

**Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Curso de Engenharia de Energia**

**ESPECIFICAÇÃO DE UM LABORATÓRIO PARA  
CARACTERIZAÇÃO DO MEIO POROSO DE  
ROCHAS-RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

**Autor: Bruno Alvarez de Souza  
Orientador: Luciano Emídio Neves da Fonseca**

**Brasília, DF  
2015**



**Bruno Alvarez de Souza**

**ESPECIFICAÇÃO DE UM LABORATÓRIO PARA CARACTERIZAÇÃO DO MEIO  
PÓROSO DE ROCHAS-RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Dr. Luciano Emídio Neves da Fonseca

**Brasília, DF  
2015**

## CIP – Catalogação Internacional da Publicação

Souza, Bruno Alvarez de.

ESPECIFICAÇÃO DE UM LABORATÓRIO PARA  
CARACTERIZAÇÃO DO MEIO POROSO DE ROCHAS-  
RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO/ Bruno Alvarez de  
Souza

Brasília: UnB, 2015. p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília  
Faculdade do Gama, Brasília, 2015.

Orientação: Luciano Emídio Neves da Fonseca.

1. Reservatórios. 2. Laboratório. 3. Meio Poroso 4.  
Permeabilidade

CDU Classificação

# **ESPECIFICAÇÃO DE UM LABORATÓRIO PARA CARACTERIZAÇÃO DO MEIO PÓROSO DE ROCHAS-RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

**Bruno Alvarez de Souza**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 10 de dezembro de 2015, apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Prof.: Luciano Emídio Neves da Fonseca, UnB/ FGA**  
Orientador

---

**Prof.: Marcelo Bento da Silva, UnB/ FGA**  
Co-Orientador

---

**Prof.: Felipe Chagas Storti, UnB/ ENM**  
Membro Convidado

---

**Prof.: Vinícius Curcino Carvalho Vieira, FACIPLAC**  
Membro Convidado

Brasília, DF  
2015

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a todos aqueles que participaram de forma direta e indireta da minha formação como engenheiro. Aos meus pais, Mariza Alvarez Lemos de Souza e João Ferreira de Souza Rego, e meu irmão Jonas Rodrigues de Souza, por toda a confiança, amparo e dedicação comigo, meu imenso obrigado. A minha namorada Elisa Ferreira Bernardo por todo carinho e compreensão nos momentos difíceis. Aos meus amigos de faculdade, que me acompanharam nessa longa jornada, fornecendo ajuda em todos os momentos, troca de conhecimentos quando necessário e alegria durante as inúmeras vitórias que estarão sempre em minhas lembranças e que sejam elos formados para uma vida toda. Aos meus irmãos de time do Tubarões do Cerrado, por terem me acompanhado e me dado força e apoio moral durante estes longos anos de curso. E por fim, aos professores Maria Del Pilar Hidalgo Falla, Luciano Neves Fonseca e Marcelo Bento por todos os ensinamentos necessários para minha formação, pelo auxílio neste projeto e por ter essa imensa confiança em minha pessoa.

Bruno Alvarez de Souza

“Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível.”

Charles Chaplin

## RESUMO

Atualmente no Brasil, o petróleo continua sendo o recurso natural de maior importância da nossa matriz energética, principalmente depois das recentes descobertas dos reservatórios de Pré-Sal. Existe, por isto, uma necessidade maior de estudos sobre reservatórios de petróleo, os tipos de rochas e de fluidos presentes que formam o meio poroso destas estruturas no Brasil e no mundo. Com estes estudos teremos os conhecimentos necessários que conduzam a um melhor entendimento da estrutura, da dinâmica e da disposição espacial dos reservatórios em subsuperfície. Por este motivo, esse projeto de fim de curso visa especificar os processos, os equipamentos, os insumos e o espaço físico necessário para a implementação de um laboratório capaz de identificar as características do meio poroso que compõem um reservatório de petróleo, sendo estes rochas e fluidos, e experimentos com amostras do fluido retirado. Esta identificação será feita a partir de técnicas de caracterização físico-químicas como porosidade, permeabilidade, corrosividade, entre outras, de acordo as normas internacionais ASTM (*American Society for Testing and Materials*). A partir destas especificações, poderá ser desenvolvido no futuro um Laboratório completo de Caracterização do Meio Poroso na Universidade de Brasília, em colaboração com empresas interessadas de Exploração de Petróleo. Pretende-se que, com os dados obtidos neste laboratório, seja fatível identificar o tipo de rocha que forma o reservatório e dados pertinentes aos tipos de fluidos encontrados. Estas informações, somadas com dados obtidos *in loco*, poderão servir como base de dados para alimentar modelos de simulação, amplamente utilizados nos estudos de exploração para avaliar a factibilidade técnica e econômica da exploração dos reservatórios de petróleo.

**Palavras-chave:** Reservatório, Laboratório, Meio Poroso, Permeabilidade.

## **ABSTRACT**

Nowadays in Brazil, crude oil remains the most important natural resource of our energy matrix, especially after the recent discoveries of pre-salt reservoirs. There is, therefore, a greater need for research involving oil reservoirs, the types of rock and the fluid present that form the porous media from these structures in Brazil and worldwide. With these studies, we will collect the necessary knowledge that will lead to a better understanding of the structure, the dynamics and the spatial distribution of reservoirs in the subsurface. For this reason, our research will focus on the processes, equipment, supplies and physical space required for the implementation of a laboratory capable of identifying the main characteristics of the porous media normally found in oil reservoir, as these rocks and fluids, and fluid experiments with samples. So, the identification of reservoir rocks will be accomplished based on physicochemical characterization techniques such as porosity, permeability, corrosivity etc, according to international standards ASTM (American Society for Testing and Materials). Based on these specifications, a complete Laboratory for Characterization of Porous Media may be developed in the future at the University of Brasilia, in collaboration with companies interested in Oil Exploration. Hopefully, the data produced in this lab will make possible the identification of rocks that forms the reservoir, the rocks that surrounds it and data obtained from the fluid tests. This information, in turn, may serve as a source database to feed simulation models. These models are widely used in exploitation studies, in order to help assess the economic and technical feasibility of developing and exploring oil reservoirs.

**Keywords:** Reservoir, Laboratory, Porous Media, Permeability.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Um exemplo de arenito, uma rocha sedimentar.....	6
Figura 2. Esquemático do interior de uma rocha arenito.....	9
Figura 3. Curvas de permeabilidade relativa por saturação de água .....	15
Figura 4. Ilustração de um corte dos poros de um reservatório (partes molhantes em azul, partes não-molhantes em verde sólido em marrom).....	19
Figura 5. Perfis de um mesmo poço utilizando diferentes métodos de perfilagem de uma mesma faixa de profundidade em um mesmo local.....	28
Figura 6. Curva do perfil de Potencial Espontâneo.....	30
Figura 7. Perfil de Raio Gama identificando os tipos de rocha.....	31
Figura 8. Máquina de Corte .....	35
Figura 9. Máquina de Perfuração.....	35
Figura 10. Máquina Aparadora.....	35
Figura 11. Extrator de Soxhlet.....	37
Figura 12. Capela para manipulação de produtos químicos.....	38
Figura 13. Forno de Secagem a Ar.....	38
Figura 14. Esquema do Porosímetro.....	40
Figura 15. Porosímetro de hélio .....	42
Figura 16. Porosímetro de Mercúrio.....	43
Figura 17. Equipamento de Saturação Automático .....	45
Figura 18. Instrumento KeyPhi.....	46
Figura 19. BRP 350.....	47
Figura 20. Goniômetro para medição do ângulo de contato .....	49
Figura 21. Espectrômetro Nicoletti iS10 FT-IR .....	51
Figura 22. Espectro da Amostra 1. ....	52
Figura 23. Espectro da Amostra 2. ....	52
Figura 24. Viscosímetro de Cannon-Fenske.....	53
Figura 25. CAVIS (Viscosímetro Capilar). ....	55
Figura 26. Hidrômetro .....	56
Figura 27. Placas de cobre antes e depois do Polimento.....	57
Figura 28. Comparação das placas de Cobre .....	57
Figura 29. Exemplo da disposição do tubo com o termômetro juntamente com a amostra.....	58
Figura 30. Exemplo do óleo não escoando .....	59
Figura 31. EPIs necessários para o uso do laboratório.....	63
Figura 32. Tabela de Corrosão de Placa de Cobre ASTM .....	64
Figura 33. Planta do Laboratório.....	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Variação de Permeabilidade medida em função do fluido utilizado .....	17
Tabela 2. Viscosidade do óleo saturado nas condições de reservatório.....	23
Tabela 3. Dados do tempo decorrido das amostras e da sua viscosidade cinemática. .....	54

# Sumário

1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 MOTIVAÇÃO .....	2
1.2. OBJETIVOS .....	3
1.3. METODOLOGIA.....	4
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
2.1. ROCHAS SEDIMENTARES .....	5
2.1.1. Arenitos .....	8
2.1.2. Carbonatadas .....	9
2.1.3. Outros tipos de rocha.....	10
2.2. CARACTERÍSTICAS DA ROCHA-RESERVATÓRIO .....	10
2.2.1. Porosidade ( $\phi$ ) .....	10
2.2.2. Saturação (S).....	12
2.2.3. Permeabilidade (k) .....	13
2.2.4. Capilaridade .....	17
2.2.4.1. Pressão Capilar .....	18
2.2.4.1. Molhabilidade .....	18
2.2.5. Compressibilidade ( $\beta$ ) .....	19
2.3. CARACTERIZAÇÃO DO FLUIDO.....	20
2.3.1. Viscosidade.....	21
2.3.2. Densidade.....	23
2.3.3. Ponto de Escoamento .....	24
2.3.4. Corrosividade.....	24
2.3.5. Pressão no Ponto de Bolha.....	25
3. PRÉ-CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO .....	25
3.1. ESTRATIGRAFIA .....	26
3.2. GRAVIMETRIA.....	27
3.3. PERFILAGEM .....	27
3.3.1. Resistividade.....	28
3.3.2. Potencial Espontâneo (SP).....	29
3.3.3. Raios Gama (GR) .....	31
3.3.4. Densidade (RHOB).....	31
3.3.5. Neutrônico (NPHI).....	32
3.3.6. Indução (ILD).....	32
3.3.7. Sônico (DT).....	33
4. PREPARO DAS AMOSTRAS PARA A ANÁLISE .....	34
5. TÉCNICAS PARA ANÁLISE E CARACTERIZAÇÃO DAS ROCHAS-RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO .....	39
5.1. DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE .....	39
5.1.1. Método de determinação da porosidade por Gás (Paulino) .....	40
5.1.2. Porosímetro de Hélio (He) .....	41
5.1.3. Porosímetro de Mercúrio (Hg).....	42
5.2. DETERMINAÇÃO DA SATURAÇÃO .....	44
5.3. DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE .....	45
5.4. DETERMINAÇÃO DA MOLHABILIDADE .....	47
6. EXPERIMENTOS PARA ANÁLISES DOS FLUIDOS .....	50
6.1. TÉCNICA DE INFRAVERMELHO (FTIR).....	50
6.2. VISCOSIDADE .....	53
6.3. DENSIDADE.....	55
6.4. CORROSIVIDADE.....	56
6.5. PONTO DE ESCOAMENTO.....	58
7. PROJETO BÁSICO DO LABORATÓRIO .....	59
7.1. INFRAESTRUTURA.....	60

7.2. BANCADAS DE TRABALHO E ARMÁRIOS .....	61
7.3. EPIS E SEGURANÇA .....	62
7.4. DESCARTES E LIMPEZAS DE AMOSTRAS .....	63
8. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	63
9. CONCLUSÃO .....	66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	68
APÊNDICE A.....	70

## 1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios de petróleo são alvos de massivas pesquisas e alto interesse de empresas, governos e da sociedade em geral. Eles armazenam em suas estruturas a *commodity* mais preciosa e procurada pelo homem, que é matéria prima essencial para diversos produtos e essencial para todo o setor de energia e transporte no mundo.

O petróleo não é gerado *in loco* no reservatório onde ele se acumula, mas migra de uma rocha geradora onde a matéria orgânica, depositada e coberta por sedimentação durante o tempo geológico, é transformada pela ação do calor e da alta pressão em óleo e gás. Com o aumento de pressão na rocha geradora, ocorrem rupturas e fraturamentos que permitem o escape ou migração do petróleo para regiões de mais baixas pressões. (THOMAS, 2004) A migração só é interrompida quando o caminho do petróleo for bloqueado por algum tipo de barreira impermeável, que constituem as armadilhas geológicas.

A migração pode ser feita também por meio de expulsão da rocha geradora por causa da compactação dos poros da mesma, ou pelo deslocamento natural ao longo de rochas porosas e permeáveis, até serem impedidos de avançar por uma armadilha geológica. Podemos dizer que armadilha geológica é composta pela rocha-reservatório, pela rocha selante (uma rocha impermeável capaz de impedir ou de retardar o avanço do petróleo rumo à superfície) e por um enclausuramento tridimensional (uma espécie de barreira que se localiza na base da rocha selante). (LAUDON, 1996)

É interessante notar, que a existência de uma estrutura geológica, com armadilha e rocha-reservatório, não é condição suficiente para a existência de um reservatório de petróleo. Além da existência física da armadilha e da rocha-reservatório, tem que ter havido geração em algum lugar (rocha geradora) e migração do petróleo, com posterior acumulação na estrutura geológica. O estudo integrado de Sistemas Petrolíferos trata simultaneamente da geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos.

Uma vez descoberto um local onde há um reservatório de petróleo, que é o objeto da ciência de exploração do petróleo, o passo seguinte será a identificação das características fundamentais do reservatório já descoberto, como porosidade, capilaridade, permeabilidade, grau API e composição química dos hidrocarbonetos.

Esta etapa será objeto de estudo da ciência de Engenharia e Caracterização de Reservatórios. De posse destas características medidas e/ou estimadas, podemos avaliar a quantidade de hidrocarbonetos presente no reservatório (reserva estimada), verificar como um reservatório se comporta durante a retirada de petróleo ou de gás natural (fluidos que geralmente estão presentes dentro de um reservatório), a quantidade de fluidos (óleo, água e gás) e outras informações pertinentes sobre o reservatório de petróleo.

A caracterização do reservatório pode ser feita *in loco* em poços de petróleo por meio de perfis geológicos (acústicos, *gamma ray*, etc.), ou a partir de amostras de rocha e de fluidos retirada dos poços. Há também métodos indiretos, que utilizam sísmica de alta resolução ou métodos potenciais para caracterizar indiretamente e remotamente as propriedades tridimensionais do reservatório. No entanto, o método mais direto e confiável para se avaliar as propriedades físico-químicas necessárias para caracterizar o reservatório encontrado se baseia na análise laboratorial de amostras retiradas diretamente do reservatório. Neste trabalho de TCC vamos levantar as especificações mínimas de um laboratório que possa realizar tais análises e avaliações.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Devido à polivalência que o petróleo tem na geração de energia, no transporte e na gama de produtos necessários ao homem, há um enorme investimento em pesquisa e exploração de petróleo, o que aumenta a cada ano o número de reservatórios de petróleo encontrados com reservas confirmadas ou a confirmar. De certa forma, cada novo reservatório encontrado traz mais uma garantia de manutenção, pelo menos por mais alguns anos, destes produtos e serviços necessários ao homem.

No Brasil, há muitos reservatórios comprovados em terra, em diversas bacias sedimentares, mas a maior parte das nossas reservas está em águas profundas na extensão de nossa costa. Hoje temos um montante de reservas de petróleo comprovadas da ordem de 15,6 bilhões de barris, e 458,2 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Há uma expectativa que este montante dobre nos próximos 10 anos, (ANP, 2011). No entanto, a produção de petróleo no Brasil é pouco maior que 2 milhões de barris por dia, o que indica que os nossos maiores desafios não estão na exploração, mas sim na produção e na caracterização dos reservatórios já

descobertos. Com investimentos em produção e caracterização de reservatórios, podemos aumentar a produção para 5 milhões de barris em 2020 (ANP, 2014).

Os reservatórios brasileiros estão localizados em diversos sistemas deposicionais, com características geológicas distintas, o que implica que iremos encontrar diversos tipos de rocha-reservatório com diferentes tipos de misturas de fluidos, o que acarretará em diferentes características físico-químicas do reservatório. Porém, os dados obtidos através de técnicas geológicas para tentar identificar as características da rocha e da presença de fluidos não são precisos e não nos informam todas as informações necessárias, visto que seus dados são calculados através de métodos sísmicos. Com isso, a análise concreta dos fluidos presentes no meio poroso e caracterização prévia das rochas-reservatório em laboratório é necessária para que se possa analisar a viabilidade econômica do reservatório encontrado, planejar a produção e escolher as melhores técnicas de extrair o petróleo do reservatório de forma segura, maximizando a produção e exploração de petróleo através dos poços exploradores.

Assim, vemos que é necessário se ter um conhecimento adequado do espaço onde o petróleo está alojado e distribuído na estrutura do reservatório, pois é possível obter uma produção maior de acordo com o mecanismo apropriado para determinado poço de petróleo, onde, de acordo com o tipo de completação utilizada, esta recuperação pode alcançar níveis entre 20% a 70%. (THOMAS, 2001).

Estas informações imprescindíveis só poderão ser obtidas através de um laboratório onde podemos caracterizar as rochas de um reservatório de petróleo e seu meio poroso. Para o devido interesse em montar na UnB um estudo e prováveis projetos ou pesquisas relacionadas ao meio poroso, o intuito deste trabalho é mostrar o que é necessário em um espaço físico para se constituir um laboratório, quais os tipos de equipamentos necessários para a caracterização e que técnicas podem ser utilizadas para se caracterizar o meio poroso de um reservatório de acordo com sua rocha-reservatório e de seu fluido extraído.

## **1.2. OBJETIVOS**

Neste trabalho de TCC, temos o objetivo principal de planejar um laboratório de caracterização do meio poroso de um reservatório de petróleo dentro da

Universidade de Brasília, selecionando os equipamentos que melhor auxiliem no processo de caracterização.

Para tanto serão especificados métodos que possam contribuir com informações acerca do reservatório, principalmente as características físico-químicas da rocha-reservatório, como porosidade, permeabilidade, capilaridade, saturação e compressibilidade e características do próprio petróleo, como viscosidade, grau API e corrosividade, além dos testes feitos com amostras de fluidos retirados dos poços para a devida análise PVT (Pressão, Volume e Temperatura).

Estas informações podem ajudar a avaliar as dificuldades em alcançar o reservatório, incluindo quantos poços podem ser perfurados, qual tipo de perfuração deve ser feito, além de avaliar o potencial econômico do poço e servir de base para a montagem da simulação do reservatório.

### **1.3. METODOLOGIA**

O trabalho será desenvolvido de acordo com a literatura encontrada e pesquisa exploratória de modo que possa proporcionar as informações necessárias para alcançar o êxito em seu objetivo e poder normatizar um laboratório capaz de caracterizar e obter as principais informações necessárias para se caracterizar um reservatório de petróleo. Sendo assim, serão necessários estudos sobre:

- Conhecimento dos diversos métodos de caracterização de rochas-reservatório e de normas para análise de óleos extraídos;
- Conhecimento dos tipos de equipamentos necessários para ser feita a caracterização das rochas-reservatórios e dos fluidos presentes;
- Estudar a viabilidade de se construir um laboratório na Universidade de Brasília;

Feita a revisão bibliográfica e os estudos necessários, optou-se pela seguinte estrutura para a elaboração do documento final:

1 – Introdução acerca dos reservatórios de petróleo, sua importância e a que se dá a motivação para o trabalho.

2 – Abordagem sobre a geologia envolvida sobre os reservatórios de petróleo, contendo suas principais características, tipos de fluidos a serem encontrados e outras propriedades importantes.

3 – Demonstração dos métodos que são utilizados hoje para a caracterização de reservatórios de petróleo.

4 – Uso de técnicas reconhecidas internacionalmente pela ASTM (*American Society for Testing Materials*) para análise do óleo extraído.

5 – Estudo da viabilidade de se ter um laboratório com foco em caracterização de reservatórios de petróleo e que tipos de equipamentos são utilizados, planejando este laboratório na Universidade de Brasília.

6 – Conclusão prévia dos estudos realizados, demonstrando os prós e contras do projeto em fase de estudo.

## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

O sistema petrolífero é formado por três tipos de rocha, com diferentes funções: rocha geradora, rocha-reservatório e rocha selante. Cada rocha tem uma devida importância. A rocha geradora é uma rocha que possui matéria orgânica suficiente em condições ideais para a geração do petróleo. A rocha-reservatório é uma rocha porosa que permite a passagem e acúmulo do fluido produzido pela rocha geradora, que procura regiões de menor pressão para ocupar e assim preenche os poros presentes. Após o acúmulo de petróleo, existe uma barreira que impeça que ele migre até a superfície. A rocha selante desempenha a função de barreira, onde tem por características que impedem o avanço do óleo. A rocha-reservatório, que é o principal objeto de estudo deste trabalho, é normalmente constituída de rochas sedimentares, que serão discutidas a seguir.

### **2.1. ROCHAS SEDIMENTARES**

Rochas podem ser definidas como agregados sólidos de diversos compostos minerais. Sua nomenclatura se dá de acordo com os minerais essenciais presentes em sua composição, tornando importante o estudo e determinação de minerais constituintes da rocha.

Podemos classificar a maior parte das rochas de acordo com critérios genéticos, ou seja, do modo de formação na natureza, dividindo em três grupos: Rochas Sedimentares, Rochas Ígneas e Rochas Metamórficas, sendo a maioria das

formações rochosas presentes na superfície serem rochas sedimentares. As rochas sedimentares levam este nome por se originarem a partir de mudanças em outras rochas com o decorrer do tempo de acordo com a ação de agentes da natureza, como chuva, vento, ondas do mar, água dos rios, etc., que fragmentam as rochas. Com o acúmulo destes fragmentos, de tamanho de grãos, sobre a superfície, sendo depositados como sedimentos, são formadas as rochas sedimentares. (BORBA, 2009)

Pouco a pouco, ao longo de milhares de anos, até o granito mais sólido se transforma em pequenos fragmentos. Ou seja, resultam da deposição de detritos de outras rochas (magmáticas ou metamórficas), ou do acúmulo de detritos orgânicos ou ainda, da precipitação química. Ex.: Arenito, Calcário, etc.

Os detritos vão se acumulando em camadas ao longo do tempo, com novas camadas sendo formadas em cima das antigas, assim compactando-as. Ao longo dos anos, a pressão faz com que elas se agrupem e formem uma única massa, assim criando as rochas sedimentares. O processo geológico que une as partículas é denominado litificação ou diagênese, e compreende uma combinação entre os processos de compactação e cimentação.

Quando a rocha sedimentar é constituída de partículas pré-existentes, pode ser classificada como clástica. As rochas sedimentares clásticas são classificadas de acordo com o tamanho de suas partículas, sendo facilmente reconhecidas pela sequência de camadas horizontais em espessuras variáveis. A Figura 1 nos mostra um exemplo de rocha sedimentar.



Figura 1. Um exemplo de arenito, uma rocha sedimentar. Fonte: Dicionário (<http://www.dicionario.pro.br/images/5/5e/Arenito.jpg>)

O tipo de rocha sedimentar pode indicar em qual ambiente ela foi gerada, por exemplo, as rochas formadas basicamente por areias - os arenitos - podem ser indicativos de desertos ou praias; as rochas formadas por sedimentos muito finos intercalados - os folhelhos - podem indicar ambiente pantanoso; e as rochas formadas por sedimentos grossos, maiores que areia - os conglomerados - pode indicar deposição em rios de correnteza ou geleiras. (MILANI et al, 2001)

Outros tipos de rochas sedimentares, sendo a mais comum o calcário, são formados pela precipitação química de elementos dissolvidos nas águas ou pela aglutinação de conchas e esqueletos de organismos que se depositam uns sobre os outros. Para tipos importantes de rochas sedimentares que são encontradas em rochas reservatórios, temos os Arenitos e os Calcários.

Por fim, pode-se resumir que as rochas sedimentares podem ser classificadas quanto à origem como:

- Mecânicos ou clásticos: são os materiais transportados como partículas (clastos). Originam-se pela ação do intemperismo químico e físico sobre rochas pré-existentes, sendo transportados por rios, geleiras ou ventos até o local onde são depositados.

- Químicos: São transportados como soluções iônicas e são precipitados como cristalitos devido a mudanças das condições físico-química do meio onde se encontram. Ex: precipitações salinas (evaporitos) encontradas em mares e lagos onde a concentração salina ultrapassou a ponto de saturação do sal que está sendo precipitado e os precipitados metálicos provenientes das emanções hidrotermais existentes nas dorsais oceânicas.

- Orgânicos: São formados pela ação de algum ser vivo animal ou vegetal. Ex: depósitos de carapaças calcários e silicosas e os depósitos de matéria vegetal existentes nas turfeiras e camadas de carvão fóssil. (CAPUTO, 200-?)

E quanto ao transporte, podem ser classificadas como:

-Alóctone: Do grego allos = diferente, outro. O sedimento é individualizado como uma partícula ou fragmento, que foi gerado em um lugar e através do transporte foi depositado em outro. Ex: areias e argilas que se acumulam em várzeas, praias, lagos, lagoas e fundos de mares.

O que caracteriza um sedimento como alóctone é o fato de ele ser um sólido e de ter sofrido algum tipo de transporte mecânico. Mesmo um fragmento de concha encontrado em uma praia deve ser considerado como alóctone, pois apesar de não ter a mesma origem dos grãos minerais ali encontrados, com toda certeza foi transportado pelas ondas e/ou correntes litorâneas.

- Autóctone: Do grego authos= igual, o mesmo. É o sedimento que se originou no próprio local, não tendo sofrido transporte. Ex: precipitações de sais e os recifes coralinos.

### **2.1.1. Arenitos**

A areia que foi depositada ao longo dos anos, graças a pressão, pode juntar e consolidar os seus grãos, uns aos outros, formando os arenitos. É composto por quartzo, feldspato (ou outros minerais de origem ígnea) e fragmentos líticos. É o tipo mais frequente de rocha-reservatório encontrado e de melhor qualidade, pois este tipo de rocha possui normalmente uma porosidade alta, o que permite, a princípio, um maior acúmulo e armazenamento de petróleo.

A porosidade de arenitos pode ser classificada em dois tipos: intergranular e por fraturas. A porosidade intergranular é decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial foi reduzida pela cimentação. Já a por fraturas é decorrente por movimentação das placas tectônicas, diagênese (qualquer mudança ou alteração de um sedimento após sua deposição inicial) e compactação das rochas. (ROSA, 2006) De acordo com a figura 2 temos um esquemático do interior de um arenito.

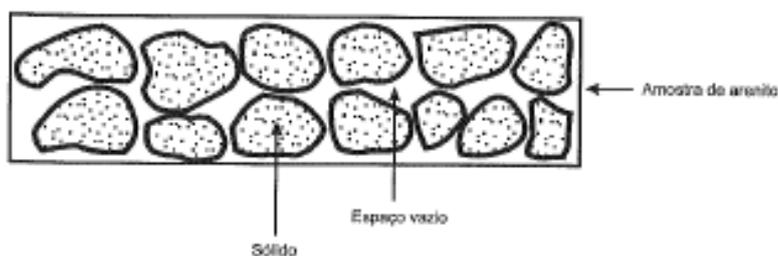


Figura 2. Esquemático do interior de uma rocha arenito. Fonte: Engenharia de Reservatórios de Petróleo.

### 2.1.2. Carbonatadas

Calcários, ou carbonatos, são rochas formadas a partir do mineral calcita, cuja composição química é o carbonato de cálcio. A procedência do carbonato varia desde fósseis de esqueletos calcários de organismos vivos ou carapaças de insetos até a precipitação química de elementos.

Recifes de corais, conchas de moluscos, algas calcárias, equinodermas, briozoários, foraminíferos e protozoários são os principais responsáveis pelos depósitos provenientes de organismos sintetizantes do carbonato dissolvido em meio aquoso. Esses depósitos são gerados em ambiente marinho raso, na presença de águas de temperatura elevada, de pouca agitação e limpas. Restos de conchas e estruturas calcárias de milhões de organismos são depositados no fundo do mar, formando estas rochas. No caso da precipitação química, o carbonato é dissolvido pela ação da água, que primeiro o transporta, e depois o deposita e cristaliza em outro local.

Apesar de somarem apenas 20% das rochas sedimentares registradas até hoje, os reservatórios com este tipo de rocha correspondem a mais de 50% dos recursos de hidrocarbonetos comprovados no mundo (Arns et al., 2005). Como exemplos, as rochas carbonáticas são encontradas em alguns dos principais campos petrolíferos ao redor do mundo, desde campos gigantes no Oriente Médio até as descobertas na costa brasileira conhecidas como pré-sal. (Kronbauer, 2014)

Os calcários possuem diferenças em relação aos arenitos, onde a sua porosidade é geralmente localizada dentro de uma camada, podendo ela ser lateral ou vertical, e tendo a probabilidade de ter poros muito maiores, assim dando uma permeabilidade maior. Sua porosidade pode ser primária ou secundária, sendo esta última a mais presente. (ROSA, 2006)

### **2.1.3. Outros tipos de rocha**

Existem outros tipos de rocha, como folhetos, siltitos, argilitos e outras rochas metamórficas que podem apresentar características de rochas reservatórios, com porosidade suficiente para acumular petróleo e outros fluidos produzidos, devido a fraturas nas rochas.

## **2.2. CARACTERÍSTICAS DA ROCHA-RESERVATÓRIO**

As características de importância para uma rocha-reservatório são: porosidade, saturação de fluidos na rocha, permeabilidade, pressão capilar, molhabilidade e compressibilidade. Com esses dados, podemos avaliar as características de um reservatório e assim podemos definir diversos pontos importantes quanto a exploração do petróleo presente no reservatório, como: a quantidade de fluido presente, quais técnicas devem ser utilizadas para a retirada de petróleo, quantos poços poderemos ter de exploração e de exploração e qual tipo de percurso de perfuração deve ser utilizado.

### **2.2.1. Porosidade ( $\phi$ )**

Porosidade é definida a partir dos espaços vazios no interior da rocha que dependem da forma, arrumação e variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha (THOMAS, 2004). Os espaços podem estar preenchidos por gases, água ou óleo. Os grãos acumulados, muito próximos uns dos outros, alocam espaços vazios, que denominamos poros. Uma amostra da rocha testemunho, aparentemente maciça, quando observada ao microscópio, revela uma grande quantidade de espaços vazios.

O valor da porosidade é obtido através da relação entre o volume de espaços vazios presentes na rocha e o volume total da rocha, cujo valor é expresso em percentagem. Por exemplo, uma rocha com uma porosidade de 25% significa que, num volume qualquer da rocha, um quarto de seu volume são espaços que podem ser ocupados por fluidos. Na maioria dos reservatórios a porosidade varia de 10% a 20%, sendo que esta percentagem é ocupada por água, óleo e gás.

A porosidade de uma rocha é medida a partir de ensaios em laboratório com amostras da rocha testemunho através de gravimetria, injeção de gás, dentre outros métodos. Temos quatro tipos de porosidade: a absoluta, que corresponde a relação entre o volume total de vazios da rocha e o volume total da rocha, a efetiva, que

corresponde a relação entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha, a porosidade primária, que é a que se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar, e a porosidade secundária, que é a resultante de alguns processos geológicos subsequentes a conversão de sedimentos em rocha (ROSA, 2006). A porosidade efetiva é a mais interessante, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

A equação 1 pode nos informar como a porosidade de uma rocha pode ser definida.

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} ; V_t = V_p + V_s \quad (1)$$

Onde:

$\varphi$  é o valor de porosidade;

$V_p$  é volume total que os poros ocupam na rocha;

$V_t$  é o volume total da rocha;

$V_s$  é o volume sólido da rocha;

Para a obtenção da porosidade de um reservatório, são necessárias análises de rochas dos diversos poços perfurados. Obtendo estes valores de porosidade, podemos considerar a porosidade de um reservatório como a média das porosidades calculadas dos diversos poços, ou seja, a porosidade média de um reservatório é calculado através de uma média aritmética dos valores de porosidade encontrados, como demonstrado na equação 2.

$$\bar{\varphi} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \varphi_j \quad (2)$$

Onde:

$\bar{\varphi}$  é o valor de porosidade média;

$n$  é o número de porosidades calculadas;

$\varphi_j$  é a porosidade calculada;

Os reservatórios apresentam variações horizontais e verticais de porosidade. O tamanho, quantidade, grau de conectividade dos poros e geometria são diretamente proporcionais à produtividade do reservatório. Pode ser medida

diretamente, em amostras da rocha testemunho, ou indiretamente, através de perfis elétricos. A porosidade de uma rocha-reservatório pode ser classificada como insignificante (0-5%), pobre (5-10%), regular (10-15%), boa (15-20%), ou muito boa (>20%).

Ainda podemos classificar a porosidade em uma rocha-reservatório como:

- intergranular: poros que se originaram do afastamento natural entre os grãos no período da deposição de sedimentos (comum em arenitos);
- intragranular de dissolução: os poros que se originaram da abertura de espaços por dissolução química (comum aos carbonatos);
- intercrystalina: foram geradas por modificações mineralógicas (comum aos calcarenitos);
- de fratura – das fraturas ocorridas de qualquer tipo.

As fraturas aumentam consideravelmente o volume de vazios das rochas. Em reservatórios areníticos e carbonáticos as fraturas contribuem para o aumento da conectividade dos poros entre si, enquanto que nos folhelhos, rochas ígneas e metamórficas as fraturas correspondem por quase toda a porosidade.

### 2.2.2. Saturação (S)

É a porcentagem de volume de poro ocupado por um fluido, seja ele óleo, gás ou água. Podemos calcular numericamente o valor de saturação, visto na Equação 3.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (3)$$

Onde:

$S_f$  é o valor de saturação do fluido;

$V_f$  é o volume do fluido;

$V_p$  é o volume ocupado pelos poros;

Calcula-se um valor de saturação para cada fluido (água, óleo e gás), onde a soma destes valores de saturação deve ser igual a um (1). Em um reservatório de

petróleo, sempre haverá dois ou mais fluidos. Podemos utilizar a saturação como fator preponderante para a produção de petróleo de um dado reservatório.

Por ocasião da descoberta do reservatório, como a pressão é igual ou maior que a pressão de bolha, na zona de óleo só existem água e óleo, cujas saturações somam 100%. Essa situação só é modificada quando, devido a produção de óleo, a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de bolha, resultando no aparecimento de gás na zona de óleo. Nessa ocasião, a saturação média de óleo pode ser obtida mediante o que se chama de balanço de materiais. (ROSA, 2006)

Os métodos de medição direta são falhos devido a forma que é feita a amostragem da formação e ao manuseio do testemunho desde a fundo do poço até o laboratório, como por exemplo, durante a perfuração, a lama que é formada penetra nos poros e altera a distribuição dos fluidos. Também por ocasião de retirada do testemunho para a superfície, devido a diferença de pressão, o óleo irá liberar parte do gás que se encontra em solução, bem como haverá expansão do óleo, da água e do gás formado, assim alterando mais uma vez a distribuição original. (ROSA, 2006)

### 2.2.3. Permeabilidade (k)

É a capacidade da rocha de transmitir fluido, dependendo principalmente da quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros, sendo assim uma medida de condutividade de fluidos da rocha-reservatório. A equação 4 define uma equação em que podemos definir o cálculo da permeabilidade absoluta, expressa em Darcy (D) em uma amostra de rocha-reservatório. É geralmente maior na horizontal do que na vertical e muito maior para um gás do que para um óleo, pois é inversamente proporcional à viscosidade do fluido.

$$k = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad (4)$$

Onde:

k é a permeabilidade (Darcy);

Q é a vazão volumétrica do fluido (cm<sup>3</sup>/s);

μ é a viscosidade do fluido (cP);

L é o comprimento da seção porosa por onde o fluxo segue (cm);

A é a área de seção da amostra da rocha-reservatório (cm<sup>2</sup>);

$\Delta P$  é diferença de pressão hidrostática (atm);

Para utilizarmos a equação acima, devemos estabelecer as seguintes condições: o fluxo do fluido é isotérmico, laminar e permanente, o fluido deve ser incompressível homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão e o meio poroso no qual ele se encontra deve ser homogêneo, para que não haja reação com o fluido. (ROSA, 2006)

Como os poros são alocados com diferentes fluidos (água, óleo e gás), podemos dar diferentes valores de permeabilidade, como permeabilidade absoluta, permeabilidade relativa e permeabilidade efetiva, assim especificando os valores para cada fluido.

A permeabilidade absoluta é a permeabilidade total do fluido presente na rocha-reservatório. A permeabilidade efetiva é a capacidade de cada fluido se mover, podendo diferenciar-se pela viscosidade e dependendo da saturação que cada um dos fluidos no meio poroso. A soma das permeabilidades efetivas sempre será menor ou igual à permeabilidade absoluta.

A permeabilidade relativa é o quociente entre a permeabilidade efetiva do fluido e a permeabilidade absoluta do meio. As equações 5, 6 e 7 podem demonstrar o cálculo da permeabilidade relativa para óleo, água e gás, respectivamente.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (5)$$

Onde:

$k_{ro}$  é a permeabilidade relativa do óleo;

$k_o$  é a permeabilidade efetiva do óleo;

$k$  é a permeabilidade absoluta;

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (6)$$

Onde:

$k_{rw}$  é a permeabilidade relativa da água;

$k_w$  é a permeabilidade efetiva da água;

$k$  é a permeabilidade absoluta;

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (7)$$

Onde:

$k_{rg}$  é a permeabilidade relativa do gás;

$k_g$  é a permeabilidade efetiva do gás;

$k$  é a permeabilidade absoluta;

A Figura 3 nos fornece as curvas de permeabilidade relativa do óleo e da água em função da saturação de água. Ou seja, quanto maior a saturação de água encontrada no meio poroso do reservatório, menor será a permeabilidade relativa do óleo.

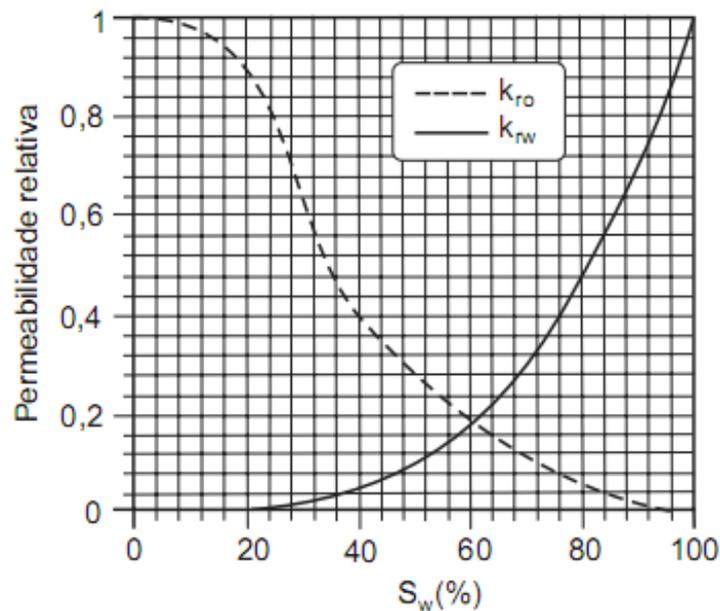


Figura 3. Curvas de permeabilidade relativa por saturação de água. Fonte: Engenharia de Reservatórios de Petróleo

Por ser uma propriedade do meio poroso, a permeabilidade é uma medida invariável com o fluido que o satura. Porém, ainda temos alguns fatores que podem

alterar o valor da permeabilidade medida com um equipamento. Um deles é o efeito de Klinkenberg, que ocorre quando, feitas medições de permeabilidade em laboratório usando gás, nos resultam valores maiores dos que os valores reais de permeabilidade, devido ao escorregamento do gás nas paredes do meio poroso, o que não ocorre com líquidos. Com isso, podemos afirmar que este efeito proporciona uma vazão maior e acaba resultando em uma permeabilidade maior. (ROSA, 2006). Para a correção deste efeito, o próprio Klinkenberg propôs a equação 8 para encontrar a permeabilidade absoluta de acordo com o tipo de gás utilizado.

$$k = k_{\infty} \left( 1 + \frac{b}{\bar{p}} \right) \quad (8)$$

Onde:

$k$  é o valor de permeabilidade medido na experiência;

$b$  é o fator de Klinkenberg;

$\bar{p}$  é a pressão média da experiência;

$k_{\infty}$  é a permeabilidade absoluta;

Também temos outros efeitos que afetam os valores de permeabilidade, como o efeito da reação fluido-rocha e o efeito de sobrecarga. O efeito da reação fluido-rocha ocorre quando o meio poroso contém argila hidratável e a permeabilidade medida com água de salinidade menor que a da formação. De acordo com a Tabela 1 temos exemplificado a variação da permeabilidade com a salinidade da água, onde  $k_{ar}$  é a permeabilidade do ar,  $k_w$  é a permeabilidade à água doce e  $k_i$  é a permeabilidade à água salgada de salinidade  $i$ . (ROSA, 2006)

Tabela 1. Variação de Permeabilidade medida em função do fluido utilizado. Fonte: Engenharia de Reservatórios de Petróleo.

Campo	Zona	$k_{nr}$	$k_{1000}$	$k_{500}$	$k_{300}$	$k_{200}$	$k_{100}$	$k_{1r}$
S	34	4 080	1 445	1 380	1 290	1 190	885	17,2
S	34	24 800	11 800	10 600	10 000	9 000	7 400	147
S	34	40 100	23 000	18 600	15 300	13 800	8 200	270
S	34	39 700	20 400	17 600	17 300	17 100	14 300	1 680
S	34	12 000	5 450	4 550	4 600	4 510	3 280	167
S	34	4 850	1 910	1 430	925	736	326	5
S	34	22 800	13 600	6 150	4 010	3 490	1 970	19,5
S	34	34 800	23 600	7 800	5 460	5 220	3 860	9,9
S	34	27 000	21 000	15 400	13 100	12 900	10 900	1 030
S	34	12 500	4 750	2 800	1 680	973	157	2,4
S	34	13 600	5 160	4 640	4 200	4 150	2 790	197
S	34	7 640	1 788	1 840	2 010	2 540	2 020	119
S	34	11 100	4 250	2 520	1 500	866	180	6,2
S	34	6 500	2 380	2 080	1 585	1 230	794	4,1
T	36	2 630	2 180	2 140	2 080	2 150	2 010	1 960
T	36	3 340	2 820	2 730	2 700	2 690	2 490	2 460
T	36	2 640	2 040	1 920	1 860	1 860	1 860	1 550
T	36	3 360	2 500	2 400	2 340	2 340	2 280	2 060
T	36	4 020	3 180	2 900	2 860	2 820	2 650	2 460
T	36	3 090	2 080	1 900	1 750	1 630	1 490	1 040

O efeito de sobrecarga ocorre quando, ao remover a amostra da formação, assim aliviando a sobrecarga no reservatório, acarreta alterações na rocha e na permeabilidade.

#### 2.2.4. Capilaridade

A capilaridade é um fenômeno que ocorre no interior dos poros da rocha-reservatório por haver dois ou mais fluidos imiscíveis presentes. Os fenômenos são resultantes das atrações entre as moléculas das massas dos fluidos. Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, os mais densos ficam nas partes mais baixas e existem superfícies de separação entre os fluidos (ROSA, 2006).

A força que impede o rompimento da superfície, por unidade de comprimento, chama-se tensão superficial, que pode ser definida como a razão entre o trabalho necessário para aumentar a área de interface do líquido. A força que tende a puxar uma superfície para o centro chama-se força capilar. Dividindo a força capilar pela área que a superfície ocupa, podemos ter a pressão capilar. Outro fenômeno que ocorre pela capilaridade de acordo com a tensão superficial dos fluidos é a molhabilidade.

### 2.2.4.1. Pressão Capilar

É a diferença de pressão entre dois fluidos imiscíveis que estão em contato, porém são imiscíveis. É importante seu estudo para melhorar a exploração de reservatórios de baixa permeabilidade, podendo tanto ajudar quanto dificultar o deslocamento dos fluidos entre os poros. Para mantermos o reservatório parcialmente saturado, a pressão da parte molhante deve ser menor que a pressão da parte não-molhante. Obtemos os dados sobre pressão capilar com ensaios laboratoriais.

Podemos dizer que a pressão capilar é demonstrada pela equação 8, conhecida também como equação de Plateau:

$$p_c = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (8)$$

Onde:

$p_c$  é a pressão capilar;

$\sigma$  é a tensão superficial na superfície de contato;

$R_1$  e  $R_2$  são os raios de curvatura da superfície nas duas direções consideradas;

### 2.2.4.1. Molhabilidade

É a tendência que um fluido tem de aderir a superfície de um sólido, com outros fluidos imiscíveis presentes. Ela depende da atração entre a rocha e as moléculas do fluido, sendo relativa ao ângulo de contato entre fluido e rocha. É considerado os seguintes limites quanto ao ângulo de contato, que pode variar entre 0° a 180°: se o ângulo for menor que 90° podemos afirmar que o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido; e se o ângulo for maior que 90° podemos afirmar que o líquido menos denso molha preferencialmente o sólido. (ROSA, 2006). Sua importância se dá pela distribuição dos fluidos nos poros do reservatório.

Sendo a molhabilidade uma propriedade que é diretamente relacionada com o ângulo de contato, pode-se ver que é uma propriedade que encontra uma relação com a tensão superficial, pois ambas são definidas de acordo com a interação do

líquido com a rocha, assim como podem ser relacionadas de acordo com a força que o líquido exerce sobre a área da rocha-reservatório a qual ela se encontra.

Podemos diferenciar entre a parte molhante (água) e parte não-molhante (óleo e gás). Podemos afirmar que a parte molhante ocupa as vizinhanças dos poros e outros poros menores e a parte não molhante ocupa os poros maiores ou cobrem o espaço onde a parte molhante não ocupou. A Figura 3 mostra um exemplo de disposição entre as partes molhante, estando na cor azul, e não-molhante, estando na cor verde, demonstrando que a parte não-molhante se encontra em poros maiores, de modo que quase não haja encontro com a parte sólida da rocha-reservatório.

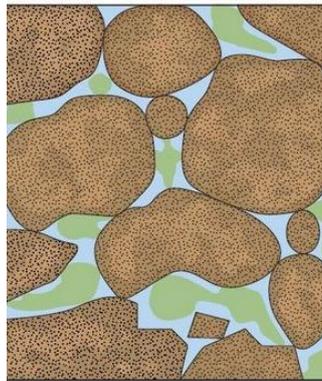


Figura 4. Ilustração de um corte dos poros de um reservatório (partes molhantes em azul, partes não-molhantes em verde sólido em marrom). Conceitos de Engenharia de Reservatório (CEPAC).

#### **2.2.5. Compressibilidade ( $\beta$ )**

É o grau de compactação das rochas sedimentares. As forças de compactação são funções de máxima profundidade em que a rocha se encontrou. A compressibilidade influi nas seguintes compressibilidades: (ROSA, 2006)

- Compressibilidade da rocha matriz, que é a variação fracional em volume do material sólido da rocha, com a variação unitária da pressão;
- Compressibilidade dos poros, que é a variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão;

- Compressibilidade total da rocha, que é a variação fracional do volume total da rocha, com a variação unitária da pressão;

Podemos calcular a compressibilidade de acordo com a equação 9. Em meios porosos, a variação de volume em função da variação de pressão é estudada como: os poros de um reservatório estão preenchidos de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos poros. Ao retirar certa quantidade de fluido do interior do reservatório, a pressão diminui e os poros têm os seus volumes reduzidos.

$$C_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (9)$$

Onde:

$C_f$  é a compressibilidade efetiva da rocha;

$V_p$  é o volume poroso da rocha;

$\partial V_p$  é a variação de volume poroso;

$\partial p$  é a variação de pressão;

A relação entre a variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão é definida como compressibilidade efetiva da formação. Na ausência de valores medidos, pode-se usar correlações para a estimativa da compressibilidade efetiva de uma rocha.

### 2.3. CARACTERIZAÇÃO DO FLUIDO

Para caracterizar o meio poroso como um todo, é necessário saber também dados referentes aos fluidos presentes na rocha-reservatório. Além de água, podemos encontrar o petróleo ou gás, onde o petróleo tem características diferentes para diferentes locais onde se encontram as principais bacias, cada uma de acordo com o seu processo de formação.

As propriedades dos fluidos e das rochas que compõem os reservatórios de petróleo devem ser, de preferência, determinadas experimentalmente em análises de laboratório. Em algumas situações, no entanto, por motivos econômicos ou operacionais, isso não se torna possível (ROSA, 2006). Os dados mais importantes

para o conhecimento e análise dos fluidos são testes de acordo com as propriedades PVT (Pressão, Volume e Temperatura), além da própria análise química dos fluidos presentes, podendo ser água, óleo e gás. Porém, pela alta dificuldade encontrada de relacionar as condições dos fluidos (óleo e gás) na superfície de produção com as condições de reservatório, são escolhidas as determinações de propriedades físicas para a caracterização do petróleo, como viscosidade, densidade, entre outras. (DAKE, 1998)

A classificação de um reservatório de petróleo é feita de acordo com o comportamento da mistura de hidrocarbonetos nele contida. Apenas a composição da mistura não é suficiente para determinar o seu estado físico. (THOMAS, 2004) A análise PVT necessária para relacionar a produção da superfície com a retirada do produto de um reservatório é mais complexa com a presença de gás e óleo se feito abaixo do ponto de pressão de bolha. Assim, podemos ver que as propriedades a serem analisadas a partir dos fluidos são: Viscosidade, Densidade, Ponto de Escoamento, Pressão no Ponto de Bolha e Corrosividade.

### **2.3.1. Viscosidade**

Em sua definição, a viscosidade mede a capacidade de um fluido escoar em uma determinada área em um dado caminho. Em relação ao petróleo, é uma das propriedades mais importantes, pois ela é medida de acordo com as propriedades PVT dos fluidos que serão retirados e dos fluidos que ainda serão retirados do reservatório. A sua principal característica é de que, quanto mais denso o óleo, maior será sua viscosidade e maior será sua resistência para fluir.

A viscosidade de um líquido é afetada pelas variações de temperatura e pressão. Ao contrário do que acontece em um gás ideal, em líquidos a viscosidade decresce de acordo com a temperatura e cresce de acordo com a pressão. Pode-se determinar a viscosidade do óleo de acordo com correlações já conhecidas e depende de informações como pressão, temperatura e composição do fluido. (ROSA, 2006)

Para se estimar a viscosidade de um óleo saturado podemos utilizar da correlação de Chew & Connaly (1959), que se apresenta em condições de pressão e temperatura do reservatório, em função da razão de solubilidade e da viscosidade do óleo morto (sem gás) submetido à temperatura do reservatório e a pressão

atmosférica. (ROSA, 2006) A correlação pode ser estimada de acordo com a equação 10:

$$\mu_{os} = A(\mu_{om})^b \quad (10)$$

Onde:

$\mu_{ab}$  é a viscosidade do óleo saturado;

$\mu_{om}$  é a viscosidade do óleo morto, em cp;

A e b são coeficientes de correlação, definidas de acordo com as equações 11 e 12:

$$A = \text{antilog} [R_s(2,2 \cdot 10^{-7} R_s - 7,4 \cdot 10^{-4})] \quad (11)$$

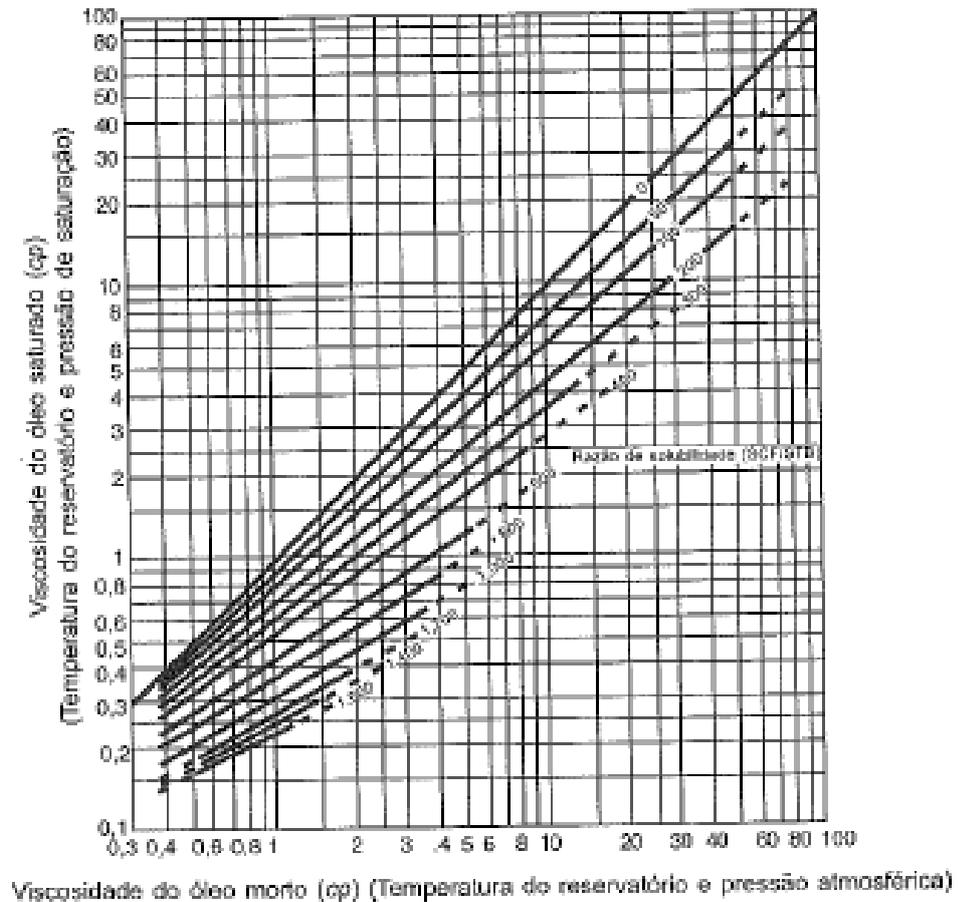
$$b = \frac{0,68}{10^{8,62} 10^{-5} R_s} + \frac{0,25}{10^{1,1} 10^{-3} R_s} + \frac{0,062}{10^{3,74} 10^{-3} R_s} \quad (12)$$

Onde:

$R_s$  é a razão de solubilidade, expressa em SCF/STB;

De acordo com a Tabela 2 podemos ter a relação entre a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo morto, ambos estando em temperatura do reservatório e estando o óleo saturado em pressão de saturação e o óleo morto em pressão atmosférica.

Tabela 2. Viscosidade do óleo saturado nas condições de reservatório.



### 2.3.2. Densidade

A densidade de uma mistura líquida é definida como a razão de massa específica da mistura e a massa específica da água, ambas medidas nas mesmas condições de temperatura. (ROSA, 2006). Porém, por ser bastante utilizada na indústria do petróleo, a densidade é expressa através de um índice adimensional, denominado grau API, que é uma função hiperbólica da densidade. É uma medida criada pelo American Petroleum Institute, dado pela equação 13, para que pudesse medir a gravidade específica do óleo encontrado em relação a rocha.

$$API = \frac{141,5}{\rho_{r(60/60)}} - 131,5 \quad (13)$$

Onde:

$dr(60/60)$  é a densidade da amostra a 60°F (~ 15,26 °C), em relação à densidade da água a 60°F (densidade relativa).

O conhecimento do grau API de um determinado petróleo é de extrema importância, pois ele está relacionado com a obtenção de maior quantidade de derivados nobres, de elevado valor comercial, como a gasolina, o diesel e o GLP, relativamente a outro tipo de óleo, logo quanto menor a densidade do petróleo (petróleos leves), maior o grau API e maior densidade do petróleo (petróleo pesados), menor o grau API (SKLO, 2005).

De acordo com o valor do grau API é possível classificar um tipo de petróleo. A classificação mais utilizada é a adotada pelo American Petroleum Institute – API, que classifica os óleos de acordo com a sua densidade volumétrica ou com seu grau API.

De acordo com a Portaria ANP nº 09/2000 o grau API é considerado como óleo leve se ele for maior ou igual a 31°API, óleo médio caso esteja entre 22°API e 31°API e é considerado = óleo pesado para graus menores que 22°API.

### **2.3.3. Ponto de Escoamento**

Ponto de escoamento, ou ponto de fluidez, pode ser definido como a temperatura na qual o líquido não tem fluidez com a ação gravitacional, apresentando um comportamento de uma substância semi-sólida. A importância do seu conhecimento se deve para ações de recuperação de óleo e transporte.

### **2.3.4. Corrosividade**

A corrosividade está relacionada ao nível de acidez presente em um óleo. Dizemos que um óleo é ácido quando há uma grande presença de compostos de enxofre (S) em sua composição e em sua fase gasosa, como o ácido sulfídrico, ou sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ). O ácido sulfídrico é um gás venenoso que causa danos ao homem e causa vários problemas operacionais durante a exploração e produção de petróleo, como corrosão de materiais compostos de ferro, como canos, válvulas e tubulações. (SELLEY, 1998).

Compostos de enxofre compõem cerca de 0,1 a 7% da composição química do óleo cru. Mesmo a corrosividade não sendo uma análise de característica PVT, a importância do conhecimento acerca do teor de enxofre presente no óleo se deve principalmente ao tipo de tratamento a ser escolhido quanto ao tipo de material utilizado para a exploração e transporte do petróleo para a refinaria e a qual tipo de tratamento o óleo deve ser submetido em sua chegada a refinaria.

### **2.3.5. Pressão no Ponto de Bolha**

Por definição, o ponto de bolha é relacionado à condição de pressão e temperatura onde o sistema é todo líquido e está em equilíbrio e apresenta uma quantidade infinitesimal de gás. É um dado importante para a exploração de petróleo pois de acordo com a pressão presente no reservatório pode-se extrair somente óleo ou óleo e gás, podendo ser ajustado de acordo com o interesse da empresa exploradora ou de acordo com o método utilizado para o controle e gerenciamento do reservatório.

A pressão no ponto de bolha é o ponto de pressão onde ocorre o aparecimento de bolha de gás, podendo dizer que a pressão mínima para que o óleo expulse o gás remanescente. Sua importância se dá para o cálculo correto da perda de carga, pois é importante saber como o óleo irá se comportar. (STAPE, 2014)

## **3. PRÉ-CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

Podemos caracterizar os reservatórios de petróleo utilizando equipamentos *in loco* e obtendo resultados referentes aos dados obtidos pelos equipamentos ou fazendo análise em uma rocha fonte retirada da rocha-reservatório. Após serem feitos os estudos para identificação e demarcação de área de rochas reservatórios, utilizamos técnicas como estratigrafia e sedimentologia no local para identificar a probabilidade de sedimentos ricos em compostos orgânicos que foram depositados no passado.

Se houver uma grande probabilidade de uma rocha de origem existir, a próxima questão é o estado de maturidade térmica da fonte e o quão maturo a rocha está. Maturação de rochas de origem depende fortemente da temperatura, de modo que a maioria da produção de petróleo ocorre na faixa de 60° a 120°C.

Para determinar a probabilidade de geração de óleo/gás, portanto, a história térmica da rocha fonte deve ser calculada, é feita uma combinação de análises

geoquímicas de rocha de origem, para podermos determinar o tipo de querogênio presente, e métodos de modelagem de bacias, tal como back-stripping, para modelar o gradiente térmico na coluna sedimentar.

A comprovação da existência de uma rocha-reservatório (geralmente classificada como arenitos e calcários fraturados) é então determinada através de uma combinação de estudos regionais, estratigrafia e sedimentologia (quantificando o padrão e a extensão da sedimentação) e interpretação sísmica. Uma vez que um possível reservatório de petróleo seja identificado, o próximo passo será determinar as suas principais características físicas, que são a sua porosidade e permeabilidade. Estes dados são determinados através do estudo de amostras da rocha-reservatório disponíveis, ou através das partes contíguas do reservatório que afloram na superfície, ou através da técnica de avaliação de formação usando ferramentas passadas no próprio fundo do poço.

Para ter-se um pré-estudo de características da rocha-reservatório, podemos utilizar técnicas como estratigrafia, gravimetria, perfilagem e sedimentologia para nos dar uma caracterização inicial de um reservatório de petróleo.

### **3.1. ESTRATIGRAFIA**

Estratigrafia é o estudo dos estratos geológicos de acordo com os processos que formaram as camadas de rochas, buscando assim conhecer os corpos ou sedimentos que estão presentes em sua formação. Usamos como classificação a descrição de todos os tipos de rocha que formam a crosta terrestre e quais as suas relações de distribuição de espaço e tempo para poder definir a sua história geológica.

Seu objetivo fundamental é estabelecer a sua evolução espacial e temporal de acordo com a observação das propriedades e unidades litológicas através do estrato, que é uma camada os conjuntos diferenciados de corpos líticos com características que os distinguem de outros que os precedem ou sucedem.

Sua importância quanto à caracterização de reservatórios de petróleo é estudar a sua formação para poder ter um entendimento melhor de características físico-químicas adquiridas de outras técnicas, assim buscando uma conclusão ideal para a definição do reservatório.

### **3.2. GRAVIMETRIA**

A análise gravimétrica é utilizada para identificar variações de densidade em subsuperfícies, permitindo fazer estimativas da espessura de sedimentos em uma bacia sedimentar, presença de rochas com densidades anômalas e prever a existência de altos e baixos estruturais pela distribuição lateral desigual de densidades em subsuperfície. Com isso, podem-se selecionar zonas com potencial de serem armadilhas estruturais de hidrocarbonetos.

A gravimetria cria mapas de intensidade de campo gravimétrico, que é diretamente proporcional a densidade das formações, onde as zonas com menor densidade são mais propícias à existência de hidrocarbonetos.

### **3.3. PERFILAGEM**

É uma operação realizada após a perfuração, a cabo ou com coluna, ou durante a perfuração de uma fase do poço com a finalidade de obter uma imagem visual de uma ou mais características das várias formações atravessadas. A perfilagem faz um levantamento completo de perfis referentes ao poço para a produção de petróleo. O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas.

Ele é obtido a partir de ferramentas que são descidas no poço, onde os valores são captados e em seguida são armazenados em arquivos digitais. Apesar de existirem vários processos físicos de medição (perfis), os dados fornecidos pelos equipamentos eletrônicos de medida são chamados genericamente de perfis elétricos. Através da perfilagem podemos mapear o poço com gráficos ou figuras que nos mostram as áreas de interesse a serem trabalhadas, no entanto, é bom deixar claro que ela não se mostra autossuficiente, pois necessita de técnicas auxiliares que se complementam para cumprir essa meta. Como exemplo de uma técnica auxiliar tem a amostra de calha que é utilizada juntamente com os perfis elétricos para ajudar na identificação das litofaces. Essa amostra contém os resíduos das formações rochosas, durante a perfuração, que permanecem na broca quando ela é levantada do interior do poço para a superfície.

Podemos dividir uma rocha sedimentar em duas partes: a matriz, que envolve a parte sólida da rocha; e os poros, que é a parte vazia da rocha por onde o fluido pode preencher ou escoar. A perfilagem pode ser realizada em qualquer momento,

mas principalmente logo após a perfuração de um novo poço para verificar a sua viabilidade produtiva através de parâmetros físicos (principalmente resistivos, acústicos e radioativos). Esses dados são interpretados e utilizados para o estudo das propriedades estáticas das rochas, como porosidade, permeabilidade, saturação e identificação dos fluidos, diâmetro do poço, delimitação da espessura do reservatório, velocidade sônica e volume de argilas.

Existem muitos tipos de perfis que usam diversas variáveis para a definição das propriedades estáticas do reservatório, todos eles com o objetivo de ter a melhor avaliação das formações geológicas para identificar um reservatório de petróleo. A Figura 5 apresenta a perfilagem feita a partir de vários tipos de métodos utilizados, onde cada um dos perfis identifica nas faixas em destaque as informações que os perfis selecionados são utilizados, por exemplo, o perfil GR mostra existência de dois corpos arenosos, o perfil NPHI mostra que a porosidade em ambos os corpos são baixas, o perfil ILD mostra alta resistividade, o perfil RHOB e o perfil DT têm altas velocidades, confirmando a baixa porosidade demonstrada no perfil NPHI.

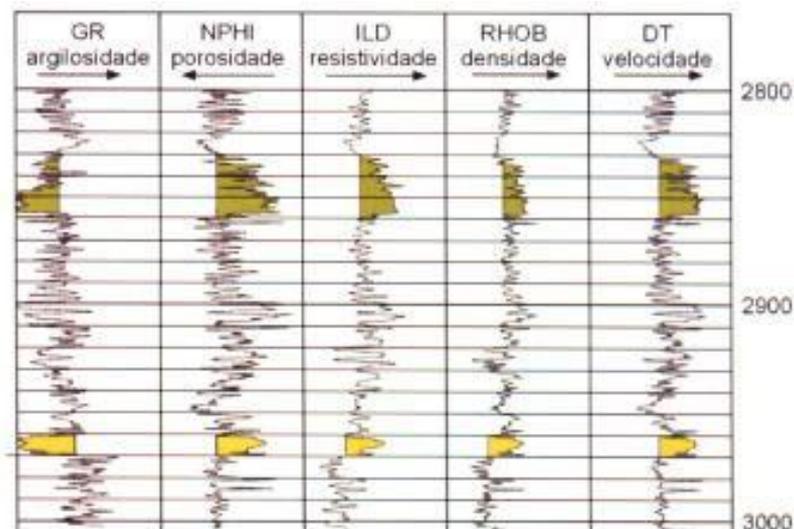


Figura 5. Perfis de um mesmo poço utilizando diferentes métodos de perfilagem de uma mesma faixa de profundidade em um mesmo local. Fonte: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

### 3.3.1. Resistividade

A resistividade é a capacidade de a rocha permitir passagem de corrente elétrica ou não. Para ter-se uma idéia de comparação, uma caixa com apenas água

em seu conteúdo tem uma porosidade igual a 100%, pois não há rochas presentes. Se colocarmos alguns grãos de rocha, como por exemplo, sílica, a sua resistividade aumenta proporcionalmente de acordo com o número de rochas, enquanto que a porosidade diminui. No estudo de reservatórios, temos a presença de gás óleo e água nos poros, fazendo que a resistividade aumente devido a presença de hidrocarbonetos. Podemos calcular a resistividade do reservatório de acordo com a Equação 14.

$$R_t = \frac{a R_w}{\phi^m S_w^n} \quad (14)$$

Onde:

$R_t$  é o valor de resistividade de formação;

$a$  é o coeficiente de tortuosidade ou litológico;

$R_w$  é a resistividade da água;

$\phi$  é a porosidade do meio;

$S_w$  é o valor de saturação da água;

$n$  é o coeficiente de saturação;

Comumente usamos valores para  $a$ ,  $m$  e  $n$  como:  $0,62 < a < 0,81$ ;  $2 < m < 2,15$  para rochas terrígenas ou  $a = 1$  e  $m = 2$  para rochas carbonáticas; e  $n = 2$ . Esses parâmetros podem ser obtidos através de análises em laboratório. A resistividade da rocha com o óleo é medida em  $\text{ohm} \cdot \text{m}$ . Como esta unidade mede a resistividade e conhecendo as propriedades resistivas das substâncias, os altos valores de resistividade podem indicar a presença de água doce (geralmente em baixas profundidades), óleo, gás ou rocha com baixa porosidade (sem condições de armazenar hidrocarbonetos). Já baixos valores de resistividade indicam a presença de água salgada, geralmente em profundidades mais elevadas. Com este perfil é possível a identificação dos fluidos existentes no reservatório.

### 3.3.2. Potencial Espontâneo (SP)

Este perfil mede a diferença de potencial elétrico que ocorre entre a lama de perfuração e o fluido existente na rocha, mas para isso a lama deve ser à base de água. A unidade de medição é o milivolt. Este perfil é utilizado na estimativa de

permeabilidade e identificação do tipo de rocha, além de permitir a detecção de camadas permoporosas, calcular a argilosidade das rochas e também auxiliar a encontrar dados sobre reservatórios vizinhos. A equação 15 demonstra o cálculo da energia lida do diferencial de potencial elétrico.

$$E_c = -70,7 \frac{273+T}{298} \log_{10} \frac{\rho_{mf}}{\rho_w} \quad (15)$$

Onde:

$E_c$  é a energia lida;

$T$  é a temperatura;

$\rho_{mf}$  é a resistividade da lama;

$\rho_w$  é a resistividade da água na formação;

A curva deste perfil mostra deflexões, onde nas ocorrências de deflexões à direita indicam salinidade da formação inferior à salinidade da lama; deflexões à esquerda indicam salinidade da formação superior ao da formação; não havendo deflexão é sinal de que a formação é impermeável ou tem salinidade idêntica à da lama. Para a identificação destas informações, podemos ver um exemplo da curva SP na figura 6.

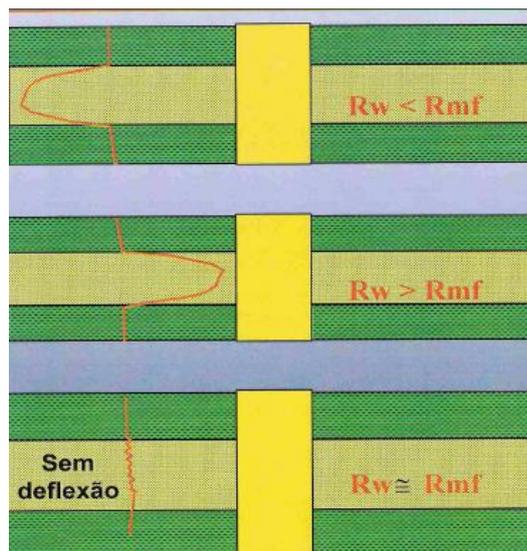


Figura 6. Curva do perfil de Potencial Espontâneo. Fonte: Perfilagem de Poços de Petróleo.

### 3.3.3. Raios Gama (GR)

Este tipo de perfil mede a radioatividade natural emitida pela rocha, quando há presença de Urânio, Tório e Potássio. É utilizado principalmente para determinação do tipo de rocha, cálculo de volume de argila existente na rocha (sendo a argila nociva à qualidade do reservatório), identificação de minerais radioativos e a marcação do topo e base das camadas (correlação). Com isso, os valores inferiores dos raios gama indicam arenito quartzoso, calcário ou halita, enquanto valores elevados indicam argila, folhelho, arenitos feldspáticos, rochas metamórficas ou ígneas. Na figura 7 podemos ver um exemplo do perfil de Raio Gama em conjunto com um perfil de Potencial Espontâneo, assim identificando as formações de acordo com a curva.

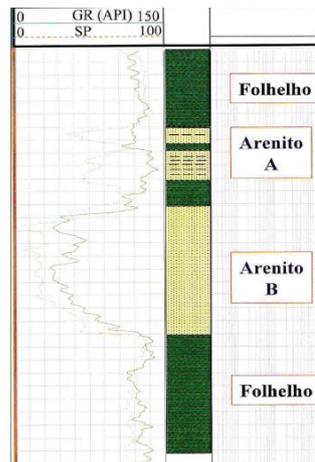


Figura 7. Perfil de Raio Gama identificando os tipos de rocha. Fonte: Perfilagem de Poços de Petróleo.

### 3.3.4. Densidade (RHOB)

Usada para detectar os raios gama defletidos por elétrons orbitais de elementos componentes das rochas, depois de serem emitidos por uma fonte colimada situada no poço. Ela utiliza a unidade de densidade segundo o sistema internacional  $\text{g/cm}^3$ , normalmente com valores no perfil que variam de 2–3  $\text{g/cm}^3$ . Esses dados são utilizados para a identificação dos tipos de rocha, cálculo da porosidade e identificação das zonas de gás.

Os vários tipos de rochas encontrados no sistema petrolífero já tiveram suas densidades medidas em laboratório para fim de correlação com os resultados encontrados no poço; tendo como exemplo o quartzo, um dos principais compostos do arenito, possui 2,65  $\text{g/cm}^3$ , o que implica dizer que é um possível arenito, formado

por grãos de quartzo, que apresente este valor de densidade provavelmente tem pouca ou nenhuma porosidade. Logo, quanto menor o valor da densidade medida, maior será a porosidade. Na curva do perfil a porosidade pode ser lida diretamente, pois para cada perda de 0,05 g/cm<sup>3</sup> há um ganho de 3% na porosidade. Outra forma de obtenção da porosidade através deste perfil é utilizando a fórmula da Equação 16.

$$\varphi = \frac{\rho_{mat} - \rho_t}{\rho_{mat} - \rho_{fl}} \quad (16)$$

Onde:

$\varphi$  é a porosidade;

$\rho_{mat}$  é a densidade da rocha matriz;

$\rho_t$  é a densidade medida pela ferramenta;

$\rho_{fl}$  é a densidade do possível fluido existente nesta parte da formação;

### 3.3.5. Neutrônico (NPHI)

Utiliza o princípio radioativo do perfil de densidade, só que o perfil neutrônico mede a massa de hidrogênio em resposta ao bombardeio de nêutrons rápidos emitidos pela ferramenta. Utiliza a unidade de porosidade neutrônica (em porcentagem) e tem como funções estimar a litologia, identificar óleos leves, especialmente gás e estimar a porosidade. Normalmente este perfil não é lido sozinho, sendo sempre associado ao perfil densidade.

A relação entre as duas curvas pode se comportar das seguintes formas: curva da densidade à esquerda e neutrão à direita indicam uma possível rocha-reservatório; curva da densidade à direita e neutrão à esquerda indicam rocha sem porosidade efetiva, provavelmente folhelho; curva à esquerda e neutrão à direita muito afastadas e com o neutrão tendendo a zero, formando um padrão semelhante a uma borboleta, indicam reservatório com gás.

### 3.3.6. Indução (ILD)

Fornecem leitura aproximada de  $R_t$ , através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas. A bobina transmissora gera um campo

magnético que induz correntes circulares nas camadas que, por sua vez, geram campos magnéticos induzindo sinais na bobina receptora.

Como a intensidade das correntes induzidas na formação é proporcional a sua condutividade, o sinal induzido na bobina receptora é também proporcional à condutividade da formação e, portanto, inversamente proporcional a sua resistividade. Utilizamos este perfil para obter o valor da resistividade de formação ( $R_t$ ), determinar o diâmetro do escoamento dos fluidos na formação e determinar as zonas onde há presença de óleo com água doce.

### 3.3.7. Sônico (DT)

A ferramenta sônica consiste, basicamente, na medição da diferença de tempo entre o momento em que um pulso acústico é emitido através das rochas por um transmissor até sua chegada a dois receptores distintos na ferramenta. A diferença entre os dois tempos de chegada (transmissor - receptor perto T-RP e transmissor - receptor longe T-RL) é chamada de tempo de trânsito (DT). O DT tem uma relação direta com a porosidade da rocha. Por isso, quanto maior o DT, maior a separação entre os grãos, portanto, maior a porosidade. Calculamos a porosidade pelo perfil DT de acordo com a equação 17.

$$\varphi = \frac{\Delta_t - \Delta_{tm}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tm}} \quad (17)$$

Onde:

$\varphi$  é a porosidade;

$\Delta_t$  é o tempo de trânsito na formação;

$\Delta_{tf}$  – tempo de trânsito no fluido;

$\Delta_{tm}$  – tempo de trânsito na matriz.

Com isso, a maior vantagem do perfil sônico provém da relação direta que existe entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha e a sua porosidade. O perfil sônico é utilizado, além da estimativa de porosidade, para estimar o grau de compactação das rochas e detecção de fraturas. Uma aplicação importante, neste caso, é a amarração com o dado sísmico, já que o perfil sônico pode ser utilizado para a geração de sismogramas sintéticos.

#### 4. PREPARO DAS AMOSTRAS PARA A ANÁLISE

Apesar das diversas técnicas de sísmica e prospecção para localizar e identificar um reservatório de petróleo, não há a devida certeza de qual tipo de rocha será encontrada durante a perfuração para a exploração de petróleo. Existem diversas variáveis que, tendo conhecimento destas e utilizando o conhecimento devido para maximizar a produção e otimizando a exploração de petróleo, são importantes de forma que sejam interessantes economicamente para a empresa exploradora.

Para a devida caracterização e obtenção das informações contidas sobre o reservatório de petróleo, é necessário a retirada de um pedaço de rocha durante a fase de perfuração do poço. A esta rocha damos o nome de rocha testemunho e a esse processo damos o nome de testemunhagem.

Tendo em mãos a rocha testemunho, podemos fazer análises para obtermos informações referentes a características físico-químicas da rocha-reservatório já descritas, como porosidade, permeabilidade, saturação de óleo e água, etc. (THOMAS, 2004). Para que a rocha testemunho se adeque aos equipamentos de análise de rocha, é preciso fazer cortes e preparar em formas de amostras de acordo com as especificações necessárias que o equipamento informa.

Com isso, é necessário para o laboratório equipamentos que sejam capazes de preparar as amostras, como uma máquina de corte, uma máquina de perfuração e uma máquina aparadora. Estas são as principais máquinas de preparação das amostras a partir do testemunho entregue ao laboratório, todas elas seguindo a ordem de cortes necessários para a devida preparação da amostra. A máquina de corte tem função de cortar o testemunho em partes menores (figura 8).



Figura 8. Máquina de Corte. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82293&idr2=82574&idp=82288&IDM=536744>

A máquina de perfuração tem a função de retirar do testemunho cortado uma seção de diâmetro requerida (figura 9).



Figura 9. Máquina de Perfuração. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82293&idr2=82574&idp=82288&IDM=536778>

A máquina aparadora irá deixar a amostra no tamanho necessário para a devida análise nos equipamentos de caracterização de rochas (figura 10).



Figura 10. Máquina Aparadora. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82293&idr2=82574&idp=82288&IDM=716332>

Tendo as amostras cortadas, o próximo passo é limpar os resíduos de fluidos que eventualmente secaram dentro dos poros da rocha testemunho. Com isso, é necessário um equipamento capaz de limpar os poros e, por tabela, determinar a saturação de fluido presente na rocha.

A limpeza pode ser feita através de injeção de solventes (direta e indireta), injeção de solvente com gás dissolvido ou utilização de vácuo nas amostras. Com isso é escolhido o método de extração Soxhlet, mostrado na figura 11, que é um aparato que utiliza uma fonte de calor para misturar junto a amostra cortada o solvente escolhido, no caso tolueno, para vaporizar e formar uma mistura de gás de tolueno e água, que estará presente no interior dos poros. Essa mistura de gás é movida para um condensador de água gelada, onde a água será separada do tolueno por serem líquidos imiscíveis e com isso o tolueno será levado para a amostra onde ela estará posicionada, onde adentrando os poros da amostra irá dissolver qualquer tipo de óleo presente durante seu contato. Sua vantagem é de oferecer pouquíssimo dano a amostra, podendo ela ser utilizada nos devidos experimentos seguintes.



Figura 11. Extrator de Soxhlet. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82293&idr2=82573&idp=82288&IDM=536742>

O uso do extrator, assim como o manuseio dos solventes presentes no laboratório, deve ser feito dentro de uma capela, para que haja a proteção necessária por conta do manuseio dos produtos químicos, onde o tolueno, no caso nosso solvente usado no extrator, é considerado um produto prejudicial à saúde, além de ser altamente inflamável. A principal função da capela é de exaurir vapores e servir de barreira física entre as reações químicas e o laboratório. Uma capela pode ser observada na figura 12.



Figura 12. Capela para manipulação de produtos químicos. Fonte: <http://www.union.ind.br/sis/SYSProdServ/arquivos/produtos-capela-de-exaustao-cqu-1200.jpg>

O próximo passo para preparação das amostras, apesar de não ser obrigatório, é a parte de secagem, que é para uma melhor determinação de porosidade e permeabilidade em seus equipamentos, melhorando sua eficiência. Com isso, podemos ver na figura 13 um forno secador de ar, onde este forno contém um timer para marcação de tempo, um regulador de temperatura eletrônico e uma turbina, para forçar o ar dentro da câmara do forno, assim forçando a secagem da amostra por um tempo determinado.



Figura 13. Forno de Secagem a Ar

Após feito os cortes necessários para as amostras se adequarem aos equipamentos de análise e feita a limpeza dos resíduos presentes em seus poros, podemos utilizar as amostras para as devidas análises de acordo com a característica físico-química desejada que serão listadas junto com o equipamento necessário para o desenvolvimento das técnicas que serão descritas.

## **5. TÉCNICAS PARA ANÁLISE E CARACTERIZAÇÃO DAS ROCHAS-RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

Após serem citadas as técnicas utilizadas por métodos sismológicos, pode-se observar que ainda é necessária uma averiguação nos dados para obter um melhor resultado das características do reservatório. Para realizar as medições e conseguir os dados requeridos, podem-se utilizar técnicas descritas em normas ASTM (*American Society for Testing and Materials*) e outras técnicas utilizadas em caracterização de rochas já comumente utilizadas em laboratórios, assim podendo usar equipamentos que são preparados para nos mostrar as características que procuramos.

A ASTM é um órgão de normalização estadunidense que desenvolve e publica normas técnicas para padronização e procedimentos de análise de materiais, produtos, sistemas e serviços para diversas áreas da indústria. (ASTM)

Usando como base laboratórios presentes no Brasil e no mundo, as técnicas demonstradas a seguir serão explicadas a partir de seu funcionamento e qual tipo de equipamento pode ser utilizado para a análise correta. A maioria dos equipamentos descritos nas técnicas são provenientes da empresa VINCI TECHNOLOGIES, que é uma empresa especializada em equipamentos de laboratório e de pesquisa de campo relacionados a indústria petrolífera.

### **5.1. DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE**

A partir de uma rocha testemunho, pode-se verificar a sua porosidade e assim aplicar para o estudo de seu reservatório. Em geral, qualquer parte do espaço de poro de uma amostra da rocha-reservatório que é completamente isolado a partir do exterior, não é de preocupação quanto a questões de durabilidade, já que o acesso de fluido para o poro é geralmente uma condição prévia necessária para qualquer problema que possa surgir. Outras propriedades, tais como a densidade e

resistência, são obviamente afetados tanto pelos poros isolados como pela porosidade efetiva.

### 5.1.1. Método de determinação da porosidade por Gás (Paulino)

Um método eficiente para determinação da porosidade é o método utilizado por Paulino (2007), que se utiliza de injeção de ar comprimido ou gás inerte, como o gás hélio, em cilindros de material, massa e volume conhecidos através da medição de pressão através de manômetros e utilização de bomba de vácuo para regular a pressão nos cilindros. O uso do gás hélio, caso sua expansão seja isotérmica, permite a aplicabilidade da lei de Boyle, que é enunciada: “Para uma quantidade fixa de um gás ideal mantido a uma temperatura constante, a pressão  $P$  e o volume  $V$  são inversamente proporcionais.”

Através do conhecimento e da regulação do sistema, podemos inserir a rocha testemunho nos cilindros para conhecimento de sua porosidade. De acordo com a figura 14 tem-se o esquema do porosímetro utilizado por Paulino, separando a região de confinamento do gás (entre  $V1$  e  $V2$ ) e o confinamento da amostra (entre  $V2$  e  $V3$ ). De acordo com as instruções, após a lavagem a amostra é colocada em um forno mufla para ser calcinado por 18 horas a  $1000^{\circ}\text{C}$  e então inserida na câmara 2 de acordo com o tamanho especificado para a análise e suas câmaras tem volumes conhecidos.

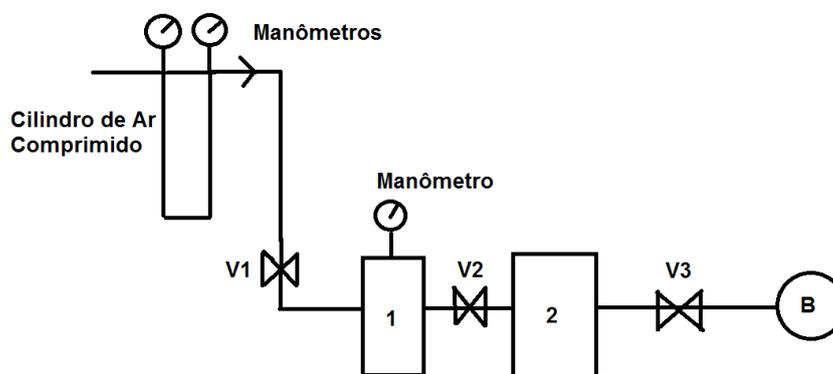


Figura 14. Esquema do Porosímetro.

Utilizando-se da afirmação de que o experimento obedece a lei de Boyle, podemos dizer que o produto da pressão encontrado na câmara 1 e do volume total que o gás ocupa na câmara 1 é igual ao produto da pressão encontrada na junção

das câmaras 1 e 2 e do volume total ocupado pelo gás nas câmaras 1 e 2. Para encontrar a porosidade, podemos substituir o volume da câmara 2 pelos valores do volume da porosidade e do volume da amostra, como demonstrado de acordo com a equação 18:

$$\varphi = V_a + \left(\frac{P_1 V_1}{P_2}\right) \quad (18)$$

Onde:

$\varphi$  é o valor de porosidade;

$V_a$  é o volume que a amostra ocupa na câmara 2;

$V_1$  é o volume que o gás ocupa na câmara 1;

$P_1$  é a pressão aferida com o gás ocupando a câmara 1;

$P_2$  é a pressão aferida com o gás ocupando as câmaras 1 e 2;

### 5.1.2. Porosímetro de Hélio (He)

A partir do comportamento dos gases inertes, seguindo a lei de Boyle, somos capazes de encontrar a porosidade de uma rocha de acordo com as pressões aferidas. Se utilizando deste mesmo pensamento, um porosímetro de He automático é capaz de fazer a mesma análise de porosidade, não dependendo do observador para anotar os valores de pressão ou ter que abrir e fechar válvulas presentes, apenas necessitando de um computador com um software instalado capaz de mandar informações acerca da análise assim colocada pelo observador.

Podemos ver na figura 15 um porosímetro de hélio que segue as leis de expansão do Gás de Boyle para medição da porosidade absoluta da rocha, podendo utilizar amostras de 25,4 mm a 38,1 mm de diâmetro e comprimento de até 76,2 mm. O seu alcance de medição da porosidade chega a 60%, mais do que o suficiente já que são encontradas porosidades de até 25% nas melhores rochas-reservatórios.



Figura 15. Porosímetro de hélio. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82292&idr2=82524&idp=82288&IDM=536752>

### 5.1.3. Porosímetro de Mercúrio (Hg)

Porém, quando a rocha-reservatório tem uma porção muito pequena para ser calculada pelo método relacionado a lei de Boyle, é preferível utilizar injeção de mercúrio. A técnica de injeção de mercúrio se baseia na injeção de mercúrio líquido na amostra de acordo com o aumento de pressão. Este método irá calcular a porosidade absoluta da rocha

O equipamento para o uso desta técnica é composto por um manômetro para a medição da pressão interna, uma câmara para a introdução da amostra, uma manivela de mão acoplada de um medidor de volume e uma válvula de agulha, ou plugue de dreno, perto da câmara onde a amostra será inserida. Podemos ver um porosímetro de mercúrio na figura 16.



Figura 16. Porosímetro de Mercúrio. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82292&idr2=82524&idp=82288&IDM=536747>

A amostra a ser inserida deve ter um volume total de 10 a 15 cm<sup>3</sup> ou suas medidas máximas devem ser de diâmetro de 38,1 mm e comprimento de 76,2 mm. As leituras feitas no medidor de volume representam quantas rotações a válvula de mão fez, logo para saber o volume atual, basta multiplicar pelo valor de 1,375 (informação dada pelo fornecedor).

Para operar o porosímetro de mercúrio (ou Hg), devemos certificar que a câmara está vazia, com isso fecha-se a tampa e abre o dreno para poder injetar o mercúrio, girando-se a válvula até que apareça uma gota de mercúrio no dreno. Com isso, anote como  $V_0$  o volume lido no medidor. Retira-se o êmbolo para esvaziar a câmara e coloca-se a amostra. Após seu fechamento, deixe o dreno aberto e refaça o mesmo passo, girando a manivela de mão. Com isso, anote como  $V_1$  o volume lido no medidor. Fechando o plugue de dreno, gira-se a manivela até que a pressão na câmara tenha um valor referenciado (normalmente 750 psi ou 5171 Pa) e anote o valor medido no medidor de volume como  $V_2$ . (Masihi, 2014)

Com isso, podemos calcular o volume total da amostra na equação 19 e sua porosidade na equação 20.

$$V_b = c(V_1 - V_0) \quad (13)$$

$$\varphi = c(V_1 - V_2) \quad (14)$$

Onde:

$c$  é o coeficiente de volume, previamente calculado através da calibração do sistema.

## 5.2. DETERMINAÇÃO DA SATURAÇÃO

Os métodos de determinação da saturação de fluidos podem ser diretos ou indiretos. Os métodos indiretos permitem a determinação da saturação pela medida de alguma propriedade física da rocha, como, por exemplo, o que utiliza registros elétricos, como perfilagem ou o que usa medidas de pressão capilar. Nos métodos diretos as saturações dos fluidos são determinadas a partir de amostras da formação. (ROSA, 2006)

Utilizando um método direto de análise para a determinação da saturação, utiliza-se do método visto na norma ASTM STP 1095, onde a rocha testemunho deve ser secada em uma estufa. A amostra seca, em seguida, é misturada com água destilada para tal limite que a água pode ser extraída pela filtração com ou sem a aplicação de uma pequena sucção. A água extraída é analisada para a composição química. Neste método, a concentração da água dos poros no seu teor natural de água é calculada a partir da concentração medida da água diluída extraída e o teor de água diluído correspondente. Este método é utilizado amplamente devido à sua simplicidade. Este método assume que todos os sais presentes na água dos poros são precipitados durante a secagem e dissolve-se novamente quando a água destilada é adicionada à amostra seca.

Retirando os sais da rocha através da água diluída, o próximo passo é identificar as formações da rocha e o tipo de fluido presente. Utilizando-se deste mesmo segmento o equipamento de saturação automática (Automatic Saturator) que pode ser visto na figura 17, podendo utilizar de água ou salmoura para ser inserida nos poros da amostra.



Figura 17. Equipamento de Saturação Automático. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82293&idr2=82576&idp=82288&IDM=536821>

O equipamento é composto por 2 jarras, uma de líquido saturante que será utilizado e uma para recolhimento do vácuo, uma bomba de vácuo, uma cela para o encaixe da amostra, válvulas automáticas, tubos e uma bomba de alta pressão para líquidos de até 2000 psi (13,79 MPa). A cela do equipamento comporta uma amostra de 58 mm de diâmetro e comprimento de 300 mm. O valor da saturação é mostrado de acordo com a pressão admitida pelo equipamento.

### 5.3. DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE

Para se medir a permeabilidade seria necessário encontrar uma equação que regulasse o fluxo, na qual interviessem todos os parâmetros. Graças à experiência de Darcy, isso foi possível, ao estudar problemas de água através de filtros de areia.

O método de ensaio utilizado é aplicável em fluxo laminar e unidimensional (viscoso) do ar nos materiais porosos, tais como as rochas-reservatório. O grau de saturação da amostra deverá ser menor do que aquele que iria produzir transporte interno significativo de água nos poros ou afetar a continuidade dos vazios de ar sob os gradientes aplicados.

Assume-se que a taxa de vazão mássica através da amostra da rocha-reservatório é constante com o tempo, a permeabilidade de materiais porosos pode ser fortemente dependente de uma variedade de propriedades físicas, incluindo o

índice de poros vazios, o grau de saturação, e a porcentagem e a direção de compactação.

As condições de fluxo laminar devem ser avaliadas através da representação gráfica da taxa de fluxo volumétrico de ar através da amostra contra a queda de pressão em toda a amostra. Se os pontos de ensaio individuais se encontram dentro de 25% de uma linha reta que passa pela origem, então as condições de fluxo laminar estão presentes e a lei de Darcy pode ser utilizada para calcular a permeabilidade. Para algumas amostras, a permeabilidade será fortemente dependente da tensão eficaz da rocha devido à redução da porosidade. Sempre que possível, deve-se especificar as condições de campo estéreis em que este método de ensaio deve ser realizado. Em algumas amostras, este stress pode variar significativamente com o fluxo de uma forma indeterminado. Todas as amostras da rocha-reservatório devem ser avaliadas para este efeito, ao realizar este método de ensaio em dois ou mais valores de tensão diferentes quando um permeâmetro de parede flexível é usado.

Para o desenvolvimento desta análise, temos dois métodos, ambos demonstrados na norma da ASTM D6539 - 13: o método de controle de vazão e o método de controle de pressão. Para o método de controle de pressão, podemos utilizar o chamado instrumento KeyPhi, que é um permeâmetro e porosímetro automático, onde ele calcula medidas diretas como diâmetro e comprimento da amostra, volume poroso e permeabilidade do gás. Podemos ver o permeâmetro de acordo com a figura 18.



Figura 18. Instrumento KeyPhi. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDM=753567&IDR=82292&IDR2=82525>

O instrumento KeyPhi pode calcular dados de até 20 amostras simultaneamente e calcula a permeabilidade entre 0.001 a 20000 mD e calcula a porosidade em até 40%. Para seu funcionamento automático, é necessário um computador para adquirir os dados coletados. Os resultados a partir da análise completa do equipamento são: Permeabilidade Klinkenberg, permeabilidade do ar, porosidade relativa, porosidade absoluta, volume de grãos, densidade dos grãos e compressibilidade da rocha.

Para determinar a permeabilidade dos fluidos e a permeabilidade relativa de ambos o recomendado é utilizar o equipamento BRP 350 (Banco de Permeabilidade Relativa). O equipamento utiliza injeção de água, óleo ou salmoura nas amostras. Podemos ver de acordo com a figura 19 como o equipamento é montado.



Figura 19. BRP 350. Fonte: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDR=82292&idr2=113286&idp=82288&IDM=753983>

O seu sistema inclui uma bomba de fluidos, 2 pistões acumuladores, uma cela para a amostra, um regulador de pressão, um sistema de confinamento de pressão, um medidor de pressão e um computador para obtenção dos dados e controle das operações, já que seu sistema é semi-automático.

#### **5.4. DETERMINAÇÃO DA MOLHABILIDADE**

A capilaridade é um fenômeno que ocorre nos poros da rocha-reservatório pela presença de dois ou mais fluidos imiscíveis, em geral petróleo, água e gás. A capilaridade abrange os fenômenos de pressão capilar e molhabilidade da rocha.

O método que será utilizado para determinar os valores da molhabilidade, demonstrado na norma ASTM D 7334 – 08, abrange a medição do ângulo de contato que uma gota de líquido é aplicada a uma superfície. Esta prática é destinada a completar as instruções do fabricante para o dispositivo a ser utilizado

para fazer as medições, mas não se destina a substituir. O método é baseado na observação de uma gota de líquido séssil num substrato sólido. Embora ângulos de contato sejam regidos por tensão superficial, este padrão não pode ser utilizado para medir diretamente a tensão superficial. Os valores expressos em unidades SI são para ser considerado como o padrão.

Uma superfície que tem alta molhabilidade é susceptível a ter uma boa aderência e é menos propenso a sofrer problemas de tensão superficial. Embora o ângulo de contato seja responsável pelas tensões superficiais da superfície do líquido de teste e de ensaio, o ângulo não pode fornecer um valor de tensão superficial diretamente. Permitir o avanço do valor do ângulo de contato (abaixo de  $45^\circ$ ) é indicativo de molhabilidade e ângulos de  $10^\circ$  a  $20^\circ$  são indicativos de excelente molhabilidade. As medições do ângulo de contato podem ser usadas para identificar as superfícies em termos de hidrofilia (ângulos menores que  $45^\circ$ ), além de mostrar a presença de componentes de baixa tensão superficial ou contaminantes, ou variações na composição.

O método de obtenção da molhabilidade consiste em aplicar uma gota de um volume específico de água ou outro líquido de propriedades conhecidas a uma amostra de ensaio, utilizando uma seringa. Então o ângulo de contato é medido pela visualização da gota séssil através de um microscópio equipado com uma escala de goniômetro para a medição direta do ângulo.

Com isso, os procedimentos para obtenção dos ângulos requeridos da capilaridade são:

1 – Teste as amostras a uma temperatura de  $23 \pm 2^\circ\text{C}$  e a uma umidade relativa  $\geq 50\%$ .

2 – Configurar o goniômetro, mostrado na figura 20, e nivelar a plataforma, de acordo com as instruções do fabricante.



Figura 20. Goniômetro para medição do ângulo de contato. Fonte: United Test.

<http://www.unitedtest.com/cp/html/?252.html>

3 – Coloque a amostra de teste no instrumento e, se necessário, segurá-lo firmemente na plataforma por meio de pequenos pesos, grampos, ou quaisquer equipamentos que estão associados com o instrumento.

4 – Para a gota do ângulo de contato: definir a ponta da agulha hipodérmica a uma distância a partir da superfície recomendada pelo fabricante do instrumento e depositar uma gota de líquido de teste que não seja maior do que 20  $\mu\text{L}$  em tamanho na amostra. Com o equipamento automatizado, utilize o tamanho de gota recomendado pelo fabricante (normalmente  $\sim 5 \mu\text{L}$ ). Com equipamentos manuais, 20  $\mu\text{L}$  é comumente utilizado. Para melhores resultados, o tamanho da gota deve ser controlado para  $\pm 0,1 \mu\text{L}$ . O ângulo de contato medido nesta gota será um ângulo de contato de avanço

5 – Ajustar o goniômetro e o mecanismo de medição interna, de modo que o ângulo interior de cada um dos dois pontos de contato da gota pode ser determinado ou a focagem do dispositivo de câmera de vídeo de modo que a imagem da gota pode ser capturada.

6 – Faça duas medidas de ângulo (um em cada extremidade da gota) de cada uma das três gotas sobre o espécime. Se os ângulos de contato nas duas bordas são significativamente diferentes, os valores devem ser eliminados e o

ensaio repetido. O ângulo de contato para a amostra será a média dos seis ângulos medidos.

7 – O ângulo de contato da água deve ser medido rapidamente (dentro de 30s após depositar a gota) a fim de evitar alterações no ângulo enquanto a água se evapora.

Para este método ter sucesso, é necessário que não haja contaminação das amostras quanto à sujeira, pois ela dificulta a análise do goniômetro ou do programa que pode ser utilizado para determinar o ângulo de contato. Caso a amostra esteja contaminada, lavar com água e com uso de detergente, se necessário. Caso a amostra do testemunho seja lavada, informar no relatório, pois a limpeza pode afetar os resultados reais.

## **6. EXPERIMENTOS PARA ANÁLISES DOS FLUIDOS**

A seguir, veremos técnicas utilizadas para identificar características dos fluidos já descritos anteriormente, no capítulo 2, como viscosidade, densidade, ponto de fluidez e corrosividade. São testes simples que podem ser feitos em um laboratório comum se utilizados os equipamentos corretos com a devida proteção a fim de não contaminar as amostras. Juntamente com as técnicas demonstradas, também pertencentes as normas ASTM, colocarei também exemplos de equipamentos que poderiam ser úteis para a rápida identificação e também maior eficiência para encontrar os valores.

Para os testes requeridos, utilizaremos duas amostras provenientes da UnB, onde chamaremos de Amostra 1 e Amostra 2. A amostra 1 é referente a amostra de petróleo retirada do poço de Angra dos Reis, do terminal DTTA – TEBIG pela empresa PETROBRAS, em 01/12/2010, sendo um produto caracterizado como Arabe Leve. A amostra 2 não é identificada, porém será utilizada para uso das técnicas.

### **6.1. TÉCNICA DE INFRAVERMELHO (FTIR)**

A técnica de infravermelho é utilizada para encontrar os elementos químicos presentes na amostra desejada. É um método de caracterização física para análise

qualitativa e determinações quantitativas de traços de elementos. Isto é possível porque os átomos que formam as moléculas possuem frequências específicas de vibração, que variam de acordo com a estrutura, composição e o modo de vibração da amostra. (CHIA, 1984)

Para a técnica de FTIR, ou espectrômetros não-dispersivos, usam como princípio o interferômetro de Michelson, onde quando um feixe de radiação monocromática incide no interferômetro, o mesmo atinge o divisor de feixe (Beam Splitter), onde teoricamente metade da parte da luz é refletida pelo material e a outra passa através dele. A parte refletida atinge o espelho fixo e é refletida por este e volta para o divisor de feixes, atravessando-o, indo para o detector. A outra parte que atravessou o divisor de feixe atinge um espelho móvel e é refletida por este, onde é refletida novamente dirigindo-se ao detector. (FIORINI, 2000)

Utilizando de faixas para identificar os compostos, podemos fazer a nossa busca de dados no resultado do espectro obtido das amostras. O equipamento utilizado para a realização da técnica foi o Nicolet iS10 FT-IR Spectrometer, da Thermo Scientific, com a ajuda de um computador para comandar as ações do espectrômetro, que está ilustrado na figura 21.



Figura 21. Espectrômetro Nicolet iS10 FT-IR. Fonte:

<http://www.thermoscientific.com/en/product/nicolet-is-10-ft-ir-spectrometer.html>

O espectrômetro é capaz de analisar rapidamente a amostra após a sua inserção no seu leitor de líquidos. Os resultados encontrados para a amostra 1 são mostrados na figura 22.

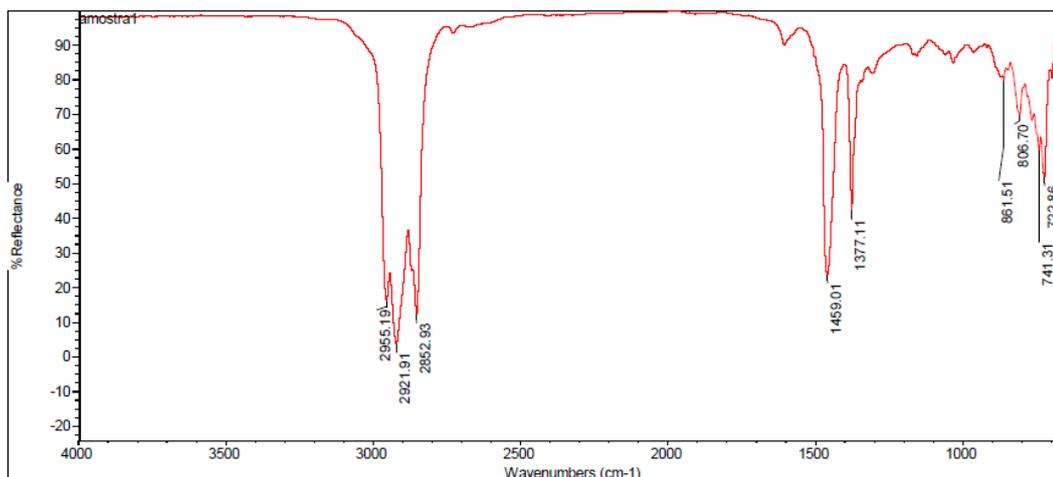


Figura 22. Espectro da Amostra 1.

De acordo com os picos encontrados em reflectância, podemos ver que as bandas de emissão mostradas indicam: baixa presença de aromáticos (entre 772.86 a 861.51), presença de parafínicos (entre 1377.11 e 1459.01 com deformação angular de C-H e 2852.93 a 2966.19 com deformação axial de C-H) além de outras presenças menos significantes, como a presença de enxofre (S) e nitrogênio (N) em suas determinadas bandas, porém não descritas por estarem em níveis baixos.

Para a amostra 2 também foi realizada o mesmo procedimento e o seu espectro formado é mostrado na figura 23.

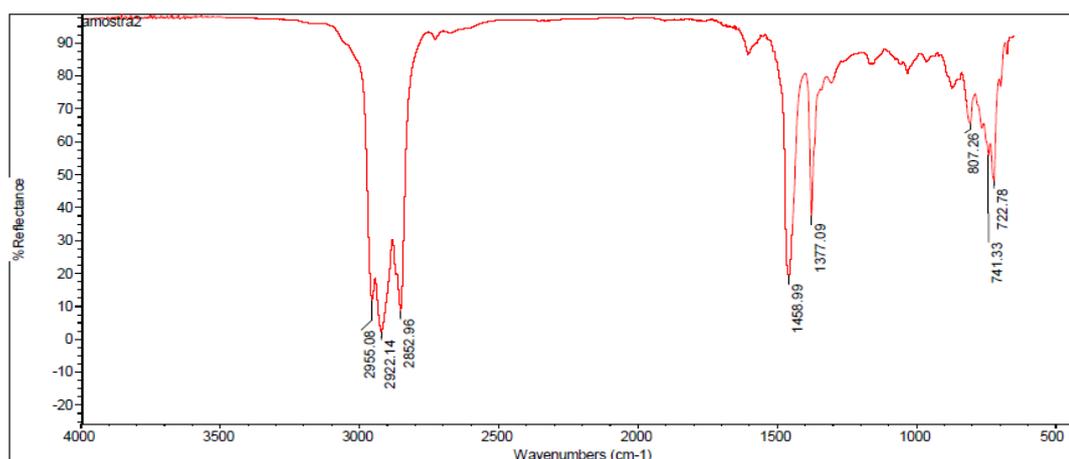


Figura 23. Espectro da Amostra 2.

De acordo com os picos encontrados em reflectância, podemos ver que as bandas de emissão mostradas indicam: baixa presença de aromáticos (entre 772.78 a 807.26), presença de parafínicos (entre 1377.09 e 1458.99 com deformação

angular de C-H e 2852.96 a 2966.06 com deformação axial de C-H) além de outras presenças menos significantes, como a presença de enxofre (S) e nitrogênio (N).

Com os espectros obtidos após a realização do infravermelho em ambas as amostras, podemos utilizar em seus gráficos as bandas encontradas como base para identificação das demais características que iremos identificar, assim podendo comparar e identificar o tipo de petróleo que estamos usando nas amostras.

## 6.2. VISCOSIDADE

Viscosidade é, provavelmente, a propriedade física mais importante a ser determinada do óleo, pois ela mede a capacidade de o fluido escoar ou fluir por uma determinada área ou local. Quanto mais denso o óleo for, maior será sua viscosidade e maior será sua resistência de fluidez.

Para o cálculo da viscosidade dos fluidos presentes das amostras, utilizaremos a norma ASTM D 445, que usa o método cinemático, por ser considerado o mais preciso. De acordo com a norma, é preciso um viscosímetro capilar para o uso da norma, onde sua viscosidade é medida pela velocidade de escoamento do líquido através de um capilar de vidro, através do tempo medido do escoamento do óleo entre duas marcas presentes no viscosímetro. O aparato escolhido foi o de Cannon-Fenske, como mostrado na figura 24.



Figura 24. Viscosímetro de Cannon-Fenske. Fonte:

[http://www.bimarloga.com.ar/site/index.php?page=shop.product\\_details&flypage=shop.flypage&product\\_id=967&category\\_id=93&manufacturer\\_id=0&option=com\\_virtuemart&Itemid=1&vmcchk=1&Itemid=1](http://www.bimarloga.com.ar/site/index.php?page=shop.product_details&flypage=shop.flypage&product_id=967&category_id=93&manufacturer_id=0&option=com_virtuemart&Itemid=1&vmcchk=1&Itemid=1)

Foram utilizados 2 viscosímetros para a medição da viscosidade, um do tipo 150 para cálculo da amostra 1 e um do tipo 50 para o cálculo da amostra 2. A equação utilizada para encontrar a viscosidade cinemática de cada teste nas amostras se encontra na equação 21.

$$cS = C T \quad (21)$$

Onde:

$cS$  é a viscosidade cinemática.

$C$  é a Constante de calibração referente ao viscosímetro.

$T$  é o tempo decorrido do escoamento entre as duas marcações no viscosímetro.

Utilizando desta equação e considerando as constantes de calibração para cada amostra, são expressos na tabela 3 os dados adquiridos através da técnica utilizada. Os dados estão expressos de acordo com as unidades encontradas e a viscosidade está expressa em centiStokes (cS), estando de acordo com o sistema CGS de unidades.

Tabela 3. Dados do tempo decorrido das amostras e da sua viscosidade cinemática.

	Amostra 1	Amostra 2
$C$	0,035 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>	0,004 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>
$T_1$	1578 s	2302 s
$T_2$	1573 s	2398 s
$T_3$	1607 s	2375 s
$cS_1$	55.23 cS	9.21 cS
$cS_2$	55.06 cS	9.59 cS
$cS_3$	56.25 cS	9.5 cS

Para uma medição mais precisa, com um procedimento de calibração incluso e com um grande alcance de viscosidade, podemos utilizar o viscosímetro capilar CAVIS, mostrado na figura 25.



Figura 25. CAVIS (Viscosímetro Capilar).

O viscosímetro de alta pressão CAVIS é montado especificamente para medir a viscosidade de fluidos de reservatórios de uma fase. O equipamento é controlado por um computador e é composto por uma bomba de alta pressão, 2 transdutores de pressão precisos, um banho de ar com temperatura constante e um viscosímetro capilar de geometria concisa.

### 6.3. DENSIDADE

A densidade, expressa em graus API, é necessária para descobrir a qualidade do óleo a ser produzido pelo poço de petróleo. De acordo com a sua classificação, podemos dizer que o óleo é classificado como Extra-Pesado ( $^{\circ}\text{API} < 10$ ), Pesado ( $10 < ^{\circ}\text{API} < 22,3$ ), Médio ( $22,3 < ^{\circ}\text{API} < 31,1$ ) ou Leve ( $^{\circ}\text{API} > 31,1$ ).

A densidade do óleo pode ser determinada com o uso de um hidrômetro, inserindo-o na amostra e o deixando boiar, assim esperando o equipamento estabilizar para que possa ver a linha em que a escala do hidrômetro está no nível do líquido. Caso a temperatura ambiente não esteja na temperatura correta para o cálculo do  $^{\circ}\text{API}$  ( $60\text{ }^{\circ}\text{F}$  ou  $15,6^{\circ}\text{C}$ ) durante o teste, ajustar através de correlações o grau medido pelo hidrômetro. O hidrômetro pode ser visto na figura 26.

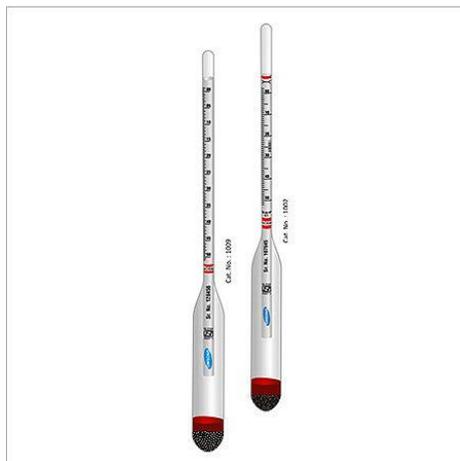


Figura 26. Hidrômetro. Fonte: <http://www.hydrrometer-thermometer-paste.com/density-petroleum-hydrrometer-isi-marked--1660374.html>

Apesar de ser um método relativamente simples, não foi possível o seu desenvolvimento no laboratório devido à falta de um hidrômetro capaz de medir com eficiência o  $^{\circ}\text{API}$  de forma satisfatória devido ao mal estado do material, assim incapacitando o desenvolvimento da técnica.

#### 6.4. CORROSIVIDADE

A corrosividade busca determinar o nível de acidez que um óleo extraído do poço tem para seu determinado tratamento e também estratégia para transporte. Danos durante o processo de refino, vazamento durante o transporte e desgaste precoce de equipamentos com base de ferro são alguns exemplos do que causa a corrosividade presente em fluidos.

O teste de corrosividade se encontra na norma ASTM D 130, que trata da corrosão em uma placa de cobre. Seu procedimento se dá por um “banho-maria” de 2 a 3 horas em uma temperatura entre 50 a 100  $^{\circ}\text{C}$  de placas de cobre especiais imersas em um recipiente (um tubo de ensaio, por exemplo) com o óleo. As placas de cobre, vistas na figura 27, são polidas com uma esponja de aço, a fim de retirar as impurezas contidas na superfície da placa de cobre.

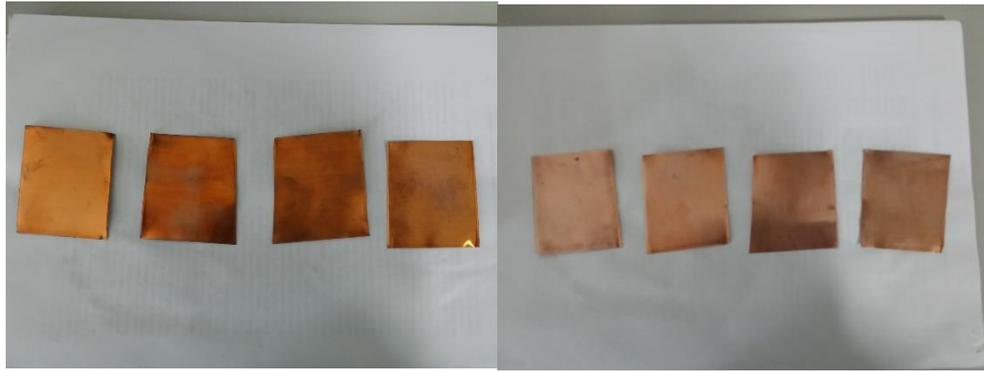


Figura 27. Placas de cobre antes e depois do Polimento.

As placas de cobre são cortadas para que caibam no tubo de ensaio para então serem inseridas a amostra 1 e amostra 2. Foram feitos 2 testes para cada amostra, para demonstrar os níveis de corrosão aplicadas nas placas. Na figura 24, podemos ver a comparação da placa polida para as placas após o teste. O resultado pode ser visto na figura 28.

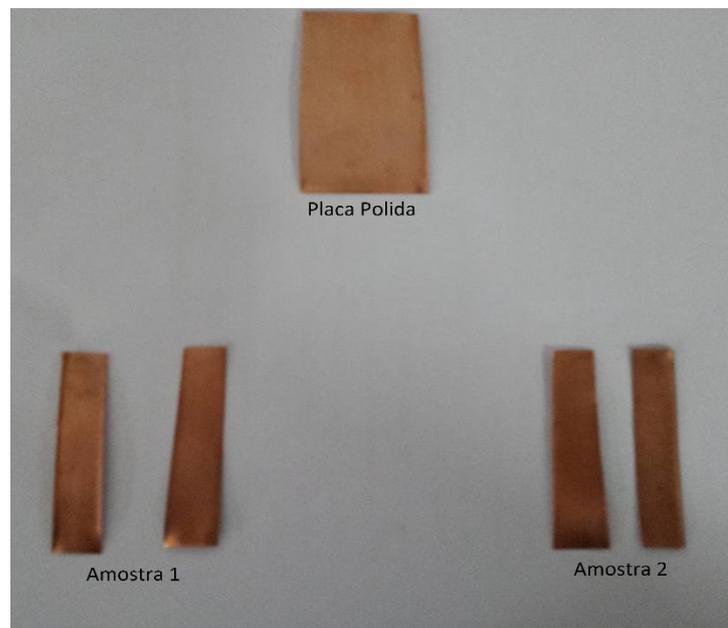


Figura 28. Comparação das placas de Cobre

Após a sua retirada do tubo de ensaio, as placas são comparadas com uma tabela comparativa da própria ASTM para o método de corrosão de placa de cobre, assim determinando o seu nível de corrosão aplicada na placa.

## 6.5. PONTO DE ESCOAMENTO

O ponto de escoamento, ou ponto de fluidez, é responsável por medir a menor temperatura que um óleo aquecido pode alcançar sem perder a sua propriedade de fluido, no caso de fluir. Esse ponto é importante devido a ações na indústria de exploração devido a retirada do óleo nas condições de reservatório para as condições na atmosfera na qual o óleo estará fluindo, até chegar na superfície.

O seu ponto de escoamento pode definir as configurações no caso de perfuração e cimentação do poço, assim como métodos de completação de poços e recuperação de petróleo. É importante frisar que nem todos os óleos possuem um ponto de escoamento presente que seja considerável.

Para o procedimento da norma ASTM D 97, referente ao ponto de escoamento, é necessário um frasco de testes com o óleo da amostra depositado e selado com uma rolha que tenha um furo na qual o termômetro possa ser inserido, para medir a temperatura da amostra. A temperatura é controlada por banhos quentes e frios onde o frasco pode estar parcialmente imerso. Uma demonstração da técnica quanto a colocação no frasco (ou um tubo de ensaio) com o termômetro pode ser vista na figura 29.



Figura 29. Exemplo da disposição do tubo com o termômetro juntamente com a amostra. Fonte: <http://dir.indiamart.com/mumbai/pour-point-depressant.html>

Seu procedimento começa por aquecer o óleo a uma temperatura acima da temperatura ambiente e então ele é resfriado logo em seguida. A cada queda de 3°C ou a cada 5 minutos o frasco é retirado do banho frio e testa-se o seu escoamento. Se a amostra não se mover por 3 segundos em sentido horizontal, como exemplificado na figura 30, anota-se a temperatura medida. O ponto de escoamento é definido como a temperatura medida com o acréscimo de 3°C.



Figura 30. Exemplo do óleo não escoando. Fonte:

<http://stockmarket360.in/2013/05/09/crude-call-free-intraday-trading-tips-stock-market-tips-live-market-calls-technical-tips-bse-nse-09may2013/>

Infelizmente não foi possível desenvolver a atividade do ponto de escoamento devido à falta de materiais disponíveis para o controle de temperatura do banho frio, como um resfriador ou um freezer, assim impossibilitando a determinação do ponto de escoamento e possível prosseguimento das características das amostras.

## 7. PROJETO BÁSICO DO LABORATÓRIO

Como estamos em busca de características físico-químicas das rochas-reservatório, podemos considerar que estamos projetando um laboratório de química, pois haverá manuseio de substâncias que podem ser nocivas ao homem. Com isso, a vestimenta apropriada e o uso de EPIs são imprescindíveis.

A parte de infraestrutura do laboratório é baseada nas normas da ABNT e NR para atender aos requisitos necessários e que possam disponibilizar segurança aos usuários do laboratório.

## 7.1. INFRAESTRUTURA

O laboratório deve ser capaz de alocar os seus equipamentos necessários e disponibilizar de luz para a melhor visualização do usuário do laboratório. Além disso, ele deve promover segurança de modo que impeça ou minimize prováveis acidentes.

Quanto à estrutura do laboratório, o piso deve ser impermeável, antiderrapante, ter resistência mecânica e química e estar nivelado em toda sua extensão, a fim de evitar problemas com circulação pelo laboratório ou movimentação e alocação de materiais. A espessura mínima do piso utilizado é de 3 mm. Utilizando as NBR 14050 – ABNT, é recomendado que todos os laboratórios tenham pisos do tipo Argamassa polimérica com grande carga mineral, constituindo por resina epóxi e quartzo selecionado de alta dureza.

As paredes deverão ser feitas de alvenaria revestida com reboco, massa corrida e pintura acrílica semi-fosca, em cores claras. Elas devem ser impermeáveis, resistentes ao fogo e substâncias químicas, além de oferecer facilidade na limpeza. Elas devem apresentar também capacidade de isolamento térmico e acústico, para evitar a contaminação das amostras por fatores externos.

Janelas e portas devem ser distribuídas de tal forma que forneçam uma boa iluminação ao laboratório e disponibilizem arejamento necessário quando não estiver em uso ou em limpeza. As portas devem ser amplas de modo que tenham uma largura mínima de 1,20 metros, com abertura para o lado de fora, e o acabamento seja de material que retarde o fogo. As janelas devem estar afastadas das áreas de trabalho e dos equipamentos que possam ser afetados pela circulação de ar, como balanças, secadores e forno industrial. Para o bloqueio ou controle de entrada de luz solar, utilizar persianas metálicas ou *breezes* (anteparos externos que não impedem a entrada de claridade).

A iluminação deve ser provida a partir de lâmpadas fluorescentes e fornecer um mínimo de 500 lux de nível de iluminação sobre as áreas de trabalho e serem embutidas no forro. A fiação para instalação elétrica deve ser preferencialmente externa às paredes, assim facilitando qualquer manutenção e embutidas no forro, de

modo que tenha facilidade ao acesso a elas. Os pontos que alimentarão as bancadas deverão ser deixados a 60 cm do piso, isto é, sempre abaixo dos tampos das bancadas.

As tomadas sobre as bancadas devem estar a mais ou menos 1,0 m distantes entre si, sendo que em cada ponto (cada caixa do tipo pedestal) deverá ter uma tomada 110 V e uma 220 V (onde houver tais tensões). Deve-se considerar que as tomadas de uso geral nas bancadas (onde não tiver um equipamento específico instalado) têm potência de 200 W para tomada 110 V e 200 W para a 220 V. Nas áreas onde se manipulam produtos explosivos ou inflamáveis, toda instalação elétrica (eletrodutos, caixas de passagem, tomadas, interruptores e luminárias) deverá ser à prova de explosão. Os eletrodutos e condutores deverão ser identificados com a cor padronizada pela norma da ABNT e as tomadas 110 V e 220 V deverão ter plaquetas de identificação.

As instalações hidráulicas e de gases, assim como as instalações elétricas, devem ser externas, para facilitar a manutenção. Os pontos de alimentação de ar comprimido devem estar entre 15 cm e 50 cm do chão, sempre abaixo do tampo das bancadas. Instalar uma válvula de bloqueio para as redes de água e gás de tipo fechamento rápido e que esteja de fácil acesso para quando houver a necessidade de interromper o fluxo dos fluidos.

Para instalação de esgoto, os ralos deverão ter grelhas de aço inoxidável de tipo abre-fecha e sua tubulação deve ser feita de um material com resistência química aos produtos utilizados no laboratório. As pias, necessárias para lavagem das amostras, devem estar acopladas nas extremidades ou próximas as bancadas.

## **7.2. BANCADAS DE TRABALHO E ARMÁRIOS**

Considerando o disposto nas NRs 8 e 17, do MTE, que estabelecem normas sobre Edificações e Ergonomia, respectivamente, bem como literaturas técnicas consultadas, recomenda-se que as bancadas sejam constituídas de material rígido para suportar o peso de materiais e equipamentos, tenham a superfície revestidas com materiais impermeáveis, lisos, sem emendas ou ranhuras e resistentes a substâncias químicas. As opções mais utilizadas no mercado são o granito, fórmica ou material similar, possua profundidade aproximada de 0,60 ou 0,70 m e altura aproximada de 0,90m, o rodapé recuado no mínimo 0,15 m para posição em pé e

bancadas livres para posição sentada e que possuam cubas com profundidades adequadas ao uso, com o mínimo de 0,25m;

Orienta-se, ainda, prever um espaço de aproximadamente 0,40m entre bancadas laterais e a parede e, também, no meio das bancadas centrais, a fim de permitir a instalação e manutenção de utilidades e evitar corredores muito extensos e sem saídas, para não criar áreas de confinamento.

Evitar bancadas centrais com comprimento superior a 5 metros. Outros apoios, como prateleiras superiores, castelos, racks e volantes para colocação de materiais de pequeno volume e peso, devem ser utilizados apenas durante a realização dos procedimentos laboratoriais e para disponibilizar soluções de uso contínuo. Para evitar ofuscamentos e cansaço visual, as bancadas devem receber iluminação de forma que os raios de luz incidam lateralmente em relação aos olhos do usuário do laboratório, e não frontalmente, ou em suas costas.

Para o laboratório, utilizaremos a bancada do tipo Parede e Ilha, que permitem estar coladas junto à parede, facilitando a entrada de luz direto na bancada de trabalho e uma mesa onde todos os lados possam ser aproveitados para uso e trabalho.

Os armários podem guardar equipamentos cortantes descritos anteriormente, reagentes e vidrarias essenciais para o desenvolvimento dos métodos listados. É necessário um almoxarifado para a alocação de estoques de reagentes utilizados no laboratório.

### **7.3. EPIS E SEGURANÇA**

O laboratório de caracterização dos reservatórios de petróleo deve oferecer segurança necessária para os seus usuários, não somente aos equipamentos, mas também quanto à vestimenta e a aparatos de uso imediato em caso de emergência, alguns demonstrados na figura 31.

Enquanto estiver no laboratório, estar sempre de calça e sapato fechado e camisa/camiseta seguido por jaleco, óculos de proteção, máscaras e luvas. Para garantir uso imediato em caso de emergência, é importante ter uma caixa de primeiros socorros presente dentro do laboratório e de fácil acesso, extintores de incêndio do tipo ABC, e lava-olhos chuveiro.



Figura 31. EPIs necessários para o uso do laboratório. Fonte: Universidade Fernando Pessoa (<http://cela.ufp.pt/CD/seguranca-equipamento.htm>)

#### **7.4. DESCARTES E LIMPEZAS DE AMOSTRAS**

Após o uso de solventes, amostras e algumas vidrarias, elas precisam ser descartadas pois não tem mais utilidade no laboratório. Em casos de vidrarias, ambas são separadas de forma que sejam limpas de resíduos químicos e nocivos para a sua reciclagem.

Quanto aos solventes e amostras, ambos serão separados e guardados de forma que não haja contato com novos solventes ou novas amostras e que possa ser decidido um destino final, dependendo do seu tipo de solvente, se for prejudicial à saúde ou não, entre outras características.

#### **8. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Os resultados adquiridos através dos estudos, análises feitas com os fluidos, pesquisa de equipamentos necessários e procedimentos serão listados abaixo. Apesar de apenas termos dados técnicos obtidos das amostras de óleo presentes, nosso principal resultado se envolve no projeto do laboratório, para ser capaz de fazer uma caracterização total do meio poroso.

Com isso, analisando a fundo os dados obtidos das propriedades dos fluidos vemos que:

- De acordo com ambos espectros obtidos das amostras, podemos ver que há a presença de hidrocarbonetos parafínicos e estruturas parafínicas, além da baixa presença de aromáticos, apresentando características referentes a tipos de óleos mais pesados.
- O óleo da amostra 2 apresentou viscosidade menor do que do óleo da amostra 1, o que mostra que a amostra 2 tem uma resistência a fluir menor do que a da amostra 1. De acordo com o tempo decorrido para as amostras escoarem pelo capilar do viscosímetro podemos considerar que os óleos das amostras têm características de óleos pesados, porém não podendo confirmar esta informação pela falta de dados referentes a densidade e grau API.
- De acordo com o teste de corrosividade e comparando com a tabela ASTM de corrosão de placa de cobre, presente na figura 32, podemos ver que a amostra 2 se mostra muito mais corrida do que a amostra 1, evidenciando o que foi mostrado nos espectros do infravermelho. Comparando com a tabela, as placas da amostra 1 se encaixam na categoria 1<sup>a</sup> e as placas da amostra 2 se encaixam na categoria 2e.

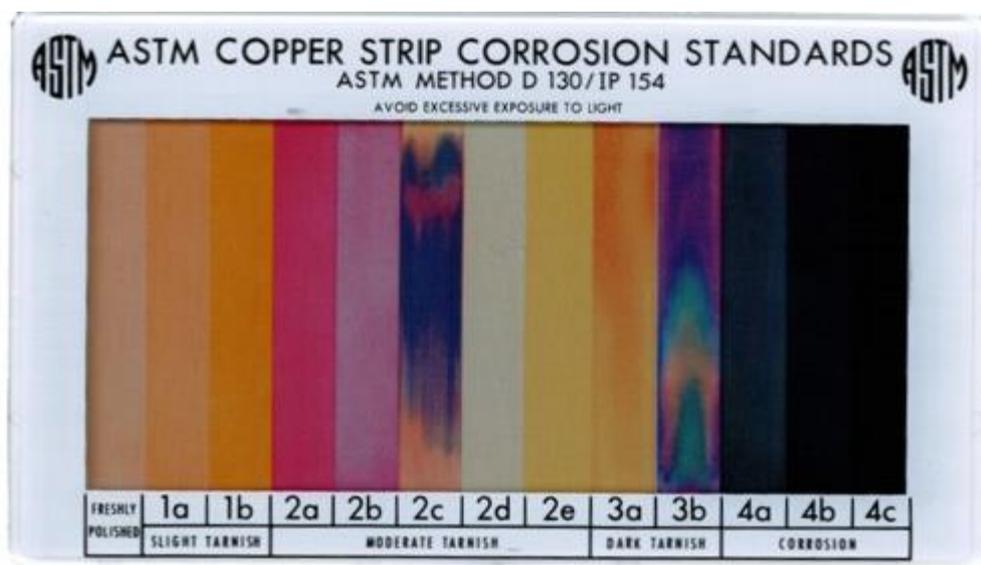


Figura 32. Tabela de Corrosão de Placa de Cobre ASTM. Fonte: <http://www.tamson-instruments.com/index.php/products/astm-apparatuur/astm-d130/astm-d130-tc16-circulator-230v-50hz-60hz.html>

- Com as designações para cada amostra de acordo com a tabela de corrosões, podemos ver que são óleos que não possuem uma alta concentração de S, como visto de acordo com os espectros do FTIR.
- Com a devida mostragem dos equipamentos necessários e das técnicas desenvolvidas, podemos ver que o laboratório demandaria de muitos recursos e de um espaço separado para as devidas operações. Pensando nisto, nas dimensões requeridas pelos equipamentos e pelas normas aplicadas pela ABNT E NI, podemos montar o laboratório de acordo com a figura 33.

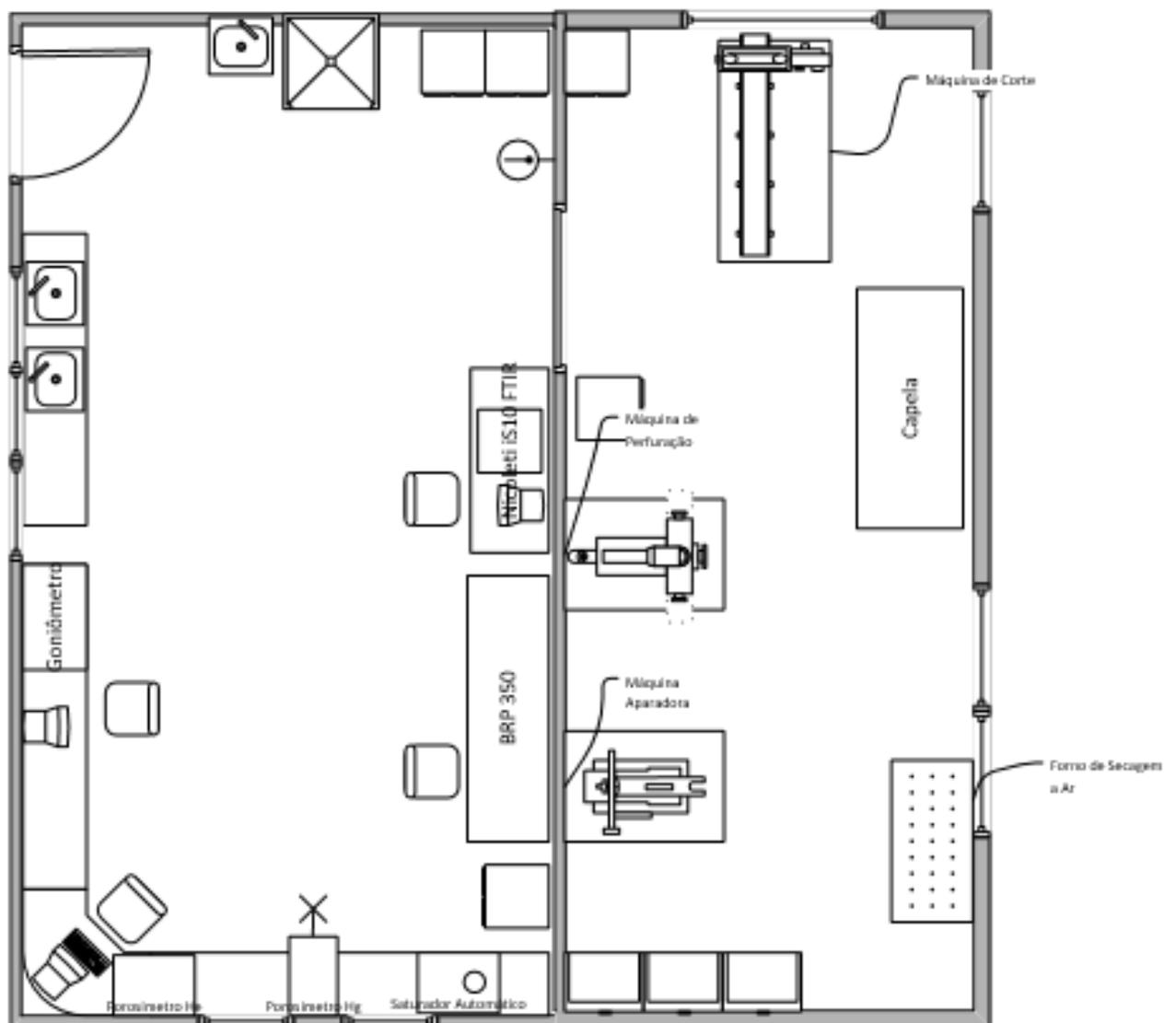


Figura 33. Planta do Laboratório.

## 9. CONCLUSÃO

O trabalho apresentado propôs montar um laboratório capaz de caracterizar amostras de rocha-reservatórios obtidas através da rocha fonte extraída em seu campo de poços do sistema petrolífero e de analisar o óleo retirado do poço. Para isso, estudamos as técnicas já utilizadas *in loco* para entendermos as características necessárias e importantes para um engenheiro quanto ao estudo dos reservatórios.

Porém, pela falta de recursos e espaço físico, não foi possível concluir com amostras e testes algumas das diversas técnicas listadas. Contudo, pudemos estudar e verificar técnicas utilizadas em laboratório com a utilização de diferentes tipos de equipamentos para a obtenção das características importantes da rocha, ficando como uma viabilidade de um futuro laboratório a ser utilizado dentro da Universidade de Brasília para caracterização completa do meio poroso de uma rocha-reservatório.

Com isso, as conclusões retiradas durante o desenvolvimento e resultado deste projeto foram:

- Os equipamentos eletrônicos disponíveis no mercado são de alta confiabilidade diante da especificação das amostras encontradas e levadas ao laboratório. Para cada tipo de amostra há um método mais eficiente, porém, todos os equipamentos mostrados neste trabalho são suficientes para caracterizar as rochas-reservatório e o meio poroso presente no reservatório.
- De acordo com os equipamentos disponíveis foi proposto a identificação da viscosidade, da corrosividade e do espectro de infravermelho de cada amostra. Com isso, para uma caracterização completa do fluido, seria necessários equipamentos como hidrômetro, para cálculo do grau API, e de um freezer ou um refrigerador para o uso na análise de ponto de escoamento.
- Um laboratório consegue obter com maior precisão e certeza os dados requeridos para o estudo do reservatório do que métodos utilizados em sua área para rápida determinação. Estudos sobre as características descritas, como porosidade, saturação, permeabilidade e capilaridade, são importantes para obter informações quanto à localidade de perfuração, capacidade de extração de petróleo do poço, quantidade de poços a serem perfurados (produtores ou injetores), dentre outras informações pertinentes que interessam a empresa exploradora.

- Apesar de serem mais precisos, os métodos de caracterização e de pré-caracterização descritos neste trabalho se completam, pois, ambos precisam de informações descritas em ambos os métodos, pois as características da rocha podem ser alteradas de acordo com diferentes valores ou diferentes comportamentos, como por exemplo, a capilaridade pode afetar a saturação presente na rocha e a permeabilidade pode ser alterada de acordo com a retirada de fluidos de seu reservatório.
- Os fluidos de amostra são de fácil caracterização, não precisando de equipamentos automatizados para tal, como por exemplo: um densímetro digital e um viscosímetro capilar automático, porém cada um tendo a sua devida importância, já que os equipamentos automatizados são de maior eficiência e oferecem uma chance de erro menor do que os equipamentos utilizados manualmente pelo homem.
- De acordo com as análises realizadas em laboratório para fluidos, fui capaz de concluir que ambas as amostras se tratam de óleos pesados (de acordo com a classificação segundo a ANP), tendo um baixo valor comercial comparado aos óleos leves, mesmo apresentando alguns traços de presença de enxofre não se tratam de óleos considerados ácidos e são óleos densos. Apesar de serem considerados óleos pesados, a presença de aromáticos é considerada baixa.
- Os dados obtidos com as análises do fluido são bons para fazer um estudo do escoamento de fluidos no meio poroso, assim podendo aumentar a produção de acordo com os métodos já existentes na recuperação secundária, sendo muito interessante para a indústria do petróleo.
- A importância de se ter um laboratório capaz de obter as características essenciais é grande, visto que é um tipo de laboratório que pode identificar as características necessárias para o processo de dados necessários para a montagem de uma simulação de reservatórios.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ASTM. American Society for Testing and Materials.
- AUM, P. T. P. Aplicação de Sistemas Microemulsionados Ácidos em Acidificação de Poços. (2011)
- BORBA, C. Geologia do Petróleo. Notas de aula, 2º edição, Aracaju – SE, (2009).
- CHIA, S. Ricketts. Basic techniques and Experiments in Infrared an FTIR Spectroscopy, 1984
- CHAPMAN, R. E. Petroleum Geology, a Concise Study. Elsevier, Amsterdam. Divisão de Hidrocarbonetos e Recursos Minerais - O Petróleo, da Pesquisa à Produção. Partex CPS, Lisboa. (1973).
- DAKE, L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. SHELL Learning and Development (1998).
- ESCOLA POLITÉCNICA DE SÃO PAULO. PMI 1563 – Introdução a Engenharia de petróleo e a geomecânica.
- FIORINI. E. J. Fourier Transform Infrared Spectroscopy. Universidade Estadual de Campinas. (2000).
- LAUDON. R. C. Principles of Petroleum Development Geology. PTR Prentice Hall. (1996).
- LOPEZ, Alberto André R. Química de Fluidos de Perfuração para poços de petróleo – Perfilagem. IQ - UFRJ
- JESUS, J. E.F. Perfilagem de poços de Petróleo. Petrobrás S.A.
- LOPEZ, I. F. Engenharia de Reservatórios. FUNCETEF. (2008)
- LAUDON, R. C. Principles of Petroleum Development Geology, Prentice-Hall (1996)
- MASIH, M. Reservoir Rock Properties Analysis, Sharif University of Technology. (2010)
- MILANI, E. J. et al. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. (2001)
- PGT - PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY. Geologia do Petróleo

PAULINO, L. C. Estudo de Sistemas Microemulsionados Utilizando Água do Mar na Recuperação Avançada de Petróleo. (2007)

CAPUTO, V. Sedimentos e Rochas Sedimentares. Disponível em: [www3.ufpa.br/larhima/Material\\_Didatico/Graduacao/Geologia\\_Geral/Sedimentos%20e%20Rochas%20sedimentares.doc+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br](http://www3.ufpa.br/larhima/Material_Didatico/Graduacao/Geologia_Geral/Sedimentos%20e%20Rochas%20sedimentares.doc+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br). Acesso em: 22/04/2015

SELLEY, R. C. Elements of Petroleum Geology. 2ª Edição. Academic Press (1998)

SKLO, Alexandre Salem. Fundamentos do refino de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, (2005).

SOARES, A. Geoestatística para as ciências da terra e do ambiente, Segunda edição, IST Press, Lisboa. (2006)

STAPE, P. Análise e Proposta de Correlações para a Previsão de Propriedades PVT. (2014)

THOMAS, J.E. "Fundamentos da Engenharia de Petróleo" (Fundamentals of Petroleum Engineering) Ed. Interciência Ltda., (2001)

## APÊNDICE A

### Normas Técnicas da *American Society for Testing and Materials (ASTM)*

Norma ASTM	Descrição no Laboratório
<p><b>STP169A-EB/Apr. 1966</b> Copyright © 1966 by ASTM International Porosity</p> <p><b>ASTM STP 1095</b> Pore Water Extraction Comparison of Saturation Extract and High-Pressure Squeezing</p>	<p>Determinação da porosidade e saturação em rochas. Na faixa de 20-25% de porosidade numa rocha, considera-se um bom reservatório.</p>
<p><b>ASTM D6539 – 13</b> Standard Test Method for Measurement of the Permeability of Unsaturated Porous Materials by Flowing Air</p>	<p>Permeabilidade considera-se uma propriedade muito importante nas rochas que contem petróleo junto com a porosidade.</p>
<p><b>ASTM D 7334 – 08</b>  Standard Practice for Surface Wettability of Coatings</p>	<p>Mede a tendência que um fluido tem de aderir a superfície de um sólido, com outros fluidos imiscíveis presentes.</p>
<p><b>ASTM D 130</b>  Standard Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test</p>	<p>Classifica a cor da lâmina de cobre imersa em um banho com uma amostra de petróleo para avaliar o nível de corrosividade do óleo.</p>
<p><b>ASTM D 445</b>  Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)</p>	<p>Medição da viscosidade do óleo de acordo com o tempo utilizando-se um viscosímetro capilar</p>
<p><b>ASTM D 97</b>  Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products</p>	<p>Medição do ponto de escoamento referente ao óleo utilizado na técnica</p>
<p><b>ASTM D 287</b>  Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method)</p>	<p>Com o uso de um hidrômetro, é capaz de se encontrar a densidade e o grau API do óleo desejado.</p>