

LIZ HIRATA TEIXEIRA

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA POROSIDADE E PERMEABILIDADE
NO COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

São Paulo

2011
LIZ HIRATA TEIXEIRA

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA POROSIDADE E PERMEABILIDADE
NO COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

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

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de
Azevedo

São Paulo
2011

AGRADECIMENTOS

Ao professor Ricardo Cabral de Azevedo, pela orientação deste trabalho e pelo apoio contínuo que foi muito além deste trabalho, mas a toda a turma de 2011 durante os últimos anos de graduação com toda atenção e preocupação, durante nossa viagem de Estágio e todas as aulas e palestras fornecidas.

Ao professor Eduardo César Sansone, pela assistência contínua na realização deste trabalho, disposição em atender às constantes dúvidas e pelo fornecimento de dados essenciais para a realização e conclusão deste trabalho.

Ao professor Wilson Siguemasa Iramina, pelo esforço em transmitir seus conhecimentos e despertar interesse nas disciplinas específicas.

A professora Ana Carolina Chieregati, pela constante preocupação com os alunos.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, por estarem sempre na expectativa de aperfeiçoar e melhorar as disciplinas e os cursos, além de conseguirem criar um valioso senso crítico, incentivando os alunos a não nivelarem por baixo, fornecendo fontes de pesquisa e interesse e, dessa forma, formando profissionais e pesquisadores capacitados.

Ao colega Victor Guarnieri, pela assistência na realização do trabalho de formatura, por ser um bom ouvinte e atender a meus pedidos insistentes de ajuda.

Aos alunos da turma de 2011 do PMI e, principalmente da Engenharia de Petróleo, por terem me acolhido em sua turma, pelo apoio, convívio e amizade.

Aos alunos da turma de 2010 do PMI, por toda a amizade durante os anos de graduação, acompanhando vitórias e derrotas, mas com a certeza de que chegaríamos ao fim.

Aos demais amigos, colegas, ao Centro Moraes Rego e suas gestões, professores e familiares, pois de alguma forma fizeram parte dessa longa, porém primeira grande jornada da vida.

RESUMO

A importância da petrofísica dentro da área de Engenharia de Petróleo é vasta. Uma reserva de petróleo é formada por rochas que apresentam diversas características, dentre elas, duas que podem ser destacadas: porosidade e permeabilidade. A fim de caracterizar corretamente uma reserva de petróleo ou gás, qualificando-a e quantificando-a, é necessário realizar diversos procedimentos a fim de estimar de maneira próxima do real a porosidade, a permeabilidade e outras características das rochas e fluidos.

Dessa forma, faz-se interessante e necessário um aprofundamento nessas características, bem como ilustrar e apontar procedimentos de medição e tipos de análise que podem ser feitas baseando-se nessas propriedades. Ainda, apontar mudanças no comportamento do reservatório e no fator de recuperação, já que este é essencial para a determinação da viabilidade econômica.

Demonstra-se a correlação das propriedades explicitadas e o fator de recuperação, ainda que com diversos fatores que estão além da abrangência deste trabalho possam interferir e tornar o fator de recuperação dependente desses outros fatores.

Palavras-chave: Reservatórios de petróleo. Porosidade. Permeabilidade. Petrofísica. Fator de recuperação.

ABSTRACT

The petrophysics' importance within the Petroleum Engineering is vast. A petroleum reserve is made up of rocks that show several characteristics, among these ones, two can be highlighted: porosity and permeability. In order to properly characterize an oil or gas reserve, qualifying it and quantifying it, it's necessary to perform some procedures to estimate the porosity, permeability and other characteristics of the rocks and fluids.

This way, it's interesting and necessary a deep knowledge of these characteristics, and to illustrate and point measurement procedures and types of analysis that can be made basing on these properties. Also, it points changes in the behavior of the reservoir and the recovery factor, as it is essential for the economic feasibility study.

It has been shown the correlation of the properties and recovery factor, even with several factors which ones are beyond the scope of this monograph that may interfere and make the recovery factor dependent on these other factors.

Keywords: Oil reservoirs. Porosity. Permeability. Petrophysics. Recovery factor.

Sumário

1.	Introdução	8
2.	Objetivos	8
3.	Revisão Bibliográfica.....	9
3.1	Porosidade	9
3.1.1	Tipos de Porosidade.....	9
3.1.2	Fatores que influenciam na porosidade	10
3.1.3	Métodos de Medição de Porosidade	10
3.1.4	Valores de Porosidade	11
3.2	Permeabilidade	11
3.2.1	Tipos de permeabilidade.....	12
3.2.2	Fatores que influenciam na permeabilidade	12
3.2.3	Valores de Permeabilidade	13
3.2.4	Métodos de Medição da Permeabilidade.....	14
3.3	Rochas reservatórios.....	14
3.3.1	Arenitos	15
3.3.2	Reservatórios Carbonáticos	15
3.4	Considerações sobre o fator de recuperação	15
4.	Materiais e Métodos.....	16
4.1	Metodologia.....	16
4.1.1	Medida da Porosidade	17
4.1.2	Medida da Permeabilidade	18
4.1.3	Dados Reais de Campos Brasileiros.....	19
4.2	Equipamentos a serem utilizados	20
4.3	Forma de análise dos resultados.....	22
4.3.1	Poroperm	22
4.3.2	Dados Reais de Campos Brasileiros.....	22
5.	Resultados	23
5.1	Porosidade	23
5.2	Permeabilidade	23
5.3	Dados Reais de Campos Brasileiros.....	26
6.	Análise dos resultados.....	26
6.1	Poroperm	26
6.2	Dados Reais de Campos Brasileiros.....	29
6.2.1	Fatores de Recuperação maiores que 40%	29
6.2.2	Tipos de rocha reservatório	31
6.2.3	Porosidades maiores que 20%	31

6.2.4 Porosidades menores que 20%;	34
6.2.5 Permeabilidades maiores que 200 mD	34
6.2.6 Permeabilidades menores que 200 mD	37
7. Conclusão	37
Bibliografia	39
Anexos	40
Anexo A – Dados de Campos Brasileiros	40
Anexo B – Planilha consolidada	51

1. Introdução

Um reservatório de petróleo possui inúmeras características que definem quantitativamente e qualitativamente a presença de fluidos em seu interior, além da forma com que deverão ser extraídos tais fluidos, ou seja, qual tipo de mecanismo de recuperação será utilizado.

Essas características de essencial conhecimento também definem como o fluido se comporta em seu interior e, conseqüentemente, quanto de petróleo recuperável há no interior das rochas reservatório.

É necessário destacar que a importância da petrofísica dentro da área de Engenharia de Petróleo é muito abrangente. Uma reserva de petróleo é formada por rochas que apresentam diversas características. Dentre essas propriedades das rochas, duas delas devem ser destacadas: a porosidade e a permeabilidade. Em poucas palavras, a porosidade pode ser definida como a medida dos vazios no interior das rochas, enquanto a medida da capacidade de transmissão de fluidos é chamada de permeabilidade.

A petrofísica é justamente o estudo das propriedades físicas e químicas que indicam a ocorrência e o comportamento de rochas, petróleo e fluidos. O conhecimento dessas duas principais propriedades é tão importante quanto a descrição dos fluidos contidos nas rochas. Outras propriedades físicas das rochas que também podem ser destacadas são a textura, a resistividade, teor de água (pressão capilar), e a natureza das tortuosidades dos poros interligados.

Dessa forma, o estudo da porosidade e permeabilidade é uma área de grande interesse e vai além da Engenharia de Petróleo. Porém, para os profissionais da área petrolífera, o assunto merece um enfoque maior, já que o estudo das propriedades das rochas tem muito que agregar no aperfeiçoamento de técnicas de estudo do fluxo de fluidos e, conseqüentemente, da otimização da produção de petróleo.

2. Objetivos

Este trabalho visa correlacionar a porosidade e a permeabilidade com algumas características do reservatório, destacando-se o fator de recuperação, já que essas propriedades petrofísicas são de grande importância e o fator de recuperação é um dado para estimar vazão de produção e o fluxo de caixa do projeto. Também é necessário fazer uma comparação de dados de campo e dados obtidos em laboratório, além de demonstrar a ênfase dada a tais propriedades.

Destaca-se também a importância para a Engenharia de Reservatórios, já que uma das principais metas do engenheiro de reservatórios é maximizar o VPL – Valor Presente Líquido, uma vez que a área de reservatórios se envolve na parte do Plano de Desenvolvimento de um projeto de engenharia de petróleo.

3. Revisão Bibliográfica

3.1 Porosidade

A natureza porosa de uma rocha reservatório é de importância para uma definição quantitativa do petróleo que ficou preso nela, já que é essa propriedade que mede a capacidade de armazenamento de fluidos. Pode-se dizer que é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios de petróleo.

Como afirmado anteriormente, a porosidade é definida como a medida dos vazios no interior da rocha. Em outras palavras, é a razão do volume de vazio com o volume total da rocha.

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (1)$$

Observando esta equação, conclui-se que ela pode assumir qualquer valor, porém a maioria das rochas sedimentares – que é o caso da maioria dos reservatórios – possui valores abaixo de 50%. Entretanto, apenas a união de uma porosidade e uma permeabilidade pode qualificar uma rocha quanto sua capacidade de fluxo, o que também é muito importante para a engenharia de reservatórios.

3.1.1 Tipos de Porosidade

Há quatro principais tipos de porosidade, a saber: absoluta, efetiva, primária e secundária, sendo as duas últimas classificações geológicas, ou seja, no âmbito de sua formação.

A porosidade absoluta se refere à razão do volume total de vazios de uma rocha pelo volume total da mesma.

A porosidade efetiva é a razão entre os espaços vazios interconectados de uma rocha pelo volume total da mesma. Esta seria a porosidade de fato importante para a Engenharia de Petróleo, já que é este o volume que pode ser ocupado por fluidos e que podem fluir pelos meios porosos, isto é, está diretamente relacionada ao fator de recuperação que se pode atingir.

A porosidade primária é aquela que se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar. Já a porosidade secundária é resultante de processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas.

A porosidade em arenitos pode ser também de dois tipos: intergranular e por fraturas. A intergranular é decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial foi reduzida pela cimentação. A porosidade inicial depende principalmente do grau de seleção dos grãos de areia. Se forem moderadamente arredondados e aproximadamente de mesmo tamanho, formação agregados com porosidade variando de 35 a 40%. Mas se as dimensões dos grãos forem muito variadas, a porosidade tende a ser pequena, pois os grãos menores vão

acabar preenchendo parcialmente os espaços vazios formados pelo contato dos grãos maiores. Assim, as porosidades serão de 30% ou menores. Pode-se concluir que de forma geral a cimentação e as irregularidades de grãos diminuem o valor da porosidade.

3.1.2 Fatores que influenciam na porosidade

Segundo Tiab, D. e Donaldson, E. (2004), podem ser citados como fatores que influenciam a porosidade:

- Uniformidade dos tamanhos de grãos. Se pequenas partículas de silte ou argila ficam misturadas com grãos maiores de areia, a porosidade efetiva pode ser consideravelmente reduzida, conforme já citado anteriormente;
- Grau de cimentação: quanto mais rochas arenosas cimentadas houver, menor será a porosidade, já que rochas não-consolidadas possuem porosidade alta.
- Grau de compactação durante e depois da deposição: na compactação há uma tendência da perda de vazios e os fluidos são comprimidos e expulsos para que as partículas do mineral fiquem mais próximas uma das outras. Essa expulsão de fluidos por conta da compactação, sob uma alta temperatura, é o mecanismo básico da migração primária do petróleo diretamente da fonte para o reservatório. Portanto, em geral a porosidade é mais baixa em profundidades maiores e em rochas mais antigas, com algumas exceções.
- Métodos de empacotamento: com a crescente pressão de sobrecarga, até mesmo os grãos de areia angulosos demonstram uma progressiva mudança de empacotamento aleatório para um empacotamento que deixa os grãos mais próximos um dos outros.

3.1.3 Métodos de Medição de Porosidade

Existem vários métodos de medição da porosidade de rochas reservatórios como, por exemplo, a amostragem, a qual seria uma medição em laboratório a partir de pequenas amostras de testemunhos. Também é possível determinar a porosidade por perfilagem do poço, porém, a laboratorial é mais comum.

Os métodos em laboratório de forma geral se baseiam na obtenção de três volumes: volume da amostra, volume dos poros da amostra e volume dos grãos da amostra.

Para medir o volume da amostra, o método mais comum se baseia no cálculo simples de volume, medindo suas dimensões, já que geralmente uma amostra tem um formato cilíndrico. Também é possível utilizar o princípio de Arquimedes para obter o seu volume, com a condição de que o fluido escolhido para a experiência não penetre nos poros da amostra.

Para medir o volume de poros da amostra, geralmente utiliza-se o artifício de inserir fluido nos seus poros. Ainda podem-se extrair fluidos na amostra de rocha. Porém, este tipo

de experiência acarreta numa determinação apenas da porosidade efetiva, mesmo porque os poros isolados não serão acessados.

Finalmente, para medir o volume de grãos da amostra, podem-se realizar alguns procedimentos. Um deles importante de ser citado é a destruição da amostra, fazendo-se uma moagem do material. Ainda pode-se basear-se nos resultados anteriores, sabendo que o volume da amostra deve ser igual ao volume de poros somado com o volume de grãos.

3.1.4 Valores de Porosidade

Segundo Tiab, D. e Donaldson, E. (2004), a porosidade de reservatórios de petróleo pode variar de 5 a 40%, mas a faixa mais comum está entre 10% e 20%.

Segundo Rosa, A., Carvalho, R. e Xavier, D. (2006), a porosidade dos arenitos dependem principalmente do grau de seleção dos grãos de areia. Se forem moderadamente arredondados e aproximadamente de mesmo tamanho, formarão agregados com porosidade variando de 35% a 40%. Caso as dimensões forem muito variadas, a porosidade será pequena atingindo valores de 30% ou menos. Em geral, a cimentação e as irregularidades de grãos diminuem o valor da porosidade inicial de valores entre 30% e 40% para valores entre 10% e 20%.

3.2 Permeabilidade

Além de ser poroso, um bom reservatório precisa de uma permeabilidade suficiente que permita o fluxo de fluidos através dos seus poros. Como mencionado anteriormente, a permeabilidade mede a capacidade de transmissão de fluidos, ou seja, a condutividade de fluidos em um determinado material, ou ainda, o inverso da resistência que o material oferece ao fluxo de fluidos.

O Engenheiro Henry Darcy descreveu uma equação de fluxo de fluidos que se tornou a principal ferramenta matemática para a determinação da permeabilidade.

$$q = -\frac{k A dP}{\mu dL} \quad (2)$$

Onde k é a permeabilidade (D), q é a vazão do fluido (cm^3/s), A é a área da seção transversal (cm^2), μ é a viscosidade (cp), P é a pressão (atm) e L o comprimento do meio poroso (cm).

Algumas condições foram estabelecidas para a equação acima, a qual ficou conhecida como Lei de Darcy:

- Fluxo isotérmico, laminar, permanente e horizontal;
- Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão;
- Fluido não reage com o meio poroso.

Um Darcy é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade de 1 cp através de 1 cm² de área aberta ao fluxo.

Na engenharia de petróleo, é comum utilizar a medida em mD (milidarcy), já que 1 Darcy não convém para a escala da maioria dos campos.

3.2.1 Tipos de permeabilidade

Quando existe apenas um único fluxo de fluidos saturando a rocha, a permeabilidade recebe o nome de permeabilidade absoluta.

Porém, o que é mais comum em rochas reservatório é o fluxo de dois ou mais fluidos. Dessa forma, a permeabilidade absoluta não é uma medida confiável para determinar o fluxo dos fluidos no meio poroso.

Neste caso, a facilidade com que cada fluido se move no meio poroso é chamada de permeabilidade efetiva ao fluido considerado. Dessa forma, ter-se-á, por exemplo, a permeabilidade efetiva à água e ao óleo, no caso de um fluxo de água e óleo.

Entretanto, os valores de permeabilidade mais utilizados nos estudos de reservatórios são aqueles “normalizados”, isto é, dividir os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Essa permeabilidade normalizada foi denominada permeabilidade relativa.

Ainda, para caracterizar um reservatório de petróleo, podem-se haver duas outras denominações de permeabilidade: a permeabilidade vertical e a permeabilidade horizontal, definindo a direção de escoamento. Geralmente, os dois valores dessas duas permeabilidades dependem de algumas características como o tamanho de grãos e deformação deles, o que podem desalinhar os valores.

3.2.2 Fatores que influenciam na permeabilidade

Segundo Rosa, A., Carvalho, R. e Xavier, D. (2006), podem ser citados como fatores que influenciam na permeabilidade:

- Efeito Klinkenberg

Para medições de permeabilidade em laboratório utilizando gás, os valores obtidos podem ser maiores que os reais, já que diferentemente de líquidos, há escorregamento do gás nas paredes do meio poroso. Isso é conhecido como efeito Klinkenberg, o qual proporciona uma vazão maior. Como a permeabilidade é diretamente proporcional a vazão, o efeito acaba produzindo uma permeabilidade maior do que a verdadeira. Com o aumento da pressão média do gás, este comportamento tende a ser semelhante ao de um líquido. Assim, o ideal seria que houvesse uma pressão infinita para que o gás se transformasse em líquido.

Klinkenberg (1941) propôs uma equação para corrigir o efeito:

$$k = k_{\infty} \left(1 + \frac{b}{\bar{p}}\right) \quad (3)$$

Na equação (3), k é o valor da permeabilidade medido, b é uma constante chamada fator de Klinkenberg, $\bar{p}$ é a pressão média da experiência e k_{∞} seria a permeabilidade absoluta.

A constante é função do tipo de gás utilizado e da permeabilidade do meio poroso.

- Efeito da reação fluido-rocha

Efeito que ocorre com maior frequência quando o meio poroso contém argila hidratável e quando a água utilizada tem salinidade menor que a formação.

- Efeito da sobrecarga

A retirada da amostra de uma formação resulta em alterações na rocha e na permeabilidade, já que há um alívio da sobrecarga devido ao peso das camadas superiores.

Segundo Tiab, D. e Donaldson, E. (2004), ainda podem ser citados como fatores que influenciam na permeabilidade:

- Tamanho e tipo de grãos de areia: se a rocha é composta de grãos grandes e alongados uniformemente arranjados, a permeabilidade horizontal será muito alta e a vertical de média a alta. Se a rocha é composta por grãos em sua maioria grande e arredondados, sua permeabilidade será consideravelmente alta em ambas as direções. A permeabilidade em reservatórios geralmente é baixa, especialmente na direção vertical se os grãos de areia são pequenos e de formato irregular. A maioria dos reservatórios de petróleo está nessa última categoria.
- Laminação: minerais como a muscovita e com xistosidades, agem como barreiras contra a permeabilidade vertical. A importância da argila como determinante da permeabilidade está relacionada não apenas com sua abundância, mas também com sua mineralogia e composição nos fluidos dos poros.
- Cimentação: assim como a porosidade, a permeabilidade é influenciada pela cimentação, ou seja, quanto maior o grau de cimentação, menor o valor da permeabilidade.
- Fraturas e solução: em arenitos, as fraturas não são importantes causas da permeabilidade secundária, apenas quando estão intercaladas com outros tipos de rochas, como as dolomitas. Em carbonatos, a solução de minerais aumenta a permeabilidade.

3.2.3 Valores de Permeabilidade

Segundo Tiab, D. e Donaldson, E. (2004), a permeabilidade de uma rocha reservatório pode abranger a faixa de 0,1 até 1000 mD. Ainda eventualmente, pode assumir valores ainda

maiores. Para estes autores, a permeabilidade, a qual é determinante na qualidade do reservatório, pode ser julgada como:

- Pobre: permeabilidade menores que 1 mD;
- Regular: entre 1 e 10 mD;
- Moderada: entre 10 e 50 mD;
- Boa: entre 50 e 250 mD;
- Muito boa: acima de 250 mD.

Os autores ainda citam que em campos do Leste do Texas a permeabilidade pode chegar até a 4600 mD. Reservatórios que apresentam permeabilidades menores que 1 mD podem ser estimulados com técnicas como o fraturamento hidráulico, tornando possível a exploração em reservatórios que antes eram considerados não viáveis técnica e economicamente.

Segundo Rosa, A., Carvalho, R. e Xavier, D. (2006), a permeabilidade em arenitos não consolidados pode atingir valores muito altos, na faixa de 1 a 10 Darcy.

3.2.4 Métodos de Medição da Permeabilidade

Geralmente nos métodos de medição de permeabilidade, há uma aplicação direta da lei de Darcy. Para que este tipo de experimento possa ser realizado, as amostras devem estar totalmente livres de fluidos.

O primeiro método que pode ser empregado é a medição utilizando líquidos como fluido de escoamento. Baseia-se na obtenção de queda de pressão. Fluxo empregado e a viscosidade através do fluido utilizado, o qual poderá ser salmoura, óleo sem a presença de gás e até mesmo óleos sintéticos. A partir dos dados obtidos, pode-se calcular a permeabilidade.

O segundo método que pode ser empregado é a medição utilizando gases como fluido de escoamento. Neste método, podem ser utilizados gases secos, como o nitrogênio, hélio ou ar. No caso desse experimento, o interessante é que podem ser feitas considerações adicionais, como por exemplo, a compressibilidade dos gases e o efeito Klinkenberg.

3.3 Rochas reservatórios

Embora vários tipos de rocha possam apresentar porosidade suficiente a fim de alocar depósitos de petróleo e seja comum o petróleo ocorrer em rochas sedimentares clásticas e não clásticas, a maioria dos depósitos comerciais ocorre em arenitos e calcários.

3.3.1 Arenitos

Este tipo de reservatório é o mais frequente em todo mundo. Um arenito é uma rocha competente e quebradiça. Porém, quando ele não é fechado e tem uma porosidade normal (de 10 a 20%), sua porosidade real pode ser muito maior devido a fraturas. Entretanto, a presença de argilas pode tornar o arenito quase impermeável. Podem também ser muito espessos e podem apresentar grande continuidade lateral. Como citado anteriormente, a porosidade em arenitos pode ser intergranular e por fraturas, chegando a atingir porosidades muito altas em rochas não consolidadas.

3.3.2 Reservatórios Carbonáticos

São os calcários, as dolomitas e as rochas intermediárias entre os dois. Esses reservatórios também são importantes já que há um grande número desse tipo no mundo. Um exemplo nacional e recente é o pré-sal.

Os poros de reservatórios carbonáticos podem ser muito maiores que os arenitos, fornecendo assim uma grande permeabilidade. A porosidade de rochas carbonáticas pode ser primária ou secundária.

3.4 Considerações sobre o fator de recuperação

É denominado poço em recuperação primária é um poço que produz apenas pela dissipação da energia primária, ou seja, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem. Dessa forma, é comum um poço em recuperação primária ter uma eficácia muito baixa, quando não nula, caso o poço não seja surgente. Com o aumento da produção, é inevitável que ocorra queda de pressão no reservatório e, assim, diminuição do fluxo de produção. Para tanto, existem mecanismos capazes de restabelecer a produção.

Na indústria do petróleo, não é tão incomum o caso de volumes de óleo considerado irrecuperáveis; dessa forma, o valor de fator de recuperação, ou ainda, eficiência de recuperação, encontra-se geralmente na faixa de 30 a 50%, na utilização de métodos convencionais, eventualmente sendo superior a 60%.

Esse número chega apenas próximo a metade do óleo disponível. É de se esperar, portanto, que haja inúmeras pesquisas de estimulação e de métodos de recuperação fora do convencional, a fim de acelerar a produção ou ainda ter uma redução da velocidade do declínio natural.

Portanto, um valor próximo de 50% já é considerado alto para recuperação primária e métodos convencionais de recuperação, muito embora haja a possibilidade de se alcançar altos fatores de recuperação com métodos especiais de recuperação.

Não foram encontrados autores que classificam o fator de recuperação, pois esta característica é complexa, dependendo de outros denominadores diferentes para ser considerado bom ou não, além da área de petróleo estar em constante avanço científico e tecnológico, podendo esses valores flutuar muito em um curto espaço de tempo.

4. Materiais e Métodos

Algumas dificuldades foram encontradas no decorrer da realização dos ensaios. A principal delas foi a escassez de amostras para uma real comparação entre dados de campo e dados experimentais. Isto provavelmente se deve ao fato da indústria do petróleo ser muito sigilosa em relação a seus dados. Dessa forma, não foi possível obter amostras de reservatórios reais.

Para dar uma ênfase mais real à pesquisa, também foram colhidos dados referentes à reservatórios reais, conseguidos através do Professor Eduardo César Sansone.

4.1 Metodologia

Primeiramente, os experimentos foram realizados no Laboratório do Petróleo (LP) da EPUSP. Conforme explicado anteriormente os métodos de medição de porosidade e permeabilidade, no *Poroperm* (Figura 1 e Figura 2 e especificação na seção 4.2) do LP mede a porosidade e a permeabilidade com o artifício de preencher seus poros com um fluido. No caso, o nitrogênio foi utilizado, já que se trata de um gás seco. Ainda na experiência da permeabilidade, considerou-se o efeito Klinkenberg.



Figura 1 – *Poroperm* do Laboratório de Petróleo da EPUSP.

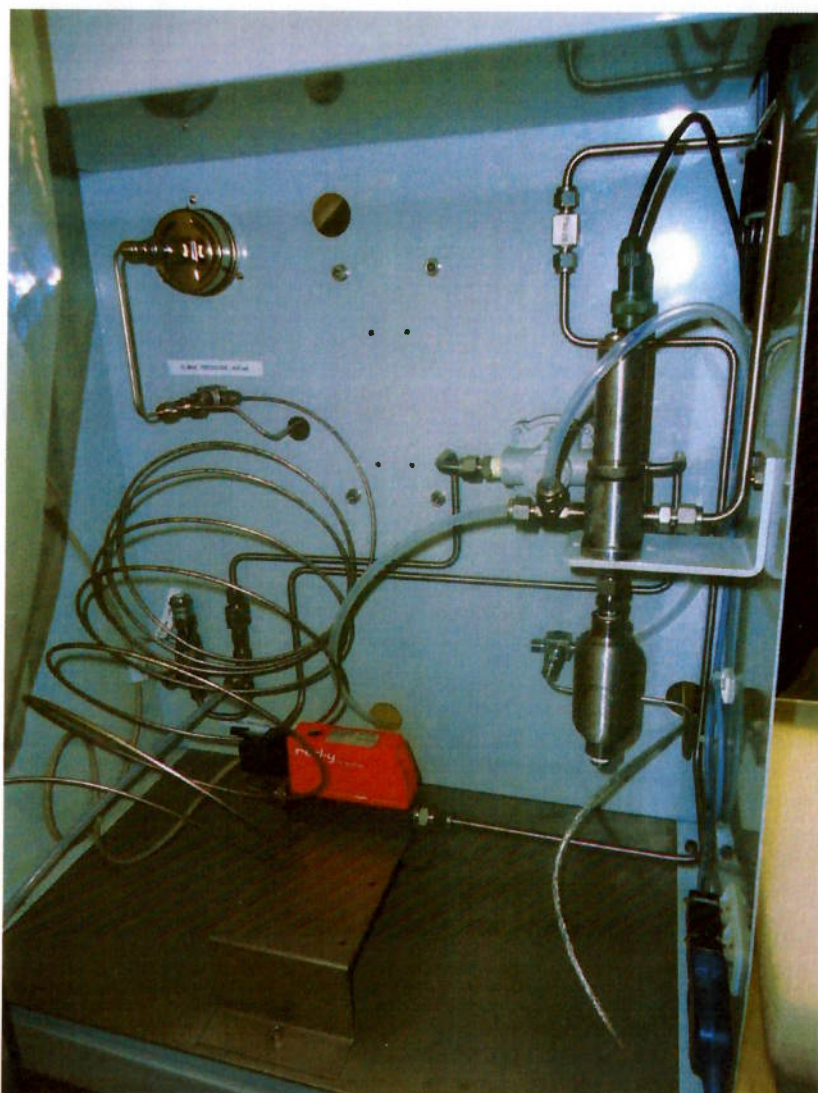


Figura 2 – Parte de trás do *Poroperm* do Laboratório de Petróleo da EPUSP.

4.1.1 Medida da Porosidade

Medem-se as dimensões da amostra (cilíndrica) com um paquímetro: comprimento da amostra e diâmetro; o software do *Poroperm* pedirá a entrada destes dados, já que para medir a porosidade, o equipamento medirá inicialmente o volume de poros, através de uma pressão confinante e injeção do gás nitrogênio. O número de saída do software já é a porosidade, pois como se está utilizando um gás perfeito e assumindo que o teste é realizado em condições isotérmicas, pode-se utilizar a relação da Equação 4.

$$P_1 V_1 + P_2 V_2 = P(V_1 + V_2) \quad (4)$$

Onde, P_1 é a pressão do tanque (Figura 3), P_2 é a pressão atmosférica, P é a pressão final (estabilizada, do tanque em conjunto com o recipiente), V_1 é o volume de gás no tanque e V_2 é o volume de vazios.



Figura 3 – Tanque do *Poroperm*.

O equipamento encontra o valor de V_2 (volume de vazios). O software calcula a porosidade, de acordo com a Equação 1, como as dimensões iniciais foram inseridas no software, já é possível calcular o volume da amostra e, assim, a porosidade. Ressalta-se que na experiência da porosidade, foi encontrada apenas a porosidade efetiva, já que não era possível entrar em contato com poros não interligados.

A saída do programa tem precisão de quatro casas decimais. Assim, em porcentagem ter-se-á duas casas decimais.

4.1.2 Medida da Permeabilidade

Com as saídas do software do *Poroperm*, as quais seriam a vazão e a pressão em que o equipamento conseguiu estabilizar a fim de encontrar a permeabilidade, seguiu-se o manual do equipamento.

Do manual do equipamento, a permeabilidade será dada por:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L \cdot P_{atm}}{A \cdot \Delta P \cdot P_m} \quad (5)$$

Esta equação é utilizada para calcular a permeabilidade com a utilização de gás nitrogênio em regime laminar, onde:

Q: vazão do gás

Patm: pressão atmosférica

μ : viscosidade do gás

ΔP : diferença de pressão

L: comprimento da amostra

A: área da seção cilíndrica

Pm: pressão média do gás na região central

É necessário observar a viscosidade do gás:

$$\mu = \mu_0 \cdot \frac{a}{b} \cdot \left(\frac{T}{T_0} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (6)$$

Há ainda uma conversão de unidades devido a diferença de pressão a jusante e a montante do núcleo (P_1 e P_2):

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad (7)$$

$$P_m = P_1 + P_2 \quad (8)$$

$$P_1 = \frac{\Delta P}{14,695949} + P_{atm} \quad (9)$$

$$P_2 = P_{atm} \quad (10)$$

Assim, a equação (5) fica:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L \cdot P_{atm}}{A \cdot \frac{\Delta P}{14,695949} \cdot \left(\frac{\frac{\Delta P}{14,695949} + 2 \cdot P_{atm}}{2} \right)} \quad (11)$$

4.1.3 Dados Reais de Campos Brasileiros

Em um segundo momento, com a disponibilização dos dados de reservatórios reais, foi possível analisar dados de campo.

A referência desses dados é:

Convênio entre a Escola Politécnica da USP, por meio da Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo - FUSP, e a Petrobrás S/A, N° 6000.0002993.04.2: "Consultoria técnica com a finalidade de aprofundar as análises de metodologia de incorporação de reservas e também para análise de incerteza de reserva provada, provável e possível".

A intenção inicial era fazer um estudo aprofundado das amostras do laboratório. Porém, com a dificuldade de mais amostras esclarecida no tópico acima, foi necessário buscar outras fontes de dados a fim de focar o trabalho na indústria petrolífera e em fatos reais.

4.2 Equipamentos a serem utilizados

O equipamento utilizado foi o *Poroperm* (Figura 4). Localizado no Laboratório de Petróleo da EPUSP, no Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo (PMI), o equipamento faz uso do gás nitrogênio (Figura 5) para realizar as experiências. O equipamento chegou à unidade no 1º semestre de 2011.

Nota-se que a máquina é recente na Escola e, dessa forma, não havia ainda nenhum técnico especializado na aparelhagem e nem mesmo dados anteriores para comparação. Embora houvesse tais dificuldades, há um aluno de iniciação científica e professores da Engenharia de Petróleo que fazem uso do equipamento.

Equipamento: *Steady state gas permeameter and porosimeter (Poroperm)*

Modelo: APP-126-000

Fabricante: Vinci Technologies

Funções: determinação do volume de grãos, volume de poros e permeabilidade de rochas.

Permeabilidade: variação de 0,01 mD até 10 D.

Pressão de fluxo: 0 a 150 psi

Pressão de confinamento: 0 – 400 psi

Fotos:



Figura 4 – *Poroperm* do Laboratório de Petróleo da EPUSP.



Figura 5 – Cilindros de Gás Nitrogênio.

4.3 Forma de análise dos resultados

4.3.1 Poroperm

A partir das amostras disponíveis no Laboratório de Petróleo, ilustradas na figura 1, foram feitos diversos testes a fim de determinar a porosidade e permeabilidade de cada amostra, demonstrando a importância do equipamento na determinação de tais características. Deve-se informar também que as amostras são arenitos.



Figura 1 – Amostras de rochas utilizadas

4.3.2 Dados Reais de Campos Brasileiros

A partir dos dados obtidos para Campos Brasileiros (Anexo A), montou-se uma planilha relacionando as principais propriedades (porosidade ao óleo, permeabilidade e fator de recuperação), locais e tipos rochas reservatórios.

Após conciliar e alinhar os dados, foi possível utilizar filtros na planilha a fim de encontrar apenas características marcantes e que possibilitassem uma visualização comparativa das zonas de produção.

Os dados foram filtrados das seguintes formas:

- Fatores de Recuperação maiores que 40%;
- Tipos de rocha reservatório;
- Porosidades maiores que 20%;

- Porosidades menores que 20%;
- Permeabilidades maiores que 200 mD;
- Permeabilidades menores que 200 mD.

A decisão de utilizar tais filtros pode ser considerada subjetiva, uma vez que não foi determinado, por exemplo, qual a faixa de fatores de recuperação considerada boa. Além do fato que permeabilidades maiores que 100 mD já são consideradas boas. A escolha, principalmente da permeabilidade, foi feita a partir da sensibilidade adquirida ao manejar as planilhas.

5. Resultados

5.1 Porosidade

O resultado encontrado para as porosidades das três amostras que foram testadas está na Tabela 1. Como dito anteriormente, utilizou-se duas casas de precisão, pois o software forneceu o resultado desta forma.

Tabela 1 - Porosidades medidas através do *Poroperm*

	Amostras		
Medidas	BG6	C03	8B99
1	23,14%	26,87%	30,12%
2	23,10%	26,84%	30,11%
3	23,08%	26,82%	30,05%
4	23,05%	26,88%	30,03%
5	23,06%	26,78%	30,04%
6	23,07%	26,79%	30,07%
7	23,09%	26,82%	30,06%
8	23,09%	26,86%	30,11%
9	23,07%	26,84%	30,04%
10	23,11%	26,85%	30,06%
Média	23,09%	26,84%	30,07%

5.2 Permeabilidade

Os dados adquiridos na fase de obtenção da permeabilidade através do *Poroperm* estão na Tabela 2 (amostra 8G6) e 3 (amostra C03).

Tabela 2 – Resultados da amostra 8G6

	Amostra 8G6	
Medida	$\Delta P(\text{psi})$	Q

		(cm ³ /min)
1	1,01	31,226
2	1,02	31,596
3	1,11	34,645
4	1,09	34,065
5	1,08	33,695
6	1,09	33,695
7	1,11	34,645
8	1,19	37,284
9	1,19	37,124
10	1,19	36,904
11	1,18	36,904
12	1,3	40,398
13	1,3	40,493
14	1,39	43,912
15	1,07	33,325
16	1,07	33,152

Tabela 3 – Resultados da amostra C03

	Amostra C03	
Medida	ΔP (psi)	Q (cm ³ /min)
1	0,93	90,268
2	0,92	89,119
3	0,91	88,359
4	1,04	101,056
5	1,03	100,458
6	1,03	100,196
7	1,27	123,948
8	1,27	123,759
9	1,93	195,228
10	1,91	194,628
11	1,91	189,088

Com o auxílio da Equação 11, obtiveram-se os resultados explicitados na Tabela 4 (amostra 8G6) e na Tabela 5 (amostra C03):

Tabela 4 – Resultados de permeabilidade da Amostra 8G6

	Amostra			
--	---------	--	--	--

	8G6			
Medida	$\Delta P(\text{psi})$	Q (cm^3/min)	Kcalc	1/Pm (1/atm)
1	1,01	31,226	79,92621524	0,967009055
2	1,02	31,596	80,05405557	0,966691008
3	1,11	34,645	80,42394027	0,963837977
4	1,09	34,065	80,58135801	0,964470527
5	1,08	33,695	80,47054182	0,964787114
6	1,09	33,695	79,70611649	0,964470527
7	1,11	34,645	80,42394027	0,963837977
8	1,19	37,284	80,52031344	0,961316049
9	1,19	37,124	80,17476978	0,961316049
10	1,19	36,904	79,69964723	0,961316049
11	1,18	36,904	80,40136471	0,961630568
12	1,3	40,398	79,5768514	0,957869871
13	1,3	40,493	79,76398445	0,957869871
14	1,39	43,912	80,66157687	0,955068594
15	1,07	33,325	80,35708628	0,965103909
16	1,07	33,152	79,93992871	0,965103909

Tabela 5 – Resultados de permeabilidades da Amostra C03

	Amostra C03			
Medida	$\Delta P(\text{psi})$	Q (cm^3/min)	Kcalc	1/Pm (1/atm)
1	0,93	90,268	253,805705	0,96956098
2	0,92	89,119	253,3822985	0,969880918
3	0,91	88,359	254,0659865	0,970201068
4	1,04	101,056	253,1665016	0,966055542
5	1,03	100,458	254,1953175	0,966373171
6	1,03	100,196	253,5323621	0,966373171
7	1,27	123,948	252,3727771	0,958807285
8	1,27	123,759	251,9879507	0,958807285
9	1,93	195,228	256,0591498	0,938599079
10	1,91	194,628	258,1100523	0,939198926
11	1,91	189,088	250,7630637	0,939198926

O parâmetro “1/Pm” foi calculado para traçar o gráfico da permeabilidade pelo inverso da pressão média.

A amostra 8B99, após diversas tentativas, apresentou permeabilidade que foi considerada perto do limite do *Poroperm*, pois se obteve grandes flutuações e instabilidade.

Portanto, a amostra foi descartada para fins de medição de permeabilidade, já que não foi possível estimá-la. A Tabela 6 mostra os resultados obtidos.

Tabela 6 – Resultado de permeabilidades da amostra 8B99

	Amostra			
	8B99			
	delta P (psi)	vazão (cm ³ /min)	k (mD)	1/Pmedio
1	0,11	287,366	6742,968366	0,996439197
2	0,11	277,156	6503,393375	0,996439197
3	0,11	272,896	6403,433584	0,996439197
4	0,15	379,183	6515,946167	0,995089782
5	0,14	370,243	6819,079729	0,995426793
6	0,14	366,632	6752,572876	0,995426793
7	0,14	363,803	6700,468781	0,995426793
8	0,18	463,949	6637,075331	0,994080117
9	0,18	456,839	6535,362415	0,994080117
10	0,19	451,679	6119,394432	0,993744017
11	0,18	448,319	6413,478583	0,994080117
12	0,18	445,289	6370,132573	0,994080117
13	0,1	212,107	5476,595746	0,996777122
14	0,1	211,037	5448,968381	0,996777122
15	0,11	237,176	5565,273085	0,996439197
16	0,19	465,878	6311,763972	0,993744017
17	0,19	491,247	6655,465843	0,993744017
18	0,17	416,65	6313,18308	0,994416444
19	0,17	414,76	6284,545336	0,994416444
20	0,18	419,479	6000,904674	0,994080117
21	0,2	469,578	6041,754637	0,993408145

5.3 Dados Reais de Campos Brasileiros

Os dados fornecidos a respeito dos campos brasileiros encontram-se no Anexo A. A planilha consolidada encontra-se no Anexo B.

6. Análise dos resultados

6.1 Poroperm

A partir dos dados de permeabilidade, a fim de encontrar um valor de permeabilidade absoluta, tinha-se em mente traçar um gráfico com Permeabilidade (mD) no eixo y e $1/P_m$ (1/atm) no eixo x. O resultado esperado seria uma reta crescente, na qual o coeficiente linear seria a permeabilidade procurada.

Com a visualização dos dados, obtiveram-se diversas medidas a fim de encontrar uma reta que melhor se adequasse e com uma correlação boa. Para a amostra 8G6, por exemplo, obtêm-se o Gráfico 1:

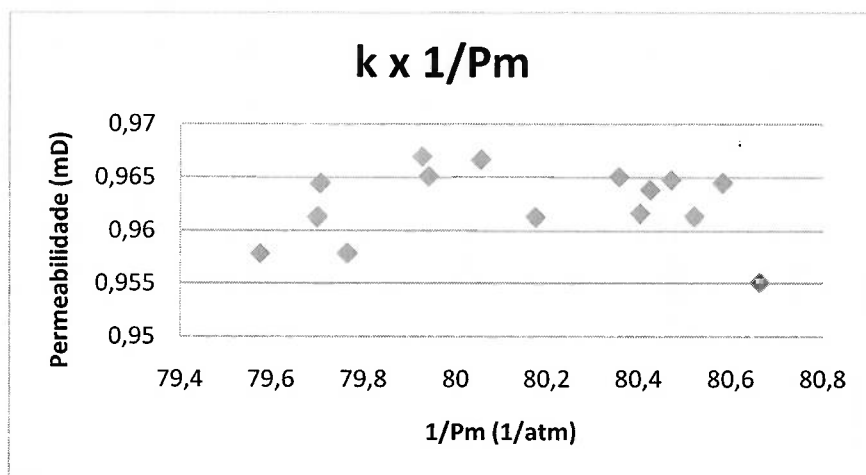


Gráfico 1 – Primeiro gráfico traçado da permeabilidade pelo inverso da pressão média.

Dessa forma, fica claro que é necessário descartar pontos de eventuais desvios ou erros de medidas. Dessa forma, utilizando apenas os pontos de interesse, encontra-se o Gráfico 2.

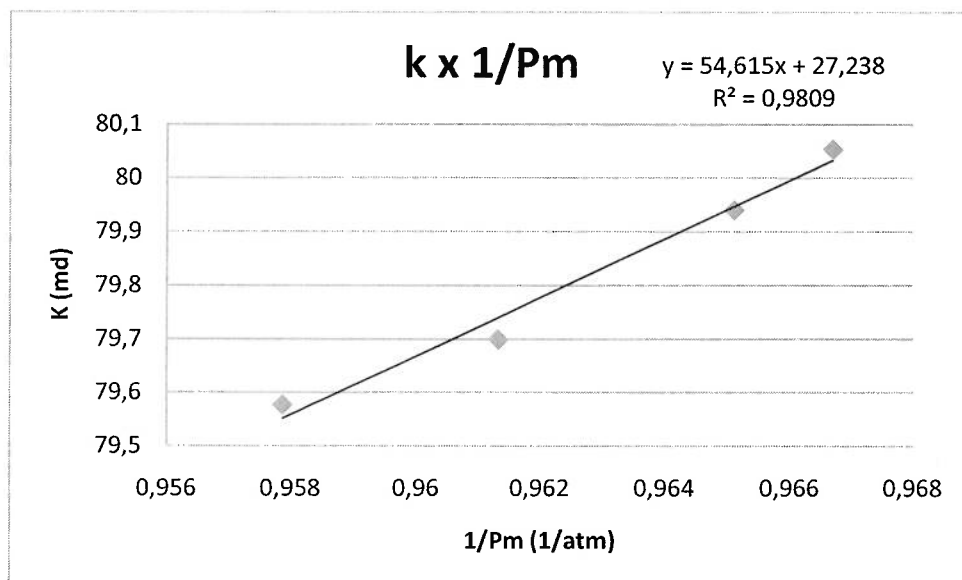


Gráfico 2 – Gráfico da permeabilidade pelo inverso da pressão média da amostra 8G6.

Assim, a permeabilidade absoluta encontrada na amostra 8G6 ficou em 27,238 mD, referente ao coeficiente angular da reta encontrada.

A correlação ficou boa, com $R^2 = 0,9809$.

Da mesma forma, para a amostra C03, foi obtido o seguinte Gráfico 3.

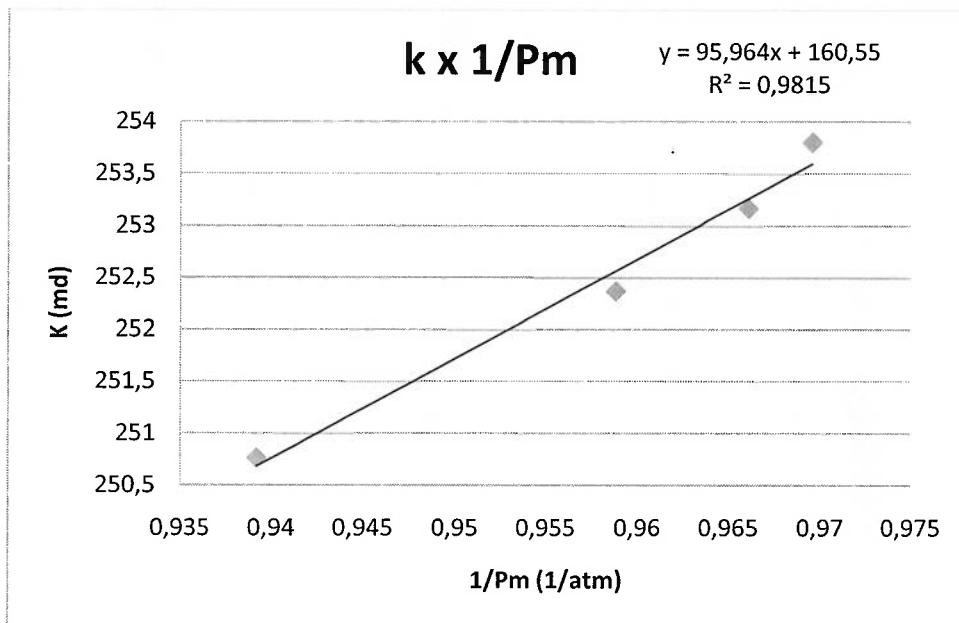


Gráfico 3 – Gráfico da permeabilidade pelo inverso da pressão média da amostra C03.

Dessa forma, a permeabilidade absoluta encontrada na amostra C03 ficou em 160,55 mD, referente ao coeficiente angular da reta encontrada.

A correlação ficou boa, com $R^2 = 0,9815$.

Conforme dito anteriormente, a amostra 8B99, foi descartada. O gráfico 4 mostra a flutuação dos dados. Na tentativa de traçar a reta linear, os pontos levam a uma reta decrescente. Caso seja feito o descarte de medidas consideradas “ruins”, encontra-se valor de permeabilidade negativo.

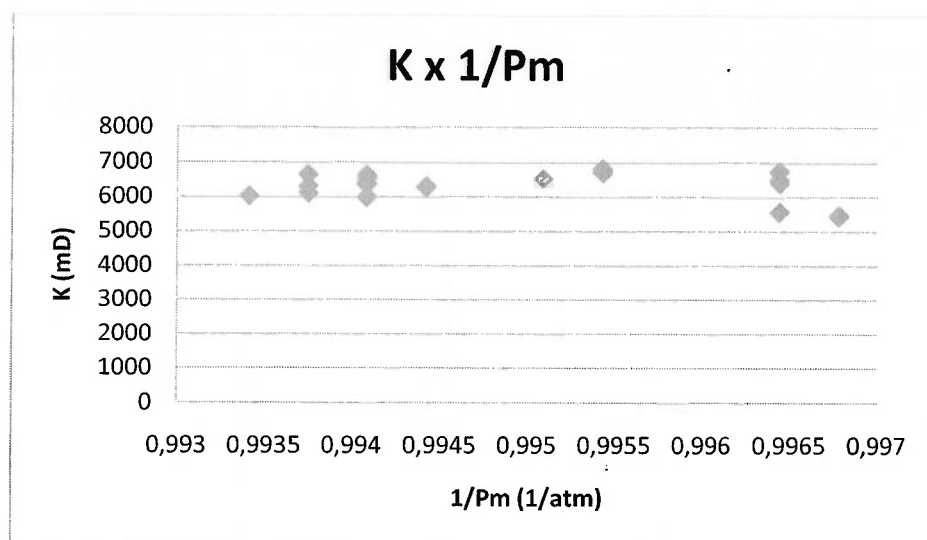


Gráfico 4 – Gráfico da permeabilidade pelo inverso da pressão média da amostra C03.

6.2 Dados Reais de Campos Brasileiros

De acordo com a fonte, uma porosidade boa estaria entre 20 e 25%, enquanto permeabilidade muito boa, entre 100 e 1000 mD (Anexo A), o que não difere muito das outras fontes.

Diversas análises foram feitas com base nos dados de campos brasileiros. Algumas análises divergiam do senso comum, como campos de altas porosidades e permeabilidades com baixíssimo fator de recuperação, embora se saiba que a ciência da engenharia de petróleo, apesar de uma ciência exata, ela é complexa e surpreendente.

Destaca-se que em todas as Tabelas referentes aos Campos Brasileiros, possuem porosidade dada em % e permeabilidade, em mD.

6.2.1 Fatores de Recuperação maiores que 40%

Dessa forma, como se analisou a princípio fatores de recuperação grandes, encontrou-se a Tabela 7, abaixo:

Tabela 7 – Campos Brasileiros. Fator de Recuperação maior que 40%.

CAMPO	ZONA DE PRODUÇÃO	POROSIDADE MÉDIA AO ÓLEO	Permeabilidade	ROCHA RESERVATÓRIO	FR
Bagre	EN20/30-BG02 (003)	23	400	Turbidito	74,41%
Marimbá	CRP-RJS284 (001)	28	1500	Turbidito	61,59%
Namorado	NA-RJS19 (008)	25	500	Turbidito	55,99%
Anequim	EN10 (001)	22,4	1100	Turbidito	55,94%

Garoupinha	EN30 (004)	15	800	Turbidito	53,78%
	EN30-BG05D				
Bagre	(004)	22	600	Turbidito	53,78%
Parati	EN20 (003)	23	230	Turbidito	50,76%
Pirauna	CRP (003)	28	2700	Turbidito	49,89%
Corvina	EN20 (002)	31	1100	Turbidito	48,66%
Bicudo	GRJ20 (006)	30	600	Turbidito	48,59%
Viola	EN10/20 (001)	20	500	Turbidito	47,29%
	EN-RJS233				
Pirauna	(001)	28	2000	Turbidito	46,59%
	EN20-RJS34				
Cherne	(009)	26	800	Turbidito	46,30%
Marimbá	EN (006)	21	2600	Turbidito	45,29%
	EN20-RJS38				
Bonito	(004)	27	1000	Turbidito	44,50%
	EN-RJS345				
Malhado	(002)	24	500	Turbidito	44,40%
Cherne	NA20/30 (013)	25	650	Turbidito	44,38%
	NA-NA21B				
Namorado	(010)	25	500	Turbidito	43,92%
	EN-RJS186A				
Pirauna	(002)	29	1700	Turbidito	43,77%
	EN-MLH01				
Malhado	(007)	26	2500	Turbidito	42,48%
	EN20/30/40				
Vermelho	(017)	23	900	Turbidito	42,31%
	EN20-RJS80				
Cherne	(005)	26	800	Turbidito	42,24%
	MRL10-RJS219				
Marlim	(001)	29,4	2500	Turbidito	40,98%
	MRL-AB21D				
Albacora	(001)	28	1000	Turbidito	40,37%

Pode-se observar que para todos os valores de fator de recuperação presentes na tabela 6, a rocha reservatório era um turbidito, ou seja, um arenito. Isso também levou ao próximo filtro, na tabela 8, separando todas as rochas que não são arenitos.

Claro que os valores altos e apenas para arenitos também se deve ao principal local de pesquisa, embora se tenha o conhecimento do grande potencial de um arenito para ser rocha reservatório. Também é necessário ressaltar que dentre as permeabilidades, não há nenhuma considerada baixa por todos os autores anteriores, inclusive da própria fonte de dados.

Entretanto, no campo Garoupinha (conforme destacado na tabela 7) há uma porosidade que foge da regra. Isto leva a crer que pode ter havido estimulações no poço ou até mesmo métodos especiais de recuperação, já que o fator de recuperação é significativamente alto (53,78%), porém não se tem esta informação. Mas, embora haja uma porosidade abaixo da considerada boa, a permeabilidade de 800 mD é considerada muito boa.

É de se surpreender também que há casos de porosidades e permeabilidade muito altas que estão beirando 40% em fator de recuperação. Isto pode se dever ao fato de não se saber há quanto tempo a zona de produção está produzindo.

6.2.2 Tipos de rocha reservatório

Analisando os tipos de rocha reservatório, exceto turbiditos, encontrou-se a Tabela 8 abaixo:

Tabela 8 – Campos Brasileiros. Rochas reservatórios exceto turbiditos.

CAMPO	ZONA DE PRODUÇÃO	POROSIDADE MÉDIA AO ÓLEO	Permeabilidade	ROCHA RESERVATÓRIO	FR
Badejo	CQ40/50/60 (004)	12,5	250	Coquinas e Basalto	33,35%
Congro	EN/BR10 (004)	21	300	Calcário	15,94%
Congro	EN-RJS388 (011)	22	1400	Calcário	12,59%
Congro	QM (008)	24	500	Calcário	2,20%
Garoupa	QM (002)	18	100	Calcário	22,27%
Linguado	QM (002)	22	100	Coquinas	11,03%
Pampo	EN-PM25D (003)	30	5000	Calcário e Coquina	20,72%
Pampo	EN-PM33D (004)	29	200	Calcário e Coquina	2,59%
Pampo	QM-RJS40 (008)	25	500	Calcário e Coquina	26,23%

As rochas carbonáticas também são elegíveis a rocha reservatório. O tipo mais frequente são os arenitos e, com os dados disponíveis, pode-se perceber pela tabela 7 e pela tabela 8 que os arenitos estão entre os maiores fatores de recuperação, enquanto entre as rochas carbonáticas os maiores fatores de recuperação estão por volta de 30%.

6.2.3 Porosidades maiores que 20%

Para porosidades maiores que 20%, segue a Tabela 9.

Tabela 9 – Campos Brasileiros. Porosidades maiores que 20%.

CAMPO	ZONA DE PRODUÇÃO	POROSIDADE MÉDIA AO ÓLEO	Permeabilidade	ROCHA RESERVATÓRIO	FR
-------	------------------	--------------------------	----------------	--------------------	----

Bagre	EN20/30-BG02 (003)	23	400	Turbidito	74,41%
Marimbá	CRP-RJS284 (001)	28	1500	Turbidito	61,59%
Namorado	NA-RJS19 (008)	25	500	Turbidito	55,99%
Anequim	EN10 (001)	22,4	1100	Turbidito	55,94%
Bagre	EN30-BG05D (004)	22	600	Turbidito	53,78%
Parati	EN20 (003)	23	230	Turbidito	50,76%
Pirauna	CRP (003)	28	2700	Turbidito	49,89%
Corvina	EN20 (002)	31	1100	Turbidito	48,66%
Bicudo	GRJ20 (006)	30	600	Turbidito	48,59%
Pirauna	EN-RJS233 (001)	28	2000	Turbidito	46,59%
Cherne	EN20-RJS34 (009)	26	800	Turbidito	46,30%
Marimbá	EN (006)	21	2600	Turbidito	45,29%
Bonito	EN20-RJS38 (004)	27	1000	Turbidito	44,50%
Malhado	EN-RJS345 (002)	24	500	Turbidito	44,40%
Cherne	NA20/30 (013)	25	650	Turbidito	44,38%
Namorado	NA-NA21B (010)	25	500	Turbidito	43,92%
Pirauna	EN-RJS186A (002)	29	1700	Turbidito	43,77%
Malhado	EN-MLH01 (007)	26	2500	Turbidito	42,48%
Vermelho	EN20/30/40 (017)	23	900	Turbidito	42,31%
Cherne	EN20-RJS80 (005)	26	800	Turbidito	42,24%
Marlim	MRL10-RJS219 (001)	29,4	2500	Turbidito	40,98%
Albacora	MRL-AB21D (001)	28	1000	Turbidito	40,37%
Cherne	EN30-RJS25 (011)	26	1000	Turbidito	39,43%
Bicudo	GRJ10 (005)	30	2700	Turbidito	35,61%
Pargo	CRP20 (002)	22	1000	Turbidito	34,55%
Enchova	MO10-EN12D (001)	33	1000	Turbidito	33,38%
Oeste					
Pargo	CRP30 (005)	21	1500	Turbidito	32,41%
Malhado	EN/BR- RJS346D (003)	25	1500	Turbidito	31,75%
Viola	EN10/20/30 (002)	21	300	Turbidito	29,97%
Bonito	EN10-RJS38 (002)	27	1000	Turbidito	29,02%

Moréia	MO-RJS274 (002)	27	1338	Turbidito	28,20%
Corvina	EN10 (001)	23	1100	Turbidito	27,74%
Pampo	QM-RJS40 (008)	25	500	Calcário e Coquina	26,23%
Enchova Oeste	ESP/CRP (008)	31	1000	Turbidito	26,05%
Enchova Oeste	MO65-RJS430D (023)	24	1000	Turbidito	23,93%
Viola	EN30 (003)	21	100	Turbidito	22,81%
Pampo	EN-PM25D (003)	30	5000	Calcário e Coquina	20,72%
Enchova Oeste	CRT200-RJS422 (010)	29	1500	Turbidito	19,81%
Moréia	MO-RJS313 (003)	22,5	1100	Turbidito	19,67%
Bagre	NA20 (006)	22	600	Turbidito	19,25%
Bonito	EN20-RJS116 (019)	20,5	3000	Turbidito	16,92%
Enchova Oeste	MO20-EN13 (003)	32	1000	Turbidito	16,12%
Enchova Oeste	MO68/70 (024)	23	1500	Turbidito	16,05%
Bagre	EN10-BG14D (001)	23	400	Turbidito	16,00%
Congro	EN/BR10 (004)	21	300	Calcário	15,94%
Bicudo	QM (008)	30	500	Turbidito	15,23%
Voador	MRL-RJS377 (001)	30	1500	Turbidito	14,74%
Voador	MRL-RJS403 (002)	30	1500	Turbidito	14,30%
Marimbá	CRP-MA11 (002)	28	1500	Turbidito	14,14%
Vermelho	MRL50-VM42D (007)	22	800	Turbidito	13,50%
Congro	EN-RJS388 (011)	22	1400	Calcário	12,59%
Moréia	EN20 (007)	28	500	Turbidito	12,59%
Vermelho	EN10-VM18D (016)	23	900	Turbidito	11,17%
Linguado	QM (002)	22	100	Coquinas	11,03%
Enchova Oeste	MO20-RJS494 (004)	30	1000	Turbidito	7,27%
Anequim	EN20 (002)	24	1100	Turbidito	7,20%
Cherne	NA20-RJS46 (017)	25	650	Turbidito	6,87%
Enchova Oeste	CRP200-RJS424 (006)	24,8	700	Turbidito	6,34%
Bonito	GRJ-RJS38 (006)	27	500	Turbidito	4,85%

Pampo	EN-PM33D (004)	29	200	Calcário e Coquina	2,59%
Congro	QM (008)	24	500	Calcário	2,20%

Dentre as maiores porosidades, se destacam novamente os Turbiditos (Arenitos). Observa-se que as permeabilidades referentes a estas porosidades consideradas de boa qualidade são em sua grande maioria, boas. Os maiores fatores de recuperação também estão nesta lista. Deve-se ressaltar que há fatores muito baixos também, porém como não se tem o histórico das zonas de produção, não é possível saber o que houve. Pode ser que a viscosidade do óleo produzido seja muito alta, além da molhabilidade, ou ainda que a pressão do reservatório seja muito baixa.

6.2.4 Porosidades menores que 20%;

Para porosidades menores que 20%, segue a Tabela 10:

Tabela 10 – Campos Brasileiros. Porosidades menores que 20%.

CAMPO	ZONA DE PRODUÇÃO	POROSIDADE MÉDIA AO ÓLEO	Permeabilidade	ROCHA RESERVATÓRIO	FR
Albacora	NA-RJS297 (011)	19	100	Turbidito	36,03%
Badejo	CQ40/50/60 (004)	12,5	250	Coquinas e Basalto	33,35%
Garoupa	QM (002)	18	100	Calcário	22,27%
Garoupinha	EN10 (002)	15	1200	Turbidito	29,90%
Garoupinha	EN20 (003)	15	230	Turbidito	25,83%
Garoupinha	EN30 (004)	15	800	Turbidito	53,78%
Garoupinha	EN40 (005)	15	500	Turbidito	6,37%
Pargo	CRP10 (001)	19,2	200	Turbidito	29,62%

Embora se tenha destacado as porosidades menores que 20%, a permeabilidade ainda permaneceu alta, fazendo com que ainda haja bons valores de fator de recuperação. Ainda, pode haver estimulações no poço, como o fraturamento hidráulico, a fim de aumentar a permeabilidade e melhorar o desempenho da produção.

6.2.5 Permeabilidades maiores que 200 mD

Para permeabilidades maiores que 200 mD, encontrou-se a Tabela 11.

Tabela 11 – Campos Brasileiros. Permeabilidades maiores que 200 mD.

CAMPO	ZONA DE PRODUÇÃO	POROSIDADE MÉDIA AO ÓLEO	Permeabilidade	ROCHA RESERVATÓRIO	FR
Bagre	EN20/30-BG02 (003)	23	400	Turbidito	74,41%
Marimbá	CRP-RJS284 (001)	28	1500	Turbidito	61,59%
Namorado	NA-RJS19 (008)	25	500	Turbidito	55,99%
Anequim	EN10 (001)	22,4	1100	Turbidito	55,94%
Garoupinha	EN30 (004)	15	800	Turbidito	53,78%
Bagre	EN30-BG05D (004)	22	600	Turbidito	53,78%
Parati	EN20 (003)	23	230	Turbidito	50,76%
Pirauna	CRP (003)	28	2700	Turbidito	49,89%
Corvina	EN20 (002)	31	1100	Turbidito	48,66%
Bicudo	GRJ20 (006)	30	600	Turbidito	48,59%
Viola	EN10/20 (001)	20	500	Turbidito	47,29%
Pirauna	EN-RJS233 (001)	28	2000	Turbidito	46,59%
Cherne	EN20-RJS34 (009)	26	800	Turbidito	46,30%
Marimbá	EN (006)	21	2600	Turbidito	45,29%
Bonito	EN20-RJS38 (004)	27	1000	Turbidito	44,50%
Malhado	EN-RJS345 (002)	24	500	Turbidito	44,40%
Cherne	NA20/30 (013)	25	650	Turbidito	44,38%
Namorado	NA-NA21B (010)	25	500	Turbidito	43,92%
Pirauna	EN-RJS186A (002)	29	1700	Turbidito	43,77%
Malhado	EN-MLH01 (007)	26	2500	Turbidito	42,48%
Vermelho	EN20/30/40 (017)	23	900	Turbidito	42,31%
Cherne	EN20-RJS80 (005)	26	800	Turbidito	42,24%
Marlim	MRL10-RJS219 (001)	29,4	2500	Turbidito	40,98%
Albacora	MRL-AB21D (001)	28	1000	Turbidito	40,37%
Cherne	EN30-RJS25 (011)	26	1000	Turbidito	39,43%
Bicudo	GRJ10 (005)	30	2700	Turbidito	35,61%
Pargo	CRP20 (002)	22	1000	Turbidito	34,55%
Enchova	MO10-EN12D (001)	33	1000	Turbidito	33,38%
Badejo	CQ40/50/60	12,5	250	Coquinas e Basalto	33,35%

	(004)				
Pargo	CRP30 (005)	21	1500	Turbidito	32,41%
	EN/BR-				
Malhado	RJS346D (003)	25	1500	Turbidito	31,75%
	EN10/20/30				
Viola	(002)	21	300	Turbidito	29,97%
Garoupinha	EN10 (002)	15	1200	Turbidito	29,90%
	EN10-RJS38				
Bonito	(002)	27	1000	Turbidito	29,02%
	CRP10-RJS193A				
Carapeba	(003)	20	800	Turbidito	28,55%
	MO-RJS274				
Moréia	(002)	27	1338	Turbidito	28,20%
Corvina	EN10 (001)	23	1100	Turbidito	27,74%
Pampo	QM-RJS40 (008)	25	500	Calcário e Coquina	26,23%
Enchova					
Oeste	ESP/CRP (008)	31	1000	Turbidito	26,05%
Garoupinha	EN20 (003)	15	230	Turbidito	25,83%
Enchova	MO65-RJS430D				
Oeste	(023)	24	1000	Turbidito	23,93%
	EN-PM25D				
Pampo	(003)	30	5000	Calcário e Coquina	20,72%
Enchova	CRT200-RJS422				
Oeste	(010)	29	1500	Turbidito	19,81%
	MO-RJS313				
Moréia	(003)	22,5	1100	Turbidito	19,67%
Bagre	NA20 (006)	22	600	Turbidito	19,25%
	EN20-RJS116				
Bonito	(019)	20,5	3000	Turbidito	16,92%
Enchova	MO20-EN13				
Oeste	(003)	32	1000	Turbidito	16,12%
Enchova					
Oeste	MO68/70 (024)	23	1500	Turbidito	16,05%
	EN10-BG14D				
Bagre	(001)	23	400	Turbidito	16,00%
Congro	EN/BR10 (004)	21	300	Calcário	15,94%
Bicudo	QM (008)	30	500	Turbidito	15,23%
	MRL-RJS377				
Voador	(001)	30	1500	Turbidito	14,74%
	MRL-RJS403				
Voador	(002)	30	1500	Turbidito	14,30%
	CRP-MA11				
Marimbá	(002)	28	1500	Turbidito	14,14%
	MRL50-VM42D				
Vermelho	(007)	22	800	Turbidito	13,50%
	EN-RJS388				
Congro	(011)	22	1400	Calcário	12,59%
Moréia	EN20 (007)	28	500	Turbidito	12,59%
Vermelho	EN10-VM18D	23	900	Turbidito	11,17%

	(016)				
Enchova Oeste	MO20-RJS494 (004)	30	1000	Turbidito	7,27%
Anequim	EN20 (002)	24	1100	Turbidito	7,20%
	NA20-RJS46				
Cherne	(017)	25	650	Turbidito	6,87%
Garoupinha	EN40 (005)	15	500	Turbidito	6,37%
Enchova Oeste	CRP200-RJS424 (006)	24,8	700	Turbidito	6,34%
	GRJ-RJS38				
Bonito	(006)	27	500	Turbidito	4,85%
Congro	QM (008)	24	500	Calcário	2,20%
Carapeba	EN10 (001)	20	1100	Turbidito	0,32%

A maioria das permeabilidades dos campos que foram disponibilizados são altas. Novamente, relacionam-se com estas permeabilidades, altas porosidades e, em consequência, os maiores fatores de recuperação, além de novamente destacarem-se os turbiditos.

6.2.6 Permeabilidades menores que 200 mD

Por último, as permeabilidades menores que 200 mD foram filtradas, encontrando a Tabela 12.

Tabela 12 – Campos Brasileiros. Permeabilidades menores que 200 mD.

CAMPO	ZONA DE PRODUÇÃO	POROSIDADE MÉDIA AO ÓLEO	Permeabilidade	ROCHA RESERVATÓRIO	FR
Albacora	NA-RJS297 (011)	19	100	Turbidito	36,03%
Garoupa	QM (002)	18	100	Calcário	22,27%
Linguado	QM (002)	22	100	Coquinas	11,03%
Viola	EN30 (003)	21	100	Turbidito	22,81%

Poucos dados tinham permeabilidades menores que 200 mD. Ainda, mesmo com os valores de 100 mD, essas são consideradas boas permeabilidades. As porosidades estão oscilando próximo de 20%, o que também fica próximo de uma boa porosidade. Dessa vez, estão equilibrados os tipos de rocha reservatório.

7. Conclusão

O estudo das características de um reservatório de petróleo mostra-se consideravelmente importante, já que estas podem auxiliar um engenheiro de reservatórios na previsão do comportamento da reserva.

Destacam-se duas características: a porosidade e a permeabilidade, já que ambas definem o poder de fluxo e acúmulo de fluidos. O ideal de uma rocha reservatório é que seja muito porosa e permeável, fazendo das rochas que apresentam tais propriedades marcantes, uma rocha candidata a reservatório. Dentre essas rochas destacam-se o arenito e as rochas carbonáticas.

Como uma das principais metas do engenheiro de reservatório é maximizar o VPL, características que ajudam a definir o fluxo e a quantidade de fluido presente, são essenciais para o planejamento do projeto.

Há diversos tipos de medição para tais propriedades, além da criação de faixas de valores considerados ideais pelos engenheiros. Não é à toa que há investimento em métodos de recuperação especial, além de estimulações em poços, a fim de conseguir aumentar ainda mais o fator de recuperação e adiantar receitas provenientes da venda do petróleo extraído.

Dessa forma, o estudo de campos brasileiros se justifica a partir do momento que o fator de recuperação é menor que 100% e ainda há óleo nos poros das rochas. Mesmo uma rocha muito porosa e muito permeável, não se tem a certeza de um grande fator de recuperação no momento da produção, embora colabore para tal. Há inúmeras situações adversas, como fraturas, cimentações, presença de aquífero ou de gás, as quais podem aumentar ou diminuir o fator de recuperação.

Assim, correlaciona-se a porosidade e a permeabilidade com o fator de recuperação, ainda que dependente de diversos fatores que extrapolam a abrangência deste trabalho, pode-se afirmar que as propriedades estão na maioria dos casos ligeiramente proporcionais ao fator de recuperação, isto é, quando as propriedades aumentam, o fator de recuperação tende a aumentar também.

Há ainda possibilidade de continuidade para este trabalho. Para tanto, seria interessante a aquisição de novas amostras: de rochas reservatórios, rocha selo (como o sal, interessante para aplicação em pesquisas do pré-sal), rochas saturadas, entre outras.

Também pode ser interessante a aquisição de um equipamento que faça medidas utilizando fluido, a fim de implicar em uma simulação ainda mais real. Um exemplo de equipamento que pode ser utilizado é o *SRP350 relative permeameter*, também da mesma marca que o *Poroperm*, da Vinci Technologies.

Bibliografia

AHMED, T. H. **Reservoir engineering handbook**. 2nd ed. Boston, Gulf Professional Pub., c2001. xv, 1186 p.

CHILIVGAR, G.V.; BURYAKOVSKY, L.A.; EREMENKO, N.A.; GORFUNKEL, M.V. **Geology and Geochemistry of Oil and Gas**. Elsevier, Vol. 52 (Developments in Petroleum Science), 2005.

KOBRANOVA, V.N.. **Petrophysics**. Moscow, Mir Publishers, c1989. New York, Springer-Verlag. 375 p.. Translation of: Petrofizika.

MALFITANI, M. V. B. **Caracterização de reservatórios de petróleo quanto a molhabilidade de seus componentes e respectiva capacidade de retenção Fase 1 - organização da infra-estrutura laboratorial**. 2010. 42 p. Trabalho de Formatura em Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. 2nd ed. Boston, Gulf Professional Pub, c2004. xxvi, 889 p.

VINCI TECHNOLOGIES. Nanterre, França. Laboratory and Field instruments for Petroleum Industry. Disponível em: <<http://www.vinci-technologies.com>>. Acesso em: 19 ago. 2011, 16 out. 2011, 14 nov. de 2011.

Anexos

Anexo A – Dados de Campos Brasileiros

Observações: alguns dados que não foram utilizados neste trabalho foram ocultados a fim de não fornecer informações em excesso.

A referência dos dados é:

Convênio entre a Escola Politécnica da USP, por meio da Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo - FUSP, e a Petrobrás S/A, N° 6000.0002993.04.2: “Consultoria técnica com a finalidade de aprofundar as análises de metodologia de incorporação de reservas e também para análise de incerteza de reserva provada, provável e possível”.

CAMPO	PROPRIEDADE	ZONA DE PRODUÇÃO	VALOR
ABL	Permeabilidade Média	AB140 (001)	3300
ABL	Permeabilidade Média	AB210 (002)	1650
ABL	Porosidade Média ao Óleo	AB140 (001)	30
ABL	Porosidade Média ao Óleo	AB210 (002)	31
BR	Permeabilidade Média	BR-RJS383/003 (003)	100
BR	Permeabilidade Média	BR-RJS458 (007)	500
BR	Permeabilidade Média	CO-RJS383 (008)	500
BR	Permeabilidade Média	ENCOBR (002)	800
BR	Permeabilidade Média	MRL330-RJS380 (001)	2000
BR	Permeabilidade Média	MRL330-RJS381 (012)	1500
BR	Permeabilidade Média	MRL330-RJS383 (013)	1400
BR	Permeabilidade Média	MRL330-RJS401 (014)	800
BR	Porosidade Média ao Óleo	BR-RJS383/003 (003)	30
BR	Porosidade Média ao Óleo	BR-RJS458 (007)	25,7
BR	Porosidade Média ao Óleo	CO-RJS383 (008)	23
BR	Porosidade Média ao Óleo	ENCOBR (002)	25,8
BR	Porosidade Média ao Óleo	MRL330-RJS380 (001)	32,7
BR	Porosidade Média ao Óleo	MRL330-RJS381 (012)	33,8
BR	Porosidade Média ao Óleo	MRL330-RJS383 (013)	33,5
BR	Porosidade Média ao Óleo	MRL330-RJS401 (014)	33,6
CRT	Permeabilidade Média	CRT100-LEST (009)	3530
CRT	Permeabilidade Média	CRT100-RJS495 (001)	3530
CRT	Permeabilidade Média	CRT100-RJS497 (008)	3530
CRT	Permeabilidade Média	MRL330 (002)	3100

CRT	Porosidade Média ao Óleo	CRT100-LEST (009)	29,7
CRT	Porosidade Média ao Óleo	CRT100-RJS495 (001)	29,7
CRT	Porosidade Média ao Óleo	CRT100-RJS497 (008)	29,7
CRT	Porosidade Média ao Óleo	MRL330 (002)	34,7
FR	Permeabilidade Média	AB140-CPB. AB (001)	2500
FR	Permeabilidade Média	AB210-CPB. AB (002)	2500
FR	Permeabilidade Média	MRL-ARN. MRL (003)	2500
FR	Porosidade Média ao Óleo	AB140-CPB. AB (001)	30
FR	Porosidade Média ao Óleo	AB210-CPB. AB (002)	30
FR	Porosidade Média ao Óleo	MRL-ARN. MRL (003)	30
MLL	Permeabilidade Média	AB100 (001)	2000
MLL	Permeabilidade Média	MRL200/359 (002)	2000
MLL	Porosidade Média ao Óleo	AB100 (001)	29,5
MLL	Porosidade Média ao Óleo	MRL200/359 (002)	32
MLS	Permeabilidade Média	CRT100/LESTE (023)	2500
MLS	Permeabilidade Média	EN100/MLS-002 (020)	180
MLS	Permeabilidade Média	EN100/RJS-460 (018)	1000
MLS	Permeabilidade Média	EN110/RJS-395 (019)	1900
MLS	Permeabilidade Média	MRL100/MLS-3(L)	
MLS	Permeabilidade Média	(013)	2000
MLS	Permeabilidade Média	MRL100/RJS-382 (002)	2400
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/MLS-002 (003)	2000
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/MLS-003 (006)	3000
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/MLS-003(L	
MLS	Permeabilidade Média	(014	2500
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/MLS-28 (011)	2000
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/MLS-40 (012)	2000
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/MLS-70 (010)	3800
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/MRL-004 (001)	4800
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/RJS-441 (005)	1500
MLS	Permeabilidade Média	MRL300/RJS-489 (008)	2000
MLS	Permeabilidade Média	MRL700/RJS-441 (015)	3000
MLS	Porosidade Média ao Óleo	CRT100/LESTE (023)	31
MLS	Porosidade Média ao Óleo	EN100/MLS-002 (020)	25,5
MLS	Porosidade Média ao Óleo	EN100/RJS-460 (018)	26,7
MLS	Porosidade Média ao Óleo	EN110/RJS-395 (019)	21,6
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL100/MLS-3(L)	
MLS	Porosidade Média ao Óleo	(013)	33
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL100/RJS-382 (002)	27,7
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/MLS-002 (003)	28,5
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/MLS-003 (006)	32,3
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/MLS-003(L	
MLS	Porosidade Média ao Óleo	(014	30
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/MLS-28 (011)	33
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/MLS-40 (012)	30

MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/MLS-70 (010)	31
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/MRL-004 (001)	29,5
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/RJS-441 (005)	28
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL300/RJS-489 (008)	33,2
MLS	Porosidade Média ao Óleo	MRL700/RJS-441 (015)	26,8
RO	Permeabilidade Média	RO200/RJS-436 (001)	300
RO	Permeabilidade Média	RO330/RO-04 (003)	600
RO	Porosidade Média ao Óleo	RO200/RJS-436 (001)	30
RO	Porosidade Média ao Óleo	RO330/RO-04 (003)	30

CAMPO	PROPRIEDADE	ZONA DE PRODUÇÃO	VALOR
AB	Permeabilidade Média	MRL-AB21D (001)	1000
AB	Permeabilidade Média	NA-RJS297 (011)	100
AB	Porosidade Média ao Óleo	MRL-AB21D (001)	28
AB	Porosidade Média ao Óleo	NA-RJS297 (011)	19
ANQ	Permeabilidade Média	EN10 (001)	1100
ANQ	Permeabilidade Média	EN20 (002)	1100
ANQ	Porosidade Média ao Óleo	EN10 (001)	22,4
ANQ	Porosidade Média ao Óleo	EN20 (002)	24
BD	Permeabilidade Média	CB-BD7D (006)	100
BD	Permeabilidade Média	CB-RJS258 (007)	400
BD	Permeabilidade Média	CB-RJS341 (005)	400
BD	Permeabilidade Média	CQ40/50/60 (004)	250
BD	Porosidade Média ao Óleo	CQ40/50/60 (004)	12,5
BG	Permeabilidade Média	EN10-BG14D (001)	400
BG	Permeabilidade Média	EN20/30-BG02 (003)	400
BG	Permeabilidade Média	EN30-BG05D (004)	600
BG	Permeabilidade Média	NA20 (006)	600
BG	Porosidade Média ao Óleo	EN10-BG14D (001)	23
BG	Porosidade Média ao Óleo	EN20/30-BG02 (003)	23
BG	Porosidade Média ao Óleo	EN30-BG05D (004)	22
BG	Porosidade Média ao Óleo	NA20 (006)	22
BI	Permeabilidade Média	EN10-RJS134 (002)	1000
BI	Permeabilidade Média	EN10-RJS161 (003)	1000
BI	Permeabilidade Média	EN10-RJS200 (004)	1000
BI	Permeabilidade Média	EN10-RJS28A (001)	1000
BI	Permeabilidade Média	GRJ10 (005)	2700
BI	Permeabilidade Média	GRJ20 (006)	600
BI	Permeabilidade Média	QM (008)	500
BI	Porosidade Média ao Óleo	EN10-RJS134 (002)	28
BI	Porosidade Média ao Óleo	EN10-RJS161 (003)	28
BI	Porosidade Média ao Óleo	EN10-RJS200 (004)	28

BI	Porosidade Média ao Óleo	EN10-RJS28A (001)	28
BI	Porosidade Média ao Óleo	GRJ10 (005)	30
BI	Porosidade Média ao Óleo	GRJ20 (006)	30
BI	Porosidade Média ao Óleo	QM (008)	30
BO	Permeabilidade Média	EN10-RJS38 (002)	1000
BO	Permeabilidade Média	EN20-RJS116 (019)	3000
BO	Permeabilidade Média	EN20-RJS38 (004)	1000
BO	Permeabilidade Média	GRJ-RJS38 (006)	500
BO	Porosidade Média ao Óleo	EN10-RJS38 (002)	27
BO	Porosidade Média ao Óleo	EN20-RJS116 (019)	20,5
BO	Porosidade Média ao Óleo	EN20-RJS38 (004)	27
BO	Porosidade Média ao Óleo	GRJ-RJS38 (006)	27
CG	Permeabilidade Média	EN/BR10 (004)	300
CG	Permeabilidade Média	EN-RJS388 (011)	1400
CG	Permeabilidade Média	EN-RJS400 (012)	1500
CG	Permeabilidade Média	MRL-RJS512HA (002)	1500
CG	Permeabilidade Média	MRL-SPC (010)	1500
CG	Permeabilidade Média	QM (008)	1
CG	Permeabilidade Média	QM40 (013)	2
CG	Porosidade Média ao Óleo	EN/BR10 (004)	21
CG	Porosidade Média ao Óleo	EN-RJS388 (011)	22
CG	Porosidade Média ao Óleo	EN-RJS400 (012)	17
CG	Porosidade Média ao Óleo	MRL-RJS512HA (002)	32
CG	Porosidade Média ao Óleo	MRL-SPC (010)	32
CG	Porosidade Média ao Óleo	QM (008)	24
CG	Porosidade Média ao Óleo	QM40 (013)	24
CH	Permeabilidade Média	EN20-RJS34 (009)	800
CH	Permeabilidade Média	EN20-RJS80 (005)	800
CH	Permeabilidade Média	EN30-RJS25 (011)	1000
CH	Permeabilidade Média	NA20/30 (013)	650
CH	Permeabilidade Média	NA20-RJS46 (017)	650
CH	Porosidade Média ao Óleo	EN20-RJS34 (009)	26
CH	Porosidade Média ao Óleo	EN20-RJS80 (005)	26
CH	Porosidade Média ao Óleo	EN30-RJS25 (011)	26
CH	Porosidade Média ao Óleo	NA20/30 (013)	25
CH	Porosidade Média ao Óleo	NA20-RJS46 (017)	25
CO	Permeabilidade Média	EN10 (001)	500
CO	Permeabilidade Média	EN20 (002)	1400
CO	Porosidade Média ao Óleo	EN10 (001)	23
CO	Porosidade Média ao Óleo	EN20 (002)	31
CRP	Permeabilidade Média	CRP10/20/30 (004)	1200
CRP	Permeabilidade Média	CRP10-RJS193A (003)	800
CRP	Permeabilidade Média	EN10 (001)	450
CRP	Permeabilidade Média	EN20 (002)	1500

CRP	Permeabilidade Média	GRJ-RJS405 (006)	450
CRP	Porosidade Média ao Óleo	CRP10/20/30 (004)	20
CRP	Porosidade Média ao Óleo	CRP10-RJS193A (003)	20
CRP	Porosidade Média ao Óleo	EN10 (001)	20
CRP	Porosidade Média ao Óleo	EN20 (002)	20
CRP	Porosidade Média ao Óleo	GRJ-RJS405 (006)	25
EN	Permeabilidade Média	EN10 (008)	1300
EN	Permeabilidade Média	EN20-EN1 (009)	700
EN	Permeabilidade Média	MRL60-EN42D (006)	700
EN	Permeabilidade Média	QM (007)	50
EN	Porosidade Média ao Óleo	EN10 (008)	26
EN	Porosidade Média ao Óleo	EN20-EN1 (009)	25
EN	Porosidade Média ao Óleo	MRL30-EN47 (001)	28
EN	Porosidade Média ao Óleo	MRL60-EN42D (006)	30
EN	Porosidade Média ao Óleo	QM (007)	21
ENO	Permeabilidade Média	MO10-EN12D (001)	1000
ENO	Permeabilidade Média	MO20-EN13 (003)	1000
ENO	Permeabilidade Média	MO20-RJS261 (028)	1000
ENO	Permeabilidade Média	MO20-RJS494 (004)	1000
ENO	Permeabilidade Média	MO40-EN13 (013)	1000
ENO	Permeabilidade Média	MO65-RJS430D (023)	1000
ENO	Permeabilidade Média	MO68/70 (024)	1500
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO10-EN12D (001)	33
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO20-EN13 (003)	32
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO20-RJS261 (028)	21
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO20-RJS494 (004)	30
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO30-ENO6D (006)	31
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO40-EN13 (013)	21
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO65-RJS430D (023)	24
ENO	Porosidade Média ao Óleo	MO68/70 (024)	23
ESP	Permeabilidade Média	CQ-RJS504 (009)	300
ESP	Permeabilidade Média	CRP200-RJS424 (006)	700
ESP	Permeabilidade Média	CRT200-RJS422 (010)	1500
ESP	Permeabilidade Média	ESP/CRP (008)	1000
ESP	Permeabilidade Média	RO200-RJS409 (001)	400
ESP	Porosidade Média ao Óleo	CQ-RJS504 (009)	16
ESP	Porosidade Média ao Óleo	CRP200-RJS424 (006)	24,8
ESP	Porosidade Média ao Óleo	CRT200-RJS422 (010)	29
ESP	Porosidade Média ao Óleo	ESP/CRP (008)	31
ESP	Porosidade Média ao Óleo	RO200-RJS409 (001)	26,5
GP	Permeabilidade Média	QM (002)	100
GP	Porosidade Média ao Óleo	QM (002)	18
GPN	Permeabilidade Média	EN10 (002)	1200
GPN	Permeabilidade Média	EN20 (003)	230

GPN	Permeabilidade Média	EN30 (004)	800
GPN	Permeabilidade Média	EN40 (005)	500
GPN	Porosidade Média ao Óleo	EN10 (002)	15
GPN	Porosidade Média ao Óleo	EN20 (003)	15
GPN	Porosidade Média ao Óleo	EN30 (004)	15
GPN	Porosidade Média ao Óleo	EN40 (005)	15
LI	Permeabilidade Média	GRJ (001)	540
LI	Permeabilidade Média	QM (002)	250
LI	Porosidade Média ao Óleo	GRJ (001)	23
LI	Porosidade Média ao Óleo	QM (002)	22
MA	Permeabilidade Média	CRP-MA11 (002)	1500
MA	Permeabilidade Média	CRP-RJS284 (001)	1500
MA	Permeabilidade Média	EN (006)	2600
MA	Permeabilidade Média	GRJ (003)	70
MA	Porosidade Média ao Óleo	CRP-MA11 (002)	28
MA	Porosidade Média ao Óleo	CRP-RJS284 (001)	28
MA	Porosidade Média ao Óleo	EN (006)	21
MA	Porosidade Média ao Óleo	GRJ (003)	28
MA	Porosidade Média ao Óleo	MRL10 (004)	30
MLH	Permeabilidade Média	EN/BR-RJS346D (003)	1500
MLH	Permeabilidade Média	EN-MLH01 (007)	2500
MLH	Permeabilidade Média	EN-MLH03 (006)	300
MLH	Permeabilidade Média	EN-RJS345 (002)	500
MLH	Porosidade Média ao Óleo	EN/BR-RJS346D (003)	25
MLH	Porosidade Média ao Óleo	EN-MLH01 (007)	26
MLH	Porosidade Média ao Óleo	EN-MLH03 (006)	22
MLH	Porosidade Média ao Óleo	EN-RJS345 (002)	24
MO	Permeabilidade Média	EN20 (007)	500
MO	Permeabilidade Média	MO-RJS274 (002)	1338
MO	Permeabilidade Média	MO-RJS313 (003)	1100
MO	Porosidade Média ao Óleo	EN20 (007)	28
MO	Porosidade Média ao Óleo	MO-RJS274 (002)	27
MO	Porosidade Média ao Óleo	MO-RJS313 (003)	22,5
MRL	Permeabilidade Média	MRL10-RJS219 (001)	2500
MRL	Permeabilidade Média	MRL10-RJS396 (002)	2500
MRL	Porosidade Média ao Óleo	MRL10-RJS219 (001)	29,4
MRL	Porosidade Média ao Óleo	MRL10-RJS396 (002)	28,7
NA	Permeabilidade Média	EN10-NA11A (004)	500
NA	Permeabilidade Média	EN20 (012)	800
NA	Permeabilidade Média	NA-NA17 (009)	650
NA	Permeabilidade Média	NA-NA21B (010)	500
NA	Permeabilidade Média	NA-RJS19 (008)	500
NA	Porosidade Média ao Gás	EN20 (012)	26
NA	Porosidade Média ao Óleo	EN10-NA11A (004)	22

NA	Porosidade Média ao Óleo	NA-NA17 (009)	25
NA	Porosidade Média ao Óleo	NA-NA21B (010)	25
NA	Porosidade Média ao Óleo	NA-RJS19 (008)	25
NEN	Permeabilidade Média	NA (001)	150
NEN	Porosidade Média ao Óleo	NA (001)	23,2
PA	Permeabilidade Média	EN20 (003)	600
PA	Porosidade Média ao Óleo	EN10 (002)	23
PA	Porosidade Média ao Óleo	EN20 (003)	23
PG	Permeabilidade Média	CRP10 (001)	200
PG	Permeabilidade Média	CRP20 (002)	1000
PG	Permeabilidade Média	CRP30 (005)	1500
PG	Permeabilidade Média	GRJ (003)	200
PG	Porosidade Média ao Óleo	CRP10 (001)	19,2
PG	Porosidade Média ao Óleo	CRP20 (002)	22
PG	Porosidade Média ao Óleo	CRP30 (005)	21
PM	Permeabilidade Média	EN-PM25D (003)	5000
PM	Permeabilidade Média	EN-PM33D (004)	200
PM	Permeabilidade Média	QM-RJS40 (008)	500
PM	Porosidade Média ao Óleo	EN-PM25D (003)	30
PM	Porosidade Média ao Óleo	EN-PM33D (004)	29
PM	Porosidade Média ao Óleo	EN-RJS63 (001)	33
PM	Porosidade Média ao Óleo	QM-RJS40 (008)	25
PU	Permeabilidade Média	CRP (003)	2700
PU	Permeabilidade Média	EN-RJS186A (002)	1700
PU	Permeabilidade Média	EN-RJS233 (001)	2000
PU	Porosidade Média ao Óleo	CRP (003)	28
PU	Porosidade Média ao Óleo	EN-RJS186A (002)	29
PU	Porosidade Média ao Óleo	EN-RJS233 (001)	28
VD	Permeabilidade Média	MRL-RJS377 (001)	1500
VD	Permeabilidade Média	MRL-RJS403 (002)	1500
VD	Porosidade Média ao Óleo	MRL-RJS377 (001)	30
VD	Porosidade Média ao Óleo	MRL-RJS403 (002)	30
VL	Permeabilidade Média	EN10/20 (001)	500
VL	Permeabilidade Média	EN10/20/30 (002)	300
VL	Permeabilidade Média	EN30 (003)	100
VL	Porosidade Média ao Óleo	EN10/20 (001)	20
VL	Porosidade Média ao Óleo	EN10/20/30 (002)	21
VL	Porosidade Média ao Óleo	EN30 (003)	21
VM	Permeabilidade Média	EN10-VM18D (016)	900
VM	Permeabilidade Média	EN20/30/40 (017)	900
VM	Permeabilidade Média	MRL30 (005)	1400
VM	Permeabilidade Média	MRL50-VM42D (007)	800
VM	Porosidade Média ao Óleo	EN10-VM18D (016)	23
VM	Porosidade Média ao Óleo	EN20/30/40 (017)	23

VM	Porosidade Média ao Óleo	MRL30 (005)	23
VM	Porosidade Média ao Óleo	MRL50-VM42D (007)	22

CAMPO	FR
AB MRL-AB21D	40,37%
AB NA-RJS297	36,03%
ANQ EN10	55,94%
ANQ EN20	7,20%
BD CB-BD7D	14,25%
BD CB-RJS258	13,21%
BD CB-RJS341	14,24%
BD CQ40/50/60	33,35%
BG EN10-BG14D	16,00%
BG EN20/30-BG02	74,41%
BG EN30-BG05D	53,78%
BG NA20	19,25%
BI EN-RJS134	65,45%
BI EN-RJS161	25,71%
BI EN-RJS200	6,47%
BI EN-RJS28A	48,47%
BI GRJ10	35,61%
BI GRJ20	48,59%
BI QM	15,23%
BJ EN-RJS412	15,92%
BO EN10-RJS38	29,02%
BO EN20-RJS116	16,92%
BO EN20-RJS38	44,50%
BO GRJ-RJS38	4,85%
BO QM-EN11	5,57%
BO QM-RJS38	6,95%
CG EN/BR10	15,94%
CG EN-RJS388	12,59%
CG QM	2,20%
CH EN20-RJS34	46,30%
CH EN20-RJS80	42,24%
CH EN30-RJS25	39,43%
CH NA20/30	44,38%
CH NA20-RJS46	6,87%
CO EN10	27,74%
CO EN20	48,66%
CRP CRP10-RJS193A	28,55%
CRP EN10	0,32%

ENO MO10-EN12D	33,38%
ENO MO20-EN13	16,12%
ENO MO20-RJS494	7,27%
ENO MO65-RJS430D	23,93%
ENO MO68/70	16,05%
ESP CRP200-RJS424	6,34%
ESP CRT200-RJS422	19,81%
ESP ESP/CRP	26,05%
GP QM	22,27%
GPN EN10	29,90%
GPN EN20	25,83%
GPN EN30	53,78%
GPN EN40	6,37%
LI CB	10,76%
LI CQ40/50/60	34,68%
LI QM	11,03%
MA CRP-MA11	14,14%
MA CRP-MA12	61,66%
MA CRP-MA18	10,96%
MA CRP-RJS284	61,59%
MA EN	45,29%
MLH EN/BR- RJS346D	31,75%
MLH EN-MLH01	42,48%
MLH EN-RJS345	44,40%
MO EN20	12,59%
MO MO-RJS274	28,20%
MO MO-RJS313	19,67%
MRL MRL10-RJS219	40,98%
NA NA-NA21B	43,92%
NA NA-RJS19	55,99%
PA EN20	50,76%
PG CRP10	29,62%
PG CRP20	34,55%
PG CRP30	32,41%
PM CQ40/50/60- RJS55	34,19%
PM EN-PM25D	20,72%
PM EN-PM33D	2,59%
PM QM-RJS40	26,23%
PM QM-RJS493	4,06%
PU CRP	49,89%
PU EN-RJS186A	43,77%
PU EN-RJS233	46,59%

VD MRL-RJS377	14,74%
VD MRL-RJS403	14,30%
VL EN10/20	47,29%
VL EN10/20/30	29,97%
VL EN30	22,81%
VM EN10-VM18D	11,17%
VM EN20/30/40	42,31%
VM MRL50-VM42D	13,50%

UN-BC		
Zona de Produção	Campos	Rochas Reservatório
AB MRL-AB21D	Albacora	Turbidito
ANQ EN10	Anequim	Turbidito
BG EN10-BG14D	Bagre	Turbidito
BG NA20	Bagre	Turbidito
BG EN30-BG05D	Bagre	Turbidito
BG EN20/30-BG02	Bagre	Turbidito
BI EN-RJS200	Bicudo	Turbidito
BI EN-RJS161	Bicudo	Turbidito
BI GRJ10	Bicudo	Turbidito
BI EN-RJS28A	Bicudo	Turbidito
BI GRJ20	Bicudo	Turbidito
BI EN-RJS134	Bicudo	Turbidito
BO EN20-RJS116	Bonito	Turbidito
BO EN10-RJS38	Bonito	Turbidito
BO EN20-RJS38	Bonito	Turbidito
CH NA20-RJS46	Cherne	Turbidito
CH EN30-RJS25	Cherne	Turbidito
CH EN20-RJS80	Cherne	Turbidito
CH NA20/30	Cherne	Turbidito
CH EN20-RJS34	Cherne	Turbidito
CG EN/BR10	Congro	Calcário
CO EN10	Corvina	Turbidito
CO EN20	Corvina	Turbidito
ENO MO68/70	Enchova Oeste	Turbidito
ENO MO20-EN13	Enchova Oeste	Turbidito
ESP CRP200-RJS424	Espadarte	Turbidito
ESP CRT200-RJS422	Espadarte	Turbidito

UN-RIO	
Campos	Rochas Reservatório
Albacora Leste	Turbidito
Barracuda	Turbidito
Caratinga	Turbidito
Frade	Turbidito
Marlim Leste	Turbidito
Marlim Sul	Turbidito
Roncador	Turbidito

UN-BC	
Campos	Rochas Reservatório
Badejo	Coquinas e Basalto
Bijupira	Turbidito
Bonito	Turbidito e Carbonatos
Carapeba	Turbidito
Enchova	Turbidito e Carbonatos
Garoupa	Calcário
Linguado	Coquinas
	Calcário
	Basalto
Moréia	Turbidito
Namorado	Turbidito
NE Namorado	Turbidito
Selema	Turbidito
Trilha	Coquinas

ESP ESP/CRP	Espadarte	Turbidito	Vermelho	Turbidito
GPN EN40	Garoupinha	Turbidito	Viola	Turbidito
GPN EN20	Garoupinha	Turbidito	Voador	Turbidito
GPN EN10	Garoupinha	Turbidito		
GPN EN30	Garoupinha	Turbidito		
MLH EN/BR-RJS346D	Malhado	Turbidito		
MLH EN-MLH01	Malhado	Turbidito		
MLH EN-RJS345	Malhado	Turbidito		
MA CRP-MA11	Marimbá	Turbidito		
MA EN	Marimbá	Turbidito		
MA CRP-RJS284	Marimbá	Turbidito		
MRL MRL10-RJS219	Marlim	Turbidito		
PM EN-PM25D	Pampo	Calcário e Coquina		
PA EN20	Parati	Turbidito		
PG CRP10	Pargo	Turbidito		
PG CRP30	Pargo	Turbidito		
PG CRP20	Pargo	Turbidito		
PU EN-RJS186A	Pirauna	Turbidito		
PU EN-RJS233	Pirauna	Turbidito		
PU CRP	Pirauna	Turbidito		
VM EN10-VM18D	Vermelho	Turbidito		
VM EN20/30/40	Vermelho	Turbidito		
VL EN30	Viola	Turbidito		
VL EN10/20/30	Viola	Turbidito		
VL EN10/20	Viola	Turbidito		
VD MRL-RJS403	Voador	Turbidito		
VD MRL-RJS377	Voador	Turbidito		

Classificação dos insumos segundo a Petrobras

Insumos	Unidades	Observações
Porosidade	%	Boa - entre 20% e 25%
Permeabilidade	mD	Muito boa - entre 100 mD e 1000 mD

Anexo B – Planilha consolidada

Local	CAMPO	POROSIDADE MÉDIA AO ÓLEO (%)	Permeabilidade (mD)	ROCHA RESERVATÓRIO	FR
BC	Albacora	28	1000	Turbidito	40,37%
BC	Albacora	19	100	Turbidito	36,03%
RIO	Leste	30	3300	Turbidito	-
RIO	Leste	31	1650	Turbidito	-
BC	Anequim	22,4	1100	Turbidito	55,94%
BC	Anequim	24	1100	Turbidito	7,20%
BC	Badejo	12,5	250	Coquinas e Basalto	33,35%
BC	Bagre	23	400	Turbidito	16,00%
BC	Bagre	23	400	Turbidito	74,41%
BC	Bagre	22	600	Turbidito	53,78%
BC	Bagre	22	600	Turbidito	19,25%
BC	Bicudo	28	1000	Turbidito	-
BC	Bicudo	28	1000	Turbidito	-
BC	Bicudo	28	1000	Turbidito	-
BC	Bicudo	28	1000	Turbidito	-
BC	Bicudo	30	2700	Turbidito	35,61%
BC	Bicudo	30	600	Turbidito	48,59%
BC	Bicudo	30	500	Turbidito	15,23%
BC	Bonito	27	1000	Turbidito	29,02%
BC	Bonito	20,5	3000	Turbidito	16,92%
BC	Bonito	27	1000	Turbidito	44,50%
BC	Bonito	27	500	Turbidito	4,85%
RIO	Barracuda	30	100	Turbidito	-
RIO	Barracuda	25,7	500	Turbidito	-
RIO	Barracuda	23	500	Turbidito	-
RIO	Barracuda	25,8	800	Turbidito	-
RIO	Barracuda	32,7	2000	Turbidito	-
RIO	Barracuda	33,8	1500	Turbidito	-
RIO	Barracuda	33,5	1400	Turbidito	-
RIO	Barracuda	33,6	800	Turbidito	-
BC	Congro	21	300	Calcário	15,94%
BC	Congro	22	1400	Calcário	12,59%
BC	Congro	17	1500	Calcário	-
BC	Congro	32	1500	Calcário	-

BC	Congro	32	1500	Calcário	-
BC	Congro	24	500	Calcário	2,20%
BC	Congro	24	2	Calcário	-
BC	Cherne	26	800	Turbidito	46,30%
BC	Cherne	26	800	Turbidito	42,24%
BC	Cherne	26	1000	Turbidito	39,43%
BC	Cherne	25	650	Turbidito	44,38%
BC	Cherne	25	650	Turbidito	6,87%
BC	Corvina	23	1100	Turbidito	27,74%
BC	Corvina	31	1100	Turbidito	48,66%
BC	Carapeba	20	1200	Turbidito	-
BC	Carapeba	20	800	Turbidito	28,55%
BC	Carapeba	20	1100	Turbidito	0,32%
BC	Carapeba	20	1100	Turbidito	-
BC	Carapeba	25	450	Turbidito	-
RIO	Caratinga	29,7	3530	Turbidito	-
RIO	Caratinga	29,7	3530	Turbidito	-
RIO	Caratinga	29,7	3530	Turbidito	-
RIO	Caratinga	34,7	3100	Turbidito	-
BC	Enchova	26	1300	Turbidito e Carbonatos	-
BC	Enchova	25	700	Turbidito e Carbonatos	-
BC	Enchova	28	-	Turbidito e Carbonatos	-
BC	Enchova	30	700	Turbidito e Carbonatos	-
BC	Enchova	21	50	Turbidito e Carbonatos	-
BC	Oeste Enchova	33	1000	Turbidito	33,38%
BC	Oeste Enchova	32	1000	Turbidito	16,12%
BC	Oeste Enchova	21	1000	Turbidito	-
BC	Oeste Enchova	30	1000	Turbidito	7,27%
BC	Oeste Enchova	31	-	Turbidito	-
BC	Oeste Enchova	21	1000	Turbidito	-
BC	Oeste Enchova	24	1000	Turbidito	23,93%
BC	Oeste Enchova	23	1500	Turbidito	16,05%
BC	Oeste	16	300	Turbidito	-

BC	Enchova Oeste	24,8	700	Turbidito	6,34%
BC	Enchova Oeste	29	1500	Turbidito	19,81%
BC	Enchova Oeste	31	1000	Turbidito	26,05%
BC	Enchova Oeste	26,5	400	Turbidito	-
RIO	Frade	30	2500	Turbidito	-
RIO	Frade	30	2500	Turbidito	-
RIO	Frade	30	2500	Turbidito	-
BC	Garoupa	18	100	Calcário	22,27%
BC	Garoupinha	15	1200	Turbidito	29,90%
BC	Garoupinha	15	230	Turbidito	25,83%
BC	Garoupinha	15	800	Turbidito	53,78%
BC	Garoupinha	15	500	Turbidito	6,37%
BC	Linguado	23	540	Coquinas	-
BC	Linguado	22	100	Coquinas	11,03%
BC	Marimbá	28	1500	Turbidito	14,14%
BC	Marimbá	28	1500	Turbidito	61,59%
BC	Marimbá	21	2600	Turbidito	45,29%
BC	Marimbá	28	70	Turbidito	-
BC	Marimbá	30	-	Turbidito	-
BC	Malhado	25	1500	Turbidito	31,75%
BC	Malhado	26	2500	Turbidito	42,48%
BC	Malhado	22	300	Turbidito	-
BC	Malhado	24	500	Turbidito	44,40%
RIO	Marlim Leste	29,5	2000	Turbidito	-
RIO	Marlim Leste	32	2000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	31	2500	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	25,5	180	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	26,7	1000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	21,6	1900	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	33	2000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	27,7	2400	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	28,5	2000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	32,3	3000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	30	2500	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	33	2000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	30	2000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	31	3800	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	29,5	4800	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	28	1500	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	33,2	2000	Turbidito	-
RIO	Marlim Sul	26,8	3000	Turbidito	-

BC	Moréia	28	500	Turbidito	12,59%
BC	Moréia	27	1338	Turbidito	28,20%
BC	Moréia	22,5	1100	Turbidito	19,67%
BC	Marlim	29,4	2500	Turbidito	40,98%
BC	Marlim	28,7	2500	Turbidito	-
BC	Namorado	26	800	Turbidito	-
BC	Namorado	22	500	Turbidito	-
BC	Namorado	25	650	Turbidito	-
BC	Namorado	25	500	Turbidito	43,92%
BC	Namorado	25	500	Turbidito	55,99%
	NE				
BC	Namorado	23,2	150	Turbidito	-
BC	Parati	23	1200	Turbidito	-
BC	Parati	23	230	Turbidito	50,76%
BC	Pargo	19,2	200	Turbidito	29,62%
BC	Pargo	22	1000	Turbidito	34,55%
BC	Pargo	21	1500	Turbidito	32,41%
BC	Pampo	30	5000	Calcário e Coquina	20,72%
BC	Pampo	29	200	Calcário e Coquina	2,59%
BC	Pampo	33	-	Calcário e Coquina	-
BC	Pampo	25	500	Calcário e Coquina	26,23%
BC	Pirauna	28	2700	Turbidito	49,89%
BC	Pirauna	29	1700	Turbidito	43,77%
BC	Pirauna	28	2000	Turbidito	46,59%
RIO	Roncador	30	300	Turbidito	-
RIO	Roncador	30	600	Turbidito	-
BC	Voador	30	1500	Turbidito	14,74%
BC	Voador	30	1500	Turbidito	14,30%
BC	Viola	20	500	Turbidito	47,29%
BC	Viola	21	300	Turbidito	29,97%
BC	Viola	21	100	Turbidito	22,81%
BC	Vermelho	23	900	Turbidito	11,17%
BC	Vermelho	23	900	Turbidito	42,31%
BC	Vermelho	23	1400	Turbidito	-
BC	Vermelho	22	800	Turbidito	-