

4.3.5 Controle de Parafinas

Os problemas causados por frações parafínicas depositadas em equipamentos na indústria do petróleo são bem conhecidos, e especialmente atinge os campos petrolíferos do Recôncavo Baiano, onde os poços produtores frequentemente sofrem com obstruções parafínicas. A deposição de frações parafínicas sólidas ocorre pela nucleação e precipitação desses compostos, à medida que o óleo que deixa os reservatórios esfria. Esses problemas resultaram em diversas iniciativas de estudar sua origem, realizando diversas modelagens físicas e computacionais dos processos envolvidos, tais como formação de sólidos a partir de compostos originalmente em fase líquida; equilíbrio de fases; e escoamento. Essas iniciativas visavam desenvolver produtos e mecanismos de prevenção (UFS e UFBA, 2004; UFPE et al., 2006).

O sucesso de técnicas de MEOR para a desobstrução de dutos com problemas de obstrução causados pela precipitação de parafinas foi relatada há muitos anos (BROWN et al., 1999). Esse problema é geralmente solucionado através da adição de produtos químicos que impedem a precipitação precoce das parafinas dos óleos parafínicos produzidos. As técnicas de MEOR para solucionar os problemas causados pela precipitação de parafinas têm focado duas abordagens: a transformação microbiana *in situ* das parafinas, reduzindo a quantidade de parafinas que podem se precipitar; ou a produção dos mesmos tipos de produtos químicos normalmente introduzidos para impedir a precipitação de parafinas, mas através de processos biológicos realizados por micro-organismos injetados no reservatório.

O problema da deposição parafínica tem reagido bem aos tratamentos envolvendo a injeção de micro-organismos que demonstraram comprovada capacidade de degradação de alcanos de alto peso molecular (NELSON e SCHNEIDER, 1993). Mas nessa época, muitas das técnicas de MEOR ainda não eram aceitas pelo *mainstream* da indústria do petróleo, de forma que os primeiros e principais ensaios com a técnica de controle microbiano de parafinas foram realizados na China e na Romênia. Os resultados desses ensaios demonstraram que nessa técnica, está envolvida não somente a degradação seletiva das frações parafínicas, mas também a inibição da precipitação dessas frações, através dos efeitos de dispersão e solubilização. Na dispersão, produtos metabólicos produzidos

pelas bactérias introduzidas, tais como ácidos graxos e álcoois, ajudam a soltar os depósitos sólidos aderidos, e quando estes entram no fluxo líquido, podem ser degradados ou permanecer em suspensão sem causar problemas de entupimento. Na solubilização, a solubilidade de compostos de cadeia longa é favorecida pela ação das bactérias introduzidas, especialmente a produção de biossurfatantes, contribuindo para que as frações parafínicas permaneçam em solução sem se depositar ou causar entupimentos. Os micro-organismos utilizados então foram coletados de solos contaminados com óleo ou dos próprios depósitos parafínicos, e selecionados por capacidade de degradação de compostos de cadeia longa ou por produção de biossurfatantes. Os micro-organismos selecionados apresentaram desempenho superior aos micro-organismos presentes em amostras testadas, comprovando o benefício do processo de seleção para obter linhagens e consórcios microbianos mais eficazes (LAZAR et al., 1999).

Os tratamentos envolvendo produtos comercialmente disponíveis para o controle de parafinas em poços de produção de petróleo já são oferecidos por diversas empresas que desenvolveram linhagens e consórcios próprios, ou apenas aplicam produtos biológicos disponíveis (MEOR LLC, 2013; MICRO-BAC, 2013; PETROGENESIS DISTRIBUTION, 2013; e outras). A aplicação de técnicas de MEOR para o controle de parafinas (e outros objetivos) foi realizada, com alguns desses produtos, no Peru, na bacia de Talara; seguindo um típico protocolo de aplicação, testes em laboratório foram realizados para determinar a compatibilidade do óleo a ser tratado com os produtos biológicos conhecidos e disponíveis. Os resultados no campo de Lobitos, com o uso de produtos biológicos para o controle de parafinas, foram comparados com a situação anterior dos poços produtores. O óleo produzido tinha elevado teor parafínico, causando deposição parafínica em equipamentos, e exigindo o uso de produtos químicos (inibidores de parafina), com custo elevado para aquisição dos produtos, manejo e perdas da produção por paradas. Após o tratamento com a técnica de MEOR utilizando produtos biológicos disponíveis comercialmente, os resultados foram muito satisfatórios, incluindo uma recuperação adicional de óleo estimada conservadoramente em mais de 73%, e sem os problemas associados às paradas por deposição parafínica. Como esperado, foi observada uma colonização do reservatório em forma radial, a partir dos poços injetores, pelos micro-organismos introduzidos, demonstrando uma boa confiabilidade nos modelos descritivos e preditivos para essa técnica de MEOR. O

custo calculado para cada barril adicional recuperado foi apenas de US\$1,30, e de US\$7,92, se considerado um poço marginal, cujos problemas de permeabilidade somente permitiram uma recuperação adicional de 10% (MAURE, SALDAÑA, JUAREZ, 2005).

4.3.6 Transformação *in situ* de Frações Pesadas do Óleo

Tradicionalmente, as observações do comportamento dos micro-organismos degradadores de hidrocarbonetos, quando aplicados no petróleo cru, apontam para a degradação das frações mais leves antes das mais pesadas. Diferentemente do que se esperava, porém, estudos com certos micro-organismos termofílicos têm demonstrado uma maior emulsificação e transformação das frações mais pesadas, em relação às mais leves, e uma redução ou até eliminação das frações de asfaltenos, (HAO, LU, ZENG, 2004). Este efeito é chamado de degradação seletiva de frações pesadas. Desta forma, mesmo em ambientes previamente considerados inviáveis para a atuação de micro-organismos, devido às temperaturas elevadas, agora pode ser indicado o tratamento biológico do petróleo pesado com micro-organismos especializados, para melhorar sua produção.

A transformação *in situ* das moléculas do óleo de um reservatório (manipulação molecular *in situ*) busca converter frações pesadas de óleo em frações mais leves, ou seja, realizar a quebra seletiva de hidrocarbonetos com moléculas de cadeia longa, que representam as frações mais pesadas, como certos asfaltenos, em moléculas menores, que representam as frações mais leves e de escoamento mais fácil. O ímpeto para investigações que avançam nesta direção é a relativa redução das descobertas de óleo leve, em relação ao óleo pesado, em nível mundial, numa tendência que já dura anos, e a dificuldade técnica e os custos elevados dos métodos de EOR para recuperação de óleo pesado e extra-pesado, com métodos químicos e térmicos. Nesse cenário, a indústria do petróleo vem avaliando as alternativas, focando, especialmente, as técnicas de transformação *in situ* de óleo pesado (SPE, 2011).

A indústria do petróleo entende que a economicidade de algumas das grandes acumulações de óleos pesados depende de processos para transformar

esses recursos em frações mais leves, não somente mais fáceis de produzir, como mais valiosas. O grande trunfo de um possível sucesso na operacionalização da transformação de moléculas de frações pesadas em frações mais leves está no domínio de processos que realizem essa transformação em escala volumétrica (transformação de grandes volumes do óleo, não apenas de uma pequena parte das frações que dificultam seu fluxo). Nesse sentido, as empresas buscam obter esse efeito primeiramente através de processos físicos, como a introdução de calor através da injeção de vapor (KARANIKAS, 2012).

Mas já há resultados de laboratório e em escala piloto que têm demonstrado a transformação de óleos pesados em produtos mais leves através de técnicas microbianas (DUHALT et al., 2002). Poder levar essas técnicas para o reservatório, obtendo uma transformação de grandes parcelas do óleo pesado, abriria um vasto potencial para essas técnicas de MEOR, pois os métodos que empregam vapor são caros e energeticamente pouco eficientes, além de exigir complexos sistemas de produção e injeção de vapor.

Há três abordagens para a transformação *in situ* de moléculas de hidrocarbonetos – a biológica, a química e a térmica (emulando os processos que ocorrem em uma refinaria convencional). Para as soluções químicas, não têm sido encontrados processos eficazes, muito menos eficientes. Para as soluções térmicas, o sucesso obtido tem sido a um custo elevado, com baixo retorno energético, e grandes impactos ambientais, alardeados por diversas organizações ambientais respeitadas (SIERRA CLUB, 2012; PEMBINA INSTITUTE, 2012), assim como por um painel de peritos da Royal Society of Canada (RSC, 2010). A biológica é a mais distante concorrente na corrida para atingir os objetivos imediatos da indústria, de poder recuperar já os enormes recursos das areias betuminosas do Canadá, por exemplo. Mas abordagem biológica, em longo prazo, é reconhecidamente a mais econômica, com menores impactos ambientais, e teoricamente mais simples em relação às instalações necessárias (JUDZIS e PODDAR, 2012).

O Cientista Chefe da Shell, Dr. John Karanikas, tem sustentado que a viabilidade futura da recuperação de boa parte dos recursos não convencionais, em grande parte constituídos por óleo pesado ou extra-pesado, reside no sucesso das técnicas de transformação de óleo pesado *in situ*, realizado nas formações onde esses recursos são encontrados (JUDZIS e PODDAR, 2012). Essa necessidade deve se fazer mais premente, à medida que recursos cada vez mais pesados e de

difícil processamento, como os da faixa Orinoco na Venezuela, e outros, são alvo de tentativas de produção comercial. As três formas de alcançar a transformação molecular proposta por Dr. John Karanikas são a térmica, química e biológica.

A transformação química envolve o uso de solventes e outros métodos, mas não têm demonstrado viabilidade econômica em projetos de grande escala, em parte devido ao elevado custo dos produtos químicos necessários. A forma térmica de transformação de óleo pesado em frações mais leves já ocorre nas técnicas térmicas de EOR, em que se busca uma redução da viscosidade devido ao aquecimento do óleo a ser produzido. Nessas técnicas, como na de injeção de vapor, ou no uso da pirólise *in situ*, também ocorrem transformações químicas do óleo, devido ao calor, como nos processos convencionais de refino, onde, além da separação das frações presentes, frações mais pesadas são transformadas em frações mais leves.

O uso de métodos biológicos para realizar a transformação de frações pesadas deve, inicialmente, ocorrer como forma auxiliar de realizar essa transformação, juntamente com outros métodos, como o térmico, até que seu custo permita que esses métodos sejam aplicados independentemente (KARANIKAS, 2012).

Em geral, as transformações do óleo em um reservatório podem ocorrer devido à ação de micro-organismos nativos (autóctones), numa escala de tempo geológico; ou devido à ação de micro-organismos introduzidos, de forma intencional ou não, pela ação do homem, ao realizar intervenções no reservatório, como perfuração, injeção de fluidos, e aplicação de técnicas de MEOR. O resultado do primeiro tipo de transformações é o óleo biodegradado *in situ*, geralmente pesado; o resultado do segundo tipo de transformação é a produção de compostos reduzidos, devido, geralmente, à ação das BRS.

Existe, porém, um grupo de micro-organismos cuja ação sobre o óleo *in situ* dos campos é benéfica. Eles podem agir como catalistas, quebrando as ligações fracas que permitem que moléculas grandes, de frações pesadas, se abram ou se desenrolem, liberando frações mais leves contidas no seu interior, e facilitando a ação subsequente de outros agentes que podem quebrar essas moléculas em partes ainda menores (PREMUZIC e LIN, 1999).

O fato que algumas linhagens de micro-organismos conseguem realizar transformações no óleo bruto dos reservatórios, enriquecendo as frações mais leves, e não enriquecendo as mais pesadas, contraria uma suposta preferência dos micro-

organismos para degradar as frações mais leves. Essa constatação demonstra que determinados micro-organismos podem ser eficazes na transformação seletiva das frações mais pesadas, mas esse efeito depende da seleção adequada dos micro-organismos, e sua estimulação com nutrientes apropriados.

Experiências de sucesso foram relatadas com linhagens de bactérias termofílicas (gênero *Thermus*), que se desenvolvem otimamente em temperaturas de 70°C, e crescem em temperaturas entre 40°C e 85°C. Juntamente com a adição de nutrientes apropriados, o tratamento com esses micro-organismos foi suficiente para induzir significativos efeitos benéficos na redução da viscosidade do óleo, devido à redução das frações dos hidrocarbonetos aromáticos, asfaltenos e parafinas. A aplicação dessa técnica de MEOR durante cinco dias foi eficaz durante um período bem maior, de até 28 dias (HAO, LU, ZENG, 2004). Essas experiências também sugerem que as aplicações em reservatórios relativamente mais profundos, onde as temperaturas seriam mais elevadas, não tornam as técnicas de MEOR necessariamente inviáveis, já que os micro-organismos operantes demonstraram ser altamente tolerantes a temperaturas elevadas. Resultados de futuros esforços para a seleção de linhagens termofílicas tolerantes a temperaturas ainda mais elevadas também poderão identificar novos micro-organismos com características de maior resistência térmica.

Outra observação, em relação ao uso de técnicas de MEOR envolvendo a transformação de frações pesadas em frações mais leves, é que para facilitar o escoamento desse óleo de alta viscosidade não seria necessária a completa transformação de todas as frações pesadas em frações menos viscosas. Isso exigiria um desempenho, por parte dos micro-organismos que desempenhariam esse papel, possivelmente impossível de ser alcançado tecnicamente (ou economicamente). Um conceito novo, não visto na literatura, foi proposto pelo autor em 2002, ao iniciar as pesquisas em MEOR, envolvendo um efeito de transformação seletiva que permitiria alcançar incrementos significativos na produção de petróleo, com apenas a transformação de pequenas parcelas superficiais do petróleo adsorvido nas partículas e paredes da matriz (escala microscópica). A transformação dessas frações superficiais reduziria a adesão entre o óleo e a rocha, facilitando seu escoamento e a produção do óleo do reservatório, mas não seria necessária uma transformação total do óleo (moléculas no interior das partículas e gotículas de óleo). Isso reduz a necessidade de um desempenho elevado por parte dos micro-

organismos encarregados de realizar a transformação do óleo *in situ*, o que deve facilitar alcançar a viabilidade econômica do processo.

4.3.7 Biorrefino

O biorrefino é uma técnica de MEOR que envolve a transformação de frações pesadas de óleo em frações mais leves, mas que alcançou classificação própria, devido à sua importância no segmento do *downstream* da indústria do petróleo, enquanto as técnicas de biotransformação *in situ* se referem ao segmento do *upstream*, ou seja, da área de produção do óleo que está nos reservatórios. Essas técnicas ainda estão em um estado considerado embrionário, mas seu apelo se deve ao grande potencial de possivelmente substituir alguns dos processos realizados atualmente por meios térmicos e químicos, em refinarias, quando o óleo já foi extraído e produzido. Esse potencial já era percebido desde a década de 1980, mas o desenvolvimento de processos que possam substituir, ou mesmo complementar, os processos convencionais nas refinarias, de forma economicamente viável, tem sido um grande desafio (BHADRA, SCHARER, MOO-YOUNG, 1987).

As refinarias são responsáveis pela transformação do óleo bruto produzido em produtos úteis e mais valiosos, como combustíveis, lubrificantes e outros, mas sua operação envolve elevados custos relativos às instalações e à sua operação. O próprio pré-processamento do óleo e gás produzido, realizado próximo aos campos de produção, também envolve processos semelhantes aos das refinarias (DIAS, 2005). Nesses locais, assim como nas refinarias, a possibilidade de realizar alguns dos processos de forma inovadora, através de processos biológicos em vez dos processos totalmente dependentes em equipamentos, produtos catalíticos e calor, anima muitos dos grandes *players* da indústria do petróleo, apesar de que se entende que pode levar anos até que alguns desses processos se tornem viáveis técnica e economicamente (VIGLIANO, 2011).

4.3.7.1 Biodessulfurização

Na técnica de biorrefino, um dos objetivos tidos como mais promissores é a biodessulfurização do óleo (BDS – *biodesulfurization*), na qual o tratamento de óleo e combustíveis visa a redução da geração de compostos oxidados de enxofre (SO_x), pois eles contribuem para a formação da chuva ácida e a poluição atmosférica, especialmente em centros urbanos. Nessa técnica, os agentes da transformação são micro-organismos que agem como biocatalizadores, induzindo a transformação de compostos de enxofre que são normalmente tratados em unidades de hidrodessulfurização (HDS – *hydrodesulfurization*), nas refinarias, e que envolve altas temperaturas e pressão, e é um processo oneroso. A alternativa do uso de biocatalizadores permite retirar o enxofre da estrutura molecular dos dibenzotiofenos (DBT) e análogos, que compõem a maior parte do enxofre contido no óleo bruto, sem alterar a estrutura orgânica desses compostos, facilitando o tratamento posterior do óleo nas refinarias. O DBT não é degradado, mas transformado em compostos de hidroxibifenil (HBP – *hydroxybiphenyl*) que voltam à fase orgânica do óleo ou combustível, e o enxofre é eliminado na forma de sulfato, na fase aquosa (LE BORGNE e QUINTERO, 2003).

Os recentes avanços na engenharia genética, no estudo de micro-organismos extremófilos, na produção biológica de proteínas, e em diversos processos de biocatálise, apontam para o potencial da biotecnologia no refino de petróleo, e especialmente para sua bio-dessulfurização (BDS). Resultados de laboratório e em escala piloto têm sido animadores, no processo de BDS (LE BORGNE e QUINTERO, 2003). O mesmo poderia ocorrer, em tese, *in situ*, permitindo que hidrocarbonetos com menores teores de enxofre fossem produzidos, minimizando a necessidade de sistemas de tratamento na superfície.

A BDS apresenta a vantagem de operar em temperatura e pressão ambiente (na qual os micro-organismos utilizados se desenvolvem), o que resulta em ganhos significativos em relação aos processos industriais realizados nas refinarias, que são altamente intensivos no uso de energia. Na BDS, tampouco são geradas emissões ou produtos secundários problemáticos (MOHEBALI e BALL, 2008). A BDS também já foi objeto de trabalho premiado pela Petrobras através do Prêmio Petrobras Tecnologia. Nesse trabalho completo sobre o tema, foram descritas as rotas de

biotransformação dos compostos de BDT, e os passos que ocorrem em nível celular, mediados pelos micro-organismos biocatalisadores dessas reações. Os micro-organismos do gênero *Rhodococcus* foram identificados como os principais micro-organismos que realizam essas transformações, apesar de que linhagens de *Pseudomonas* também foram utilizadas, com a introdução de genes apropriados (o *dsx* é o principal gene envolvido no metabolismo de DBT), através da engenharia genética (PETROBAS, 2013b; MONTICELLO, 2000).

4.3.7.2 Biodesnitrogenação

O biorrefino também inclui a desnitrogenação do óleo ou de combustíveis, e a remoção de metais pesados. Os compostos nitrogenados, como os do enxofre, também são contaminantes do óleo e de combustíveis, e também podem contribuir para a formação de chuva ácida e poluição atmosférica. Nos processos de refino, os compostos nitrogenados, como as quinolinas, são os mais prejudiciais aos catalisadores utilizados nas etapas de HDS, e sua remoção representa uma grande vantagem, aumentando a vida útil e a eficiência dos catalisadores. Da mesma forma que com os compostos de enxofre, certos micro-organismos podem remover o nitrogênio das moléculas do óleo ou combustíveis, sem degradar sua estrutura orgânica, mantendo seu valor energético inalterado (LE BORGNE e QUINTERO, 2003).

A grande limitação, por ora, do uso dos micro-organismos que agem como biocatalisadores dos processos de BDS no óleo ou combustíveis é que eles têm seu desempenho comprometido pelo acúmulo dos compostos de HBP, oriundos desses mesmos processos. Isso foi confirmado em experimentos com a linhagem do micro-organismo *Rhodococcus erythropolis* IGTS8, um dos que realizam a BDS, ao serem medidas as concentrações de HBP que reduzem em 50% a atividade enzimática de BDS desses micro-organismos (ABIN-FUENTES et al., 2013).

4.3.8 Emulsificação e Desemulsificação

O transporte de petróleo viscoso através de dutos está encontrando soluções na aplicação de técnicas que utilizam surfatantes (AL-ROOMI et al., 2004). Adicionados ao petróleo e água, eles formam emulsões de baixa viscosidade, que podem ser transportadas muito mais facilmente. Novas técnicas permitem determinar a produção de biossurfatantes por diversos micro-organismos (YOUSSEF et al., 2004), e assim escolher micro-organismos indicados para produzir biossurfatantes ou bio-emulsificadores específicos (ROSENBERG e RON, 1997).

A valorização da produção do petróleo através de sua desemulsificação com misturas de micro-organismos também demonstrou ser uma técnica viável (NADARAJAH, SINGH, WARD, 2002).

4.3.9 Gaseificação de Óleo *in situ*

O potencial da técnica de biogaseificação de óleo e outros recursos energéticos foi vislumbrado pelos autores de um pedido de registro de patente, envolvendo a conversão de óleo pesado e betume, através da oxidação química mediada por micro-organismos nativos estimulados, ou pela inoculação de micro-organismos metanogênicos nos reservatórios (FEDORAK et al., 2008). Essa seria uma forma de transformar grandes quantidades de recursos de óleo pesado e areias betuminosas, em hidrocarbonetos gasosos, que podem ser facilmente produzidos, enquanto esses recursos originalmente nos reservatórios, geralmente são de difícil recuperação.

A dificuldade de conseguir tal transformação através de processos realizados por micro-organismos reside no fato que essa conversão é geralmente realizada por *archaea* (não bactérias), micro-organismos metanogênicos que são muito exigentes em relação às condições de crescimento, nutrientes necessários, e presença de colônias simbióticas. Eles apenas convertem em metano aqueles compostos orgânicos de um ou dois carbonos, portanto exigem a presença sintrófica (não apenas simbiótica) de outros micro-organismos, como bactérias, para realizar o

processo completo de transformação de hidrocarbonetos maiores em metano. Essa relação sintrófica pressupõe duas colônias diferentes que se alimentam reciprocamente com os subprodutos que cada uma gera por sua atividade metabólica. Apesar de ser uma coexistência elegante, naturalmente a exigência de manter dois ou mais tipos de colônias em atividade de alto desempenho, gerando compostos necessários nas concentrações adequadas para alimentar a população recíproca, e consumindo compostos tóxicos para a população recíproca, representa um grande desafio.

A proposta de FEDORAK et al. (2008), para agilizar o processo de transformação das moléculas de óleo pesado, emprega agentes oxidantes que quebrariam as moléculas maiores do óleo em fragmentos menores, que poderiam ser biotransformados pelos micro-organismos metanogênicos. Também está prevista a adição de nutrientes apropriados, e até mesmo a inoculação com os micro-organismos adequados, dentro do reservatório, para assegurar uma composição adequada de colônias sintróficas e nutrientes que por acaso não estejam naturalmente disponíveis no reservatório.

Outro aspecto interessante da técnica de gaseificação de óleo *in situ*, se refere à presença de BRS, que normalmente são indesejáveis. Mas elas são também eficazes estimuladoras da produção de metano, quando ocorrem como populações sintróficas para as *archaea* metanogênicas, caso não haja elevadas concentrações de sulfato. Ao contrário das *archaea*, as BRS são bactérias, e podem transformar moléculas bem maiores e com mais carbonos na sua composição (SUFLITA et al., 2004).

Já em 2008, GIEG, DUNCAN e SUFLITA conseguiram obter uma produção de metano a partir da inoculação de um consórcio microbiano sintrófico, em um reservatório exaurido, mas com óleo residual. Eles também demonstraram que o metano produzido foi preferencialmente oriundo da biotransformação dos alcanos, e que as complexas associações microbianas necessárias para a produção do metano podem ser estabelecidas com a inoculação e adição de nutrientes. Para a inoculação, foi utilizado um consórcio composto por BRS sintróficas, bactérias fermentativas, e *archaea* metanogênicas acetilclásticas e hidrogenotróficas. Adicionalmente, seus resultados apontam para uma produção de aproximadamente 1-4 μmol de metano por grama de óleo residual no reservatório, o que implicaria em

um potencial de produção adicional de metano, a partir de reservatórios depletados, somente nos EUA, de 1-5 Tcf por ano, ou algo como 30-150 bilhões de m³ por ano.

Mais recentemente, um estudo realizado em um campo petrolífero exaurido demonstrou que os micro-organismos autóctones, presentes na água do reservatório desse campo, também têm capacidade de gaseificar o óleo remanescente. Algumas linhagens dos micro-organismos identificados se mostraram boas produtoras, gerando camadas de gás nos espaços superiores desses reservatórios, em um período relativamente curto (foram feitas observações de 4 a 14 meses após o tratamento). O gás metano produzido seria teoricamente facilmente produzido com a mesma infraestrutura de produção já instalada (poços e dutos), o que tornaria a produção desses hidrocarbonetos viável, mesmo não envolvendo a inoculação como forma de melhorar o desempenho da produção de metano. As conclusões dos autores sugerem que a introdução apenas de nutrientes poderia ser uma nova técnica de MEOR para a gaseificação de óleo *in situ*, com interessante potencial econômico (KOBAYASHI et al., 2012).

Dessa forma, apesar dos estudos sobre a gaseificação de óleo *in situ* estarem ainda em fase de descoberta de novas capacidades, processos e técnicas operacionais, está claro que a geração de gás a partir da gaseificação de óleo *in situ* representa uma forma de recuperar quantidades adicionais significativas de hidrocarbonetos de campos onde isso já não é possível com as técnicas convencionais, e com aplicação em campos maduros assim como em recursos não convencionais.

4.3.10 Gaseificação de Carvão *in situ*

Além da produção direta do gás metano contido nas ocorrências de depósitos de carvão (gás metano de carvão, ou *coal bed methane*), o metano pode ser obtido a partir da gaseificação induzida dessas rochas. A principal forma de realizar esse processo é o uso de calor, vapor d'água, pressão, e oxigênio (ar), para (parcialmente) transformar o carvão em metano (IGCC – *Integrated Gaseification Combined Cycle*, ou gaseificação integrada em ciclo combinado). A queima controlada, induzida ou complementada pela injeção de gases, também é

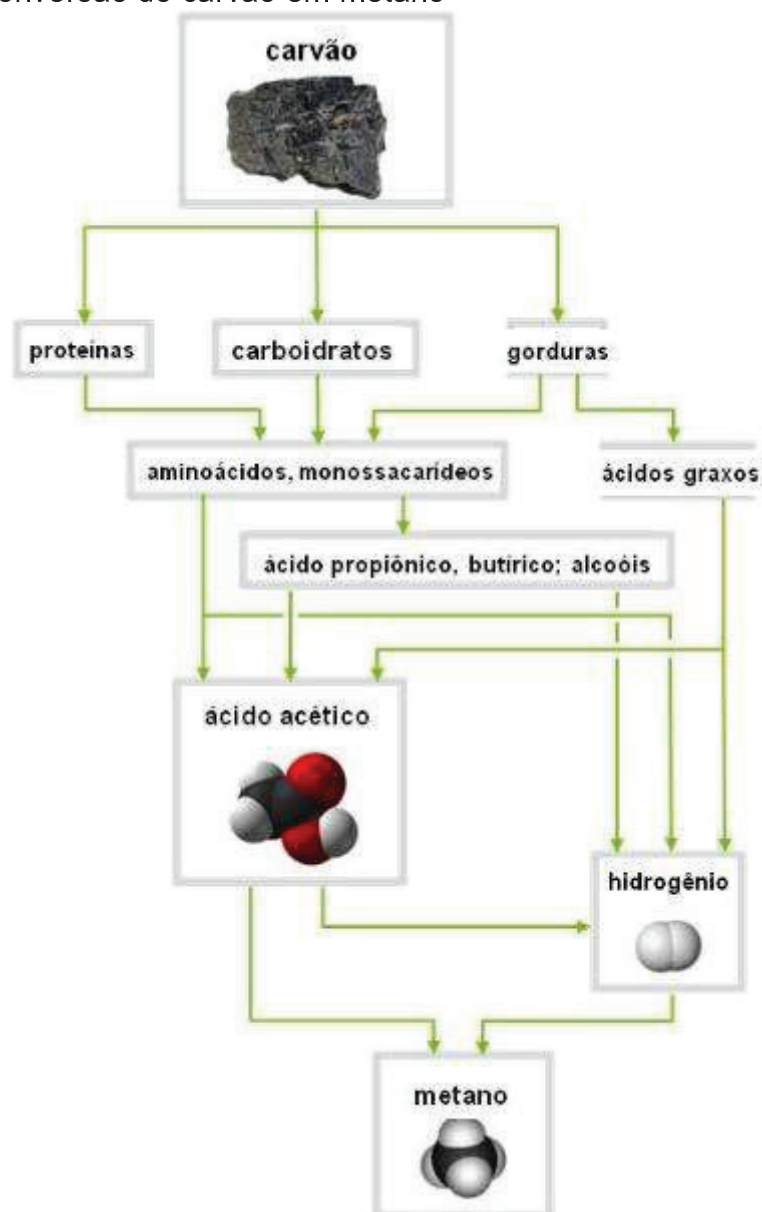
empregada para realizar a gaseificação do carvão *in situ*, nas jazidas, ou *ex situ*, em plantas de gaseificação. Na Índia, carvão de qualidade semelhante à do carvão brasileiro é transformado em gás em plantas piloto, mas de grande porte. O resultado é a produção de uma mistura sintética de gases, que pode conter metano, outros hidrocarbonetos, monóxido de carbono (CO), hidrogênio, CO₂, e pequenas quantidades de outros gases (ZANCAN 2007). A ideia é aproveitar recursos fósseis cuja mineração é técnica ou economicamente inviável, e transformar esses recursos em outro recurso valioso e mais facilmente produzido, transportado e utilizado.

Apesar de estarem ainda menos desenvolvidas do que as técnicas de gaseificação microbiana de óleo, as técnicas de gaseificação de recursos energéticos compostos por depósitos de carvão também estão sendo pesquisadas (NETL, 2008). Dado o enorme volume de recursos conhecidos de carvão, inclusive aqueles que não se prestam para exploração por meios economicamente viáveis, por se tratarem de recursos profundos, em camadas menos espessas, ou devido a inúmeros outros fatores, o potencial de qualquer técnica que possa liberar pelo menos parte desse valor energético na forma de um recurso energético mais facilmente produzido, como o metano, é vista com muito interesse.

A bioconversão de carvão em metano está baseada em processos microbianos anaeróbicos, que envolvem complexas combinações de diferentes populações microbianas, cada uma realizando processos que degradam os compostos orgânicos relativamente recalcitrantes do carvão, em moléculas cada vez mais simples, até que seja obtido o ácido acético. A conversão final, mais conhecida, se dá pela bioconversão de moléculas de ácido acético diretamente em metano. Outros compostos intermediários produzidos nesses processos, tais como ácidos graxos mais simples, ácidos orgânicos, e álcoois, também ajudam a melhorar o desempenho energético dessas técnicas, pois podem ser transformados por processos microbianos simples, resultando na produção de hidrogênio, que aumenta o valor energético dos produtos finais (MITCHELL ENERGY, 2013). Uma ilustração dos diferentes processos de degradação e transformação envolvidos na bioconversão de carvão em metano pode ser vista na Figura 34, onde o ácido acético é mostrado em destaque, por ser o mais importante produto intermediário – aliás, o penúltimo, após o qual os processos envolvidos ocorrem mais facilmente por rotas convencionais de transformação em metano. Diversas rotas de transformação bioquímicas podem ocorrer, dependendo dos micro-organismos presentes, suas

particularidades metabólicas, as interações entre diferentes populações, e as condições ambientais em que ocorrem os processos.

Figura 34 – Ilustração esquemática dos processos de degradação envolvidos na bioconversão do carvão em metano



Nota: Destaque para o ácido acético, principal produto intermediário em todas as rotas biológicas.
 Fonte: Adaptado de MITCHELL ENERGY, 2013.

Vários projetos de gaseificação de carvão in situ por rotas térmicas e químicas têm sido propostos, e muitos estão em avançado estágio de produção piloto e até comercial (KELLEHER, 2006; AFC, 2012).

Processos de bioconversão de carvão em metano também ocorrem naturalmente, e são responsáveis por alguma parte dos recursos de gás natural

produzidos de acumulações de carvão (gás metano de carvão, ou *coal bed methane* - CBM). Muitos fatores afetam o ritmo dos processos naturais de bioconversão do carvão em metano, tais como o teor de umidade, temperatura, presença de compostos inibidores ou nutrientes, tipo de carvão e formação geológica onde ele ocorre, etc. (JACKSON KELLY PLLC, 2009). Mas mesmo nas condições de campo mais favoráveis, os processos naturais de biotransformação do carvão em gás ocorrem muito lentamente (até milhares de anos para realizar a bioconversão de parte significativa do carvão de um depósito). A chave para que essas técnicas sejam viáveis é utilizar micro-organismos mais eficazes na biotransformação da primeira fase do processo (quebra inicial da matriz sólida do carvão), geralmente tida como a mais difícil e lenta. Daí o interesse em técnicas de seleção de micro-organismos, e até de técnicas de modificação genética, para obter um desempenho superior ao encontrado na natureza.

Pelo lado de investidores em novas tecnologias, está claro o interesse pelas técnicas de gaseificação de carvão *in situ* como fonte de grandes negócios no futuro. Craig Venter, o bioquímico e empreendedor que transformou o sequenciamento genético de humanos em uma realidade, e a BP, gigante da indústria do petróleo, se juntaram para desenvolver uma tecnologia de gaseificação subterrânea de carvão (UCG – *Underground Coal Gaseification*) com base em micro-organismos especialmente selecionados para realizar essa transformação (MORRISON, 2009). O apelo também está relacionado à possibilidade de extrair o valor energético de acumulações de carvão, sem necessidade de realizar atividades de mineração.

As possíveis vantagens da bioconversão de recursos energéticos sólidos, de difícil aproveitamento, em recursos energéticos gasosos, mesmo que apenas uma pequena parte possa ter viabilidade técnica e comercial, já permitiu imaginar a enorme transformação, em nível mundial, que essas técnicas poderiam trazer ao mundo da energia. Considerando que os recursos de carvão estão distribuídos de forma muito diferente do que os de petróleo e mesmo os de gás, tal possibilidade de produção de gás poderia implicar em significativas mudanças de posicionamento estratégico para muitos países.

A China é detentora de grandes reservas de carvão, porém boa parte delas é de difícil extração e aproveitamento, além do carvão produzido e consumido no país ser uma preocupante fonte de emissões de CO₂. Se o país conseguir transformar uma parte de seus recursos de carvão em gás, poderá ganhar importantes

vantagens estratégicas em relação ao suprimento energético de fontes domésticas e menos poluentes (BULLIS, 2012).

Nos EUA, proponentes de iniciativas envolvendo a gaseificação de carvão *in situ* estimam que uma conversão de apenas 0,01% dos recursos de carvão no país seria suficiente para atender toda a demanda anual de gás natural (metano) no país (JACKSON KELLY PLLC, 2009). Os EUA têm um nicho de sua indústria de gás especificamente focado na produção de CBM, e atualmente há muitos poços e sistemas de produção e distribuição instalados em regiões onde essas acumulações de carvão são explotadas para produzir CBM. Só na Bacia de Powder River, no estado de Wyoming, há mais 30 mil poços de extração de CBM, muitos exauridos, e a indústria de gás nos EUA está cada vez mais focada na produção desse recurso energético. Dessa forma, as técnicas de gaseificação do carvão *in situ* poderiam estender a vida útil dessas instalações, e até mesmo produzir muito mais gás metano do que foi produzido pela extração do CBM, que representa apenas uma pequena fração do que poderia ser produzido pela conversão de uma parte do carvão (JACKSON KELLY PLLC, 2009).

4.3.11 Bioconversão de CO₂ em Metano

Também há outra técnica de bioconversão, que transforma o dióxido de carbono (CO₂) em metano, utilizando micro-organismos anaeróbios. Estas técnicas de bioconversão estão ainda mais incipientes, e há diversos fatores que desafiam sua viabilidade. As dificuldades técnicas se referem à dificuldade de encontrar linhagens microbianas de alto desempenho, em condições de campo; as dificuldades geológicas se referem à dificuldade de encontrar grandes volumes e concentrações naturais de CO₂, para que estas técnicas encontrem suficiente insumo, e a bioconversão possa produzir volumes de metano significativos e economicamente atrativos.

Ainda assim, os estudos e pesquisas realizadas até o momento já deixaram claro o potencial destas técnicas, pois resultados experimentais atingiram uma conversão do CO₂ *in situ* (em laboratório) entre 49% e 88%, e pureza do metano de 70% (ALIMAHMOODI e MULLIGAN, 2008).

FOUILLAC e colaboradores (2013) apresentaram as iniciativas do Bureau de Recherches Géologiques et Minières da França (BRGM) para o desenvolvimento de projetos de aproveitamento de acumulações de CO₂ em reservatórios profundos e aquíferos. Dada a existência de diversos locais na França onde ocorrem tais acumulações, o BRGM apoiou estudos sobre a bioconversão de CO₂ em metano, utilizando técnicas de estimulação da atividade microbiana *in situ*. A abordagem para assegurar viabilidade desses projetos e técnicas inclui a escolha de acumulações de CO₂ que apresentem condições favoráveis para a atividade microbiana desejada, assim como a escolha dos micro-organismos mais adequados. Eles também investigam duas rotas bioquímicas das reações de produção de metano, visando escolher qual delas é mais apropriada em determinadas condições. Ambas envolvem complexos processos mediados por diferentes populações microbianas. Uma rota é representada por micro-organismos degradadores de compostos orgânicos, eventualmente produzindo ácido acético, que então é convertido em metano por micro-organismos acetoclásticos; outra rota envolve os micro-organismos autotróficos que convertem o CO₂ e hidrogênio diretamente em metano. No contexto de focar acumulações de CO₂ oriundas de projetos de sequestro de carbono, que injetaram CO₂ diretamente em sorvedouros ou reservatórios, parece mais promissor o uso de micro-organismos autotróficos, pois nesses ambientes não haverá matéria orgânica complexa para permitir ou favorecer o desenvolvimento da primeira rota, que depende da degradação desses compostos.

Parte do apelo destas técnicas se deve ao interesse por tecnologias que possam reduzir o impacto do CO₂ como gás de efeito estufa, pois sua conversão para um produto útil seria duplamente vantajosa.

Nesse sentido, há iniciativas para que essas técnicas ocorram em sorvedouros de CO₂ (CO₂ *sinks*), ou seja, em depósitos onde o CO₂ sequestrado é colocado (injetado) para que não volte à atmosfera, geralmente depósitos subterrâneos. Entre esse tipo de local, estão os depósitos de carvão não recuperáveis, e outras formações rochosas subterrâneas, onde as condições são anaeróbicas. Os projetos que visam realizar a conversão de CO₂ nesses ambientes geralmente buscam se beneficiar das condições já propícias a esses processos, como as dos depósitos de carvão, onde esses processos ocorrem naturalmente, apesar de lentamente. Para atingir um desempenho tecnicamente eficaz e economicamente viável, se sabe há anos que as técnicas precisarão envolver a

adição de micro-organismos selecionados (mais eficazes) e nutrientes, para favorecer o processo de bioconversão (SCOTT, 2002).

Também buscando aproveitar o potencial das técnicas de bioconversão do CO₂ encontrado em jazidas de carvão, o National Energy Technology Laboratory, do US DOE, vem promovendo estudos para melhorar o desempenho dos processos e reações bioquímicas que ocorrem nessa conversão. Os objetivos incluem melhores formas de captura e sequestro do CO₂, pela preocupação com os gases de efeito estufa, assim como o uso de catalisadores que poderiam acelerar os processos microbiológicos de conversão do CO₂ (NETL, 2013a).

4.3.12 Dissociação Microbiana de Hidratos de Gás

Dado o volume estimado das acumulações de hidratos de gás, inclusive no Brasil (CLENELL, 2000), é imprescindível estudar estes recursos como possíveis fontes de metano, mesmo se as técnicas para seu aproveitamento estão distantes.

A busca por mecanismos para impedir a formação, e destruir as acumulações já formadas (dissociação), de hidratos de metano (comumente chamados de hidratos de gás) surgiu originalmente, na indústria do petróleo, como parte dos esforços voltados para o controle dos problemas operacionais associados aos hidratos de gás, na produção de óleo e gás de certos campos, sob certas condições de pressão e temperatura. Ainda hoje, os hidratos de gás são vistos mais comumente como fonte de problemas operacionais e riscos geológicos, do que como fonte de possíveis recursos energéticos (JONES, DOURADO, CHAVES, 2009).

A dissociação microbiana de hidratos de gás é uma ideia acalentada pelo autor a partir 2008, em discussões com o Prof. José Diamantino Dourado e com o Dr. K. G. Osadetz, do Geological Survey of Canada, sobre os recursos de hidratos de gás no mundo, e com base nos estudos desenvolvidos por diversos pesquisadores e centros de pesquisa, sobre esses recursos energéticos. A partir de 2009, essa ideia foi mais estruturada, e foi proposta pelo autor em diversos fóruns e trabalhos apresentados, no Brasil (JONES, DOURADO, CHAVES, 2009) e no exterior (JONES, 2009b; DOURADO, CHAVES, JONES, 2010). A motivação para

propor possíveis formas de aproveitamento desses recursos energéticos é o próprio volume desses recursos energéticos, comparado com a disponibilidade dos demais recursos energéticos mundiais. Fisk, Collett e Clough (2004) estimaram que as acumulações de metano em hidratos de gás no mundo correspondem a um valor energético maior do que o do conjunto de todas as outras formas de recursos energéticos fósseis, como óleo, gás, carvão, e turfa, incluindo os recursos petrolíferos não convencionais.

Em geral, as iniciativas mais bem sucedidas até o momento, na produção desses recursos energéticos, ainda dependem de técnicas pouco testadas, utilizadas por curtos períodos, e dependentes de métodos produtivos baseados na descompressão e no aquecimento dos sedimentos, além de terem que enfrentar cuidados para não incorrer em riscos ambientais e de segurança, alguns com consequências catastróficas (JONES, DOURADO, CHAVES, 2009). Os resultados mais recentes são de experiências no Japão, pela Japan Oil, Gas, and Metals National Corporation (Jogmec), próximo à fossa marinha de Nankai, onde foram produzidos 20 mil m³/d de gás metano durante seis dias (NETL, 2013c), e no Alasca, no teste de hidratos de gás de Iñik Sikumi, pelo consórcio ConocoPhillips-Jogmec-DOE (NETL, 2013b).

As técnicas de MEOR para a dissociação de hidratos de gás propostas pelo autor se baseiam na produção microbiana *in situ* de metanol e compostos análogos, para dissociar o metano contido nos hidratos. O metanol é um forte agente de dissociação dos hidratos, e inclusive, as mais longas e bem sucedidas experiências na produção de metano a partir de hidratos de gás, na Sibéria Oriental, Rússia, foram realizadas através da injeção de metanol. Apesar das informações serem escassas, esse histórico de produção se estende por mais de 15 anos (TANAHASHI, 2007).

Diversos processos microbiológicos foram concebidos pelo autor, como possíveis formas de realizar a liberação do metano dos hidratos de gás, com base nas pesquisas realizadas por outros pesquisadores. Há muito tempo se sabe que o micro-organismo *Methylococcus capsulatus* Bath pode ser cultivado com um gene que codifica a mono-oxigenase de metano solúvel (sMMO) (BODROSSY, 1995). Sua atividade metanotrófica e tolerante a elevadas temperaturas (HAKEMIAN e ROSENZWEIG, 2007) poderia resultar na desestabilização dos hidratos, uma vez iniciado seu processo metabólico nessas formações.

O mesmo potencial pode ser imaginado para o micro-organismo *Methylosinus trichosporium* (MURRELL, 1994), assim como para as comunidades bacterianas dominantes (*Planctomycetes* e *Chloroflexi*) encontradas junto aos sedimentos de hidratos de gás (INAGAKI et al., 2006). Esses possíveis mecanismos de desestabilização permitem que novas técnicas de MEOR sejam concebidas, para a produção de metano a partir de hidratos de gás.

A introdução de CO₂ junto aos hidratos de gás promove a troca gasosa com o metano na estrutura dos hidratos, e a formação de hidratos de CO₂ estáveis, pois o balanço energético favorece essa troca. Isso sugere a possibilidade da utilização de CO₂ para sequestro geológico de gases de efeito estufa, assim como para a produção simultânea de metano. Como técnica de MEOR para a produção de metano a partir de hidratos de gás, é possível imaginar que micro-organismos produtores de CO₂ poderiam precipitar esse processo microbiologicamente. Uma vez iniciada a produção de metano, a descompressão natural poderia ser suficiente para manter a produção controlada de metano pela descompressão da formação dos hidratos de gás.

White (2008), através do programa de pesquisa em hidratos de gás (The National Methane Hydrates R&D Program), do National Energy Technology Lab (NETL), do Departamento de Energia dos EUA, realizou um estudo para avaliar processos de produção de hidratos de gás. Foram estudados processos como a modificação da saturação de fases gasosas, dissociação dos hidratos, e processos microbianos. Foi constatado que certos micro-organismos produzem compostos (proteínas) anti-congelantes (AFPs – *antifreeze proteins*), que podem retardar o “efeito de memória”, que causa uma rápida recristalização dos hidratos, após sua dissolução forçada. Um desses micro-organismos é *Chryseobacterium* sp. C14 (HUVA, 2008).

A capacidade desses micro-organismos de impedir a formação de hidratos sugere uma possível forma de utilizar técnicas de MEOR para desestabilizar os hidratos de gás, e assim produzir metano. Esses autores sugerem, inclusive, que a produção de metanol a partir do metano é uma tecnologia relativamente madura e bem dominada tecnicamente, já que micro-organismos metanotróficos que produzem metanol foram isolados e cultivados com sucesso. A conversão biocatalítica de metano em metanol oferece a possibilidade de alta eficiência térmica e alto rendimento, em um processo simples, onde o metanol é o único produto.

4.3.13 Bioacidificação

Em muitos campos petrolíferos, os reservatórios apresentam permeabilidade variável ou relativamente baixa; especialmente se o óleo for do tipo pesado, com elevada viscosidade, o escoamento fica ainda mais prejudicado. A combinação de uma baixa permeabilidade e de um óleo pesado resulta numa grande dificuldade de produção.

A bioacidificação busca replicar o sucesso da acidificação química, porém empregando processos biológicos, ou seja, ácidos produzidos por micro-organismos. A bioacidificação busca alterar as propriedades da rocha reservatório, para melhorar a produção de óleo. Essa técnica é ainda pouco estudada e difundida, mas apresenta interessantes atrativos conceituais que sugerem seu potencial como técnica possivelmente eficaz, pois a acidificação química já é empregada com sucesso, e, conceitualmente, o efeito operacional não precisaria ser muito intenso para que possa ser eficaz.

Lazar, Petrisol e Yen (2007) relatam que desde 1947, processos que envolviam a produção microbiana de ácidos, gases e solventes já eram objeto de patentes, visando a dissolução de carbonatos, assim como outros efeitos colaterais benéficos, devido à produção de gases, solventes e biossurfatantes. Mas durante muitos anos a maioria dos estudos sobre a bioacidificação ficou restrita aos países do leste europeu, e essa técnica não recebeu uma atenção mais generalizada.

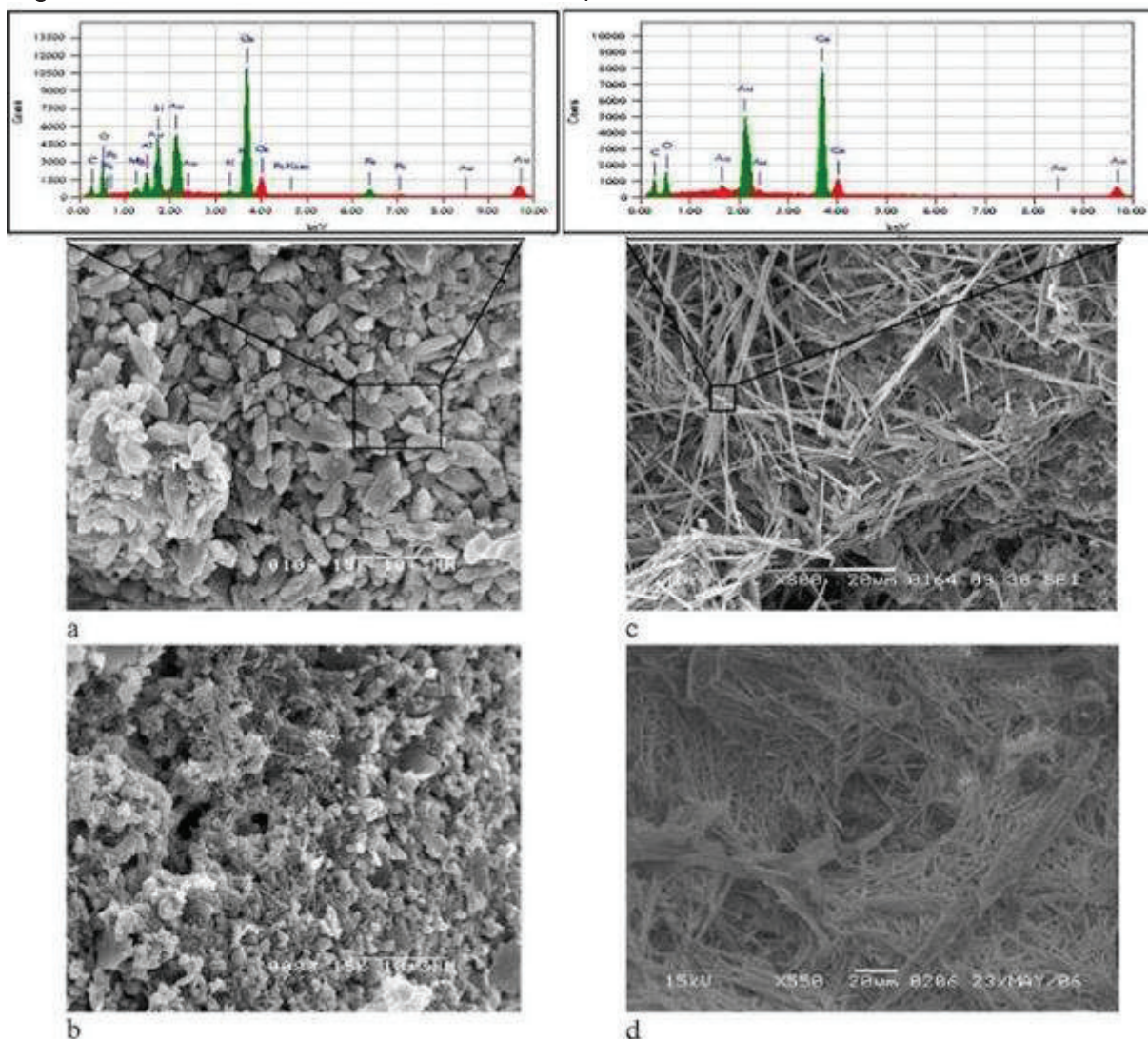
Muitas técnicas de MEOR buscam alterar diretamente alguma propriedade do óleo para facilitar sua produção. Outras técnicas de MEOR buscam alterar outros fatores que influenciam a produção do óleo. Diferentemente do objetivo das demais técnicas de MEOR, a bioacidificação não busca agir sobre o óleo *in situ*, como no caso da solubilização por produção de biossurfatantes ou degradação seletiva de frações pesadas; ou sobre outras comunidades microbianas, como no caso da exclusão biocompetitiva de BRS; ou mesmo sobre os caminhos preferenciais existentes na rocha reservatório, como no caso da MFD, realizada por produção de bioflocos ou biopolímeros. A bioacidificação é a única técnica de MEOR que busca alterar as propriedades da rocha reservatório, para melhorar a produção de óleo.

Outro fator conceitual que motiva o estudo da bioacidificação como técnica de MEOR potencialmente eficaz é que 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.

O tipo de cristais dos minerais carbonáticos das rochas reservatório está relacionado ao paleoambiente à época de sua formação, e sua estrutura pode variar de cristais com baixa razão entre suas dimensões nos três eixos, até cristais com forma de agulhas, onde uma das dimensões é muito superior às demais (Figura 35). No caso de cristais pontiagudos de minerais carbonáticos, esse formato pode impedir o fluxo de gotículas de óleo através de poros, mesmo representando um volume relativamente pequeno.

Figura 35 – Diferentes estruturas microscópicas de cristais de rochas carbonáticas



Legenda: Mineral carbonático com estrutura cristalina granular, formado em condições calmas e em concentrações normais de minerais (a); e mineral carbonático com estrutura cristalina filamentososa (agulhas), formado a partir de solução saturada (c). Em condições úmidas, o mineral granular tem seus cristais quebrados e corroídos (b); o mineral filamentososo se recristaliza com a mesma estrutura (d).

Nota: Imagens captadas por microscópio eletrônico de varredura. As estruturas cristalinas na região do retângulo mostrado em cada fotografia tiveram sua respectiva análise elementar (gráfico acima de cada fotografia), realizada com um *microprobe* focado, mostrando composição elementar semelhante, apesar da diferente estrutura cristalina. Legibilidade conforme a fonte.

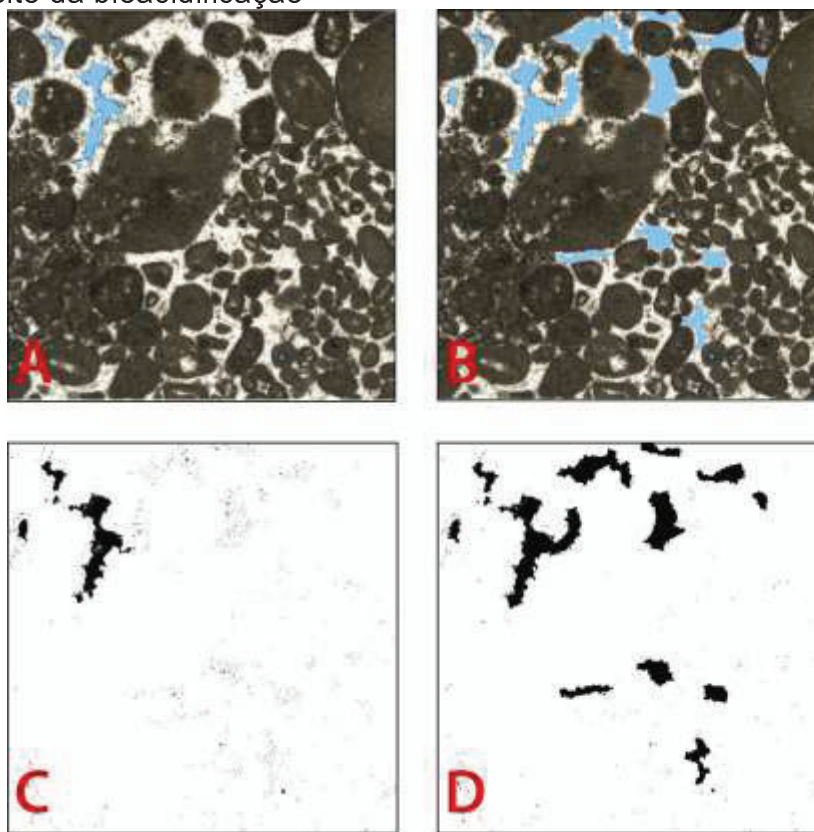
Fonte: Adaptado de KUZNETSOVA e KHOKHLOVA, 2012.

A bioacidificação em rochas calcárias da Dinamarca foi comprovada em experimentos com duas linhagens de *Clostridia tyrobutiricum*, um micro-organismo conhecido por sua produção de ácidos orgânicos e CO₂, através de processos fermentativos. Esses produtos resultaram na significativa dissolução da rocha em apenas 14 dias de ensaios. O mecanismo mais provável foi a produção primária de ácidos, a geração de CO₂ devido à reação dos ácidos com a rocha, e a consequente

geração adicional de ácido carbônico devido à concentração de CO₂ (RUDYK et al., 2007). Um importante resultado foi comprovar que esses micro-organismos estavam adaptados às condições do reservatório (53°C, 80 bar, e elevada salinidade), e ainda realizavam os efeitos desejados. A produção de óleo aumentou em seis vezes, de 50 para 300 ton/mês (JORGENSEN et al., 2007). Mas essas rochas calcárias da formação Zechstein, formada por calcita pura e porosa (giz), são especialmente suscetíveis à ação de ácidos, e na literatura há poucos relatos de outras experiências semelhantes, tão bem sucedidas, com a técnica de bioacidificação, apesar de que o mecanismo tem sido confirmado, teoricamente (QURESHI et al., 2004; SAUER et al., 2008), e em alguns experimentos em que indícios da bio-solução através da bioacidificação foram comprovados (TANNER et al., 1993; MOKHATAB e GIANGIACOMO, 2006).

Para cristais pontiagudos, há uma maior relação de área de superfície em relação ao seu volume, expondo maior superfície à ação de ácidos introduzidos ou produzidos. É esse conceito que sugere a possibilidade que até ácidos fracos, produzidos por micro-organismos, dado suficiente tempo de atuação, possam reduzir significativamente seu comprimento, desimpedindo o fluxo do óleo através da rocha. O possível efeito de uma bioacidificação é ilustrado na Figura 36, onde uma imagem da arquitetura de poros de uma rocha real (A), foi modelada para representar (B) como poderia ter sido antes que ocorressem modificações diagenéticas que reduziram o volume de poros devido a dois tipos de cimentação, maciça e apenas nas bordas das superfícies da rocha. O aumento do volume dos poros foi representado na sequência de C para D. Apesar de que no trabalho original os autores apresentaram apenas uma modelagem computacional para realizar o processo de “diagenetic backstripping”, essas imagens ilustram o resultado hipotético que se poderia esperar através do efeito da bioacidificação: uma redução da cimentação (de A para B), ampliando os poros (de C para D), assim facilitando a passagem do óleo.

Figura 36 – Exemplo do resultado hipotético que se poderia esperar através do efeito da bioacidificação



Nota: Os efeitos esperados poderiam ser uma redução da cimentação (de A para B), ou a ampliação dos poros (de C para D), assim facilitando a passagem do óleo. No trabalho original, estas imagens representam uma modelagem computacional de uma imagem real (A), através da qual uma imagem artificial (B) é obtida, ilustrando uma condição existente antes de modificações diagenéticas que reduziram a porosidade, num processo denominado “diagenetic backstripping”.

Fonte: WOOD et al., 2013.

4.4 Compilação Própria de Estudos sobre Técnicas de MEOR

Hoje, vários centros acadêmicos de pesquisa se dedicaram a estudos sobre MEOR. Diversas outras entidades sem dúvida estão envolvidas em pesquisas semelhantes, ainda não divulgadas. Os trabalhos e estudos que vêm sendo realizados confidencialmente podem estar escondendo um grande número de pesquisas e dados sobre MEOR, mas o verdadeiro alcance e potencial comercial de MEOR também já começa a ser percebido. Muitas empresas se dedicam a fornecer serviços e produtos para aplicações de MEOR, ou têm divisões para atuar nesse nicho de mercado. Uma lista de algumas das empresas e instituições de

biotecnologia aplicada com atividades na área de MEOR foi compilada, e está no Apêndice A.

Considerando o grande número e variedade de experiências com técnicas de MEOR relatadas nesses compêndios, e buscando seguir uma abordagem própria, também foi elaborada uma planilha (Tabela 4) relacionando e descrevendo várias das técnicas de MEOR descritas na literatura, os respectivos problemas que cada uma busca solucionar, os processos envolvidos, os resultados obtidos, e as condições de aplicação. A forma de organização dessa planilha não tem sido encontrada na literatura, e permite uma análise das técnicas, visando relacionar os resultados positivos obtidos, com determinadas condições de campo. Essa planilha foi utilizada como base para sugerir técnicas de MEOR consideradas como tendo maior potencial de aplicação.

Tabela 4 – Relação e descrição das principais técnicas de MEOR descritas na literatura (continua)

Técnica	Problema enfocado	Descrição da Técnica	Efeito da Técnica	Condições para Aplicação	Estado da Arte
Biorremediação de áreas contaminadas com HCs	Recuperação de áreas contaminadas com HCs, mitigação dos efeitos da poluição em instalações de produção.	Aplicação de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que biodegradam HCs mais eficientemente que microrganismos <i>in situ</i> , de ocorrência natural.	Bioaumentação - a biodegradação acelerada de HCs perigosos ou nocivos, através da introdução de microrganismos.	Áreas contaminadas com HCs e poluição por HCs, que dificultam a obtenção da LO ou descomissionamento por parte das operadoras, e a aceleração de projetos de produção por quaisquer partes interessadas (stakeholders).	Bastante madura e relativamente comum. Tida principalmente como técnica ambiental de mitigação ou recuperação de passivos ambientais.
Tratamento biológico de efluentes da indústria do petróleo, como água produzida e outros	Falta de água de reuso para operar instalações, ou dificuldade para cumprir exigências ambientais em áreas sensíveis.	Aplicação de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que biodegradam HCs mais eficientemente que microrganismos <i>in situ</i> , de ocorrência natural.	Bioaumentação - a biodegradação acelerada de HCs perigosos ou nocivos, através da introdução de microrganismos.	Água produzida cujo tratamento seja uma exigência ambiental para a produção de óleo, ou produção de água produzida cujo descarte sem tratamento não seja permitido, ou cujo tratamento viabilize um fornecimento de água para operar as instalações produtivas; c Dificuldade de obtenção da LO por conta do impacto da água produzida descartada.	Bastante madura e relativamente comum. Tida principalmente como técnica ambiental de mitigação de passivos ambientais.
Redirecionamento de varredura de água injetada (<i>Microbial Flow Diversion</i>)	Baixa eficácia de varredura da injeção de água, caminhos preferenciais.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que produzem polímeros e massa microbiana (biomassa).	Os polímeros e biolocos (aglomeração de microrganismos e biomassa) bloqueiam as aberturas dos poros e redirecionam a água injetada, de forma que a injeção de água possa ser mais eficaz.	Elevada produção ou proporção de água produzida, varredura de injeção de água ineficaz, existência de caminhos preferenciais.	Técnica relativamente madura. A Petrobras tem um projeto em escala relativamente grande, envolvendo mais de 20 poços onshore em uma bacia madura. Supostamente tido como exitoso.
Exclusão Biocompetitiva de BSRs	BSRs produzem H ₂ S e causam grandes danos às instalações.	Introdução de cepas ou misturas de cepas competitivas, especialmente bactérias nitrato redutoras, assim como nutrientes apropriados. Isto pode ser feito em combinação com tratamentos convencionais com biocidas, porém com dosagens muito mais baixas.	Cepas introduzidas competem melhor do que BSRs e inibem sua ação. Dosagens mais baixas de biocidas causam menores danos associados aos efeitos colaterais.	Problemas de biocorrosão observados em instalações de produção e equipamentos.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.
Produção microbiana de biosurfatantes <i>in situ</i>	Alta tensão superficial, dificuldade de fluxo, baixa produção de óleo.	Introdução de cepas ou misturas de cepas que produzem biosurfatantes <i>in situ</i> , assim como nutrientes apropriados.	Microrganismos introduzidos produzem biosurfatantes que reduzem a tensão superficial do óleo.	Reservatórios de baixa permeabilidade, porosidade composta de poros pequenos, óleo pesado.	Técnica madura, com diversas aplicações nos EUA, China, etc.
Solubilização de óleos pesados	Óleo pesado, viscoso, dificuldade de fluxo, baixa produção de óleo.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que produzem compostos miscíveis (CO ₂ , álcoois, frações leves, etc.).	Redução da viscosidade do óleo, facilitando sua produção.	Óleos pesados, baixa permeabilidade da rocha reservatório.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.
Transformação microbiana de moléculas superficiais de óleo pesado	Óleo pesado, viscoso, dificuldade de fluxo, baixa produção de óleo.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que convertem moléculas de HC na superfície das gotículas de óleo em frações de HCs mais leves.	As gotículas de óleo podem deslizar mais facilmente através dos poros da rocha, sem ter que converter todo o volume de óleo em frações mais leves.	Reservatórios de baixa permeabilidade, porosidade composta de poros pequenos, óleo pesado.	Técnica em estado de desenvolvimento teórico.
Transformação microbiana de parafinas	Deposição, entupimento e entupimento de tubulações de produção e equipamentos por parafina.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que convertem as parafinas do óleo em outras frações de HCs.	Menor deposição, entupimento e entupimento por parafina, durante a produção.	Óleos parafínicos, longas distâncias desde a cabeça do poço, ou fundo do poço, até as instalações de superfície.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.
Biodegradação seletiva de óleo pesado	Óleo pesado, viscoso, dificuldade de fluxo, baixa produção de óleo.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que convertem, preferencialmente, frações pesadas de óleo em frações mais leves, em escala apenas suficiente para facilitar o escoamento.	Redução da viscosidade do óleo, facilitando sua produção.	Óleos pesados, baixa permeabilidade da rocha reservatório.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.

Fonte: O autor.

(continuação) Tabela 4 – Relação e descrição das principais técnicas de MEOR descritas na literatura

Técnica	Problema enfocado	Descrição da Técnica	Efeito da Técnica	Condições para Aplicação	Estado da Arte
Desaerificação microbiana	HCs com elevado teor de enxofre	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que convertem compostos de enxofre do óleo <i>in situ</i> ou produzido, em compostos não reativos ou precipitados.	Conversão microbiana de compostos de enxofre em compostos estáveis, não reativos, ou precipitados, de maior valor.	Presença de elevados teores de enxofre nos HCs, <i>in situ</i> , nas instalações de produção, ou nas refinarias.	Técnica relativamente madura, em aplicações em refinarias (biodessaerificação).
Biorrefino ou biotransformação <i>in situ</i>	Principalmente o baixo valor do óleo com elevado teor de frações mais pesadas.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que convertem, preferencialmente, frações pesadas de óleo em frações mais leves, em escala volumétrica.	Redução das frações mais pesadas, aumento das frações mais leves, aumentando o valor do óleo produzido ou reduzindo o custo dessa transformação em processos subsequentes.	Óleos com elevados teores de frações mais pesadas.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos, mas sem escala volumétrica.
Emulsificação microbiana de óleo e água	Incrustação e entupimento associados à precipitação de frações de HCs.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que ajudam a emulsificar óleo e água.	Uma mistura emulsificada de óleo e água é mais fácil de ser transportada e menos suscetível à encrustação e ao entupimento.	Longas distâncias para o transporte de HCs com tendência à encrustação ou ao entupimento, <i>in situ</i> ou nas instalações de superfície.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.
Desemulsificação microbiana de óleo e água	Recuperação de frações de HCs de misturas emulsificadas de água e óleo.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que ajudam a des-emulsificar óleo e água.	A des-emulsificação separa as frações de HCs da água, de forma que possam ser recuperadas.	Recuperação do óleo de emulsões.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.
Gasificação microbiana de HCs	Óleo pesado difícil de produzir.	Introdução de cepas ou misturas de cepas que gasificam frações de óleo em metano e outros gases.	A gasificação resulta em HCs que podem ser produzidos mais facilmente, mesmo havendo uma perda líquida do conteúdo energético total.	Óleos pesados, baixa permeabilidade da rocha reservatório.	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.
Conversão microbiana de CO ₂ em HCs	Ausência de HCs produtíveis, excesso de CO ₂ .	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que convertem CO ₂ em metano e outros HCs (através de consumo energético significativo).	A conversão do CO ₂ sem valor, assim como de alguns HCs <i>in situ</i> , em HCs produtíveis e de valor econômico (especialmente metano), mesmo havendo uma perda líquida do conteúdo energético total.	Elevados teores de CO ₂ .	Técnica cujos princípios são relativamente bem compreendidos.
Marcaadores microbianos para HCs	Identificação e caracterização dos HCs em áreas selecionadas.	Introdução de microrganismos selecionados que reagem de forma específica à presença e ao tipo de HCs presentes, e que são mais tarde recolhidos em um ponto diferente, onde são analisados para observar reações indicadoras específicas.	Indicação da presença e tipo de HCs. Semelhante aos indicadores químicos da nanotecnologia.	No estágio de exploração ou produção, onde poucos injetores e produtores estão disponíveis.	Técnica em estado de desenvolvimento teórico.
Marcaadores microbianos para pressão, temperatura e outras condições <i>in situ</i>	Determinar a pressão, temperatura e outras condições <i>in situ</i> .	Introdução de microrganismos selecionados que reagem de forma específica à temperatura, pressão e presença de certos compostos (CO ₂ , H ₂ S, etc.), e que são mais tarde recolhidos em um ponto diferente, onde são analisados para observar reações indicadoras específicas.	Indicação da temperatura, pressão e outras condições <i>in situ</i> . Semelhante aos indicadores químicos da nanotecnologia.	No estágio de exploração ou produção, onde poucos injetores e produtores estão disponíveis.	Técnica em estado de desenvolvimento teórico.
Dissociação microbiana de hidratados de gás	Produção de gás natural a partir de acumulações de hidratados de gás.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que ajudam a dissociar ou desestabilizar hidratados.	Os microrganismos introduzidos diretamente catalizam a dissociação dos hidratados, ou produzem compostos (especialmente metano) que a realizam, resultando em metano e outros HCs produtíveis.	Presença de acumulações de hidratados de gás natural, especialmente acima de BSR (interface entre hidratado e gás livre).	Técnica hipotética, proposta pelo autor.
Acidificação microbiana de reservatórios carbonáticos.	Baixa permeabilidade de rochas reservatório, especialmente carbonáticas.	Introdução de cepas ou misturas de cepas, assim como nutrientes apropriados, que produzem CO ₂ e/ou ácidos orgânicos, ajudam a dissociar ou desestabilizar hidratados.	O CO ₂ e ácidos orgânicos ajudam a acidificar a água intersticial e promovem a dissolução da rocha carbonática (porosidade secundária), aumentando o tamanho dos poros e permeabilidade. O aumento da permeabilidade pode ser desproporcionalmente grande quando ocorre um pequeno aumento da porosidade em espaços restritivos dos poros. Adicionalmente, a solução de ácidos iônicos fracos mas persistentes, assim como do CO ₂ , também pode reduzir a viscosidade de óleos pesados, facilitando sua produção. Pode exigir períodos significativos de espera após a introdução de microrganismos, para permitir que ácidos fracos tenham tempo de agir e ter efeito sobre a rocha e o óleo.	Reservatórios carbonáticos com baixa permeabilidade ou óleo pesado.	Técnica hipotética, proposta pelo autor e outros.

Fonte: O autor.

4.5 Dificuldades

A história do desenvolvimento das técnicas de MEOR também inclui fracassos e experiências que retrasaram a difusão dessas técnicas. Os efeitos e funcionamento dos métodos que envolvem o uso de compostos químicos, inclusive aqueles produzidos por micro-organismos, têm sido mais dificilmente compreendidos. Polímeros de diversos tipos foram testados como formas de induzir modificações nas formações produtivas, visando facilitar a vazão da produção, mas alguns casos resultaram em danos à formação, entupimento, e outras dificuldades que inviabilizaram ainda mais os poços produtivos em questão (BAILEY e ATNIP, 2001). Ainda assim, a atração de MEOR superou os eventuais desencantos e riscos.

De fato, há grandes desafios a serem superados, para tornar as técnicas de MEOR mais fáceis de serem aplicadas, mais eficazes e mais eficientes. O potencial inicial vislumbrado para as técnicas de MEOR tem sido prejudicado, e ainda não foi plenamente atingido, devido a uma série de dificuldades inerentes aos processos biológicos em geral.

O limite superior de tolerância dos micro-organismos, e até de desenvolvimento ótimo em relação à temperatura do ambiente, tem aumentado muito, à medida que novas pesquisas apontam para linhagens, antes desconhecidas, de extremófilos que suportam e se desenvolvem em temperaturas elevadas (hipertermófilos). Ainda assim, a temperatura elevada de muitos dos reservatórios onde se desejaria empregar as técnicas de MEOR tem sido apresentada como um aspecto negativo dessas técnicas, pois temperaturas elevadas eram consideradas incompatíveis com o desenvolvimento de populações microbianas ativas, que pudessem ser estimuladas a desempenhar processos biológicos desejados. Hoje, essa limitação é, cada vez menos impeditiva, pois foram descobertos muitos micro-organismos que se desenvolvem bem em condições de reservatórios profundos e quentes, removendo um obstáculo que parece ter sido mais ideológico e baseado em observações empíricas limitadas, do que em estudos rigorosos de ambientes extremos. Dessa forma, a maioria dos reservatórios onde as técnicas de MEOR poderiam ser aplicadas não oferecem impedimentos de ordem térmica, para essas técnicas (ZHAO, 2005; JINFENG, 2005).

Outro grande desafio tem sido fazer com que as técnicas de MEOR exibam o desempenho típico das técnicas de EOR, baseadas em processos físicos, químicos, térmicos, etc., que são mais facilmente potencializados em quantidade, desempenho ou velocidade, apenas aumentando os insumos pertinentes à vontade, para obter os resultados desejados. Isso tornou esses processos mais rápidos, enquanto uma característica intrínseca dos micro-organismos é que eles apresentam limitações relacionadas à velocidade, desempenho e quantidade de seus processos biológicos. Eles tendem a somente produzir produtos metabólicos em quantidades relativamente pequenas, o que está associado à eficiência da natureza, que não desperdiça esforços para produzir mais desses produtos do que os micro-organismos necessitam. Os micro-organismos não respondem necessariamente ao objetivo humano de obter grandes quantidades de determinados produtos metabólicos úteis, para incrementar a produção de óleo, por exemplo. Eles estão programados geneticamente para responder apenas às suas próprias necessidades de sobrevivência e desenvolvimento, que envolvem a produção de produtos metabólicos suficientes para sua adaptação ambiental ideal.

Especificamente, os micro-organismos exibem um desempenho relativamente baixo em relação à produção dos metabólitos úteis nos processos que as técnicas de MEOR visam potencializar. Isto se deve a três principais fatores: inibição dos processos biológicos envolvidos, devido ao acúmulo desses produtos, que podem apresentar características tóxicas aos micro-organismos, quando estiverem presentes em concentrações relativamente altas, como desejariam os idealizadores das técnicas de MEOR; ao ritmo relativamente lento dos processos biológicos de produção desses metabólitos; e ao fato que a produção em grande escala está associada a uma grande população microbiana ativa, o que exige um tempo relativamente longo para que essa população atinja esse nível, se é que as condições ambientais permitem que esse nível seja atingido (SEN, 2008).

No entanto, há cepas naturalmente encontradas que não sofrem tanta redução metabólica pelo acúmulo do produto final, podendo gerar mais compostos e em maiores quantidades do que necessitam; também é possível geneticamente alterar essas cepas para obter esse desempenho. Cabe ao homem encontrar os meios de estimular os micro-organismos de forma a obter resultados desejáveis. À força, é improvável que o homem consiga obrigar a natureza a fazer o que ela não percebe como estritamente necessário.

Alguns produtos de especial interesse para muitas técnicas de MEOR, como os biossurfatantes produzidos pelos micro-organismos utilizados nessas técnicas, são fundamentais para facilitar a interação dos micro-organismos com os hidrocarbonetos, permitindo que reações e processos posteriores possam ocorrer mais facilmente. Mas muitos desses mesmos biossurfatantes apresentam propriedades antimicrobianas, pois agem nas paredes celulares e podem prejudicar seu funcionamento metabólico, ou até ocasionar sua morte (HOMMEL, 1990).

Outros problemas enfrentados na aplicação de certas técnicas de MEOR são os efeitos colaterais dos processos operantes, mesmo no caso de serem eficazes no objetivo precípuo. Um exemplo é o do controle da corrosão através de técnicas de MEOR que envolvem a adição de nitrato, com o objetivo de estimular o crescimento de BRN, em detrimento das BRS. Apesar de muito sucesso em alcançar tais objetivos, essas técnicas envolvem o uso de nitrato, que também pode ser um forte agente causador da corrosão, do tipo intergranular (NEMATİ, JENNEMAN, VOORDUOW, 2001; LEFERINK e HUIJBREGETS, 2002).

Dada a complexidade do funcionamento dos processos microbiológicos envolvidos em qualquer técnica de MEOR, não estranha que mesmo no caso de sofisticados controles, essas técnicas deixem de apresentar um comportamento previsível. Esse foi o caso de tentativas de aplicar técnicas de MEOR em reservatórios carbonáticos nos Emirados Árabes, por exemplo (GAO, 2011).

Finalmente, todas as técnicas de MEOR, que dependem de micro-organismos retirados de um ambiente e introduzidos em outro, estão sujeitas à dificuldade de estabelecer uma biota com bom crescimento no novo ambiente. Frequentemente, as condições nas quais se deseja que micro-organismos já cultivados atuem parecem ser propícias ao seu crescimento, mas ainda assim não é observado um crescimento adequado das cepas desejadas. Essa dificuldade é atribuída ao fenômeno de viabilidade sem possibilidade de cultivo – VBNC (*viable but non culturable* – viáveis mas não cultiváveis). No caso de micro-organismos, a viabilidade é a descrição que mais se assemelha à condição de estarem “vivos”. A viabilidade se refere à capacidade dos micro-organismos de crescer e formar colônias, desempenhando determinados processos biológicos desejáveis; a impossibilidade de serem cultivados se refere ao fato que mesmo micro-organismos viáveis, inclusive oriundos de processos de cultura, podem se tornar não cultiváveis, espontaneamente ou devido a condições ainda não totalmente bem compreendidas.

É importante reconhecer que os constituintes microbianos dos reservatórios podem ser diferentes, mesmo em poços do mesmo campo. Isto pode ser devido aos diferentes ambientes encontrados em diferentes profundidades; aos tipos de fluidos presentes; aos contaminantes presentes, sejam eles nutrientes ou compostos tóxicos ou inibidores; e inclusive devido às intervenções humanas no reservatório, como a contaminação com novos tipos de micro-organismos. Essa contaminação devido à ação humana pode se dar com a introdução de novos tipos de micro-organismos através dos equipamentos utilizados na perfuração; junto com a lama de perfuração utilizada; na água injetada; ou através de outras intervenções realizadas nos poços.

A contaminação de um reservatório através da ação humana, após sua descoberta, pode representar um risco significativo em relação ao comportamento do óleo *in situ*. Uma nova biota introduzida inadvertidamente em um reservatório poderia levar a uma biodegradação acelerada do óleo *in situ*, caso os novos micro-organismos introduzidos encontrem um ambiente favorável para esse processo. Uma vez introduzidos os novos micro-organismos, é difícil imaginar como essa contaminação poderia ser controlada dentro de um reservatório. Nesse caso, poderia haver uma perda significativa do óleo *in situ* que poderia ser extraído, ou uma redução das frações mais facilmente biodegradadas nessas condições, ocasionando perdas significativas. Em condições favoráveis, o processo de biodegradação poderia se alastrar rapidamente por todo o reservatório, como sugerem simuladores do processo de espalhamento do crescimento microbiano em reservatórios (COMPUTER MODELING GROUP LTD., 2005).

Outro desafio para quem busca aplicar as técnicas de MEOR é a capacidade de reproduzir os micro-organismos desejados, pois muitos micro-organismos viáveis e que se desenvolvem bem em determinadas condições, não conseguem atingir um bom desempenho em condições ligeiramente diferentes. Diversos fenômenos ainda pouco compreendidos podem atuar para tornar micro-organismos viáveis em não cultiváveis, por mais cuidados que se tenha. Uma redução da temperatura pode tornar algumas cepas de micro-organismos irreversivelmente não viáveis, assim como mudanças nas condições de pH, depleção de nutrientes e outras mudanças nas condições ambientais. Em alguns casos, micro-organismos que se tornaram VBNC, podem voltar a ser cultiváveis sob determinadas condições: alguns necessitam de outros micro-organismos específicos como hospedeiros, ou para

desenvolvimento em simbiose, em alguns casos com elevada complexidade de condições ambientais e de populações complementares. É mais uma prova de que ainda não podemos nos aproximar da capacidade da natureza de manipular populações microbianas, pois ela consegue oferecer condições favoráveis para o desenvolvimento de micro-organismos tão exigentes que não podem ser manipulados com as ferramentas desenvolvidas por humanos, disponíveis atualmente (APHA, AWWA, WEF, 2012).

Hoje há consciência de que o papel dos micro-organismos na evolução e produção do petróleo é muito mais abrangente do que se imaginava há alguns anos. A origem microbiana das acumulações orgânicas tornou-se o denominador comum do pensamento científico (O GLOBO, 2004). Os processos de transformação desse petróleo também estão sendo entendidos através da operação de processos microbiológicos (MANCINI, 2003; MANCINI et al., 2004; PETROBRAS, 2005). Isso é especialmente reconhecido no caso da formação de gás e hidrocarbonetos leves (C1 – C5) (SANTOS NETO, 2004).

A teoria da origem microbiológica das reservas petrolíferas e de suas transformações respalda a possibilidade de aplicar processos biológicos, análogos, para disponibilizar uma maior parte destas reservas, usando métodos de produção comercialmente viáveis. Ou seja, as técnicas de MEOR podem representar a aplicação de praticamente os mesmos processos de formação original, aos problemas de ampliação e estimulação da produção de petróleo de alta viscosidade, de reservatórios com baixa permeabilidade, ou outros fatores limitantes.

Com o maior reconhecimento do nosso desconhecimento, mudou a forma de pensar, em relação à busca por soluções para os problemas no saneamento, no meio ambiente e nas indústrias, inclusive na indústria do petróleo. Em vez de buscar soluções criadas ou inventadas pela engenharia humana, buscam-se soluções existentes na natureza, para estes mesmos problemas (PAULSEN et al., 2002). Descobriu-se que a natureza, através dos processos biológicos naturalmente desenvolvidos pelos micro-organismos, detém soluções inéditas, incrivelmente complexas, para praticamente qualquer problema encontrado pelo homem em escala macro (SHORT, 2005; COMM TECH LAB, 2005)

A indústria de aditivos biológicos, usados como insumos na bioaugmentação, se desenvolveu a partir dos anos 1960, justamente para atender à necessidade na área de saneamento, de recuperar mais rapidamente o funcionamento das ETEs,

quando ocorriam problemas operacionais relacionados à alteração de suas populações microbianas, já que a recuperação da operação de uma ETE passa pelo reestabelecimento das populações afetadas. Gradualmente, esta indústria passou a atender os objetivos de otimização dessas instalações assim como de outros tipos de instalações em que os processos biológicos ocorrem como parte do processo produtivo ou operacional (FOSTER e KRAMER, 2005).

Hoje existem inúmeras empresas dedicadas a fornecer serviços que envolvem a aplicação de técnicas de MEOR para a indústria de petróleo, apesar de que ainda estamos no início dessa indústria de serviços, e seus produtos ainda são relativamente pouco complexos. A imaturidade dessa indústria é resultado do pouco conhecimento que existe em relação às aplicações, produtos, condicionantes, e outros fatores que impedem uma maior disseminação das tecnologias de MEOR. Além disso, muitas empresas de petróleo também mantêm departamentos especializados nesse tipo de serviço e operação, para uso próprio, apesar de que ainda impera uma regra de sigilo, devido à forma como uma nova tecnologia com grande potencial é vista – como fator competitivo a ser protegido da divulgação.

Uma compilação das empresas que informam estar fornecendo produtos ou serviços relacionados a MEOR vem sendo mantida pelo autor. Uma lista parcial está disponível no Apêndice A.

4.6 Potencial Estratégico

Os processos biotecnológicos despontam como uma grande oportunidade para alavancar indústrias existentes e desenvolver novas indústrias, especialmente com a possibilidade de desenhar soluções biotecnológicas específicas, para determinados problemas. Isso já é reconhecido no caso de indústrias que atualmente utilizam processos biotecnológicos como parte de seu conceito fundamental, como a de biorremediação e outras (JACQUES et al., 2009). Mas agora está claro que essa possibilidade também pode alavancar negócios em outras indústrias. Isso vem acontecendo nas últimas décadas, mas os avanços na biotecnologia permitem imaginar que técnicas como a engenharia genética, a biologia sintética e a bioinformática poderão trazer soluções com desempenho

jamais imaginado, para uma série de problemas que antes eram enfrentados apenas com ferramentas convencionais, não biológicas, da química e da engenharia, como aquelas tradicionalmente aplicadas na indústria do petróleo, para estimular sua produção e amenizar outros problemas operacionais.

O arcabouço do conhecimento na microbiologia e biotecnologia já orientou diversas experiências de sucesso, na transposição dessas tecnologias para a indústria do petróleo.

Na plataforma continental do Reino Unido (UKCS) foram feitos ensaios usando processos baseados em MEOR desde os anos 1990, com base em estudos iniciados pela Statoil em campos do Mar do Norte (HUGHES, 2002). Na década de 2000, aplicações com êxito foram anunciadas pela Statoil (HUGHES, 2003; OFFSHORE MAGAZINE, 2006). A Statoil informou que estaria desenvolvendo todo seu campo de Norne, no setor da Noruega, no Mar do Norte, empregando uma técnica de MEOR baseada na bioestimulação de micro-organismos aeróbicos nativos. O resultado esperado é uma recuperação adicional de 6% do petróleo na jazida, durante o resto da vida útil do campo. Os custos associados à utilização desta técnica são estimados como sendo aproximadamente iguais aos custos associados à adição convencional de biocidas, sugerindo que a técnica de MEOR era competitiva com técnicas convencionais.

O departamento da indústria e comércio (DTI) do Reino Unido também tem estimulado as companhias operadoras da UKCS a participar de estudos sobre MEOR, e workshops sobre o tema foram realizados durante vários anos (DTI, 2002). Entre os benefícios obtidos na UKCS, a produção de certos poços aumentou 10%, e a contaminação com H_2S foi eliminada. Em outros casos, a proporção de água produzida foi reduzida através do crescimento seletivo de bioflocos nos poros, permitindo que a água injetada por outros poços alcançasse regiões não atingidas previamente, através do chamado efeito de desvio microbiano do fluxo, como na MFD (HUGHES, 2003).

Na Romênia, desde a década de 1990, foram realizadas aplicações de bioaugmentação com misturas de micro-organismos fornecidos comercialmente. Os resultados incluíram a redução de problemas associados à formação de parafina em poços produtores de petróleo (LAZAR et al., 1999). Os micro-organismos utilizados quebraram as ligações químicas da parafina e aumentaram sua solubilização, sem

afetar significativamente o petróleo, dada sua seletividade para atuar sobre as frações parafínicas e asfálticas.

Um projeto conjunto da indústria do petróleo (JIP – *Joint Industry Project*) referente a MEOR recebeu o apoio de *majors* como a Shell, BP e ConocoPhillips. Esse projeto JIP envolveu o uso de culturas comercialmente desenvolvidas, em vez do uso exclusivo de micro-organismos nativos (HUGHES, 2003). Na segunda fase estão sendo realizados estudos sobre o comportamento de poços em relação à corrosão, consumo de oxigênio e efeitos da temperatura (HUGHES, 2002). O projeto JIP tem um orçamento de 600.000 libras para a elaboração de predições para uma aplicação de MEOR em campo (BREALEY, 2003b).

O potencial de MEOR também foi entendido por diversos autores de pedidos de patentes, alguns dos quais foram concedidos (CONVERSE et al., 2001; SHEEHY, 1992). É evidente o interesse comercial pelas técnicas de MEOR, e sua importância estratégica, pois inúmeros estudos têm sido levados a cabo, sem serem disponibilizados publicamente, permanecendo confidenciais. Em 2004, no site da International Research Institute of Stavanger, na Noruega, por exemplo, 17 de 25 artigos sobre estudos envolvendo técnicas de MEOR, de 1996 a 2004, estavam classificados como sendo confidenciais (RF – ROGALAND RESEARCH, 2004). Diversas empresas de petróleo informam que estas técnicas fazem parte de seus planos de P&D. A Petrobras, por exemplo, identificou técnicas microbiológicas como um dos objetivos de seu Programa de Recuperação Avançada de Petróleo – PRAVAP há quase dez anos (PETROBRAS, 2004), mas a exemplo de outras empresas, deixou de atualizar publicamente estas informações em seu site, sem dúvida devido a questões estratégicas (PETROBRAS, 2006a).

4.7 Nova Abordagem para a Escolha de Técnicas de MEOR

Dado o amplo histórico das técnicas de MEOR, os sucessos alcançados e seu potencial estratégico, hoje é interessante realizar levantamentos que possam estruturar essas experiências, de forma a facilitar a escolha e aplicação das técnicas de MEOR mais indicadas para casos específicos. De fato, existem diversos esforços nessa direção, que buscaram apresentar um compêndio do histórico das aplicações

de MEOR, ou fornecer uma forma de priorizar a escolha das técnicas de MEOR mais indicadas em determinados casos, como compilados e mostrados na seção 4.1.1 (Compilação de Estudos Prévios sobre Técnicas de MEOR), neste capítulo.

Ainda assim, um dos conceitos fundamentais sustentado pelo autor, em relação à aplicação de técnicas de MEOR, é uma abordagem especialmente focada no reservatório, em vez de uma abordagem convencional, principalmente baseada no tipo de óleo, para a escolha das técnicas de MEOR empregadas. Tradicionalmente, a abordagem convencional se consagrou porque os efeitos das técnicas de MEOR têm sido mais facilmente observados, compreendidos e modelados, com relação às modificações que os processos microbiológicos conseguem realizar no óleo, tais como emulsificação, degradação, solubilização, conversão química, etc.

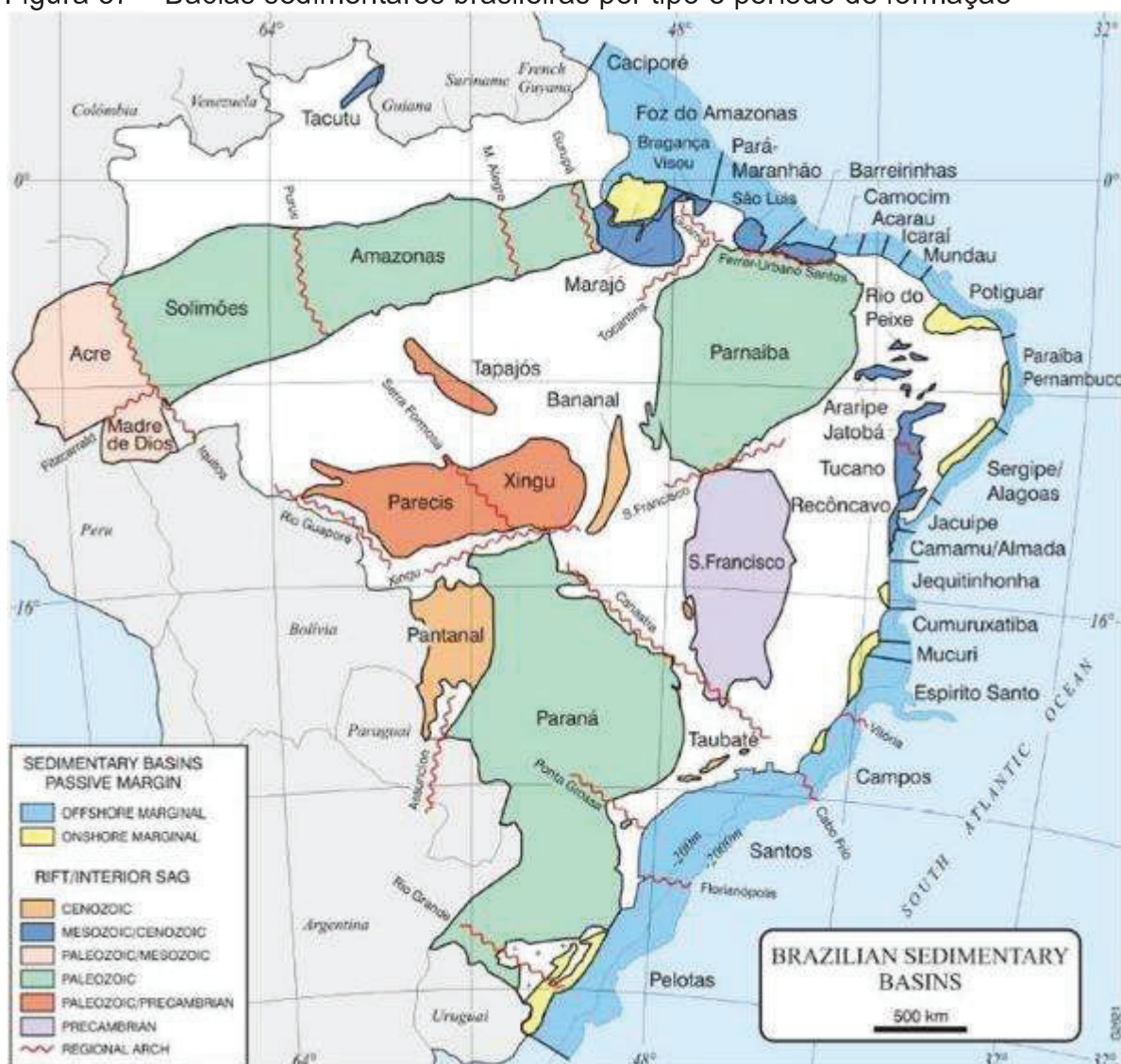
Está claro que continua sendo importante considerar uma ampla visão do reservatório, do óleo, e das demais particularidades da situação em questão, na hora da escolha da técnica de MEOR mais indicada, mas para certos campos petrolíferos, uma nova abordagem, focada no tipo de reservatório, pode representar uma nova forma de avaliar as técnicas de MEOR mais apropriadas, e possivelmente prever seu desempenho ou sucesso.

5 GEOLOGIA REGIONAL BRASILEIRA E ESPECIFICIDADES DE POSSÍVEL INTERESSE PARA TÉCNICAS DE MEOR

5.1 Bacias Sedimentares Brasileiras

As bacias sedimentares brasileiras estão distribuídas por todo o território brasileiro, e compreendem quase 6,5 milhões de quilômetros quadrados em extensão. Grande parte dessas bacias são *onshore*, no interior do Brasil, representando quase cinco milhões de quilômetros quadrados, ou 80% da área total de bacias sedimentares (Figura 37). Essas bacias terrestres incluem desde as pequenas bacias Mesozoicas do Recôncavo e Sergipe-Alagoas, até as enormes bacias Paleozoicas do Paraná, Solimões e Amazonas, assim como outras, perfazendo uma grande variedade de idades, tamanhos e contextos geológicos (TEIXEIRA et al., 2008).

Figura 37 – Bacias sedimentares brasileiras por tipo e período de formação



Fonte: DIAS, 2008a.

5.2 O Histórico dos Esforços Exploratórios Petrolíferos no Brasil

O foco inicial dos esforços exploratórios no Brasil se deu com as concessões imperiais em meados do século XIX, no que hoje conhecemos como o extremo sul da Bacia do Recôncavo (região de Ilhéus, Bahia), para a pesquisa e lavra de carvão e folhelhos betuminosos (em 1858), e para a pesquisa e lavra de turfa e petróleo (em 1864). Diversos esforços exploratórios se seguiram: em 1867, nas bacias de São Luís e Barreirinhas (para betume); entre 1872 e 1874, na Bacia do Paraná (em Rio Claro, SP), onde eram conhecidos seeps de óleo e gás; e em 1881, na região da Bacia de Taubaté (SP), onde a lavra e retortagem do folhelho pirobetuminoso

forneceu combustível para a iluminação da cidade, por alguns anos (LUCCHESI, 1998).

A primeira sondagem profunda no Brasil, em Bofete (SP), somente ocorre em 1892, com um poço, perfurado por Eugênio Ferreira de Camargo, que atinge 488 metros de profundidade. (BLOG DO PLANALTO, 2009). O poço não estava situado diretamente em nenhuma bacia sedimentar que pudesse acomodar a existência de um reservatório petrolífero, muito menos de acumulações comerciais de recursos convencionais de petróleo, portanto não é de se estranhar que esse poço não encontrou quantidades comerciais de petróleo. A localização do poço, na borda da Bacia do Paraná, que continua a se desenvolver ao oeste, não contribuiu para o sucesso dessa empreitada, já que essa bacia não é conhecida por acumulações de petróleo e gás convencional. A Bacia de Taubaté, a uns 200 km ao leste, tampouco apresenta potencial de petróleo convencional.

Estes esforços exploratórios foram realizados praticamente sem qualquer embasamento em ferramentas modernas de exploração, como a sísmica e outros métodos potenciais, que poderiam ter sugerido áreas mais prospectáveis. Tampouco se empregou qualquer conceito de sistema petrolífero, ou de tipos de reservatórios. À época, como descrevia o Professor Giuseppe Bacoccoli, que foi mestre do autor, os conceitos exploratórios operantes se resumiam em métodos exploratórios baseados apenas na intuição, na “randomologia” (do inglês “*randomology*”, ou “aleatoriedade”), na “seepologia” (evidências de *seeps*), e na proximidade de outras ocorrências. Posteriormente, os conceitos básicos da teoria do anticlinal, da topografia (que podia sugerir a presença de anticlinais, se houvessem feições aflorantes), e da geologia geral passaram a orientar os esforços exploratórios (BACOCOLI, 2002). Mesmo assim, muitos dos dados geofísicos oferecidos sobre as bacias sedimentares no Brasil são antigos e pouco confiáveis (DUNNINGHAM, 2004).

Dada a ausência de conhecimentos geológicos sobre o território nacional, e os poucos recursos tecnológicos empregados na exploração, não é de estranhar que os esforços exploratórios no Brasil não foram bem sucedidos, entre 1858 e 1938, período em que não houve descobertas de hidrocarbonetos, a não ser os registros dos *seeps* de óleo e gás e das ocorrências subcomerciais de óleo e gás da região de São Pedro (SP), Riacho Doce (AL) e Bom Jardim/Itaituba (AM) (MILANI et al., 2000).

As iniciativas de Monteiro Lobato, que desde 1927 incentivou a busca mais intensa por petróleo no Brasil e a construção de uma indústria petrolífera nacional, foram baseadas na experiência norte-americana, onde conheceu a jovem, mas vibrante indústria do petróleo dos EUA. Apesar de nessa época já haver uma incipiente metodologia própria da exploração do petróleo nos EUA, com alguns conceitos exploratórios mais científicos, os esforços exploratórios no Brasil foram guiados pela “seepologia” de Bacoccoli, pois em Lobato, na Bahia, já havia registros de uma lama oleosa usada para iluminação. Dessa forma, o primeiro poço brasileiro realmente produtor (porém antieconômico) de petróleo foi perfurado em Lobato, em 1939 (CHAVES, 2009; BLOG DO PLANALTO, 2009). Lobato, no município de Salvador, está situado na Bacia do Recôncavo, e nessa mesma bacia, no município de Candeias, em 1941 foi perfurado o primeiro poço comercial de petróleo no Brasil. A Bacia do Recôncavo continua sendo uma bacia produtora até os dias de hoje, mas sua produção é relativamente insignificante em relação à produção das grandes bacias petrolíferas brasileiras.

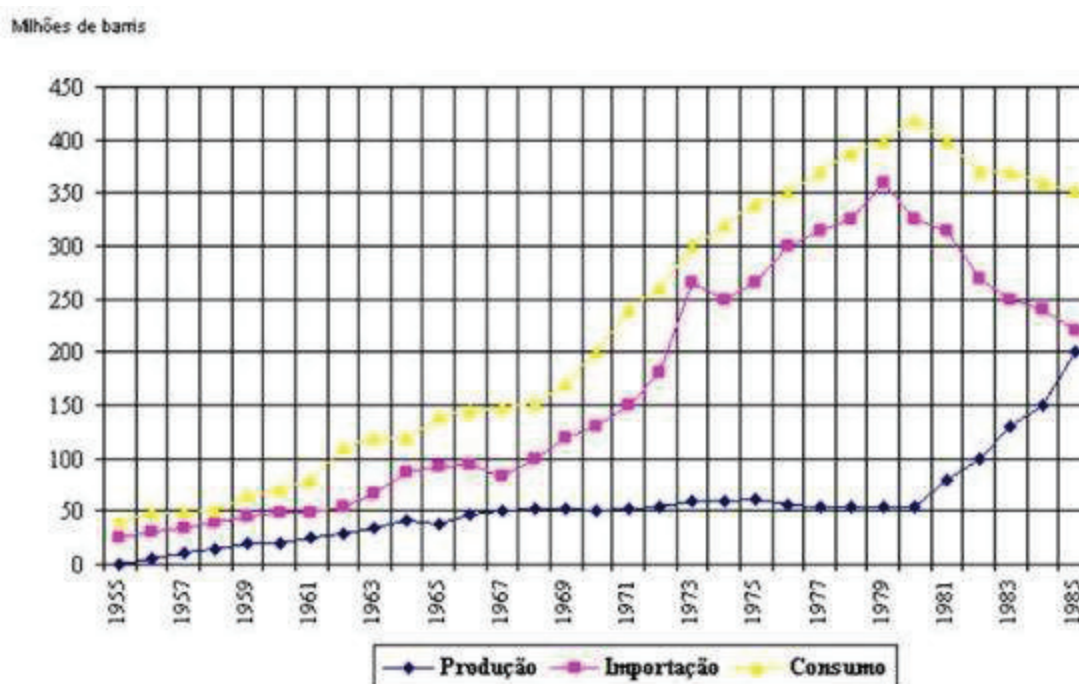
Com a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) em 1939, as atividades exploratórias no Brasil foram priorizadas por favorabilidade petrolífera, com base nas descobertas anteriores, como a de Lobato, apesar da pesquisa petrolífera ainda ser baseada na “seepologia” e topografia (geologia de superfície). Dessa forma, poços foram perfurados na Bacia do Recôncavo, onde os campos de Candeias, Aratú, Dom João e Água Grande foram descobertos. Somente na década de 1950 é que a geofísica encontrou espaço na exploração do petróleo no Brasil, principalmente em São Paulo, assim como o uso de sondas para profundidades de até 2.500 m (LUCCHESI, 1998).

Os esforços exploratórios no Brasil prosseguiram após a criação da Petrobras, em 1953, e resultaram em êxitos significativos na década de 1950 e 1960, principalmente na Bacia de Sergipe-Alagoas, com a descoberta do Campo de Jequiá em 1957 e de Carmópolis, em 1963, ambos no estado de Sergipe (MILANI et al., 2000). Esses esforços se voltaram para o mar na década de 1960. O primeiro campo petrolífero *offshore*, o Campo de Guaricema (SE), foi descoberto em 1968, e o de São Mateus (ES), em 1969. Depois vieram as descobertas dos campos *offshore* da Bacia Potiguar (Ubarana, no estado do Rio Grande do Norte, em 1973) e da Bacia de Campos (Garoupa, no RJ, em 1974), sendo que este último é

considerado o marco inicial do salto da Petrobras em direção ao mar e águas cada vez mais profundas (WEBER, 2005).

Com as seguidas crises do petróleo na década de 1970 (em 1974 e 1979), o Brasil se viu pressionado a reduzir a grande dependência do petróleo importado para suprir sua demanda nacional, situação que ameaçava sua economia e seu desenvolvimento econômico. Em 1979 as importações de petróleo atingiram uma média de quase um milhão de barris diários (SILVA et al., 1999). O esforço para reduzir a dependência externa de petróleo se deu principalmente pelo aumento da produção entre 1979 e 1985 (Figura 38).

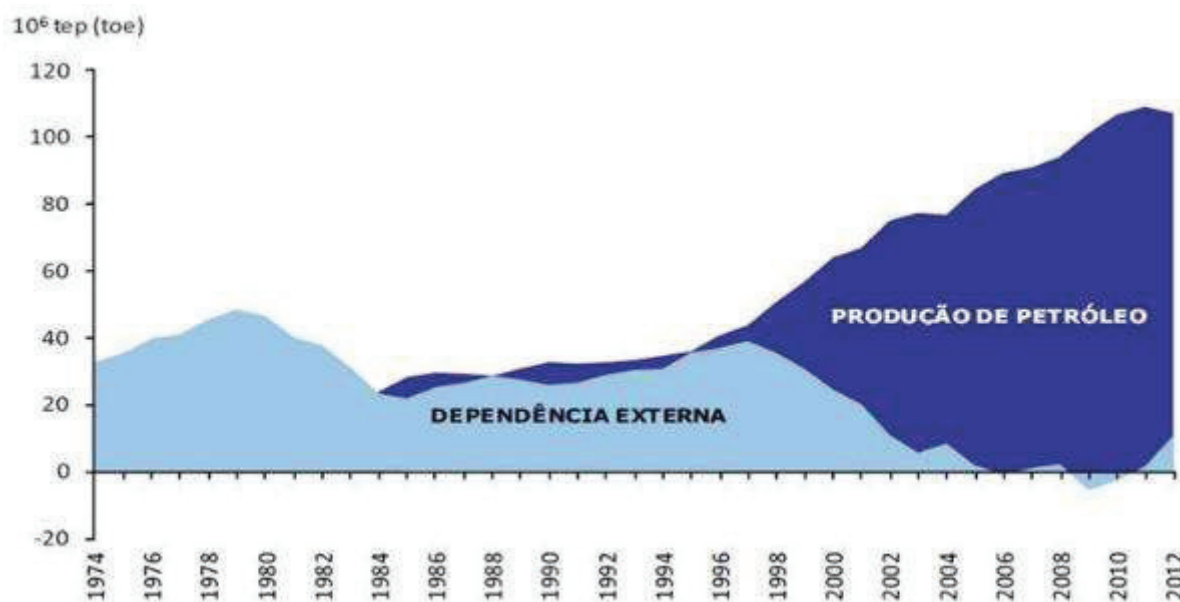
Figura 38 - Produção, consumo e importação de petróleo pelo Brasil, de 1955 a 1985



Nota: Observar o auge das importações, de aproximadamente um milhão de barris por dia, em 1979.
Fonte: SILVA et al., 1999.

Posteriormente, devido ao rápido aumento da demanda, superior ao da produção, a dependência externa de petróleo voltou a crescer até o fim dos anos 1990 (Figura 39).

Figura 39 – Evolução da dependência externa de petróleo no Brasil entre 1974 e 2012



Fonte: BRASIL, 2013a.

Entre 1975 e 1984, também ocorreram mais descobertas de petróleo, *onshore* na Bacia Potiguar, e grandes descobertas de gás na Bacia do Solimões, em Juruá (AM), em 1978 (LUCCHESI, 1998). Desde então, o estado do Rio Grande do Norte ocupou a segunda posição entre os estados produtores de petróleo no Brasil, até ser ultrapassado, em 2007, pelo estado do Espírito Santo, cuja produção teve grande incremento a partir de seus campos *offshore* (BRASIL, 2013b).

Após a tendência definitiva de rumar em direção a áreas *offshore* de águas mais profundas, se seguiram as descobertas dos grandes campos petrolíferos da Margem Continental Brasileira, nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, principais responsáveis pela redução da dependência externa do petróleo entre 1979 e 1985, e depois, pelo continuado aumento da produção (Figura 40). As principais descobertas foram os campos de Albacora (primeiro campo gigante do Brasil), Marlim (o segundo campo gigante do Brasil), Marlim Sul, Barracuda, Roncador (outro campo gigante), Jubarte (Parque das Baleias), e Golfinho (ES).

importância dessa descoberta foi ainda maior por estar situada próximo ao maior centro consumidor de gás natural do Brasil (São Paulo).

A busca pela autossuficiência foi um marco na E&P no Brasil, por ter incentivado um maior empenho para ampliar a produção doméstica. Maiores e mais sofisticados esforços exploratórios e tecnologia de produção em águas profundas renderam à Petrobras diversos prêmios de tecnologia. Após os prêmios da OTC (*Offshore Technology Conference*) em 1991 e 1992, por sua tecnologia de águas profundas e tecnologia *offshore*, a Petrobras ganhou mais uma vez o prêmio em 2001, por sua tecnologia para águas profundas, utilizada para colocar o Campo de Roncador em produção em apenas 27 meses após sua descoberta, apesar de se tratar de um desafiador campo *offshore* em 1.800 m de lâmina d'água (OTC, 2013). Esses esforços exploratórios e novas tecnologias resultaram em um significativo crescimento da produção de óleo e gás no Brasil, nos anos 2000, que foi o principal responsável pela redução da dependência externa em petróleo, a partir de meados da década de 1990, como pode ser visto na Figura 39.

Em 2006, foi anunciada, com grande alarde, a autossuficiência em petróleo; na realidade, o que foi alcançado, apenas momentaneamente, foi a autossuficiência volumétrica, definida pela Petrobras como sendo o volume de petróleo e derivados produzidos igual ou maior que o total de derivados consumidos (PETROBRAS, 2013a). A questão da dependência externa é complexa, pois envolve os conceitos de equilíbrio volumétrico ou financeiro, e de diferentes correntes de produtos para esse cálculo, como o petróleo, o gás natural (incluindo o GNL), e os derivados do petróleo. Depois de 2006, a autossuficiência em petróleo foi perdida outra vez, e a autossuficiência de fato, volumétrica e financeira, das correntes de petróleo, gás natural e derivados jamais foi atingida nesse ano ou desde então. Com a expectativa do aumento da produção de petróleo, gás natural e derivados nos próximos anos, a autossuficiência volumétrica deve ser alcançada de forma mais duradoura a partir de 2017 (PETROBRAS, 2013d). Excluindo a corrente significativa de gás natural, o Brasil apresenta um saldo volumétrico positivo (autossuficiência volumétrica), mas esse saldo positivo é composto por vendas de petróleo bruto pesado (de baixo valor) e compra de petróleo leve (mais caro), para atender as exigências do parque de refino brasileiro (GAZETA MERCANTIL, 2007). O resultando, na prática, especialmente em termos financeiros, é uma forte dependência externa que drena recursos do Brasil. À época, não se previa a dificuldade de atingimento e

manutenção dessa autossuficiência, e esse quadro difícil permitiu uma manipulação política da situação, pois os detalhes dessa conquista importante não foram amplamente discutidos ou divulgados (MAIA, 2009).

Para colocar em perspectiva e permitir uma análise da situação da dependência externa volumétrica e em termos de dispêndios (financeira), foi feito um levantamento (Tabela 5) das importações, exportações e saldos das correntes de petróleo, gás natural (incluindo GNL) e derivados de petróleo, com base nos dados fornecidos pela ANP em seu Anuário Estatístico 2013 (BRASIL, 2013b). Infelizmente, os dados da ANP são apresentados por corrente de produto, mas não permitem tal análise diretamente, e inclusive são conflitantes em relação a outros dados divulgados, como os da Petrobras (GAZETA MERCANTIL, 2007). Segundo os dados da ANP, pode ser observado que em anos recentes, como em 2012, o Brasil teve uma grande exportação líquida de petróleo, registrando, portanto, uma autossuficiência volumétrica no comércio internacional de petróleo, mas uma importação quase equivalente de derivados e também de gás natural, que resultou em uma forte dependência externa volumétrica, considerando essas três correntes de produtos. Face à crescente demanda por derivados do petróleo, como gasolina e diesel, a conta do comércio exterior dessas três correntes de produtos resultou em bilhões de dólares anuais de déficit para o Brasil (Tabela 5).

Tabela 5 – Importações, exportações e saldo volumétrico e financeiro das correntes de petróleo, gás natural (incluindo GNL) e derivados de petróleo, entre os anos 2006 e 2012

		2.006		2.007		2.008		2.009		2.010		2.011		2.012	
		Vol.	Valor	Vol.	Valor	Vol.	Valor	Vol.	Valor	Vol.	Valor	Vol.	Valor	Vol.	Valor
Petróleo	Imp.	131.508	9.088	159.634	11.974	149.208	16.573	143.513	9.205	123.649	10.097	121.273	14.152	113.948	13.448
	Exp.	134.336	6.894	153.813	8.905	158.110	13.683	191.859	9.370	230.492	16.293	220.649	21.785	200.528	20.306
	Saldo	2.828	-2.194	-5.821	-3.069	8.902	-2.890	48.346	165	106.843	6.196	99.376	7.633	86.580	6.858
Gás Nat	Imp.	55.416	1.560	58.501	1.783	64.241	3.029	47.852	1.709	71.595	3.156	59.333	3.230	74.040	5.249
	Exp.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	283	122	1.766	956
	Saldo	-55.416	-1.560	-58.501	-1.783	-64.241	-3.029	-47.852	-1.709	-71.595	-3.156	-59.050	-3.108	-72.274	-4.293
Derivad.	Imp.	84.921	4.959	100.388	6.938	112.679	11.174	100.244	5.571	172.189	12.980	190.681	19.403	170.924	18.151
	Exp.	105.527	6.412	111.006	7.682	100.552	9.873	95.369	5.998	86.695	7.055	97.633	9.480	93.828	10.827
	Saldo	20.606	1.453	10.618	744	-12.127	-1.301	-4.875	427	-85.494	-5.925	-93.048	-9.923	-77.097	-7.324
Dependência Externa		-31.981	-2.301	-53.704	-4.108	-67.466	-7.220	-4.381	-1.117	-50.245	-2.885	-52.722	-5.398	-62.791	-4.759
Dep. Externa sem gás		23.434	-741	4.797	-2.325	-3.225	-4.191	43.471	592	21.349	271	6.328	-2.290	9.483	-466

Nota: Os saldos volumétricos e financeiros mostram a dependência externa do Brasil. As unidades de volumes estão em mil bbl (petróleo) ou foram convertidos para mil boe (gás natural e derivados); as unidades de valores estão em milhões de US\$.

Fonte: O autor, com base nos dados do Anuário Estatístico 2013, da ANP.

A partir de 2003, esforços exploratórios se voltaram para a camada do pré-sal, em blocos concedidos na Bacia de Santos, desde a segunda rodada de

licitações da ANP, realizada em 2000. Desde que os levantamentos sísmicos regionais do início dos anos 2000 foram realizados na margem continental do sudeste brasileiro, já se conhecia o grande alto estrutural na parte central da Bacia de Santos, e técnicas sísmicas como o processamento em profundidade (PSDM – *pre-stack depth migration*), permitiram identificar uma grande espessura sedimentar pré-sal, na parte superior da megassequência sinrifte. Quando foram finalmente perfurados, esses reservatórios evidenciaram uma litologia de microbialitos do Aptiano, carbonatos bem diferentes da maioria dos reservatórios encontrados no pós-sal (FAINSTEIN, 2008).

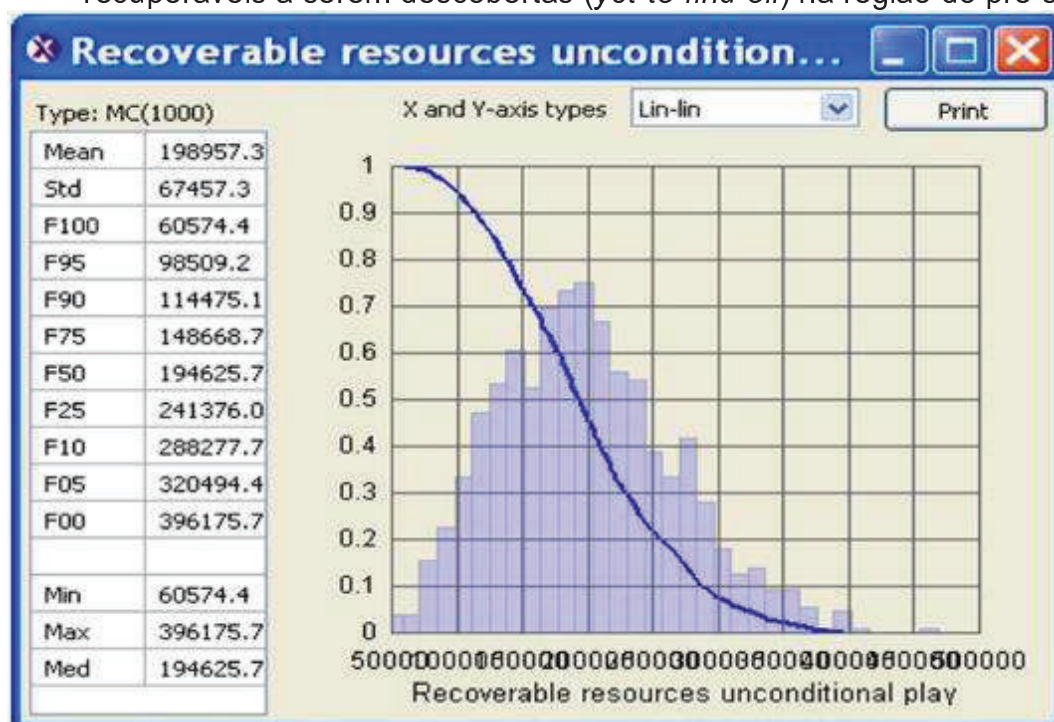
Em 2005, a acumulação do Campo de Parati, no Bloco BM-S-10, na Bacia de Santos, já sugeria que uma nova fronteira exploratória havia sido identificada nessa região, quando reservatórios com hidrocarbonetos foram constatados na camada do pré-sal. Em 2006, a análise dos resultados do poço 1-RJS-628 (descobridor da então acumulação chamada de Tupi) resultou na eventual declaração de volumes recuperáveis de 5 a 8 bilhões de barris para o novo Campo de Lula. Com tamanha descoberta, se comprovou que, de fato, havia sido descoberto não apenas um novo campo gigante, mas uma nova fronteira petrolífera. Essa nova realidade deu lugar a uma intensa movimentação política que acabou por retirar, em 8 de novembro de 2007, 41 blocos exploratórios da nona rodada de licitações, que poderiam conter reservatórios no pré-sal (BLOG DO PLANALTO, 2009).

Além dos campos do pré-sal na Bacia de Santos, foram descobertos campos do pré-sal nas Bacias de Campos e Espírito Santo. O Parque das Baleias (ES), por exemplo, que já abrigava diversos campos no pós-sal, se tornou alvo de perfurações mais profundas, e novas acumulações foram descobertas no pré-sal, inclusive em condições mais amenas de desenvolvimento, pois estão em águas mais rasas e próximas de uma ampla infraestrutura de produção e escoamento já instalada.

Em 2009, Jones e Chaves (2011) realizaram estudos para estimar o potencial de *yet-to-find-oil* na região do pré-sal, utilizando uma modelagem do processo exploratório, análise estocástica, e simulações Monte Carlo. As informações sobre o histórico exploratório na região foram compiladas, e posteriormente processadas com o software de modelagem do processo exploratório GeoX®, seguindo uma metodologia aplicada com sucesso em outras regiões (JONES, 2009a; JONES, CHAVES, DOURADO, 2010). Nessa avaliação, os resultados foram apresentados de forma probabilística, com valores cuja probabilidade de serem excedidos é de

90% (P90), representando o nível de confiança de 90% (um valor conservador); valores cuja probabilidade de serem maiores ou menores é igual (P50), representando o nível de confiança de 50% (valor mediano esperado); e valores cuja probabilidade de serem excedidos é de apenas 10% (P10), representando o nível de confiança de 10% (um valor relativamente otimista). Os resultados obtidos nessa avaliação indicaram que as acumulações recuperáveis totais poderiam se situar entre 114 bilhões de barris (P90) e 288 bilhões de barris (P10), portanto sugerindo que essa província representa um potencial ainda maior do que até os analistas mais otimistas ousavam mencionar publicamente (Figura 41).

Figura 41 – Tela de resultado da ferramenta GeoX®, para as acumulações recuperáveis a serem descobertas (*yet-to-find-oil*) na região do pré-sal



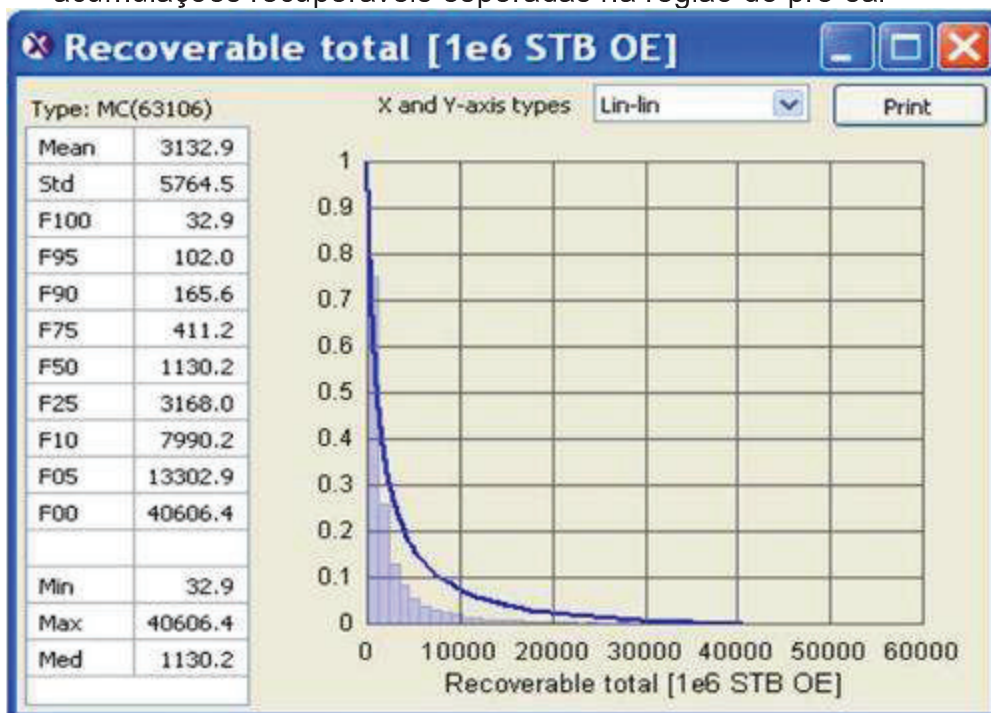
Nota: Os volumes de *yet-to-find-oil* para os níveis de confiança P90 e P10 são, respectivamente, 114,5 bilhões e 288,3 bilhões de barris. Os valores dos níveis de confiança/probabilidades são mostrados como Fxx na tabela ao lado, em vez de Pxx.

Fonte: JONES e CHAVES, 2011.

Essa mesma avaliação da região do pré-sal também produziu outro resultado, descrevendo a distribuição probabilística do tamanho individual das acumulações recuperáveis esperadas nessa região. Os tamanhos para o nível de confiança P90 e P10 são, respectivamente, 165,6 milhões de barris e 7,99 bilhões de barris (Figura 42), sugerindo que a região do pré-sal é, realmente, uma região de possíveis campos gigantes. Hoje, essa avaliação parece se sustentar, pois as descobertas e

outras informações divulgadas desde então não desmentem os resultados; mesmo as atualizações dos tamanhos de certos campos sem estimativas oficiais de acumulações recuperáveis esperadas, à época, como Libra, agora com valores informados extremamente elevados, de 8 a 12 bilhões de barris (REUTERS, 2013), ainda assim se situam dentro dos tamanhos que as previsões sugeriam. Libra, por exemplo, corresponderia a uma acumulação prevista nessa avaliação, próxima aos maiores tamanhos esperados, de 8 a 13 bilhões de barris (P90 ou P95), e ainda estaria dentro do máximo tamanho teoricamente possível, sugerido pela avaliação, de aproximadamente 40 bilhões de barris (P00).

Figura 42 - Tela de resultado da ferramenta GeoX®, para o tamanho individual das acumulações recuperáveis esperadas na região do pré-sal



Nota: Os tamanhos individuais das acumulações esperadas para os níveis de confiança P90 e P10 são, respectivamente, 165,6 milhões e 7,99 bilhões de barris. Os valores dos níveis de confiança/probabilidades são mostrados como Fxx na tabela ao lado, em vez de Pxx.

Fonte: JONES e CHAVES, 2011.

5.3 Esforços Exploratórios Atuais

Os objetivos compreendidos pelos recursos não convencionais, assim como a recuperação de maiores percentuais das reservas já descobertas, representam uma

tendência mundial que está, cada vez mais, apoiada em novas abordagens não convencionais, tanto tecnológicas como contratuais, organizacionais e estratégicas (LEIS, McCREERY, GAY, 2012). Como consequência dessa tendência, recursos não convencionais, métodos não convencionais de recuperação, e regiões antes tidas como inacessíveis, estão se tornando o foco das iniciativas dos grandes *players* da indústria do petróleo, especialmente das NOCs, cujos objetivos corporativos não se dissociam dos interesses nacionais soberanos.

Isso também ocorre no Brasil, como evidenciado pelo grande enfoque dado à recente rodada (12ª Rodada da ANP, em 28 novembro de 2013) de licitação de áreas em bacias de nova fronteira e em bacias maduras, cujos objetivos foram especificamente declarados como sendo “atrair investimentos para regiões geologicamente pouco conhecidas ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, possibilitando o surgimento de novas bacias produtoras de gás natural e de recursos petrolíferos convencionais e não convencionais;” e “possibilitar a continuidade da exploração e a produção de gás natural a partir de recursos petrolíferos convencionais e não convencionais” (PETERSOHN, 2013).

Até em bacias sem nenhum histórico de evidências que sugiram a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos, como na Bacia de Irecê, na Bahia, estudos têm sido realizados, buscando avaliar seu potencial como portadoras de reservatórios de hidrocarbonetos. Essa bacia não é uma sub-bacia da Bacia de São Francisco, mas é uma bacia proterozóica na região compreendida pelo Cráton São Francisco. Mas como no mundo existem acumulações comerciais de hidrocarbonetos em outras bacias proterozóicas como essa, esses esforços se justificam, e a Formação Salitre dessa bacia demonstrou ter propriedades potencialmente interessantes, em relação ao seu potencial como reservatório para hidrocarbonetos (FIGUEIREDO, 2011).

5.4 Tipos de Reservatórios dos Principais Campos Brasileiros Descobertos

Como mencionado na seção 4.7 (Nova Abordagem para a Escolha de Técnicas de MEOR), no Capítulo 4, um dos conceitos sustentado pelo autor, em relação à aplicação de técnicas de MEOR, é uma abordagem especialmente focada no reservatório, em vez de uma abordagem convencional, principalmente baseada

no tipo de óleo, para a escolha das técnicas de MEOR empregadas. Para certos campos petrolíferos, uma abordagem focada no tipo de reservatório pode representar uma nova forma de avaliar as técnicas de MEOR mais apropriadas, e possivelmente pode ajudar a prever seu desempenho ou sucesso.

Para entender melhor como os diferentes tipos de reservatórios de alguns dos principais campos petrolíferos brasileiros poderiam ajudar na tomada de decisões sobre a aplicação de determinadas técnicas de MEOR, sugerindo técnicas mais apropriadas ou prevendo as chances de sucesso na sua aplicação, foi elaborada uma planilha com alguns dos principais campos descobertos; a respectiva bacia sedimentar; a posição relativa da bacia como produtora de óleo e gás no Brasil; a localização; o início da exploração na bacia ou campo; o tipo de recurso petrolífero (óleo, gás, óleo e gás, óleo não convencional, gás não convencional, ou óleo e gás não convencional); o tipo de reservatório (rocha); a principal formação geológica reconhecida para esses campos; a idade; e as reservas estimadas ou óleo *in place*. Nem todas as informações estavam disponíveis para todos os campos listados (Tabela 6).

Tabela 6 – Compilação de informações sobre os reservatórios em alguns dos principais campos petrolíferos brasileiros (continua)

Bacia	Posição como produtor	Campo	Localização	Início da Explor.	Recurso (t)	Tipo de Reservatório (t)	Formação Geológica	Idade	Reservas (g) = gás (o) = óleo	Recursos / place	Fonte da informação
Amazônicas	sem prod	Azuião	Manaus, AM	1999	O&G	AR	Fm. Nova Olinda	Carbonífero			#1, #2
Camamu	8a	Maratí	Offshore, BA	1998	G	AR	Fm Sergi	Jurássico	29Bm3 (g)		#3, #4, #5
		Marim	Offshore, RJ	1965	O, OP, G	AR	Fm Carapebus	Oligoceno	1,7Bbbl	19Bbbl	#6, #7
		Roncador	Offshore, RJ	1996	O&G	AR	Fm Carapebus	Masturbiano	38bbl	7Bbbl	#6, #8, #9, #10
		Jubarte	Offshore, ES	2000	O&G	AR	Fm Carapebus	Albiano	1,2Bbbl		#6, #11, #12, #13
Campes	1a	PqBaleias (pré-sal)	Offshore, ES	2000	O&G	MIC	Fm Macabu	Aptiano	1,75Bbbl		#11, #12, #13, #14
		Barracuda	Offshore, RJ	1989	O&G	AR	Fm Macabu	Aptiano			#6, #15
		Baleia Azul	Offshore, ES	2003	O&G	AR	Fm Carapebus	Albiano			#6
		Peregrino	Offshore, RJ	2003	O&G	AR	Fm Carapebus	Senoniano	150MMbbl	2,3Bbbl	#6, #16
		Albacora	Offshore, RJ	1994	O, OP, G	AR	Fm Carapebus	Albiano		3,6Bbbl	#6, #8
Ceará	10a	Xaréu	CE	1980	O	AR, CBN	Fm Paracuru	Albiano			#17, #18
Espirito Santo	4a	Gofinho	Offshore, ES	2003	O	AR, CBN	Fm Urucutuca	Santoniano		654MMbbl	#6, #19
Paraná	12a	Barra Bonita regional	Pitanga, PR	1996	G	AR	Fm Rio Bonito, Campo Mourão	Permiano	500Mm3 (g)		#20
			S. Mateus do Sul, PR	1972	O,nc, G,nc	FL	Fm Irati	Permiano		717MMbbl	#20, #21, #22
Parnaíba	9a	Gavião Real	MA	2009	G	AR	Fm Cabeças, Pdi	Devoniano			#23
Potiguar	5a	Ubarana Mossoró	Offshore, RN	1972	O&G	AR	Fm Alagamar	Albiano			#24, #25
			Rio Grande do Norte	1956	O&G	AR	Fm Pendência	Barreniano			#24, #25
		Água Grande	Catu, BA	1940s	O	AR	Fm Sergi	Jurássico			#26, #27, #28
			Salvador, BA	1940s	O&G	CGL	Fm Sergi	Jurássico			#26, #27, #28
Recôncavo	7a	Candeias	Candeias, BA	1940	O	AR	Fm Candeias	Barreniano			#26, #27, #28
		Dom João	S. Fco. do Conde, BA	1947	O&G	AR	Fm Sergi	Jurássico		700MMbbl	#26, #27, #28
		Lobato	Salvador, BA	1939	O	FL	Fm Maracangalha?	Necorniano			#29, #28
		Carioca	Offshore, RJ	2006	O&G	MIC	Fm Lagoa Feia	Aptiano	5Bbbl		#30
Santos	2a	Lula	Offshore, RJ	2006	O&G	MIC	Fm Lagoa Feia	Aptiano	6,5Bbbl		#31
		Mertusa	Offshore, SP	1979	G	AR	Fm Itajaí-Açu	Senoniano			#32
		Mexilhão	Offshore, SP	2000	G	CBN	Fm Guarujá	Albiano			#33
Sergipe-Alagoas	6a	Carmópolis	SE	1963	O	AR, CGL, Out 1	Fm Muribeca	Aptiano		253MMbbl	#34, #35
		Guancema	SE	1968	O	AR	Fm Muribeca	Aptiano	70MMbbl		#36, #35
		Jequiá	AL	1957	O	AR	Fm Serrana	Aptiano			#37, #35
Solimões	3a	Juruaá	Caruaru, AM	1978	G	AR	Fm Juruaá	Pensilvaniano			#38, #39
		Urucu	Coari, AM	1986	O&G	AR	Fm Juruaá	Pensilvaniano	18bbl (boe)		#38, #40
Tucano	11a	Curral de Fora	BA	1967	O&G	AR	Fm Aliança, Sergi, Candeias	Jurássico	220kbtbl (o), 230MMm3 (g)		#2, #41

* O (óleo), OP (óleo pesado), G (gás), O&G (óleo e gás), O-nc (óleo não convencional), G-nc (gás não convencional)

** AR (arenito), FL (folhelhos), CGL (conglomerado), CBN (carbonato), CAR (calcarenito), OUT (outros), MIC (microbólitos), Out 1 (embasamento fraturado)

Nota: Nem todas as informações estavam disponíveis para todos os campos listados. As fontes de informações são indicadas a seguir.

Fonte: O autor.

(continuação) Tabela 6 – Compilação de informações sobre os reservatórios em alguns dos principais campos petrolíferos brasileiros

Fontes das informações citadas:

- #1: DIGNART e VIEIRA, 2008
- #2: MOHRIAK, 2003
- #3: BRASIL247, 2013
- #4: OGEP, 2013
- #5: AGERBA, 2007
- #6: ALVES, 2007
- #7: ANP, 2011a
- #8: REQUEJO, SCHIEFELBEIN, JAMIESON, 2005
- #9: ANP, 2011b
- #10: ANP, 2013e
- #11: ANP, 2003b
- #12: ANP, 2011c
- #13: CEPEMAR, 2004
- #14: PETROBRAS, 2013d
- #15: ANP, 2011d
- #16: EXAME, 2012
- #17: ANTUNES, 2003
- #18: ANTUNES et al., 2008
- #19: ANP, 2011e
- #20: PETERSOHN, 2008
- #21: PETERSOHN, 2013
- #22: PORTO ALEGRE, 2012
- #23: ALVES, 2013
- #24: ANP, 2003b
- #25: BARBOSA, RIBEIRO, VASCONCELLOS, 2008
- #26: ARARIPE, 2002
- #27: MURICY, 2008
- #28: MAGNAVITA, SILVA, SANCHES, 2005
- #29: CHAVES, 2009
- #30: AMBIENTE BRASIL, 2008
- #31: ALVES e FONSECA, 2013
- #32: CHANG et al., 2008
- #33: HABTEC ENGENHARIA AMBIENTAL, 2007
- #34: PEREIRA, 2012
- #35: LOUREIRO, 2013
- #36: FONTES e RANNA, 2008
- #37: BARREIRO, MIZUSAKI, GARCIA, 2003
- #38: CLARK, 2002
- #39: TN PETROLEO, 2007
- #40: ANP, 2011f
- #41: DIGNART, 2013

Nem todas as informações estavam disponíveis para todos os campos listados. As fontes de informações são indicadas a seguir.
Fonte: O autor.

Também foi elaborada uma planilha com os principais recursos não convencionais encontrados em algumas das principais bacias sedimentares que reúnem esses recursos no Brasil. Para cada bacia sedimentar, foram listados: a localização; o tipo de recurso petrolífero (óleo, gás, óleo e gás, óleo não convencional, gás não convencional, ou óleo e gás não convencional); o tipo de reservatório (rocha); a principal formação geológica reconhecida para esses recursos; a idade; os principais processos de geração, formação ou produção desses recursos; e as fontes que sugerem esses recursos ou fornecem essas informações. Nem todas as informações estavam disponíveis para todos os recursos não convencionais listados (Tabela 7).

Tabela 7 – Compilação de informações sobre os principais recursos não convencionais encontrados em algumas das principais bacias sedimentares que reúnem esses recursos no Brasil

Bacia	Localização (*)	Recurso	Tipo de Reservatório (**)	Formação Geológica	Idade	Processos	Fonte da informação
Amazonas	AM	O-nc, G-nc	AR	Fm Monte Alegre	Carbonífero	Intrusões ígneas, recursos migrados	#1
Amazonas	AM	O-nc, G-nc	FL	Fm Curiri	Devoniano	Intrusões ígneas, recursos <i>in place</i>	#1
Paraná	PR, MS	O-nc, G-nc	AR	Fm Campo Mourão, etc. (Gr Iitararé)	Permiano	Intrusões ígneas, recursos migrados	#1; #4; #5
Paraná	PR, MS	O-nc, G-nc	FL	Fm Ponta Grossa	Devoniano	Intrusões ígneas, recursos <i>in place</i>	#1; #4; #5
Paraná	PR, MS	O-nc, G-nc	FL	Fm Irati	Permiano	Intrusões ígneas, recursos <i>in place</i>	#1; #4; #5
Paraná	SC, RS	G-nc (CBM)	FL	Fm Irati	Permiano	Geração de CBM***	#2
Paraná	SC, RS	G-nc	AR	Fm Rio Bonito	Permiano	ME OR - gasificação de carvão	#3
Paracis	MT	O&G	AR	Fm Fzenda Casa Branca	Permiano	Recursos migrados, geração incerta	#1; #6
Paracis	MT	O&G	AR	Fm Pimenta Bueno	Carbonífero	Recursos migrados, geração incerta	#1; #6
Paracis	MT	O&G	AR	Fm Fumas	Devoniano	Recursos migrados, geração incerta	#1; #6
Paracis	MT	O&G	AR, CBN	Gr Alto Paraguai	Neoproterozóico	Recursos migrados, geração incerta	#1; #6
Parnaba	MA	O-nc, G-nc	AR	Fm Cabeças	Devoniano	Intrusões ígneas, recursos migrados	#1
Parnaba	MA	O-nc, G-nc	FL	Fm Pimentelias	Devoniano	Intrusões ígneas, recursos <i>in place</i>	#1
Recôncavo	Salvador, BA	G-nc	FL	Fm Cardeiras (Mb Gomo)	Neocomiano	Recursos <i>in place</i>	#8; #1
São Francisco	MG	G-nc	AR	Fm Macaúbas	Neoproterozóico	Intrusões ígneas, recursos migrados	#1; #7
São Francisco	MG	G-nc	CBN	Fm Sete Lagoas	Neoproterozóico	Intrusões ígneas, recursos migrados	#1; #7
São Francisco	MG	G-nc	CBN	Fm Lagoa do Jacaré	Neoproterozóico	Intrusões ígneas, recursos migrados	#1; #7
Solimões	AM	O-nc, G-nc	AR	Fm Jurua	Permiano	Intrusões ígneas, recursos migrados	#1
Solimões	AM	O-nc, G-nc	FL	Fm Jandiatuba	Devoniano	Intrusões ígneas, recursos <i>in place</i>	#1

* O (óleo), OP (óleo pesado), G (gás), O&G (óleo e gás), O-nc (óleo não convencional), G-nc (gás não convencional)

** AR (arenito), FL (folhelhos), CGL (conglomerado), CBN (carbonato), CAR (calcarenito), OUT (outros), MIC (microbólitos)

*** CBM: Coal Bed Methane

Fontes das informações citadas:

#1: RODRIGUES, CHAVES, JONES, 2012

#2: BOGNIOTTI, 2012

#3: LICCARDI, 2009

#4: PETERSOHN, 2013

#5: PETERSOHN, 2008

#6: ALVES, FERREIRA, HAESER, 2008

#7: DUARTE, 2008

#8: BAHIA, 2012

Nota: Nem todas as informações estavam disponíveis para todos os campos listados.

Fonte: O autor.

5.5 Acumulações Petrolíferas Convencionais e Recursos Não Convencionais no Brasil

Os principais campos petrolíferos, e as principais ocorrências de acumulações de recursos não convencionais no Brasil, representam um ponto de partida para sugerir onde as técnicas de MEOR poderiam ser aplicadas com maior êxito técnico e comercial. Nesses casos, mesmo um pequeno incremento da produção ou dos recursos recuperáveis poderia representar um valor significativo para os donos dessas acumulações e para o país. Mas outras acumulações não convencionais, e campos com reservas remanescentes de menor porte, também podem representar oportunidades para aplicar as técnicas de MEOR. Nesses casos, um nicho de mercado relativamente pequeno ainda poderia ser explorado com lucratividade, pelas empresas que fornecem os serviços de aplicação de técnicas de MEOR, ou por empresas de petróleo e gás de menor porte, que tenham foco nesse tipo de oportunidade de mercado.

Uma visão ampla dessas oportunidades, portanto, depende de uma avaliação das condições das principais bacias sedimentares com potencial petrolífero, e das acumulações de recursos não convencionais conhecidas. Um breve levantamento de algumas dessas oportunidades é apresentado a seguir, para permitir que técnicas específicas de MEOR possam ser avaliadas quanto a sua adequação técnica e econômica nesses locais.

5.5.1 Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo se formou com a separação dos continentes sul-americano e africano, no Cretáceo. Essa bacia está localizada principalmente em terra, e em águas rasas do Recôncavo baiano, estrategicamente próxima da capital, Salvador, e de uma ampla e diversificada base industrial e petroquímica (Polo de Camaçari, BA). Numerosas acumulações têm sido descobertas, tanto em terra (Recôncavo Baiano), como em águas rasas da Baía de Todos os Santos (Figura 43).

