

**MARCOS VINICIUS BARRETO MALFITANI**

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO QUANTO  
A MOLHABILIDADE DE SEUS COMPONENTES E RESPECTIVA  
CAPACIDADE DE RETENÇÃO**

***Fase I: Organização da infra-estrutura laboratorial***

**São Paulo**

**2010**

**MARCOS VINICIUS BARRETO MALFITANI**

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO QUANTO  
A MOLHABILIDADE DE SEUS COMPONENTES E RESPECTIVA  
CAPACIDADE DE RETENÇÃO**

***Fase I: Organização da infra-estrutura laboratorial***

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

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de  
Azevedo

Co-Orientador: Prof. Dr. Laurindo de  
Salles Leal Filho

**São Paulo**

**2010**

*À Priscila,*

*Por todo o seu jeito único de ser,  
inspirador, cativante que sempre  
remanescerá em nossas vidas, servindo  
como exemplo para evoluirmos sempre.*

## AGRADECIMENTOS

O autor gostaria de agradecer:

Ao Prof. Dr. **Ricardo Cabral de Azevedo**, por toda a ajuda e supervisão na realização deste trabalho, além de oferecer diversas oportunidades de crescimento acadêmico e profissional ao longo de toda a graduação da habilitação e sempre se mostrar pronto para o auxílio.

Ao Prof. Dr. **Laurindo de Salles Leal Filho**, por auxiliar e coordenar a pesquisa aqui apresentada, possibilitando um projeto de maior expressividade, com a conciliação do curso de engenharia de minas e de petróleo para o avanço das futuras pesquisas na área.

À Prof<sup>a</sup>. Dra. **Ana Carolina Chierigati**, pelos conselhos dados desde o início do curso, seja referente às questões acadêmicas, profissionais e pessoais. Sua ajuda e prontidão para auxiliar o autor foram de extrema valia e jamais serão esquecidos.

Ao Prof. Dr. **Eduardo Cesar Sansone**, por todo o auxílio dado ao longo da graduação, conselhos e ensinamentos valiosos transmitidos que me influenciaram na decisão de minha carreira profissional.

Ao Prof. Dr. **Wilson Siguemasa Iramina**, pelas oportunidades buscadas para incrementar o curso de engenharia de petróleo, através de eventos extracurriculares e ensinamentos valiosos transmitidos que me influenciaram na decisão de minha carreira profissional.

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, por sempre estarem dispostos a me ajudar nas mais diversas questões ao longo de todo o período de graduação. Seus ensinamentos, não apenas didáticos, mas sobre a vida foram de imensa valia.

Ao Prof. **Hernani Luiz Brinati** e ao pesquisador visitante **Jairson de Lima** pela coordenação do programa PRH19 e por todo o apoio financeiro, acadêmico e técnico oferecido e que foi crucial para viabilização deste projeto. Ambos sempre se demonstraram prontos para ajudar os bolsistas e oferecer eventos que puderam complementar a formação acadêmica e Profissional dos alunos.

À ANP por todo o apoio financeiro e iniciativa na criação e gestão do Programa de Recursos Humanos, o que possibilitou a realização desse projeto e de tantos outros nos últimos dez anos.

A todos os colegas do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, por terem criado uma união verdadeira, de sinceridade mútua e muito respeito entre todos nós, proporcionando momentos valiosíssimos de aprendizado pessoal e profissional, de confraternização e de lazer.

À minha família, por todo apoio, incentivo e motivação investidos em mim durante toda a graduação e todos os momentos difíceis que passamos e que juntos estamos superando. **Carlos, Marilda e Carlos**, obrigado por tudo e, no que me tornei, devo, em grande parte, a vocês.

À minha namorada **Carolina**, por me ensinar muito sobre mim mesmo e por sempre estar pronta para me ajudar, me apoiar e me mostrar o lado positivo das coisas, algo que foi crucial para minha formação, não só como engenheiro, mas como pessoa.

À **Priscila**, por tudo o que ela representou para minha vida. Seu senso crítico, sua personalidade marcante, as boas ações com os outros e com tudo e seus cuidados com seus amigos mostraram-me muito mais sobre a vida do que qualquer coisa, forjando meu modo de ser.

## RESUMO

A recuperação de óleo avançada é uma das alternativas que a indústria do petróleo possui para alavancar a produção de óleo de uma jazida. Devido a fenômenos interfaciais, parte do óleo presente no reservatório permanece *in situ*, o chamado óleo residual.

Através da injeção de soluções de tensoativos e surfactantes, é possível reduzir as forças capilares que regem o fluxo das fases fluidas no meio poroso, aumentando a recuperação de óleo e revitalizando o campo produtor, considerado em muitos casos em estado maduro. Contudo, há uma série de impeditivos técnicos para que essa técnica seja padronizada e amplamente difundida. Hoje, sua aplicação está restrita a casos específicos de campos de petróleo.

Considerando a importância do tema para a indústria do petróleo e a oportunidade de criar um novo núcleo de pesquisas no PMI-EPUSP, está sendo elaborada uma infra-estrutura laboratorial que permita a caracterização petrofísica de amostras de rochas e posteriores ensaios, trazendo, para a recuperação de óleo, diversos componentes químicos hoje usados no beneficiamento de minérios (duas áreas que compartilham de efeitos semelhantes relacionados a fenômenos interfaciais)

**Palavras-chave:** *Recuperação Secundária de Petróleo, Fenômenos Interfaciais, Efeito Jamin, Tensoativos, Surfactantes.*

## ABSTRACT

The enhanced oil recovery is a technical alternative from the oil industry to increase the well's production of an oilfield. Due to interfacial phenomena, a percentage of the oil within the oilfield remains stucked. This is referred as residual oil.

By injecting solutions of surfactant and tensoative, it is possible to reduce the influence of capillarity forces that causes restriction to the flow within the porous rock, resulting in better levels of oil recovery and also revitalizing mature oil fields. However, there is a number of technical limitation that prevents this technique to become a standard procedure and largely used in the upstream area of oil industry. Today, its application is restricted to a few specific oilfields.

Considering the importance of this subject to the oil industry and the opportunity to establish a new research activity at the PMI-EPUSP, it is already being elaborated a laboratorial infrastructure which allows the petrophysical characterization of rock samples and posterior tests. This will bring chemical components applied nowadays in ore processing to be used in oil recovery (two subjects which share similar effects related to interfacial phenomena).

**Keywords:** *Enhanced Oil Recovery, Interfacial Phenomena, Jamin Effect, Surfactant, Tensoative.*

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|                                                                                                                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Reservatório onde a água molha-o preferencialmente (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).....                                                     | 16 |
| Figura 2 – Ascensão capilar da água.....                                                                                                                          | 17 |
| Figura 3 - Pressão capilar do reservatório e as alturas de elevação da água (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).....                                       | 17 |
| Figura 4 - Efeito da molhabilidade sobre as curvas de permeabilidade relativa (modificado de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). ....                                  | 19 |
| Figura 5 - Efeito Jamin durante a injeção de água entre poros interconectados (modificado de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). ....                                  | 20 |
| Figura 6 – Percolação de fluidos em capilar (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). ....                                                                      | 21 |
| Figura 7 – Representação dos parâmetros de desempenho de um processo de injeção (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006) .....                                  | 23 |
| Figura 8 - Razão de condutividade pela razão de mobilidade para cada volume de água injetado (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).....                      | 24 |
| Figura 9 - Emulsão da gotícula de óleo residual pelos surfactantes, formando as micelas. ....                                                                     | 26 |
| Figura 10 - Injeção micelar para recuperação secundária (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).....                                                           | 27 |
| Figura 11 - Gotícula de microemulsão com tensoativos e cotensoativos .....                                                                                        | 27 |
| Figura 12 - Reação entre mica e um aminosilano .....                                                                                                              | 29 |
| Figura 13 - Representação do fluxo de caixa de um empreendimento em E&P (extraído de SANTOS, 2010).....                                                           | 30 |
| Figura 14 – Representação do porta-amostra e seus distribuidores de fluxo.....                                                                                    | 32 |
| Figura 15 - Relação da permeabilidade e a pressão de confinamento da amostra (extraído de LENORMAND, 2008).....                                                   | 33 |
| Figura 16 - Efeito da sobrecarga na permeabilidade da rocha, onde $k_{sc}=0$ é a permeabilidade à sobrecarga zero (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006)..... | 33 |
| Figura 17 - <i>Poroperm-E</i> da Vinci Technologies (extraído de VINCI TECHNOLOGIES, 2009). ....                                                                  | 34 |
| Figura 18 - Regulador da linha KCP da marca Swagelok® (extraído de SWAGELOK, 2006). ....                                                                          | 36 |



Figura 19 - União Swagelok® de ¼ de polegada (A) e conexão "macho" Swagelok® de ¼ (B)  
(extraído de SWAGELOK, 2006)..... 36

Figura 20 - Representação do arranjo laboratorial. .... 38

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|                  |                                                                                                           |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>ANP</b>       | Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis                                               |
| <b>ASP</b>       | Álcali-Surfactante-Polímero                                                                               |
| <b>BDEP</b>      | Banco de Dados de Exploração e Produção - ANP                                                             |
| <b>CGA</b>       | <i>Compressed Gas Association</i>                                                                         |
| <b>EPUSP</b>     | Escola Politécnica da Universidade de São Paulo                                                           |
| <b>E&amp;P</b>   | Exploração e Produção                                                                                     |
| <b>EUA</b>       | Estados Unidos da América                                                                                 |
| <b>HPAM</b>      | Poliacrilamida Hidrolisada                                                                                |
| <b>IEE</b>       | Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo                                         |
| <b>LEP</b>       | Laboratório Experimental de Petróleo da Universidade Estadual de Campinas                                 |
| <b>LP</b>        | Laboratório de Petróleo do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo da Universidade de São Paulo |
| <b>PDPETRO</b>   | Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás                                      |
| <b>PETROBRAS</b> | Petróleo Brasileiro S.A.                                                                                  |
| <b>PMI</b>       | Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo da EPUSP                                                |
| <b>PRAVAP</b>    | Programa de Recuperação Avançada de Petróleo - PETROBRAS                                                  |
| <b>PRH</b>       | Programa de Recursos Humanos – ANP                                                                        |
| <b>RAA</b>       | Reunião Anual de Avaliação – PRH/ANP                                                                      |
| <b>RECAGE</b>    | Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração                                                       |
| <b>SIICUSP</b>   | Simpósio Internacional de Iniciação Científica da Universidade de São Paulo                               |
| <b>UNICAMP</b>   | Universidade Estadual de Campinas                                                                         |
| <b>UN-RNCE</b>   | Unidade de Negócios Rio Grande do Norte-Ceará da PETROBRAS                                                |
| <b>UN-SEAL</b>   | Unidade de Negócios Sergipe-Alagoas da PETROBRAS                                                          |
| <b>USP</b>       | Universidade de São Paulo                                                                                 |

## LISTA DE SÍMBOLOS

|                |                                                                                                      |
|----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $g$            | Aceleração da gravidade ( $9,81 \text{ m/s}^2$ )                                                     |
| $h$            | Altura do fluido ascendido no capilar                                                                |
| $\theta$       | Ângulo de contato                                                                                    |
| $\theta_A$     | Ângulo de contato na região A                                                                        |
| $b$            | Constante para cálculo da permeabilidade, que depende do gás utilizado e a porosidade média da rocha |
| $L$            | Comprimento do meio poroso                                                                           |
| $E_D$          | Eficiência de deslocamento                                                                           |
| $E_A$          | Eficiência de varrido horizontal                                                                     |
| $F_c$          | Força capilar                                                                                        |
| $\Pi$          | Injetividade                                                                                         |
| $\lambda_w$    | Mobilidade da água                                                                                   |
| $\lambda_o$    | Mobilidade do óleo                                                                                   |
| $k$            | Permeabilidade                                                                                       |
| $k_{sc}$       | Permeabilidade à sobrecarga                                                                          |
| $k_{sc=0}$     | Permeabilidade à sobrecarga zero                                                                     |
| $k_w$          | Permeabilidade efetiva da água                                                                       |
| $k_g$          | Permeabilidade efetiva do gás                                                                        |
| $k_l$          | Permeabilidade efetiva do líquido                                                                    |
| $k_o$          | Permeabilidade efetiva do óleo                                                                       |
| $k_{rw}$       | Permeabilidade relativa da água                                                                      |
| $p_{atm}$      | Pressão atmosférica ( $14,7 \text{ psia}$ )                                                          |
| $P_w$          | Pressão na coluna de água                                                                            |
| $P_c$          | Pressão capilar                                                                                      |
| $P_{cA}$       | Pressão capilar na região A                                                                          |
| $P_{cB}$       | Pressão capilar na região B                                                                          |
| $p_m$          | Pressão de confinamento da amostra de rocha                                                          |
| $P_A$ ou $P_a$ | Pressão em A                                                                                         |
| $P_B$ ou $P_b$ | Pressão em B                                                                                         |
| $p_1$          | Pressão no estado 1                                                                                  |
| $p_2$          | Pressão no estado 2                                                                                  |
| $R$            | Raio da esfera                                                                                       |
| $r$            | Raio do conduto capilar                                                                              |
| $r_A$          | Raio do conduto capilar na região A                                                                  |
| $r_B$          | Raio do conduto capilar na região B                                                                  |
| $M$            | Razão de mobilidade                                                                                  |
| $\gamma$       | Razão de Injetividade                                                                                |
| $S_w$          | Saturação de água                                                                                    |
| $S_{wi}$       | Saturação de água irreduzível                                                                        |
| $S_o$          | Saturação de óleo                                                                                    |
| $S_{oc}$       | Saturação de óleo crítica                                                                            |
| $S_{or}$       | Saturação de óleo residual                                                                           |
| $A$            | Seção transversal de percolação de água em meio poroso                                               |
| $\sigma$       | Tensão superficial entre fases líquidas                                                              |
| $\sigma_A$     | Tensão superficial entre fases líquidas na região A                                                  |
| $\sigma_B$     | Tensão superficial entre fases líquidas na região B                                                  |
| $\Delta\rho$   | Diferença de densidades no conduto capilar                                                           |
| $\Delta p$     | Diferencial de pressão entre as extremidades do corpo poroso de                                      |

|              |                                                      |
|--------------|------------------------------------------------------|
|              | comprimento L                                        |
| $\Delta P$   | Diferença de pressão entre o poço injetor e produtor |
| $\rho_w$     | Densidade da água                                    |
| $q$          | Vazão                                                |
| $Q_{inj}$    | Vazão de injeção medida na condição padrão           |
| $\mu$        | Viscosidade dinâmica do fluido                       |
| $\mu_w$      | Viscosidade dinâmica da água                         |
| $\mu_o$      | Viscosidade dinâmica do óleo                         |
| $V_{DL}$     | Volume deslocável                                    |
| $V_{cp}$     | Volume do corpo de prova                             |
| $V_{atm}$    | Volume do gás nas condições atmosféricas             |
| $V_1$        | Volume ocupado pelo gás no estado 1                  |
| $V_2$        | Volume ocupado pelo gás no estado 2                  |
| $V_{poroso}$ | Volume poroso da formação rochosa do reservatório    |

## SUMÁRIO

|        |                                                                      |    |
|--------|----------------------------------------------------------------------|----|
| 1.     | INTRODUÇÃO .....                                                     | 13 |
| 1.1.   | Objetivos.....                                                       | 13 |
| 1.2.   | Foco e abordagem do projeto quanto ao tema e sua relevância .....    | 14 |
| 2.     | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....                                          | 15 |
| 2.1.   | Capilaridade e Molhabilidade.....                                    | 15 |
| 2.2.   | Saturação e permeabilidade .....                                     | 17 |
| 2.3.   | Mecanismos de retenção de óleo .....                                 | 19 |
| 2.3.1. | Efeito Jamin .....                                                   | 19 |
| 2.3.2. | Demais efeitos de retenção de óleo.....                              | 21 |
| 2.4.   | Recuperação secundária de óleo.....                                  | 21 |
| 2.5.   | Recuperação secundária avançada de petróleo.....                     | 24 |
| 2.6.   | Produtos químicos alternativos a serem ensaiados.....                | 28 |
| 2.7.   | Controle de molhabilidade em amostras .....                          | 29 |
| 2.8.   | Panorama nacional da recuperação avançada.....                       | 29 |
| 3.     | MATERIAIS E MÉTODOS .....                                            | 30 |
| 3.1.   | Preparação de amostras de rocha para ensaios e seleção de óleo ..... | 30 |
| 3.2.   | Procedimentos para medição de parâmetros petrofísicos.....           | 32 |
| 3.3.   | Seleção de aparelhagem laboratorial .....                            | 33 |
| 4.     | RESULTADOS E DISCUSSÃO .....                                         | 36 |
| 5.     | CONCLUSÕES .....                                                     | 39 |
| 6.     | REFERÊNCIAS.....                                                     | 41 |

## 1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios de petróleo são formações rochosas dotadas de porosidade e de permeabilidade adequadas. Estes parâmetros petrofísicos são importantes para que ocorra, respectivamente, a migração de óleo da rocha geradora, o acúmulo de hidrocarbonetos e o fluxo das fases presentes no reservatório (geralmente compostas por gás, água e óleo) após a perfuração e completação de um poço produtor de óleo.

Devido às características químicas dos fluidos e da rocha-reservatório, ocorrem fenômenos interfaciais entre as fases possíveis na formação (óleo/água, óleo/gás, óleo/rocha, água/gás, água/rocha, gás/rocha). Tais fenômenos são resultados da interação das moléculas presentes na interface de separação da rocha, o que gera comportamento de retenção de fluidos na formação devido à molhabilidade ou a imobilização de uma fase fluída devido à pressão capilar. Por este motivo, não é possível retirar todo o óleo *in situ* através de métodos convencionais de recuperação.

A fim de aumentar a recuperação da reservas, técnicas foram desenvolvidas desde o início da indústria do petróleo para obter melhor desempenho da produção de um poço. Isto se torna importante historicamente com a escassez de campos *onshore* de baixa profundidade e a necessidade de exploração de áreas de maior complexidade, especialmente em lâminas de águas ultraprofundas, onde o máximo de extração de hidrocarbonetos se traduz em redução de custos de novos poços. Uma vez que o reservatório não possua mais energia armazenada para a produção natural do óleo, inicia-se o estudo de injeção de água ou gás imiscível da forma mais adequada, atendendo a demanda por petróleo e garantindo a maior quantidade de óleo deslocada para o poço produtor que apresenta baixa vazão.

Quando a recuperação avançada não surte mais efeito na produção de uma jazida, cria-se o cenário adequado à aplicação dos métodos avançados de recuperação de óleo. Tais métodos se caracterizam pelo aumento do fator de recuperação além do obtido pelo emprego da recuperação secundária convencional, induzindo mudanças nas propriedades físicas e termodinâmicas dos fluidos, bem como alterações nas características físico-químicas de interfaces no reservatório.

O trabalho apresentado delimitar-se-á a descrever os procedimentos de recuperação avançada de petróleo através de métodos químicos, enumerando os mecanismos envolvidos de retenção e a atuação dos agentes químicos para mobilização do óleo retido na reserva até o poço produtor. Serão descritos os componentes utilizados atualmente na indústria de petróleo e suas principais características (vantagens e desvantagens), destacando as limitações de sua aplicação.

### 1.1. Objetivos

O objetivo primário do trabalho é propor o planejamento, o dimensionamento e a elaboração da infra-estrutura laboratorial para pesquisas e experimentos relacionados à recuperação secundária avançada de petróleo a fim de possibilitar um futuro núcleo de pesquisa na área de petróleo dentro do PMI-EPUSP.

O objetivo secundário do trabalho proposto, em médio prazo, é utilizar a futura infra-estrutura laboratorial para ensaios de caracterização de reservatórios sob o aspecto dos fenômenos interfaciais presentes entre a formação rochosa e as fases fluidas. Será feita a

qualificação e quantificação de tais fenômenos, definindo a saturação residual de óleo na rocha após simulação de recuperação secundária e analisando o desempenho de novos produtos químicos na recuperação química secundária avançada de petróleo.

A infra-estrutura laboratorial permitirá o início de um novo núcleo de pesquisas acadêmicas, o que pode ampliar as áreas de especialização oferecidas no PMI em médio prazo. Além disso, as aulas de graduação poderão ser complementadas com conteúdo prático. O aluno terá a disponibilidade do contato com procedimentos laboratoriais de caracterização petrofísica de rochas de interesse sob pressão para o entendimento do acúmulo e fluxo de hidrocarbonetos *in situ*.

## **1.2. Foco e abordagem do projeto quanto ao tema e sua relevância**

A pesquisa, a partir do conhecimento desenvolvido na área de beneficiamento de minérios, que compartilha problemáticas referentes a fenômenos interfaciais com os reservatórios de petróleo, proporá o teste e a análise dos compostos químicos usados no processo da área de minas para identificar sua viabilidade técnica e econômica na injeção para recuperação de óleo *in situ*. Confirmada a aplicação destes novos produtos, os projetos de injeção poderão apresentar menores custos, menores riscos de impacto ambiental, além de que esses compostos apresentam melhores condições de obtenção, quando comparados com os produtos usados atualmente.

Desta forma, considerando a relevância que o tema de recuperação de petróleo assume nas análises de jazidas e seu impacto em estudos de viabilidade técnico-econômica da área, o trabalho se concentra em um estudo mais detalhado sobre o assunto, buscando qualificar e quantificar os fenômenos interfaciais presentes no reservatório e como eles afetam a produção de óleo de campos produtores. Para tanto, a infra-estrutura laboratorial é fundamental para medições das propriedades petrofísicas de rochas obtidas e para simulação das condições *in situ* do reservatório, um dos grandes entraves para a injeção de soluções químicas.

A importância e reconhecimento do tema abordado nesta proposta de trabalho são realçados pelo apoio financeiro do PRH gerenciado pela ANP através do PRH19 que disponibilizou recursos para implementação da nova infra-estrutura laboratorial proposta no PMI. Ainda, a aprovação do trabalho, mesmo em etapa inicial, para a apresentação em congressos específicos na área de petróleo e gás e simpósios internacionais de iniciação científica demonstra o valor desse tipo de pesquisa e a importância da formação inicial de um núcleo prático de ensaios para a graduação de engenharia de petróleo e futura pós-graduação na área de campos maduros.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os reservatórios de petróleo são constituídos de uma formação rochosa, composta predominantemente por rochas areníticas, calcárias e, em alguns casos, por basalto (MIZUSAKI; FILHO; ROISENBERG; 2008). A porosidade efetiva e a permeabilidade da rocha são parâmetros petrofísicos importantes para que ocorra, respectivamente, o acúmulo de hidrocarbonetos e o fluxo das fases presentes no reservatório (geralmente compostas por gás, água e óleo).

Como já citado, a água, o óleo, o gás e a rocha formam fases distintas entre si, com características composicionais típicas que podem resultar em interações químicas, como adsorção. Ainda, devido à natureza das moléculas de cada fase, diferentes níveis de molhabilidade são conferidos entre os fluidos e a rocha, contribuindo para o preenchimento de microporos na rocha pelo fluido que tem a preferência na molhabilidade. Também, as dimensões dos condutos porosos da rocha são de pequena dimensão, onde as forças capilares são mais influentes no fluxo de fluidos do que as forças inerciais e a aceleração da gravidade. Assim, propriedades como a pressão capilar e a tensão superficial de fluidos se apresentam como um impeditivo ao fluxo de óleo até o poço produtor, gerando, então, um óleo *in situ* aprisionado.

Assim, os fenômenos superficiais são um dos responsáveis pela adesão do óleo ao reservatório, o que se traduz em baixo fator de recuperação. Este índice pode variar de 20 até 40%, dependendo do mecanismo primário de produção atuante na reserva (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2000).

### 2.1. Capilaridade e Molhabilidade

A capilaridade ocorre entre duas fases imiscíveis entre fluidos (nos reservatórios representados pela água, óleo ou gás) ou entre um fluido e um sólido (as fases fluidas do reservatório em contato com o substrato rochoso). Na interface de separação entre duas fases, a atração molecular de cada massa fluida não é equilibrada (não há atração em todas as direções). A resultante gerada na superfície de separação é chamada de força capilar ( $F_c$ ) e essa por unidade de comprimento chama-se tensão superficial ( $\sigma$ ), grandeza de relevada importância nos estudos aqui propostos.

A tensão superficial é característica da composição química, pois é influenciada a partir da disposição superficial das moléculas assumido na superfície da fase fluida. Segundo a equação de Young-Laplace, a pressão capilar relaciona-se com as curvaturas da superfície da fase. Considerando que a superfície da fase seja aproximadamente esférica, a pressão capilar assume a relação expressa na equação 1.

$$p_c = \frac{2\sigma}{R} \quad (1)$$

Na equação 1,  $\sigma$  é a tensão superficial da fase líquida e  $R$  é o raio da esfera.

A molhabilidade é outro conceito importante, pois caracteriza a capacidade de um fluido “espalhar-se” sobre um sólido. Tal característica pode ser representada através do ângulo de contato ( $\theta$ ) formado entre a superfície da fase fluida e a fase sólida (medido na fase externa à essas duas). Essa característica depende da natureza química das fases.



Dentre os reservatórios de petróleo, considerando os fluidos neles contidos e suas formações com características mineralógicas, é mais comum encontrar a água como sendo o fluido que molha preferencialmente as paredes dos poros do maciço (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006), esquema representado na figura 1. Esse fato é importante para se compreender o conceito de saturação residual e irreduzível da água.

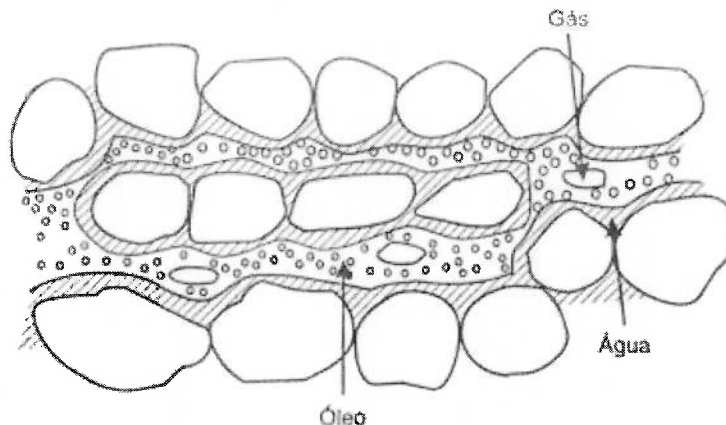


Figura 1 - Reservatório onde a água molha-o preferencialmente (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A molhabilidade possibilita também o fenômeno da ascensão capilar através dos condutos capilares. Esses condutos são uma característica dos reservatórios de petróleo, pois a sua porosidade efetiva forma caminhos de pequenos diâmetros por onde o fluido percola. Através da equação de Young-Laplace pode-se correlacionar a pressão capilar com o ângulo de contato entre a fase fluida e o sólido e o raio do capilar aonde ocorre o fenômeno (equação 2).

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2)$$

Na equação acima,  $r$  é o raio do conduto capilar. Perceba que quanto menor o raio do capilar, maior será a pressão capilar, o que favorecerá a percolação da água através dos capilares menores dentro de um reservatório, formando a saturação irreduzível de água, abordada a seguir.

Ainda, pode-se estudar a ascensão capilar através da pressão capilar. Em uma interface ar e água, onde a água molha preferencialmente o material do capilar, a formação do menisco indica aonde a pressão é maior ao longo da linha que corta a interface ar e água. Assim, na figura 2, a concavidade do menisco indica que a pressão em  $P_a$  é maior que em  $P_w$  (RABOCKAI, 1979). Mas  $P_b$ , que se encontra dentro do capilar, no mesmo nível da água livre, deve ter a mesma pressão de  $P_a$ . Assim, para que  $P_b$  tenha a mesma pressão de  $P_a$ , subtrai-se de  $P_w$  a pressão da coluna de água ascendida no capilar ( $\rho_w g \cdot h$ ). Dessa forma, chega-se a equação 3.

$$p_c = \Delta \rho g h \quad (3)$$

Na equação acima,  $\Delta \rho$  é a diferença de densidades das fases fluidas,  $g$  a aceleração da gravidade e  $h$  a altura de referência do fluido que ascende no capilar.

Esse fenômeno é importante no reservatório, pois explica fenômenos, como o efeito Jamin, que aprisiona em uma injeção de água, por exemplo. Isso será tratado em tópicos futuros.

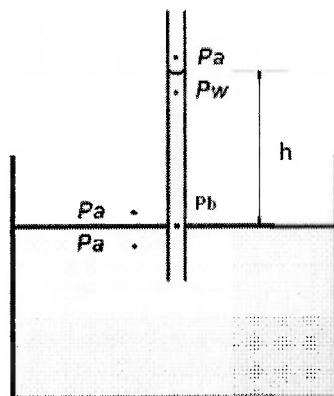


Figura 2 – Ascensão capilar da água

## 2.2. Saturação e permeabilidade

A saturação dos fluidos em um reservatório refere-se ao volume dos poros ocupados por uma respectiva fase (podendo ser gás, óleo ou água). Ao longo de toda vida cronológica do reservatório, essa saturação varia, pois inicialmente os poros eram preenchidos por água (conhecida como água inata) e que foi deslocada pelo óleo, mais leve, em um processo de drenagem. Na produção ocorre o oposto, onde o óleo deslocado para o poço faz com que a saturação de água aumente no reservatório, em um processo de imbebição.

Um reservatório pode ser aproximado por um conjunto de capilares de raios diferentes. Essa distribuição no dimensionamento dos condutos gera diferentes alturas de elevação da água, que se relacionam com a pressão capilar. Na figura 3 há uma analogia entre o modelo de tubos capilares e a curva de pressão capilar típica de um reservatório de óleo. Em pressões capilares altas (onde o raio do capilar é menor) a saturação de água média em todo o reservatório é pequena, já que na altura correspondente a esta pressão capilar, os demais capilares estão preenchidos por água. Sob pressões capilares baixas (maior diâmetro do conduto) a saturação de água é máxima, pois é onde ocorre a pressão capilar mínima. Ou seja, para alturas de ascensão menores que a pressão capilar (e altura ascendente correspondente), encontrar-se-á água.

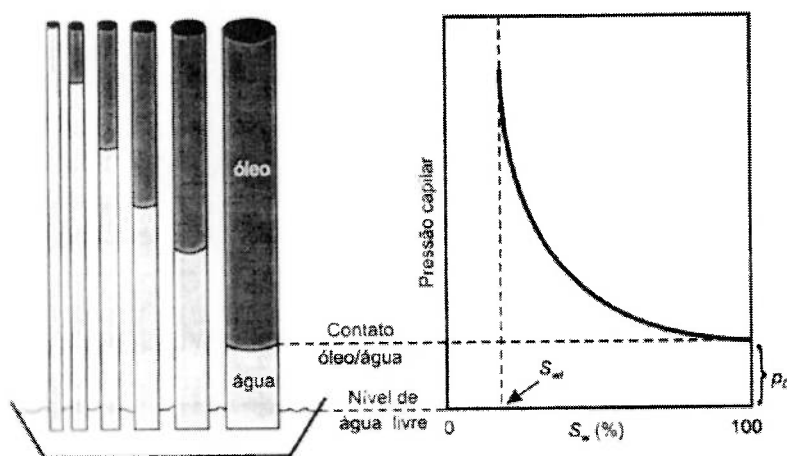


Figura 3 - Pressão capilar do reservatório e as alturas de elevação da água (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A análise da curva da pressão capilar implica que para reservatórios heterogêneos, a faixa de transição da saturação será maior, onde  $0 < S_w < 1$ . Isso é um fato relevante na execução de um projeto de injeção, como será comentado a seguir.

A permeabilidade de um meio poroso é proposta por Darcy conforme a equação IV. Esta característica informa a capacidade que um meio poroso possui em permitir um fluxo de um dado fluido.

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta p} \quad (4)$$

Na equação anterior,  $k$  é a permeabilidade,  $q$  é a vazão através do meio poroso,  $A$  é a seção transversal do meio poroso (considerando a matriz e os poros),  $L$  é o comprimento do meio poroso,  $\mu$  a viscosidade dinâmica do fluido e  $\Delta p$  a queda de pressão entre os extremos do comprimento  $L$ . A informação da porosidade do meio poroso está incluída no valor da permeabilidade. Logo, para cada formação teremos um valor médio de permeabilidade (pois as formações rochosas de reservatórios são heterogêneas e, ainda, podem apresentar anisotropia em relação à direção vertical e horizontal, que é o caso dos turbiditos da Bacia de Campos). Contudo, nos reservatórios existem mais de um fluido coexistindo (como por exemplo, gás, óleo e água). Diante desse fato, necessita-se a introdução do conceito de permeabilidade efetiva.

A permeabilidade relativa da água ( $k_{rw}$ ) é a razão entre a permeabilidade efetiva da fase e a sua permeabilidade em um meio de saturação 100%.

Em um processo de drenagem do reservatório, a saturação de água ( $S_w$ ) é 100%, enquanto que a de óleo ( $S_o$ ) é zero. Com o deslocamento do óleo para os poros,  $S_o$  passa a aumentar, formando gotículas de óleo ao longo dos condutos preenchidos de água (saturação insular). Quando, o óleo forma uma fase contínua, então se tem a saturação funicular que indica a saturação crítica ( $S_{oc}$ ), onde a fase passa a fluir pelo centro dos capilares de maior diâmetro. Tal comportamento segue-se até a saturação de água alcançar um valor mínimo conhecido como saturação irreduzível de água ( $S_{wi}$ ), onde a fase deixa de fluir e sua permeabilidade relativa se anula.

Em um processo inverso, inicialmente com  $S_o$  igual a 100%, ocorre o deslocamento de água para o reservatório. Quando a saturação atinge o valor de  $S_{wi}$ , a água passa a fluir pelos poros e nesse ponto, a saturação de óleo assume seu valor residual ( $S_{or}$ ). Experimentalmente comprova-se que  $S_{or}$  é maior que  $S_{oc}$  (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Isso demonstra que num projeto de injeção de água, um método convencional secundário de recuperação que representa uma embebição do reservatório, a quantidade de óleo que poderá ser extraído será menor do que a oferta teórica possível (essa diferença é  $S_{or} - S_{oc}$ ).

Diante desse processo de saturação do reservatório (e a influência da molhabilidade na disposição das fases nos condutos da formação), apresenta-se na figura 4 a curva de permeabilidade relativa em um sistema água-óleo na situação que a água é o fluido que molha preferencialmente a rocha (curva 1) e que o óleo molha preferencialmente a rocha (curva 2).

Fluidos com mesma molhabilidade a um sólido teriam a mesma curva de permeabilidade relativa, já que a viscosidade não influencia nessa propriedade. Contudo, quando a água molha preferencialmente a rocha, sua permeabilidade relativa é menor (curva tracejada). Isso ocorre, pois essa fase tende a preencher os condutos de menor diâmetro,

ascendendo-se por eles, além de ocupar os trechos próximos aos grãos. Isso favorece o fluxo do óleo, já que ele fluirá pelo centro dos condutos revestidos por água.

No caso de um sistema com três fases fluidas, são utilizados diagramas ternários, onde cada vértice representa a saturação do fluido na rocha. Qualitativamente a influência da molhabilidade é a mesma que ocorre no sistema bifásico.

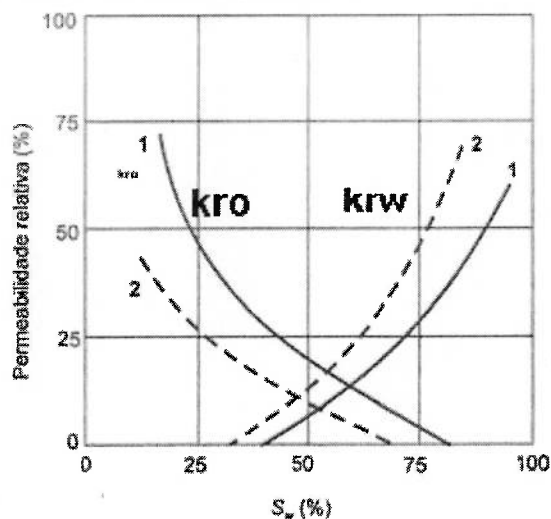


Figura 4 - Efeito da molhabilidade sobre as curvas de permeabilidade relativa (modificado de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

## 2.3. Mecanismos de retenção de óleo

### 2.3.1. Efeito Jamin

Embora a deposição de material particulado na plataforma continental brasileira apresente uma direção preferencial devido ao seu regime de deposição sedimentar, tal como ocorre nos turbiditos da Bacia de Campos (SANSONE, 2008), a porosidade efetiva da formação apresenta ligações tridimensionais além dessas direções. Isso permite o acontecimento do efeito Jamin, representado na figura 5, onde a comunicação entre condutos paralelos pode gerar o aprisionamento do óleo, como será explicitado a seguir.

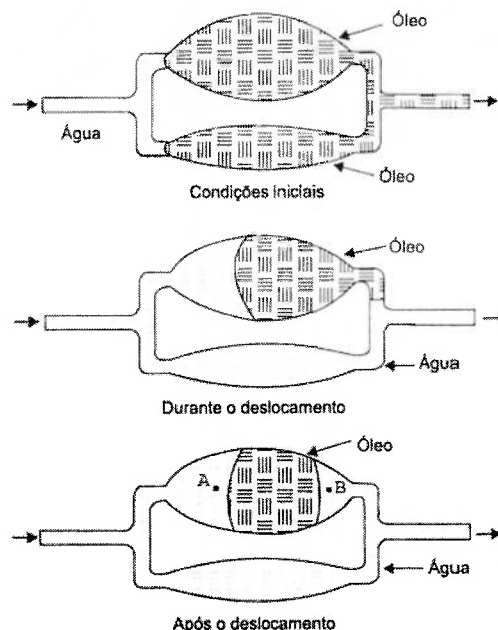


Figura 5 - Efeito Jamin durante a injeção de água entre poros interconectados (modificado de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Durante um processo de injeção do poço, por exemplo, a água é injetada no reservatório a fim de acelerar o deslocamento do óleo até um poço produtor. Já que a água é o fluido que molha preferencialmente a grande parte dos reservatórios, a tendência é que ele flua através de condutos de menor diâmetro, devido à pressão capilar maior na fase aquosa contra a menor pressão na fase oleíca (gerando o diferencial de pressão necessário para o fluxo e conseqüente deslocamento de óleo).

Assim, tomando como exemplo a figura 5, a água do capilar de menor diâmetro chega antes ao extremo da direita em relação à água que percola no capilar de maior diâmetro. Contudo, a água que já atingiu o fim do conduto tende a avançar pelo o outro capilar, até que esse sofra um aumento de diâmetro. No momento que se forma duas interfaces, tem-se o efeito Jamin.

No exemplo, temos duas interfaces, água / óleo e óleo / água. Por estarem sobre o mesmo substrato, os ângulos de contatos são iguais e, supondo que a variação do diâmetro do capilar entre as duas interfaces seja muito pequena, pode-se equacionar as seguintes pressões capilares:

$$p_{cA} = p_{cB} = \frac{2\sigma_A \cos \theta_A}{r_A} = \frac{2\sigma_B \cos \theta_B}{r_B} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (5)$$

Na equação 5,  $p_{cA}$  e  $p_{cB}$  são as pressões capilares nas interfaces em A e B, respectivamente. Como  $p_{cA}$  e  $p_{cB}$  são iguais, então as diferenças de pressões nas duas interfaces são iguais. Como a pressão da fase óleo é comum para as duas interfaces, conclui-se que  $p_A = p_B$  e, portanto, não ocorre fluxo.

Um fenômeno compatível ocorre no fluxo da fase óleo junto com a fase água, representado na figura 6. Como há fluxo,  $p_A > p_B$ . Quando isso ocorre, a interface em B assume uma curvatura diferente, conferindo uma melhor forma hidrodinâmica favorável ao fluxo. Nessa situação,  $\theta_A > \theta_B$  e, portanto, com base na equação 5,  $p_{cA} < p_{cB}$ . Como a pressão capilar é a diferença da pressão da fase que não molha para a fase que molha, então se conclui que

$p_A > p_B$ . Embora seja a condição para que ocorra o fluxo através do capilar, um aumento no diferencial de pressão (com o intuito de elevar a vazão de um poço, por exemplo) fará com que a curvatura em B se reduza, aumentando a resistência ao fluxo, limitando a vazão.

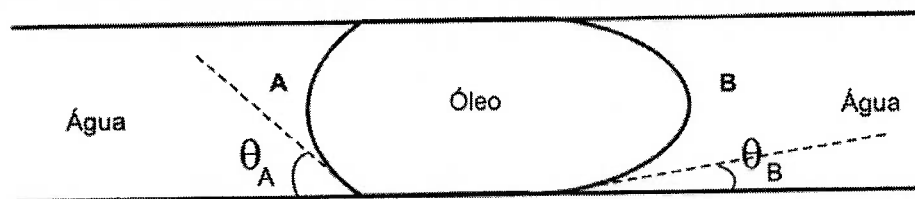


Figura 6 – Percolação de fluidos em capilar (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

No caso da percolação em condutos onde há estreitamento, a diminuição do raio eleva normalmente  $p_{cB}$ , sendo necessário um gradiente de pressão impraticável ao fluxo. Também quando coexistem três fases (água, óleo e gás), a diferença das tensões superficiais em cada uma das superfícies gera diferentes pressões capilares que se oporão ao movimento do fluido.

O efeito Jamin, como se pode notar, é uma das grandes causas da saturação residual de óleo, devido à complexidade geométrica da porosidade das formações. Os produtos químicos atuam na alteração da molhabilidade dos fluidos na rocha e nas tensões superficiais, aumentando assim a recuperação da jazida.

### 2.3.2. Demais efeitos de retenção de óleo

O efeito Jamin e a diferença de pressão capilar durante o fluxo multifásico em condutos capilares estão sempre presentes no reservatório, oferecendo maior resistência a recuperação em estágios mais elevados, onde a pressão do reservatório é menor. Devido às dimensões diminutas dos poros, a pressão capilar é elevada e o fluxo só consegue compensá-la quando há energia no reservatório. Assim, é plausível compreender que a produção de óleo diminui ao longo do tempo caso nenhum método de recuperação seja aplicado (que, na verdade, reduz a queda da vazão de petróleo).

Ainda, com o desenvolvimento da produção, há mudanças no meio físico, especialmente quando é feita a injeção de água como método de recuperação secundário. Isto pode induzir a mudanças no comportamento da molhabilidade dos fluidos na rocha (devido à adsorção e reações químicas). Por isso, o estudo prévio da formação e sua mineralogia, bem como a análise e controle dos fluidos injetados são importantes para garantir a integridade da formação e suas características, sem causar danos à região do poço e nos canais preferenciais de fluxo.

Em um descontrole no tipo de fluido injetado (seja por uma questão operacional, seja por causa do grande nível de heterogeneidade da formação), a molhabilidade da rocha pode se tornar maior ao óleo. Ou seja, o óleo formará um pequeno filme junto às paredes dos condutos rochosos, preenchendo microporos e dificultando sua recuperação, uma vez que a água passa a assumir a porção central do conduto, tendo seu fluxo favorecido.

## 2.4. Recuperação secundária de óleo

Os métodos de recuperações secundárias visam o aumento da eficiência da produção. A técnica de injeção de água ou gás imiscível no reservatório busca reproduzir os mecanismos de recuperação primária do reservatório, provendo energia à jazida, geralmente na forma de

pressão. Através da injeção dos fluidos deslocantes através de um poço injetor no reservatório, a frente injetada tenderá a deslocar os fluidos presentes na reserva, mobilizando-os até o caminho de maior gradiente de pressão até o poço produtor. A injeção de água é a técnica mais difundida de recuperação secundária (LYONS; PLISGA, 2005) e tornou-se procedimento padrão nos empreendimentos de exploração e produção das empresas petrolíferas. Não raro, a recuperação secundária é aplicada ainda nos primórdios da produção da reserva com o intuito de reduzir a queda de pressão do reservatório com a produção e, por consequência, manter a vazão de óleo. Desta forma, ocorre a antecipação de receita do empreendimento, compensando os custos de investimento em menor tempo. Nessas condições, a recuperação secundária também é conhecida como manutenção da pressão (THOMAS, 2001).

Contudo um estudo prévio antes da aplicação dos métodos é recomendado, pois cada reservatório apresenta suas peculiaridades que definem os melhores parâmetros para sua injeção, como localidade e a quantidade dos poços injetores e o esquema de injeção. Quanto menor a quantidade de fluido injetado e maior a quantidade de óleo deslocado, mais eficiente e barato é o procedimento.

Existem três parâmetros de eficiência que medem o impacto do projeto na reserva, para qualquer que seja o método de injeção. A eficiência do varrido horizontal ( $E_A$ ) é a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total porosa. A área invadida depende da geometria do reservatório e da malha de injeção, do volume injetado e da razão das mobilidades ( $M$ ) do fluido injetado e do fluido deslocado.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left( \frac{k_w}{\mu_w} \right)}{\left( \frac{k_o}{\mu_o} \right)} \quad (6)$$

Na equação 6,  $\lambda_w$  e  $\lambda_o$  são as mobilidades da água e do óleo, respectivamente.

Para ter-se um  $E_A$  favorável, ou seja, para que o fluido injetado desloque o óleo até o poço produtor, é necessário que a mobilidade da água seja menor que a mobilidade do óleo. Assim, busca-se  $M < 1$  para que um projeto de recuperação secundária seja bem sucedido. Mas a simples injeção de água não afeta essa relação, ao contrário, acaba elevando a saturação de água do reservatório, como visto na figura 5, a permeabilidade efetiva da água e a razão  $M$ .

Analisando a equação 6, reduzindo  $\mu_o$  ou aumentando  $\mu_w$  (água injetada), reduz-se  $M$ . Para obter esses respectivos efeitos, utiliza-se métodos térmicos para o aquecimento do óleo *in situ* (injetando vapor de água e reduzindo  $\mu_o$ ), ou adicionando polímeros à injeção, elevando-se  $\mu_w$ .

Outro parâmetro que a injeção de água depende é o fator de contato. Definido como a razão entre o volume de água inata contatado pela água injetada e o volume total do reservatório, indica a porcentagem de volume não deslocado pela injeção. São as chamadas ilhas, e podem ser resultados de falhas, barreiras de folhelhos e heterogeneidades em geral. Para reaver o óleo ultrapassado presente nas ilhas, recomenda-se o uso de um método especial de recuperação, como a injeção de polímeros, para reduzir o  $M$  característico do projeto.

Por fim, a eficiência de deslocamento ( $E_D$ ) é a porcentagem de óleo recuperada após a injeção em relação ao óleo inicial do reservatório.

$$E_D = \frac{S_o - S_{or}}{S_{oi}} \quad (7)$$

Na equação 7,  $S_o$  é a saturação de óleo do reservatório antes da injeção,  $S_{or}$  a saturação após o processo de deslocamento do óleo e  $S_{oi}$  a saturação inicial do reservatório. Quando o processo de injeção é aplicado desde o primórdio da extração da reserva,  $S_o$  é substituído na equação 7 por  $S_{oi}$ .

A saturação residual deve-se aos efeitos capilares, à adsorção do óleo no substrato rochoso e ao seu aprisionamento em grãos intersticiais, representando a causa de 60 a 90% do óleo retido em um reservatório maduro (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). A adição de polímeros e surfactantes reduziria  $S_{or}$ , elevando assim  $E_D$  e a produção através da injeção. A figura 7 sintetiza os três parâmetros em uma injeção de água.

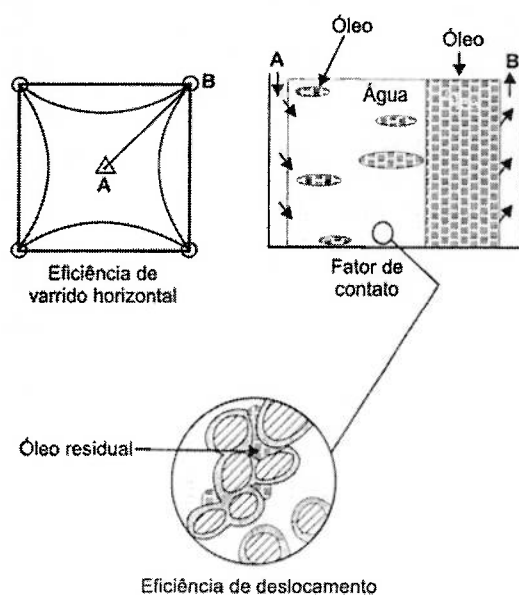


Figura 7 – Representação dos parâmetros de desempenho de um processo de injeção (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006)

A injeção de água é o método convencional de recuperação mais difundido e é aplicado sistematicamente na produção petrolífera. Contudo, existem limitações e a sua produção atinge um máximo, antes que comece a decair. Nesse ponto, o campo atingiu o estado de recuperação avançado e a produção de água em poços passa a ser grande (o chamado *Breakthrough*). Em breve não será possível varrer mais óleo dessa jazida através do método. E nessa situação que convém usufruir os métodos de recuperações secundárias especiais.

Outro parâmetro importante para analisar a eficiência do sistema de injeção convencional é a injetividade (ou condutividade), representada pela letra  $\Pi$ . Este parâmetro representa a vazão da injeção medida em condição padrão ( $Q_{inj}$ ) correspondente à diferença de pressão entre o poço injetor e produtor ( $\Delta P$ ).

$$\Pi = \frac{Q_{inj}}{\Delta P} \quad (8)$$

Quando a razão de mobilidades ( $M$ ) for diferente da unidade, a injetividade muda em relação ao tempo. Pode-se então definir a razão de injetividade ( $\gamma$ ).

$$\gamma = \frac{\Pi_t}{\Pi_{t=0}} \quad (9)$$



A figura 8 representa a variação da razão de condutividade em relação à razão de mobilidade em uma injeção convencional de água em um arranjo *Five-spot*. Cada curva representa um valor diferente de água injetado e o volume deslocável ( $V_{DL}$ ) é dado pela equação 10.

$$V_{DL} = V_{poroso} (S_o - S_{or}) \quad (10)$$

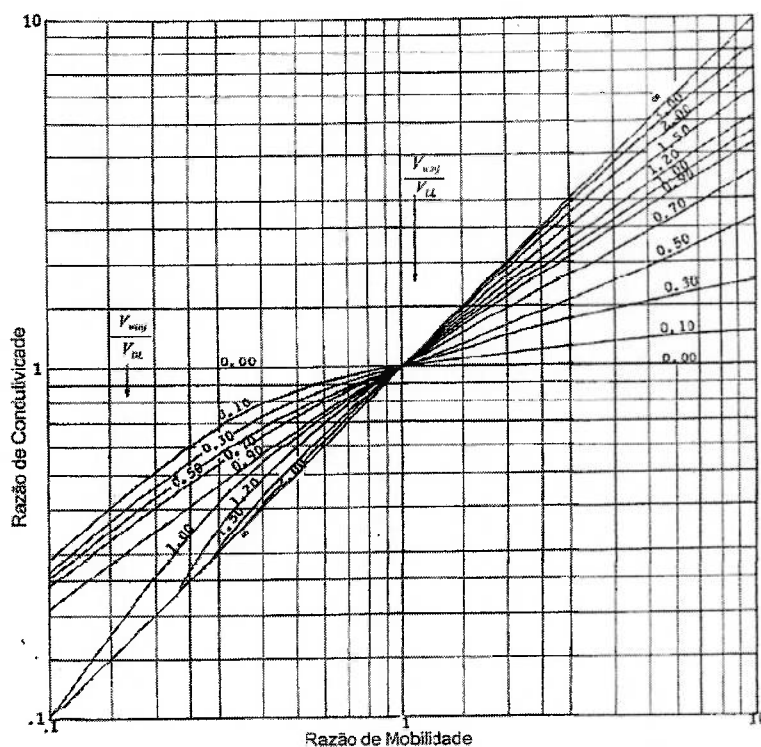


Figura 8 - Razão de condutividade pela razão de mobilidade para cada volume de água injetado (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006)

Na equação 10,  $V_{poroso}$  é o volume de poros do reservatório.

Vale lembrar que é crucial entender o funcionamento e o projeto de injeção convencional do campo tratado. Dessa forma, ponderar-se-á qual o melhor método especial a ser aplicado e a sua economicidade.

## 2.5. Recuperação secundária avançada de petróleo

Após o esgotamento dos mecanismos secundários de recuperação, são colocados em prática os métodos especiais. Estes visam modificar as características das rochas, da fase aquosa ou da fase oléica, de forma a favorecer o fluxo a partir da redução da tensão capilar, restabelecimento da molhabilidade favorável à água sobre a rocha, diminuição da viscosidade do óleo, aumento da viscosidade da água, mudanças na permeabilidade efetiva das fases, entre outros parâmetros. Os principais métodos avançados de recuperação avançados são:

- *Químicos*: injeção de polímeros, injeção micelar e injeção ASP;
- *Térmicos*: combustão *in situ*, injeção de vapor;
- *Gás miscível*: injeção de  $CO_2$ , injeção de  $N_2$  e injeção de gás de hidrocarbonetos.

Os três principais métodos químicos abordados são a injeção de polímeros, micelar e a ASP. A seguir, elas serão tratadas individualmente, enfatizando-se suas aplicações, vantagens e desvantagens.

A injeção de soluções de polímeros é responsável em elevar a eficiência do varrido ( $E_A$ ), devido às suas características estruturais moleculares. Sua adição eleva a viscosidade da água injetada e pouco afeta a permeabilidade da água, evitando assim problemas de entupimento de poros pela água após a passagem do polímero (SEGUNDO et al., 2007). Isso resulta em uma melhor razão de mobilidade, elevando  $E_A$ , demandando uma menor quantidade de água para um maior deslocamento de óleo.

Outro ponto importante é que a adição de polímeros apresenta uma variância da  $E_D$  sutil, já que o polímero é imiscível com o óleo. Mas, sua atuação em  $E_A$  gera uma aceleração no processo de recuperação, antecipando a receita do poço.

Dentre os polímeros utilizados, destacam-se as poliacrilamidas hidrolisadas (HPAM), composta por monômeros de amida. Quanto maior for seu grau de hidrolização, maior será o aumento em  $\mu_w$ . Ainda, esse composto é classificado como um fluido não-newtoniano dilatante, ou seja, quando para um aumento de velocidade, sua viscosidade aumenta. Essa característica é importante, pois permite que o banco de injeção seja mais bem distribuído e que contate zonas de menor permeabilidade.

Outro tipo de polímero é o biopolímero polissacarídeo. Sintetizado a partir de material biológico de microorganismos, é formado pela polimerização de três monômeros: manose, glicose e um ácido. Em relação a poliacrilamida, o polissacarídeo é mais bombeável, permitindo ser utilizado em bombas e em altos fluxos sem perder suas características. Além disso, pode ser injetado com água salgada, ao contrário da poliacrilamida, que deve ser misturada à água doce e livre de oxigênio.

Para aplicação dos produtos, o reservatório deve ser moderadamente heterogêneo, com boa permeabilidade, pois se o óleo tiver uma alta viscosidade, a vazão de injeção deverá ser grande, tornando o projeto inviável economicamente. Ressalta-se também a quantidade do composto que acaba sendo adsorvido pela rocha. Recomenda-se aumentar a concentração do polímero na injeção para compensar esse efeito.

Existem variações do uso dos polímeros. Há casos onde é possível injetar o monômero da HPAM para que sejam polimerizados *in situ*. Ainda, através da injeção de dois bancos de polímeros, é possível fazer um revestimento nos condutos do reservatório para reduzir a adsorção dos produtos químicos. Em um primeiro banco de injeção, polímeros são injetados juntamente com citrato de alumínio ( $Al(C_6H_5O_7)$ ). O ácido cítrico é adsorvido no substrato rochoso e o átomo de alumínio auxilia o fluxo dos polímeros de um segundo banco de injeção evitando que eles sejam inutilizados por uma adsorção.

A gelificação também é utilizada para evitar a adsorção. Mediante ao uso de cátions  $Cr^{6+}$ , injetados junto com o banco de polímeros, um agente redutor é injetado no banco seguinte, convertendo  $Cr^{6+}$  em  $Cr^{4+}$ . Nessa etapa, forma-se o gel de polímeros que evita a adsorção, mas a permeabilidade do produto químico é reduzida, o que reduziria a injetividade do projeto, elevando os seus custos. Para contornar esse inconveniente, outros bancos com soluções poliméricas são utilizados para ajustar a mobilidade das fases no reservatório.

Uma variação dos métodos acima para evitar a adsorção dos polímeros é a opção de polímeros catiônicos e aniônicos. O primeiro é injetado inicialmente e é propositadamente adsorvido no reservatório, comumente carregado com cargas negativas (LYONS; PLISGA, 2005). A segunda injeção é feita com os polímeros aniônicos que percolam com menor resistência nos condutos revestidos.

As principais desvantagens deste tipo de injeção é degradação dos polímeros. A poliacrilamida apresenta uma baixa resistência ao cisalhamento, enquanto que o polissacarídeo é mais suscetível a ataques bacterianos. Além disso, esse último pode provocar tamponamento na formação das imediações do poço, elevando a pressão local.

Para que se garanta viabilidade econômica no projeto de injeção de polímeros, é necessária uma análise prévia laboratorial de testemunhos e fluidos do reservatório para caracterizar a rocha em relação à sua mobilidade, ao seu porcentual de perdas da matéria por adsorção e as suas tendências de tamponamento. As concentrações das injeções centram-se entre 250 e 1500 ppm e o volume injetado é de, aproximadamente, 20% do espaço poroso, sendo que a recuperação gerada deve ser maior que aquela obtida pela simples injeção de água. Em suma, o preço da matéria e suas limitações em relação às condições salinas, microbiológicas e mecânicas do meio são os grandes vilões desse método. A pesquisa, futuramente, estudará e preparará novos componentes que visarão reduzir esses reverses, a partir dos conhecimentos praticados no beneficiamento de minérios, como já discutido outrora.

A injeção micelar visa reduzir a tensão superficial presente entre o óleo e a água para diminuir a saturação residual do óleo, elevando-se  $E_D$ . Também conhecido como *Maraflowd*, o método é atrativo, pois varre todo o óleo contatado pela injeção através da formação de micelas (arranjo de surfactantes de menor energia superficial, representado na figura 9), gerando microemulsões de óleo que auxiliam no deslocamento do óleo residual.

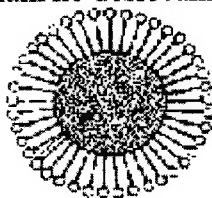


Figura 9 - Emulsão da gotícula de óleo residual pelos surfactantes, formando as micelas.

É comum utilizar-se um co-surfactante, como álcool, para auxiliar no ajuste da viscosidade dos surfactantes, para aumentar a solubilização de óleo pelas micelas e para reduzir a adsorção do composto químico na rocha. Contudo, a salinidade ainda mostra-se como uma intempérie ao método. Para reduzir essa influência, água é pré-injetada antes do banco micelar a fim de deslocar a máxima quantidade possível de água salina inata para o poço produtor.

Contudo, o rebaixamento de  $S_{or}$ , causado pela alteração da tensão superficial entre o óleo e a água favorece o aumento da permeabilidade  $k_{rw}$  (figura 4). Dessa forma, aplica-se um banco de polímero após a injeção micelar com o intuito de evitar o grande avanço de água através do aumento de  $\mu_w$ , reduzindo-se assim  $M$ . A figura 10 mostra o esquema de injeção micelar descrito acima.

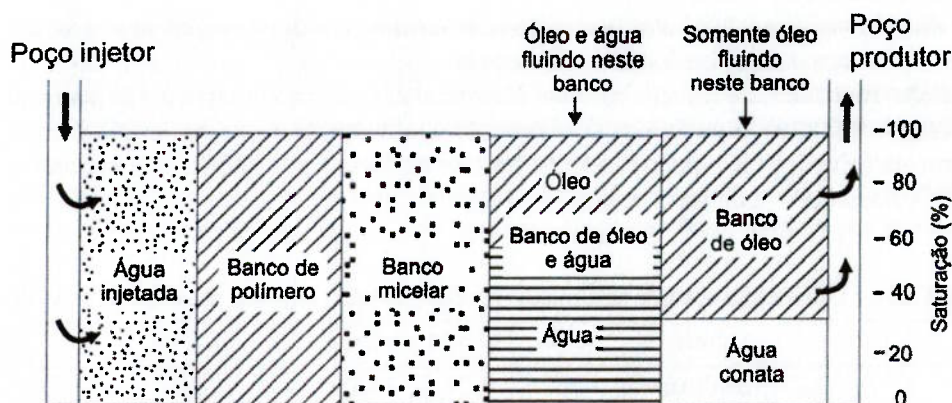


Figura 10 - Injeção micelar para recuperação secundária (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006)

A injeção micelar apresenta boa aplicabilidade em reservatório que reagiram bem à injeção de água, incluindo aqueles que apresentam óleo com API médio. Caso seja um óleo mais viscoso, o processo demanda maior quantidade de injeção, tanto do banco de polímeros quanto do banco micelar, que deve preencher, no máximo, 10% do volume poroso. Nessas condições, o alto custo do componente e o seu investimento na planta de injeção tornam a sua aplicação sem viabilidade econômica. Como no método anterior, é fundamental o estudo das características do laboratório, definindo a saturação residual e a previsão de recuperação em relação ao método simples de injeção de água. Por exemplo, em reservatórios carbonáticos, o excesso de íons torna inviável a injeção micelar, sendo a recuperação química pouco atrativa.

Novos estudos (VANESSA et al., 2009a) mostram que a injeção micelar pode ser mais eficiente utilizando as microemulsões. Estas são compostas de quatro componentes, óleo, água, tensoativo e o cotensoativo (este último sendo álcool nos experimentos). O cotensoativo é responsável em dar maior estabilidade à micela, pois o arranjo das cadeias de tensoativos aproxima sítios de mesma polaridade o que impede um número alto destas moléculas de se agruparem em uma mesma gotícula (gerando, então, gotículas maiores). Essas microemulsões (gotículas até 200 nm, representadas na figura 11) são mais estáveis do que as emulsões maiores e resultados preliminares laboratoriais indicam que o banco micelar de injeção não necessita do banco de polímero (devido ao tamanho reduzido e maior mobilidade da microemulsão).

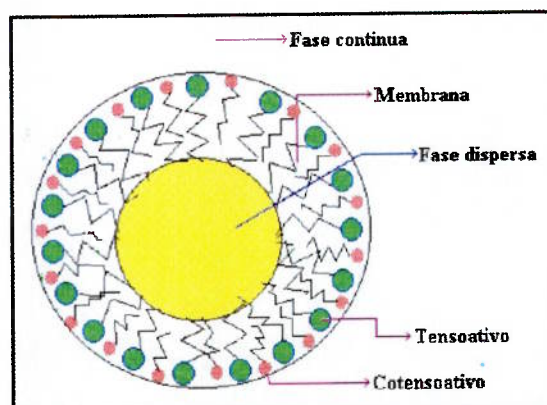


Figura 11 - Gotícula de microemulsão com tensoativos e cotensoativos

A injeção ASP congrega as vantagens da injeção de polímeros com a injeção micelar, elevando tanto  $E_D$  quanto  $E_A$ , por um menor custo. O uso dos álcalis e dos surfactantes promove a diminuição do óleo residual através da formação micelar e evita-se a adsorção dos

componentes no substrato rochoso, enquanto que os polímeros reduzem a razão de mobilidade entre o fluido deslocante (água) e o óleo.

A solução injetada é composta de 1% de substância alcalina (podendo ser  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  ou  $\text{NaOH}$ ), de 0,1 a 0,3% de surfactante e 0,1% de polímero. A aplicação deste método é mais abrangente do que os anteriores e apresenta especificações mais precisas, já que vem sendo estudo em aplicações *in situ* em reservatórios em *West Kiehl* (MEYER et al., 1992) nos EUA, na China (GAO et al., 1996) e na Venezuela, no lago Maracaibo (HERNÁNDEZ et al., 2001). Nessas localidades, o método ASP foi aplicado como recuperação secundária convencional e especial, sempre apresentando resultados satisfatórios que comprovaram sua viabilidade econômica e alternativa para prolongar a produção da reserva antes de sua depleção comercial.

Suas desvantagens resumem-se àquelas apresentadas nos métodos anteriores, em especial ao alto custo do projeto de injeção devido ao preço dos produtos e a faixa de aplicação da salinidade do reservatório, que embora mais ampla do que anteriormente, ainda merece cuidado e estudos prévios antes da implementação do projeto. Novamente, a análise laboratorial dos parâmetros do reservatório é recomendada.

## 2.6. Produtos químicos alternativos a serem ensaiados

Os atuais componentes químicos usados na recuperação de óleo são produtos sintéticos, confeccionados especialmente para o emprego na indústria de petróleo (que os submetem às condições adversas de emprego, tais como alta temperatura e pressão, bombeio, ação microbiológica etc). Desta forma, é compreensível a valoração intelectual e técnica desses produtos por parte de seus desenvolvedores, o que implica em patentes e altos preços praticados.

Com a *expertise* e reconhecimento do PMI no processo beneficiamento de minérios, em especial na técnica de flotação, será analisado o emprego de componentes químicos usados nesse tipo de beneficiamento na recuperação de óleo. Isso porque tanto a flotação quanto a recuperação compartilham de problemáticas geradas por fenômenos semelhantes, englobando o campo dos fenômenos interfaciais. Entre os produtos utilizados no beneficiamento citado (que modifica a molhabilidade da fluorapatita, tornando-a hidrofóbica), identifica-se o oleato de sódio ( $\text{C}_{18}\text{H}_{33}\text{O}_2\text{Na}$ ) e amido de milho (MARTINS, 2009). A vantagem é que os componentes químicos usados nesse beneficiamento são de origem orgânica. Ou seja, apresentam menor custo se comparados com os produtos empregados atualmente na recuperação de óleo, devido a sua composição e facilidade de obtenção.

Além disso, são mais amigáveis ambientalmente do que os produtos sintéticos, o que pode elevar a atratividade dos químicos propostos, se comprovada sua empregabilidade no procedimento de recuperação. A política de sustentabilidade e o compromisso ambiental das empresas, especialmente as atuantes no ramo de energia, têm grande peso na gestão atual empresarial e contribui para a formação de uma nova imagem para empresas vistas como poluidoras no passado e que lidam diariamente com procedimentos de alto risco de contaminação, se não operados de acordo com normas de segurança e regulação do setor.



## 2.7. Controle de molhabilidade em amostras

Cada reservatório possui suas particularidades com relação a sua forma, mineralogia, propriedades físicas etc. Logo, é de se esperar que a padronização de procedimentos de recuperação avançada de petróleo seja uma tarefa complexa, embora desejável, pois se traduz em redução de custos e flexibilidade operacional e logística.

Assim, os ensaios para teste e análise da recuperação de óleo devem considerar esta variabilidade das condições *in situ* antes que se tornem viáveis de um modo geral. Uma forma de prever o comportamento dos compostos químicos sob diferentes condições é quantificar experimentalmente o comportamento de produto químico sob a variação de um parâmetro. Uma variável de suma importância para o projeto de recuperação avançada é a molhabilidade presente no reservatório (que pode variar ao longo do tempo produtivo do campo produtor).

A silanização consiste na formação de um microfilme de moléculas contendo alcóxi-silano na superfície do arenito, que é composto por mica (que apresenta em sua composição o grupo hidroxila). O grupo hidróxi presente no arenito reage com a molécula de silano, deslocando os grupos funcionais alcóxi, formando então uma ligação covalente entre duas moléculas de oxigênio e uma de silício. O filme de revestimento formado sobre o arenito confere diferentes níveis de molhabilidade à rocha, gerando hidrofobicidade (molhabilidade desfavorável à água, mas favorável ao óleo). A figura 12 mostra a reação entre a mica e um Aminosilano.

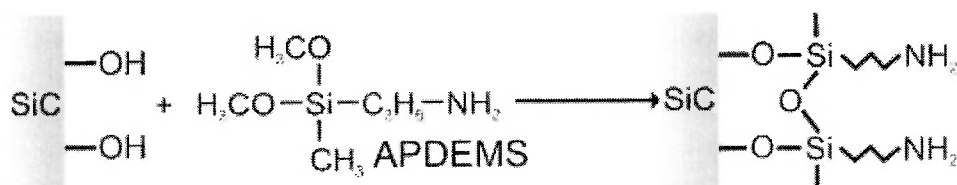


Figura 12 - Reação entre mica e um aminosilano

Ou seja, será possível ensaiar a recuperação de óleo da amostra sobre diferentes molhabilidades e relacionar esta característica com o percentual de óleo recuperado (simulando reservatórios em avançados estágios de produção).

## 2.8. Panorama nacional da recuperação avançada

A questão da suscetibilidade dos compostos químicos usados na recuperação em relação ao cisalhamento gerado em seu bombeio, à ação microbiológica que pode resultar na degradação do composto, ao volume de injeção grande e ao investimento na planta de injeção são os principais entraves para sua difusão no cenário petrolífero.

Contudo, condições pontuais de alguns reservatórios mundiais e nacionais apresentaram bom desempenho na aplicação dos diversos métodos de recuperação secundária avançada. É verdade que a aplicação ocorreu devido às condições específicas que possibilitaram o uso de produtos químicos e outras técnicas de recuperação avançada, mas o estudo e a análise desses procedimentos aplicados diretamente nesses reservatórios merecem atenção, pois pode possibilitar novos avanços nessas pesquisas, elevando sua aplicabilidade. Hoje, no Brasil, existem poços que estão sendo testados com o uso de técnicas de recuperação avançada. Sendo grande parte dos poços *onshore* ou em lâminas de água rasas, seus respectivos reservatórios se encontram em estado avançado de depleção (sendo considerados campos maduros). A PETROBRAS, na UN-SEAL, possui quatro poços em que estão

injetando polímeros (ALMEIDA, 2004), além da injeção de gases e aquecimento eletromagnético (este último na UN-RNCE).

Tamanha é a importância do desenvolvimento dos métodos de recuperação avançada que já existem iniciativas da própria PETROBRAS na área de gestão e na área técnica trabalhando essa nova técnica. O programa de RECAGE visa estruturar corporativamente o acompanhamento de investimentos e estudos da unidade de negócios em E&P que tenha como foco o aumento dos níveis de produção de campos maduros, otimização dos custos de exploração e gerenciamento de riscos nos investimentos (ALMEIDA, 2004). Já o PRAVAP é uma iniciativa tecnológica corporativa da PETROBRAS que visa aumentar o fator de recuperação das reservas brasileiras consideradas subcomerciais (ALMEIDA, 2004). Através de metas estipuladas ao longo dos anos, a companhia pode desenvolver a representação mais apurada de reservatórios, avaliação de incertezas na produção de um poço, tratamento de poços, gerenciamento de água, revitalização de campos maduros, sísmica aplicada ao reservatório e injeção de CO<sub>2</sub> na Bacia do Recôncavo Baiano. Ainda, estender a vida produtiva de um poço significa, em longo prazo, em redução de custos. A figura 13 mostra a representação de um fluxo de caixa do empreendimento de um poço. Grande parte do seu investimento (e custos) ocorre na fase exploratória. Alongando o tempo de produção de um poço pode significar menos poços para desenvolver e explorar um determinado campo.

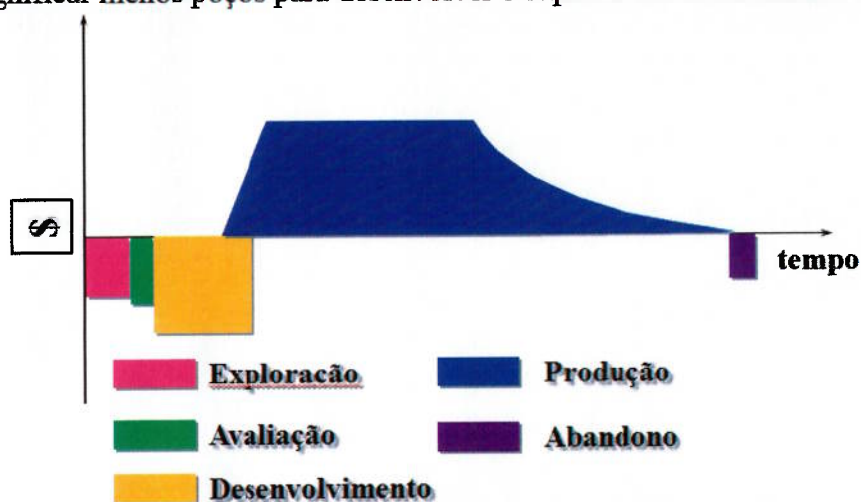


Figura 13 - Representação do fluxo de caixa de um empreendimento em E&P (extraído de SANTOS, 2010).

As pesquisas na área de produção de petróleo a partir da injeção de componentes químicos na jazida são novas no Brasil, mas já possuem resultados. O grande atrativo é desenvolver uma tecnologia nacional, tanto na parte da planta de injeção, quanto nos produtos utilizados para alterar os fenômenos superficiais vigentes no reservatório, favorecendo o fluxo de óleo até o poço produtor. Estudos recentes (SANTANNA, 2009a) obtiveram elevados valores de recuperação de petróleo, na ordem de 80% com o uso de tensoativos aniônicos comerciais derivados de ácido graxos, com álcool isoamílico (co-surfactante), óleo de pinho e água destilada. Com tal desempenho, será possível se desvencilhar dos produtos oferecidos atualmente no mercado, praticados com elevado preço e proteção tecnológica.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1. Preparação de amostras de rocha para ensaios e seleção de óleo

Como já citado, a obtenção de amostras de rochas adequadas para os ensaios depende dos dados das formações nacionais dos reservatórios de petróleo. Dessa forma, poder-se-á

selecionar a rocha mais compatível com as condições *in situ* referentes à permeabilidade, porosidade, argilosidade e composição mineralógica (que pode influenciar os fenômenos superficiais). Tais informações podem ser obtidas através da solicitação de dados do BDEP, através da seção voltada para instituições acadêmicas, que pode fornecer as informações gratuitamente (desde que disponíveis ao domínio público). Com os parâmetros petrofísicos que vigoram nas reservas brasileiras, poder-se-á selecionar as melhores amostras de rocha ou ajustar os ensaios para garantir a melhor reprodutibilidade dos ensaios nas condições do reservatório.

Em um primeiro momento, considerando o tempo necessário para seleção e solicitação dos dados desejados para o BDEP e a limitação na obtenção de amostras de rochas compatíveis, serão utilizados blocos de arenito da formação Botucatu para a extração de corpos de provas cilíndricos. Este tipo de rocha apresenta relativa facilidade de obtenção (especialmente através de pedreiras localizadas no sul do país), pois apresenta afloramento na superfície. Ainda, ele é constituído de areia limpa, apresentando bons índices de porosidade e permeabilidade, o que permitirá uma análise adequada da recuperação de óleo a partir da injeção de salmoura e soluções de polímeros.

O uso de arenito do tipo Berea® é também uma alternativa viável. Essa amostra foi oferecida pelo fabricante *Vinci Technologies* para o uso junto com o porosímetro e permeabilímetro (que serão descritos brevemente). Pelo fato de serem corpos de provas comercializados, o controle de suas propriedades petrofísicas é maior, garantindo resultados de ensaios mais precisos. Segundo a empresa fornecedora dessas amostras, o arenito Berea® (obtido na pedreira *Cleveland*, no estado de *Ohio*, EUA) apresenta alta permeabilidade e porosidade, representando adequadamente um reservatório. O seu uso para ensaios de injeção de surfactantes é seu grande atrativo e reconhecido pelas indústrias do ramo petrolífero.

Outra opção considerada é o uso de arenito triturado e previamente peneirado. Esta alternativa apresenta maior controle da amostra a ser ensaiada, pois garante, com certa precisão, a granulação dos grãos de quartzo que comporão o plugue a ser prensado. Ainda, o material desagregado permite que se faça uma reação de silanização, que conferirá à amostra diferentes graus de molhabilidade.

Os plugues utilizados serão cilíndricos, com 1,5 polegada de diâmetro (38,1 cm) com até 3,0 polegadas de comprimento (7,6 cm).

Para os ensaios com os corpos de provas extraídos da formação Botucatu, é necessário adotar procedimentos que garantam a reprodutibilidade dos resultados, possibilitando a sua análise também para as condições *in situ*. Inicialmente, o arenito Botucatu, embora seja composto por areia limpa (porção aflorada), possui impurezas que devem ser removidas. Um processo para executar essa limpeza é a calcinação (LABOISSIERE; TREVISAN, 2009). Contudo, tal procedimento deve ser executado com cautela para não alterar consideravelmente a permeabilidade da amostra (VANESSA et al., 2009b). Dessa forma, recomenda-se fazer o estudo petrofísico antes e após a limpeza da amostra para quantificar a variação da permeabilidade referente a esse procedimento.

Ainda, os experimentos propostos visam o fluxo axial do plugue cilíndrico. Por isso, deve ser feita uma resinagem (ou processo equivalente) que impeça o fluxo de fluido pela seção lateral da amostra. Existe a opção de utilizar um porta-amostra (*Core Holder*) que empresas especializadas oferecem, seguindo as dimensões desejadas dos plugues, número de



saídas e entradas e material com que será confeccionado, mas o valor desses aparatos é elevado. Assim, os pesquisadores optarão pela resinação nesse primeiro momento.

Com relação aos fluidos utilizados nos ensaios, serão utilizados óleos comerciais misturados, quando necessário, com querosene para atingir a viscosidade adequada para o experimento. Salmouras com diferentes índices de salinidade serão responsáveis pela recuperação do óleo na amostra.

Também poderá ser usado nos experimentos o óleo higiênico Nujol®, por apresentar boa estabilidade e ser inerte. Isso favorecerá a análise do fluxo do óleo no meio poroso. Tal informação foi fornecida pelo técnico do LEP da UNICAMP, o senhor Luiz Benedicto Pompeo Neto, que também ajudou em muito os pesquisadores com dados sobre a aparelhagem e sobre fabricantes de equipamentos voltados para a área de estudo.

### 3.2. Procedimentos para medição de parâmetros petrofísicos

Para se obter melhores condições de medições e cálculos no meio poroso, é importante garantir que o fluxo de fluido ocorra em toda a seção da amostra cilíndrica. Para tanto, serão utilizados distribuidores de acrílico (figura 14) nas duas pontas que, além de garantirem que toda a seção seja percolada por fluido, ajudam na axialidade do fluxo (VANESSA et al., 2009b). Será nessas extremidades que ocorrerá a medição de perda de carga e também verificação da concentração de tensoativos no fluido de injeção, identificando o percentual adsorvido na rocha.

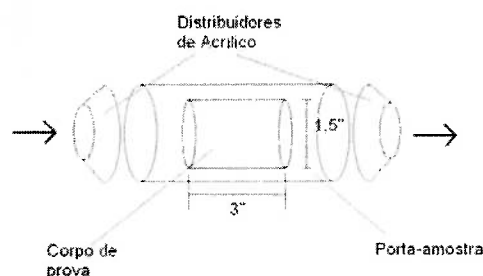


Figura 14 – Representação do porta-amostra e seus distribuidores de fluxo.

Na medição da permeabilidade através do uso de gás, o efeito *Klinkenberg* de escorregamento de gases na parede do substrato rochoso é um dos fenômenos que destoam os resultados experimentais da realidade e deve ser considerado. Quando a permeabilidade é aferida através de gases, o fluido, conforme menor o seu peso molecular, tende a escorregar pelas paredes do conduto, fornecendo uma permeabilidade maior do que a real. Quantifica-se a permeabilidade da rocha para o gás através da relação apresentada na equação 11.

$$k_g = k_l \left( 1 + \frac{b}{p_m} \right) \quad (11)$$

Na equação acima,  $k_g$  é a permeabilidade da rocha ao gás,  $k_l$  a permeabilidade da rocha ao líquido,  $b$  é uma constante que depende do gás e da porosidade média e  $p_m$  é a pressão de confinamento no corpo de prova. Um procedimento para evitar o erro na medição da permeabilidade é realizar o teste em cinco diferentes pressões.

O efeito da sobrecarga também é importante, pois os testemunhos, quando retirados dos campos, apresentam alívio de suas tensões e expansões volumétricas, elevando a sua porosidade em relação ao real e propiciando a abertura de fissuras. As figuras 15 e 16 indicam

a influência desses efeitos na permeabilidade do maciço. Ainda, reações entre fluidos e o substrato rochoso podem ocorrer, inclusive na presença de microorganismos.

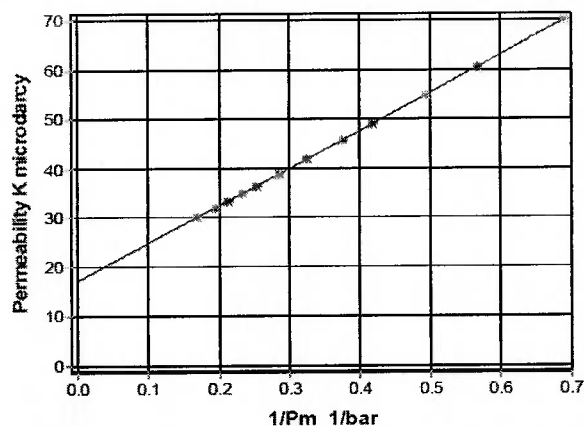


Figura 15 - Relação da permeabilidade e a pressão de confinamento da amostra (extraído de LENORMAND, 2008)

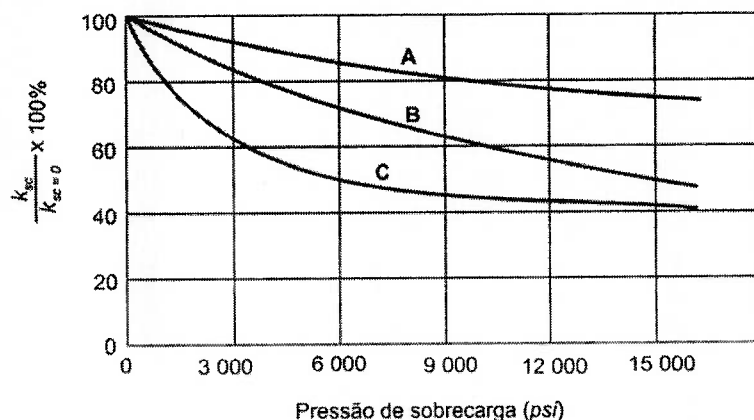


Figura 16 - Efeito da sobrecarga na permeabilidade da rocha, onde  $k_{sc=0}$  é a permeabilidade à sobrecarga zero (extraído de ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006)

### 3.3. Seleção de aparelhagem laboratorial

Através da oferta de verba oferecida pela comissão gestora do PRH19, a equipe de pesquisadores pôde adquirir os primeiros aparelhos para compor o novo núcleo de pesquisa no LP do PMI. Foi decidido que a aquisição de um porosímetro e de um permeabilímetro seria a mais adequada, pois possibilitará o complemento prático do curso de graduação em engenharia de petróleo, além de familiarizar os novos pesquisadores na área (já que não existia até então uma infra-estrutura laboratorial voltada para o assunto).

Com esses aparelhos será possível realizar os ensaios petrofísicos previstos para a caracterização das amostras rochosas. Além disso, com a elaboração do arranjo laboratorial, será possível realizar ensaios iniciais de recuperação, utilizando a pressão advinda dos cilindros de gás, que fornecerão energia para a injeção de salmoura (simulando o método convencional de recuperação) e da solução de tensoativos (método secundário químico de recuperação).

Os aparelhos de ensaios petrofísicos são de difícil construção, pois, além de resistirem a pressões de confinamento de até 400 psig, devem ser de alta precisão, pois o volume entre poros da amostra, bem como a vazão de gás medida no ensaio de permeabilidade, são mínimos. Por esses motivos, os fornecedores destes tipos de equipamentos são restritos.

Após análise dos principais fabricantes internacionais de porosímetros e permeabilímetros com relação às especificações técnicas, flexibilidade dos aparelhos, preço e atendimento, foi selecionado o produto *Poroperm-E* da *Vinci Technologies* (figura 17). O produto, dedicado à área acadêmica, engloba em um só aparelho a capacidade de medição da porosidade de uma rocha e de sua respectiva permeabilidade (gerando um preço menor do produto, e maior praticidade no momento da montagem laboratorial requisitada pelo aparelho).

O *Poroperm-E* realiza suas medições a partir dos princípios da lei de Darcy para a obtenção da permeabilidade e da lei de *Boyle-Mariotte* (equação 12) para a obtenção da porosidade.

$$p_1.V_1 = p_2.V_2 \quad (12)$$



Figura 17 - *Poroperm-E* da *Vinci Technologies* (extraído de VINCI TECHNOLOGIES, 2009).

As especificações fornecidas pelo fabricante englobam medições de permeabilidade dentro da faixa de 0.5 mD e 5 D, vazão de gás de até 500 cm<sup>3</sup>/min, pressão de confinamento para medição da porosidade de até 400 psig e pressão de escoamento até 100 psig. Ainda, foi fornecida a precisão das medições do equipamento. Para a medição do transdutor de pressão, 0,1% FS e para a medição da vazão, 1% FS.

O *Poroperm-E* ainda permite o cálculo do volume de grãos (no caso de amostras desagregadas) e também da sua respectiva permeabilidade (com o uso de camisas especiais onde a amostra será colocada). Estão inclusos no pacote peças sobressalentes para o período de dois anos de funcionamento do aparelho (que, novamente, pode variar com o uso que cada pesquisador fará do equipamento), computador para aquisição de dados com programa especial de fácil interface para cálculo das propriedades desejadas (que terá disponibilização de cópias para os alunos) e conjunto de amostras para calibração do aparelho.

Como já comentado, os pesquisadores optaram em utilizar cilindros de gás N<sub>2</sub> para fornecer a pressão necessária para a execução dos testes no *Poroperm-E*. Segundo o fabricante, para realizar a medição de permeabilidade, é necessário que o N<sub>2</sub> seja seco, sem umidade, enquanto que para o teste de confinamento (para medição do volume poroso e o volume de grãos da amostras), o gás N<sub>2</sub> utilizado pode ser padrão. Logo, será necessário um cilindro para cada um dos gases.

Devido à disponibilidade de verbas, os pesquisadores, em um primeiro momento, decidiram adquirir cilindros de 1 m<sup>3</sup> (equivalente à 20 litros, medidos na pressão de confinamento). A pressão interna do cilindro de gás de N<sub>2</sub>, logo após a recarga, é de cerca de 150 bar (ou 2176 psig). Assim, é possível estimar quantos ensaios serão possíveis de serem realizados com esta carga.

Primeiramente, será calculado o gasto de gás para os testes de volume poroso e volume de grãos da amostra. Segundo o fabricante, a demanda de pressão para estes dois testes é de 100 psig (114,7 psia) cada. Não é necessário utilizar a porosidade do corpo de prova, pois, como será medido o volume poroso e o volume de grãos nesses dois testes, então o volume a ser considerado é do próprio corpo de prova (que é igual ao volume da camisa do porta-amostra). Assim:

$$V_{cp} = \frac{\pi \cdot (2,54 \cdot 1,5)^2}{4} \cdot (3 \cdot 2,54) = 86,9 \text{ cm}^3$$

$$p_1 V_{poroso} = p_{atm} V_{atm} \rightarrow 114,7 \cdot 86,9 = 14,7 V_{atm} \rightarrow V_{atm} = 678,1 \text{ cm}^3 \approx 0,68 \text{ l}$$

Portanto, para cada medição de volume, serão gastos 0,68 litros de N<sub>2</sub>, medidos na condição atmosférica. Para o ensaio de permeabilidade, o fabricante informa que é necessária uma vazão de 100 cm<sup>3</sup>/min de N<sub>2</sub> (medido na pressão atmosférica), durante 10 minutos. Como serão realizadas cinco medições de permeabilidade por vez em cada amostra (para obter a influência do efeito *Klinkenberg*), então serão demandados 5 litros de N<sub>2</sub>, sob condições normais.

Embora o cilindro de gás seja carregado, inicialmente, com 2176 psig, o uso do gás, para este experimento, só ocorre até o valor mínimo limite de 145 psig (pois, para pressões menores que esta, o *Poroperm-E* não poderá realizar os testes). Desta forma, o volume de gás disponível para o uso está calculado abaixo (seguindo a lei de *Boyle-Mariotte* e considerando que o volume do gás confinado é 20 litros).

$$(2176 - 145) \cdot 20 = 14,7 V_{atm} \rightarrow V_{atm} = 2763,3 \text{ l}$$

Logo, com base nos cálculos apresentados, será possível realizar mais de 500 medições de permeabilidade em corpos de prova (utilizando N<sub>2</sub> seco) e mais de 2000 medições de volume de grãos e poros (utilizando N<sub>2</sub> convencional). Assim o dimensionamento de dois cilindros de 1 m<sup>3</sup> é mais que adequado para a primeira etapa deste trabalho.

O *Poroperm-E*, embora tenha um transdutor de pressão, é preciso um regulador para se obter a pressão desejada para os testes. Além disso, é necessária uma válvula para ser acoplada na saída do cilindro de gás, de forma a monitorar a pressão interna do reservatório e a pressão de saída em direção ao equipamento.

Desta forma, foram adquiridos dois reguladores de pressão da marca Swagelok®, com aplicação de pressão de saída entre 0-500 psig (para N<sub>2</sub> convencional) e 0-250 psig (para N<sub>2</sub> seco), pressão de entrada de 3600 psig, ambos com diafragma em latão (pois como o N<sub>2</sub> é um gás inerte, não é necessário um material nobre na confecção do regulador), manopla tipo *knob*, rosca de saída de ¼ de polegada e equipados com dois manômetros cada, um para medição da pressão interna do cilindro e outro para medição da pressão de saída. A figura 18 mostra o desenho esquemático dos reguladores da linha KCP da Swagelok®.

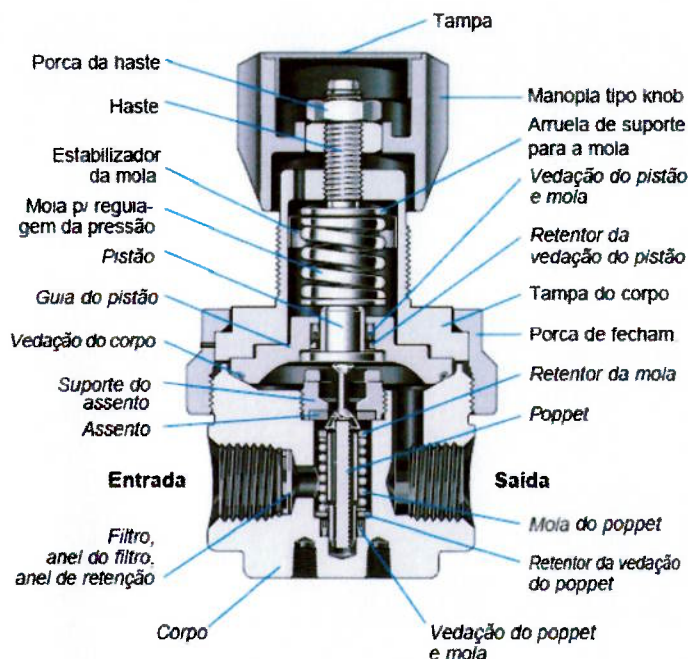


Figura 18 - Regulador da linha KCP da marca Swagelok® (extraído de SWAGELOK, 2006).

Para a conexão dos reguladores no cilindro, utiliza-se porca e rosca padronizada para cilindros de N<sub>2</sub>, modelo CGA 580, ambas confeccionadas em aço Inox.

Para ligação dos reguladores até o *Poroperm-E*, serão utilizadas conexões “macho” Swagelok® de ¼ de polegada em aço Inox para saída dos reguladores KCP (figura 19a), tubulação de aço Inox 316L de ¼ e 1/8 de polegada e conexão Swagelok® de ¼ (figura 19b) e 1/8 de polegada com conjunto de anilhas para assentamento dos circuitos ao *Poroperm-E*. Por uma questão de identificação, os circuitos terão tubulações de diâmetros diferentes (após a conexão “macho” da linha de tubulação de 1/8 de polegada haverá um redutor de ¼ para 1/8 de polegada). A tubulação terá cerca de 1 metro e meio para cada circuito, pois assim elimina-se a necessidade de isolamento térmico (percurso mais curto), o que poderia ocasionar erros de medição de porosidade e permeabilidade.



Figura 19 - União Swagelok® de ¼ de polegada (A) e conexão “macho” Swagelok® de ¼ (B) (extraído de SWAGELOK, 2006).

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Considerando os objetivos primários propostos neste trabalho, os resultados esperados se resumem no projeto de elaboração da infra-estrutura laboratorial e definições sobre os procedimentos experimentais que serão adotados na próxima fase desta pesquisa.

A revisão bibliográfica possibilitou a identificação dos principais problemas técnicos na aplicação e viabilidade econômica dos métodos químicos de recuperação avançada de



petróleo. Além disso, foram levantados os principais procedimentos adotados por pesquisas na mesma área de estudo, de forma a possibilitar um bom planejamento para os ensaios.

Definiu-se o arenito da formação Botucatu (rocha-reservatório do aquífero Guarani), como sendo a rocha que melhor se adéqua às necessidades dos ensaios, uma vez que apresenta características compatíveis com as rochas-reservatório dos campos de petróleo brasileiros, além de apresentar teores de contaminação baixos, o que gerará resultados de ensaios mais controlados, sob o ponto de vista da influência de outros fatores. Além disso, as amostras de arenito Berea<sup>®</sup> se mostraram como excelente alternativa, dado o rigoroso controle de seleção de bloco de rochas e confecção do corpo de prova por parte da empresa (o que pode minimizar as diferenças entre as características petrofísicas da formação de onde se extrai esses corpos de provas e dos reservatórios nacionais de óleo). A maior desvantagem é a limitação de acesso a este tipo de amostra, uma vez que são produzidas na América do Norte.

Os fluidos a serem ensaiados serão óleos comerciais e o óleo higiênico Nujol<sup>®</sup>. O segundo tem a vantagem de ser estável e permitir uma melhor análise do fluxo do fluido em meio poroso, o que é importante nos primeiros experimentos para efetuar calibração do conjunto laboratorial.

As amostras deverão ser preparadas inicialmente através de uma calcinação controlada, de forma a eliminar algum vestígio de impureza sem alterar os parâmetros petrofísicos da rocha. Outra opção, conforme levantada na seção 3.1, é triturar o arcabouço do arenito e confeccionar plugues a partir da compactação deste material. Essa alternativa permite ainda que se faça o processo de silanização do material, fornecendo o grau desejado de molhabilidade à rocha. Assim, poder-se-á simular a recuperação a diferentes graus de molhabilidade.

Para a realização dos ensaios em superfície, é importante verificar correções necessárias para garantir aplicabilidade dos resultados. Fatores como a tensão devido à coluna de rocha acima do reservatório confere diferente compactação e porosidade na rocha e devem ser considerados e corrigidos. Ainda, o efeito *Klinkenberg* ocorrerá nos ensaios de permeabilidade da rocha ao gás e, para quantificar tal influência, cerca de cinco ensaios devem ser realizados para definir a permeabilidade da rocha efetiva ao gás.

A axialidade do fluxo no corpo de prova deverá ser obtida, garantindo condições de análise menos complexas dos resultados. Através do uso de difusores nas extremidades do plugue (faces circulares), garantir-se-á que o fluido percolará ao longo de toda a seção da amostra de rocha.

Com relação à seleção de porosímetro e permeabilímetro, encontraram-se os dois principais fabricantes que atendem o meio acadêmico: a *Core Laboratories*, americana e a *Vinci Technologies*, francesa. Embora as duas tivessem equipamentos semelhantes, algumas diferenças foram cruciais na escolha da empresa francesa:

- Maior quantidade de benefícios inclusos no preço (que compensa a maior diferença de preço, causada, sobretudo, pelas diferentes cotações do Euro e do Dólar);
- Apoio pleno dos representantes da empresa, com visitas realizadas no departamento, mostrando-se muito prestativos em relação às dúvidas pertinentes ao equipamento, sua instalação e operação;

- Curso prévio de utilização do *Poroperm-E* e sua respectiva instalação (com fornecimento de alguns componentes) já incluídos no preço;
- Fornecimento de amostras de arenito Berea® para ensaios posteriores dos pesquisadores;
- Capacidade de quantificar o efeito *Klinkenberg* na medição da porosidade;
- Equipamento integrado para medição da porosidade e da permeabilidade.

Após a definição do equipamento principal, foram pesquisados os melhores fornecedores dos acessórios necessários para colocar o *Poroperm-E* em funcionamento. Com base nas pesquisas realizadas na rede e das indicações e recomendações dos próprios representantes e engenheiros da *Vinci Technologies*, a empresa Swagelok® foi escolhida para fornecer as conexões e reguladores de pressões para os dois circuitos demandados pelo equipamento francês. Dentre os atrativos, lista-se:

- Garantia limitada vitalícia contra defeito de fabricação;
- Preço equivalente às demais empresas consultadas;
- Produtos confeccionados sob medida às necessidades;
- Atendimento mais completo e transparente;
- Produtos compatíveis e testados pela própria *Vinci Technologies*.

Já os cilindros comercializados são padronizados no mercado nacional, inclusive o tipo de conexão atrelada ao tipo de gás contido no reservatório. Nesse caso, adquiriram-se os cilindros já carregados da empresa Gas Norty, pois apresentou melhor preço e um bom atendimento por parte do cliente.

O arranjo laboratorial do *Poroperm-E* está representado no fluxograma da figura 20.

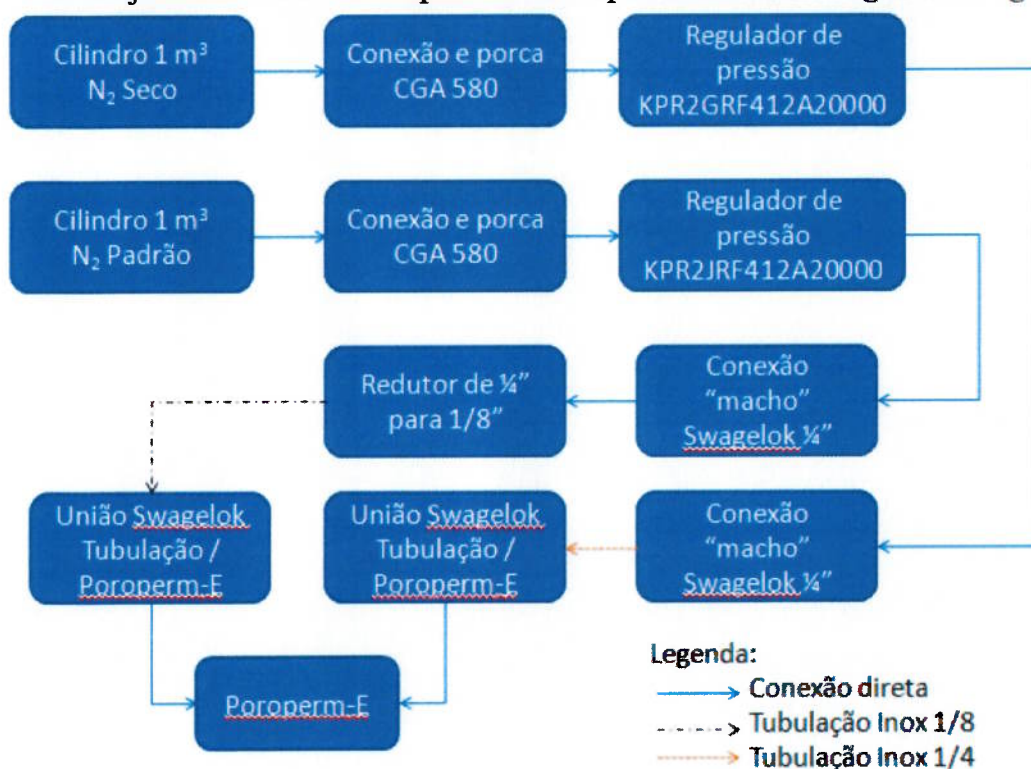


Figura 20 - Representação do arranjo laboratorial.

## 5. CONCLUSÕES

A aquisição dos equipamentos que comporão a infra-estrutura laboratorial proposta neste trabalho representa a inauguração de um novo núcleo de pesquisa no PMI na área de petróleo. Em conjunto com a área de beneficiamento de minérios, a pesquisa trabalhará a recuperação de óleo secundária avançada através de métodos químicos.

Com a efetuação da revisão bibliográfica, podem-se enumerar os principais problemas enfrentados na recuperação química de petróleo, além de promover os resultados iniciais de pesquisas brasileiras na área, referências para este trabalho inicial. Tais resultados mostram o campo promissor da recuperação de óleo e a otimização do fator de recuperação de reservas. Com a chegada de novos tipos de reservatórios, como os que compõem a Bacia de Santos, onde a exploração e desenvolvimento de poços possuem maiores custos, o aproveitamento prolongado da reserva representa redução de custos e riscos menores na exploração de óleo. Além disso, com os conhecimentos prévios do PMI na área de físico-química de interfaces, as pesquisas futuras aqui propostas poderão ser otimizadas, aproveitando o ambiente favorável e potencial do assunto, já que poucas instituições brasileiras têm se dedicado à problemática da recuperação química de óleo.

Os arenitos e carbonatos são, em geral, hidrofílicos, mas, devido a danos na formação, estas rochas passam a ser hidrofóbicas, graças à adsorção que ocorre em sua superfície durante a produção do campo de petróleo. A atuação dos componentes propostos merece atenção na recuperação de óleo, pois se mostrou como uma alternativa interessante na flotação da fluoroapatita conforme MARTINS (2009) descreve ao criar uma condição de hidrofobicidade no mineral, e este é o estado que o reservatório se encontra após o dano. Seu uso poderá trazer novamente as condições hidrofílicas da rocha, permitindo que o óleo flua pelo centro do conduto capilar, evitando sua retenção em micro-poros da rocha.

A etapa de organização da infra-estrutura laboratorial demandou uma dedicação extra dos pesquisadores, pois não existem fabricantes de porosímetros e permeabilímetros nacionais. Desta forma, os esforços na pesquisa destes equipamentos foram centrados nos fabricantes internacionais, o que resultou na aquisição de produtos de primeira linha, com reconhecimento pela sua excelência construtiva, confiabilidade e qualidade de aferição. A seleção dos componentes auxiliares para o funcionamento do *Poroperm-E*, produzido pela *Vinci Technologies*, seguiu as normas expostas pelo fabricante francês, além de sua aprovação a respeito da compatibilidade entre os equipamentos. Contudo, toda essa etapa penalizou o cronograma do projeto, o que fez os pesquisadores a reverem seus objetivos, devido ao encurtamento do prazo.

O PMI, diante do desempenho obtido por seus pesquisadores e de todo conhecimento adquirido na área de flotação ao longo dos anos, possui condições para iniciar um núcleo de pesquisas na área de recuperação avançada de petróleo por métodos químicos, uma vez que a elaboração da infra-estrutura laboratorial já começou. Além disso, através de parcerias com entidades como PETROBRAS, o PRH19/ANP e com empresas privadas da área de petróleo, é possível estabelecer um forte núcleo de pesquisas, incluindo colaboração tecnológica, suprimento de recursos e fornecimento de equipamentos, tal qual ocorre com demais instituições. Um exemplo disto é o processo de credenciamento do PMI-EPUSP junto à ANP para que o departamento possa firmar parcerias com a PETROBRAS, especialmente através do programa de Rede Temática sobre campos maduros que a empresa mantém com diversas instituições de ensino.



Em longo prazo, o projeto aqui iniciado abrir-se-á para uma área muito maior de pesquisa, a caracterização e quantificação dos reservatórios de petróleo em relação aos fenômenos interfaciais e métodos químicos de recuperação de óleo. Pesquisas em nível de pós-graduação e especialização serão os passos seguintes, junto com futuras publicações na área, reforçando a valoração do PMI e desenvolvimento da produção acadêmica da graduação em engenharia de petróleo, atualmente carente em pesquisas.

A importância do tema proposto aqui pode ser confirmada pelas publicações que esta pesquisa já teve, mesmo em etapa inicial. Embora ainda não existam resultados concretos com relação à recuperação de óleo em si, o tema se apresenta como crucial para o futuro da indústria do petróleo, onde as reservas disponíveis tenderão a se tornar mais complexas, com maiores desafios técnicos, o que demanda a máxima recuperação de óleo possível, elevando-se a receita e minimizando custos de investimento de novos poços de petróleo. Entre os eventos científico-acadêmicos que os pesquisadores se apresentaram, estão o 5º PDPETRO, Santos Offshore 2009, o 17º e 18º SIICUSP, o RAA 2008, 2009 e 2010 e a comemoração dos dez anos do PRH/ANP.

## 6. REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, A. S. **Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo**. In: Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão, 2004, Rio de Janeiro. **Apresentação**. Rio de Janeiro: ECEN, 2004. Disponível em <[http://ecen.com/seminario\\_clube\\_de\\_engenharia/30092004/recuperac\\_sec\\_petro.pdf](http://ecen.com/seminario_clube_de_engenharia/30092004/recuperac_sec_petro.pdf)>. Acesso em: 21 set. 2010.
- GAO, S. et al. **Alkaline-Surfactant-Polymer Pilot Performance of the West Central Saertu, Daqing Oil Field**. Spere, 1996.
- HERNÁNDEZ, C. et al. **ASP System Desing dor an Offshore Application in the La Salina Field, Lake Maracaibo**. In: Latin American and Caribeian petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 2001.
- LABOISSIÈRE, P.; TREVISAN, O. V. **Recuperação de Óleo Pesado Através da Injeção de Vapor e Nitrogênio**. In: PDPETRO, 5., 2009. Fortaleza. **Resumos**. Campinas: DEP/FEM – UNICAMP, 2009.
- LENORMAND, R. **One-Phase Flow Permeability**. Rueil-Malmaison: CYDAREX, 2008. Apresentação para curso de escoamento multifásico oferecido ao corpo discente e docente do PMI-EPUSP.
- LYONS, W. C.; PLISGA, G. J. **Standard handbook of petroleum & natural gas engineering**. 2 ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2005.
- MARTINS, M. **Molhabilidade de Apatita e sua Influência na Flotação**. 2009. 119 p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- MEYERS, J.J.; PITTS, M.J.; WYATT, K. **Alkaline-Surfactant-Polymer Flood of the West Kiehl, Minnelusa Unit**. In: SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, 8., Tulsa, 1992.
- MIZUSAKI, A. M.; FILHO, A. T.; ROISENBERG, A. **Rochas ígneo-básicas das bacias sedimentares brasileiras como potenciais reservatórios de hidrocarbonetos**. In: SIMPÓSIO DE VULCANISMO E AMBIENTES ASSOCIADOS, 4., 2008, Foz do Iguaçu. **Resumos**. Rio Claro: DPM/IGCE-UNESP, 2008.
- RABOCKAI, T. **Físico-Química de Interfaces**. Washington. Organização dos Estados Americanos, 1979. 47-54 p.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.
- SANSONE, E. C. **Características dos reservatórios e parâmetros importantes para o escoamento de fluidos**. São Paulo: EPUSP, 2008. Apresentação para a disciplina de graduação do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, PMI-1673 – Mecânica de Fluidos Aplicada a Reservatórios.

SANTANNA, V. C. et al. **Microemulsion Flooding for Enhanced Oil Recovery**. J. Pet. Sci. Eng. (2009), doi:10.1016/j.petrol.2009.01.009.

SANTANNA, V. C. et al. **Análise da Eficiência de Deslocamento com a Injeção de Microemulsão em Meio Poroso com Óleo de Campo Maduro**. In: PDPETRO, 5., 2009, Fortaleza. **Resumos**.

SANTOS, E. M. **Desenvolvimento e Produção**. São Paulo: IEE-USP, 2010. Apresentação para a disciplina de pós-graduação do Instituto de Eletrotécnica e Energia, ENE-5722 – Introdução ao Petróleo e Gás Natural.

SEGUNDO, A. R. S. S. et al. **Caracterização de Poliacrilamidas Comerciais Visando sua Aplicação na Recuperação Avançada de Petróleo**. In: PDPETRO, 4., 2007, Campinas. **Resumos**. Natal: DEQ/NUPEG – UFRN, 2007.

SWAGELOK. **Reguladores de Pressão**: Modelos redutores de pressão, modelos que regulam pressão de entrada, modelos para comutação de cilindros de gás, modelos para vaporização. Michigan: [2006]. 58 p.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001. 271 p.

VINCI TECHNOLOGIES. **Steady State Gas Permeameter and Porosimeter for Educational Purposes**: Poroperm-E. Nanterre Cedex: [2009]. 9 p.