

Víctor Raúl Guillén Núñez

**Deslocamento de Óleo em
um Meio Poroso Através de
Injeção de Emulsões
Óleo-em-Água: Análise de
Fluxo Linear**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
MECÂNICA**

Programa de Pós-graduação em
Engenharia Mecânica

Rio de Janeiro
Março de 2007

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Víctor Raúl Guillén Núñez

**Deslocamento de Óleo em um Meio
Poroso Através de Injeção de Emulsões
Óleo-em-Água: Análise de Fluxo Linear**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Prof. Márcio da Silveira Carvalho
Co-Orientador: Prof. Vladimir Alvarado Basante

Rio de Janeiro
Março de 2007



Víctor Raúl Guillén Núñez

**Deslocamento de Óleo em um Meio
Poroso Através de Injeção de Emulsões
Óleo-em-Água: Análise de Fluxo Linear**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio

Prof. Vladimir Alvarado Basante

Co-Orientador

Department of Chemical and Petroleum Engineering —
University of Wyoming

Prof. Paulo Roberto de Souza Mendes

Departamento de Engenharia Mecânica— PUC-Rio

Prof. Marcos Sebastião de Paula Gomes

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico —
PUC-Rio

Rio de Janeiro, 02 de Março de 2007

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Víctor Raúl Guillén Núñez

Graduou-se em Engenharia Mecânica na *Universidad Católica de Santa María* - UCSM (Arequipa, Perú) em 2002.

Ficha Catalográfica

Guillén Núñez, Víctor Raúl

Deslocamento de Óleo em um Meio Poroso Através de Injeção de Emulsões Óleo-em-Água: Análise de Fluxo Linear / Víctor Raúl Guillén Núñez ; orientador: Márcio da Silveira Carvalho ; co-orientador: Vladimir Alvarado Basante. — 2007.

88 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. Emulsão. 3. Recuperação avançada de óleo. 4. Meio poroso. 5. Deslocamento de óleo. 6. Fator de recuperação. I. Carvalho, Márcio. II. Alvarado, Vladimir. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

Ao meu orientador, professor Márcio Carvalho pelo apoio e a confiança depositados em mim, e ter guiado pelo caminho certo este trabalho e pelo apoio outorgado, mesmo em assuntos não relacionados com a pesquisa.

Ao meu co-orientador, Professor Vladimir Alvarado pelos oportunos comentários e sugestões imprescindíveis para a realização deste trabalho.

Ao Joel, pelas sempre certas sugestões e ajuda durante o desenvolvimento e redação deste trabalho.

Ao Eudes por permitir utilizar os equipamentos do seu laboratório e pela ajuda no início da etapa experimental, o Severiano e o David, pela ajuda outorgada na montagem da bancada experimental.

Aos professores membros da banca, pela participação, comentários e sugestões feitas a este trabalho.

Minha eterna gratidão ao meu pai Javier Guillén, minha mãe Ana María Núñez, meu irmão Javier e a minha avó María no Perú, pelo incentivo e carinho oferecidos, especialmente a minha irmã Milagros pela sua paciência e incondicional apoio no Brasil.

A todos os amigos conhecidos durante o curso de Mestrado que tornam a minha estadia no Brasil mais agradável. Passados e atuais companheiros de apartamento Jose Luis, Sara Castillo, Gerardo Castillo, Franklin Sanchez, Javier Montalvo, Hugo Barreda, Gustavo, Juan Valdez, Gilmar Romero. Passados e atuais companheiros de sala e laboratório Joel Romero, Sygifredo Cobos, Melisa Zambrano, Danmer Maza, Teresa Peña, Juliana Valerio, Mao Romero, Roney Thompson, Marco Perez, Julio Cuisano, David Maldonado, Fabio Hoelz, Eduardo Ramos, André Isnar e para o Epifanio Mamani.

Minha gratidão também para o CNPq, ANP, CAPES pelo apoio econômico e a PUC-Rio pela oportunidade de estudar em esta instituição, sem os quais este trabalho não poderia ter sido possível.

Resumo

Guillén Núñez, Víctor Raúl; Carvalho, Márcio; Alvarado, Vladimir. **Deslocamento de Óleo em um Meio Poroso Através de Injeção de Emulsões Óleo-em-Água: Análise de Fluxo Linear** Rio de Janeiro, 2007. 88p. Dissertação de Mestrado — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A injeção de emulsão é um método comum para melhorar o varrido do reservatório e manter-lo pressurizado. A eficiência de recuperação de óleo no caso de óleos pesados é limitada pela alta razão de mobilidade entre a água injetada e o óleo. Um método de reduzir o problema relativo à alta razão de viscosidade é por injeção de soluções poliméricas. Porém, a interação líquido-rocha, os grandes volumes e o preço associado dos polímeros podem fazer esta técnica não aplicável em caso de campos gigantes. Diferentes métodos de recuperação avançada de óleo estão sendo desenvolvidos como alternativas à injeção de polímeros. A injeção de dispersões, em particular a injeção de emulsões, têm sido tratadas com relativo sucesso como um método de recuperação avançada de óleo, mas as técnicas não são totalmente desenvolvidas ou compreendidas. O uso de cada método requer uma completa análise dos diferentes regimes de fluxo de emulsões dentro do espaço poroso de um reservatório. A maioria das análises de fluxo de emulsões em um meio poroso utiliza uma descrição macroscópica. Esta aproximação é só válida para emulsões com o tamanho da fase dispersa muito menor do que o tamanho do poro. Se o tamanho de gota da fase dispersa é da mesma ordem de magnitude do tamanho de poro, as gotas podem aglomera-se e particularmente podem bloquear o fluxo através dos poros. Este regime de fluxo pode ser utilizado para controlar a mobilidade do líquido injetado, conduzindo a um fator de recuperação maior.

Neste trabalho, experimentos de deslocamento de óleo foram executados em um corpo de prova de arenito. Os resultados mostram que a injeção de uma emulsão mudou o fator de recuperação de óleo, elevando este desde 40%, obtido só por injeção de água, até um valor aproximado de 75%, seja em modo primário ou depois do influxo da água.

Palavras-chave

Emulsão, recuperação avançada de óleo, meio poroso, deslocamento de óleo, fator de recuperação.

Abstract

Guillén Núñez, Víctor Raúl; Carvalho, Márcio; Alvarado, Vladimir. **Oil Displacement in a Porous Media Through Injection of Oil-in-Water Emulsion: Analysis of Linear Flow**. Rio de Janeiro, 2007. 88p. MSc. Dissertation — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Water injection is a common method to improve the reservoir sweep and maintain its pressure. The efficiency of oil recovery in the case of heavy oils is limited by the high mobility ratio between the injected water and oil. A method of reducing the problem related to the high viscosity ratio is by polymer solution injection. However, the liquid-rock interaction, the large volume and the associated cost of polymer may make this technique not applicable in the case of giant fields. Different enhanced oil recovery methods are being developed and studied as alternatives to polymer injection. Dispersion injection, in particular oil-water emulsion injection, has been tried with relative success as an enhanced oil recovery method, but the techniques are not fully developed or understood. The use of such methods requires a complete analysis of the different flow regimes of emulsions inside the porous space of a reservoir. Most analyses of flow of emulsion in a porous media use a macroscopic description. This approach is only valid for dilute emulsion which the size of the disperse phase is much smaller of the pore throat. If the drop size of the disperse phase is of the same order of magnitude of the pore size, the drops may agglomerate and partially block the flow through pores. This flow regime may be used to control the mobility of the injected liquid, leading to higher recovery factor. In this work, experiments of oil displacement were performed in a sandstone plug. The results show that injection of an emulsion changed the oil recovery factor, raising it from approximately 40%, obtained with water injection alone, to approximately 75%, whether in primary mode or after water flooding.

Keywords

Emulsion, enhanced oil recovery, porous media, oil displacement, recovery factor.

Conteúdo

1	Introdução	15
1.1	Conceitos Fundamentais	15
1.1.1	Origem do Petróleo	15
1.1.2	Recuperação do óleo	16
1.1.3	Métodos de Recuperação	17
1.1.4	Rocha Reservatório	18
1.2	Motivação	20
1.3	Objetivo	21
1.4	Escopo	21
2	Conceitos Fundamentais	23
2.1	Porosidade	23
2.1.1	Volume Poroso Absoluto	23
2.1.2	Volume Poroso Efetivo	24
2.2	Molhabilidade	24
2.3	Pressão Capilar	26
2.4	Permeabilidade	30
2.4.1	Absoluta ou Específica	31
2.4.2	Efetiva	31
2.4.3	Relativa	32
2.4.4	Curvas de Permeabilidade Relativa	32
2.5	Determinação da Permeabilidade	34
2.6	Forças Viscosas	35
2.7	Número Capilar	35
2.8	Mobilidade	36
2.9	Eficiência de Deslocamento	36
2.10	Emulsões	38
2.10.1	Estabilidade das Emulsões	39
2.11	Revisão Bibliográfica	39
3	Montagem da bancada experimental	42
3.1	Descrição da bancada experimental	42
3.1.1	Bomba	44
3.1.2	Mecanismo cilindro-pistão	44
3.1.3	Câmara “porta-amostra”, tipo Hassler	45
3.1.4	Corpo de prova	47
3.1.5	Transdutores de pressão	48
3.1.6	Aquisição e armazenamento de dados	48
3.1.7	Balança eletrônica	49
3.1.8	Óleos (Talpa 30 e Tivela 460)	49
3.2	Procedimento experimental	50
3.2.1	Preparação da bancada	50
3.2.2	Processo 1: Saturação da amostra de rocha com óleo	51

3.2.3	Processo 2: Deslocamento do óleo por injeção de água	53
3.2.4	Processo 3: Deslocamento do óleo por injeção contínua de emulsão	55
3.2.5	Processo 4: Recuperação terciária de óleo por injeção de água e emulsão em forma alternada	56
3.2.6	Processo 5: Medição da permeabilidade	56
4	Caracterização do Corpo de prova e dos Fluidos	58
4.1	Determinação das propriedades do corpo de prova	58
4.1.1	Volume Poroso efetivo	59
4.1.2	Permeabilidade	61
4.1.3	Saturação de óleo	62
4.1.4	Diâmetro de poro	63
4.1.5	Velocidade média do fluido através corpo de prova	64
4.1.6	Taxa de cisalhamento num poro	65
4.2	Líquidos utilizados	66
4.3	Caracterização dos líquidos	66
4.3.1	Óleo, água e solução água-carbopol	67
4.3.2	Emulsões	68
5	Apresentação e Discussão dos Resultados	71
5.1	Deslocamento do óleo por injeção de água	71
5.2	Deslocamento do óleo por injeção de emulsões	77
5.3	Recuperação avançada de óleo por injeção de água e emulsão em forma alternada	81
5.4	Análise de incertezas	84
6	Conclusões e Comentários Finais	86
	Referências Bibliográficas	86

Lista de Figuras

1.1	Estrutura esquemática de um reservatório de petróleo.	16
1.2	(a) Fotografia de uma Canteira do Afloramento do Botucatu, (b) Bloco de Arenito, (c) Amostra de arenito do Afloramento do Botucatu.	19
2.1	Matriz rochosa e espaço poroso.	24
2.2	Equilíbrio de forças na interface óleo-água.	25
2.3	Molhabilidade em sistemas óleo-água.	26
2.4	Elevação de água num tubo capilar.	27
2.5	Capilaridade num empacotamento de grãos esféricos.	28
2.6	Curvas de pressão capilar na drenagem e embebição.	30
2.7	fluxo linear em um meio poroso horizontal.	31
2.8	Curvas típicas de permeabilidade relativa de rocha molhada por água.	32
2.9	Efeito da variação da saturação sob a permeabilidade relativa de um sistema água-óleo [3].	33
2.10	Determinação da Permeabilidade absoluta.	34
2.11	Fotografia de uma emulsão óleo em água, tomada com microscópio eletrônico [S.C. Urdaneta].	38
3.1	Representação esquemática da bancada experimental, onde percursos (i) 3-4 quando água é injetada, (ii) 3'-4' para injetar o óleo, e (iii) 3''-4'' para injetar a emulsão.	42
3.2	Fotografia da bancada experimental.	43
3.3	Esquema mostrando os componentes da câmara portadora de amostras.	46
3.4	Esquema mostrando os componentes da câmara portadora de amostras.	47
3.5	A amostra de rocha.	47
3.6	Representação esquemática da bancada experimental, onde os percursos 1-2 + (I) 3-4 para injeção de água, (II) 3'-4' para injeção de óleo, e (III) 3''-4'' para injeção da emulsão.	50
3.7	Recuperação de óleo por injeção de água a uma vazão de alimentação de $Q_2 = 0.010$ ml/min.	54
4.1	Fotografia do corpo de prova mostrando suas dimensões.	58
4.2	Fotografia do método utilizado para embeber o corpo de prova em água.	59
4.3	Curva de Vazão-Diferencial de Pressão.	62
4.4	Fotografia mostrando as medidas dos diâmetros dos poros no corpo de prova obtidas nesta foto.	63
4.5	Diagrama mostrando os valores e a repetição dos tamanhos de poros aparentes do corpo de prova.	64

4.6	Diagrama mostrando a diferencia de velocidades que aparecem quando um fluido escoar entre dois grãos de rocha.	65
4.7	Viscosidade do óleo Talpa 30, utilizado para saturar o corpo de prova.	67
4.8	Viscosidade do óleo Tivela 460, utilizado na preparação das emulsões.	68
4.9	Fotografia mostrando as medidas de diâmetro das gotas da emulsão $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.	69
4.10	Diagrama mostrando a média do diâmetro das gotas da emulsão $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.	69
4.11	Viscosidade da emulsão com $\bar{D}_1 = 5 \mu\text{m}$.	70
4.12	Viscosidade da emulsão com $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.	70
5.1	Resultado da recuperação de óleo, mediante a injeção de água.	72
5.2	Resultado do balanço de volumes produzidos, mediante a injeção de água.	73
5.3	Resultado da fração de óleo recuperado, mediante injeção de água.	75
5.4	Resultado da fração de recuperação de óleo, mediante a injeção de água para as três vazões Q_1 , Q_2 , Q_3 , e as pressões de injeção resultantes.	76
5.5	Resultados da fração de recuperação de óleo e balanço de volumes produzidos, mediante a injeção de água para as três vazões.	76
5.6	Resultado da recuperação de óleo e emulsão, mediante a injeção de emulsão.	77
5.7	Resultados do balanço de volumes produzidos do óleo e emulsão, mediante a injeção de emulsão.	78
5.8	Resultados da fração da recuperação de óleo, mediante a injeção de emulsão.	79
5.9	Comparação dos resultados da fração de recuperação de óleo, mediante a injeção de água Q_3 e a injeção de emulsões \bar{D}_1 e \bar{D}_2 à mesma vazão.	80
5.10	Resultado da fração de recuperação de óleo, mediante a injeção de emulsões \bar{D}_1 e \bar{D}_2 , e suas pressões de injeção resultantes.	81
5.11	Fração de recuperação de óleo, mediante a injeção alternada de água e emulsão de $20 \mu\text{m}$ a vazão de 0.015 ml/min .	82
5.12	Fração de recuperação de óleo e balanço de volumes produzidos para o óleo, mediante injeção alternada de água Q_3 e emulsão \bar{D}_2 .	83
5.13	Fração de recuperação de óleo, mediante a injeção alternada de água Q_3 e emulsão \bar{D}_2 , e as pressões resultantes.	83
5.14	Comparação de resultados f_R de óleo mediante experimentos de: injeção alternada de água e emulsão \bar{D}_2 , injeção de água Q_3 , injeção de emulsões de \bar{D}_1 e \bar{D}_2 a vazão de 0.015 ml/min .	84
5.15	Incerteza no experimento de injeção de emulsão \bar{D}_2 .	85

Lista de Tabelas

4.1	Dimensões do corpo de prova.	60
4.2	Tabela das Vazões utilizadas e seus diferenciais de Pressões resultantes ao atravessar o meio poroso	61
4.3	Líquidos utilizados.	66
4.4	Caracterização dos líquidos utilizados.	67
5.1	Tabela de resultados do deslocamento de óleo por injeção de água.	74
5.2	Tabela de resultados do deslocamento de óleo por injeção de água.	80

Lista de Símbolos

A	área transversal ou aparente, m^2
A_t	tensão de adesão, $dina/cm$
Ap_t	area porosa transversal, m^2
A/O	emulsão água-em-óleo
D_p	diâmetro de poro, m
\bar{D}	diâmetro médio, m
E	eficiencia de deslocamento
E_D	eficiencia de deslocamento microscópica
E_v	eficiencia de deslocamento macroscópica
e	espessura da parede do cilindro, m
g	aceleração da gravidade, m/s^2
h	elevação da água em um tubo capilar, m
k	permeabilidade absoluta do meio poroso, $mDarcy$
L	comprimento do meio poroso, m
m	massa, kg
N_{ca}	número de capilaridade
O/A	emulsão óleo-em-água
P_c	pressão capilar, Pa
P_m	pressão na fase molhante, Pa
p	pressão interna do cilindro, Pa
Q	vazão, ml/min
R	raio de curvatura da superfície esférica, m
r	raio interno do tubo capilar, m
r_c	raio interno do cilindro, m
S	saturação, %
S_{ac}	saturação de água conata,
S_{cm}	saturação crítica da fase molhante,
S_{oi}	saturação de óleo inicial,
T	Transdutor de pressão, Pa
V	volume, ml
VP	volume poroso, ml
v_m	velocidade média, m/s

Símbolos Gregos

ΔP	diferença de pressão, Pa
ϕ	porosidade, %
λ	mobilidade, k/μ
λ_a/λ_o	razão de mobilidade
μ	viscosidade, $Kg/m.s$
ρ	massa específica, kg/m^3
σ	tensão, mN/m
θ	ângulo de contato, °

Índices

a	água
ac	água conata ou irreduzível
c	capilar
g	gaseosa
D	deslocamento microscópico
i	inicial
m	molhante
nm	não molhante
o	óleo
or	óleo residual, óleo na rocha
oi	óleo inicial
p	poroso
r	relativa
t	total, tangencial
$a+o$	água mais óleo
1	número um
2	número dois
3	número três

1

Introdução

1.1

Conceitos Fundamentais

1.1.1

Origem do Petróleo

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com sedimentos, de acordo com as teorias geológicas aceitas atualmente. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton e não pode sofrer processo de oxidação. A interação dos fatores - matéria orgânica, sedimentos e condições termoquímicas apropriadas - é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo.

Admitindo um ambiente apropriado, após a incorporação da matéria ao sedimento, dá-se aumento de carga sedimentar e de temperatura, começando então, a se delinear o processo que passa pelos seguintes estágios evolutivos:

- Na faixa de temperaturas mais baixas, até 65 °C, predomina a atividade bacteriana que provoca a reorganização celular e transforma a matéria orgânica em querogênio. Este processo é denominado de **Diagênese**;
- O incremento da temperatura, até 165 °C, é determinante da quebra das moléculas de querogênio. Este processo é denominado **Catagênese**;
- A continuação do processo, avançando até 210 °C, propicia a quebra das moléculas de hidrocarbonetos líquidos e sua transformação em gás leve, processo denominado **Metagênese**;

- Ultrapassando essa fase, a continuação do aumento de temperatura leva à degradação do hidrocarboneto gerado, deixando como remanescente grafite, gás carbônico e algum resíduo de gás metano. Este processo é denominado **Metamorfismo**.

Para ter uma acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica.

A não-contenção do petróleo em sua migração permitiria seu percurso continuado em busca de zonas de menor pressão até se perder através de exsudações, oxidação e degradação bacteriana na superfície.

Para que se dê a acumulação do petróleo, é necessário a existência de barreira que se interponham no seu caminho. Esta barreira ao fluxo é causada pela rocha selante, cuja característica principal é a sua baixa permeabilidade. Duas classes de rochas são selantes por excelência: os folhelhos e os evaporitos (sal).

A estrutura esquemática de um reservatório de petróleo é apresentada na Fig. 1.1 no caso de um anticlinal.

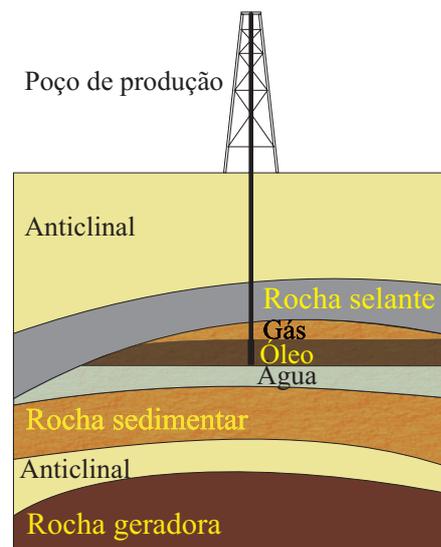


Figura 1.1: Estrutura esquemática de um reservatório de petróleo.

1.1.2 Recuperação do óleo

Para ter acesso ao reservatório de óleo, é utilizada uma sonda de perfuração que atravessa as diferentes camadas rochosas até atingir a jazida. Nas sondas rotativas, a perfuração é realizada pela ação de rotação e peso

aplicado a uma broca existente na extremidade inferior de uma coluna de perfuração.

Vários métodos são utilizados para recuperar e elevar até a superfície o óleo acumulado nos espaços porosos da rocha reservatório.

1.1.3 Métodos de Recuperação

Depois de ter perfurado o poço de petróleo, muitas vezes o óleo é levado até a superfície aproveitando a própria pressão do reservatório (energia natural ou primária, chamados de poços surgentes), devido à expansão dos fluidos e da rocha que contém os fluidos e a contração do volume poroso no reservatório. Porém, com o passar do tempo e o aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até os poços (e a superfície) a superfície numa vazão econômica ou conveniente.

É preciso injetar algum fluido para ajudar a manter a pressão do reservatório e para preencher o espaço poroso deixado pelos fluidos produzidos, e assim continuar com a recuperação de hidrocarbonetos a vazões econômicas convenientes. Este processo é chamado de método de recuperação secundária.

Existem diversos métodos de recuperação secundária, como a injeção de água ou a injeção de algum gás de hidrocarbonetos. Estes métodos de recuperação são uma boa alternativa na recuperação de óleo, mas, a sua eficiência é também limitada, geralmente devido a dois aspectos principais: a grande diferença de viscosidades que existe entre o óleo e o fluido injetado e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o deslocado [1].

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que o fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente aos poços de produção.

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado a desalojar o óleo do reservatório fora dos poros, é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado.

Para melhorar a recuperação de hidrocarbonetos é que se recorre a diversos métodos de recuperação melhorada ou avançada. Existem muitos métodos de recuperação avançada: **Imiscíveis** como a injeção de água e/ou gás; **Miscíveis** como a injeção de CO_2 , gás natural ou nitrogênio;

Térmicos como a injeção de água quente ou a injeção cíclica de vapor, ou combustão in-situ; **Químicos** como injeção de tensoativos, solução alcalina, polímeros ou Emulsões; e outros como os **Microbiológicos** (Bactérias). Todos buscando a máxima eficiência de recuperação economicamente viável.

Nota: A injeção de CO_2 é um método de recuperação avançada e embora possa-se fazer de método secundário é o mais freqüentemente utilizado depois da injeção de água ou alternando água e CO_2 (o processo WAG em inglês).

Os mecanismos de recuperação avançada envolvem as mudanças do número de capilaridade ou mudanças da varredura vertical ou horizontal. A injeção de polímeros, por exemplo, melhora a razão de mobilidade entre o fluido deslocante (água mais polímeros) e o fluido deslocado (água mais óleo). Nos processos térmicos, como a injeção de vapor, mudam a mobilidade do óleo.

1.1.4

Rocha Reservatório

O petróleo, após sua geração e migração, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de rocha reservatório. Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório, deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade.

Exemplos de rochas que formam reservatórios de óleo, incluem os arenitos e calcarenitos.

Porém, existem reservatórios em folhelhos sendo explorados, mas eles não são considerados reservatórios convencionais de óleo, embora países como os Estados Unidos possuem enormes reservas neste tipo de rocha.

Para os experimentos realizados neste trabalho, foi utilizada uma amostra de arenito do Afloramento do Botucatu, que fica na porção sul da Bacia do Paraná.

Geralmente o arenito esta depositado em ambiente continental, nos rios e lagos, ou em ambiente marinho, em praias, deltas ou nas seqüências turbidíticas do talude continental (Típico dos reservatórios “off shore” do Brasil).

O arenito é uma rocha sedimentar que resulta da compactação e litificação de um material granular da dimensão das areias (fragmentos de rochas e minerais entre 0,062 e 2,00 mm). O arenito é composto normal-

mente por quartzo, mas pode ter quantidades apreciáveis de feldspatos, micas e impurezas. Pode apresentar matriz (partículas menores, de silite e argila) e um cimento natural qualquer precipitado quimicamente (óxidos de ferro, carbonatos, sílica), os quais colaboram na coesão da rocha. É a presença e tipo de impurezas, das partículas menores e dos cimentos que determina a coloração dos arenitos, por exemplo, grandes quantidades de óxidos de ferro, fazem esta rocha vermelha. O tamanho médio do grão de areia define a classificação do arenito: arenito grosso, médio ou fino.

Nos arenitos observa-se com freqüência uma nítida estrutura sedimentar marcada pela sucessão de lâminas e estratos com variações na granulagem, cor, composição, etc., que refletem mudanças nos fatores controladores do processo de sedimentação que deu origem à rocha sedimentar.



(a)



(b)



(c)

Figura 1.2: (a) Fotografia de uma Canteira do Afloramento do Botucatu, (b) Bloco de Arenito, (c) Amostra de arenito do Afloramento do Botucatu.

Na Fig. 1.2, em (a) mostra uma canteira do Afloramento do Botucatu, em (b), mostra uma vista melhor do arenito, e em (c), mostra uma pequena rocha de arenito, onde pode-se apreciar a porosidade e a coloração, características típicas do arenito do Afloramento do Botucatu.

1.2 Motivação

A diminuição de descobertas de novas reservas de óleo torna a melhoria da eficiência de recuperação de óleo das reservas já conhecidas extremamente importante.

O óleo encontra-se alojado nos poros de rochas sedimentares. Tipicamente, em um reservatório, além do óleo, encontra-se gás (nas camadas mais altas) e água (nas camadas mais baixas do reservatório). A produção de óleo é feita através de um poço produtor que é perfurado até atingir as camadas de rocha onde o óleo está alojado, como mostra a Fig. 1.1.

Geralmente, no início da produção é realizada aproveitando a própria pressão do reservatório. A medida que o óleo é produzido, a pressão do reservatório decresce até atingir um nível que é insuficiente para o aproveitamento econômico do óleo. Tipicamente utiliza-se água por poços injetores para preencher o espaço deixado pelo óleo produzido e manter o nível de pressão do reservatório. A injeção de água é o método de recuperação mais utilizado no mundo.

A tensão interfacial entre a água e o óleo, a alta razão de viscosidade entre a água e o óleo (principalmente nos casos de óleos pesados) e a heterogeneidade do meio poroso onde se encontra o óleo fazem com que a água tenda-se a deslocar preferencialmente pelas regiões de alta permeabilidade, resultando em uma baixa eficiência de varredura do reservatório.

Pesquisas nesta área visam desenvolver metodologias mais eficientes que permitam uma melhora significativa no processo de recuperação do “óleo residual” (óleo que permanece no interior do reservatório após o processo de exploração primária e secundária), aumentando a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil.

Uma alternativa, já utilizada na indústria, é a injeção de soluções poliméricas, porém o problema de interação fluido-rocha, o custo e volume dos polímeros necessários podem tornar esta alternativa inviável.

O mecanismo pelo qual a injeção de soluções poliméricas torna a varredura do reservatório mais uniforme não é completamente entendido. Com certeza, a dissolução de polímeros de alto peso molecular na água aumenta a viscosidade do líquido injetado, diminuindo assim a razão de viscosidade dos fluidos. Porém, efeitos viscoelásticos no escoamento na escala de poros causam um aumento na resistência ao escoamento através dois canais com expansão e contração.

Uma técnica alternativa à injeção de soluções poliméricas é a injeção

de emulsões óleo-água. Esta alternativa apesar de não ser totalmente desenvolvida, já foi testada com relativo sucesso [2] em alguns campos. Se o tamanho das gotas da fase dispersa for da mesma ordem dos tamanhos dos poros, gotículas da fase dispersa podem-se aglomerar e bloquear parcialmente a passagem do fluido pelos poros da formação rochosa do reservatório. Este regime de escoamento pode ser utilizado para controlar a mobilidade do líquido injetado, onde emulsões projetadas adequadamente poderiam ser injetadas com o objetivo de bloquear a passagem de água por poros já varridos anteriormente. Desta forma, existe uma grande necessidade do melhor entendimento da hidrodinâmica de emulsões em meios porosos.

Caso se prove tecnicamente viável, o uso de emulsões traria algumas vantagens em relação à injeção de polímeros:

O custo de produção de emulsões seria bem menor do que o custo de soluções poliméricas. Por ser um fluido nativo do reservatório, o problema de interação fluido-rocha também seria minimizado.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é estudar experimentalmente o processo de produção de óleo armazenado em um meio poroso através da injeção de água e diferentes emulsões.

Um dispositivo experimental foi construído para a realização dos testes. Foram analisados diferentes procedimentos de injeção, como exemplo injeção de água e de diferentes emulsões durante todo o processo de produção de óleo e injeção alternada de água e emulsão.

Emulsões com diferentes tamanhos de gotas foram testados nos experimentos realizados.

1.4 Escopo

O trabalho está dividido em 6 Capítulos, no capítulo 1, apresenta-se a Introdução, assim como a motivação e o objetivo do trabalho. O capítulo 2, apresenta uma revisão dos conceitos básicos necessários para a apresentação do trabalho e uma revisão bibliográfica. No capítulo 3, apresenta-se a montagem da bancada experimental com a descrição de cada componente. No capítulo 4, apresenta-se a caracterização do corpo de prova e dos fluidos

utilizados nos experimentos. No capítulo 5, apresentam-se e discutem os resultados obtidos. O capítulo 6, apresenta as conclusões, comentários finais e recomendações para trabalhos futuros.

2

Conceitos Fundamentais

Neste capítulo serão apresentados, uma revisão dos conceitos básicos, propriedades importantes da amostra de rocha e dos fluidos utilizados nos experimentos e uma revisão bibliográfica, necessários para a apresentação do trabalho.

2.1

Porosidade

A porosidade é a medida do armazenamento nos espaços vazios numa rocha, a qual pode estar interconectada ou não.

A porosidade ϕ é o parâmetro físico que mede a relação entre o volume poroso V_p e o volume total V_t de um corpo sólido:

$$\phi = V_p/V_t \quad (2-1)$$

O volume total da rocha é dado pela soma do volume poroso V_p e do volume da parte sólida V_s :

$$V_t = V_p + V_s \quad (2-2)$$

Existem dois tipos de porosidades, de acordo com a interconexão entre os poros: porosidade absoluta e porosidade efetiva.

2.1.1

Volume Poroso Absoluto

A porosidade absoluta considera o volume total dos poros, estejam ou não interconectados [1].

Um método para determinar o volume poroso absoluto é triturar a amostra cuidadosamente até reduzi-la a grãos que conformam o corpo sólido

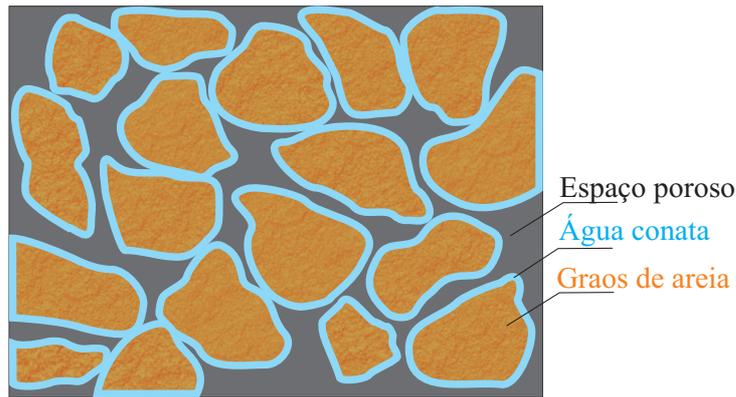


Figura 2.1: Matriz rochosa e espaço poroso.

da rocha. A diferença entre o volume total e o volume do corpo sólido da rocha é o volume poroso absoluto [3].

2.1.2 Volume Poroso Efetivo

Parte do volume poroso pode estar isolado dos demais poros e parte pode estar conectado entre si. A porosidade efetiva é definida como a relação entre o volume poroso interconectado e o volume total do meio. Este é o parâmetro de interesse no processo de recuperação de óleo, já que descreve o volume máximo de fluido que pode ser extraído.

O volume poroso efetivo, pode ser obtido por meio da saturação da amostra com um fluido qualquer. A diferença dos pesos da amostra saturada e seca permite a determinação do volume poroso efetivo.

$$V_p = \frac{m}{\rho} \quad (2-3)$$

onde: V_p é o volume poroso do corpo de prova, m é a diferença de massas da amostra saturada e a amostra seca, ρ é a massa específica do fluido utilizado para saturar o corpo de prova.

2.2 Molhabilidade

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido aderir ou espalhar-se preferencialmente sobre uma superfície sólida em presença de outra fase imiscível. Em um reservatório, a superfície sólida é a rocha e os fluidos são água, óleo e gás. A fase que “molha” preferencialmente a

superfície é denominada fase molhante e por conseguinte a outra fase é denominada a fase não molhante.

A forma da interface entre fluidos imiscíveis resulta da interação entre as forças moleculares que atuam nas interfaces líquido-líquido e líquido-sólido. Assim, num sistema óleo-água em contato com uma superfície plana de rocha, conforme representado na Fig. 2.2, a tensão de adesão A_t é definida como:

$$A_t = \sigma_{or} - \sigma_{ar} = \sigma_{ao} \cos \theta \quad (2-4)$$

onde: σ_{or} é a tensão interfacial entre o óleo e a rocha, σ_{ar} é a tensão interfacial entre a água e a rocha, σ_{ao} é a tensão interfacial água-óleo, e θ é o ângulo de contato.

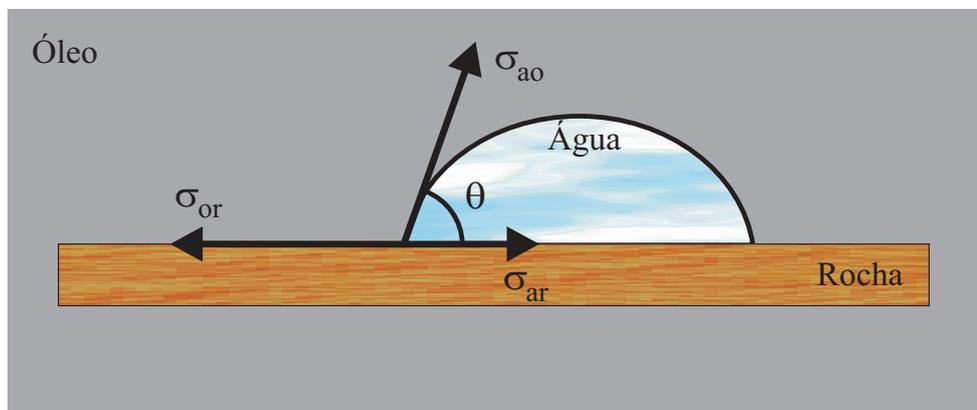


Figura 2.2: Equilíbrio de forças na interface óleo-água.

Se $\sigma_{ar} < \sigma_{or} \Rightarrow A_t > 0$, a superfície sólida é molhada preferencialmente pela água. Se $\sigma_{ar} > \sigma_{or} \Rightarrow A_t < 0$, a superfície sólida é molhada preferencialmente pelo óleo. $A_t = 0$ indica que ambas as fases têm a mesma afinidade pela superfície sólida. A molhabilidade pode também ser definida pelo ângulo de contato θ (medido pela fase aquosa). $\theta < 90^\circ$ indica que o líquido molhante é água, $\theta > 90^\circ$ indica que o líquido molhante é o óleo, e $\theta = 90^\circ$ indica molhabilidade neutra, conforme indicado na Fig. 2.3.

Finalmente, devemos ressaltar que o conceito de molhabilidade é de grande importância, já que pode afetar os seguintes fatores:

- A localização e saturação de água irreduzível.
- A distribuição dos fluidos nas jazidas.
- O valor e a localização do óleo residual.
- O mecanismo de deslocamento.

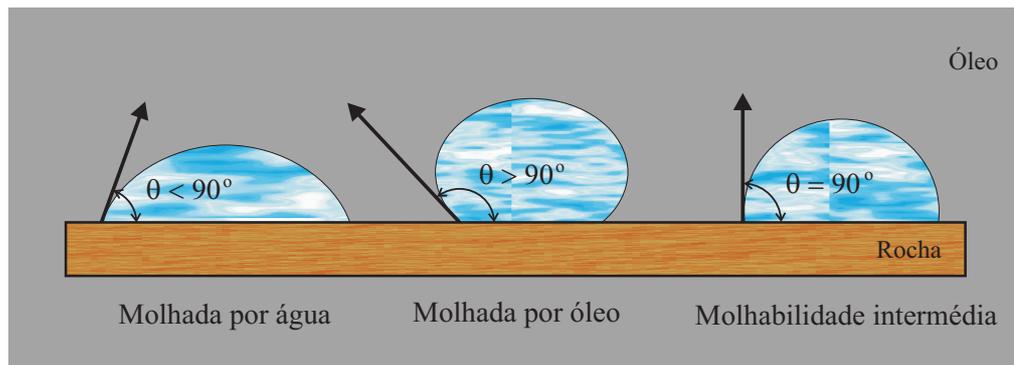


Figura 2.3: Molhabilidade em sistemas óleo-água.

2.3

Pressão Capilar

A tensão interfacial agindo em uma interface curva entre dois fluidos causa uma diferença de pressão entre as duas fases. A pressão do fluido localizado no lado côncavo da interface é maior do que a pressão do lado convexo. A diferença de pressão é proporcional à tensão interfacial e inversamente proporcional ao raio de curvatura da interface. Quanto menor o raio de curvatura da interface, maior a diferença de pressão entre as fases.

Em um meio poroso, o raio de curvatura das interfaces óleo-água é muito pequeno devido as pequenas dimensões dos poros, tornando a diferença de pressão entre as duas fases grande.

Em um reservatório define-se pressão capilar como a diferença de pressão da fase não molhante e a fase molhante.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (2-5)$$

onde: P_c é a pressão capilar, P_{nm} é a pressão da fase não molhante, e P_m é pressão da fase molhante.

Na Engenharia de Petróleo, convencionou-se que a pressão capilar num sistema óleo-água é definida por:

$$P_c = P_o - P_a, \quad (2-6)$$

e num sistema gás óleo:

$$P_c = P_g - P_o, \quad (2-7)$$

onde: P_o é a pressão na fase oleosa, P_a é a pressão na fase aquosa e P_g é a pressão na fase gasosa.

Assim temos, para um sistema óleo-água, que:

- $P_c > 0$, superfície rochosa molhada pela água.
- $P_c < 0$, superfície rochosa molhada pelo óleo.

O efeito da capilaridade pode ser exemplificado por um simples experimento, ilustrado na Fig. 2.4. Ao se introduzir um capilar de vidro (molhado preferencialmente por água) em um recipiente contendo água e óleo, passando pela interface das duas fases, pode-se observar que a água sobe pelo capilar até as pressões das colunas de água e óleo se equilibrem. Considerando P_a a pressão da água logo abaixo da interface no capilar e P_o , a pressão do óleo logo acima da interface, o equilíbrio de pressão em uma mesma horizontal pode ser escrito como:

$$P_o + \rho_o g h = P_a + \rho_a g h \Rightarrow \tag{2-8}$$

$$P_c \equiv P_o - P_a = (\rho_a - \rho_o) g h; \tag{2-9}$$

onde ρ_o é a massa específica do óleo, ρ_a é a massa específica da água e g é a aceleração da gravidade.

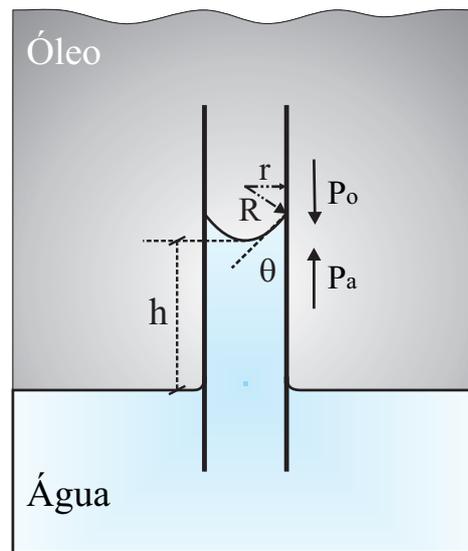


Figura 2.4: Elevação de água num tubo capilar.

O lado côncavo da interface corresponde a fase não molhante. Desta forma, a pressão da fase não molhante será sempre maior do que a pressão da fase molhante.

Admitindo que a interface óleo-água é uma superfície esférica, a pressão capilar pode ser dada pela equação de Laplace como:

$$P_c = \frac{2 \sigma_{ao}}{R} \tag{2-10}$$

onde: R é o raio de curvatura da superfície esférica, mas também podemos considerar que $R = \frac{r}{\cos \theta}$, sendo r o raio interno do tubo capilar.

A equação acima, indica que o efeito da capilaridade é mais intenso quanto menor forem os poros da rocha reservatório. Além disso, comparando-a com a equação dada pela condição de equilíbrio capilar-gravitacional, temos:

$$P_c = \frac{2 \sigma_{ao} \cos \theta}{r} = (\rho_a - \rho_o) g h \quad (2-11)$$

Podemos concluir então que a água atinge alturas mais elevadas em capilares de menor dimensão. Se o reservatório for considerado como sendo formado por um conjunto de capilares de diferentes diâmetros, concluímos que a água estará presente em diferentes profundidades, dependendo do tamanho dos poros da rocha.

A Fig. 2.5 apresenta um esquema de água em um poro, representado pelo espaço entre duas esferas.

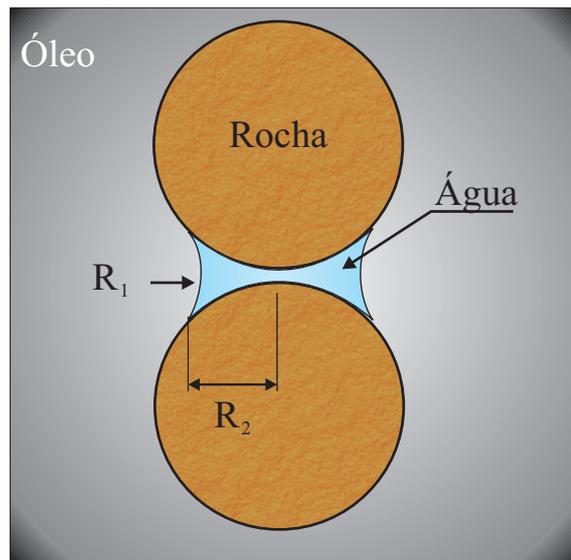


Figura 2.5: Capilaridade num empacotamento de grãos esféricos.

A pressão capilar em qualquer ponto da interface dos fluidos pode ser obtida através da equação de Laplace, dada por:

$$P_c = \sigma_{ao} \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (2-12)$$

onde R_1 e R_2 são os raios principais de curvatura da interface. Os raios são medidos em planos perpendiculares.

A expressão anterior nos leva às seguintes conclusões:

$$R_1 < R_2 \implies P_c > 0 \quad (\text{molhabilidade à água})$$

$$R_1 > R_2 \implies P_c < 0 \quad (\text{molhabilidade ao óleo})$$

Se o volume de água em torno dos grãos da rocha diminui, necessariamente o raio de curvatura R_1 decrescerá. Assim, conforme expresso pela equação de Laplace, a pressão capilar aumentará.

Como a relação entre volume de água e o volume total de fluidos define a saturação de água no sistema, podemos concluir que existe uma relação inversa entre a pressão capilar e a saturação, ou seja:

$$R_1 \downarrow \implies S_a \downarrow \implies P_c \uparrow$$

onde S_a = saturação de água = volume de água / volume total.

A relação entre a pressão capilar e a saturação é normalmente obtida através de experimentos de laboratório com amostras de testemunho submetidas a processos de deslocamento de fluidos imiscíveis. Para uma rocha preferencialmente molhada pela água, as curvas típicas de pressão capilar em função da saturação da água têm a forma ilustrada na Fig. 2.6. Os processos de Drenagem e Embebição são definidos a seguir:

1. **Drenagem** (fase não molhante deslocando fase molhante)

Uma água contida numa amostra inicialmente 100% saturada é deslocada por óleo, caracterizando um processo de drenagem [4], onde pode se destacar o seguinte:

- Em determinados tipos de rocha reservatório (em geral, pouco permeáveis), a drenagem só passa a ocorrer após se atingir uma pressão inicial de deslocamento.
- Na medida que a saturação de água diminui, a pressão capilar aumenta, conforme indicado na curva de drenagem da Fig. 2.6.
- Ao se atingir a saturação de água conata ou irreduzível S_{ac} , a drenagem cessa, qualquer que seja a pressão imposta. Assim, a curva de pressão capilar apresenta uma assíntota nesse ponto.

2. **Embebição** (fase molhante deslocando fase não molhante)

Após a drenagem o experimento pode ser reiniciado no sentido contrário, ou seja, o óleo contido na amostra passa agora a ser deslocado pela água, o que caracteriza um processo de embebição. Os seguintes pontos podem ser destacados:

- Na medida que a saturação de água aumenta, a pressão capilar vai diminuindo, porém seu valor é inferior àquele encontrado na

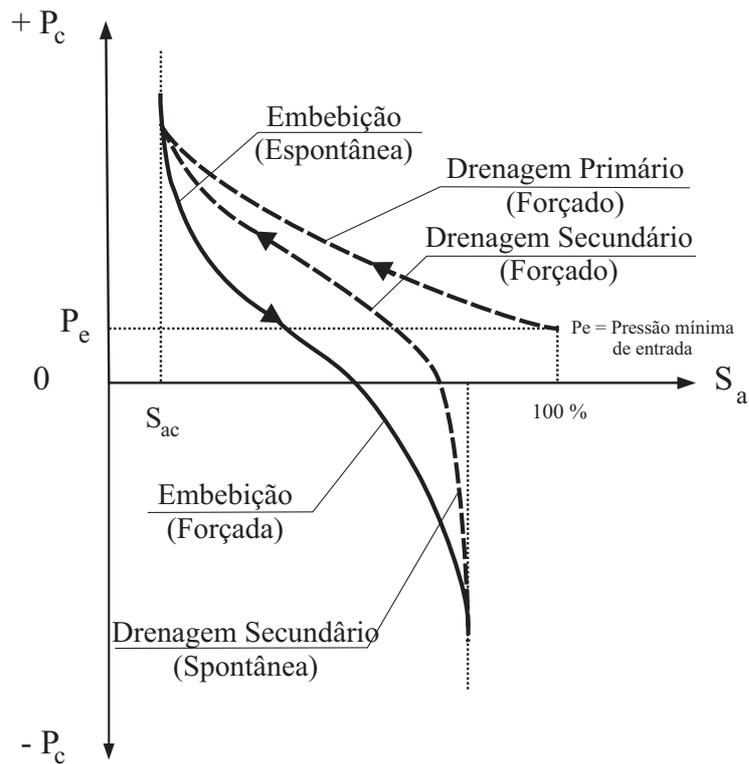


Figura 2.6: Curvas de pressão capilar na drenagem e embebição.

drenagem para a mesma saturação, caracterizando uma histerese no processo de deslocamento de fluidos imiscíveis em um meio poroso.

- A saturação de água atinge sempre um valor máximo quando a pressão capilar se anula. Nesse ponto, a quantidade de óleo presente no meio poroso não pode mais ser reduzida, mesmo que a pressão capilar se torne negativa (pressão de fase oleosa menor que a pressão da fase aquosa). Essa saturação mínima de óleo é denominada saturação residual de óleo S_{or} .

2.4 Permeabilidade

Permeabilidade é definida como a capacidade da rocha de permitir o escoamento de fluidos através da rede de poros interconectados. O conceito de permeabilidade aparece na lei que governa o deslocamento dos fluidos através de meios porosos, conhecida como a lei de Darcy.

De acordo com a lei de Darcy, a velocidade de avanço de um fluido homogêneo num meio poroso é proporcional à permeabilidade e ao gradiente

de pressão, e inversamente proporcional à viscosidade do fluido.

$$Q = - \frac{A k (\Delta P + \rho g h)}{\mu L} \quad (2-13)$$

onde: Q é a vazão, A é a seção transversal ou aparente da rocha, k é a permeabilidade absoluta do meio poroso, μ é viscosidade dinâmica, ΔP é o gradiente de pressão, L é o comprimento do meio poroso.

Se o meio poroso estiver no plano vertical, a pressão hidrostática deve ser incluída na equação.

A permeabilidade é função da porosidade efetiva do meio e da conectividade e forma dos poros.

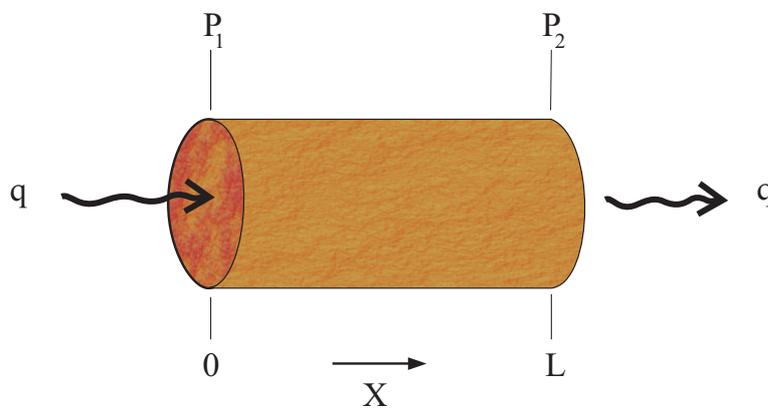


Figura 2.7: fluxo linear em um meio poroso horizontal.

Existem três tipos de permeabilidade:

2.4.1

Absoluta ou Específica

É a condutividade de uma rocha ou material poroso quando saturado completamente por um único fluido.

2.4.2

Efetiva

É a condutividade de um material poroso a uma fase (a um fluido) quando duas ou mais fases estão presentes. Quando duas ou mais fases estão fluindo simultaneamente num meio poroso permeável, como por exemplo num processo de deslocamento, a permeabilidade efetiva a uma dada fase é menor do que a permeabilidade absoluta e é função da saturação de fase.

2.4.3 Relativa

É a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade base. Podem-se utilizar três bases diferentes, dependendo do uso dos cálculos [3]:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k)_{S_o=100}} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k_o)_{S_o=1-S_{ac}}} \quad (2-14)$$

onde S_{ac} é a saturação de água conata, k_o é a permeabilidade absoluta ao óleo, S_o é a saturação de óleo, e k_{ro} é a permeabilidade relativa ao óleo.

Geralmente para o cálculo da permeabilidade relativa se toma como base a permeabilidade absoluta k .

2.4.4 Curvas de Permeabilidade Relativa

A Fig. 2.8 mostra as principais características de uma curva típica de permeabilidade relativa, a saber:

- É necessário alguma saturação da fase molhante para que esta comece a fluir, a qual é denominada de saturação crítica da fase molhante, S_{cm} ($0 < S_{cm} < 30\%$). De igual maneira, é necessário alguma saturação da fase não molhante para que comece a fluir, denominada saturação crítica ou de equilíbrio da fase não molhante, S_{cnm} ($0 < S_{cnm} < 15\%$).

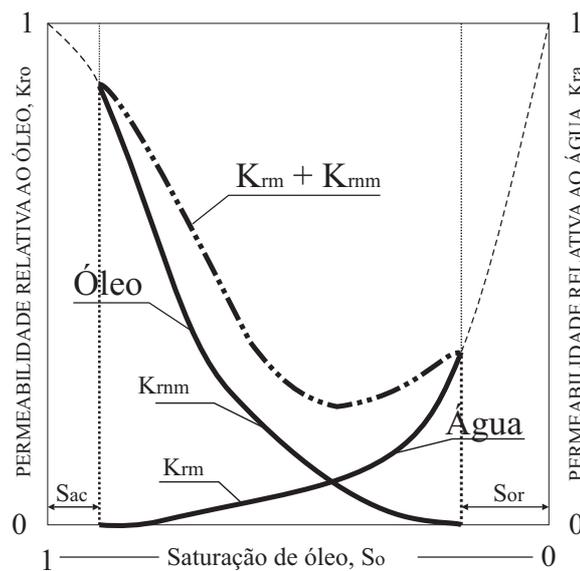


Figura 2.8: Curvas típicas de permeabilidade relativa de rocha molhada por água.

- Uma variação na saturação, tem por efeito dispor de mais poros e canais ao fluxo da fase cuja saturação aumenta e diminui ao mesmo tempo o número de poros permissíveis ao passo da outra fase.
- A permeabilidade relativa à fase não molhante atinge o máximo a saturações de dita fase menores do 100%, o qual indica que uma porção do espaço poroso disponível, mas interconectado, contribui pouco à capacidade condutiva do meio poroso, já que não permite o movimento da fase não molhante.
- A permeabilidade relativa à fase molhante se caracteriza por uma rápida variação ante pequenos câmbios na saturação a altas saturações da fase molhante.
- A permeabilidade relativa à fase não molhante se incrementa rapidamente ante pequenos incrementos de saturação da fase não molhante, por acima da saturação crítica.
- A curva de $k_{rm} + k_{rnm}$ indica a interpretação ante as fases sempre $k_{rm} + k_{rnm} < 1$ devido a duas razões:
 1. A presença de energia interfacial e pressão capilar.
 2. Alguns canais que normalmente permitem o fluxo quando existe uma fase só, são bloqueados quando dois ou mais fases estão presentes. Assim, o número total de canais abertos ao fluxo se reduz e a capacidade de fluxo da rocha é menor.

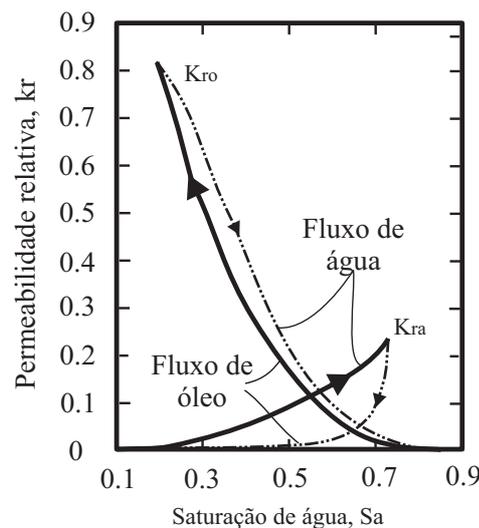


Figura 2.9: Efeito da variação da saturação sob a permeabilidade relativa de um sistema água-óleo [3].

- Como mostra a Fig. 2.9, a curva de permeabilidade relativa apresenta o fenômeno de histerese, isto é, depende da direção do cambio de saturação. Num processo de drenagem, a saturação da fase não molhante aumenta e a fase molhante diminui. Num processo de embebição, a saturação da fase molhante aumenta e a fase não molhante diminui.

2.5

Determinação da Permeabilidade

A permeabilidade absoluta de uma rocha, pode ser obtida através de técnicas laboratoriais de análise de testemunho e métodos de análise de teste de poços.

No primeiro caso, são usadas amostras cilíndricas retiradas de testemunhos de rochas que estejam consolidadas (ex. Arenito) ou não. Essas amostras são introduzidas em aparelhos especiais construídos para forçar um fluido a escoar através da amostra (câmara portadora de amostras).

O fluido utilizado para escoar através da rocha pode ser água ou um óleo a uma determinada vazão e depois de estabilizado o fluxo, medimos o diferencial de pressão entre a entrada e a saída do corpo de prova ($P_1 - P_2$), são aplicadas distintas vazões das quais construímos uma reta com os diferenciais de pressões obtidos como a Fig. 2.10, a permeabilidade é obtida do coeficiente angular da reta e rearranjando-a na Eq. 2-13 como segue [5] [4]:

$$\frac{Q}{\Delta P} = \frac{A k}{\mu L} \quad (2-15)$$

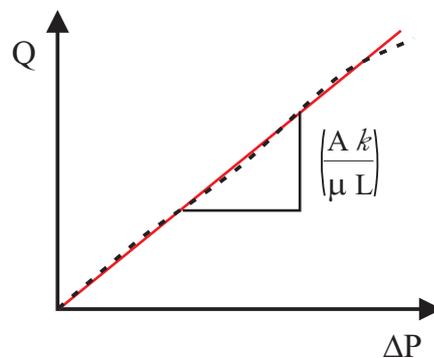


Figura 2.10: Determinação da Permeabilidade absoluta.

Nos capítulos 3 e 4, nas sub-seções § 3.2.6 e § 4.1.2. é mostrada a metodologia utilizada com maior detalhe.

Em algumas situações a água pode provocar o inchamento de argilas presentes na rocha reservatório, alterando, assim, as características do meio poroso e introduzindo erros na medição de permeabilidade. Para estes casos, é comum se utilizar ar como o fluido de trabalho.

É preciso que a amostra seja completamente limpa antes do análise para que os fluidos residuais presentes na amostra sejam retirados. Para isso são usados dispositivos especiais como o forno e extratores a vácuo.

Em caso de análises de teste de poço, a permeabilidade pode ser determinada por meio de métodos matemáticos aplicados ao escoamento de um fluido numa região do reservatório ao redor do poço. O valor obtido representa a permeabilidade média da formação.

2.6

Forças Viscosas

As forças viscosas num meio poroso se refletem na magnitude da queda de pressão que ocorre como resultado do fluxo de fluido através do meio poroso. Uma das aproximações mais simples que é utilizada para calcular estas forças consiste em considerar que o meio poroso é formado por um conjunto de tubos capilares paralelos. A queda de pressão ΔP em um tubo capilar de raio r para um escoamento laminar é dada por:

$$\Delta P = -\frac{8\mu Lv}{r^2} \quad (2-16)$$

onde L é o comprimento do tubo capilar, r é o raio interno do tubo capilar, v é a velocidade média no tubo capilar, μ é a viscosidade do fluido.

2.7

Número Capilar

Depois de uma injeção de água num reservatório, para a recuperação de óleo, uma fração significativa de óleo permanece alojada no reservatório. Esta fração é chamada de saturação de óleo residual, S_{or} , e é aproximadamente igual a 35%, para reservatórios molhados preferencialmente por água [3]. O óleo preso nos poros pode ser deslocado se as forças viscosas vencem as forças de retenção capilar. A relação adimensional de forças viscosas e

forças capilares, denominam-se número de capilaridade, geralmente definido como:

$$N_{ca} = \frac{v\mu_a}{\sigma_{oa}} \quad (2-17)$$

onde: v é a velocidade média no tubo capilar, μ_a é a viscosidade do fluido deslocante, σ_{oa} é tensão interfacial entre as fases deslocantes e as deslocadas.

Num meio poroso, para condições e situações normais, $v \cong 1pe/dia$, $\mu \cong 1cp$, $\sigma = 36dina/cm$, as forças capilares são aproximadamente 10^7 vezes maiores do que as forças viscosas, tornando extremamente difícil o deslocamento de óleo contido nos poros de menor dimensão.

De acordo com Moore e Slobod [3], é possível, em teoria, tornar as forças capilares e viscosas aproximadamente iguais, através do controle das propriedades do líquido injetado e condições de operação.

Para aumentar as forças viscosas, deve-se aumentar a velocidade de fluxo e a viscosidade do fluido. Para diminuir as forças capilares deve-se reduzir a tensão interfacial entre as fases, com o uso de surfactantes por exemplo. O controle destas variáveis é a base para diferentes métodos de recuperação de óleo.

2.8 Mobilidade

A mobilidade de um fluido como sendo a relação entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por $\lambda_o = k_o/\mu_o$ e a da água (fluido injetado) por $\lambda_a = k_a/\mu_a$. Assim como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações [1]. A razão de mobilidade é definida pela razão λ_a/λ_o . Observe que quanto maior for a razão de mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a “furar” o banco de óleo criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores.

2.9 Eficiência de Deslocamento

A eficiência global de deslocamento de qualquer processo de recuperação de óleo pode considerar-se como o produto da eficiência de des-

locamento microscópico e macroscópico [6]. Isto se pode expressar mediante a seguinte equação.

$$E = E_D \times E_V \quad (2-18)$$

Onde E é a eficiência de deslocamento (óleo recuperado), E_D eficiência de deslocamento microscópica, expressada como uma fração e E_V eficiência de deslocamento macroscópica (volumétrica) expressada como uma fração.

A eficiência de deslocamento microscópica se refere ao deslocamento o mobilização do óleo a escala de poro. É disser, E_D é uma medida da efetividade do fluido deslocante na mobilização do óleo em aqueles lugares da rocha onde o fluido deslocante está em contato com o óleo.

A eficiência macroscópica de deslocamento se refere à efetividade dos fluidos deslocantes para colocar-se em contato com a jazida num sentido volumétrico. E_V é uma medida de que efetivamente o fluido deslocante varre o volume da jazida, tanto areal como verticalmente, assim como, que tão efetivamente o fluido deslocante empurra o óleo deslocado ate os poços produtores.

Como exemplo de aplicação, podemos considerar uma injeção típica de água. Para uma saturação de óleo inicial (S_{oi}) de 0.85 e saturação residual (S_{or}) de 0.60, a eficiência de deslocamento é:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = 0.42 \quad (2-19)$$

Uma eficiência típica de recuperação E_V mediante injeção de água no limite econômico é de 0.7 [6]. Então:

$$E = E_D \times E_V = 0.29 \quad (2-20)$$

Este resultado indica que uma quantidade significativa de óleo fica sim recuperar logo de completar a injeção de água. Isto pode-se dever a dois fatores. **Primeiro**, uma saturação residual de óleo permanece em aquelas zonas varridas pela água. **Segundo**, uma grande quantidade de óleo não é contatada pela água injetada e assim o óleo não tem sido deslocado de essas regiões para o poço produtor.

De acordo ao explicado anteriormente, é destacada a importância de estes conceitos à hora de desenhar e escolher o tipo de fluido para a recuperação do óleo no reservatório. Assim como ao momento de analisar os resultados que podem-se obter através dos processos de recuperação avançada [6].

2.10 Emulsões

Uma emulsão é uma dispersão de um líquido (fase interna ou dispersa) dentro de outro líquido (fase externa ou contínua). Em presença de um agente emulsificante (surfactante). O surfactante ajuda a formar uma interface estendida, mediante a redução da tensão interfacial entre os líquidos e também ajuda a estabilizar as gotas contra a coalescência [7].

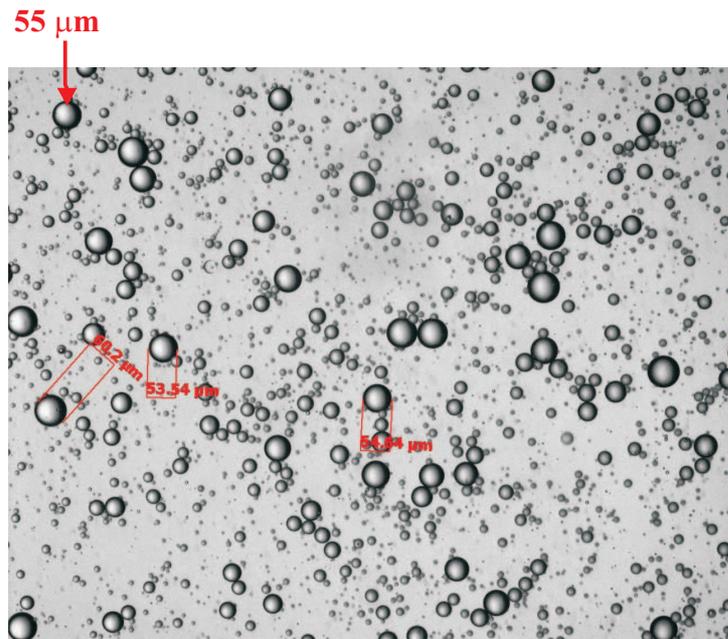


Figura 2.11: Fotografia de uma emulsão óleo em água, tomada com microscópio eletrônico [S.C. Urdaneta].

As emulsões podem ser classificadas como macroemulsões se o tamanho de gota é maior do que $0.1 \mu m$.

Existem basicamente dois tipos de emulsões. Se a dispersão contém gotas de óleo (O) dispersas em água (A), chama-se de emulsão O/A, enquanto que se a fase dispersada é água denomina-se de emulsão A/O, onde (O) é o óleo e (A) é Água [8]. As emulsões A/O tem uma viscosidade maior do que o componente óleo e o componente água, enquanto que as emulsões O/A tem uma viscosidade menor do que o componente oleoso. Um terceiro tipo de emulsão mais complexa pode conter água em gotas de óleo dispersa a sua vez no contínuo de água.

2.10.1

Estabilidade das Emulsões

Geralmente a estabilidade de uma emulsão é relacionada com o volume das fases que são separadas desta. A única medida absoluta da estabilidade de uma emulsão é a variação do número de gotas em função do tempo, o que se pode medir experimentalmente mediante a variação da distribuição do tamanho de gota com o tempo. O que acontece numa emulsão em função do tempo é, que durante algum período inicial, não se separa nenhum volume; este período de iniciação corresponde à sedimentação de gotas e o drenagem da fase externa ate alcançar uma emulsão compactada na qual as gotas estão separadas por uma película delgada de fase externa, na qual a interação entre as interfaces começa a jogar um papel importante e pode produzir um efeito notável de retardo. Mas, quando as películas começam a alcançar espessuras do ordem de 200 Å, são suscetíveis de romper-se, provocando assim a coalescência das gotas e a formação de um volume separado [7].

2.11

Revisão Bibliográfica

Nesta seção é apresentada uma revisão de parte da bibliografia existente sob injeção de emulsões em meios porosos.

McAuliffe (1973) [2], estudou emulsões óleo-em-água e suas propriedades de fluxo em meios porosos, concluindo que, efetivamente a emulsão reduz a permeabilidade do reservatório e que uma emulsão com uma grande proporção de gotas grandes em relação à contração das gargantas dos poros, seria mais efetiva do que uma emulsão com gotas pequenas. Também se viu que uma emulsão óleo em água deslocando óleo através do testemunho é mais efetiva do que apenas a varredura com água.

Alvarado e Marsdem (1979) [9], estudaram o fluxo de emulsões óleo-em-água através de tubos capilares e meios porosos, e encontraram que para uma faixa de (10 a 40%) de concentração de emulsão Óleo em Água possuíam comportamento de Fluido Newtoniano, enquanto que para alta concentração de emulsão (> 50%) se comportam como fluidos não-Newtonianos. O valor associado com a transição de Newtoniano a não-Newtoniano e o comportamento reológico depende da concentração de emulsificante (surfactante ou tensoativo). As técnicas de correlação desenvolvidas neste estudo descrevem bastante bem o escoamento de macroemulsões não-Newtonianas óleo em água através do meio poroso.

Alguns anos depois se estudou o mecanismo do fluxo de emulsão diluída, estável em meios porosos (Soo H. e Radke - 1984) [10], este estudo estabelece experimentalmente os mecanismos de fluxo da emulsão transportada no meio poroso. O estudo foi feito com vários diâmetros de gotas e diâmetros de rocha e dos tipos de permeabilidades. Este trabalho também determina a distribuição de tamanho do meio poroso, também a entrada e a concentração de gota efluente e distribuição de tamanho. Encontra-se que o fluxo de emulsão diluída estável é muito similar ao processo de filtração, as gotas são retidas nos poros e a permeabilidade decresce. Um estado constante é alcançado quando todos os lugares de captura são ocupados e quando o fluxo local deriva-se a largos canais contínuos.

No estudo: O deslocamento linear de óleo por processos de retenção de emulsões, por Schmidt e Soo e Radke [11], onde concluíram que, o deslocamento era melhorado mediante um controle da molhabilidade microscópica através da retenção ou a redução local da permeabilidade, e não através de um melhoramento da relação de viscosidades entre os líquidos. Para amostras paralelas, o deslocamento era melhorado através de um controle da molhabilidade macroscópica mediante a desvio do fluido para a amostra de permeabilidade menor.

Outra pesquisa nesta área é a Simulação Numérica e Verificação Experimental de Recuperação de Óleo por inundação de macroemulsão (Khambharatana, F., Thomas, S. e F. Ali - 1997) [12], onde um modelo melhorado descreve a captura das gotas da emulsão em um meio poroso, para ambas emulsões óleo em água e água em óleo, foi desenvolvido para vários tamanhos médios de gotas e tamanhos médios de poros. Três diferentes emulsões foram testadas, incorporando várias propriedades físicas, predizendo a história de produção com uma tendência similar à observação experimental. Isto pôde ser feito com ajuda de simuladores numéricos.

Outros estudos mais específicos foram desenvolvidos, como Macroemulsão: Reologia e Mecanismos de Captura de Gotas durante um Fluxo em um Meio Poroso (Khambharatana F., Thomas, S. e Ali, F., - 1998) [13]. Este estudo foi feito para observar os mecanismos físicos que acontecem quando uma emulsão estável flui através de um meio poroso de tamanho comparável entre as gotas e os poros (arenito Berea e arenito Ottawa). Os estudos mostram que a reologia (qualidade) da emulsão durante o fluxo em um meio poroso varia, é especulado que o cambio é devido à captura das gotas.

Na revisão bibliográfica da tese ao título de doutor, Khambharatana [8], menciona o artigo do Mendoza, H., Thomas, S., e Farouq Ali, onde eles

concluem em que a recuperação de óleo é sensível à taxa de injeção, tanto para a taxa de injeção de emulsões óleo em água como para as emulsões água em óleo. A velocidade do frente determina a dimensão da variação da relação da mobilidade, a qual à sua vez, depende do tamanho das gotas, o tipo e o comportamento reológico da emulsão. A recuperação de óleo como uma função da velocidade do frente de avanço, demonstrou um mínimo de frente de avanço de 10 m/dia. O tipo de emulsão determinou se a recuperação aumentava ou diminuía com um incremento do tamanho do tampão. Eles concluíram que a injeção de emulsões poderia prover uma alternativa viável à recuperação térmica de óleos moderadamente viscosos.

Já em anos recentes se têm estudos como planejamento e execução de um campo experimental numa nova emulsão invertida utilizando a estreita tecnologia, de Smith, R. N. e Lawless, T. A e Bourne, H.M. e Brunger, A. e Nicoll, D. e McGee, K. e Hurtevent, C. e Ainsword, A. (2000) [14], onde extensivos testes experimentais têm sido empreendidos para desenvolver um químico adequado para o uso no campo. Requerimentos para manufatura de emulsões, considerações de fase de volume, regras de estabilização e características reológicas foram discutidas. Foram realizadas experimentações entre laboratórios e offshore com apropriado fluido de campo, junto com investigações de fluxo no núcleo.

3 Montagem da bancada experimental

Neste capítulo, serão apresentados, a bancada experimental com descrição dos seus componentes, e o procedimento experimental utilizado neste trabalho.

3.1 Descrição da bancada experimental

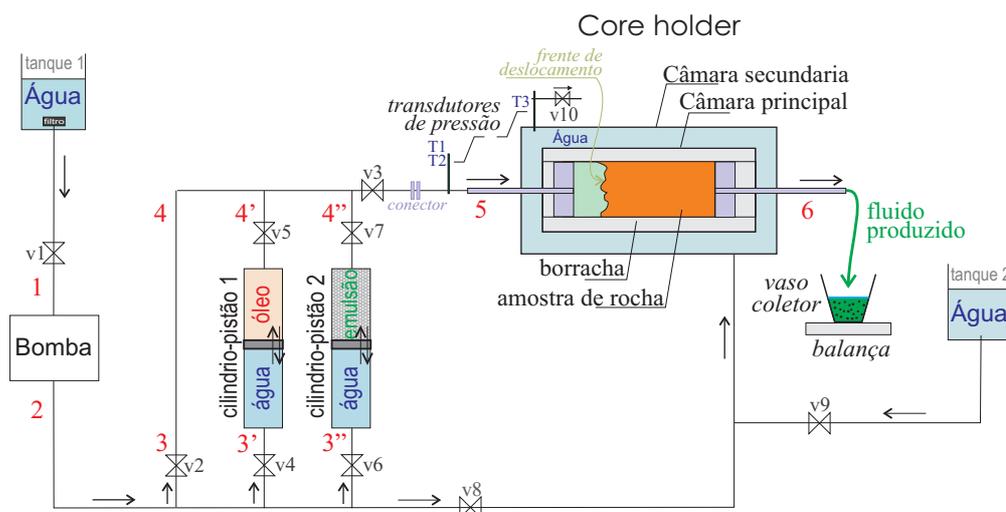


Figura 3.1: Representação esquemática da bancada experimental, onde percursos (i) 3-4 quando água é injetada, (ii) 3'-4' para injetar o óleo, e (iii) 3''-4'' para injetar a emulsão.

A bancada experimental utilizada neste trabalho foi projetada e construída durante o desenvolvimento desta dissertação. Encontra-se localizada no laboratório de Termociências do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Uma representação esquemática e uma foto da bancada são apresentadas nas Figs. 3.1 e 3.2, respectivamente. Os componentes principais e conexões auxiliares são mostrados: “porta-amostra” tipo Hassler (que

serve de alojamento do corpo de prova), reservatórios de água 1 e 2, bomba de vazão constante, cilindro-pistão 1 e 2, transdutores de pressão, computador, tubulações, válvulas, balança eletrônica e o vaso coletor.

A bancada foi projetada para realização de experimentos de escoamentos monofásicos e bi-fásicos através de um meio poroso. Os experimentos de escoamentos monofásicos foram realizados para saturar a amostra com óleo e determinar a permeabilidade da rocha utilizada. Os experimentos de escoamentos bi-fásicos foram realizados para estudar o processo de deslocamento de óleo através de injeção de água e/ou emulsões O/A. Os diferentes processos são descritos resumidamente a seguir.

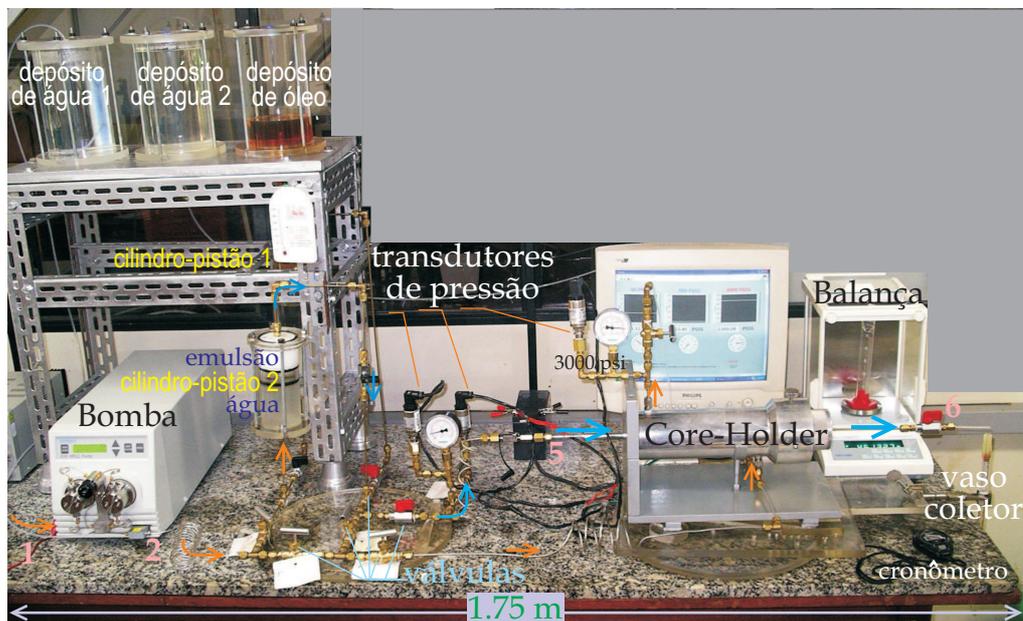


Figura 3.2: Fotografia da bancada experimental.

- Processo 1: injeção de óleo, seguindo o percurso 1-2-3'-4'-5-6 da Fig. 3.1. As válvulas são abertas e fechadas de forma que a água injetada pela bomba entre no cilindro-pistão 1, deslocando o óleo armazenado na parte superior do cilindro. O óleo desloca-se através do meio poroso até a vaso coletor. Os cilindros -pistão são necessários para evitar a troca do líquido que escoar através da bomba.
- Processo 2: injeção de água, seguindo o percurso 1-2-3-4-5-6 da Fig. 3.1. Neste caso a água injetada pela bomba escoar diretamente pela amostra de rocha, sem passar por algum cilindros-pistão.
- Processo 3: injeção da emulsão, seguindo o percurso 1-2-3''-4''-5-6 da Fig. 3.1. As válvulas são abertas e fechadas de forma que a água

injetada pela bomba entre no cilindro-pistão 2, deslocando a emulsão armazenada na parte superior do cilindro. Ao igual do que acontece com o óleo no processo 1, a emulsão também desloca-se através do meio poroso até a vaso coletor.

Uma descrição detalhada dos componentes da bancada é apresentada a seguir:

3.1.1

Bomba

Utilizou-se uma bomba de deslocamento positivo e vazão constante, modelo Waters 515 HPLC.

Opera numa faixa de fluxo de 0 ml/min até 10 ml/min, com incremento de 0,001 ml/min e uma pressão máxima de 6000 psi (41370 kPa, 401 bars). Suas dimensões são 20,3 cm x 19,1 cm x 18.5 cm de altura, largura e profundidade respectivamente, e um peso de 15 kg. Fabricado em aço inox, safiro, selo de polímero reforçado com fluorocarbono e Tefcel de carbono reforçado. As temperaturas de operação recomendadas estão na faixa de 4°C a 40°C, e a umidade deve ser 80%. Alimentação recomendada de 110 VA (max) com 55 VA (típico), linha de voltagem de 85 a 264 VAC, frequência de 47 a 63 Hz monofásico, dois fusíveis de 3,15 A e 250 V.

A bomba contém um microprocessador que controla um motor de passo, e engranagens não circulares, que permitem entregar uma vazão constante e bastante precisa ao sistema.

Pelo motivo mencionado no parágrafo anterior, é imprescindível evitar o contato com elementos contaminantes que possam danificar seus componentes internos. A bomba foi utilizada unicamente para impulsionar água destilada. Para o óleo e a emulsão foi utilizado o mecanismo cilindro-pistão o qual evita o contato direto da bomba com estes fluidos. Um outro problema é que, ao ter contato a bomba com outros fluidos como o óleo e a emulsão, precisaria-se de limpar e lavar os componentes internos da bomba para cada mudança de processo.

3.1.2

Mecanismo cilindro-pistão

Este sistema, como já foi mencionado, evita o contato direto de outros fluidos (óleo e emulsão) com a bomba, evitando a contaminação dos componentes internos da bomba e estendendo assim a sua vida útil.

Como o nome indica, é composto de um pistão que se desloca no interior de um cilindro (ambos de acrílico). Dois compartimentos são assim criados que permitem separar os dois fluidos: (i) água no compartimento inferior (em contato com a bomba), e (ii) óleo ou emulsão no compartimento superior (em contato com a câmara portadora de amostras).

O água impulsionada pela bomba, exerce pressão sobre o pistão móvel no interior do cilindro, que a sua vez empurra o fluido contido no compartimento superior deslocando-o ao largo da bancada experimental.

O cilindro-pistão trabalha a uma pressão ao redor de 50 psi (tendo o seu equivalente em 0.35 MPa) e 100 psi (0.7 MPa), sendo que em algumas ocasiões a pressão pode chegar a valores tão altos quanto 1000 PSI (7 MPa). Por tanto, deve-se verificar se a tensão tangencial à qual está submetido o dispositivo está dentro dos limites de tolerância recomendados pelos fabricantes de acrílicos.

Fabricantes nacionais como a INCOMPLAST e SAFPLAST, consideram que a tensão de ruptura à tração para o Acrílico varia entre 8000 PSI (55 MPa) e 11000 PSI (76 MPa), segundo os testes ASTM D 790. Por segurança utilizaremos uma tensão de ruptura máxima $\sigma_{t_{max}} = 55$ MPa.

A tensão tangencial em cilindros de parede fina é calculada através da equação

$$\sigma_t = \frac{pr}{e} \quad (3-1)$$

onde p é a pressão interior no cilindro, considerada como 7 MPa, r é o raio interno do cilindro, igual a 2.937 cm, e e é a espessura da parede do cilindro igual a 0.5 cm. Com isso encontramos que a tensão de ruptura à flexão na direção tangencial é $\sigma_t = 41.1$ MPa.

Observa-se que $\sigma_t < \sigma_{t_{max}}$, este resultado indica que o cilindro-pistão pode trabalhar nas condições de operação sem sofrer dano algum.

3.1.3 Câmara “porta-amostra”, tipo Hassler

A câmara “porta-amostra” ou “core-holder”, tipo Hassler utilizada para criar um fluxo unidirecional em uma amostra de rocha (recomendada por Koederitz et. al. [5]) é construída basicamente em alumínio 6351, para corpo de prova de comprimento máximo de 100 mm e pressão de trabalho de 2300 psi, com uma entrada e uma saída. A parte superior da fotografia apresentada na Fig. 3.3 mostra a câmara com suas dimensões, e na parte

inferior os componentes (tampa de entrada, amostra, tampa de saída e o tubo de borracha) desmontadas.

Na Fig. 3.4 um esquema com os detalhes do conjunto é apresentado. O core-holder é formado por duas câmaras cilíndricas concêntricas: uma câmara principal -cuja parede externa é o tubo de borracha- serve de recinto do corpo de prova, e uma câmara secundária externa à câmara principal que é preenchida com água a uma pressão confinante de 2300 PSI. As duas câmaras são mantidas isoladas entre elas pelo tubo de borracha.

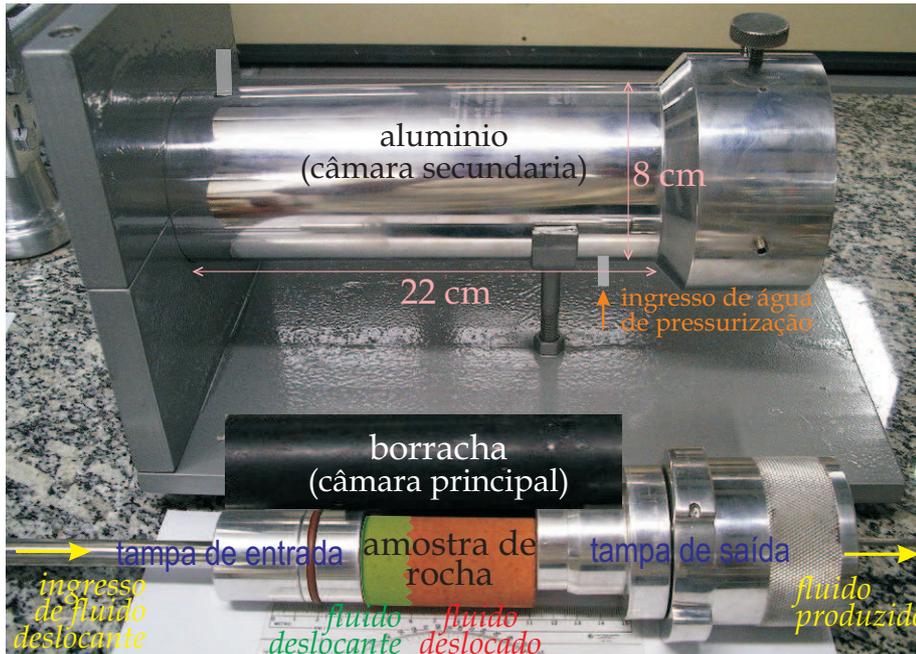


Figura 3.3: Esquema mostrando os componentes da câmara portadora de amostras.

A câmara secundária exerce uma pressão elevada sobre a borracha para mantê-la unida à superfície do corpo de prova, evitando assim o vazamento do fluido deslocante ou deslocado entre a borracha e a amostra. Com isso, o fluido é obrigado a escoar axialmente entre os canais porosos do corpo de prova cilíndrico. Não há troca de fluidos entre as duas câmaras nem com o exterior.

A câmara principal tem duas tampas identificadas como de entrada e de saída. A tampa de entrada é conectada à bomba e/ou ao cilindro-pistão, e a tampa de saída a um tubo que leva o líquido ao vaso coletor. As duas tampas contêm umas canaletas para permitir uma distribuição uniforme do fluido no corpo de prova.

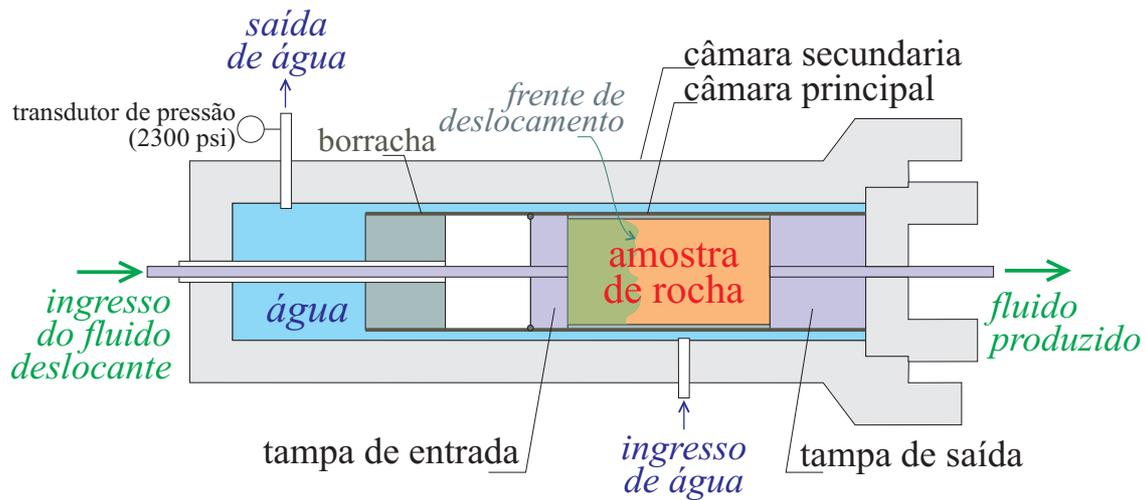


Figura 3.4: Esquema mostrando os componentes da câmara portadora de amostras.

3.1.4 Corpo de prova

O corpo de prova ou testemunho é uma amostra de rocha (arenito Arcósio de coloração avermelhada) que representa o meio poroso por onde os fluidos escoam. A amostra de formato cilíndrico tem 3.8 cm de diâmetro e 7.5 cm de comprimento. A fotografia da Fig. 3.5 mostra o corpo de prova e as vistas parciais das tampas de entrada e de saída com os detalhes dos canais de distribuição do fluido.

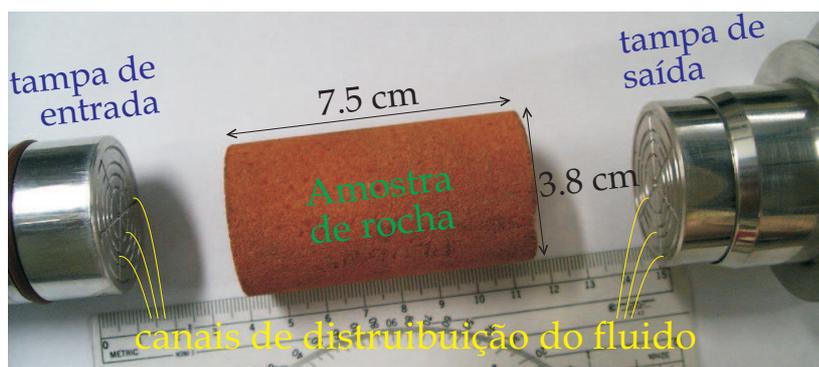


Figura 3.5: A amostra de rocha.

O arenito utilizado foi fornecido pela Petrobrás com valores de porosidade $\phi = 27,3\%$ e permeabilidade absoluta de $k = 193$ mD. Medições destas propriedades também foram efetuadas neste trabalho e o detalhe do procedimento é discutido na seção §4.1. O diâmetro médio dos poros ex-

ternos, foi determinado através de visualização com microscópio ótico e é considerado aproximadamente igual a $\bar{D} = 30 \mu\text{m}$.

3.1.5

Transdutores de pressão

A bancada experimental conta com três transdutores de pressão, com valores de fundo de escala iguais a 60 psi, 500 psi e 3000 psi. Como mostra as Figs. 3.2 e 3.1, os transdutores de 60 psi (T1) e de 500 psi (T2) estão instalados na entrada da câmara Hasler e servem para registrar a pressão com que o fluido ingressa à câmara. O transdutor de 3000 psi (T3) permite verificar a pressão de confinamento da câmara secundaria.

Os transdutores Validyne (de 60 psi, 500 psi e 3000 psi) são modelos P2-60-V, P2-500-V e P2-3000-V respectivamente. A faixa de alimentação de voltagem é de 6,6 Vdc ate 35 Vdc. Apresentam voltagem de saída de 0,1 Vdc até 5,1 Vdc.

3.1.6

Aquisição e armazenamento de dados

A parte responsável pela aquisição e armazenamento das medidas é composta pela placa de aquisição e o conjunto computador/software.

A placa de aquisição de dados recebe sinais analógicas dos transdutores de pressão e os converte em sinais digitais que podem ser processados pelo computador.

A placa utilizada é da *National Instrument*, modelo NI USB-6008, conta com 8 canais de entrada de 12-Bit de resolução e 10 kS/s de velocidade de aquisição, voltagem máxima de +/-20V; tem 2 canais de saída com uma resolução de 12 bits digitais. É conectada ao computador por meio de de um cabo tipo USB.

A especificação mais importante para a placa é sua velocidade ou frequência de aquisição. Neste caso a frequência de operação da placa supera com folga os pulsos gerados pelos transdutores de pressão.

As incerteza para os transdutores de 60 psig, 500 psig e 3000 psig são 0,029297 psig, 0,24414 psig e 1,46484 psig respectivamente.

A bancada experimental conta com um computador Pentium 4, micro processador de 1,99 GHz e 480 MB de memória RAM.

A função do computador, é de obter os sinais fornecidos pela placa de aquisição, armazenar e registrar seus valores em arquivos de texto, que permitem o seu futuro processamento.

O software de controle foi desenvolvido no ambiente LabVIEW® 7.1. A interface permite executar diversos comandos de controle e monitoramento das medidas, permitindo a verificação do andamento do trabalho em tempo real.

3.1.7

Balança eletrônica

Para medir a massa de fluido coletada é usada uma balança analítica eletrônica digital Gehaca modelo AG-200, com carga máxima de 210 g e sensibilidade 0.0001 g.

A balança pesa 5,2 kg, conta com protetor de vento tipo capela de vidro, altura livre de 250 mm e três portas. Isto permite que o fluido recuperado seja pesado com máxima exatidão e mínima perturbação externa.

3.1.8

Óleos (Talpa 30 e Tivela 460)

um jeito ideal de realizar os experimentos, seria de recuperar óleo natural “cru” do corpo de prova, mas, o problema é a grande quantidade de componentes tóxicos e corrosivos que o conformam. Componentes como os aromáticos.

O óleo Talpa 30 é um óleo mineral com densidade 0.9101 g/ml e viscosidade 410 mPa-s 25 °C, propriedades que podem encontradas em alguns tipos de óleos naturais, mas, sem o problema dos componentes tóxicos. O Talpa 30 é utilizado para saturar o corpo de prova, óleo que será recuperado em processos posteriores mediante o deslocamento por injeção de água e/ou emulsão.

O óleo Tivela 460 é um óleo sintético, este óleo foi utilizado para preparar as emulsões, tem viscosidade de 1000 mPa-s e quase a mesma densidade da água destilada, igual a 998 g/ml. Foi escolhido um óleo com esta densidade para reduzir a separação da fase externa (água) com a fase interna (óleo) da emulsão.

Ambos óleos são produtos da Shell.

3.2 Procedimento experimental

Nesta seção será detalhado o procedimento adotado para obter os resultados experimentais apresentados no capítulo 5 deste trabalho.

Para facilitar a compreensão, a explicação do procedimento foi dividido em quatro etapas: (i) uma etapa inicial onde são explicadas as condições iniciais da bancada para se fazer uma boa experimentação; (ii) uma segunda etapa que é injeção de óleo para saturar o corpo de prova (com o óleo); (iii) uma terceira etapa onde água é injetada para recuperar o óleo contida no corpo de prova; e finalmente (iv) a quarta etapa onde emulsões são injetadas para recuperar o óleo, como alternativa à injeção de água.

Para ajudar na leitura, a Fig. 3.6 é mostrada novamente (já apresentada no início do capítulo), a qual será referenciada repetidamente ao longo desta seção.

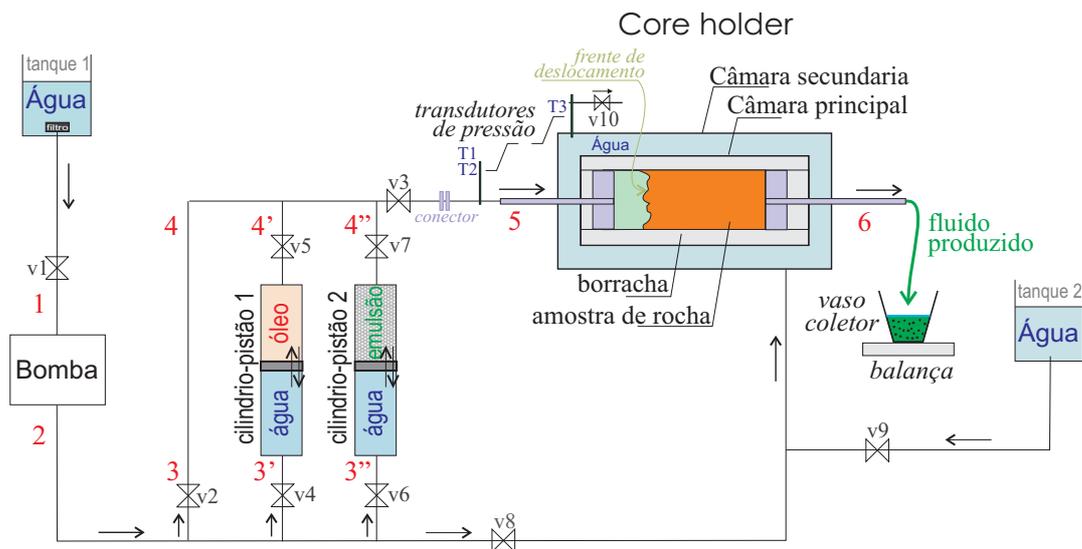


Figura 3.6: Representação esquemática da bancada experimental, onde os percursos 1-2 + (I) 3-4 para injeção de água, (II) 3'-4' para injeção de óleo, e (III) 3''-4'' para injeção da emulsão.

3.2.1 Preparação da bancada

Antes de proceder com os testes é necessário observar o correto funcionamento da bancada e seus componentes, ver Fig. 3.6.

1. Verificar que o volume de água e óleo (ou emulsão, dependendo do teste) nos reservatórios seja o suficiente para a realização do o experimento.
2. Fechar todas as válvulas do sistema (identificadas com v1, v2,..., v10 na figura Fig. 3.6).
3. Limpar os elementos da câmara “porta-amostra”: o tubo de borracha e tampa de saída. Utilizar jatos de ar na tampa de saída para retirar algum fluido ou agente poluente.
4. Limpar o filtro do fluido de alimentação da bomba, localizado no tanque 1.
5. Ligar a bomba e os outros equipamentos componentes da bancada (balança, transdutores, computador) 30 minutos antes da sua utilização. A bomba é ligada sem fazer circular agua para alcançar o regime ideal de funcionamento.
6. Purgar a bomba e verificar seu correto funcionamento comparando as vazões entregada pela bomba com o volume alcançado numa proveta graduada para um tempo determinado.
7. Verificar possíveis vazamentos no sistema.
8. Limpar e calibrar a balança.
9. Manter a temperatura ambiente em 23 °C para realizar os experimentos.
10. Eliminar qualquer tipo de perturbação como correntes de ar ou vibrações que possam mascarar as medições.

3.2.2

Processo 1: Saturação da amostra de rocha com óleo

Inicialmente o corpo poroso deve estar limpo e seco. Também é necessário satura-lo completamente com óleo antes de iniciar os ensaios de recuperação. Este processo de saturação segue o circuito 1-2-3'-4'-5-6 da Fig. 3.6, para o qual somente as válvulas v1, v4, v5 e v3 devem ser mantidas abertas. O processo de saturação segue os seguintes passos.

1. Embeber a amostra em agua para facilitar o ingresso do óleo. Isto foi feito no laboratório do GTEP (Grupo de Tecnologia e Engenharia de

Petróleo, Dpto. de Eng. Civil da PUC-Rio) utilizando uma bomba de vácuo. Este passo é explicado com maior detalhe na sub-seção 4.1.1.

2. Limpeza da linha 2-3': Retirar o cilindro-pistão 1 do circuito e encher manualmente o compartimento superior com óleo Talpa 30. Abrir as válvulas v1 e v4 (mantendo as outras fechadas), bombear água por 10 minutos para eliminar o ar da linha 2-3' ou algum outro agente poluente. Conectar o cilindro-pistão 1.
3. Limpeza da linha 4'-5: abrir o conector -do ponto 5- (separando o core-holder do circuito) e circular líquido para limpar a linha. Feito isso, colocar o core-holder na posição original.
4. Limpeza da linha 5-6: Desmontar o core-holder, substituir a câmara principal (juntamente com o corpo de prova e a tampa de saída) por um tubo de PVC (do mesmo diâmetro da câmara) e deslocar óleo diretamente desde a tampa de entrada até o vaso coletor na saída. O corpo de prova é guardado submerso num depósito com óleo. Depois de 30 minutos deter a bomba, retirar o tubo de PVC. Para garantir a limpeza da linha, utilizar ar comprimido na tampa de saída (que conecta a câmara Hassler ao vaso coletor).
5. Montagem do conjunto: Retirar o corpo de prova do depósito com óleo Talpa 30, secar ligeiramente a superfície com uma toalha de papel, pesá-lo e colocá-lo dentro do tubo de borracha da câmara principal; montar o conjunto (câmara principal mais tampa de saída) como mostrado na Fig. 3.4.
6. Pressurização da câmara secundária: Isto é feito em duas etapas: (i) mantendo abertas unicamente as válvulas v9 e v10 encher manualmente utilizando o tanque de água 2, (ii) mantendo fechadas todas as válvulas com exceção de v1 e v8, utilizar a bomba para fornecer água à câmara secundária até atingir a pressão confinante de 2500 psi a qual é monitorada pelo transdutor T2. Este processo leva aproximadamente de 20 minutos. Fechar a válvula v8, desligar a bomba e observar se a pressão confinante é mantida.
7. Bombeio do óleo (circuito 1-2-3'-4'-5-6): Mantendo abertas as válvulas v1, v4, v5 e v3, ligar a bomba a uma vazão de 0.03 ml/min até que 260 ml (13 VP, onde VP significa volume poroso) de óleo sejam recuperados no vaso coletor. Este volume de óleo é coletado num

tempo aproximado de seis dias contínuos de injeção de óleo no corpo de prova, a vazão mencionada.

8. Determinação da saturação de óleo: Finalizado o procedimento desligar a bomba, fechar todas as válvulas, retirar o corpo de prova da câmara, seca-lo superficialmente, pesa-lo e determinar a saturação de óleo (S_o) atingida. A saturação de óleo é determinada, comparando as densidades e os pesos do corpo de prova no final deste processo, e depois de o corpo ter sido embebido em água (peso molhado, na sub-seção §4.1.1). O procedimento é descrito detalhadamente na Sub-seção §4.1.3. Para este projeto, a S_o deve estar ao redor de 80% e 85%, caso este valor não seja alcançado o passo anterior (passo #7) deve ser repetido.

3.2.3

Processo 2: Deslocamento do óleo por injeção de água

Finalizado o processo 1, a amostra de rocha encontra-se saturada com óleo e uma pequena fração de água. Água é então injetada seguindo o circuito 1-2-3-4-5-6 para deslocar o óleo contido na amostra. O procedimento é descrito nesta subseção.

1. Limpeza da linha 2-3-4-5: desmontar o core-holder e substituir a câmara principal de forma similar ao passo #4 do processo 1, sendo que desta vez água é impulsionada para limpar o interior da linha.
2. Montagem do conjunto: repetir o passo #5 do processo 1.
3. Pressurização da câmara secundária: repetir o passo #6 do processo 1.
4. Bombeio da água (circuito 1-2-3-4-5-6): Mantendo abertas as válvulas v1, v2 e v3, ligar a bomba a uma vazão de 0.005 ml/min, 0.010 ml/min ou 0.015 ml/min segundo seja necessário.
5. Coleta de dados: O fluido deslocado é coletado numa pipeta graduada registrando-se para cada 1 ml de fluido, o peso, o tempo transcorrido, a vazão utilizada, e a pressão de injeção no transdutor T1. O tempo é contabilizado desde o instante em que o primeiro pingo de fluido cai na pipeta. Toda vez que ar é produzido (o qual acontece no início da injeção e no início da produção de água) o tempo não é contabilizado.

6. Fração de óleo recuperado: Com os dados coletados (vazão, volume, massa e tempo) e mediante uma diferença de densidades dos dois fluidos, determina-se as frações dos fluidos que estão sendo recuperados do total de fluido produzido nesse instante.
7. Número de experimentos: Os passos #5 e #6 são repetidos até que a produção de óleo atinja um patamar constante. Nestas condições a produção de água é superior à do óleo tornando o processo anti-econômico em casos reais.
8. Determinação da saturação de óleo residual (S_{or}): Finalizado o procedimento desligar a bomba, fechar todas as válvulas, desmontar a câmara Hassler, retirar o corpo de prova, seca-lo, pesa-lo e determinar a saturação de óleo remanescente depois da injeção da água. A fração de óleo remanescente, é determinada comparando a diferença de massas entre o peso do corpo obtido neste processo e o peso do corpo obtido depois de embeber o corpo de prova em água destilada, e com a diferencia de densidades entre o óleo e a água; O procedimento é descrito com maior detenimento na Sub-seção §4.1.3. Esta fração de óleo varia de um experimento para outro. O corpo de prova é guardado submerso num depósito contendo óleo Talpa 30.

O procedimento anterior permite obter resultados como os mostrados na Fig. 3.7, onde os volumes de óleo e água produzidos são apresentados em função dos volumes porosos injetados. O patamar constante do volume de óleo produzido é também observado na figura.

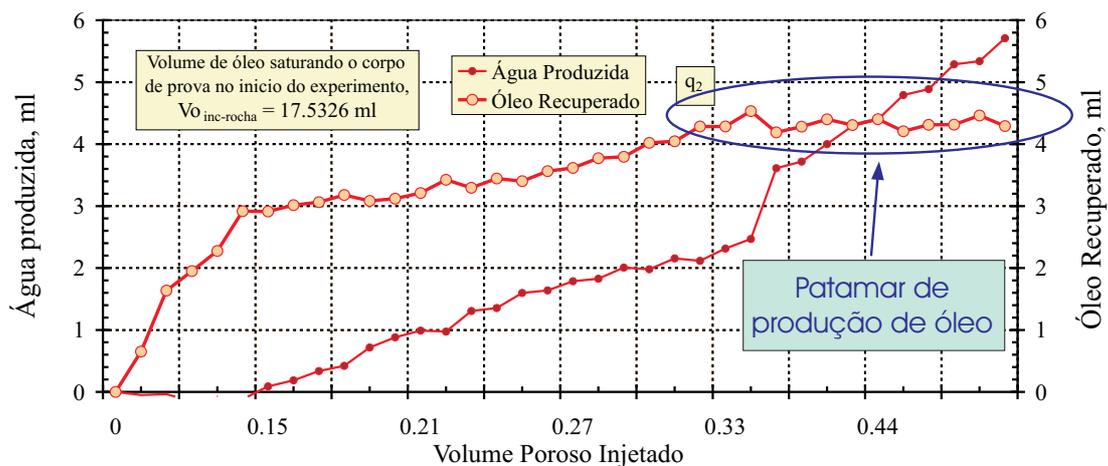


Figura 3.7: Recuperação de óleo por injeção de água a uma vazão de alimentação de $Q_2 = 0.010$ ml/min.

3.2.4

Processo 3: Deslocamento do óleo por injeção contínua de emulsão

Finalizado o processo 1, a amostra de rocha encontra-se saturada com óleo. Agora uma emulsão óleo-água é injetada seguindo o circuito 1-2-3"-4"-5-6 na Fig. 3.6, para deslocar o óleo contido na amostra, o procedimento é descrito nesta sub-seção. As emulsões utilizadas são as descritas na sub-seção § 4.3.2.

1. Limpeza da linha 2-3": Retirar o cilindro-pistão 2 do circuito e encher manualmente o compartimento superior com a emulsão a utilizar. Abrir as válvulas v1 e v6 (mantendo as outras fechadas), bombear água por 10 minutos para eliminar o ar da linha 2-3" ou algum outro agente poluente. Conectar o cilindro-pistão 2.
2. Limpeza da linha 4"-5: Repetir o passo #3 do processo 1.
3. Limpeza da linha 5-6: Repetir o #4 do processo 1, sendo que fluindo emulsão ao invés de água.
4. Montagem do conjunto: Repetir o passo #5 do processo 1.
5. Pressurização da câmara secundária: Repetir o passo #6 do processo 1.
6. Bombeio da emulsão (circuito 1-2-3"-4"-5-6): Mantendo abertas as válvulas v1, v6, v7 e v3, ligar a bomba a uma vazão de 0.015 ml/min.
7. Coleta de dados: Repetir o passo #5 do processo 2.
8. Fração de óleo recuperado: Repetir o passo #6 do processo 2.
9. Número de experimentos: Os passos #7 e #8 são repetidos até que a produção de óleo atinja um patamar constante.
10. Determinação da saturação de óleo residual (S_{or}): Repetir o passo #8 do processo 2.

3.2.5

Processo 4: Recuperação terciária de óleo por injeção de água e emulsão em forma alternada

O óleo contido na amostra porosa pode ser recuperado de diversas formas. Neste procedimento água e emulsão foram injetadas em forma alternada para estudar o efeito na quantidade de óleo produzido. Primeiramente é injetada água até alcançar um patamar constante no volume de óleo produzido. A seguir, é injetado um volume de emulsão igual a 1/3 do volume poroso do corpo de prova. Estes processos seguem primeiramente, o circuito 1-2-3-4-5-6 para a injeção de água e o circuito 1-2-3"-4"-5-6 para a injeção da emulsão, na Fig. 3.1.

1. Injeção de água: repetir os passos #1 ao #7 do processo 2, até alcançar a saturação irreduzível de óleo mediante a injeção de água.
2. Injeção de emulsão: Repetir os passos #6 ao #9 do processo 3 até que o volume de emulsão injetada seja igual a 30% do volume poroso do corpo de prova.
3. Injeção de água: Repetir os passos #4 até #7 do processo 2 injetando água até que uma nova saturação irreduzível do óleo seja atingida.
4. Determinação da saturação de óleo residual (S_{or}): Repetir o passo #8 do processo 2.

3.2.6

Processo 5: Medição da permeabilidade

Antes de saturar o corpo de prova com óleo e preparar assim o corpo de prova para a realização dos experimentos de recuperação de óleo mediante a injeção de água, determinamos a permeabilidade do corpo de prova. Da mesma maneira foi determinada a permeabilidade do corpo de prova antes de começar os experimentos de recuperação de óleo mediante a injeção de emulsões (isto é depois dos experimentos de recuperação de óleo mediante a injeção de água). Também, depois de cada experimento de recuperação de óleo mediante a injeção de emulsão, é determinada a permeabilidade, para determinar se a permeabilidade do corpo de prova foi afetada pela injeção da emulsão. A determinação da permeabilidade entre cada experimento de recuperação de óleo foi feita através de um fluxo de óleo pelo meio poroso.

No procedimento para determinar a permeabilidade do corpo de prova, mediante o fluxo de água, o fluido segue o mesmo circuito do processo 2. O

procedimento para determinar a permeabilidade do corpo de prova mediante o fluxo de óleo, percorre o mesmo circuito do processo 3.

4

Caracterização do Corpo de prova e dos Fluidos

Neste Capítulo, serão mostrados os procedimentos experimentais utilizados para determinar as propriedades do corpo de prova e dos fluidos que serão utilizados nos experimentos (água, óleos, emulsões, solução água-carbopol, surfactante), estas propriedades foram determinadas experimentalmente. A metodologia utilizada, é baseada em estudos e experiências anteriores.

Serão determinadas as seguintes propriedades: Do corpo de prova: (1) volume poroso, (2) permeabilidade absoluta, (3) diâmetro médio de poro. Dos óleos: (1) viscosidade e (2) densidade. Das emulsões: (1) Concentração, (2) diâmetro médio de gota, (3) viscosidade, (4) densidade.

4.1

Determinação das propriedades do corpo de prova

O corpo de prova utilizado nos experimentos é mostrado na Fig. 4.1.



Figura 4.1: Fotografia do corpo de prova mostrando suas dimensões.

Para determinar cada propriedade do corpo de prova, o seguinte procedimento foi utilizado.

4.1.1

Volume Poroso efetivo

A porosidade do corpo de prova proporcionado pela Petrobrás é $\phi = 27.3\%$, Neste trabalho foi feita uma nova medição da porosidade.

Dentre os vários métodos mencionados na sub-seção § 2.1.3 para determinar o volume poroso efetivo, o método de Barnes modificado [5] foi utilizado. A escolha foi baseada na disponibilidade de equipamentos.

Primeiramente o corpo de prova é submetido a um secagem durante 24 horas a temperatura de $110\text{ }^{\circ}\text{C}$ num forno elétrico. Logo depois é pesado em uma balança eletrônica. O peso do corpo saturado com ar, chamado de **peso seco**, é de 149.81 g.

Agora, o corpo de prova é embebido em água, isto para preparar o corpo de prova e determinar o volume poroso, explicado com maior detalhe a seguir.

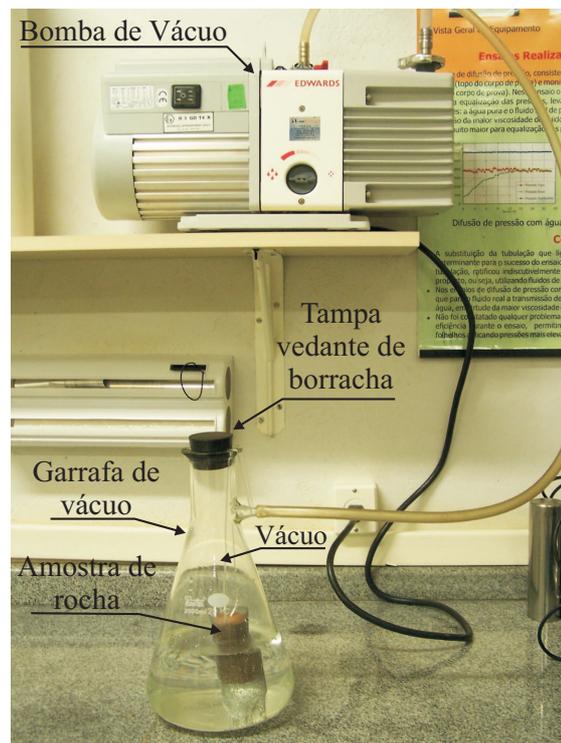


Figura 4.2: Fotografia do método utilizado para embeber o corpo de prova em água.

Para determinar o peso do corpo úmido, o corpo foi colocado numa garrafa com água destilada mas, a água não cobre completamente a rocha, como mostra a Fig. 4.2. A garrafa é vedada e submetida a uma pressão de vácuo (negativa) de 3×10^{-2} mbar, durante um tempo de 30 min. Logo dos 30 min, não se observam mais borbulhas de ar sair do corpo de prova e,

toma uma aparência de completamente úmida. Outro método de embeber o corpo de prova, é escoando água através de seu interior utilizando a câmara Hassler, mas, este processo é muito lento e não garante a saturação máxima do corpo de prova, como o método da garrafa aplicando vácuo.

O corpo é rápida mas cuidadosamente retirado da garrafa, secado superficialmente com uma toalha de papel e pesado, obtendo assim o peso do corpo embebido em água, chamado de **peso molhado** igual a 169.84 g.

O aumento do peso do corpo de prova é devido à água que ficou entre os poros da rocha de arenito, ao deslocar o ar que nela estava contido. A massa de água embebida no corpo de prova, é a diferença entre o peso molhado e o peso seco, portanto, $m_a = 20.03$ g.

Como a massa específica da água destilada é 1 g/cm^3 , e da eq. 2-3, $V_a = V_p = 20.03 \text{ cm}^3$.

Para conhecer o volume total, V_t , realizamos várias medições, tanto do diâmetro, D como do comprimento, L do corpo de prova, tabela 4.1. Obtendo um diâmetro médio $\bar{D} = 37.60$ mm, e comprimento médio $\bar{L} = 70.55$ mm.

D	L
37.57	70.41
37.60	70.39
37.65	70.60
37.62	70.62
37.60	70.74
37.57	—

Tabela 4.1: Dimensões do corpo de prova.

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

Pelo tanto o volume total V_t do meio poroso é 78.336 cm^3 .

Colocando estes valores na eq. 2-1, foi possível conhecer a porosidade do corpo de prova.

$$\phi = \frac{20.03}{78.336} = 25.6 \%$$

Este valor é próximo do valor proporcionado pela Petrobras, 27,3%.

4.1.2 Permeabilidade

A permeabilidade foi determinada utilizando água destilada como o fluido que escoava através do corpo de prova. A lei de Darcy indica que há direta relação entre a vazão e a gradiente de pressão através de um meio poroso [5].

Água foi injetada através do arenito a diferentes vazões. Como mostra a tabela a seguir, para cada vazão injetada, mede-se um diferencial de pressão.

Q <i>ml/min</i>	Q <i>m³/seg</i>	P Psi	P <i>kg/m.s²</i>
1	1.66667E-08	0.8	6896.552
3	0.00000005	2.8	19310.345
5	8.33333E-08	4	27586.207
7	1.16667E-07	5.2	35862.069
8	1.33333E-07	5.75	39655.172

Tabela 4.2: Tabela das Vazões utilizadas e seus diferenciais de Pressões resultantes ao atravessar o meio poroso

Segundo Koederitz [5], a permeabilidade é determinada pelo coeficiente angular da reta que passa pelos pontos apresentados na tabela 4.2.

Com os dados da tabela, se construiu uma curva Q-P (Vazão - Pressão), apresentada na fig. 4.3.

Como mostra a Fig. 4.3, a reta $y = a.x + b$ que melhor ajusta os dados (por mínimos quadrados) possui um coeficiente angular igual a 3.602×10^{-12} . Por tanto, da eq. 2-15 obtemos:

$$k = \frac{a\mu L}{A} \quad (4-2)$$

onde:

$$a = 3.602 \times 10^{-12}$$

$$\mu = 1 \text{ cp} = 0.001 \text{ Kg/m.s.}$$

$$L = 0.07055 \text{ cm.}$$

$$A = 0.001110365 \text{ cm}^2$$

Então a permeabilidade do meio poroso é $k = 2.289 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ Em unidade técnica (miliDarcy), é dada por:

$$k = 231.9 \text{ mD}$$

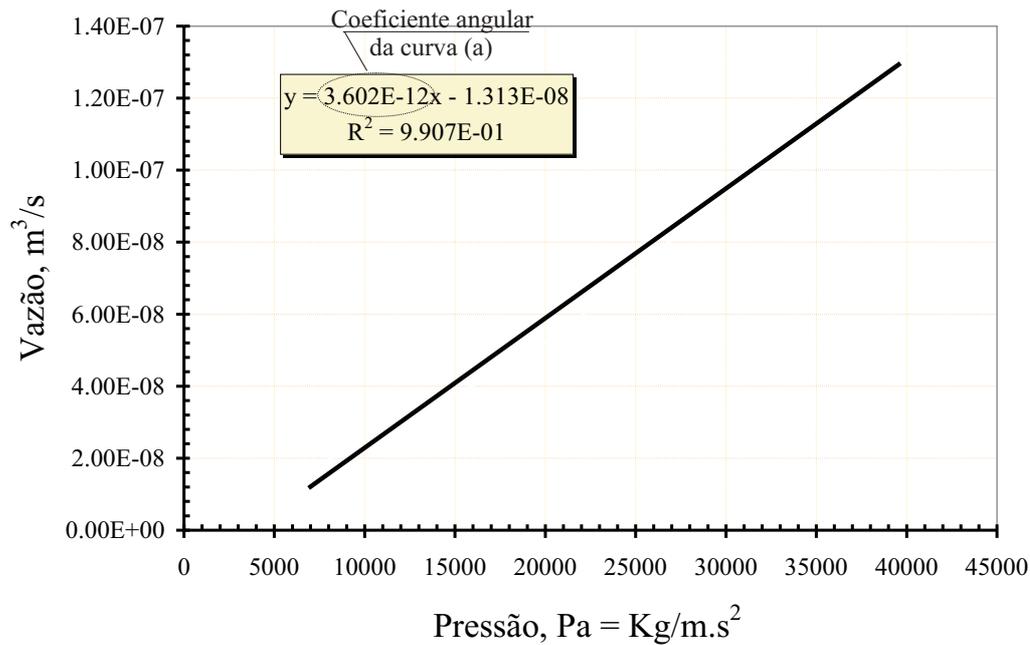


Figura 4.3: Curva de Vazão-Diferencial de Pressão.

Esta permeabilidade esta de acordo com as referencias para este tipo de material com porosidade em torno de 26 %.

4.1.3 Saturação de óleo

Para determinar a saturação do óleo contido no corpo de prova S_o , primeiramente precisamos pesar a amostra de rocha depois do processo de embebição em água destilada (peso molhado). Também precisamos obter o peso do corpo de prova depois do processo de saturação com óleo. A saturação de óleo no corpo de prova, é obtida mediante a seguinte equação do balanço de massas:

$$m_{o+a} = \rho_o \cdot S_o \cdot V_p + \rho_a (1 - S_o) V_p \quad (4-3)$$

onde, m_{o+a} é a massa do fluido contido no corpo de prova, óleo mais água. Pode ser obtido, da diferença de massas entre o peso do corpo de prova seco (sub-seção 4.1.1) e o peso do corpo de prova depois do processo de saturação em óleo, $m_{o+a} = \text{peso total} - \text{peso seco}$.

V_p é o volume poroso efetivo do corpo de prova, ρ_a é a massa específica da água, ρ_o é a massa específica do óleo.

Modificando a eq. 4-3 obtemos:

$$S_o = \frac{\frac{m_{o+a}}{V_p} - \rho_a}{\rho_o - \rho_a} \quad (4-4)$$

A saturação de óleo no corpo de prova, é determinada também depois do deslocamento do óleo por injeção de água no corpo de prova e, também depois do deslocamento do óleo por injeção de emulsões.

4.1.4 Diâmetro de poro

É importante conhecer o diâmetro de poro, já que com esse dado decidiremos o tamanho de gota das emulsões que serão preparadas. Uma emulsão com gotas muito menores do que o tamanho dos poros não conseguirá bloquear os mesmos que já foram invadidos pela água.

Portanto, utilizando-se um microscópio ótico e uma câmera digital adaptada no microscópio, foram obtidas várias fotos da superfície externa do corpo de prova. As fotos conseguidas são guardadas e visualizadas no computador, e com a ajuda do software AxioVision é possível fazer uma estimativa grossa dos Tamanhos de poros exteriores, aparentes. Para obter um diâmetro médio, precisamos tomar as medidas de vários poros em cada foto, como mostra a Fig. 4.4. O procedimento é muito aproximado, mas fornece uma ideia das dimensões dos poros.

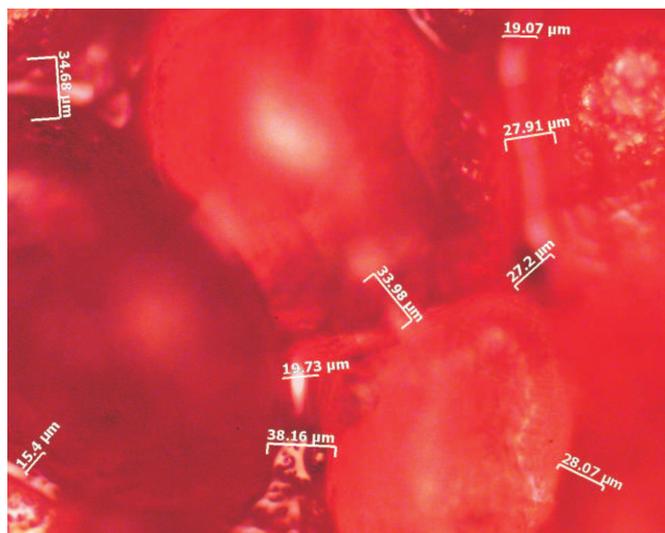


Figura 4.4: Fotografia mostrando as medidas dos diâmetros dos poros no corpo de prova obtidas nesta foto.

Como mostra a Fig. 4.4, foram obtidos vários tamanhos aparentes de poros, na Fig. 4.5 são mostrados os valores e a repetição dos tamanhos de poros aparentes encontrados.

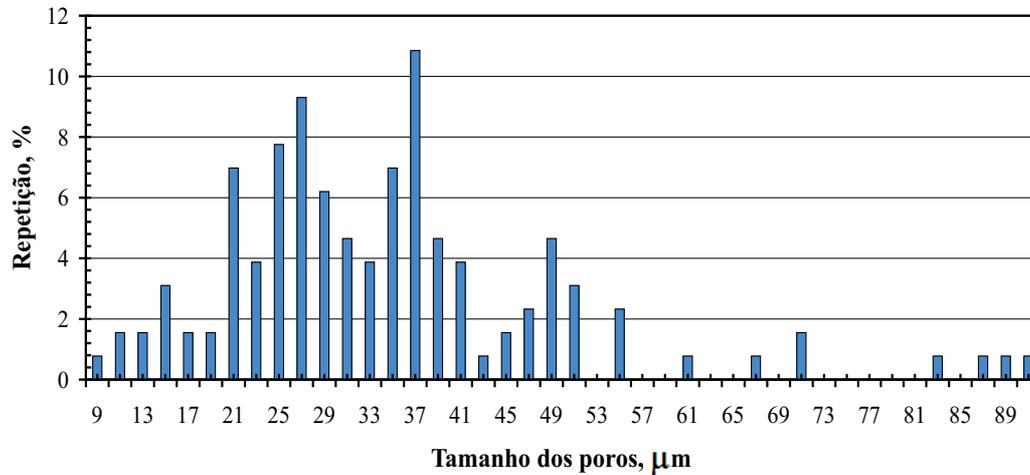


Figura 4.5: Diagrama mostrando os valores e a repetição dos tamanhos de poros aparentes do corpo de prova.

O tamanho médio aparente de poro do corpo de prova utilizado neste projeto, é: $\bar{D} = 30 \mu\text{m}$.

4.1.5

Velocidade média do fluido através corpo de prova

Para descobrir a velocidade média com a que o fluido atravessa o corpo de prova, utilizamos a seguinte equação.

$$v_m = \frac{q}{A_{PTot}} \quad (4-5)$$

Onde, a A_{PT} é a área porosa transversal do corpo de prova e é igual à Área trasversal $A = 38 \text{ mm}^2$ pela porosidade da rocha $\phi = 27\%$.

$$v_m = 8.16 \times 10^{-7} \text{ m/s} = 7.056 \text{ cm/dia.}$$

Esta velocidade é razoável, posto que a velocidade de fluxo media num reservatório, é de 1 pé/dia = 26 cm/dia [3]. Como não temos um conhecimento detalhado do corpo de prova, se tentava evitar algum risco de fraturar o corpo de prova pelo aumento da pressão ao injetar o óleo e as emulsões.

4.1.6 Taxa de cisalhamento num poro

Para determinar a taxa de cisalhamento à que estão submetidos os fluidos através do meio poroso, precisamos conhecer o que acontece quando um fluido passa entre dois grãos da rocha. A Fig. 4.6 apresenta um esquema desta situação.

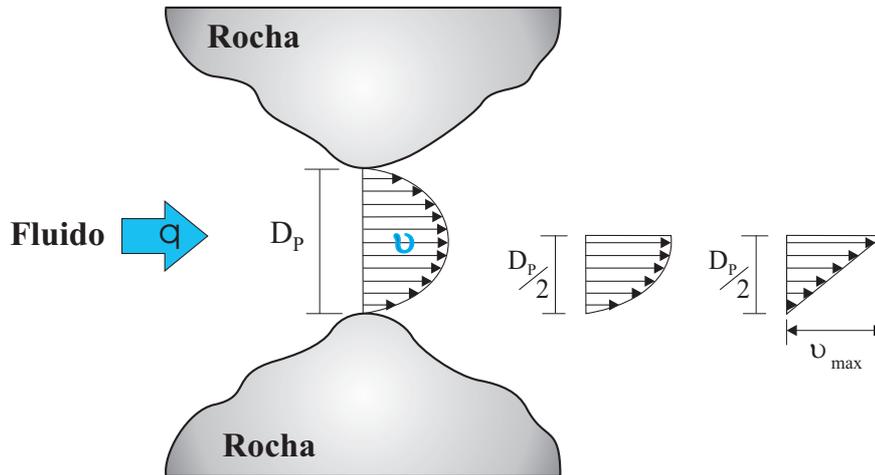


Figura 4.6: Diagrama mostrando a diferença de velocidades que aparecem quando um fluido escoar entre dois grãos de rocha.

O fluido que está mais próximo da parede da rocha, escoar com menor velocidade do que o fluido que está mais afastado das paredes.

Conhecendo o diâmetro de poro e a velocidade média com a que o fluido atravessa o poro, podemos determinar a taxa de cisalhamento.

$$\dot{\gamma} = \frac{v_m}{D_P/2} \quad (4-6)$$

$$\dot{\gamma} = \frac{8.16 \times 10^{-7} \text{ m/s}}{15 \mu\text{m}} = 0.0544 \frac{1}{\text{s}}$$

Então a taxa de cisalhamento nos poros é de $\dot{\gamma} = 0.0544 \frac{1}{\text{s}}$. Este valor vai-nos servir também no momento de determinar a viscosidade de algum fluido não newtonianos, como o caso das nossas emulsões na sub-seção § 4.3.2.

4.2

Líquidos utilizados

Em todo o processo experimental, foram utilizados vários fluidos, listados na Tabela 4.3.

#	Líquido
L1	água destilada
L2	óleo Talpa 30
L3	óleo Tivela 460
L4	emulsão 30% óleo - 70% água com \bar{D}_1
L5	emulsão 30% óleo - 70% água com \bar{D}_2
L6	solução água-carbopol
L7	Surfactante Triton X-100

Tabela 4.3: Líquidos utilizados.

Onde:

\bar{D}_1 é o Diâmetro médio de gota = $5 \mu m$ e,

\bar{D}_2 é o Diâmetro médio de gota = $20 \mu m$.

Cada um dos fluidos utilizados teve uma função específica nos experimentos. A água foi utilizada para embeber o corpo de prova, para realizar a recuperação por injeção de água e para preparar a solução água-carbopol. O óleo Talpa 30 foi utilizado para saturar o corpo de prova. O óleo Tivela 460 foi utilizado para preparar as emulsões, juntamente com a solução água-carbopol e o surfactante.

4.3

Caracterização dos líquidos

Nesta seção, serão determinadas as propriedades que precisamos conhecer dos fluidos utilizados nos experimentos. Mas, primeiramente será apresentado num quadro o resumo dos resultados obtidos. As viscosidades das emulsões foram determinadas na taxa de cisalhamento que se encontra na sub-seção 4.1.6, $\dot{\gamma} = 0.0544 \frac{1}{s}$.

#	Líquido	Densidade (g/ml)	Viscosidade (mPa-s)
L1	água destilada - 20 °C	0.9988	1.0030
L2	óleo Talpa 30 - 25 °C	0.9101	410
L3	óleo Tivela 460 - 25 °C	0.998	1000
L4	emulsão 30% óleo - 70% água \bar{D}_1	0.9992	300
L5	emulsão 30% óleo - 70% água \bar{D}_2	0.9992	120
L6	solução água-carbopol	0.9998	—
L7	surfactante Triton X-100	1.065	—

Tabela 4.4: Caracterização dos líquidos utilizados.

4.3.1

Óleo, água e solução água-carbopol

Para determinar as densidades dos fluidos, foi utilizado um picnômetro de capacidade volumétrica conhecida, o que é pesado com e sem o fluido a testar.

Para determinar a viscosidade dos óleos, foi utilizado um reômetro T.A. Rheometric Scientific, modelo Ares L.S. Ares, com geometria de cilindros concêntricos (Couette) [7].

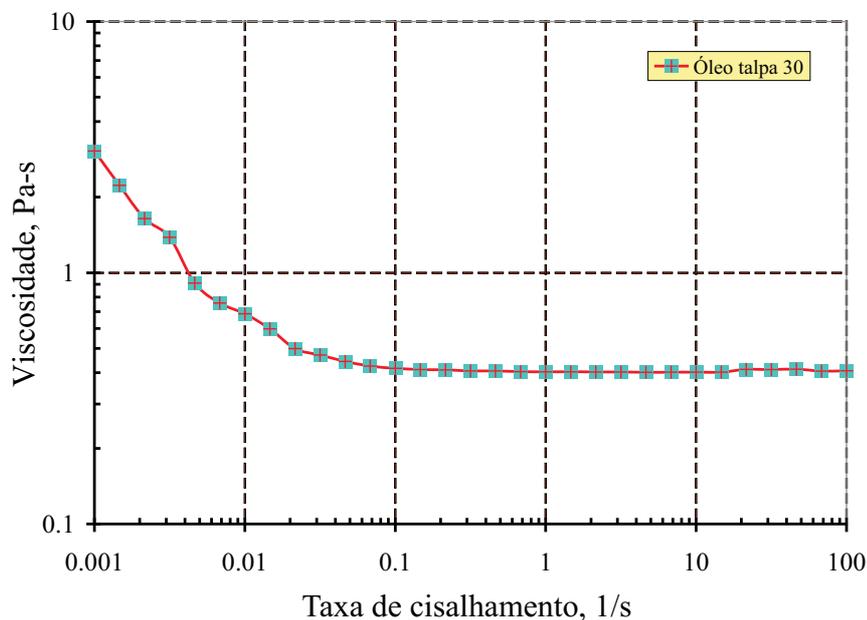


Figura 4.7: Viscosidade do óleo Talpa 30, utilizado para saturar o corpo de prova.

Como se observa nos testes do óleo e água a viscosidade não varia com o aumento da taxa de cisalhamento, por ser estes fluidos Newtonianos.

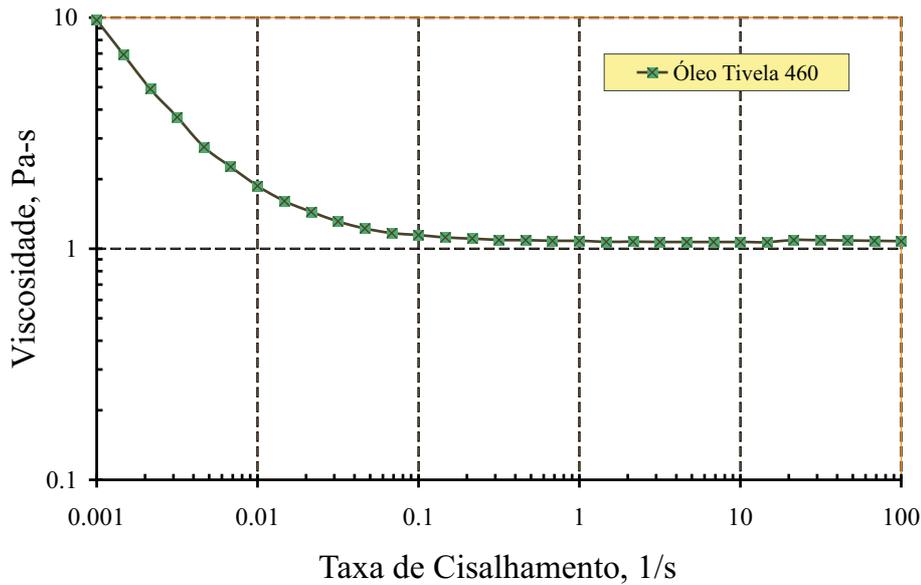


Figura 4.8: Viscosidade do óleo Tivela 460, utilizado na preparação das emulsões.

Para preparar a solução água-carbopol, foi utilizado 0.1% de Carbopol e 99.9% água destilada.

4.3.2 Emulsões

Para preparar as emulsões, foi utilizado 30% de óleo Tivela 460, 70% da solução água-carbopol e 0.013% de Triton X 100. O Triton X 100 é o surfactante utilizado para possibilitar a formação de gotas finas e minimizar a coalescência das gotas.

O diâmetro médio de gotas das emulsões, foi determinado tirando varias fotos das emulsões e medindo os seus tamanhos de gotas, da mesma maneira que se determinou o diâmetro de poro, na sub-seção § 4.1.4. Foram preparadas duas emulsões, com diâmetro médio de gotas de $\bar{D}_1 = 5 \mu\text{m}$ e $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.

Para determinar a viscosidade das emulsões, foi utilizado também o reômetro T.A. Rheometric Scientific, modelo Ares L.S., mas a geometria utilizada para estes casos foi de cilindros concêntricos Grooved Couette.

As emulsões são fluidos não newtonianos, pelo que, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de cisalhamento, como se observa nos gráficos apresentados.

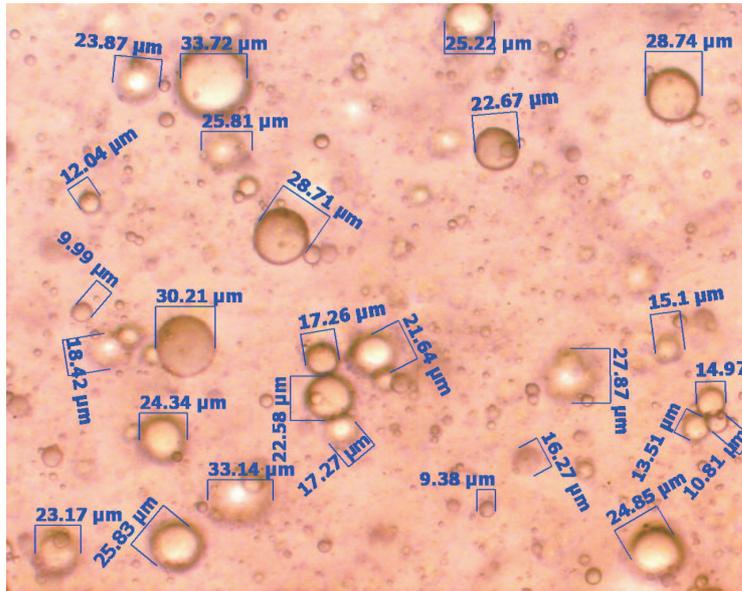


Figura 4.9: Fotografia mostrando as medidas de diâmetro das gotas da emulsão $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.

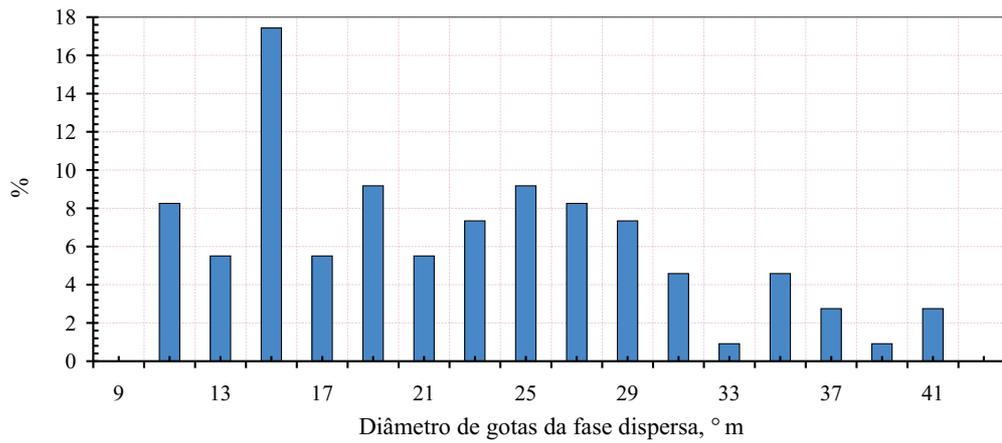


Figura 4.10: Diagrama mostrando a média do diâmetro das gotas da emulsão $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.

Para uma taxa de cisalhamento de $\dot{\gamma} = 0.0544 \frac{1}{s}$, obtemos que a viscosidade $\mu = 0.3 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ na emulsão de $\bar{D}_1 = 5 \mu\text{m}$, e $\mu = 0.12 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ na emulsão de $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.

Como esperado, a emulsão com menor tamanho de gota apresenta uma viscosidade mais alta.

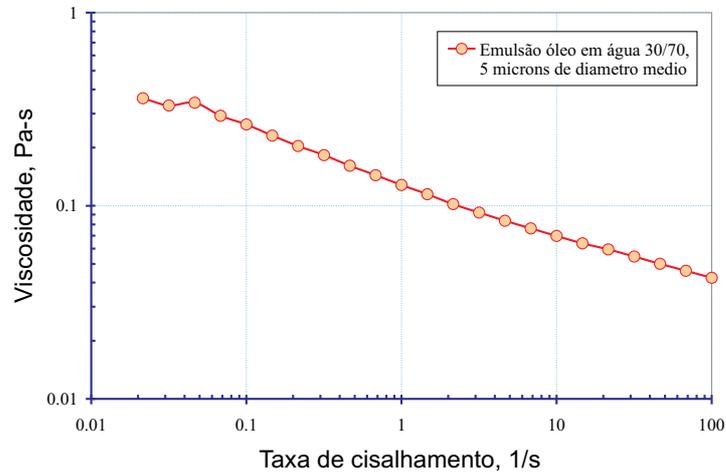


Figura 4.11: Viscosidade da emulsão com $\bar{D}_1 = 5 \mu\text{m}$.

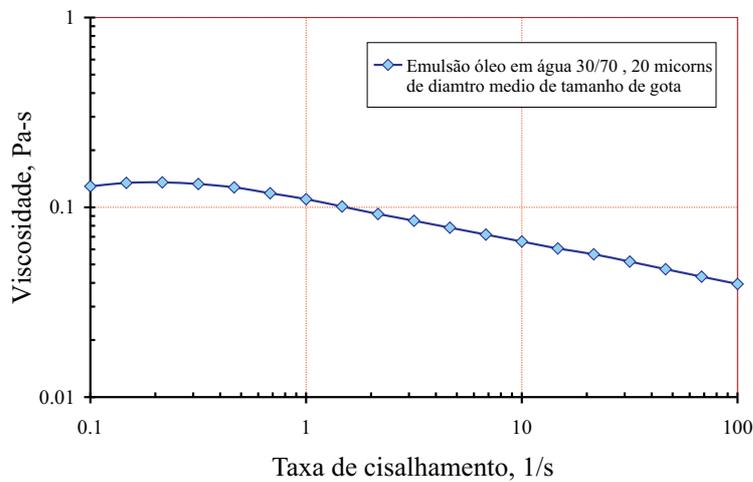


Figura 4.12: Viscosidade da emulsão com $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$.

5

Apresentação e Discussão dos Resultados

Neste capítulo, são apresentados e discutidos os resultados dos experimentos de recuperação de óleo.

Primeiramente, serão apresentados os experimentos de injeção de água, para vazões de $Q_1 = 0.005$ ml/min, $Q_2 = 0.010$ ml/min e $Q_3 = 0.015$ ml/min.

Seguidamente, serão apresentados os resultados dos experimentos de injeção de dois tipos de emulsões óleo em água “O/A”, ambas com composição de 30%/70%. Uma com diâmetro médio de gota $\bar{D}_1 = 5$ μm e, a outra com diâmetro médio de gota $\bar{D}_2 = 20$ μm .

Na ultima parte, será apresentado o resultado do experimento de injeção alternada da água e a emulsão $\bar{D}_2 = 20$ μm .

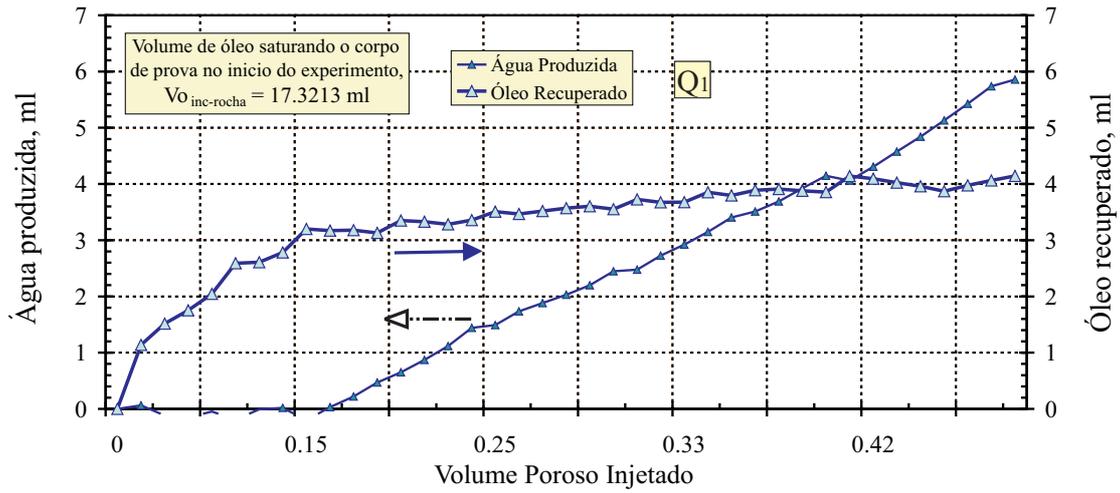
5.1

Deslocamento do óleo por injeção de água

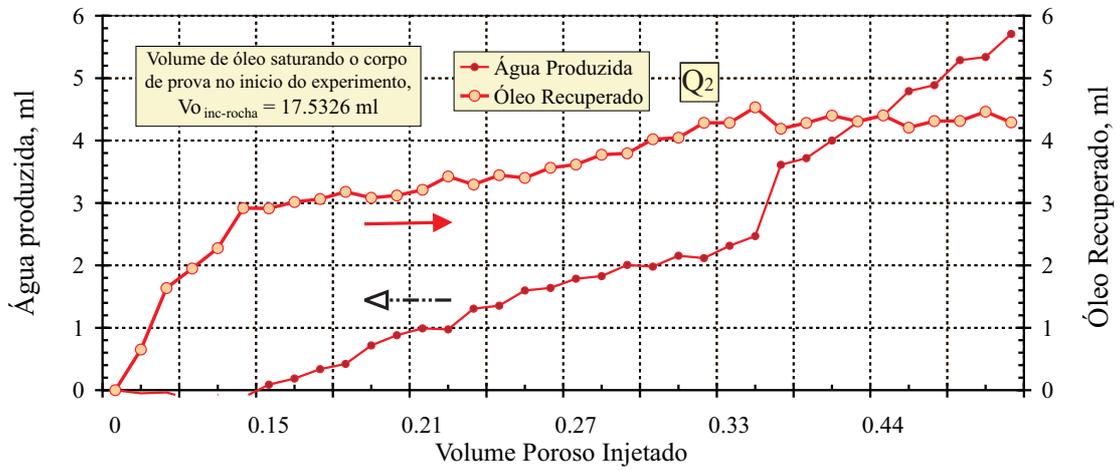
Utilizando o mesmo corpo de prova, foram realizados três experimentos com vazão de injeção diferente para cada um, $Q_1 = 0.005$ ml/min, $Q_2 = 0.010$ ml/min e $Q_3 = 0.015$ ml/min.

As Figs. 5.1 apresentam o volume de óleo e água produzidos ao longo do experimento para as três vazões de água analisadas. Nos três casos, inicialmente o líquido produzido era somente óleo. A partir de um valor aproximadamente de 15% do volume poroso injetado, a água injetada atinge a saída do corpo de prova e o líquido produzido passa a ser uma mistura de óleo e água. Ao final do experimento, o volume de água produzido cresce quase linearmente e o volume de óleo produzido atinge seu valor máximo.

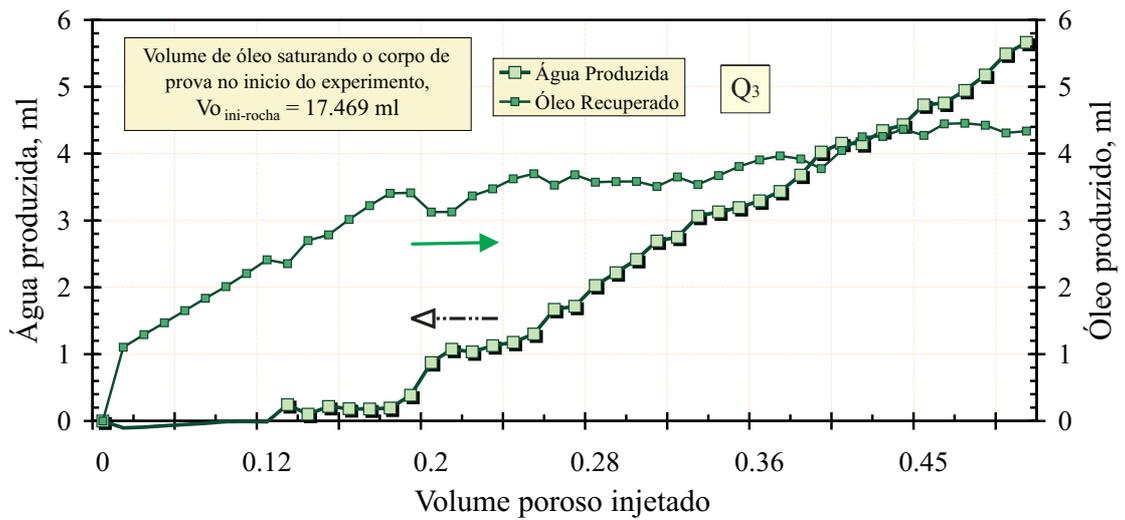
Nas Fig. 5.2, os resultados das figuras anteriores são apresentados em forma adimensional, como a razão do volume de água ($V_a(t)$) ou óleo ($V_o(t)$) pelo volume total produzido em determinado instante desde o início do experimento ($V_a(t) + V_o(t)$).



a) Vazão $Q_1 = 0.005$ m/min

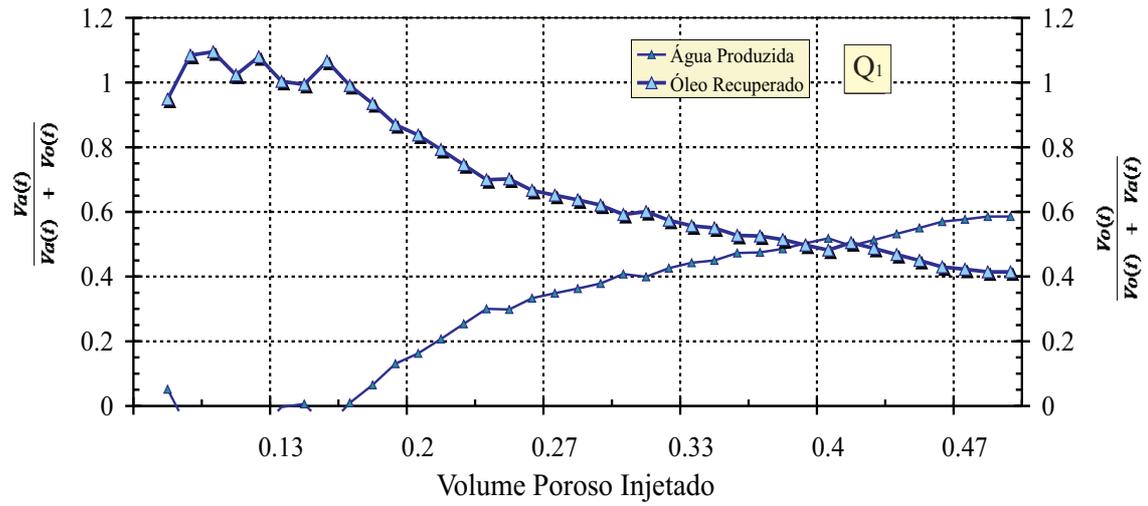


b) Vazão $Q_2 = 0.010$ m/min

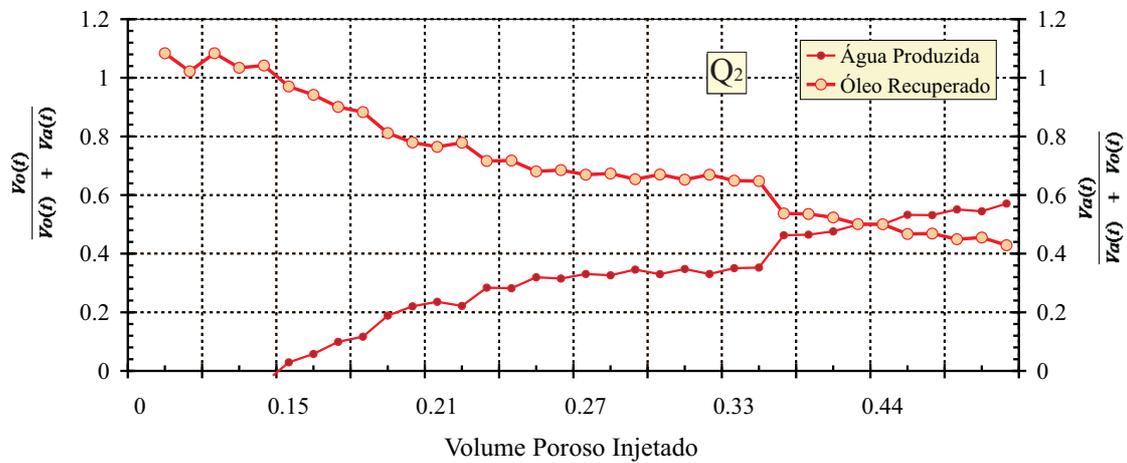


c) Vazão $Q_3 = 0.015$ m/min

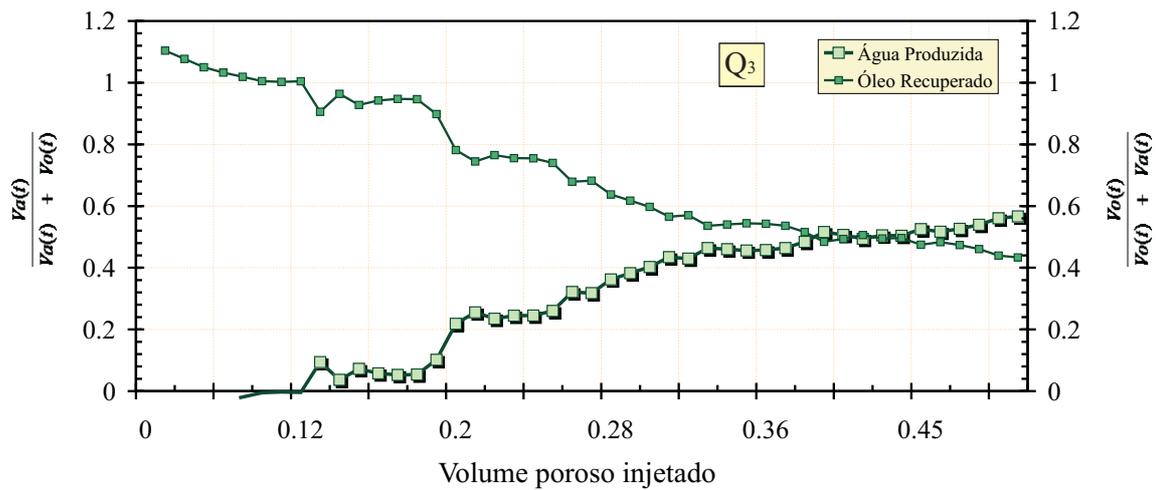
Figura 5.1: Resultado da recuperação de óleo, mediante a injeção de água.



a) Vazão $Q_1 = 0.005$ ml/min



b) Vazão $Q_2 = 0.010$ ml/min



c) Vazão $Q_3 = 0.015$ ml/min

Figura 5.2: Resultado do balanço de volumes produzidos, mediante a injeção de água.

O óleo produzido pode ser apresentado em termos da fração de recuperação, definida como a razão entre o volume acumulado de óleo produzido pelo volume de óleo saturando o meio poroso no início do experimento,

$$f_R = \frac{\text{volume acumulado de óleo produzido}}{\text{volume inicial de óleo saturando o meio poroso}} \quad (5-1)$$

A Fig. 5.3 apresenta a fração de óleo produzido ao longo dos experimentos através de injeção de água para vazões de Q_1 , Q_2 e Q_3 .

A tabela 5.1 mostra os resultados da fração de recuperação de óleo mediante injeção de água, para vazões de Q_1 , Q_2 e Q_3 .

Resultados	unidades	Q_1	Q_2	Q_3
Vazão	(ml/min)	0.005	0.010	0.015
Volume poroso injetado	(#)	0.5	0.5	0.5
Volume de óleo inicial no corpo de prova	(ml)	17.321	17.533	17.469
Volume total de óleo recuperado	(ml)	4.143	4.29	4.34
f_R total de óleo no final do experimento	(%)	24	24.5	24.8

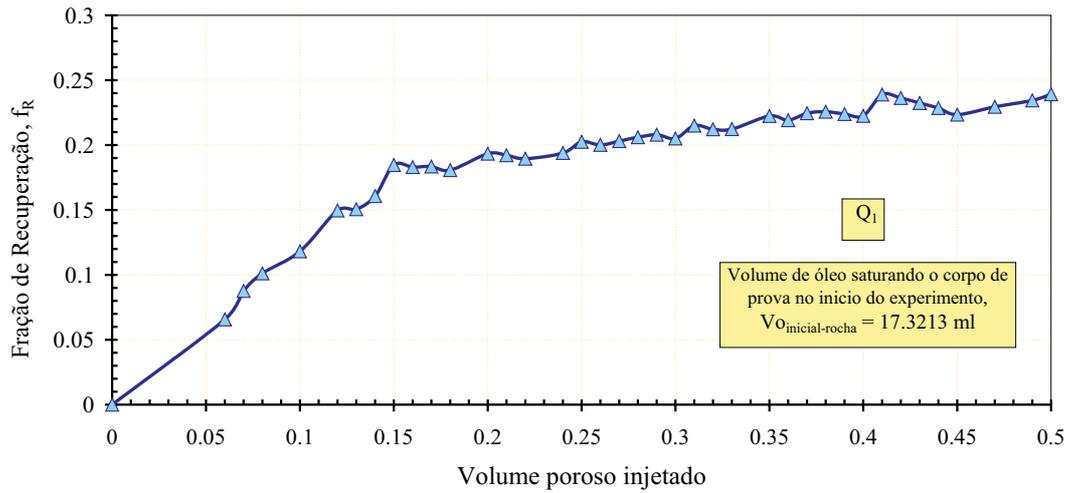
Tabela 5.1: Tabela de resultados do deslocamento de óleo por injeção de água.

A pressão resultante na entrada do corpo de prova ao longo dos experimentos para as três vazões analisadas de injeção de água, é apresentada na Fig. 5.4.

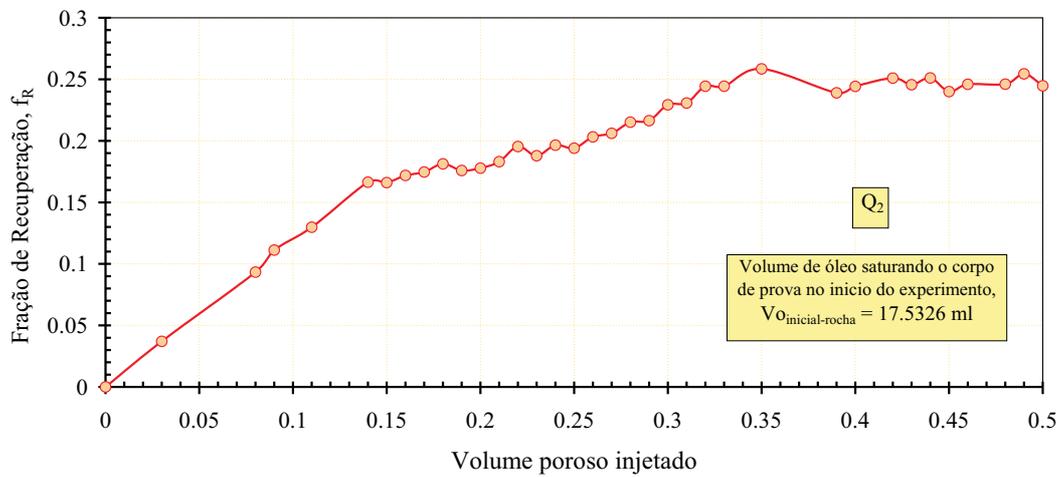
Nos três experimentos é observado que, a pressão na entrada do corpo de prova no início do experimento é maior e com o transcurso do experimento, a pressão vai diminuindo. Isto é explicado pelo fato que no início do experimento o corpo de prova está na saturação máxima de óleo, e no transcurso do experimento a água vai deslocando o óleo e invadindo os poros do corpo de prova, diminuindo assim a pressão necessária para o fluido atravessar o corpo de prova.

A Fig. 5.5 são apresentados a fração de óleo recuperado e o balanço dos volumes produzidos dos três experimentos de injeção de água.

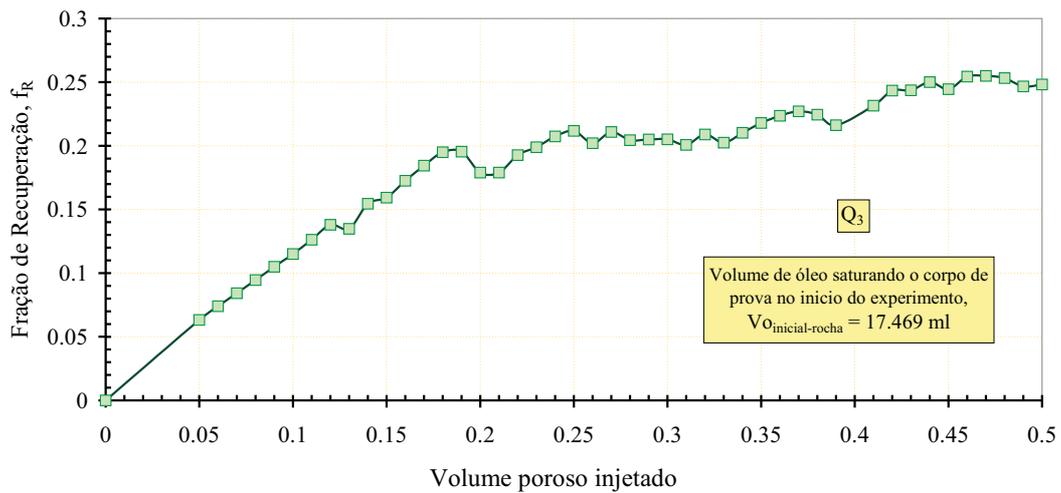
Observa-se que a produção de óleo para as três vazões foram muito próximas, concluindo que, a variação da vazão não influi no processo de recuperação de óleo nas condições do experimento.



a) Vazão $Q_1 = 0.005$ ml/min



b) Vazão $Q_2 = 0.010$ ml/min



c) Vazão $Q_3 = 0.015$ ml/min

Figura 5.3: Resultado da fração de óleo recuperado, mediante injeção de água.

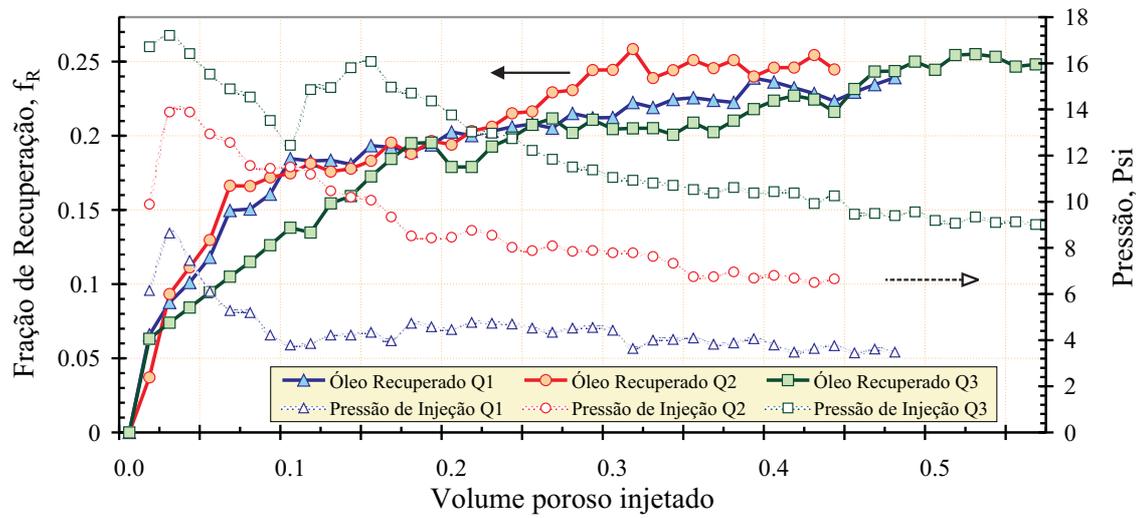


Figura 5.4: Resultado da fração de recuperação de óleo, mediante a injeção de água para as três vazões Q_1 , Q_2 , Q_3 , e as pressões de injeção resultantes.

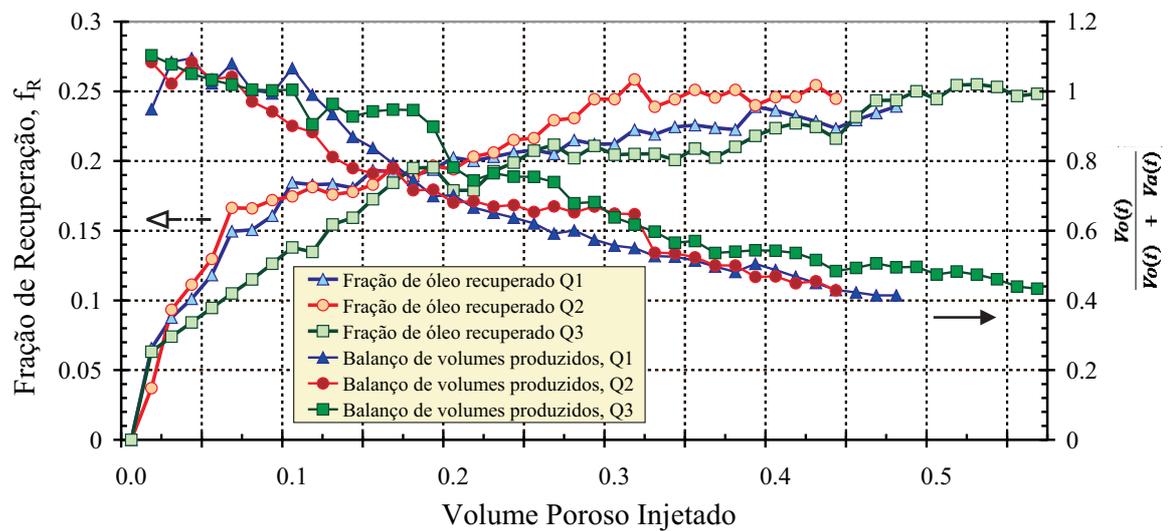


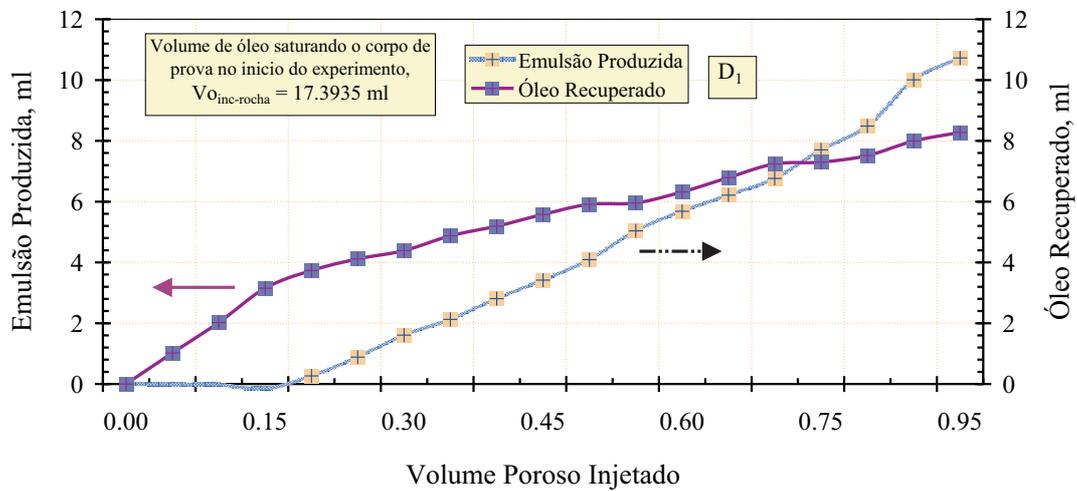
Figura 5.5: Resultados da fração de recuperação de óleo e balanço de volumes produzidos, mediante a injeção de água para as três vazões.

5.2

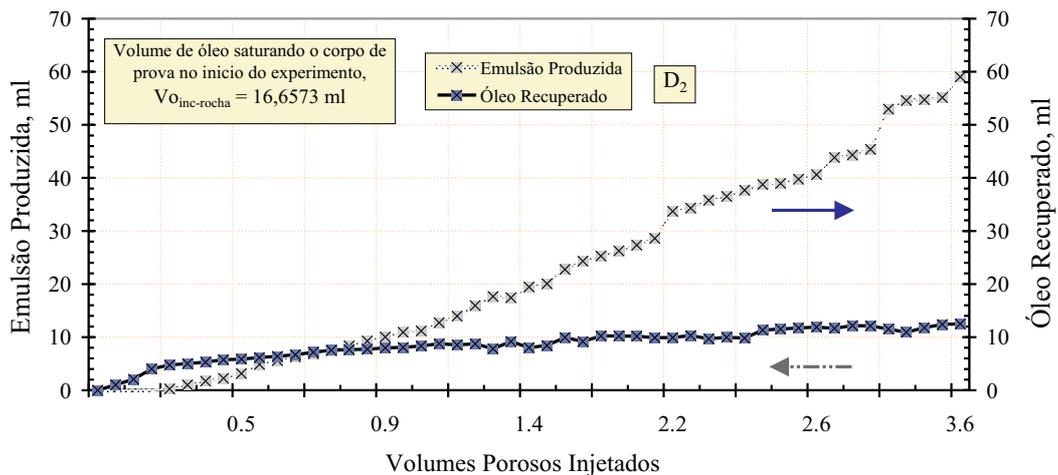
Deslocamento do óleo por injeção de emulsões

Como já era esperado pela bibliografia, [15], nos experimentos de injeção de água, a recuperação de óleo não foi muito alta, ficando numa fração de recuperação ao redor de 25%. Nesta seção serão apresentados experimentos de recuperação de óleo por injeção de emulsões, para determinar se a injeção de emulsões altera o fator de recuperação.

Foram realizados dois experimentos de injeção de emulsões óleo em água “O/A” 30/70, uma com diâmetro médio de gota $\bar{D}_1 = 5 \mu\text{m}$ e, a outra com diâmetro médio de gota $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$. Nos dois experimentos a vazão foi de $Q_3 = 0.015 \text{ ml/min}$.



a) Injeção de emulsão D_1

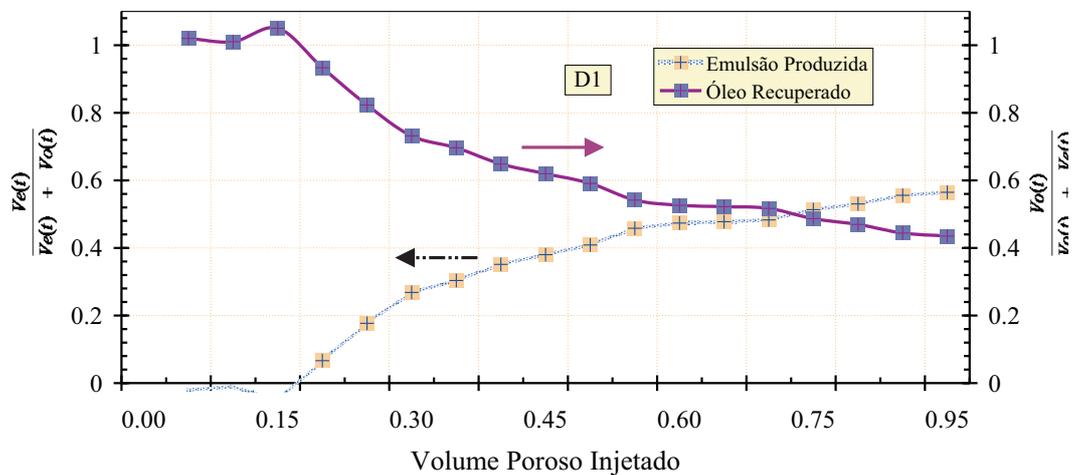


b) Injeção de emulsão D_2

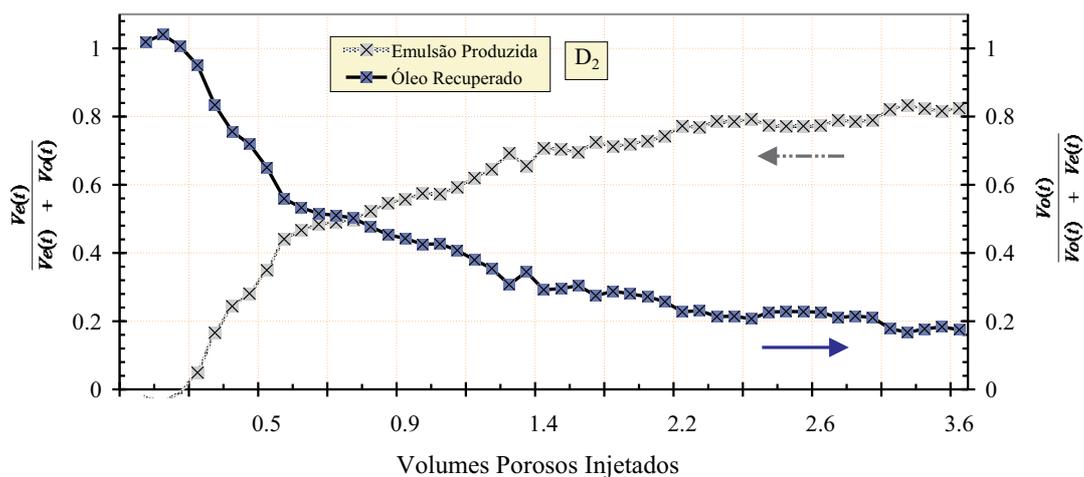
Figura 5.6: Resultado da recuperação de óleo e emulsão, mediante a injeção de emulsão.

A Fig. 5.6 apresenta o volume de óleo e emulsão produzidos ao longo do experimento para os dois tamanhos de gotas analisados. Como nos experimentos de injeção de água, nos dois casos de injeção de emulsão inicialmente o líquido produzido era somente óleo. A partir de um valor aproximadamente de 20% do volume poroso injetado, a emulsão injetada atinge a saída do corpo de prova e o líquido produzido passa a ser uma mistura de emulsão e óleo. Ao final do experimento a produção de emulsão cresce quase linearmente e o volume de óleo produzido atinge o seu valor máximo.

Na Fig. 5.7, os resultados das figuras anteriores são apresentados em forma adimensional, como a razão do volume de água (ou óleo) pelo volume total produzido.



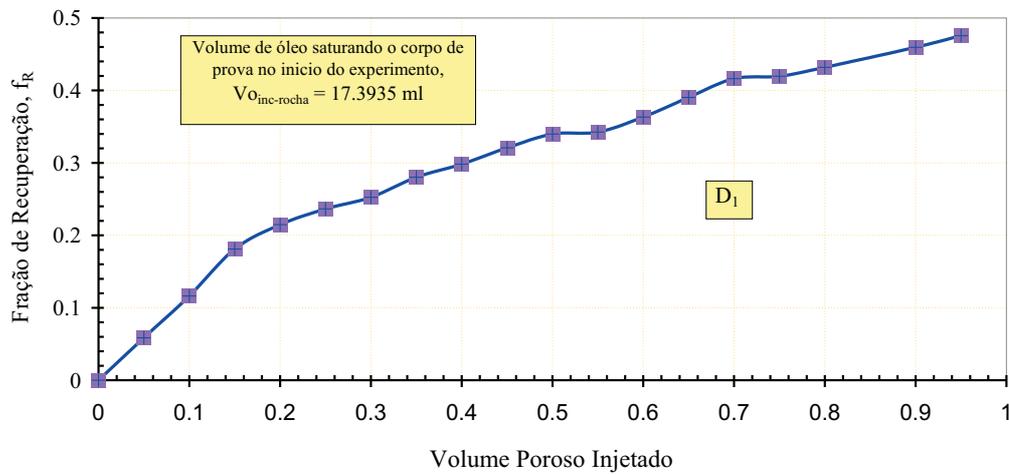
a) Injeção de emulsão D₁



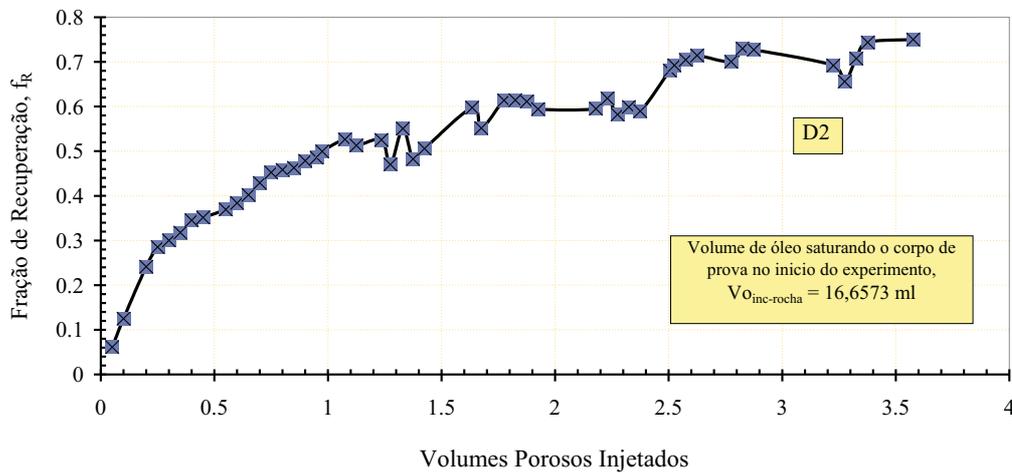
b) Injeção de emulsão D₂

Figura 5.7: Resultados do balaço de volumes produzidos do óleo e emulsão, mediante a injeção de emulsão.

A Fig. 5.8 apresenta os resultados da fração de recuperação de óleo através da injeção da emulsão.



a) Injeção de emulsão D_1



b) Injeção de emulsão D_2

Figura 5.8: Resultados da fração da recuperação de óleo, mediante a injeção de emulsão.

A tabela 5.2 mostra os resultados da fração de recuperação de óleo mediante injeção de emulsão, para diâmetros de gota de \bar{D}_1 , \bar{D}_2 e Q_3 .

Pode-se observar que a produção de óleo no experimento \bar{D}_1 não havia atingido seu valor final ao término do experimento. Porém, esta recuperação dobra o volume de óleo recuperado quando comparado ao caso de injeção de água.

A Fig. 5.9 mostra a comparação dos resultados da recuperação de óleo por injeção dos dois tipos de emulsões \bar{D}_1 e \bar{D}_2 .

Pode-se observar na Fig. 5.9, que a fração de recuperação de óleo por injeção da emulsão \bar{D}_2 é ligeiramente maior do que a fração de recuperação de óleo por injeção da emulsão \bar{D}_1 , neste gráfico é também comparada a

Resultados	unidades	D ₁	D ₂
Diâmetro médio	(μm)	5	20
Volume poroso injetado	(#)	1.0	3.7
Volume de óleo inicial no corpo de prova	(ml)	17.39	16.7
Volume total de óleo recuperado	(ml)	8.28	12.525
f_R total de óleo no final do experimento	(%)	47.6	75

Tabela 5.2: Tabela de resultados do deslocamento de óleo por injeção de água.

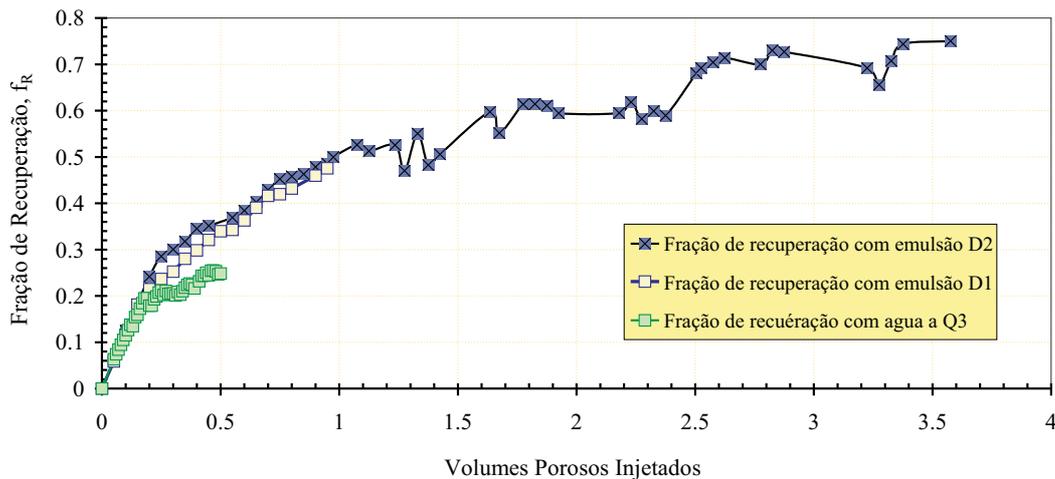


Figura 5.9: Comparação dos resultados da fração de recuperação de óleo, mediante a injeção água Q_3 e a injeção de emulsões \bar{D}_1 e \bar{D}_2 à mesma vazão.

fração de recuperação de óleo por injeção de água a vazão Q_3 , que é muito menor.

A Fig. 5.10 apresenta a variação de pressão de injeção ao longo dos experimentos de injeção de emulsões.

Apesar da emulsão de menor diâmetro médio possuir uma viscosidade maior (Figs. 4.11 e 4.12), a pressão de injeção é maior quando a emulsão de gotas grandes ($\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$) é injetada. Isto pode ser explicado pelo fenômeno de bloqueio de alguns poros pelas gotas de óleo. Este resultado comprova que os modelos que descrevem o escoamento de emulsões através de uma viscosidade efetiva não são corretos. O bloqueio de poros explica também o aumento do fator de recuperação de óleo.

Ao contrário dos experimentos de injeção de água, a pressão de injeção não cai ao longo do experimento. Estas altas pressões de injeção podem comprometer o uso de injeção de emulsões como método de recuperação avançada.

A seguir serão apresentados experimentos de injeção alternada da

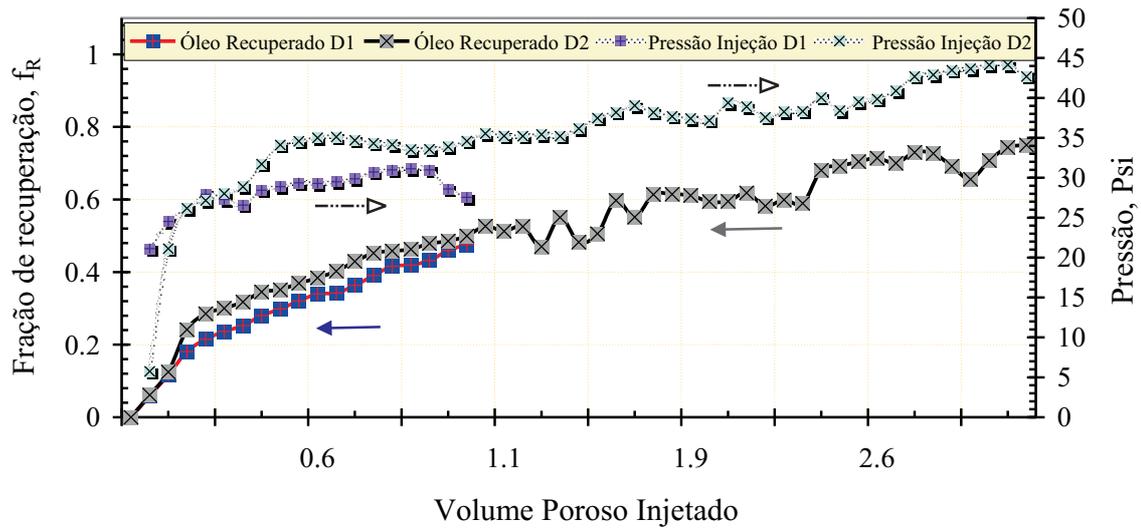


Figura 5.10: Resultado da fração de recuperação de óleo, mediante a injeção de emulsões \bar{D}_1 e \bar{D}_2 , e suas pressões de injeção resultantes.

emulsões e água com o objeto de reduzir a pressão de injeção.

5.3

Recuperação avançada de óleo por injeção de água e emulsão em forma alternada

A Fig. 5.11 apresenta a fração de recuperação de óleo em um experimento de injeção alternada de água e emulsão de diâmetro $\bar{D}_2 = 20 \mu\text{m}$. As áreas cinzas do gráfico indicam os intervalos de tempo nos quais ocorrem injeção de emulsão.

Água foi injetada no corpo de prova até a saturação irreduzível de óleo for atingida. Pode-se observar que entre os instantes 2 e 3 volumes porosos injetados, a fração de recuperação ficou praticamente constante e igual ao 40%, aproximadamente no 3ro volume poroso injetado, um total de 0.30 VP de emulsão foi injetado. A partir do instante em que a injeção de emulsão é interrompida, a injeção de água foi reiniciada. Pode-se observar um aumento significativo do fator de recuperação de óleo durante a injeção de água até que uma nova saturação irreduzível de óleo é atingida, correspondendo a um fator de recuperação de aproximadamente 45%. Aproximadamente no 5to volume poroso injetado, um novo ciclo de injeção de emulsão foi iniciado, 0.6 VP. Pode-se observar novamente um aumento significativo do fator de recuperação. O segundo ciclo de injeção de emulsão foi seguido por um ciclo

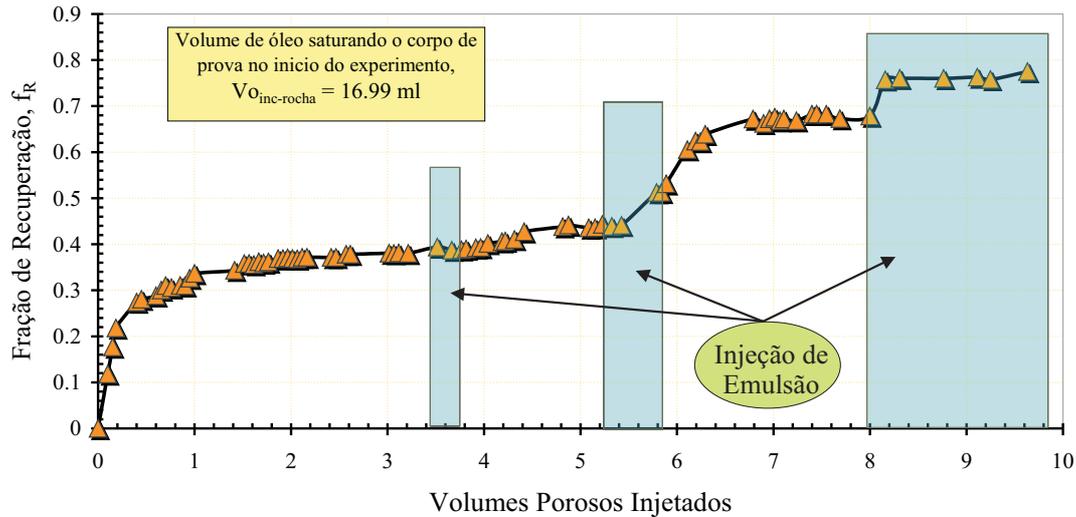


Figura 5.11: Fração de recuperação de óleo, mediante a injeção alternada de água e emulsão de $20 \mu\text{m}$ a vazão de $0,015 \text{ ml/min}$.

de injeção de água até um novo valor do fator de recuperação final, em torno de 70%. Um terceiro ciclo de injeção de emulsões elevou o fator de recuperação de óleo a aproximadamente 75%.

Na Fig. 5.13, os resultados da figura anterior são também apresentados em forma adimensional, como a razão do volume de óleo pelo volume total produzido. Como pode-se observar, a pressão de injeção aumenta consideravelmente no início de cada ciclo de injeção de emulsão. Porém, a injeção de água após cada ciclo de injeção de emulsão faz com que a pressão de injeção diminua consideravelmente.

Na Fig. 5.14, é mostrada a comparação dos resultados da fração de recuperação de óleo, mediante a injeção de emulsões com diâmetro médio de gota \bar{D}_1 , \bar{D}_2 , injeção de água à vazão Q_3 e a injeção alternada de água Q_3 e emulsão \bar{D}_2 .

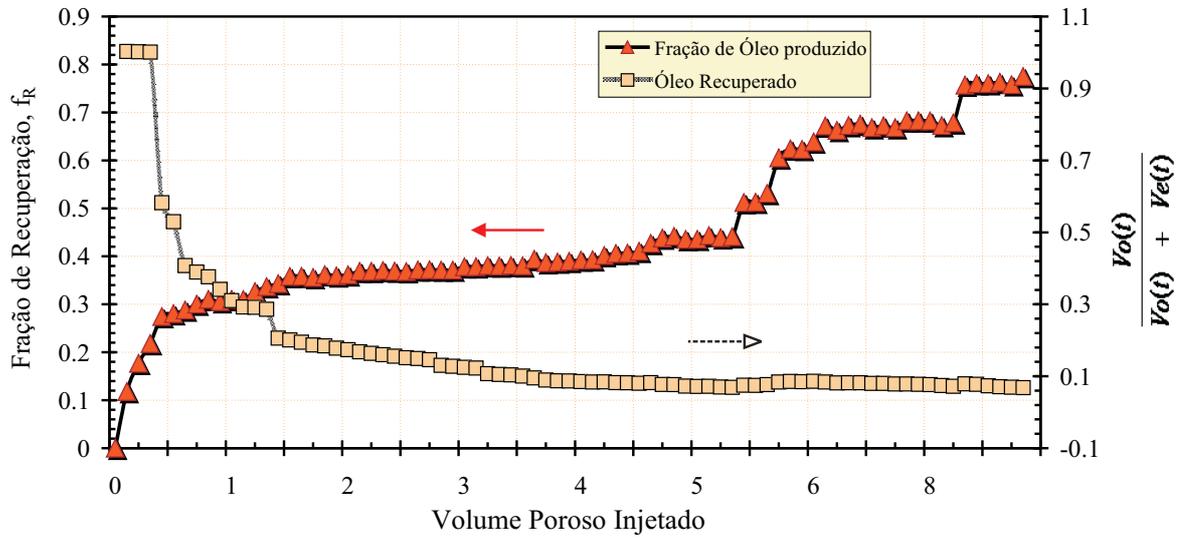


Figura 5.12: Fração de recuperação de óleo e balanço de volumes produzidos para o óleo, mediante injeção alternada de água Q_3 e emulsão \bar{D}_2 .

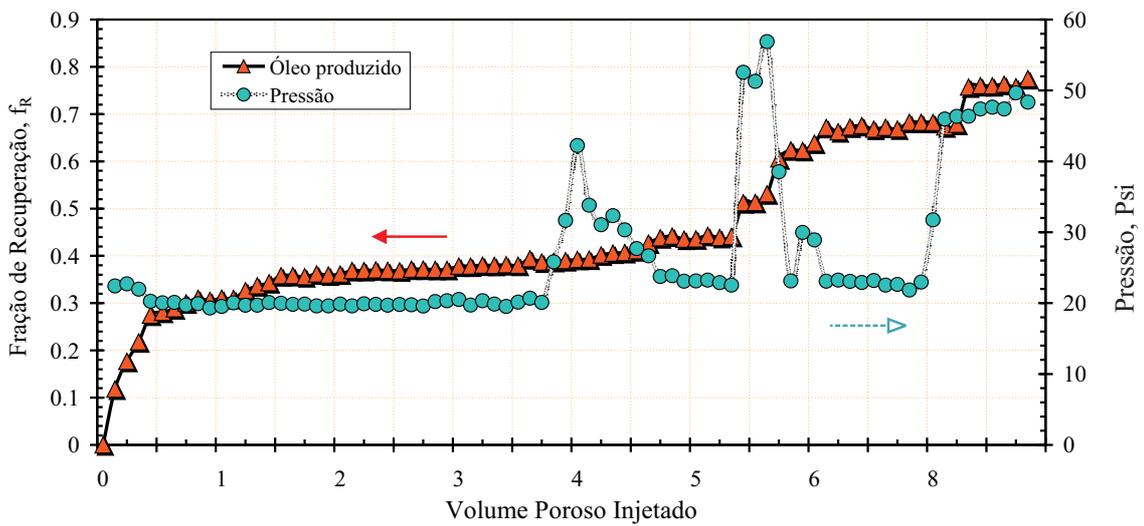


Figura 5.13: Fração de recuperação de óleo, mediante a injeção alternada de água Q_3 e emulsão \bar{D}_2 , e as pressões resultantes.

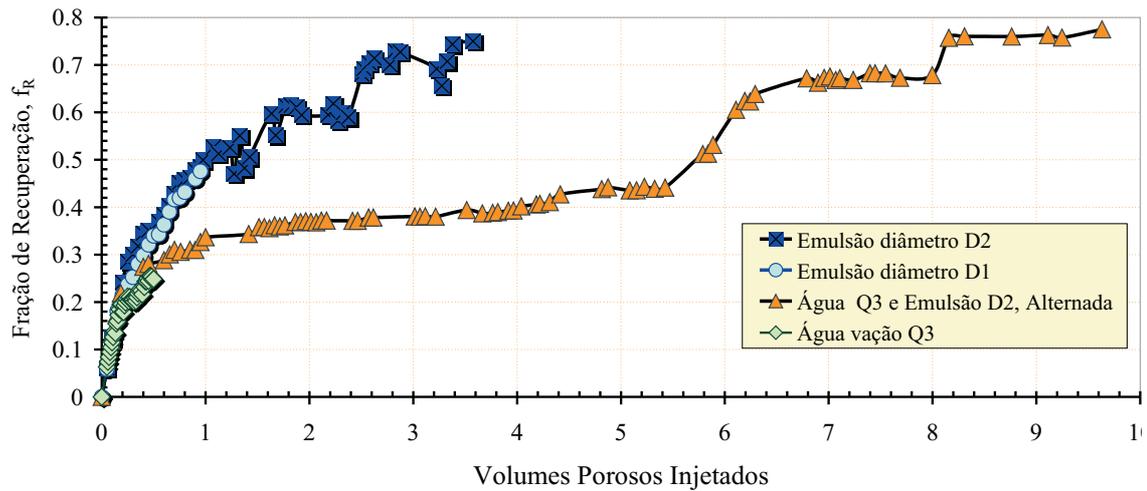


Figura 5.14: Comparação de resultados f_R de óleo mediante experimentos de: injeção alternada de água e emulsão \bar{D}_2 , injeção de água Q_3 , injeção de emulsões de \bar{D}_1 e \bar{D}_2 a vazão de 0.015 ml/min.

5.4

Análise de incertezas

É interessante realizar uma análise de incertezas. Aplicando a expressão de Kleine e McClintock [16] para a propagação de incertezas realizamos uma análise no fator de recuperação, então a equação 5-1 resulta em:

$$\delta_{f_R} = \left\{ \left(\frac{\varphi f_R}{\varphi m_{oac}} \delta m_{oac} \right)^2 + \left(\frac{\varphi f_R}{\varphi m_i} \delta m_i \right)^2 + \frac{\varphi f_R}{\varphi m_o} \right\}^{(0,5)} \quad (5-2)$$

Sabendo que $V_o = \frac{m}{\rho}$, foi encontrado que a incerteza da massa específica é de 0.05%, a incerteza do vaso coletor é de 0.2% e a incerteza de leitura é de 0.5%.

Finalmente a incerteza do fator de recuperação é $\delta_{f_R} = 0,036 = 3,6\%$

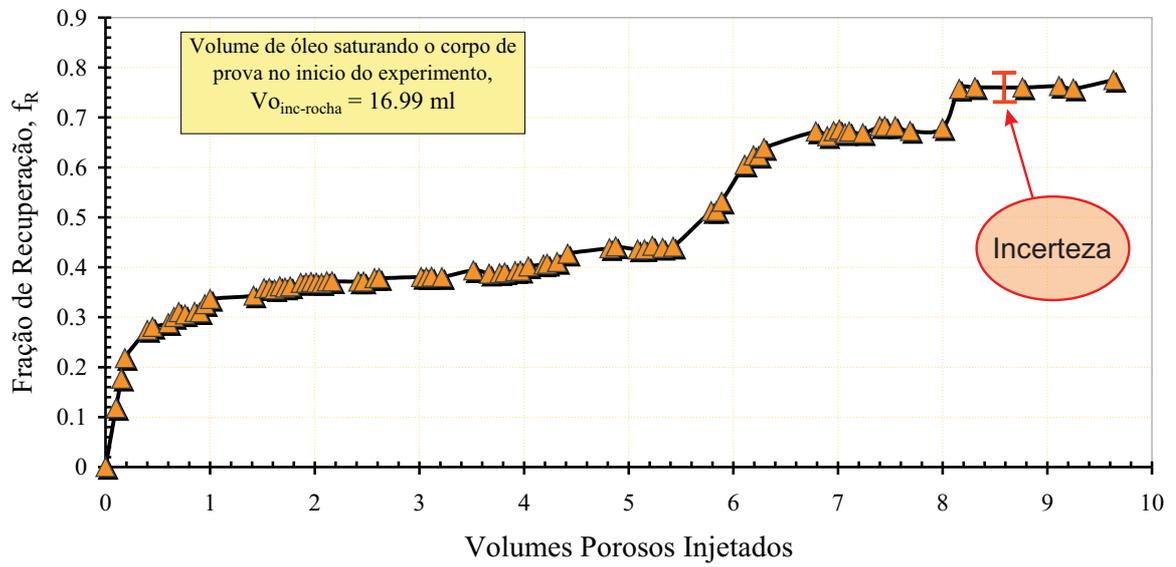


Figura 5.15: Incerteza no experimento de injeção de emulsão \bar{D}_2 .

6

Conclusões e Comentários Finais

Na recuperação de óleo mediante a injeção de água, concluiu-se que, em regime capilar a vazão de injeção não influi no fator de recuperação e a pressão de injeção é proporcional à vazão.

A recuperação de óleo através da injeção de água atingiu um valor máximo acumulado de 40% e a recuperação de óleo mediante a injeção de emulsão O/A de diâmetro $\bar{D}_2 = 20 \mu m$, atingiu um recuperação acumulada ao redor de 75%. O bloqueio dos poros mais permeáveis pode explicar o aumento do fator de recuperação.

Uma emulsão com diâmetro de gota da mesma ordem do tamanho de poros, tem maior capacidade de bloqueio do que uma emulsão com diâmetro de gota menor, sendo que a emulsão com diâmetro menor \bar{D}_1 possui viscosidade maior do que a emulsão de diâmetro de gota maior \bar{D}_2 . Desta forma, para descrever um modelo de escoamento de emulsões deve levar em conta aspectos microestruturais da emulsão e não somente propriedades macroscópicas, como a viscosidade.

Na injeção de emulsões, a pressão não diminui ao longo do experimento, como acontece na injeção de água. Estas altas pressões podem comprometer o uso de emulsões como método de recuperação avançada.

Para reduzir a pressão de injeção, foram realizados experimentos com injeção alternada de água e emulsão. no início da injeção de emulsão, a pressão aumenta consideravelmente. Porém, a injeção de água após do ciclo de injeção de emulsão faz com que a pressão de injeção diminua consideravelmente.

Estudos futuros incluirão a análise do processo de recuperação como com diferentes emulsões. Pretende-se avaliar o efeito de tensão interfacial, viscosidade da fase dispersa no aumento do fator de recuperação.

Bibliografia

- [1] J.E. Thomas. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, Rio de Janeiro, 2.ed edition, 2004.
- [2] C.D. McAuliffe. Oil-in-water emulsions and their flow properties in porous media. *JPT Journal of Petroleum Technology*, 4369:727–733, 1973.
- [3] M.P. Ferrer. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Astro Data S. A., Maracaibo, Venezuela, 2.ed edition, 2001.
- [4] O.A. Pedrosa. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro, 2004.
- [5] M. Honarpour L.F. Koederitz, A.H. Harvey. *Introduction to Petroleum Reservoir Analysis*. Gulf, New York, 1989.
- [6] S.C. Urdaneta. Simulación del flujo de emulsiones en medios porosos. Master's thesis, Universidad Simon Bolivar, Caracas, Venezuela, 2002.
- [7] H.A. Barnes. Rheology of emulsions – a review. *Colloids and Surfaces*, 91:89–95, 1994.
- [8] F. Khabharatana. *Flow of Emulsions in Porous Media*. PhD thesis, University of Alberta, Alberta, Edmonton, Canada, 1993.
- [9] D.A. Alvarado and S.S. Marsden Jr. Flow of oil-in-water emulsions through tubes and porous media. *SPE Society of Petroleum Engineers*, 5859:369–377, 1979.
- [10] H. Soo and C.J. Radke. The flow mechanism of dilute, stable emulsions in porous media. 23:342–347, 1984.
- [11] D. Schmidt, H. Soo, and C.J. Radke. Linear oil displacement by the emulsion entrapment process. *SPE*, 11333:351–360, 1984.
- [12] F. Khabharatana, S. Thomas, and S.M. Farouq Ali. Numerical simulation and experimental verification of recovery by macroemulsion floods. *SPE Society of Petroleum Engineers*, 39033, 1997.

- [13] F. Khabharatana, S. Thomas, and S.M. Farouq Ali. Macroemulsion rheology and drop capture mechanism during flow in porous media. *SPE Society of Petroleum Engineers*, 48910:657–665, 1998.
- [14] R.N. Smith, T.A. Lawless, H.M. Bourne, A. Brunger, D. Nicoll, K. McGee, C. Hurtevent, and A. Ainsword. Planning and execution of a field trial utilising new invent emulsion squeeze technology. *SPE Society of Petroleum Engineers*, 60210, 2000.
- [15] C.D. McAuliffe. Crude-oil-in-water emulsions to improve fluid flow in an oil reservoir. *JPT Journal of Petroleum Technology*, 4370:721–726, 1973.
- [16] S.J. Kline and F.A. McClintok. Describing uncertainties in single-sample experiments. *Mechanical Engineering*, 75:3–9, 1953.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)