadamente um litro de cultura LB; cultivar essa mistura em meio LB durante 48h a 72h (usou-se 68h), a 37°C (em estufa controlada); agitar várias vezes ao dia. Também foi feito um controle em um tubo com uma pequena quantidade (aproximadamente 5 ml) de cultura LB sem consórcio microbiano, nas mesmas condições, para assegurar que a cultura era estéril e que não contribuiu micro-organismos para a suspensão final.

A reativação do consórcio microbiano liofilizado foi realizada no Laboratório de Radioecologia e Mudanças Globais - LARAMG, do Departamento de Biofísica e Biometria, Instituto de Biologia Roberto Alcântara Gomes, na UERJ (Pavilhão HLC), coordenado pelo Prof. Heitor Evangelista, e os procedimentos foram realizados e supervisionados pelo Prof. Marcio Cataldo.

O resultado do teste de controle foi satisfatório, pois não houve evidência de nenhum crescimento bacteriano no tubo, após o período de incubação. O resultado da reativação do consórcio microbiano original também foi satisfatório, pois após 8h a mistura na estufa já apresentava forte cheiro, proveniente do crescimento bacteriano. Após 68h o consórcio microbiano líquido apresentava elevada turbidez e forte cheiro, como esperado, e foi considerado pronto para utilização na técnica de bioacidificação.

Os vários passos dos procedimentos realizados desde a coleta do consórcio microbiano até sua utilização nos ensaios de permeabilidade estão descritos resumidamente na Figura 64. Vários dos procedimentos realizados representam técnicas desenvolvidas e aperfeiçoadas com metodologia e tecnologia própria, não sendo de conhecimento público. É justamente esse conhecimento e experiência que representa um domínio estratégico dessa tecnologia, de relevante valor comercial, em aplicações de técnicas de MEOR realizadas por empresas especializadas que venham a prestar esses serviços, ou por operadoras que detenham esse *know how* para uso em suas próprias operações.

Figura 64 – Procedimentos relativos ao consórcio microbiano utilizado



Nota: Procedimento #1 a #6 realizado pelo CROB (Cluster for Research in Oil Biotechnology - UFRN). Procedimento #7 realizado no LARAMAG (Laboratório de Radioecologia e Mudanças Globais – UERJ). Procedimento #8 realizado na Weatherford Laboratories (Xerém, RJ).
 Fonte: O autor.

6.5 Método de Aplicação da Técnica de Bioacidificação Utilizada

O consórcio microbiano líquido que foi preparado seguindo os procedimentos descritos acima foi utilizado para realizar a injeção da solução microbiana nas amostras. Os vários passos do protocolo desenvolvido para os testes são descritos na Figura 65.

Figura 65 – Esquema do protocolo para os testes realizados nas amostras



Fonte: O autor.

Foi desenvolvido um protocolo que pudesse espelhar as condições de um reservatório não muito profundo, pois a temperatura utilizada durante o período de incubação com a suspensão contendo o consórcio microbiano foi de 40°C.

As amostras foram levadas às instalações da Weatherford Laboratories, em Xerém, Duque de Caxias, RJ, onde os testes, autorizados por Andrew Rolinson, Country Unit Business Manager da Weatherford no Brasil, foram realizados por David Bentes, Special Core Analysis Supervisor, com a coordenação de Kevin Jacques, Special Core Analysis Manager.