



Caracterização de Rochas Reservatório na Exploração e Produção de Petróleo

Ivan Mendes Sales

Projeto Final de Curso

Orientador:

Prof. Ricardo Pires Peçanha, Ph. D.

Fevereiro de 2011

CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS RESERVATÓRIO NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Ivan Mendes Sales

Projeto Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção dos graus de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Heitor Victor Ribeiro Camargo, Dr. Eng.

Luiz Fernando Lopes R. Silva, D.Sc.

Vinicius de França Machado, M.Sc.

Orientado por:

Ricardo Pires Peçanha, Ph.D.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Fevereiro de 2011

Ficha Catalográfica

Sales, Ivan.

Caracterização de Rochas Reservatório na Exploração e Produção de Petróleo/Ivan Mendes Sales. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2010. xii, 53

Orientador: Ricardo Pires Peçanha, Ph. D.

1. Petrofísica. 2. Rocha reservatório. 3. Permeabilidade relativa. 4. Pressão capilar por centrífuga. 5. Projeto Final de curso (Graduação – UFRJ/EQ). 6. Ricardo Pires Peçanha.

I. Caracterização de rochas reservatório na exploração e produção de petróleo

Dedicatória

Dedico este trabalho a Deus, que me deu as ferramentas necessárias a conclusão deste trabalho, e a meus pais que me orientaram na utilização delas.

Citação

*“The more things you get, the more you want
Just trade in one for another
Working so hard to make it easy, got to turn
Come on, turn this thing around.”*

Van Halen

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a todos os amigos da gerência TRA da PETROBRAS/CENPES e em especial ao grupo de petrofísica, que possibilitou e viabilizou a realização deste trabalho.

À minha família que contribuiu, me deu estrutura, motivação e paciência para que pudesse finalizar o trabalho.

Ao professor Ricardo Peçanha que sempre me deu o apoio e orientação tanto nas disciplinas cursadas, quanto na vida acadêmica.

E por fim, a minha namorada que teve enorme paciência, compreensão e colaboração.

Esses quatro foram os pilares sobre os quais este trabalho foi construído.

Resumo do Projeto Final de Curso apresentado à escola de Química como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Químico.

CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS RESERVATÓRIO NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Ivan Mendes Sales

Fevereiro, 2011

Orientador: Ricardo Pires Peçanha, Ph. D.

A exploração e produção de petróleo é um ramo de negócio extremamente lucrativo, porém arriscado. Para diminuir os riscos envolvidos necessita-se de uma estrutura que permita a previsão dos resultados da exploração e produção de reservatórios de petróleo e gás natural.

Para isso utilizam-se ensaios laboratoriais de caracterização de amostras de rocha reservatório quanto a seu comportamento mediante o escoamento de fluidos. Neste trabalho foram caracterizadas cinco amostras de um mesmo poço produtor de petróleo, tendo sido realizados ensaios de determinação de permeabilidade absoluta e porosidade para determinação do comportamento do reservatório, desprezando a interação com os fluidos.

Foi também determinada a relação entre a saturação da rocha e a pressão capilar a qual esta está submetida quando saturada por mais de um fluido, bem como a permeabilidade relativa, esta de grande importância para a recuperação de petróleo. O modelo mais adequado ao comportamento da permeabilidade relativa em função da saturação foi o Corey. Essa caracterização permitirá que sejam feitas previsões da produção e duração da exploração do reservatório, permitindo a tomada de decisões com base no estudo das amostras testadas.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABELAS	10
NOMECLATURA	11
Capítulo 1 - Introdução	1
Capítulo 2 - Fundamentos Teóricos	4
2.1 - Porosidade	4
2.2 - Permeabilidade	5
2.3 - Curva de Pressão Capilar	6
2.4 - Curva de Permeabilidade Relativa	7
Capítulo 3 - Materiais e Métodos	9
3.1 - Petrofísica básica	9
3.1.1 - Medição do volume de sólidos e da porosidade	9
3.1.2 - Medição da permeabilidade absoluta	10
3.2 - Petrofísica Especial	11
3.2.1 - Saturação e ensaio de pressão capilar	11
3.2.2 - Ensaio de permeabilidade relativa	12
3.3 - Equipamentos e materiais	12
Capítulo 4 - Resultados e Discussão	16
4.1 - Petrofísica básica	16
4.2 - Petrofísica especial	18
4.2.1 - Pressão capilar	18
4.2.2 - Permeabilidade relativa	25
Capítulo 5 - Conclusões	35
Bibliografia	37
Apêndice A – Tabelas de resultados	39
Apêndice B – Método de Jones & Roszelle	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Porosidade de rochas	4
Figura 2-2 Curva típica de pressão capilar	7
Figura 2-3 Curva típica de permeabilidade relativa	8
Figura 3-1 Esquema de Porosímetro a gás	9
Figura 3-2 <i>Holder</i> hidrostático	10
Figura 3-3 Esquema da análise de pressão capilar por centrifugação. Fonte: COMPAM, 2009.	11
Figura 3-4 Plugue consolidado (à esquerda) e plugue encapsulado (à direita)	13
Figura 3-5 Ultra-centrífuga Beckman	14
Figura 3-6 Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em condição de laboratório. Fonte: COMPAM, 2009.	15
Figura 4-1 Perfil de saturação de uma amostra rotacionada em centrífuga	19
Figura 4-2 Curva de pressão capilar obtida e curva de pressão capilar desejada	20
Figura 4-3 Efeito Radial da Pressão Capilar ao longo da amostra	21
Figura 4-4 Efeito Gravitacional da Pressão Capilar ao longo da amostra.	21
Figura 4-5 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra A. Fonte: COMPAM, 2009.	22
Figura 4-6 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra B. Fonte: COMPAM, 2009.	22
Figura 4-7 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra D. Fonte: COMPAM, 2009.	23
Figura 4-8 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra E. Fonte: COMPAM, 2009.	23
Figura 4-9 Curvas de pressão capilar contra saturação de água na face da amostra. Fonte: COMPAM, 2009.	24
Figura 4-10 Relação da permeabilidade com S_{wi}	25
Figura 4-11 Curva de produção acumulada (verde) e curva de queda de pressão (vermelha)	26

Figura 4-12 Curva de permeabilidade relativa da amostra B obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte: COMPAM, 2009.	29
Figura 4-13 Curva de permeabilidade relativa da amostra B obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.	29
Figura 4-14 Curva de permeabilidade relativa da amostra C obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte: COMPAM, 2009.	30
Figura 4-15 Curva de permeabilidade relativa da amostra C obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.	30
Figura 4-16 Curva de permeabilidade relativa da amostra D obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte:COMPAM, 2009.	31
Figura 4-17 Curva de permeabilidade relativa da amostra D obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.	31
Figura 4-18 Curva de permeabilidade relativa da amostra E obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte: COMPAM, 2009.	32
Figura 4-19 Curva de permeabilidade relativa da amostra B obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.	32
Figura 4-20 Curvas de permeabilidade para as amostras testadas pelo método do ajuste de histórico utilizando o modelo de Corey. Fonte: COMPAM, 2009.	33
Figura B-1 – Gráfico de saturação média em função do número de volumes porosos de água injetados	45
Figura B-2 – Gráfico de saturação média em função do número de volumes porosos de água injetados (produção tardia)	47
Figura B-3 – Gráfico de saturação média em função do inverso do número de volumes porosos de água injetados	48

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 Propriedades físicas dos fluidos	13
Tabela 4-1 Resultados dos ensaios de petrofísica de rotina	16
Tabela 4-2 Índice de saturação das amostras de rocha	18
Tabela 4-3 Ponto terminal para cada amostra nos ensaios de permeabilidade relativa	34
Tabela A-1 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra A	39
Tabela A-2 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra B	39
Tabela A-3 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra D	39
Tabela A-4 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra E	39
Tabela A-5 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra E	2
Tabela A-6 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra D	2
Tabela A-7 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra B	38
Tabela A-8 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra C	38
Tabela A-9 Dados da curva de pressão capilar na face x saturação de água na face	39
Tabela A-10 Dados obtidos após ajuste de histórico com modelo Corey – Amostras B e D	39
Tabela A-11 Dados obtidos após ajuste de histórico com modelo Corey – Amostras E e C	40

NOMECLATURA

LETRAS LATINAS

Símbolo	Descrição	Unidade
<i>A</i>	Área da face do plugue	cm ²
<i>D</i>	Diâmetro da amostra de rocha	cm
<i>F</i>	Fluxo fracionário	-
<i>FR</i>	Fator de recuperação de óleo	-
<i>IS</i>	Índice de saturação de água	-
<i>K</i>	Permeabilidade	mD
<i>Kr</i>	Permeabilidade relativa	-
<i>L</i>	Comprimento do plugue	cm
<i>m</i>	Massa da amostra de rocha	g
<i>n</i>	Expoente da curva Corey	-
<i>Ni</i>	Número de volumes porosos de fluido injetado	cm ³
<i>Np</i>	Número de volumes porosos de óleo injetado	cm ³
<i>Nw</i>	Número de volumes porosos de água injetados	cm ³
<i>P</i>	Pressão	psi
<i>Pc</i>	Pressão capilar	psi
<i>Q</i>	Vazão	cm ³ /min
<i>S</i>	Saturação pontual de água	-
<i>Sor</i>	Saturação de óleo residual	-
<i>Sw</i>	Saturação de água	-

S_wD	Saturação de água adimensionalizada	-
S_{wi}	Saturação de água irreduzível	-
V	Volume de uma rocha	cm ³
V_{CC}	Volume de câmara cheia	cm ³
V_{CV}	Volume de câmara vazia	cm ³
V_L	Volume de linha	cm ³
V_p	Volume poroso	cm ³
V_{PL}	Volume de poros e da linha	cm ³
V_s	Volume de sólidos	cm ³
V_{te}	Volume total efetivo	cm ³
V_{tg}	Volume total geométrico	cm ³
ΔP	Diferencial de pressão ao longo do plugue	psi
S_M	Saturação média de água	-
r	Raio do plugue em relação ao centro do rotor	cm

LETRAS GREGAS

Símbolo	Descrição	Unidade
λ	Mobilidade do fluido	mD/cP
ρ	Densidade	g/cm ³
ϕ	Porosidade da rocha	-
μ	Viscosidade dinâmica	cP
$\Delta\rho$	Diferença de densidades entre água e óleo	g/cm ³
ω	Velocidade angular	Rad/s

SUBSCRITOS

Símbolo	Descrição
<i>1</i>	Face de entrada do plugue
<i>2</i>	Face de saída do plugue
<i>abs</i>	Apenas gás na amostra
<i>atm</i>	Atmosférica
<i>b</i>	Determinado fluido
<i>EF</i>	Efetivo
<i>max</i>	Máximo
<i>o</i>	Óleo
<i>w</i>	Água
<i>x</i>	Coordenada cartesiana na direção x
<i>y</i>	Coordenada cartesiana na direção y
<i>z</i>	Coordenada cartesiana na direção z

LISTA DE SIGLAS

AIME	<i>American Institute of Mining Engineers</i>
BT	<i>Breakthrough</i>
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>

Capítulo 1 - Introdução

O registro da participação do petróleo na vida do homem remonta a tempos bíblicos. Na antiga Babilônia, os tijolos eram assentados com betume, o qual era, também, largamente utilizado pelos fenícios na calafetação de embarcações. Este petróleo era retirado de depósitos naturais encontrados na superfície ao redor do mundo (THOMAS, 2001).

Desde o começo do século XX o petróleo veio se firmando como principal fonte energética devido, em parte, à alta demanda por combustível automotivo e pela petroquímica, respondendo, hoje, por cerca de 35% do consumo energético do planeta (FREUND; KAARSTAD, 2007).

A exploração e produção de petróleo, ainda que seja uma atividade de capital intensivo, é extremamente lucrativa, compensando, assim, os grandes riscos nela envolvidos. Entre esses riscos encontra-se principalmente o risco exploratório e as dificuldades de produção associadas a fatores diversos, tais como profundidade da formação portadora de petróleo e propriedades da rocha reservatório determinantes da produção do poço.

Assim como em qualquer investimento, na exploração de petróleo procura-se minimizar riscos obtendo informações cada vez mais precisas que possibilitem a tomada de decisões e previsões acerca de seus resultados.

Nesse contexto, a engenharia de reservatórios constitui uma subárea de extrema importância na engenharia de petróleo. Os engenheiros, geólogos e geofísicos de petróleo, assim como outros profissionais que atuam na engenharia de reservatórios, utilizam informações sobre as propriedades e características das rochas e dos fluidos contidos nas formações portadoras de petróleo, bem como sobre o seu comportamento passado (no caso de parte dos fluidos já ter sido produzida), buscam identificar o potencial de produção das rochas portadoras de petróleo e aplicar diferentes métodos que possam maximizar os ganhos a serem obtidos na exploração de campos de petróleo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Um reservatório de petróleo pode ser encontrado tanto na superfície como a milhares de metros de profundidade, e pode conter óleo, gás (seco ou úmido) e água. A interação de todos esses componentes com a rocha que os armazena gera dificuldades nas previsões e simulações de escoamento.

Encontrar o reservatório é tarefa inicialmente realizada através das ferramentas de prospecção geofísicas e geológicas, cuja resposta não é garantia de presença ou ausência de óleo.

Nesse cenário de incertezas inerentes à produção de petróleo há métodos que minimizam tais riscos diminuindo a incerteza sobre reservas petrolíferas, permitindo a avaliação das formações após a etapa de prospecção. Tais métodos diferenciam-se pelas suas capacidades de previsão, metodologia, tempo de resposta e pelo custo inerente. A avaliação de formações é, portanto, um estudo que visa definir qualitativamente e quantitativamente o potencial de uma jazida petrolífera. Entre os métodos de avaliação pode-se citar a perfilagem a poço aberto, teste de formação a poço aberto, teste de pressão a poço revestido e perfilagem de produção. O método tratado no presente texto é o da caracterização de rochas reservatório por análises petrofísicas diretamente de rochas retiradas da subsuperfície (TIAB, 2003) e inclui-se tanto na etapa exploratória do poço quanto na etapa de produção.

Os reservatórios de petróleo podem ser modelados e simulados de acordo com suas características de escoamento, porosidade e saturação. Fazer isso demanda muito tempo e esforço, que cresce exponencialmente com a qualidade da simulação. Uma alternativa a esse imenso esforço é fazer modelagens de reservatórios baseadas em métodos estatísticos, onde se atribui a uma porção do reservatório características pontuais. Essas características pontuais são obtidas da análise de pequenos fragmentos de rocha em laboratório, isto é, através de análises petrofísicas.

As análises petrofísicas consistem em uma seqüência de etapas na qual se determina o comportamento de uma amostra quando escoam por ela diferentes fluidos. A primeira propriedade da amostra a ser determinada é a porosidade (ϕ), que por ser de medida rápida é, muitas vezes, a única a ser feita na fase exploratória. Esta medida permite conhecer o volume máximo de óleo que pode ser encontrado em um reservatório, uma vez que se conheça seu volume. Reservatórios que apresentam altas porosidades têm grandes chances de conter um grande volume de óleo, apesar de não ser garantida a facilidade de sua obtenção.

Para conhecer quão fácil é retirar o petróleo do reservatório recorre-se à determinação da permeabilidade da rocha (K), pois esta é uma medida da facilidade com que um fluido atravessa a rocha. No entanto, diferentes valores de permeabilidade são possíveis, uma vez que a rocha pode se encontrar em diferentes estados de saturação de fluidos. Uma forma de se poder avaliar um reservatório rapidamente é realizar a medida de permeabilidade absoluta

(permeabilidade quando apenas um fluido satura a rocha) ao nitrogênio. Este ensaio é rápido e, juntamente com o teste de porosidade, podem dar uma boa idéia do comportamento do reservatório após ser iniciada a produção.

Apesar das medidas acima citadas serem rápidas e precisas, elas não representam necessariamente o escoamento dos fluidos do reservatório em particular, pois as mesmas utilizam nitrogênio, o qual não interage com a rocha. Por este motivo, quando se necessita de maior precisão em relação à rocha portadora de petróleo e sua interação com os fluidos nela contidos, recorre-se aos testes de pressão capilar (P_c) e permeabilidade relativa (K_r).

O teste de pressão capilar gera uma curva na qual se relaciona a pressão capilar a que a amostra de rocha está submetida à sua saturação de fluidos (normalmente saturação de água). Este perfil mostrará o comportamento do reservatório submetido a diferentes pressões e permitirá conhecer a saturação de água irreduzível, isto é, a água que permanece na amostra mediante a aplicação de uma pressão capilar infinita (na prática esta pressão não pode ser atingida) de outro fluido sobre ela.

O gráfico de permeabilidade relativa versus saturação de água, conhecido como curva de permeabilidade relativa, constitui uma das análises mais úteis na previsão do escoamento em um reservatório, além de gerar parâmetros que serão utilizados na modelagem estatística e nos simuladores numéricos. Este teste de permeabilidade ocorre com injeção de água e óleo numa amostra com uma saturação de fluidos conhecida. É usual realizar testes no qual uma amostra saturada de óleo tem seu perfil de saturação alterado por uma injeção de água com vazão constante.

As análises de pressão capilar e permeabilidade são mais demoradas, só sendo utilizadas quando se necessita de maiores informações sobre a interação da rocha com os fluidos.

Este trabalho visa caracterizar cinco amostras de rocha reservatório retiradas de testemunhos e determinar seu comportamento mediante o escoamento de diferentes fluidos através de análises petrofísicas. De fundamental importância, além das curvas obtidas experimentalmente, são os parâmetros determinados após o tratamento matemático que os dados experimentais receberão.

Capítulo 2 - Fundamentos Teóricos

2.1 - Porosidade

Grãos de areia e de materiais carbonáticos, principais componentes das rochas reservatório, nunca se encaixam perfeitamente devido ao alto grau de irregularidade na forma das partículas. O espaço vazio criado entre os grãos, chamado espaço poroso ou intersticial, é ocupado por fluidos (líquidos ou gases). A porosidade (ϕ) da rocha reservatório é definida como a fração do volume total do reservatório que não é ocupada pelos sólidos (TIAB, 2003). Portanto esta medida é de grande valor na previsão da viabilidade da produção de um reservatório, e pode ser calculada por

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2-1)$$

onde V_p é o volume poroso e V_t o volume total da amostra.

Uma amostra de rocha reservatório pode apresentar valores de porosidade de 5% a 40%; no entanto, normalmente ela se apresenta na faixa de 10% a 20% (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Durante os processos geológicos de sedimentação e litificação, alguns poros vazios ficam isolados dos demais devidos a fatores como cimentação e compactação. Portanto, há poros interconectados, enquanto outros permanecem isolados. A porosidade decorrente desses dois tipos de poros é chamada absoluta, para todos os poros (interconectados ou não), e efetiva (apenas os interconectados) (TIAB, 2003). Esta última é a de interesse nas medições, pois prevê o espaço aberto ao escoamento e, conseqüentemente a retirada de óleo do reservatório.

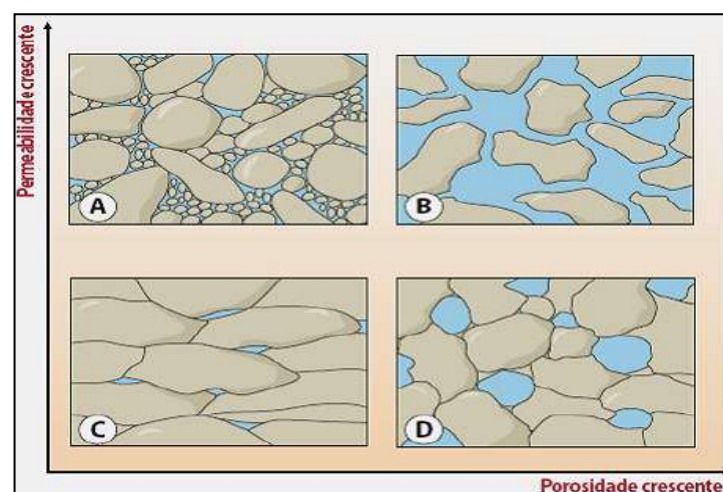


Figura 2-1 Porosidade de rochas

2.2 - Permeabilidade

Permeabilidade é uma propriedade do meio poroso que mede a facilidade do mesmo ser atravessado por um fluido. A permeabilidade da rocha é uma propriedade muito importante porque controla o movimento direcional e a vazão dos fluidos no reservatório (AHMED, 2006). É uma propriedade intrínseca da rocha, independente do fluido.

A equação mais utilizada para o escoamento de fluidos em meios porosos foi obtida por Henry Darcy ao estudar o escoamento de água em filtros de areia. Essa equação adaptada para exprimir o fluxo de fluidos viscosos é assim expressa: “A vazão através de um meio poroso é proporcional a área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade.” (DARCY, 1856).

A equação pode ser assim expressa:

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (2-2)$$

onde Q representa a vazão volumétrica de fluido que atravessa a rocha, μ é a viscosidade dinâmica do fluido, L é o comprimento da rocha na direção do escoamento, A é a área transversal ao escoamento e ΔP o diferencial de pressão ao longo do comprimento da amostra.

Essa equação, no entanto, tem algumas restrições, tais como:

- Fluxo isotérmico, laminar¹ e permanente;
- Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão;
- Meio poroso homogêneo que não reage com o fluido;

Sabe-se, no entanto, que muitas vezes tais restrições não são obedecidas, principalmente no reservatório. Tendo isso em vista, é utilizada ainda a permeabilidade efetiva de uma rocha a um fluido, que é a permeabilidade ao fluido quando a rocha está saturada por dois ou mais fluidos.

¹ O fluxo laminar deve ser substituído por fluxo Darcyniano na restrição acima, uma vez que devido a tortuosidade do meio poroso e distribuição irregular de poros é impossível obter fluxo laminar

Na forma diferencial pode ser escrita como

$$\frac{dP}{dx} = \frac{Q\mu}{AK} \quad (2-3)$$

onde a restrição da incompressibilidade pode ser retirada.

2.3 - Curva de Pressão Capilar

Quando dois líquidos imiscíveis estão em contato, existe uma força que tende a separá-los e direcionar as moléculas da interface de contato em direção ao centro da massa líquida. Dessa força nasce a pressão capilar que ocorre na interface de dois fluidos imiscíveis. Uma vez que os poros da rocha podem ser analisados como se fossem pequenos tubos capilares, na interface existente entre óleo e água pode-se fazer um balanço entre as forças de campo e as forças capilares (já que não há escoamento no caso) e calcular a pressão capilar (na forma da equação 2-5 para experimentos em centrífuga).

O volume de poros de uma rocha pode estar preenchido por um ou mais fluidos. A quantidade de cada fluido que está presente pode ser determinada pelo seu volume poroso e saturação média, definida como

$$S_M = \frac{1}{V} \int S(x, y, z) \, dv \quad (2-4)$$

onde S_M representa a saturação média da amostra, S a saturação pontual de coordenadas x , y e z , definida como a razão entre o volume de fluidos e o volume de poros e V o volume da amostra.

O conhecimento da saturação de uma rocha se dá pela identificação de quais fluidos estão nela contidos e pela pressão capilar a qual estão submetidos, pois devido ao peso deles, ao empuxo e às forças capilares eles ocupam diferentes porções do reservatório. A determinação da saturação de fluidos em rocha se dá por um ensaio de pressão capilar.

Este trabalho trata da curva de pressão capilar obtida em uma centrífuga, na qual a pressão capilar em uma amostra de rocha é dada conforme segue.

$$P_c = \frac{1}{2} \Delta\rho\omega^2 (r_2^2 - r^2) \quad (2-5)$$

onde $\Delta\rho$ é a diferença de densidade entre água e óleo, ω é a velocidade de rotação da amostra, r_2 é o raio externo da amostra em relação ao eixo do rotor e r é o raio de qualquer ponto ao longo da amostra em relação ao eixo do rotor.

As curvas obtidas por este método têm o comportamento apresentado na Fig. 2-2.

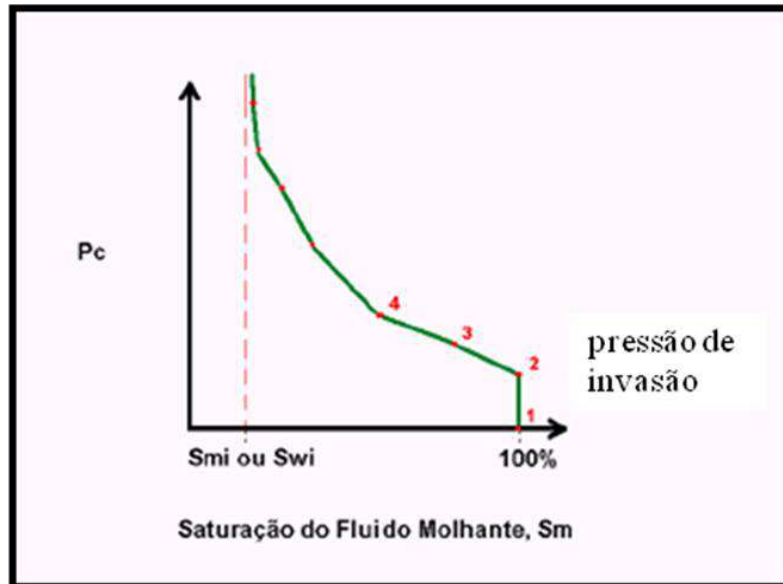


Figura 2-2 Curva típica de pressão capilar

A pressão de invasão, representada pelo ponto 2 na curva, corresponde àquela na qual o fluido que satura completamente a amostra começará a ser deslocado pelo outro.

2.4 - Curva de Permeabilidade Relativa

O conceito de permeabilidade introduzido por Darcy considera apenas um fluido saturando o meio poroso. Para se estudar o comportamento do sistema quando dois ou mais fluidos estão presentes faz-se necessário a introdu o dos conceitos de permeabilidade efetiva e de permeabilidade relativa.

Para um dado ΔP , a vazão de uma fase em um meio poroso saturado por dois ou mais fluidos   sempre menor que a vazão quando somente uma fase satura e escoar pelo meio poroso. Nesse caso, a permeabilidade passa a ser chamada de permeabilidade efetiva do meio poroso considerado ao fluido em questão. O quociente entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta do meio   denominado permeabilidade relativa ao fluido.

Uma curva de permeabilidade relativa   obtida variando a satura o dos fluidos no meio poroso e medindo a permeabilidade a cada satura o. Na prática, mede-se a varia o da pressão e volume do fluido que   deslocado em fun o do tempo.

As curvas obtidas são mostradas na Fig. 2-3, onde K_{ro} é a permeabilidade relativa ao óleo, K_{rw} é a permeabilidade relativa à água e S_w é a saturação média de água na amostra.

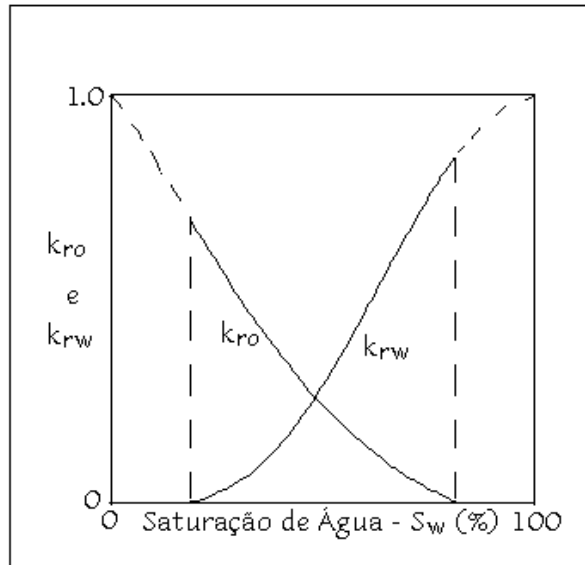


Figura 2-3 Curva típica de permeabilidade relativa

Capítulo 3 - Materiais e Métodos

As curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar que caracterizam as amostras de rocha são obtidas através de um procedimento detalhado a seguir.

A amostra de rocha utilizada para a análise é um plugue, isto é, um pequeno cilindro com diâmetro de uma polegada e meia e comprimento entre uma e duas polegadas.

O procedimento experimental é dividido em etapas, as quais seguem em ordem de realização:

3.1 - Petrofísica básica

Estas são as análises preliminares para a obtenção de dados da amostra que servirão de base para os testes seguintes. Nesta fase o único fluido utilizado é o nitrogênio, pois este não interage com a rocha.

3.1.1 - Medição do volume de sólidos e da porosidade

Nesta etapa mede-se o diâmetro (D), o comprimento (L) e a massa (m) do plugue para, então, obtermos o volume de sólidos da amostra. Para tanto, ela é colocada numa câmara metálica e cilíndrica que é, então, conectada ao porosímetro, equipamento no qual é determinado a porosidade e volume de sólidos, conforme a Fig. 3-1.

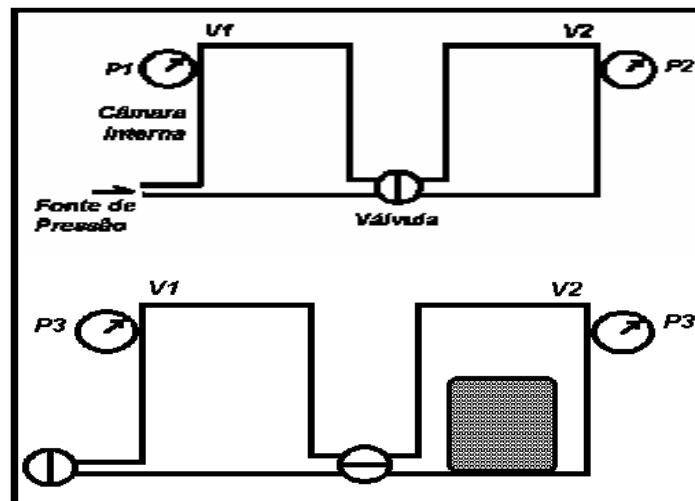


Figura 3-1 Esquema de Porosímetro a gás

A válvula de admissão de gás do equipamento é aberta para que a primeira câmara aumente sua pressão. O compartimento da amostra permanece a pressão atmosférica (P_{atm}),

só aumentando sua pressão após a abertura da válvula da amostra. Após a estabilização da pressão anota-se o volume lido diretamente no equipamento; este é o volume de câmara cheia (VCC).

Após a medida do volume de câmara cheia, deve-se medir o volume de câmara vazia (VCV) para que a diferença deles resulte no volume de sólidos (V_s). Ela é medida seguindo o procedimento acima citado, com a diferença que não deve haver amostra na câmara metálica.

O volume de sólidos de uma rocha não sofre efeitos da pressão a qual ela está submetida. Porém seu volume de poros sofre uma diminuição mediante pressão hidrostática, seja ela resultante de uma força axial (ao longo do comprimento do plugue) ou radial. Por esse motivo a medição do volume de poros é feita sob pressão hidrostática aplicada apenas na face lateral do plugue numa célula de confinamento (*holder*), conforme mostrado na Fig. 3-2.



Figura 3-2 *Holder* hidrostático

A medição do V_p é feita com o porosímetro. Contudo, nesse caso não são feitas duas medidas para cada amostra. Para evitar o excessivo trabalho utiliza-se uma linha de gás de volume conhecido (V_L) e mede-se o volume de poros mais o volume de linha (V_{PL}).

3.1.2 - Medição da permeabilidade absoluta

A permeabilidade absoluta (K_{abs}) de uma amostra é obtida a partir da medida da vazão de nitrogênio, diferencial de pressão, do diâmetro e comprimento e da viscosidade do nitrogênio na temperatura de teste.

O equipamento utilizado neste ensaio é denominado permeômetro, o qual consiste em medidor de vazão, medidor de pressão diferencial e linha de injeção e saída de nitrogênio, além da célula de confinamento.

Para a este ensaio a amostra deve estar confinada. A linha de injeção de nitrogênio e de saída deverão estar conectadas às extremidades da amostra. O holder pode ser utilizado tanto na horizontal como na vertical, pois a diferença na pressão devido a coluna de nitrogênio (caso seja utilizado na vertical) é desprezível. A válvula de admissão de nitrogênio é aberta este escoo até atingir o regime estacionário.

3.2 - Petrofísica Especial

Dá-se o nome de petrofísica especial aos ensaios laboratoriais de amostras de rocha nos quais utiliza-se líquidos, isto é, os ensaios são realizados com injeção de óleo e água em amostras previamente saturadas por outros fluidos ou não.

3.2.1 - Saturação e ensaio de pressão capilar

A amostra de rocha é encaminhada inicialmente para a saturação. Nesta, a amostra é mergulhada em água com composição semelhante a do poço de petróleo e sob vácuo, sendo pesada antes e depois desse procedimento, o qual dura cerca de dez minutos.

O teste de pressão capilar é realizado em ultracentrífuga adaptada a este tipo de ensaio. A amostra é preparada para a drenagem sendo colocada num copo metálico com um orifício no fundo pelo qual será drenada a água. Esta amostra saturada com água é submersa em óleo para que a diferença de densidade proporcione a drenagem. Abaixo do copo metálico há um copo graduado que contém a água retirada da amostra após centrifugação. Através de uma luz estroboscópica com frequência coincidente com a rotação dos copos que contém a amostra, pode-se visualizar o volume de água drenada (a diferença de cor entre água e óleo se dá pela adição de corante). Pode-se ver um esquema simplificado do copo na Fig. 3-3.

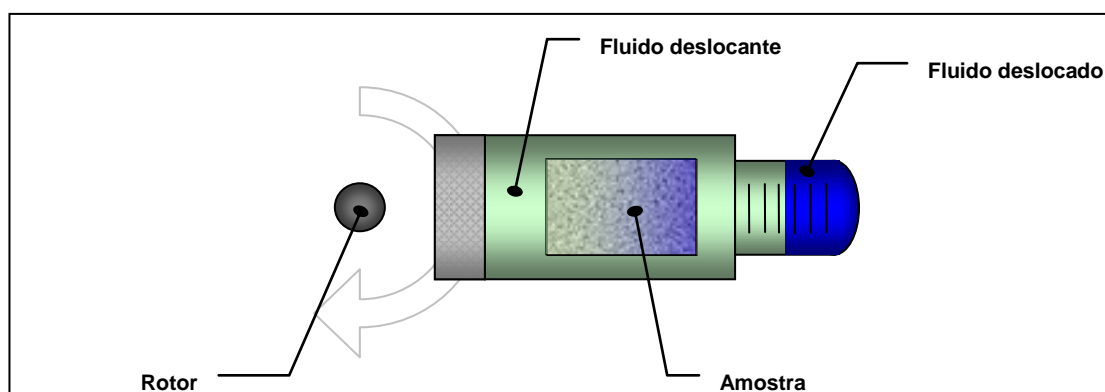


Figura 3-3 Esquema da análise de pressão capilar por centrifugação. Fonte: COMPAM, 2009.

São anotados o volume contido no copo graduado, o tempo de rotação para atingir esse volume e a rotação respectiva. O teste continua até que se obtenha a saturação de água irreduzível (S_{wi}), ponto no qual não se consegue extrair mais água da amostra.

3.2.2 - Ensaio de permeabilidade relativa

Para este experimento, a amostra deve estar sob pressão hidrostática idêntica àquela da formação. A pressão efetiva deve ser a mesma a que a amostra está submetida na formação. Esta é calculada pela diferença entre a pressão de sobrecarga (coluna de água mais coluna de sedimentos) e pressão de poros. Utiliza-se um *holder* hidrostático para aplicar tal pressão, conforme mostra a Fig. 3-2.

O teste é realizado em regime transiente, isto é, a saturação e pressão mudam ao longo do tempo. Inicia-se injetando apenas óleo numa amostra proveniente do teste de pressão capilar, estando ela, portanto, no S_{wi} . A permeabilidade efetiva ao óleo mineral é anotada e a vazão medida com proveta e cronômetro.

O ensaio propriamente dito inicia-se com a parada de injeção de óleo e simultânea injeção de água. São recolhidas provetas graduadas a intervalos de tempo constantes do efluente da amostra, o qual contém apenas óleo mineral a princípio. No momento em que é visualizada a primeira gota de água na linha de saída, anota-se volume, tempo e pressão diferencial. Este ponto é denominado *breakthrough* (*BT*) experimental. Os dados continuam a ser recolhidos após o *BT* experimental, porém com maior intervalo de tempo.

3.3 - Equipamentos e materiais

Foram selecionadas quatro amostras de rocha para estudo, as quais são plugues provenientes de uma formação de arenitos de um poço explorado pela PETROBRAS e que, por motivos de segurança da informação, não podem ser identificados. Seus códigos serão A, B, C, D e E. Ao passar do ensaio de pressão capilar para o ensaio de permeabilidade relativa a amostra A será substituída pela C devido à semelhança de características entre A, B e D. Elas são semelhantes ao plugue apresentado na Fig. 3-4.



Figura 3-4 Plugue consolidado (à esquerda) e plugue encapsulado (à direita)

Os fluidos utilizados nos testes são nitrogênio comercial, água de formação do poço, e uma mistura de óleos minerais comerciais parafínicos EMCA e Nujol. Suas características relevantes seguem na Tab. 3-1.

Tabela 3-1 Propriedades físicas dos fluidos

FLUIDOS		
Composição do óleo mineral	50% Nujol + 50% EMCA	
Densidade da água (g/cc)	1,053	@ 21 °C
Densidade do óleo (g/cc)	0,8591	@ 21 °C
Viscosidade da água (cp)	1,053	@ 21 °C
Viscosidade do óleo (cp)	62,36	@ 21 °C
Razão de viscosidades ambiente (cp)	59,22	@ 21 °C
Viscosidade da água @ T. reservatório (cp)	0,7	@ 44 °C
Viscosidade do óleo @ T. reservatório (cp)	35	@ 44 °C
Razão de viscosidades @ T. reservatório (cp)	50	@ 44 °C
Viscosidade do Nitrogênio (cP)	0,017337	@ 21 °C

Os testes de petrofísica básica são realizados com nitrogênio para que o fluido a ser injetado não tenha interação química com a rocha. O mesmo deve acontecer com o óleo mineral, apesar de que se sabe que o petróleo oriundo da formação geralmente tem grande interação com a rocha. A água utilizada, no entanto, deve ser a mesma que existe na formação ou a que será injetada para recuperação secundária.

Os dados disponíveis dos fluidos correspondem às condições de reservatório, isto é, com alta pressão e temperatura. Portanto, deve-se preservar a relação entre eles no laboratório. Para isso, recorre-se à conservação da razão de viscosidades de reservatório,

fazendo com que a razão de viscosidade do óleo e água de reservatório seja a mesma razão no laboratório. Para estas análises a razão é 50.

Todos os equipamentos utilizados nas análises são parte do laboratório de petrofísica da PETROBRAS S/A e encontram-se no seu centro de pesquisas.

Para a análise de porosidade e volume de sólidos utilizou-se um porosímetro a gás de nome ULTRAPORE 300 da marca CORELAB, o qual recebe nitrogênio a pressão de 200psig.

O ensaio de permeabilidade absoluta é realizado em permeômetro ULTRAPERM 600 também da marca CORELAB.

Para a análise da pressão capilar utilizou-se ultracentrífuga da marca BECKMAN, a qual é adaptada a trabalhos com rocha. A Fig. 3-5 mostra uma vista externa da ultracentrífuga.



Figura 3-5 Ultra-centrífuga Beckman

Para a análise de permeabilidade relativa utiliza-se uma aparelhagem simples, que consiste de transdutores de pressão diferencial YOKOGAWA com diferentes faixas de medição, sendo utilizados de acordo com a pressão de teste. A injeção de água e óleo é feita

com bombas independentes, ambas da marca JASCO, programadas para trabalhar com vazão constante. A montagem dessa aparelhagem pode ser vista na Fig. 3-6.

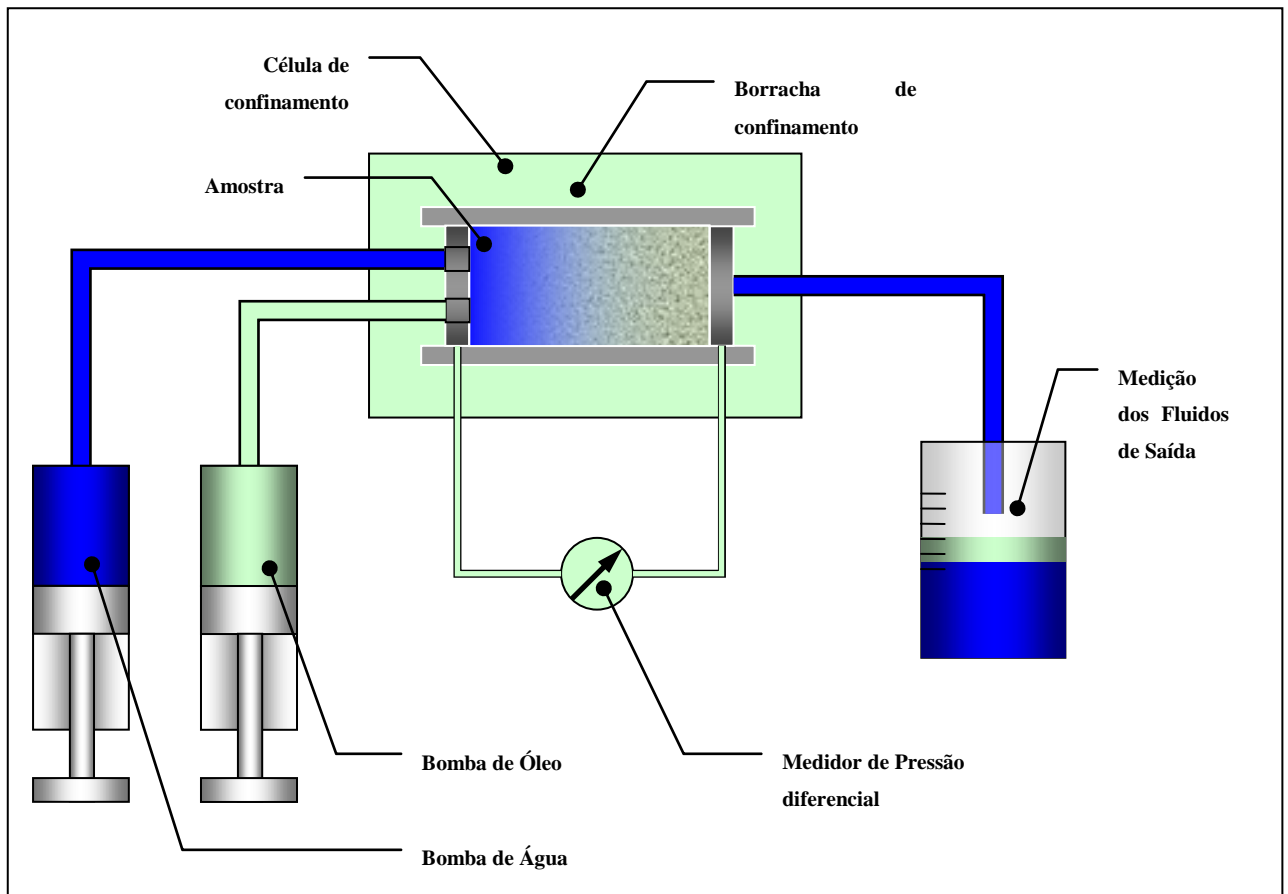


Figura 3-6 Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em condição de laboratório. Fonte: COMPAM, 2009.

Capítulo 4 - Resultados e Discussão

Os resultados, assim como os procedimentos, seguem em ordem cronológica de realização.

4.1 - Petrofísica básica

A Tab. 4-1 a seguir apresenta os resultados preliminares obtidos para as amostras de rocha reservatório analisadas. Após a tabela, estão apresentados os cálculos necessários para a obtenção dos resultados expostos.

Tabela 4-1 Resultados dos ensaios de petrofísica de rotina

Código da Amostra	Profundidade de Sondador (m)	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)	Volume total (cm ³)	Volume de sólidos (cm ³)	Massa (g)	Confinamento (psig)	Densidade (g/cm ³)	Volume de poros (cm ³)	Volume total (cm ³)
		<i>K_{abs}</i>	Φ	<i>D</i>	<i>L</i>	<i>V_{tg}</i>	<i>V_s</i>	<i>m</i>		ρ	<i>V_p</i>	<i>V_{te}</i>
A	241,6	176	17,69	3,79	3,61	40,73	32,1	84,66	500	2,64	6,81	41,91
B	243,3	235	19,87	3,80	3,66	41,51	32,27	87,04	500	2,70	8,00	40,27
C	246,9	465	22,43	3,79	3,65	41,18	31,30	82,27	500	2,63	9,05	40,35
D	263,9	85	19,12	3,67	3,52	37,24	28,97	78,28	500	2,70	6,85	35,82
E	272,4	111,1	13,18	3,77	3,64	40,63	35,52	93,93	500	2,64	5,39	40,91

O volume total geométrico (V_{tg}) é calculado em função da geometria do plugue conforme segue:

$$V_{tg} = \frac{\pi D^2}{4} L \quad (4-1)$$

O volume de sólidos (V_s) e o volume poroso (V_p) da amostra são calculados como segue:

$$V_s = VCV - VCC \quad (4-2)$$

$$V_p = VPL - VL \quad (4-3)$$

O volume total efetivo (V_{te}) é calculado pela expressão abaixo. Pode-se notar que ele é resultado de duas medições, assim como o volume total geométrico. Contudo, deve-se notar que o volume total geométrico é, por via de regra, maior que o volume efetivo. Isso se explica pela presença de poros não conectados que não são contabilizados na análise do volume poroso, enquanto o volume geométrico contabiliza tanto a porosidade efetiva quanto a não efetiva.

$$V_{te} = V_p + VS \quad (4-4)$$

A porosidade efetiva ϕ é calculada conforme segue:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + VS} \quad (4-5)$$

A expressão apresentada anteriormente para a permeabilidade absoluta, apesar de continuar válida para este caso, não leva em consideração a compressibilidade do fluido que escoar através de um meio poroso. Ela é modificada, resultando em

$$K = \frac{2\mu LP_{am}Q}{(P_1^2 - P_2^2)A} \quad (4-6)$$

onde P_1 e P_2 são as pressões na face de entrada da amostra e na face de saída, respectivamente.

Deve-se observar que a escolha das amostras representativas para o intervalo de interesse do reservatório não é aleatória. Esta segue rigoroso método no qual se considera a profundidade, fácies da rocha, que consiste num conjunto de rochas com características distintas, e permeabilidades.

4.2 - Petrofísica especial

4.2.1 - Pressão capilar

A Tab. 4-2 abaixo apresenta o resultado da saturação das amostras com água da formação.

Tabela 4-2 Índice de saturação das amostras de rocha

Amostra	Volume Poroso (cm ³)	Peso seco (g)	Peso sat. (g)	Volume Poroso por Peso (cm ³)	Índice de Saturação - IS (%)
A	6,81	84,66	91,55	6,52	95,73
B	8,00	87,00	95,41	7,96	99,47
C	9,05	82,27	91,79	9,04	99,9
D	6,85	78,23	85,66	7,03	102,63
E	5,39	93,43	98,90	5,18	96,02

Ela é calculada de acordo com a fórmula abaixo, onde se verifica o índice de saturação (IS).

$$IS = \frac{P_{sat} - P_{sec}}{\rho_w V_p} \quad (4-7)$$

onde P_{sat} é o peso da amostra saturada com água e P_{sec} da amostra seca. ρ_w é a densidade da água.

O índice de saturação situa-se normalmente na faixa de 95% a 105%. O modo de secagem do plugue, o papel utilizado, e a permeabilidade da amostra afetam seu valor.

Os dados obtidos no ensaio de pressão capilar seguem nas Tabelas A-1 a A-4. A amostra C não consta nesta etapa por ter sido incorporada após ela, em substituição a amostra A, cujas características são muito similares às amostras B e D.

A pressão capilar foi calculada com a equação 2-5 e a saturação média com a equação 2-4. A partir do conhecimento do diâmetro do rotor e do comprimento da amostra, pode-se construir curvas da pressão capilar versus a saturação média.

Entretanto, em função da variação de pressão capilar, a saturação também não é homogênea ao longo da amostra. Esta é a grande dificuldade da análise de pressão capilar por centrífuga, pois não há relação direta entre a saturação média medida e a pressão capilar calculada pela rotação ao longo da amostra.

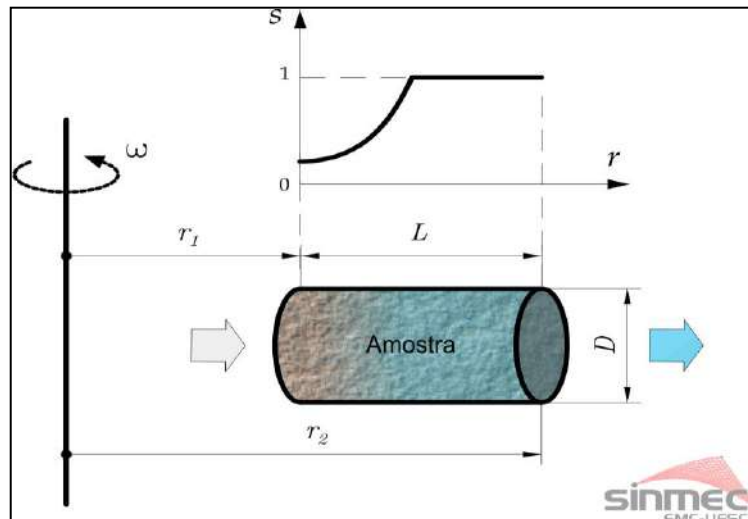


Figura 4-1 Perfil de saturação de uma amostra rotacionada em centrífuga

Para a obtenção da saturação em um determinado ponto são utilizados métodos numéricos. Vários métodos são propostos na literatura e neste trabalho é utilizado o método de Skuse (SKUSE; FIROOZABADI; RAMEY, 1992).

A saturação média é a média ponderada de todas as saturações do meio poroso.

$$S_M = \frac{4}{L\pi D^2} \int S(P_c(r, z)) dV \quad (4-8)$$

isto é, a saturação média é a integral das saturações pontuais (S) que são funções da pressão capilar (P_c), que por sua vez é função da posição (r, z) ponderada pelo volume (dV) no volume total da amostra.

A inversão da equação 4-8 pode ser bastante complicada dependendo da relação utilizada para a pressão capilar em função da posição na amostra.

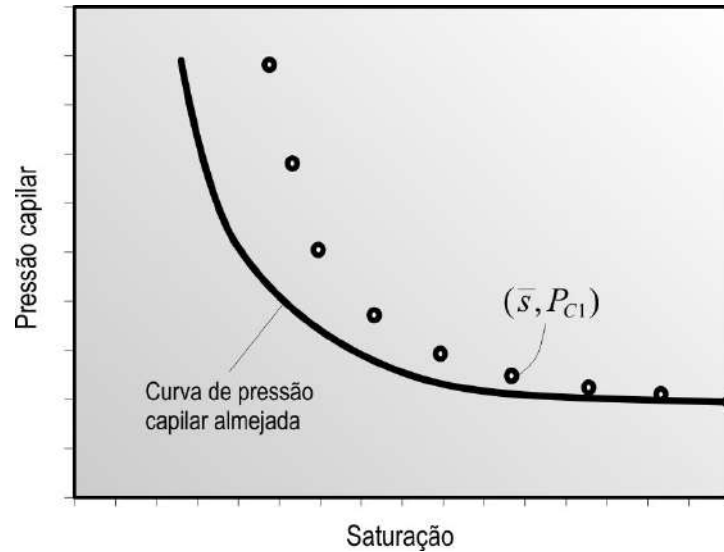


Figura 4-2 Curva de pressão capilar obtida e curva de pressão capilar desejada

O método mais simples é o de Hassler-Brunner (HASSLER; BRUNNER, 1945) que desconsidera efeitos radiais (Figura 4-3) e gravitacionais (Figura 4-4) sobre a pressão capilar ao longo da amostra. Este método é válido para amostras pequenas centrifugadas longe do eixo de rotação.

O método de Skuse desconsidera os efeitos gravitacionais, mas leva em consideração os efeitos radiais para obter a saturação em um ponto a partir da saturação média. As forças gravitacionais são pequenas para as dimensões de amostras petrofísicas, principalmente se comparadas às forças inerciais envolvidas. Assim sendo, as considerações simplificadoras do método de Skuse são bastante razoáveis.

As pressões capilares e saturações na face do plugue reportadas neste trabalho referem-se à face de entrada do fluido deslocante, calculadas utilizando a equação 2-5 (para o caso de sistemas Óleo-Água sem inversão de molhabilidade) e a solução de Skuse.

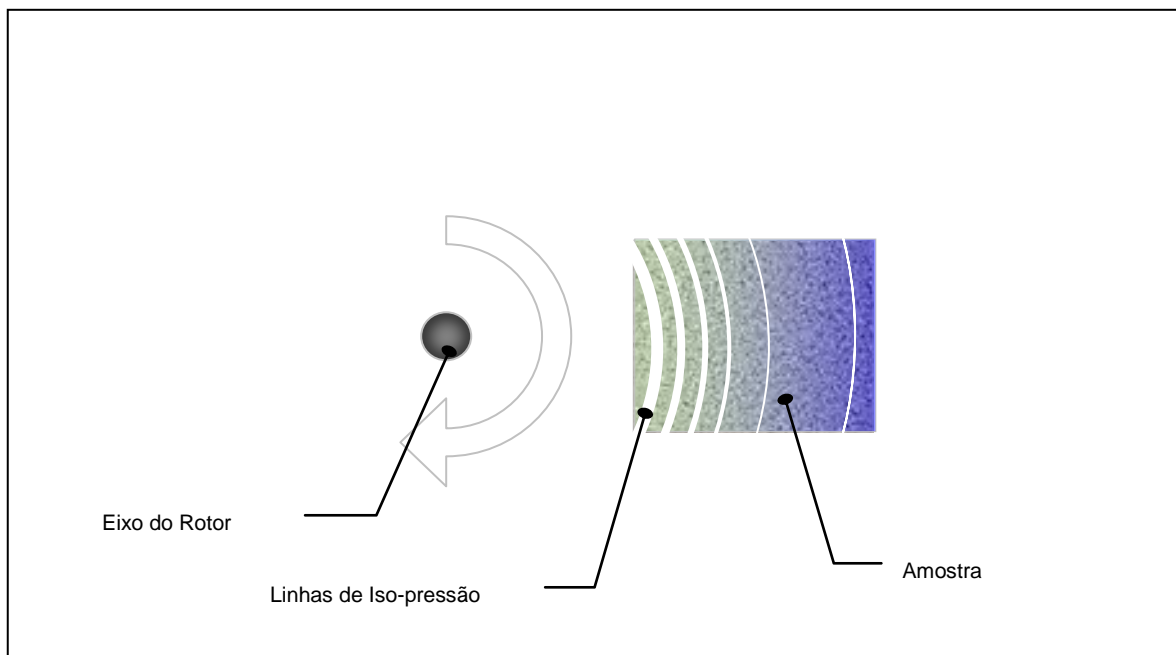


Figura 4-3 Efeito Radial da Pressão Capilar ao longo da amostra. A pressão capilar não é constante ao longo do raio da amostra. Fonte: COMPAM, 2009.

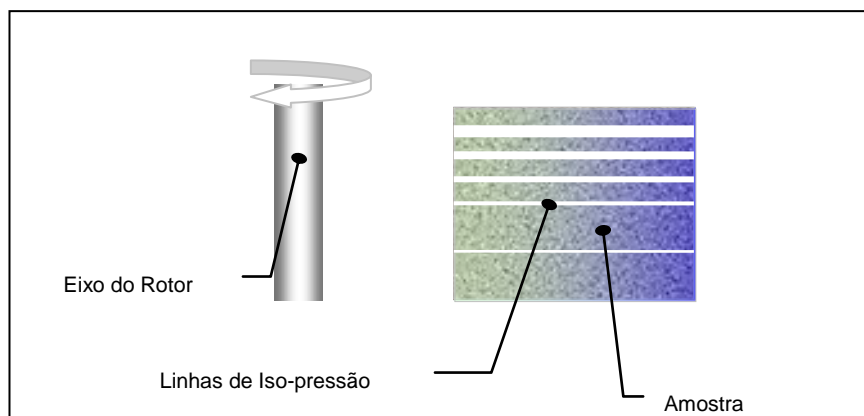


Figura 4-4 Efeito Gravitacional da Pressão Capilar ao longo da amostra. A pressão capilar não é constante² ao longo da altura (raio) da amostra. Fonte: COMPAM, 2009.

² As representações gráficas da variação da pressão capilar (Figura 4-3 e Figura 4-4) ao longo da amostra não são proporcionais à realidade dos ensaios. Principalmente na Figura 4-4 a representação é exagerada para facilitar a visualização da variação que é muito pequena.

As curvas obtidas pelo método acima citado são mostradas nas Figs. 4-5 a 4-9, nas quais a profundidade, permeabilidade e porosidade estão indicadas na legenda.

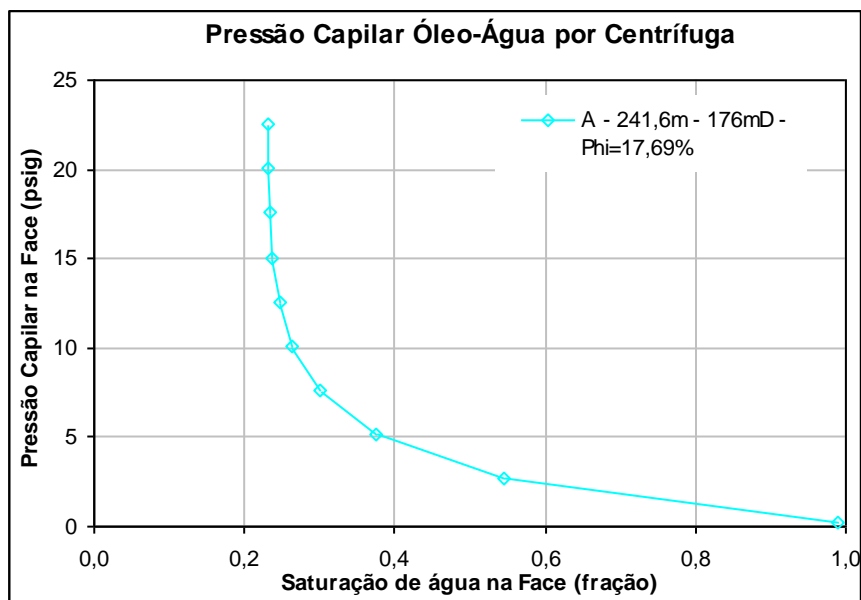


Figura 4-5 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra A. Fonte: COMPAM, 2009.

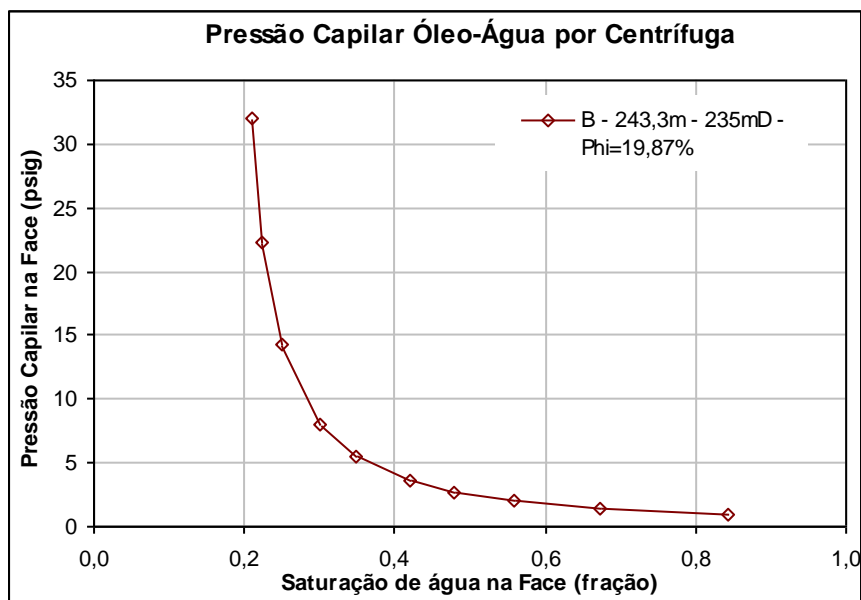


Figura 4-6 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra B. Fonte: COMPAM, 2009.

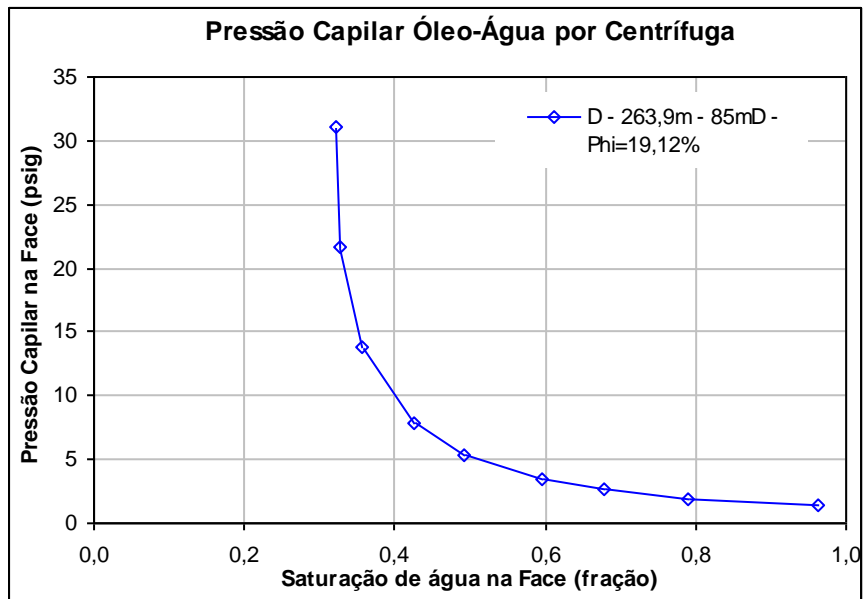


Figura 4-7 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra D. Fonte: COMPAM, 2009.

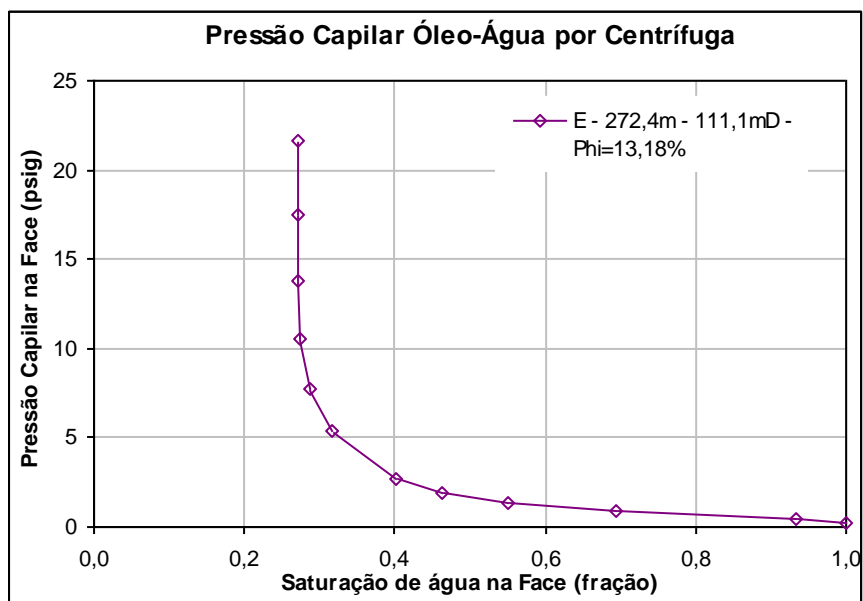


Figura 4-8 Curva de pressão capilar óleo-água da amostra E. Fonte: COMPAM, 2009.

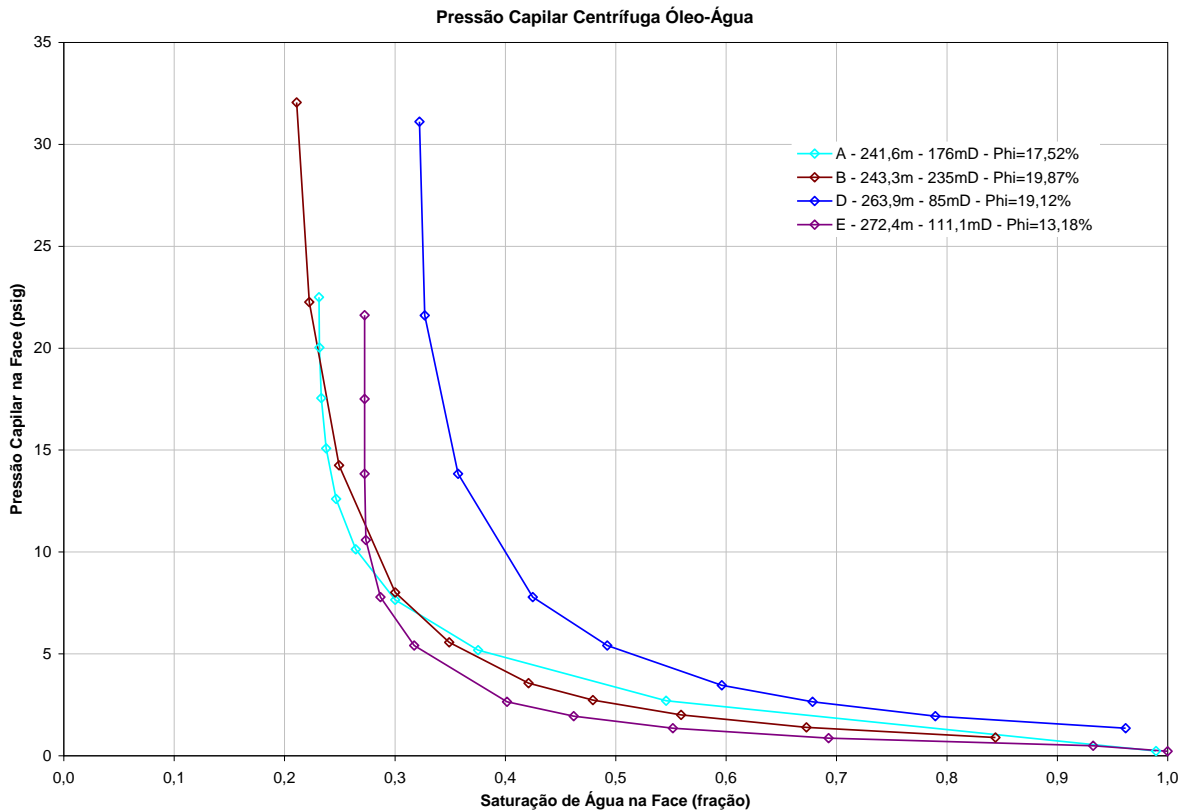


Figura 4-9 Curvas de pressão capilar contra saturação de água na face da amostra. Fonte: COMPAM, 2009.

As curvas de pressão capilar devem ser analisadas quanto a possíveis incoerências que podem esconder algum significado importante, os quais podem resultar em prejuízos na fase de produção de um reservatório caso passem despercebidos pelo crivo do avaliador. Para análise dessas curvas é necessário o conhecimento de toda a teoria anteriormente exposta, assim como experiência em tais análises.

Nas curvas da Fig. 4-9, pode-se perceber a homogeneidade de tamanho de poros, evidenciado pela ausência de “saltos” verticais. É importante salientar que tal observação é qualitativa, não se conhecendo sua real distribuição pelo ensaio realizado.

É importante observar a relação que as curvas mantêm com a permeabilidade das amostras: conforme a permeabilidade diminui, as curvas deslocam-se para a direita. A razão para esse comportamento é a relação que ambos mantêm com o tamanho dos poros presentes na amostra. Poros pequenos, em geral, resultam em menor permeabilidade e maior retenção capilar. Contudo, não há na literatura dados quantitativos que possam estabelecer uma relação numérica entre permeabilidade e saturação a uma determinada pressão capilar. Apesar disso,

costuma-se considerar amostras da mesma formação semelhantes (exceto quando há acentuada heterogeneidade) e analisá-las fazendo a comparação de permeabilidade e S_{wi} .

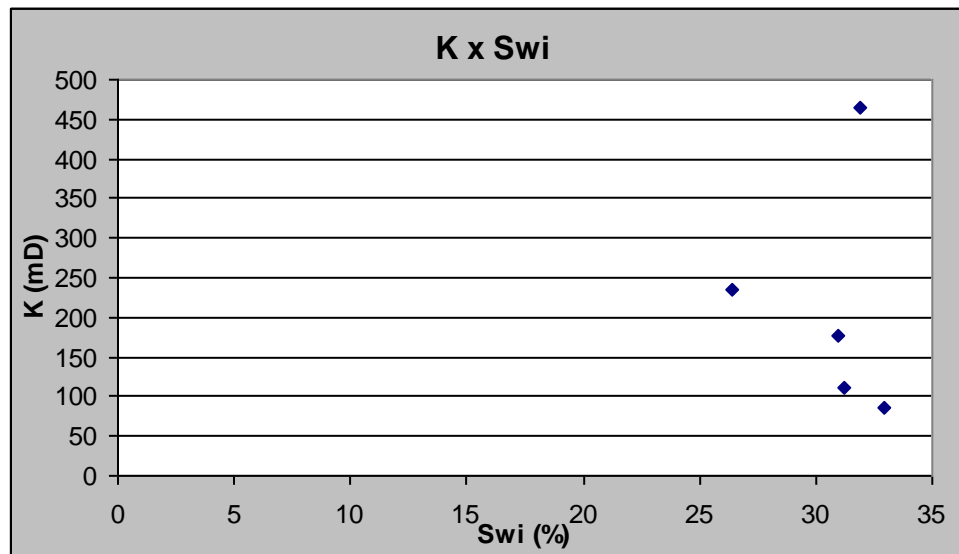


Figura 4-10 Relação da permeabilidade com S_{wi}

Ao utilizar o expediente de relacionar as curvas de pressão capilar ao tamanho dos poros, poderia se pensar em estender essa relação à profundidade e com isso fazer outras considerações. Entretanto, essa análise torna-se impossível devido à falta de padrão encontrada em outras análises semelhantes. Além disso, pela formação do reservatório ser resultado de complexos mecanismos resultantes de milhares de anos de transformações, qualquer tentativa de estabelecer um padrão seria extremamente vaga e infundada.

4.2.2 - Permeabilidade relativa

Os dados obtidos na análise de permeabilidade relativa permitem a construção de curvas de pressão e saturação de água versus o tempo. Apesar disso, tais curvas não são objeto de análise; são dados a partir dos quais serão obtidas as curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário de água. Os dados laboratoriais podem ser encontrados nas Tabelas A-5 a A-6, no Apêndice A.

Estes dados permitem a construção de curvas que facilitam a visualização da produção de óleo e da queda de pressão ao longo do teste. Para que possam ser utilizados, eles são corrigidos de acordo com o volume morto de entrada e saída do *holder* utilizado, isto é, o volume de óleo contido na linha a jusante deve ser subtraído do volume de óleo total recuperado. Além disso, o tempo deve ser corrigido também para que o início do teste seja coerente com a produção e queda de pressão.

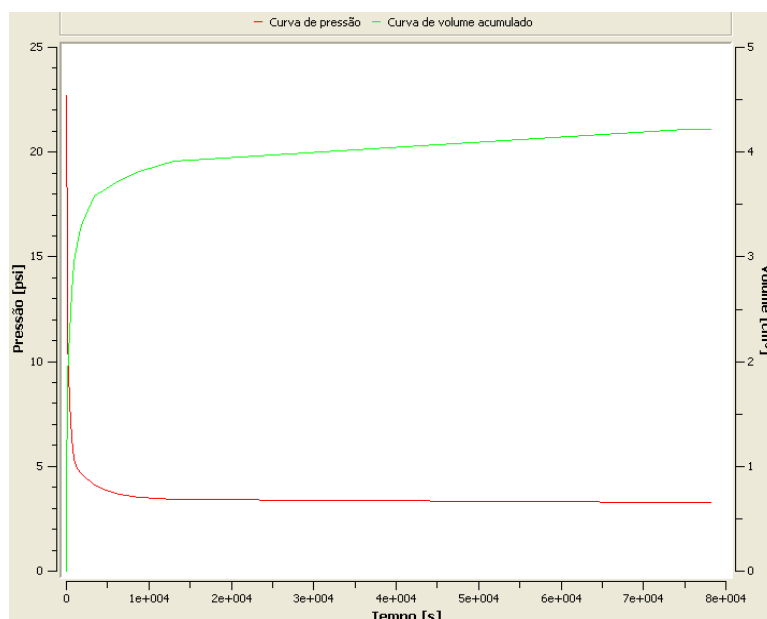


Figura 4-11 Curva de produção acumulada (verde) e curva de queda de pressão (vermelha)

Os dados de queda de pressão e produção acumulada de óleo são utilizados para a obtenção dos valores de permeabilidade a óleo e água para diferentes saturações. Para isso, pode-se utilizar diferentes abordagens que permitem ajustar uma curva monotônica aos dados experimentais.

A necessidade da utilização dessas complexas abordagens reside na diferença entre os testes de permeabilidade em regime permanente e transiente. No primeiro, a grande vantagem é a simplicidade de cálculos das permeabilidades efetivas ao óleo e à água por aplicação direta da Lei de Darcy (DARCY, 1856) para cada fluido. Conseqüentemente, a aplicação deste procedimento de cálculo fica restrita às mesmas condições: estabelecimento de um escoamento em regime permanente. No entanto, este processo geralmente é demorado, sendo necessário ainda que seja repetido para cada proporção de fluidos utilizada, ocasionando uma duração média para a conclusão de um ensaio 30 vezes maior que no regime transiente. Porém, como vantagem ainda, é possível obter informações de permeabilidade relativa para valores de saturação de água inferiores aos que seriam obtidos por um teste similar conduzido em regime transiente, bastando para isto, reduzir a proporção de água injetada.

A abordagem de cálculo utilizada nos ensaios em regime transiente foi inicialmente proposta por Welge (WELGE, 1952) e recebeu melhorias como a de Johnson, Bosler e Naumann (JOHNSON; BOSSLER; NAUMANN, 1959) e Jones-Rozelle (JONES;

ROSZELLE, 1978) a partir da teoria de deslocamento de Buckley & Leverett (BUCKLEY; LEVERETT, 1942).

A grande vantagem deste método é a sua rapidez. A duração deste ensaio é praticamente o tempo de um deslocamento por injeção de um fluido que desloca outro, até que se atinja a saturação residual do fluido deslocado. Por outro lado, os cálculos de permeabilidades efetivas são obtidos através de uma modelagem matemática deste escoamento que sofreu simplificações de forma a possibilitar a obtenção de uma solução analítica, como Johnson Bosler e Naumann ou Jones-Roszelle. Estas simplificações supõem que tanto o meio poroso quanto a distribuição de fluidos em cada seção seja homogênea. Ambas as condições são dificilmente encontradas no dia-a-dia. A primeira depende da natureza da rocha, restringindo a utilização desta abordagem analítica a rochas homogêneas. A segunda depende da estabilidade do deslocamento de um fluido por outro. Ou seja, da razão de mobilidade e em última instância, da razão de viscosidade dos fluidos. O deslocamento de óleo por água, sendo sua viscosidade maior que da água, tende a ser instável. Esta instabilidade poderia proporcionar uma distribuição irregular destes fluidos nas seções transversais do meio poroso.

Outra característica desta abordagem é a limitação de informações para saturações menores que a saturação de água de *breakthrough*. Isto restringe significativamente o intervalo para o qual são determinadas as permeabilidades nos casos em que a viscosidade do óleo deslocado se aproxima da viscosidade de água de injeção.

No entanto, a abordagem analítica não é a única forma de obter uma curva de permeabilidade relativa para um ensaio em regime transiente. Existe a abordagem por ajuste de histórico que utiliza métodos de otimização numérica, os quais são soluções da equação da difusividade hidráulica, para encontrar um par de curvas que reproduzam os dados experimentais obtidos. Utiliza-se curvas parametrizadas, como o modelo de Corey (COREY; RATHJENS, 1956), Chierici (CHIERICI, 1984) ou outros, de forma a diminuir o número de incógnitas do problema. Porém estes modelos proporcionam, em geral, curvas de permeabilidades relativas com formatos previamente estabelecidos e ainda assim não asseguram a unicidade da solução encontrada mesmo nos casos em que se tenha proporcionado um ótimo ajuste aos dados experimentais.

Nem sempre é possível realizar os testes em laboratório com a mesma razão de viscosidades que os fluidos apresentam no reservatório. No entanto, como em princípio, o

fluxo fracionário deve ser afetado pela razão de viscosidades e as curvas de permeabilidades relativas não³, considera-se que os testes de laboratório feitos com viscosidades viáveis (mesmo distintas do reservatório) são válidos. Neste caso, a permeabilidade relativa é obtida do teste e o fluxo fracionário é calculado usando as viscosidades de reservatório.

Os fluxos fracionários (F_w) de água apresentados são calculados usando a seguinte equação:

$$F_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o} \quad (4-9)$$

onde λ é a mobilidade do fluido, que é a razão entre a permeabilidade e a viscosidade do fluido:

$$\lambda_{fluido} = \frac{K_{fluido}}{\mu_{fluido}} \quad (4-10)$$

Apesar dos métodos analíticos de obtenção de curvas de permeabilidade relativa serem preferíveis aos métodos numéricos, eles muitas vezes geram curvas não monotônicas ou com comportamento incoerente. O principal método analítico utilizado é o Jones & Roszelle, o qual pode ser encontrado no Apêndice B.

Para a otimização numérica e ajuste por histórico utiliza-se o programa IMAGO[®] da ESSS, no qual se pode escolher a curva paramétrica utilizada para o ajuste de histórico.

As curvas obtidas pelo método Jones & Roszelle e pelo ajuste de histórico utilizando o modelo de Corey são apresentadas nas Figs. 4-12 a 4-19 para cada amostra ensaiada. No título se lê profundidade, permeabilidade e porosidade, respectivamente para gráficos do modelo Corey.

³ Por definição. No entanto, apesar da permeabilidade estar isolada da viscosidade na lei de Darcy, como a permeabilidade é função da distribuição dos fluidos no meio poroso e esta distribuição pode ser afetada pela viscosidade (caso a condição de saturação tenha sido atingida por fluxo), a permeabilidade pode ser afetada indiretamente pela viscosidade. No relatório técnico RT-TR-2/2005 da PETROBRAS, Kikuchi et al. fizeram experimentos comparando a influência da viscosidade. Nestes experimentos a viscosidade afetou levemente a permeabilidade à água no ponto de saturação de óleo residual (este é atingido em fluxo).

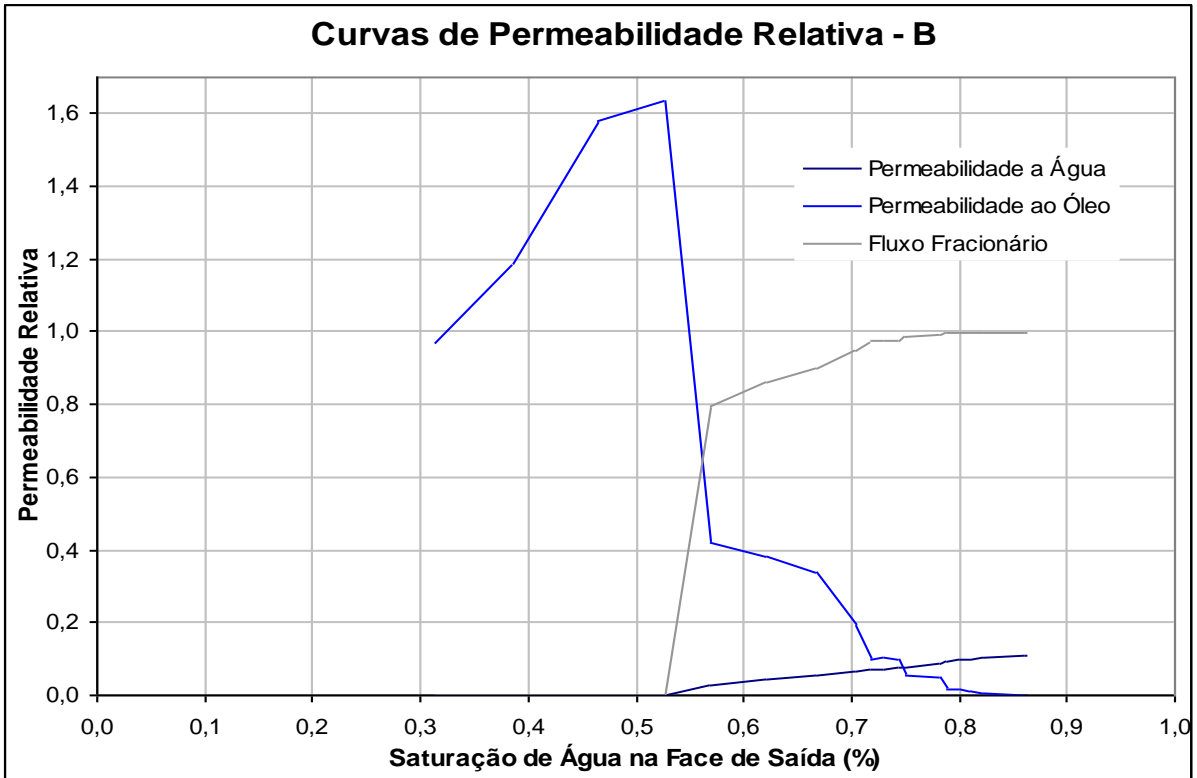


Figura 4-12 Curva de permeabilidade relativa da amostra B obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte: COMPAM, 2009.

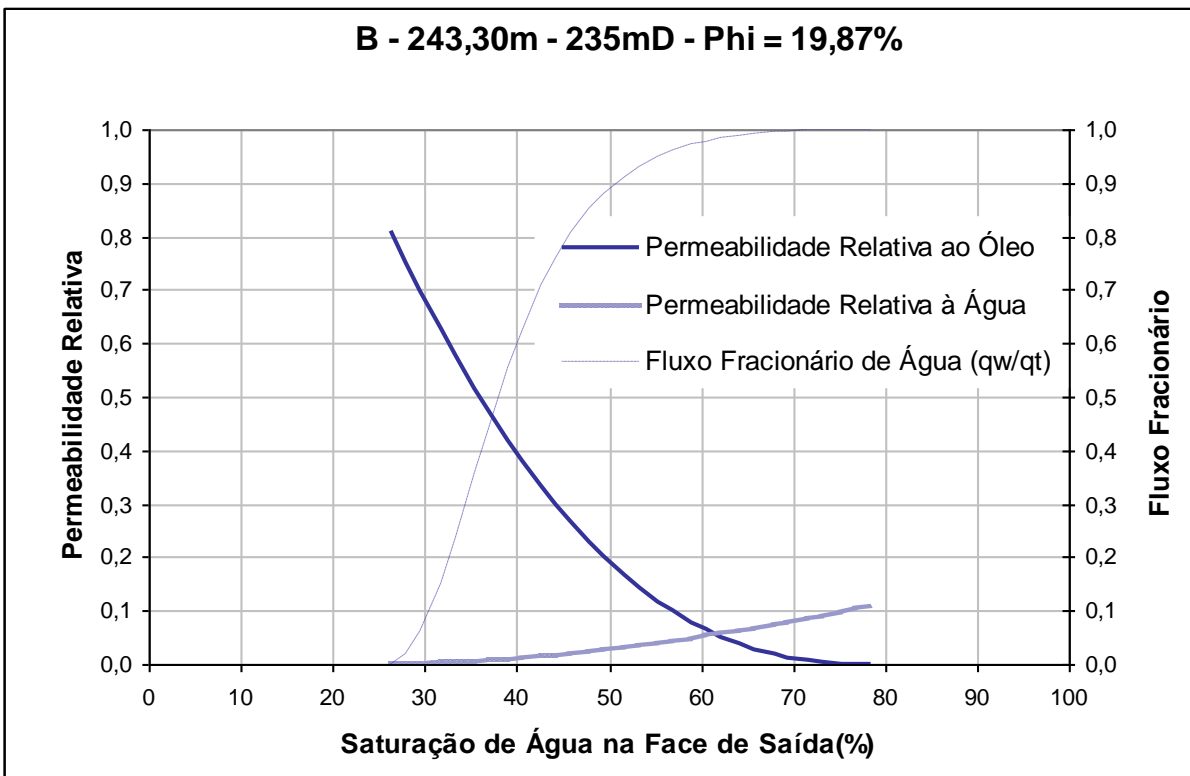


Figura 4-13 Curva de permeabilidade relativa da amostra B obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.

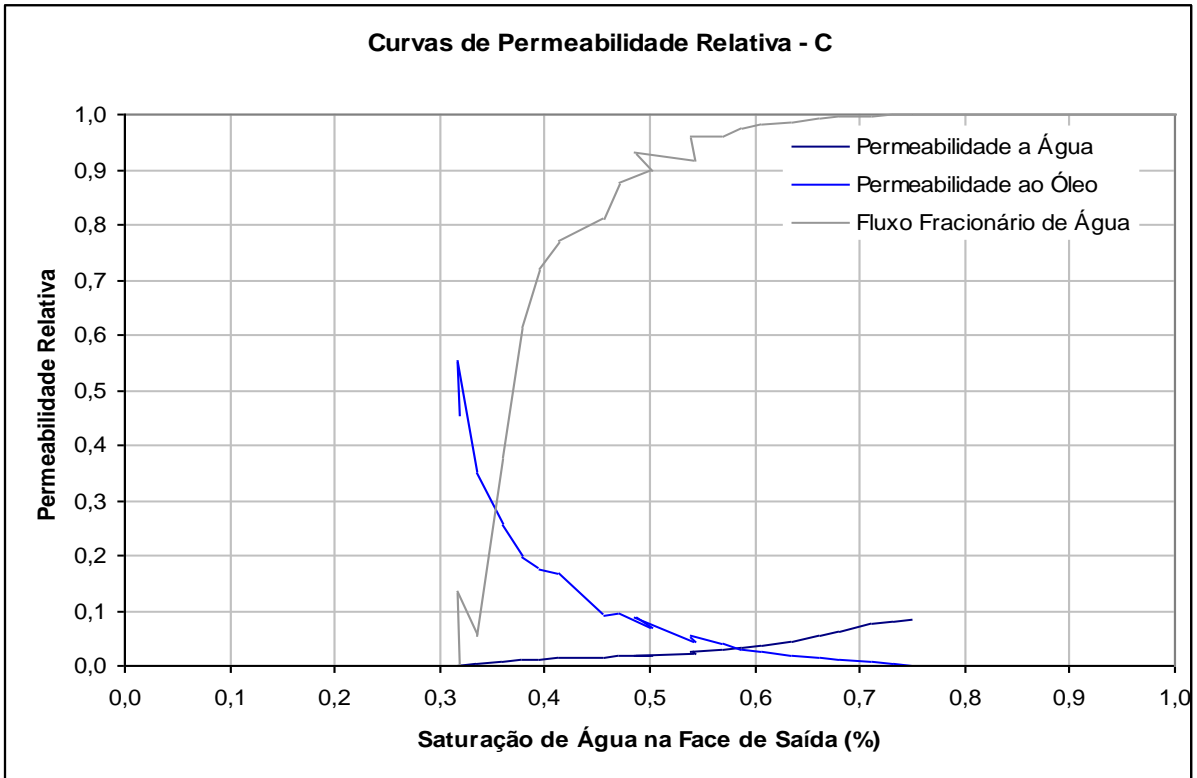


Figura 4-14 Curva de permeabilidade relativa da amostra C obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte: COMPAM, 2009.

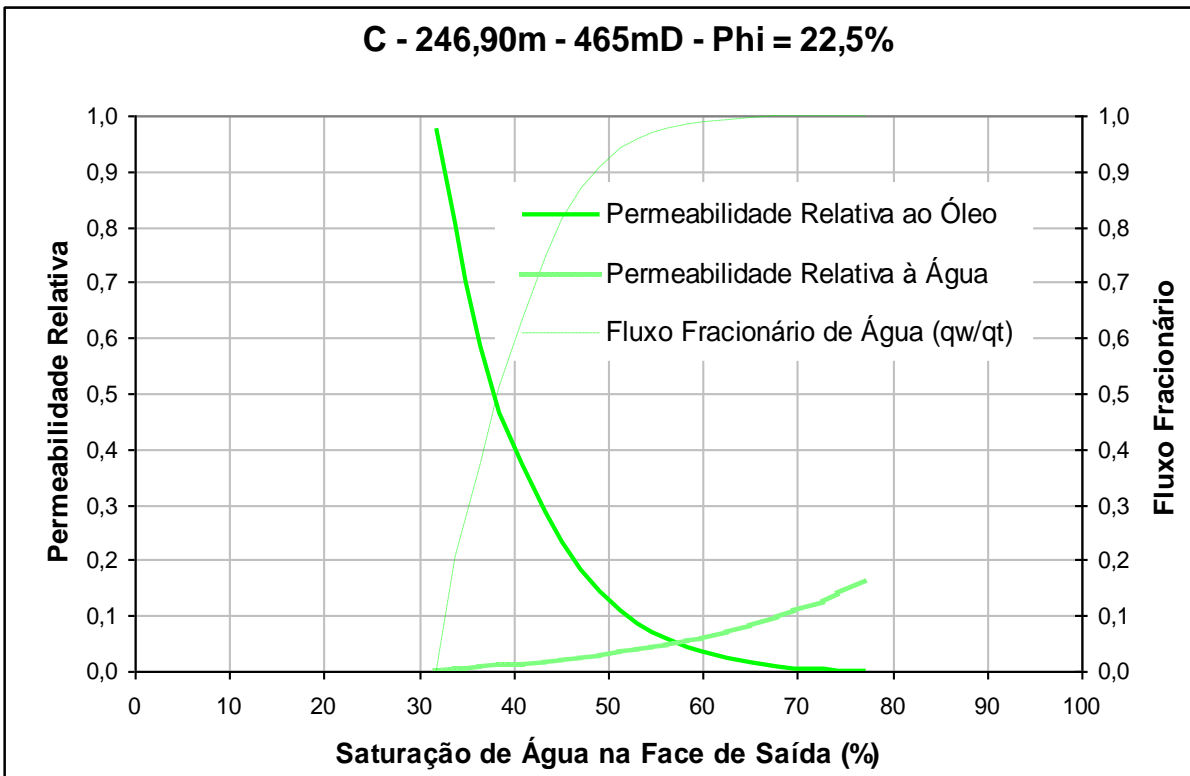


Figura 4-15 Curva de permeabilidade relativa da amostra C obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.

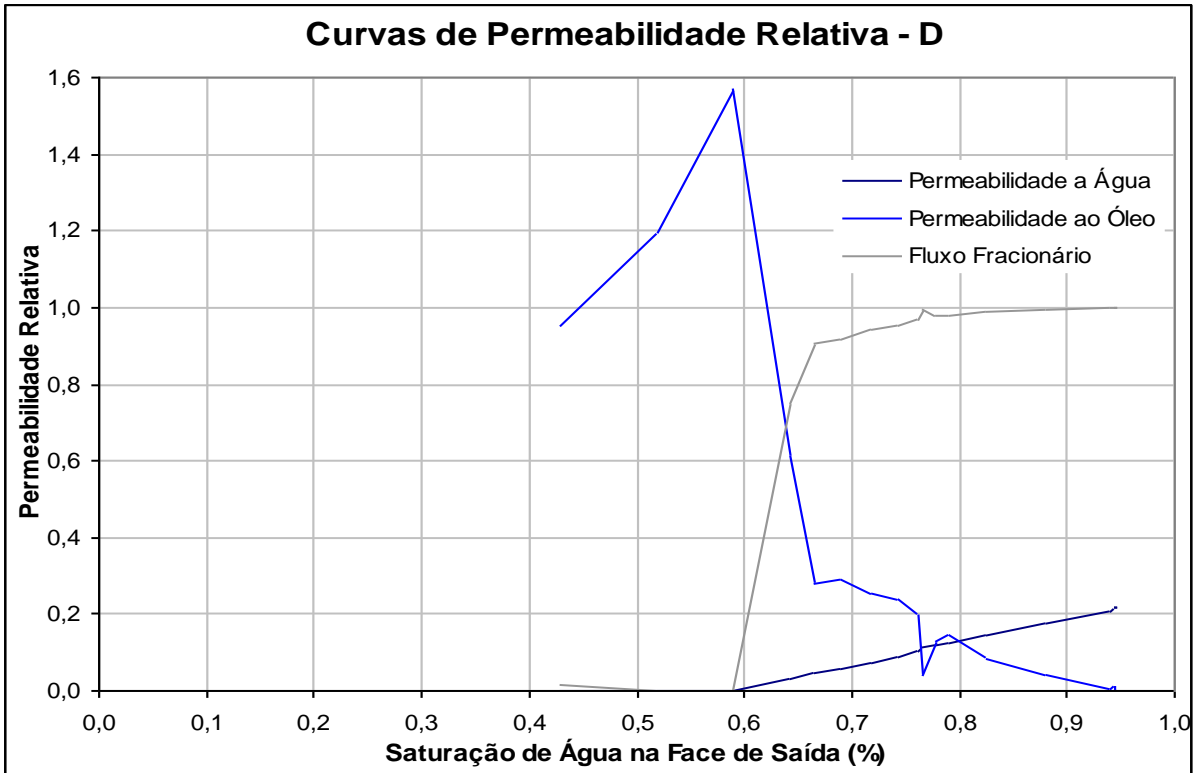


Figura 4-16 Curva de permeabilidade relativa da amostra D obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte:COMPAM, 2009.

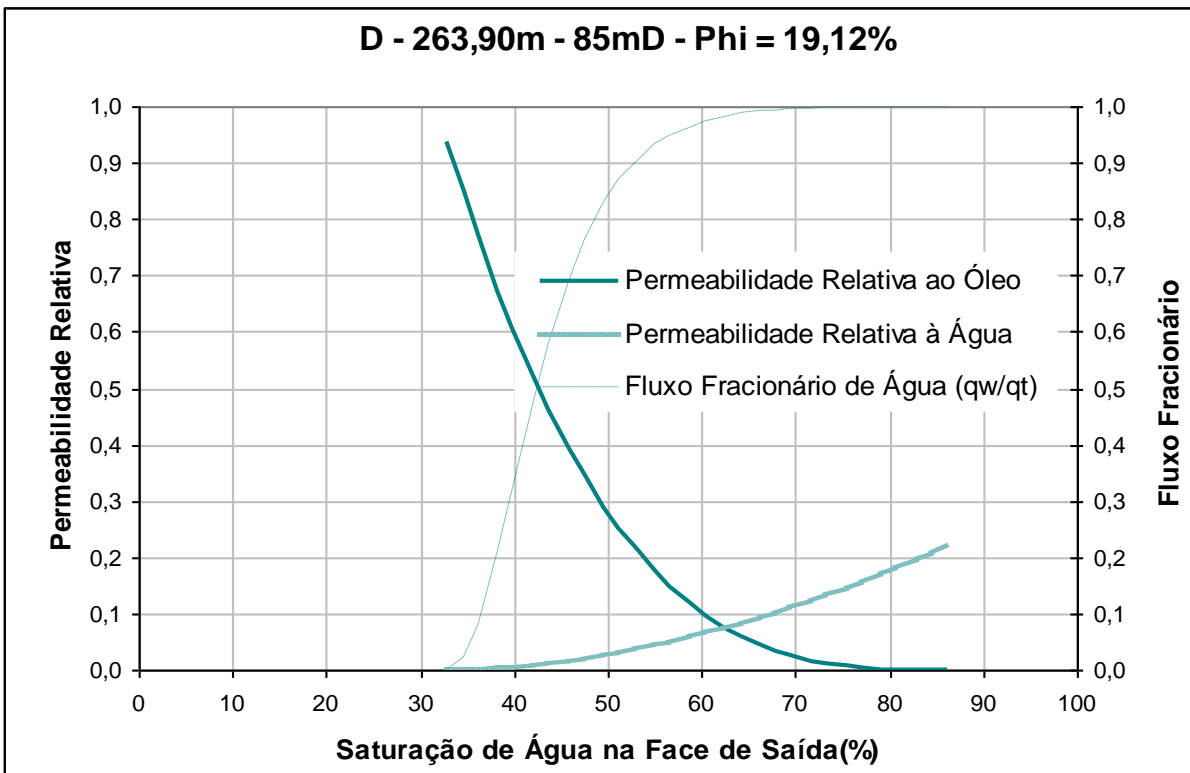


Figura 4-17 Curva de permeabilidade relativa da amostra D obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.

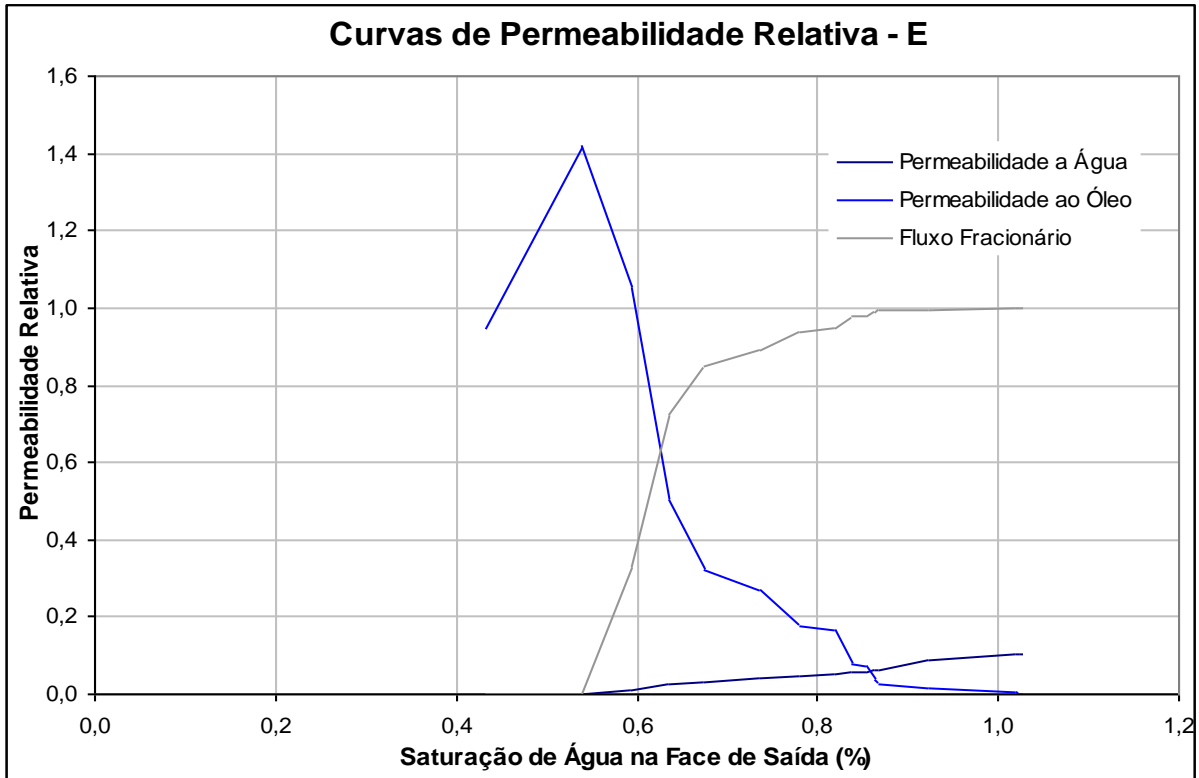


Figura 4-18 Curva de permeabilidade relativa da amostra E obtida pelo método Jones & Roszelle. Fonte: COMPAM, 2009.

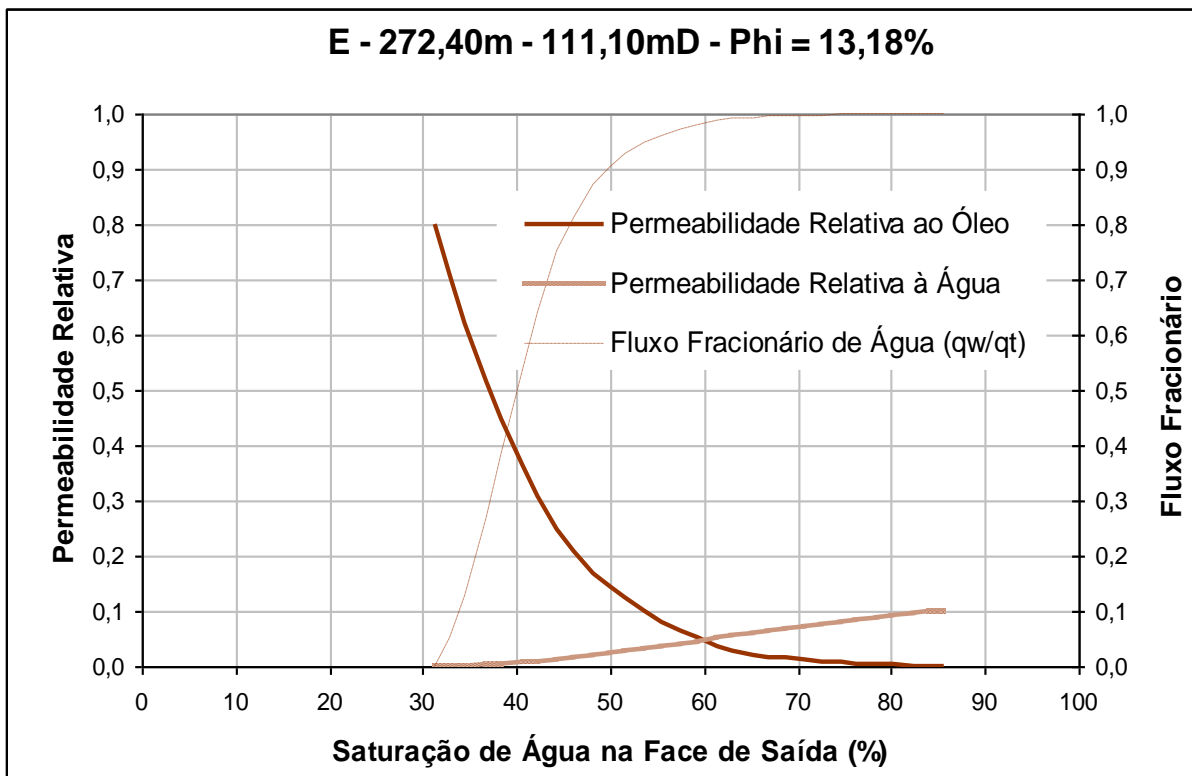


Figura 4-19 Curva de permeabilidade relativa da amostra B obtida pelo método do ajuste de histórico utilizando uma curva paramétrica Corey. Fonte: COMPAM, 2009.

Ao comparar as curvas, fica evidente o maior problema da abordagem pelo método Jones & Roszelle. Pelo fato do tratamento recebido pelos dados experimentais utilizar simplificações, as quais não fazem parte do experimento realizado, essas curvas apresentam-se por vezes não monotônicas e algumas vezes traduzem um comportamento físico não realizável. Por isso, neste trabalho serão utilizadas as curvas obtidas pelo ajuste de histórico com curvas paramétricas Corey. Estas são modeladas segundo as equações:

$$K_{rw}(S_w) = K_{rw \max} \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]^{n_w} \quad (4-11)$$

$$K_{ro}(S_w) = K_{ro \max} \left[\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]^{n_o} \quad (4-12)$$

onde K_{rw} e K_{ro} são as permeabilidades relativas à água e óleo, respectivamente. S_w é o valor da saturação de água na amostra e S_{or} é o valor da saturação residual de óleo na amostra, obtido após encerrado o ensaio de permeabilidade relativa e n_w e n_o são os parâmetros do modelo de Corey.

A Fig. 4-20 compara as curvas para as quatro amostras ensaiadas neste trabalho.

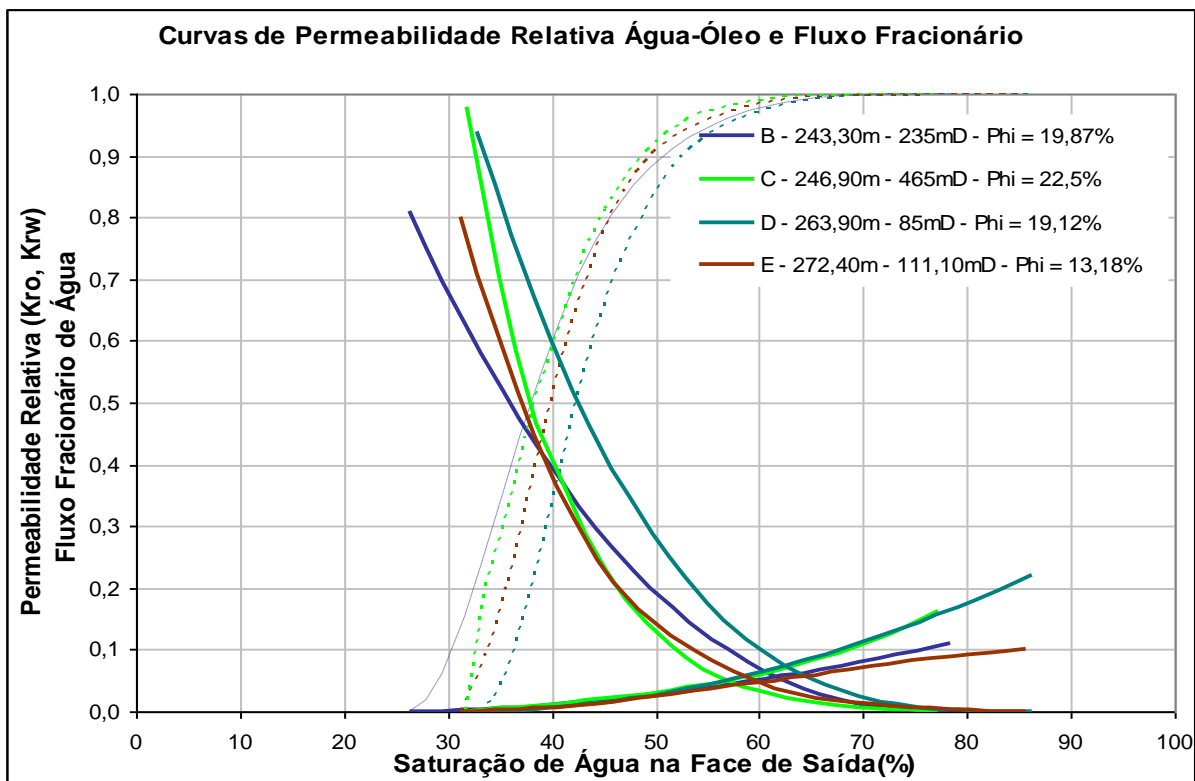


Figura 4-20 Curvas de permeabilidade para as amostras testadas pelo método do ajuste de histórico utilizando o modelo de Corey. Fonte: COMPAM, 2009.

As curvas de permeabilidade relativa obtidas, além de gerar parâmetros que serão utilizados em simuladores, têm outras características importantes. Uma delas é a possibilidade de conhecer o grau de interação entre os fluidos e a rocha, isto é, é possível ter uma idéia da molhabilidade da rocha.

A molhabilidade é uma característica importante no sistema fluido-rocha, apesar de ser de difícil medição. O fluido que molha preferencialmente a rocha ocupa as paredes dos poros, enquanto o outro ocupa seu centro. Portanto, para uma dada saturação, um fluido ocupando o centro do poro escoar mais facilmente do que se ele estivesse aderido a parede, tendo sua curva de permeabilidade relativa movida para cima. Por isso, o ponto de cruzamento das curvas de permeabilidade relativa da água e do óleo é uma importante informação acerca da molhabilidade do reservatório.

Os pontos terminais dos ensaios, os quais permitem conhecer o comportamento do escoamento nos pontos de maior e menor saturação de óleo, devem ser computados, e seguem na tabela abaixo.

Tabela 4-3 Ponto terminal para cada amostra nos ensaios de permeabilidade relativa

Amostras	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Saturação de Água Irredutível (%)	Permeabilidade Relativa ao Óleo no S_{wi}	Permeabilidade Efetiva ao Óleo no S_{wi} (mD)	Saturação de Óleo Residual (%)	Permeabilidade Relativa à Água no S_{or}	Permeabilidade Efetiva à Água no S_{or} (mD)	Fator de Recuperação de Óleo (%)
	K_{abs}	Φ	S_{wi}	$K_{ro}@S_{wi}$	$K_{o}@S_{wi}$	S_{or}	$K_{rw}@S_{or}$	$K_{w}@S_{or}$	FR
B	235	19,87	26,4	0,809	190	21,6	0,109	25,62	70,7
C	465	22,43	31,9	0,978	455	22,8	0,164	76,21	66,6
D	85	19,12	32,9	0,938	79,7	13,7	0,22	18,7	79,5
E	111,1	13,18	31,2	0,801	89	14,3	0,102	11,33	79,2

O fator de recuperação é calculado como a razão entre a quantidade de óleo retirada da amostra e a quantidade presente inicialmente nela. Sua determinação constitui dado essencial para a previsão da quantidade de óleo a ser produzida pelo reservatório.

Capítulo 5 - Conclusões

Apesar de não ser o único método de avaliação das formações de petróleo, a caracterização de amostras de rocha reservatório por ensaios petrofísicos continua sendo uma das formas menos dispendiosa e mais eficaz na previsão do comportamento de reservatórios de petróleo quanto ao tamanho de suas reservas e facilidade de produção.

Foram analisadas, neste trabalho, cinco amostras, as quais foram separadas em dois grupos de quatro amostras para os ensaios de pressão capilar e permeabilidade relativa de acordo com suas diferenças e similaridades. Foi escolhido substituir a amostra A pela C após o teste de pressão capilar, pois a amostra B possui porosidade semelhante a D, o que é interessante apenas para o ensaio de permeabilidade relativa.

1. Todas as amostras analisadas possuem porosidade conveniente a produção de óleo, apesar dessa propriedade apenas não significar viabilidade de sua exploração. Suas permeabilidades absolutas encontram-se também numa faixa em que é possível extrair esse óleo e na qual muitos reservatórios que já estão em produção se encontram. Pode-se ainda fazer comentários acerca da heterogeneidade do reservatório, tendo como base os valores de densidade encontrados. Contudo, é necessário um estudo geológico mais detalhado para que se possa afirmar isso.

2. As quatro amostras submetidas ao ensaio de pressão capilar atingiram valores de saturação de água próximos a saturação de água irreduzível a baixas pressões capilares. Embora não seja aceito pela totalidade dos autores, o processo de drenagem, utilizado neste trabalho, é normalmente considerado o mais representativo do que de fato ocorreu na época da formação de um reservatório de petróleo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Portanto, de acordo com a pressão capilar à qual a porção de interesse do reservatório está submetida, pode-se conhecer a saturação de água. Deve-se notar, entretanto, que é necessário correlacionar as curvas obtidas no laboratório e reservatório para que estas sejam adequadas no campo. Para isto sugere-se utilizar a função J de Leverett (LEVERETT; LEWIS, 1941) para obter uma curva única, a partir das curvas de pressão capilar de amostras com diferentes

permeabilidades e utilização de lei de Plateau para as pressões capilares (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

3. As curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método de embebição (injeção do fluido que molha) permitem prever que as amostras são molháveis a água, pois os pontos de cruzamento de todas as curvas K_{ro} e K_{rw} estão a direita do plano, isto é, com uma saturação de água maior que 50%. Entretanto, deve-se lembrar que utilizou-se óleo mineral com esse intuito. Essa opção é feita devido ao fato das condições de molhabilidade num poço serem de difícil reprodução em laboratório (DONNEZ, 2007). Além da molhabilidade, as curvas são também influenciadas pela tensão interfacial entre as fases, a qual, se diminuída, resulta em comportamento crítico e, conseqüentemente, aumento da permeabilidade relativa das duas fases.

4. As curvas de permeabilidade relativa geradas foram utilizadas no ajuste de histórico do poço, empregando os parâmetros das curvas em simuladores numéricos. O poço analisado ajustou-se bem ao modelo proposto por Corey, o qual possui apenas um parâmetro e é, portanto, o mais simples.

5. As características das amostras de rocha reservatório determinadas neste trabalho permitem recorrer a diferentes estratégias para a produção de petróleo, assim como o abandono do reservatório se este for inviabilizado. Com base nos dados obtidos essa avaliação poderá ser feita, assim como a proposição de possíveis métodos de recuperação secundária.

Bibliografia

AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook*. 3rd ed. Oxford: Elsevier, 2006.

BUCKLEY, S. E.; LEVERETT, M. C. *Mechanism of Fluid Displacement in Sands*. *American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers Transactions*, v. 146, p. 107-116, 1942.

CHIERICH, G. L. *Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities*. *Society of Petroleum Engineers Journal*. v. 24, n. 3, p. 275-276, 1984

COMPAM, A. L. M. **Ensaio de Permeabilidade Relativa e Pressão Capilar Gás-Óleo de Amostras de Poço**. CT-TRA 030/09. Rio de Janeiro, 2009.

COREY, A. T.; RATHJENS, C. H. *Effect on Stratification on Relative Permeability*. *Journal of petroleum Technology*. v. 8, n. 12, p. 69-71, 1956.

DARCY, H. *Les Fontaines Publiques de la Ville de Djon*. Paris: Victor Dalmont, 1856.

DONNEZ, P. *Essentials of Reservoir Engineering*. Paris: Editions Technip, 2007.

FREUND, P.; KAARSTAD, O. *Keeping the Lights on - Fossil Fuels in the Century of Climate Change*. Oslo University Press, 2007.

HASSLER, G. L.; BRUNNER, E. *Measurement of Capillary Pressure in Small Core Samples*. *American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers Transactions*, v. 160, p. 114-123, 1945.

JOHNSON, E. F.; BOSSLER, D. P.; NAUMANN, V. O. *Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments*. *American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers Transactions*, v. 216, p. 370, 1959.

JONES, S.C.; ROSZELLE, W.O. *Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments*. *Journal of Petroleum Technology*, v. 30, n. 5, p. 807-817, May 1978.

KIKUCHI, M. M. **Estudo Comparativo de Permeabilidade Relativa**. Rio de Janeiro, Relatório Técnico Interno Petrobras. RT-TR-2/2005.

LEVERETT, M. C.; LEWIS, W. B. *Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands*. *American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers Transactions*. v. 142, p. 107-117, 1941.

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

SKUSE, B.; FIROOZABADI A.; RAMEY H.J.J. *Computation and Interpretation of Capillary Pressure From a Centrifuge*. *Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation Journal*, v. 7, n. 1, p. 17-24, March 1992.

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

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Petrophysics: Theory and Practice of Mesuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2nd ed. Oxford: Elsevier, 2003.

WELGE, H.J. *A Simplified Method for computing Oil Recovery by Gas or Water Drive*. *American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers Transactions*, v. 195, p. 91-98, 1952.

Apêndice A – Tabelas de resultados

Tabela A-1 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra A

Rotação (RPM)	Volume Deslocado (cm ³)	Pressão Capilar (psi)	Saturação Média
500	0,00	0,21	1,000
750	0,50	0,48	0,923
1000	0,75	0,86	0,885
1250	1,00	1,34	0,847
1500	1,25	1,92	0,808
1750	2,00	2,62	0,693
2000	2,50	3,42	0,617
2500	3,00	5,35	0,540
3000	3,50	7,70	0,463
3500	3,75	10,48	0,425
4000	4,25	13,69	0,348
4500	4,50	17,32	0,310
5000	4,50	21,38	0,310

Tabela A-2 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra B

Rotação (RPM)	Volume Deslocado (cm ³)	Pressão Capilar (psi)	Saturação Média de água (fração)
1000	0,25	0,89	0,969
1250	0,60	1,39	0,925
1500	1,50	2,00	0,811
1750	2,25	2,73	0,717
2000	2,90	3,56	0,636
2500	3,75	5,56	0,529
3000	4,40	8,01	0,447
4000	5,00	14,25	0,372
5000	5,50	22,26	0,309
6000	5,75	32,05	0,277

Tabela A-3 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra D

Rotação (RPM)	Volume Deslocado (cm ³)	Pressão Capilar (psi)	Saturação Média de água (fração)
1250	0,10	1,35	0,986
1500	0,40	1,94	0,943
1750	0,80	2,65	0,886
2000	1,40	3,46	0,801
2500	2,10	5,40	0,701
3000	2,75	7,78	0,609
4000	3,50	13,83	0,502
5000	4,00	21,61	0,431
6000	4,25	31,11	0,395

Tabela A-4 Dados retirados do ensaio de pressão capilar para amostra E

Rotação (RPM)	Volume Deslocado (cm ³)	Pressão Capilar (psi)	Saturação Média de água (fração)
500	0,00	0,22	1,000
750	0,00	0,49	1,000
1000	0,50	0,86	0,903
1250	1,00	1,35	0,807
1500	1,50	1,94	0,710
1750	2,00	2,65	0,614
2000	2,25	3,46	0,565
2500	2,75	5,40	0,469
3000	3,00	7,78	0,420
3500	3,25	10,59	0,372
4000	3,50	13,83	0,324
4500	3,50	17,50	0,324
5000	3,50	21,61	0,324

Tabela A-5 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra E

TEMPO	Volume Acumulado de Óleo (cm ³)	Pressão
s	cm ³	psig
0	0	50,55
14,94	0,32	31,35
41,94	0,62	28,1
91,94	0,85	24,41
174,94	1,06	20,86
355,94	1,39	18,16
584,94	1,63	15,78
819,94	1,84	14,42
1071,94	1,94	13,64
1297,94	2,02	13,32
1575,94	2,07	12,86
1829,94	2,1	12,49
6942,94	2,4	9,26
71975,94	2,92	7,88
79410,94	2,94	7,85
81361,94	2,94	7,84

Tabela A-6 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra D

TEMPO	Volume Acumulado de Óleo (cm ³)	Pressão
s	cm ³	psig
0	0	61,43
30,76	0,54	50,85
62,76	1,08	38,27
161,76	1,49	24,2
274,76	1,67	20,12
404,76	1,85	17,02
643,76	2,08	13,45
895,76	2,27	11,35
1144,76	2,41	10,1
1433,76	2,44	9,29
1744,76	2,54	8,78
2034,76	2,64	8,36
3593,76	2,91	7,28
9559,76	3,33	6,03
60199,76	3,79	5,19
62578,76	3,82	4,91
63276,76	3,82	4,91
64156,76	3,82	4,89

Tabela A-7 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra B

TEMPO	Volume Acumulado de Óleo (cm ³)	Pressão
s	cm ³	psig
0	0	22,11
16,97	0,38	17,78
51,97	1,01	13,6
81,97	1,51	12,18
180,97	1,85	9,79
364,97	2,28	7,29
588,97	2,66	6,05
941,97	2,95	5,22
1214,97	3,06	5
1474,97	3,17	4,8
1729,97	3,27	4,68
2016,97	3,33	4,55
3428,97	3,58	4,1
4444,97	3,63	3,89
6338,97	3,73	3,66
8894,97	3,82	3,51
12975,97	3,91	3,41
75083,97	4,22	3,29
78184,97	4,22	3,27

Tabela A-8 Dados do ensaio de permeabilidade relativa da amostra C

TEMPO	Volume Acumulado de Óleo (cm ³)	Pressão
s	cm ³	psig
0	0	20,3
20,8	0,15	8,79
57,3	0,44	8,29
114,33	0,73	7,16
189,74	0,98	6,53
353,31	1,36	5,63
547,21	1,73	4,93
696	1,96	4,61
792	2,06	4,25
924	2,18	4
1227	2,35	3,56
1413	2,48	3,34
1897,37	2,64	2,92
2388,64	2,8	2,68
2964	2,93	2,48
3785,74	3,06	2,23
5347,51	3,25	1,9
7729,5	3,42	1,65
12552	3,61	1,48
18973,67	3,78	1,33
33740,48	3,95	1,29
57299,56	4,1	1,25
109557	4,28	1,23

Tabela A-9 Dados da curva de pressão capilar na face x saturação de água na face

A		B		D		E	
Saturação de água na Face (fração)	Pressão Capilar na Face (psig)	Saturação de água na Face (fração)	Pressão Capilar na Face (psig)	Saturação de água na Face (fração)	Pressão Capilar na Face (psig)	Saturação de água na Face (fração)	Pressão Capilar na Face (psig)
0,989	0,227	0,844	0,890	0,962	1,350	1,000	0,216
0,546	2,701	0,673	1,391	0,790	1,945	0,933	0,486
0,375	5,176	0,559	2,003	0,678	2,647	0,693	0,864
0,300	7,650	0,479	2,727	0,596	3,457	0,552	1,351
0,265	10,125	0,421	3,561	0,492	5,401	0,462	1,945
0,247	12,599	0,349	5,565	0,425	7,778	0,402	2,647
0,238	15,074	0,300	8,013	0,357	13,828	0,318	5,402
0,233	17,548	0,249	14,246	0,327	21,606	0,287	7,779
0,232	20,023	0,222	22,259	0,322	31,112	0,274	10,589
0,231	22,497	0,211	32,053			0,273	13,830
						0,273	17,504
						0,273	21,609

Tabela A-10 Dados obtidos após ajuste de histórico com modelo Corey – Amostras B e D

B						D					
Permeabilidade Absoluta(mD) <i>Kabs</i>					235	Permeabilidade Absoluta(mD) <i>Kabs</i>					85
Porosidade Efetiva (%) ϕ					19,87	Porosidade Efetiva (%) ϕ					19,12
Saturação de Água (fração)	Permeabilidade Relativa à Água	Permeabilidade Relativa ao Óleo	Fluxo Fracionário de Água (qw/qt)	Saturação de Água Adimensionalizada ⁴		Saturação de Água (fração)	Permeabilidade Relativa à Água	Permeabilidade Relativa ao Óleo	Fluxo Fracionário de Água (qw/qt)	Saturação de Água Adimensionalizada	
<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Fw</i>	<i>SwD</i>		<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Fw</i>	<i>SwD</i>	
<i>Swi</i>	0,264	0	0,809	0	0	<i>Swi</i>	0,329	0	0,938	0	0
	0,28	0	0,752	0,018	0,03		0,345	0	0,852	0,022	0,03
	0,296	0,001	0,697	0,063	0,061		0,361	0,001	0,771	0,082	0,061
	0,317	0,002	0,628	0,153	0,101		0,383	0,003	0,672	0,209	0,101
	0,332	0,003	0,579	0,236	0,131		0,399	0,005	0,603	0,323	0,131

$$^4 SwD = \frac{Sw - Swi}{1 - Swi - Sor}$$

0,353	0,005	0,517	0,355	0,172	0,421	0,009	0,52	0,476	0,172		
0,369	0,007	0,474	0,443	0,202	0,437	0,011	0,462	0,579	0,202		
0,39	0,009	0,419	0,553	0,243	0,458	0,016	0,393	0,694	0,242		
0,406	0,011	0,38	0,626	0,273	0,475	0,02	0,346	0,762	0,273		
0,427	0,015	0,332	0,709	0,313	0,496	0,026	0,289	0,832	0,313		
0,443	0,017	0,298	0,761	0,343	0,512	0,031	0,251	0,871	0,343		
0,459	0,02	0,266	0,805	0,374	0,529	0,036	0,216	0,902	0,374		
0,48	0,024	0,227	0,852	0,414	0,55	0,043	0,176	0,932	0,414		
0,495	0,027	0,2	0,881	0,444	0,566	0,049	0,149	0,948	0,444		
0,516	0,031	0,168	0,911	0,485	0,588	0,058	0,117	0,965	0,485		
0,532	0,034	0,145	0,929	0,515	0,604	0,065	0,097	0,974	0,515		
0,553	0,039	0,118	0,949	0,556	0,626	0,074	0,074	0,982	0,556		
0,569	0,043	0,1	0,96	0,586	0,642	0,082	0,059	0,987	0,586		
0,59	0,048	0,078	0,972	0,626	0,663	0,093	0,043	0,992	0,626		
0,606	0,053	0,064	0,979	0,657	0,679	0,101	0,033	0,994	0,657		
0,621	0,057	0,051	0,984	0,687	0,696	0,11	0,025	0,996	0,687		
0,643	0,063	0,037	0,989	0,727	0,717	0,122	0,016	0,998	0,727		
0,658	0,067	0,028	0,993	0,757	0,733	0,132	0,011	0,998	0,758		
0,679	0,074	0,018	0,996	0,798	0,755	0,145	0,006	0,999	0,798		
0,695	0,079	0,012	0,997	0,828	0,771	0,155	0,004	1	0,828		
0,716	0,085	0,007	0,999	0,869	0,793	0,17	0,002	1	0,869		
0,732	0,091	0,004	0,999	0,899	0,809	0,181	0,001	1	0,899		
0,753	0,098	0,001	1	0,939	0,83	0,196	0	1	0,939		
0,769	0,103	0	1	0,97	0,847	0,208	0	1	0,97		
<i>I-Sor</i>	0,784	0,109	0	1	1	<i>I-Sor</i>	0,863	0,22	0	1	1

Tabela A-11 Dados obtidos após ajuste de histórico com modelo Corey
– Amostras E e C

E						C					
Permeabilidade Absoluta(mD) <i>Kabs</i>					111,1	Permeabilidade Absoluta(mD) <i>Kabs</i>					465
Porosidade Efetiva (%) ϕ					13,18	Porosidade Efetiva (%) ϕ					22,5
Saturação de Água (fração)	Permeabilidade Relativa à Água	Permeabilidade Relativa ao Óleo	Fluxo Fracionário de Água (qw/qt)	Saturação de Água Adimensionalizada		Saturação de Água (fração)	Permeabilidade Relativa à Água	Permeabilidade Relativa ao Óleo	Fluxo Fracionário de Água (qw/qt)	Saturação de Água Adimensionalizada	
<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Fw</i>	<i>SwD</i>		<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Fw</i>	<i>SwD</i>	
<i>Swi</i>	0,312	0	0,801	0	0	<i>Swi</i>	0,319	0	0,978	0	0
	0,328	0,001	0,708	0,052	0,03		0,338	0,004	0,806	0,205	0,042

0,345	0,002	0,622	0,13	0,061		0,35	0,005	0,702	0,276	0,069
0,367	0,003	0,518	0,267	0,101		0,366	0,007	0,587	0,374	0,103
0,383	0,005	0,447	0,384	0,131		0,386	0,01	0,466	0,51	0,148
0,405	0,008	0,364	0,538	0,172		0,41	0,013	0,37	0,633	0,201
0,422	0,01	0,309	0,64	0,202		0,433	0,017	0,287	0,745	0,252
0,444	0,013	0,247	0,751	0,242		0,452	0,02	0,232	0,813	0,293
0,46	0,016	0,208	0,813	0,273		0,472	0,024	0,182	0,869	0,338
0,483	0,021	0,167	0,873	0,313		0,491	0,028	0,145	0,906	0,38
0,499	0,024	0,143	0,904	0,343		0,514	0,034	0,108	0,94	0,431
0,516	0,028	0,123	0,926	0,374		0,531	0,038	0,086	0,957	0,468
0,538	0,033	0,098	0,949	0,414		0,547	0,042	0,068	0,968	0,503
0,554	0,037	0,082	0,961	0,444		0,562	0,047	0,056	0,976	0,535
0,576	0,042	0,063	0,973	0,485		0,584	0,054	0,041	0,985	0,585
0,593	0,045	0,051	0,98	0,515		0,599	0,06	0,033	0,989	0,618
0,615	0,051	0,037	0,987	0,556		0,627	0,07	0,022	0,994	0,679
0,631	0,054	0,029	0,99	0,586		0,651	0,082	0,015	0,996	0,732
0,653	0,06	0,021	0,994	0,626		0,679	0,096	0,009	0,998	0,793
0,67	0,064	0,017	0,995	0,657		0,698	0,108	0,006	0,999	0,836
0,686	0,068	0,015	0,996	0,687		0,727	0,125	0,003	1	0,9
0,708	0,073	0,012	0,997	0,727		0,743	0,138	0,002	1	0,936
0,725	0,077	0,01	0,998	0,758	<i>I-Sor</i>	0,772	0,164	0,001	1	1
0,747	0,081	0,007	0,998	0,798						
0,763	0,085	0,006	0,999	0,828						
0,786	0,089	0,004	0,999	0,869						
0,802	0,092	0,003	0,999	0,899						
0,824	0,096	0,001	1	0,939						
0,841	0,099	0,001	1	0,97						
<i>I-Sor</i>	0,857	0,102	0	1	1					

Apêndice B – Método de Jones & Roszelle

B.1 Cálculo da saturação de água na face, poucos volumes porosos deslocados

Uma propriedade pontual qualquer P pode ser calculada em um ponto x da seguinte forma:

$$P_x = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\int_x^{x+\Delta x} P dx}{\Delta x} \quad (\text{B-1})$$

Usando uma propriedade das integrais definidas:

$$P_x = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\int_0^{x+\Delta x} P dx - \int_0^x P dx}{\Delta x} \quad (\text{B-2})$$

Como a média (entre dois pontos) é

$$\bar{P}|_a^b \equiv \frac{\int_a^b P dx}{(b-a)}; \quad \text{ou} \quad \bar{P}|_0^b \equiv \frac{\int_0^b P dx}{b} \quad (\text{B-3})$$

A equação (B-2) pode ser reescrita para:

$$P_x = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\bar{P}|_0^{x+\Delta x} \cdot (x + \Delta x) - \bar{P}|_0^x \cdot (x)}{\Delta x} \quad (\text{B-4})$$

$$P_x = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\bar{P}|_0^{x+\Delta x} \cdot \Delta x}{\Delta x} + \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(\bar{P}|_0^{x+\Delta x} - \bar{P}|_0^x)}{\Delta x} \cdot x \quad (\text{B-5})$$

$$P_x = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \bar{P}|_0^{x+\Delta x} + \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(\bar{P}|_0^{x+\Delta x} - \bar{P}|_0^x)}{\Delta x} \cdot x \quad (\text{B-6})$$

$$P_x = \bar{P}|_0^x + \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(\bar{P}|_0^{x+\Delta x} - \bar{P}|_0^x)}{\Delta x} \cdot x \quad (\text{B-7})$$

Aplicando a definição de derivada:

$$P_x = \bar{P}|_0^x + \frac{\partial \bar{P}|_0^x}{\partial x} \cdot x \quad (\text{B-8})$$

Simplificando a notação da média da propriedade entre θ e x :

$$\bar{P}|_0^x \equiv \bar{P}[x] \quad (\text{B-9})$$

$$P_x = \bar{P}[x] + \frac{\partial \bar{P}[x]}{\partial x} \cdot x \quad (\text{B-10})$$

A equação B-10 diz que uma propriedade P no ponto x pode ser dada pela média dessa propriedade entre θ e x mais a derivada da média da propriedade entre θ e x em relação a x , no ponto x , multiplicada por x .

A equação B-10 não é uma série de Taylor, pois a série de Taylor relaciona uma função com o valor dessa função e suas derivadas em certo ponto. Neste caso estamos relacionando o valor de uma função em um ponto com a função média e a derivada da função média.

$$\bar{P}[a] = \bar{P}[x] - \frac{\partial \bar{P}[a]}{\partial x} \cdot (x - a) + \text{Resíduo} \quad (\text{B-11})$$

Como a é um ponto,

$$\bar{P}_a = P_a \quad (\text{B-12})$$

A propriedade média em a , \bar{P}_a , é igual ao valor da propriedade em a , P_a , mas o valor da média da propriedade entre θ e a , $\bar{P}[a]$, é diferente da propriedade média em a e diferente do valor da propriedade em a

$$\bar{P}|_0^a = \bar{P}[a] \neq \bar{P}_a; \quad \bar{P}|_0^a = \bar{P}[a] \neq P_a$$

A propriedade P na equação B-10 pode ser qualquer propriedade. No caso em questão, a propriedade que se deseja descobrir no ponto x é a saturação, mais especificamente a saturação de água (S_w).

$$S_{w_x} = \overline{S_w}[x] + \frac{\partial \overline{S_w}[x]}{\partial x} \cdot x \quad (\text{B-13})$$

Como a saturação é função da posição e da quantidade de fluido injetado na amostra,

$$S_{w_x} = \overline{S_w}[x, Ni] + \frac{\partial \overline{S_w}[x, Ni]}{\partial x} \cdot x \quad (\text{B-14})$$

Onde Ni é o número de volumes porosos injetados de fluido (água no caso da permeabilidade relativa água-óleo)

Introduzindo uma função z e aplicado a regra da cadeia:

$$\frac{\partial \overline{S_w}[x, Ni]}{\partial x} = \frac{\partial \overline{S_w}[x, Ni]}{\partial z} \cdot \frac{\partial z}{\partial x} \quad (\text{B-15})$$

A equação B-14 fica:

$$S_{w_x} = \overline{S_w}[x, Ni] + x \cdot \frac{\partial \overline{S_w}[x, Ni]}{\partial z} \cdot \frac{\partial z}{\partial x} \quad (\text{B-16})$$

Definindo:

$$z \equiv \frac{Ni}{x} \quad (\text{B-17})$$

A derivada de z fica:

$$\frac{\partial z}{\partial x} = -\frac{Ni}{x^2} \quad (\text{B-18})$$

A aplicação de (B-18) em (B-16), fica:

$$S_{w_x} = \overline{S_w}[x, Ni] - \frac{Ni}{x} \cdot \frac{\partial \overline{S_w}[x, Ni]}{\partial (Ni/x)} \quad (\text{B-19})$$

Na face de saída, para x parametrizado entre 0 e 1 ,

$$Sw_2 = \overline{Sw}[Ni] - Ni \cdot \frac{\partial \overline{Sw}[Ni]}{\partial (Ni)} \quad (\text{B-20})$$

Onde Sw_2 é a saturação de água na face de saída da amostra (isto é, em $x = 1$)

Observe que a definição da notação de média (equação B-9) mudou sutilmente, agora é:

$$\overline{P}|_0^1[Ni] \equiv \overline{P}[Ni] \quad (\text{B-21})$$

Então, $\overline{P}[Ni]$ quer dizer, a média da propriedade P entre 0 (entrada) e 1 (saída) que é uma função de Ni .

Assim, para obter a saturação na face de saída da amostra (Sw_2), devemos multiplicar a derivada da saturação média em relação ao número de volumes porosos injetados ($\frac{\partial \overline{Sw}[Ni]}{\partial (Ni)}$) pelo número de volumes porosos injetados (Ni) e somar a saturação média da amostra no instante Ni ($\overline{Sw}[Ni]$).

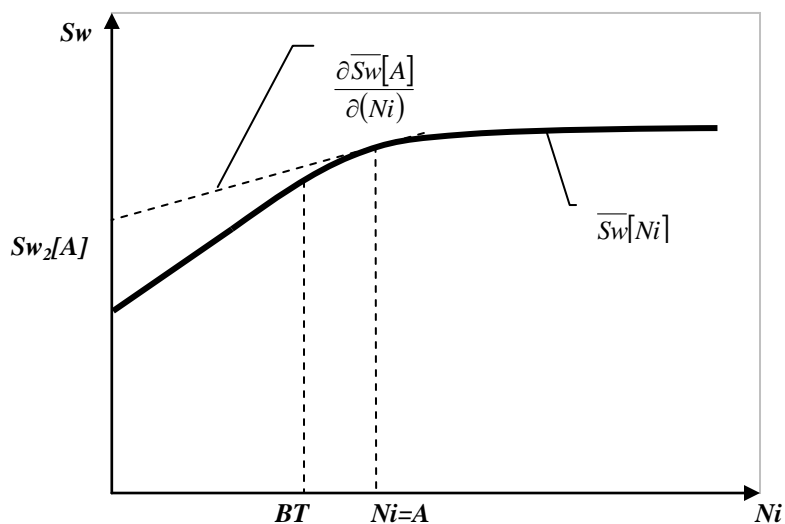


Figura B-1 – Gráfico de saturação média em função do número de volumes porosos de água injetados – A extrapolação da derivada em direção ao eixo “y” define a saturação de água na face de saída. Fonte: COMPAM, 2009

B.1.1 Pontos de Validação da Proposta

B.1.1.1 Início do Teste (Antes do Breakthrough)

Por balanço de massa,

$$\overline{Sw} = Swi + Np \quad (B-22)$$

onde Np é o número de volumes porosos produzidos de óleo.

Ainda por balanço de massa

$$Np = Ni - Nw \quad (B-23)$$

onde Nw é o número de volumes porosos produzidos de água.

Substituindo (B-22) e (B-23) em (B-20)

$$Sw_2 = Swi + Ni - Nw - Ni \cdot \frac{\partial \overline{Sw}[Ni]}{\partial (Ni)} \quad (B-24)$$

Mas, antes do *breakthrough* (BT) a variação da saturação de água é igual a variação do volume acumulado de água injetada, pois todo o volume de água injetado permanece no interior da amostra, assim:

$$\frac{\partial \overline{Sw}[Ni]}{\partial (Ni)} = 1 \quad (B-25)$$

Além disso, nenhuma água é produzida, então:

$$Nw = 0 \quad (B-26)$$

Substituindo (B-25) e (B-26) em (B-24)

$$Sw_2 = Swi \quad (B-27)$$

Isto é, antes do *breakthrough* a saturação de água na face permanece igual a saturação inicial.

B.1.1.2 Final do Teste

No final do teste toda a água injetada é produzida, então:

$$N_w = N_i \quad (B-28)$$

Por conseqüência não há variação da saturação média de água.

$$\frac{\partial \overline{S_w}[N_i]}{\partial (N_i)} = 0 \quad (B-29)$$

Substituindo (B-26) e (B-27) em (B-18)

$$S_{w_2} = \overline{S_w} \quad (B-30)$$

O que significa que no final do teste, a saturação de água na face é igual a saturação média da amostra.

B.2 Cálculo da saturação de água na face, grandes volumes porosos deslocados

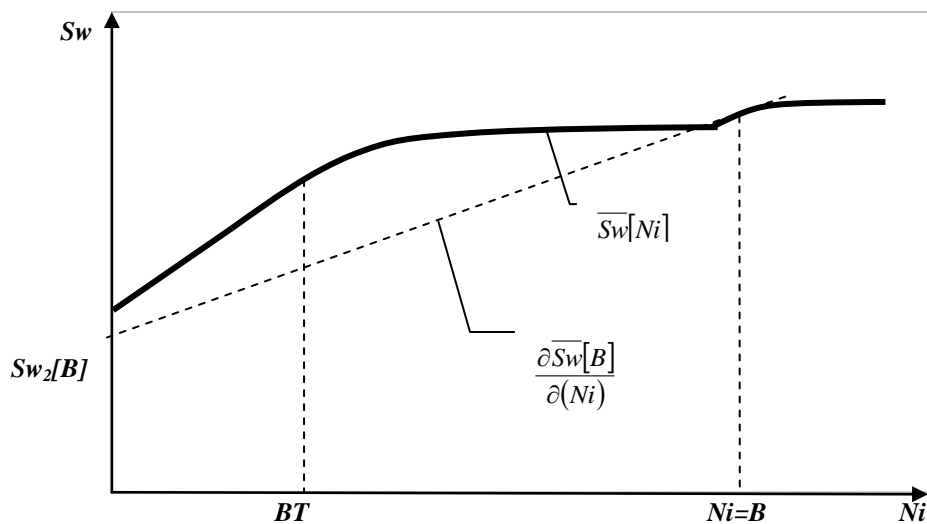


Figura B-2 – Gráfico de saturação média em função do número de volumes porosos de água injetados (produção tardia) – A extrapolação da derivada em direção ao eixo “y” leva a valores inconsistentes de saturação de água na face de saída. Fonte: COMPAM, 2009

A produção tardia de óleo (seja por *bumpflow* ou por outro motivo) ou pequenas incertezas na medição experimental em estágios adiantados do teste, leva a valores inconsistentes de

saturação na face. Este problema é majorado porque, quanto maior o número de volumes porosos de água injetados, maior a extrapolação da derivada. Para diminuir a incerteza do método, principalmente para altos valores de Ni , Jones e Roszelle propuseram uma segunda abordagem.

A nova abordagem proposta por Jones e Roszelle consiste em trabalhar em um plano S_w x $1/Ni$ (ao invés de trabalhar no plano S_w x Ni). A grande vantagem é que a extrapolação da derivada em direção ao eixo das ordenadas é tanto menor quanto maior o número de volumes porosos injetados.

O problema é que esta abordagem não obtém diretamente a saturação da face, mas sim uma saturação que não tem significado físico, mas serve como passo intermediário para obtenção da saturação na face.

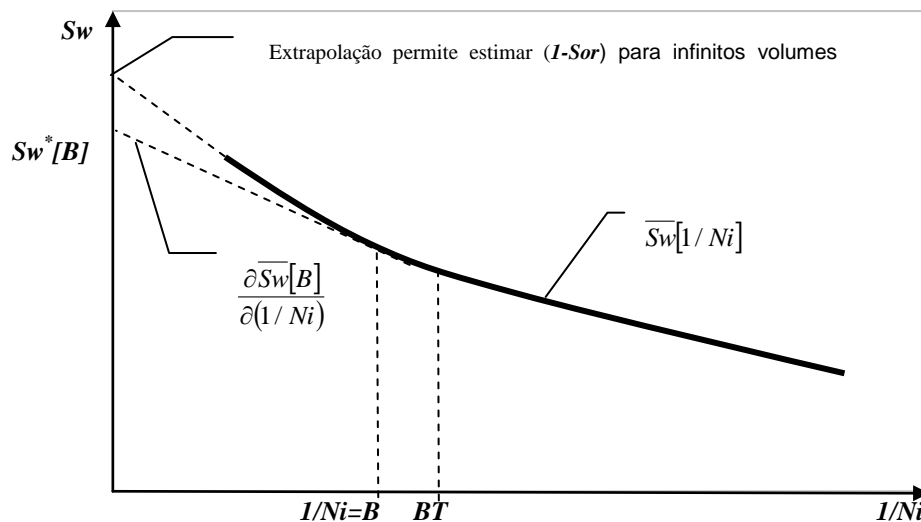


Figura B-3 – Gráfico de saturação média em função do inverso do número de volumes porosos de água injetados – Para número de volumes porosos injetados grandes, a extrapolação da derivada em direção ao eixo “y” não é tão extensa o que diminui as incertezas. Fonte; COMPAM, 2009

$$S_w^* = \bar{S_w} - \frac{1}{Ni} \cdot \frac{\partial \bar{S_w}[1/Ni]}{\partial (1/Ni)} \quad (B-31)$$

A equação (B-31) é obtida da equação da reta (para extrapolação da derivada em direção ao eixo das ordenadas).

$$b = y_1 - a \cdot x_1 \quad (\text{B-32})$$

Onde:

$$b = S_w^* \quad (\text{B-33})$$

$$a = \frac{\partial \overline{S_w}[1/Ni]}{\partial (1/Ni)} \quad (\text{B-34})$$

$$x_1 = \frac{1}{Ni} \quad (\text{B-35})$$

$$y_1 = \overline{S_w} \quad (\text{B-36})$$

O mesmo raciocínio vale para a equação (B-20).

Redefinindo z :

$$z \equiv \frac{x}{Ni} \quad (\text{B-37})$$

A derivada de z neste caso é:

$$\frac{\partial z}{\partial x} \equiv \frac{1}{Ni} \quad (\text{B-38})$$

Aplicando (B-37) e (B-38) na equação (B-14), obtém-se:

$$S_{w_x} = \overline{S_w}[x/Ni] + \frac{x}{Ni} \cdot \frac{\partial \overline{S_w}[x/Ni]}{\partial (x/Ni)} \quad (\text{B-39})$$

Na equação (B-14), a saturação média de água é uma função qualquer de x e Ni . Na equação (B-39) já foi restringido o cenário para uma função de x/Ni .

É válido fazer isso, pois é possível gerar um conjunto de dados experimentais de saturação média e de I/Ni . ($x=I$ na face de saída).

Na face de saída ($x = l$):

$$S_{w_2} = \overline{S_w}[1/Ni] + \frac{1}{Ni} \cdot \frac{\partial \overline{S_w}[1/Ni]}{\partial (1/Ni)} \quad (\text{B-40})$$

Substituindo (B-31) em (B-40), chega-se a:

$$S_{w_2} = 2 \cdot \overline{S_w}[1/Ni] - S_{w^*}[1/Ni] \quad (\text{B-41})$$

Esta equação só é válida quando $Ni \gg 0$, pois o termo l/Ni tende a infinito quando Ni tende a zero.

B.2.1 Pontos de Validação da Proposta

B.2.1.1 Início do Teste

Nesta condição a equação B-38 não é válida, pois o número de volumes porosos injetados (Ni) é muito pequeno (quando Ni tende a zero, l/Ni tende a infinito).

B.2.2.2 Final do Teste

Como o termo l/Ni tende a zero:

$$S_{w^*} = \overline{S_w} - 0 \cdot \frac{\partial \overline{S_w}[1/Ni]}{\partial (1/Ni)} = \overline{S_w} \quad (\text{B-42})$$

$$S_{w_2} = 2 \cdot \overline{S_w}[1/Ni] - \overline{S_w}[1/Ni] = \overline{S_w} \quad (\text{B-43})$$

B.3 Cálculo da viscosidade efetiva na face

A viscosidade efetiva é um artifício matemático para o cálculo da permeabilidade efetiva média ou a permeabilidade efetiva em um certo ponto de um meio poroso que está saturado por mais de um fluido.

A viscosidade efetiva pode ser entendida como a viscosidade que um fluido que estivesse saturando completamente uma rocha com uma permeabilidade absoluta específica teria que possuir para que a queda de pressão ao longo da amostra fosse a mesma que está sendo observada no escoamento multi-fásico nesta mesma rocha.

$$\mu_{EF} = -\frac{K_{abs} A}{Q} \frac{dp}{dx} \quad (B-44)$$

A equação (B-44) é a lei de Darcy considerando o meio poroso sendo percolado por apenas um fluido.

Caso seja mais conveniente pode-se substituir a permeabilidade absoluta (K_{abs}) pelo cálculo usado para obtê-la:

$$\mu_{EF} = -\frac{\left(-\frac{Q_b \mu_b L}{\Delta P_b}\right) A}{Q} \frac{dp}{dx} \quad (B-45)$$

Onde Q_b , e ΔP_b são a vazão e a queda de pressão ao longo de uma amostra de comprimento L , completamente saturada e percolada por um fluido de viscosidade μ_b .

A viscosidade média do fluido entre o ponto θ e x , observando a equação (B-44), é (utilizando a notação de média definida em B-6):

$$\overline{\mu_{EF}}[x] = -\frac{K_{abs} A}{Q} \frac{\Delta P|_0^x}{x} \quad (B-46)$$

Aplicando a equação (B-10), a mesma que foi utilizada para determinação da saturação em certo ponto, podemos obter a viscosidade efetiva em certo ponto x :

$$\mu_{EF_x} = \overline{\mu_{EF}}[x] + \frac{\partial \overline{\mu_{EF}}[x]}{\partial x} \cdot x \quad (B-47)$$

Utilizando as mesmas considerações e cálculos usados para a obtenção da saturação na face de saída ($x = I$), chega-se a viscosidade efetiva na face de saída:

$$\mu_{EF2} = \overline{\mu_{EF}}[Ni] + Ni \cdot \frac{\partial \overline{\mu_{EF}}[Ni]}{\partial (Ni)} \quad (B-48)$$

B.4 Cálculo da Permeabilidade relativa ao óleo e à água, medidos na saída da amostra

$$K_{abs} \cdot Kro_2 = -\frac{Q_{o2} \mu_o dx_2}{A dp_2} \quad (B-49)$$

$$\mu_{EF2} = -\frac{K_{abs} A dp_2}{Q dx_2} \quad (B-50)$$

Rearranjando as equações

$$Kro_2 = -Q_{o2} \mu_o \frac{dx_2}{K_{abs} A dp_2} \quad (B-51)$$

$$\mu_{EF2} = -\frac{K_{abs} A dp_2}{Q dx_2} \quad (B-52)$$

Substituindo (B-49) em (B-48) e aplicando a definição de fluxo fracionário:

$$F_{o2} = \frac{Q_{o2}}{Q} \quad (B-53)$$

Chega-se a:

$$Kro_2 = F_{o2} \frac{\mu_o}{\mu_{EF2}} \quad (B-54)$$

Todos os termos necessários para o cálculo de Kro_2 na equação (B-54) são medidos experimentalmente (no caso de μ_o e F_{o2}) ou calculados a partir de medidas experimentais (caso da μ_{EF2}).

A mesma seqüência de cálculos usada para deduzir a permeabilidade relativa ao óleo pode ser aplicada para o caso da água:

$$Krw_2 = F_{w2} \frac{\mu_w}{\mu_{EF2}} \quad (B-55)$$

A comparação da equação para permeabilidade relativa em função da viscosidade efetiva com a definição de fluxo fracionário em um ponto esclarece o outro nome pelo qual a viscosidade efetiva é conhecida: mobilidade relativa recíproca.

A mobilidade total é

$$\lambda = \frac{Kro}{\mu_o} + \frac{Krw}{\mu_w} \quad (B-53)$$

A mobilidade recíproca é

$$\lambda^{-1} = \frac{1}{\frac{Kro}{\mu_o} + \frac{Krw}{\mu_w}} \quad (B-56)$$

O fluxo fracionário é

$$F_o = \frac{Q_o}{Q_w + Q_o} = \frac{(K_{abs} Kro A \Delta P) / (\mu_o L)}{(K_{abs} Krw A \Delta P) / (\mu_w L) + (K_{abs} Kro A \Delta P) / (\mu_o L)} = \frac{Kro / \mu_o}{Krw / \mu_w + Kro / \mu_o} \quad (B-57)$$

Substituindo (B-56) em (B-57),

$$F_o = \lambda^{-1} \cdot Kro / \mu_o = \mu_{EF} \cdot Kro / \mu \quad (B-58)$$

Que é igual à equação (B-51).

A mesma dedução vale para a água.