



TÉCNICO
LISBOA

Estudo de métodos para a determinação da permeabilidade de uma amostra siliciclástica

Carolina de Barros Bruno

Dissertação para a obtenção de Grau de Mestre em

Engenharia de Petróleos

Orientador: Prof. Francisco Manuel da Silva Lemos

Orientadora: Prof^a. Maria Amélia Nortadas Duarte de Almeida Lemos

Júri

Presidente: Prof^a. Maria João Correia Colunas Pereira

Orientadora: Prof^a. Maria Amélia Nortadas Duarte de Almeida Lemos

Vogal: Prof. Sebastião Manuel Tavares da Silva Alves

Setembro 2014

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Francisco Manuel da Silva Lemos pela orientação e contante disponibilidade para o esclarecimento de dúvidas durante a realização da presente dissertação;

À Professora Doutora Maria Amélia Nortadas Duarte de Almeida Lemos pelo apoio incondicional e pelo interesse que sempre manifestou durante o trabalho experimental e teórico;

Ao Professor Doutor Sebastião Alves pela enorme apoio na análise dos resultados, solicitude e partilha de conhecimentos;

Ao Professor Doutor Amílcar Soares e Professora Doutora Maria João Pereira pela incentivo e colaboração no decurso do mestrado;

Aos colegas do CERENA, Nilmara, Helga, Inês e Ângela pelo grande apoio, boa disposição e companheirismo;

Aos colegas Joana Sanches e Marco Marques pela colaboração e dedicação durante as fases iniciais do desenvolvimento do trabalho;

A todos os amigos que, de uma forma ou de outra, contribuíram para a realização desta dissertação.

Resumo

É um facto estabelecido que após a aplicação dos métodos primário e secundário uma quantidade substancial de hidrocarbonetos permanece no(s) reservatório(s). Como tal, atualmente existe um enorme incentivo para o desenvolvimento de métodos adequados de EOR destinados a recuperar uma parte do petróleo remanescente. A correta escolha de um ou mais métodos depende do conhecimento aprofundado das características petrofísicas das rochas-reservatório, dos fluidos presentes e das interações entre os vários componentes em diferentes fases do ciclo de produção.

Na presente dissertação foram determinadas as permeabilidades absoluta e efetiva de uma rocha siliciclástica não consolidada, à temperatura e pressão ambiente, recorrendo-se a dois tubos de vidro construídos para o efeito. Foram também avaliadas as alterações de permeabilidade efetiva ocorridas durante o ensaio, quando aplicado um coadjuvante de extração de óleo.

Os ensaios de permeabilidade absoluta decorreram nas direções vertical e horizontal, segundo o método “*axial flow steady state*”, injetando-se água desionizada ou salina com 35g/L de NaCl em *sandpacks* de arenito. Em ambas as direções, tanto os valores de permeabilidade absoluta, entre 0.4 e 9mD, como as curvas da massa de água efluente em função do tempo de ensaio, foram semelhantes. Quando a água salina foi escoada nos *sandpacks*, obtiveram-se dados de permeabilidade muito discrepantes com gamas entre os 28 e 1mD.

Nos ensaios de permeabilidade efetiva aplicou-se isoctano, não se tendo conseguido a sua extração devido à elevada tensão interfacial presente na parte superior do *sandpack*. A aplicação do surfactante AOT permitiu a recuperação de 12.8% do hidrocarboneto inicialmente injetado.

Tendo em conta os resultados experimentais, é importante dar continuidade aos ensaios de permeabilidade efetiva com a aplicação de coadjuvantes de extração em diferentes concentrações, de forma aumentar as taxas de recuperação de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: Permeabilidade absoluta, permeabilidade efetiva, *sandpacks* de arenito não consolidado, isoctano, água desionizada.

Abstract

It is an established fact that a substantial amount of oil remains in the reservoir(s) after the application of primary and secondary methods. Therefore, there is currently a huge incentive for the development of appropriate EOR methods designed to recover a portion of the remaining oil. The correct choice of one or more methods depends on extensive knowledge of the reservoir rock petrophysical characteristics, the presence of fluids and the interactions between the various components in different phases of the production cycle.

In this master thesis were determined unconsolidated siliciclastic rock absolute and effective permeabilities, at room temperature and pressure, using two glass tubes developed for the purpose. Were also assessed the effective permeability changes that occurred during the test, when a surfactant was employed to support the oil extraction.

The absolute permeability tests were conducted in the vertical and horizontal directions, following a "steady state axial flow" method, using deionized or brine with 35g/L NaCl injected in sandstone sandpacks. In both directions, the absolute permeability values varied between 0.4 and 9 mD and the curves of the water effluent versus the time experiments were similar. When the brine was drained through the sandpacks, very different permeability values were obtained, ranging between 28 and 1mD.

In the effective permeability tests was employed isooctane, having its extraction failed due to the high interfacial tension prevailing in the upper part of the sandpack. The use of AOT surfactant allowed to recover 12.8% of the initially injected hydrocarbon.

Considering the experimental results, it is important to continue the effective permeability tests with the surfactant employment at different concentrations in order to increase hydrocarbons recovery rates.

Keywords: Absolute permeability, effective permeability, unconsolidated sandstone sandpacks, isooctane, deionized water.

Índice

1. Enquadramento e objetivos.....	1
2. Introdução.....	2
3. Métodos de extração de hidrocarbonetos	3
3.1. Primário	3
3.2. Secundário.....	4
3.3. Terciário.....	5
4. Características dos reservatórios petrolíferos.....	8
4.1. Porosidade.....	8
4.2. Tensão interfacial e pressão capilar	8
4.3. Molhabilidade.....	9
4.4. Permeabilidade.....	9
4.4.1. Permeabilidade relativa e efetiva.....	12
4.4.1.1. Medição da permeabilidade absoluta.....	12
4.4.1.2. Medição da permeabilidade relativa	16
4.4.2. Fatores que afetam as medições.....	18
5. Objetivos	20
6. Metodologia.....	21
6.1. Materiais	21
6.1.1. Amostra de siliciclásticos.....	21
6.1.2. Líquidos	23
6.2. Equipamentos e procedimentos experimentais	24
6.2.1. Ensaio de permeabilidade na direção vertical.....	24
6.2.1.1. Procedimento experimental para obtenção da permeabilidade absoluta	26
6.2.1.2. Procedimento experimental para obtenção da permeabilidade efetiva do isoctano	28
6.2.1.3. Procedimento experimental para obtenção da permeabilidade efetiva do isoctano	30
com surfactante AOT.....	30
6.2.2. Ensaio de permeabilidade na direção horizontal.....	31
7. Resultados.....	35
7.1. Permeabilidade absoluta na direção vertical.....	35

7.1.1.	Água desionizada	35
7.1.2.	Água salina	41
7.2.	Permeabilidade efetiva na direção vertical	44
7.2.1.	Água – Isoctano	44
7.2.2.	Isoctano – Água	47
7.2.3.	Água – Isoctano com surfactante	48
7.3.	Permeabilidade absoluta na direção horizontal	51
8.	Conclusões	53
9.	Trabalhos futuros	55
10.	Referências Bibliográficas	56
Anexos	60
Anexo A	60

Índice de Figuras

Figura 1 – Forças que influenciam o movimento dos fluidos presentes em reservatórios petrolíferos (Al-Mjeni <i>et al</i> , 2011)	2
Figura 2 – Métodos de recuperação de hidrocarbonetos (Farias, 2013)	3
Figura 3 – Mecanismo de produção primário em reservatórios petrolíferos (Farias, 2013)	4
Figura 4 – Deslocamento macroscópico (Zerón, 2012)	6
Figura 5 – Deslocamento microscópico (Al-Mjeni <i>et al</i> , 2011)	6
Figura 6 – Alguns métodos EOR (Gurgel <i>et al</i> , 2008)	7
Figura 7 – Efeitos físicos dos métodos secundário e EOR (Al-Mjeni <i>et al</i> , 2011)	7
Figura 8 – Molhabilidade nos poros (Abdalla <i>et al</i> , 2007)	9
Figura 9 – Fluxo linear (Archer & Wall, 1994)	10
Figura 10 – Exemplo de uma curva de permeabilidades relativas para um meio poroso saturado com petróleo e água (Costa Silva, 2004)	12
Figura 11 – a) Fluxo descendente com camada de fluido sobrenadante, e b) Fluxo ascendente com camada de fluido sobrenadante (API, 1998)	14
Figura 12 – Fluxo ascendente com diferencial de pressão imposto e sem camada de fluido sobrenadante (API, 1998).....	15
Figura 13 – Dados de produção de água e óleo durante um ensaio em regime transitório (Dandekar, 2006).....	17
Figura 14 – Representação esquemática da sequência de eventos que ocorrem durante os ensaios dinâmicos em regime transitório (Dandekar, 2006)	17
Figura 15 – Curvas típica de permeabilidades relativas para uma rocha water-wert (esquerda) e oil-wet (direita) (Morton-Thompson&Woods, 1997).	18
Figura 16 – Esquema de ensaios adotados na presente dissertação de mestrado	21
Figura 17 – Método de preparação do <i>sandpack</i> (a) Recolha da amostra; (b) Homogeneização; (c) Quarteamento; (d) Divisor Jones e (e) Pesagem.....	22
Figura 18 – Curva granulométrica	22
Figura 19 – Fórmula química do Dioctyl sulfosuccinate sodium salt	23
Figura 20 – Tubo de vidro desenhado e construído para medição de permeabilidade na direção vertical	24
Figura 21 – Tampa de vidro (a) com adaptador para a colocação de um tubo de poliamida no seu interior (b)	25
Figura 22 – Montagem experimental para medição da permeabilidade absoluta e efetiva na direção vertical	26
Figura 23 – <i>Sandpack</i> de arenito não consolidado colocado no tubo vertical	27
Figura 24 – <i>Sandpack</i> de arenito não consolidado colocado no tubo vertical saturado com água desionizada.....	27
Figura 25 – <i>Sandpack</i> de arenito não consolidado colocado no tubo vertical saturado com água desionizada e isoctano	29

Figura 26 – Proveta com água e/ou isoctano colorada com sulfato de cobre	29
Figura 27 – <i>Sandpack</i> de arenito não consolidado colocado no tubo vertical saturado com água desionizada e isooctano com 150mM de AOT.....	30
Figura 28 – Provetas com água e isoctano com 150mM de AOT dissolvido	31
Figura 29 – Tubo de fluxo desenhado e construído para medição de permeabilidade na direção horizontal.....	31
Figura 30 – Tubo de vidro para medição da permeabilidade absoluta na direção horizontal preenchido com <i>sandpack</i>	32
Figura 31 – Montagem experimental para medição da permeabilidade absoluta na direção horizontal.....	33
Figura 32 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (1ª série, 2º ensaio)	36
Figura 33 – Água efluente do primeiro ensaio da 2ª série	37
Figura 34 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (6ª série, 2º ensaio)	37
Figura 35 – Caudal instantâneo em função do tempo total de todos os ensaios da 2ª série	38
Figura 36 – Caudal instantâneo em função do tempo total de todos os ensaios da 6ª série	38
Figura 37 – Ensaios de permeabilidade com <i>sandpack</i> seco após cada reutilização e injeção de água desionizada.....	39
Figura 38 – Ensaios de permeabilidade com <i>sandpack</i> saturado após cada reutilização e injeção de água desionizada	39
Figura 39 – Tipos de revestimentos dos poros com minerais argilosos (Pereira, 2012)	40
Figura 40 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (1ª série, 1º ensaio)	41
Figura 41 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (1ª série, 2º ensaio)	42
Figura 42 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (1ª série, 3º ensaio)	42
Figura 43 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (2ª série, 1º ensaio)	43
Figura 44 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (3ª série, 1º ensaio)	43
Figura 45 – Ensaios de permeabilidade com <i>sandpack</i> saturado com água salina após cada reutilização.....	44
Figura 46 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (2º ensaio de permeabilidade efetiva)	45
Figura 47 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (3º ensaio de permeabilidade efetiva).....	46
Figura 48 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (4º ensaio de permeabilidade efetiva)	47
Figura 49 – Comparação da massa de água desionizada e isotano escoados pelo <i>sandpack</i> em função do tempo de ensaio (5º ensaio de permeabilidade efetiva)	48
Figura 50 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (1º ensaio de permeabilidade efetiva com aplicação de surfactante)	49
Figura 51 – Fator de recuperação em função do volume de isoctano com 150mM de AOT injetado	50

Figura 52 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (3º ensaio de permeabilidade absoluta na direção horizontal).....51

Figura 53 – Ensaio de permeabilidade com *sandpack* saturado após cada reutilização e injeção de água desionizada, na direção horizontal.....51

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Técnicas para a medição direta da permeabilidade com recurso a gases (API 1998) ..	13
Tabela 2 – Técnicas para a medição direta da permeabilidade com recurso a líquidos (API 1998)	13
Tabela 3 – Características do isoctano	23
Tabela 4 – Características do Dioctyl sulfosuccinate sodium salt	23
Tabela 5 – Parâmetros para o cálculo da permeabilidade absoluta com recurso a água desionizada em regime estável.	28
Tabela 6 – Caudais médios de injeção de água desionizada nas primeiras quatro séries.	36
Tabela 7 – Parâmetros para o cálculo da permeabilidade absoluta com recurso a água com concentração de 35g/L de NaCl, em regime estável.	43
Tabela 8 – Quantidade de fluidos deslocados (1º ensaio de permeabilidade efetiva).....	45
Tabela 9 – Quantidade de fluidos deslocados (2º ensaio de permeabilidade efetiva).....	46
Tabela 10 – Velocidades de escoamento da água desionizada e do isoctano	48
Tabela 11 – Quantidade de fluidos deslocados (1º ensaio de permeabilidade efetiva com recurso a surfactante).....	49

Abreviaturas

AOT – Aerosol OT

API – American Petroleum Institute

EOR – Enhanced Oil Recovery

IUPAC – International Union of Pure and Applied Chemistry

NaCl – Cloreto de sódio

OOIP – original oil in place

1. Enquadramento e objetivos

Existe ao alcance das atuais infraestruturas petrolíferas uma importante fonte adicional de hidrocarbonetos. As companhias operadoras conhecem a sua localização e volume aproximado. Este recurso é proveniente do óleo que permaneceu nos reservatórios após os métodos de extração tradicionais, tais como a produção primária e a injeção de água, terem atingido o limite de aplicação economicamente viável. Vários métodos de recuperação terciária ou EOR (*Enhanced Oil Recovery*) têm vindo a ser introduzidos para maximizarem a produção de petróleo e gás. Mundialmente, o número de campos petrolíferos maduros irá continuar a aumentar, com muitos a ultrapassarem o pico de produção anualmente, pelo que o interesse por estes métodos de recuperação de hidrocarbonetos aumentou grandemente nos últimos anos.

Para aumentar o fator de recuperação de óleo e gás de um reservatório, minimizando os custos associados aos métodos aplicados, é imperativo estudar não só as leis físicas que governam o movimento dos fluidos no espaço poroso da rocha como também as características da rocha e dos fluidos presentes nos reservatórios, principalmente a porosidade, a permeabilidade e a interação entre os vários componentes. Como tal, os objetivos propostos pretendem dar continuidade ao estudo das propriedades petrofísicas de uma rocha siliciclástica, iniciado no estágio do mestrado de engenharia de petróleos, utilizando-se dois tubos de vidro desenhados e construídos para a medição da permeabilidade absoluta e efetiva de *sandpacks* de arenito não consolidados, à temperatura e pressão ambiente, nas direções vertical e horizontal. Nos ensaios de permeabilidade efetiva, em regime transitório, pretende-se não só obter a saturação residual de água e de óleo como também avaliar as alterações de permeabilidade relativa, dependendo da história do reservatório e da possível adição de coadjuvantes de extração, em particular de um surfactante.

2. Introdução

Segundo Archer & Wall (1994), um reservatório pode definir-se como uma acumulação de hidrocarbonetos numa rocha sedimentar porosa e permeável, sendo comum a presença de diversos reservatórios em horizontes estratigráficos ou regimes de pressão diferentes, num mesmo campo petrolífero. Para ocorrer a acumulação de hidrocarbonetos é necessário uma bacia sedimentar que reúna os seguintes componentes essenciais: (a) uma rocha-mãe ou fonte; (b) a formação e a migração do óleo e (c) a presença de armadilhas numa rocha sedimentar porosa (reservatório) na janela temporal adequada e no percurso de migração.

O comportamento dos reservatórios é regido por forças viscosas, capilares e gravíticas (Figura 1), que conduzem, estabilizam ou limitam o movimento dos fluidos no seu interior e a distribuição dos mesmos depende das características geológicas, das propriedades rocha-fluido, dos mecanismo de escoamento e das formas de produção (Glover, 2012 e Curbelo, 2006).

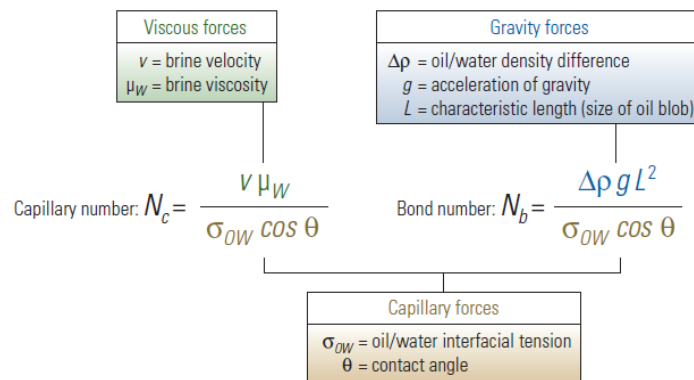


Figura 1 – Forças que influenciam o movimento dos fluidos presentes em reservatórios petrolíferos (Al-Mjeni *et al*, 2011)

A primeira fase de recuperação de hidrocarbonetos envolve o uso da energia natural armazenada no reservatório. À medida que a pressão no reservatório se dissipa, o fluxo de óleo que se dirige para os poços produtores pode ser aumentado através da injeção de água, recorrendo-se a poços injetores (recuperação secundária). Quando o rácio de água necessária para bombear petróleo e gás se torna muito elevado, o processo é descontinuado. Contudo, após as operações de recuperação primária e secundária, mais de dois terços do petróleo inicialmente presente no reservatório, designado em inglês por *original oil in place* ou OOIP, ainda permanece neste. Este facto deve-se, não só à elevada viscosidade do óleo residual que limita a sua mobilidade, mas também às altas tensões interfaciais entre os hidrocarbonetos e as fases líquidas (p. ex. água), que resultam em elevadas forças de capilaridade, as quais retêm o óleo nos poros de menores dimensões da rocha reservatório (Gudiña, 2013). Logo,

extrair a máxima quantidade de hidrocarbonetos constitui um dos maiores desafios da indústria petrolífera (Alvarado *et al*, 2010). Normalmente, a recuperação de óleo retido implica o uso de métodos dispendiosos de recuperação terciária ou EOR (Figura 2).

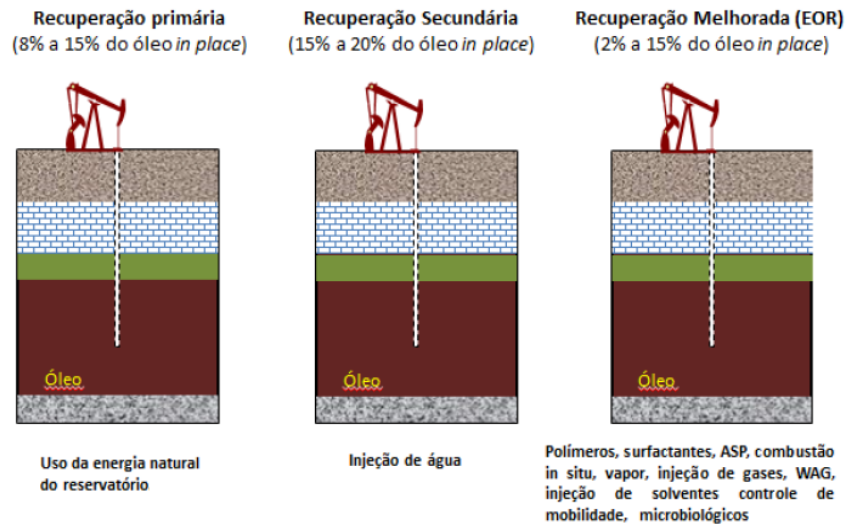


Figura 2 – Métodos de recuperação de hidrocarbonetos (Farias, 2013)

3. Métodos de extração de hidrocarbonetos

3.1. Primário

A recuperação primária refere-se ao volume de hidrocarbonetos produzidos pela energia natural do reservatório, devida à pressão presente neste. Esta pressão afeta os fluidos comprimidos no reservatório e origina a sua expansão quando este entra em produção. A quantidade de óleo que pode ser recuperado depende do mecanismo de drenagem predominante. (Costa Silva, 2004; Curbelo, 2006; Thomas, 2001; Archer & Wall, 1994). Existem os seguintes mecanismos de produção primária:

- *Solution gas drive* ou produção por expansão do óleo com o gás nele dissolvido;
- *Gascap drive* ou produção por expansão do gás livre;
- *Natural water drive* ou produção por expansão do aquífero;
- *Compaction drive* ou produção por compactação da rocha;
- *Combination drive* quando existem dois ou mais mecanismos a operar conjuntamente.

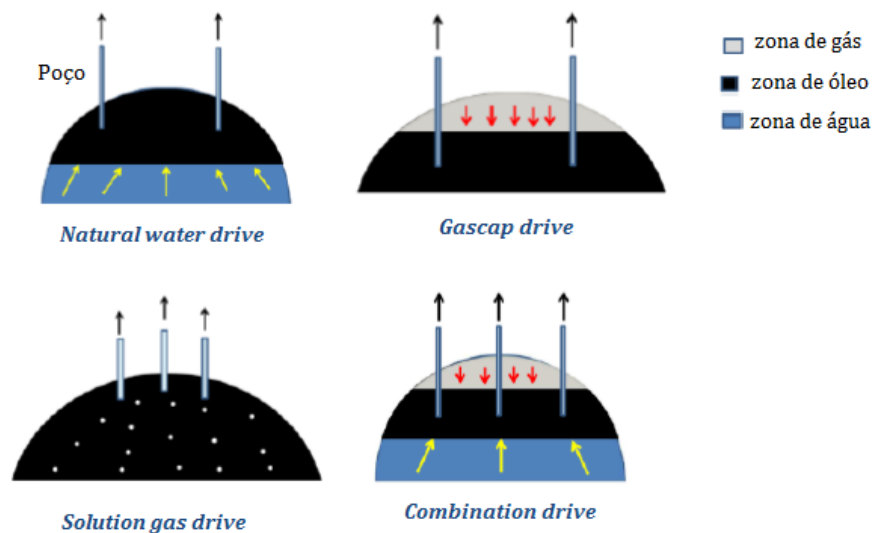


Figura 3 – Mecanismo de produção primário em reservatórios petrolíferos (Farias, 2013)

Após se ter esgotado a energia natural do reservatório e as taxas de produção de hidrocarbonetos diminuir durante a recuperação primária, é necessário fornecer energia adicional para aumentar ou manter os níveis de produção. A mesma é realizada através de métodos secundários baseados na injeção de fluidos.

3.2. Secundário

A recuperação secundária de hidrocarbonetos baseia-se na injeção de água e/ou gás para manutenção da pressão no interior do reservatório, num patamar considerado aceitável. A água é um dos produtos mais utilizados, não só devido ao baixo custo, elevada disponibilidade e fácil ocorrência, como também à sua alta gravidade específica, que facilita o processo de injeção.

A injeção de água com baixa salinidade é um processo emergente que tem demonstrado melhores taxas de recuperação de óleo. Os mecanismos associados a este processo ainda não estão bem estudados, contudo o aumento da extração de hidrocarbonetos é atribuída à redução da permeabilidade e a alterações na molhabilidade dos reservatórios clásticos (Zerón, 2012; Hughes *et al*, 2012 e RezaeiDoust *et al*, 2011).

Por vezes, também se recorre à injeção de gás imiscível para a manutenção da pressão da formação, tendo este o mesmo comportamento do mecanismo *gascap*. Isto é, o gás expande-se empurrando quantidades adicionais de óleo para os poços produtores. Geralmente, as recuperações de óleo obtidas com injeção de gás imiscível são menores quando comparadas com a injeção de água. No entanto, este método tem maior aplicabilidade em formações de baixa permeabilidade (p.ex. *shales*) em rochas-reservatórios com minerais e argila que incham na presença de água doce (p.ex. montmorilonite) e em formações muito finas (Lyons & Plisga, 2005).

Inicialmente, na indústria petrolífera, eram aplicadas sequencialmente três fases de recuperação: primária (depleção natural), secundária (injeção de água e/ou gás) e terciária (outros métodos). Contudo, com os avanços na modelação de reservatórios, descobriu-se que, muitas vezes, não era necessário aguardar pelo declínio da pressão no interior do mesmo para se dar início aos esquemas de injeção de fluidos. Para além disso, os métodos terciários podem ser utilizados em substituição à injeção de água e o potencial de recuperação de um EOR pode ser perdido devido a danos provocados por métodos de recuperação anteriores (Al-Mjeni *et al*, 2011). Atualmente, os engenheiros incluem os métodos terciários numa fase inicial do plano de desenvolvimento do campo petrolífero.

3.3. Terciário

Os métodos terciários são também designados por *Enhanced Oil Recovery* ou EOR, ou seja, métodos de recuperação avançada de petróleo, sendo os mesmos aplicados em reservatórios cujo petróleo é de difícil extração, como no caso dos hidrocarbonetos pesados, ou quando os reservatórios se encontram na fase final de depleção, nos quais é imperativo recuperar os hidrocarbonetos remanescentes (Gomes & Alves, 2011).

Segundo Lake (1989), EOR refere-se a métodos de recuperação de óleo através da injeção de fluidos e de energia, normalmente ausente no reservatório. Com os fluidos injetados pretende-se atingir os seguintes objetivos (Zerón, 2012 e Hughes *et al*, 2012):

- Aumentar a energia natural no reservatório;
- Interagir com o sistema rocha/óleo do reservatório para criar as condições favoráveis à recuperação de óleo residual, que inclui:
 - Redução da tensão interfacial entre o óleo e o fluido deslocante;
 - Aumento do número capilar;
 - Redução das forças capilares;
 - Aumento da viscosidade da água;
 - Expansão do óleo;
 - Redução da viscosidade do óleo;
 - Alteração da molhabilidade do reservatório.

O objetivo final é aumentar a eficiência de deslocamento do óleo utilizando água injetada ou outro fluido. Alguns métodos focam-se na eficiência de deslocamento macroscópico, também denominado de eficiência de varrimento. Outras técnicas baseiam-se na eficiência de deslocamento microscópico ou à escala dos poros (Al-Mjeni *et al*, 2011).

- Deslocamento macroscópico: Na escala entre poços, o óleo não é recuperado sendo contornado pela água em vez de empurrado em direção aos poços produtores, devido à heterogeneidade lateral ou vertical da formação; ao ineficiente padrão de distribuição dos poços ou à injeção de fluidos de baixa viscosidade (Figura 4).

Melhorar a eficiência de varrimento é um dos objetivos da engenharia de reservatórios e da modelação (Costa Silva, 2004).

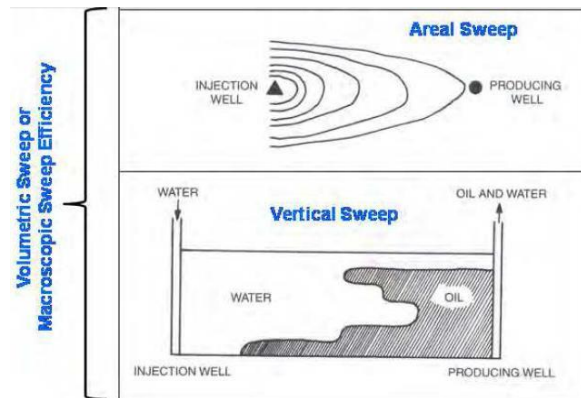


Figura 4 – Deslocamento macroscópico (Zerón, 2012)

- Deslocamento microscópico: No outro extremo da escala de tamanhos, pequenas bolhas de óleo podem ficar retidas nos poros ou em grupos de poros ligados (Figura 5). O óleo fica retido porque as forças viscosas ou gravíticas no espaço poroso são insuficientes para ultrapassar as forças capilares.

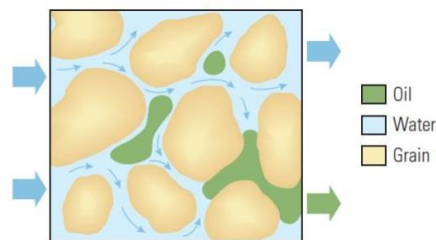


Figura 5 – Deslocamento microscópico (Al-Mjeni *et al*, 2011)

Os métodos de EOR podem agrupa-se em: térmicos, miscíveis, químicos e outros (Gomes & Alves, 2011 e Al-Mjeni *et al*, 2011). Estes podem ser combinados para se atingirem resultados específicos (Figura 6 e Figura 7).

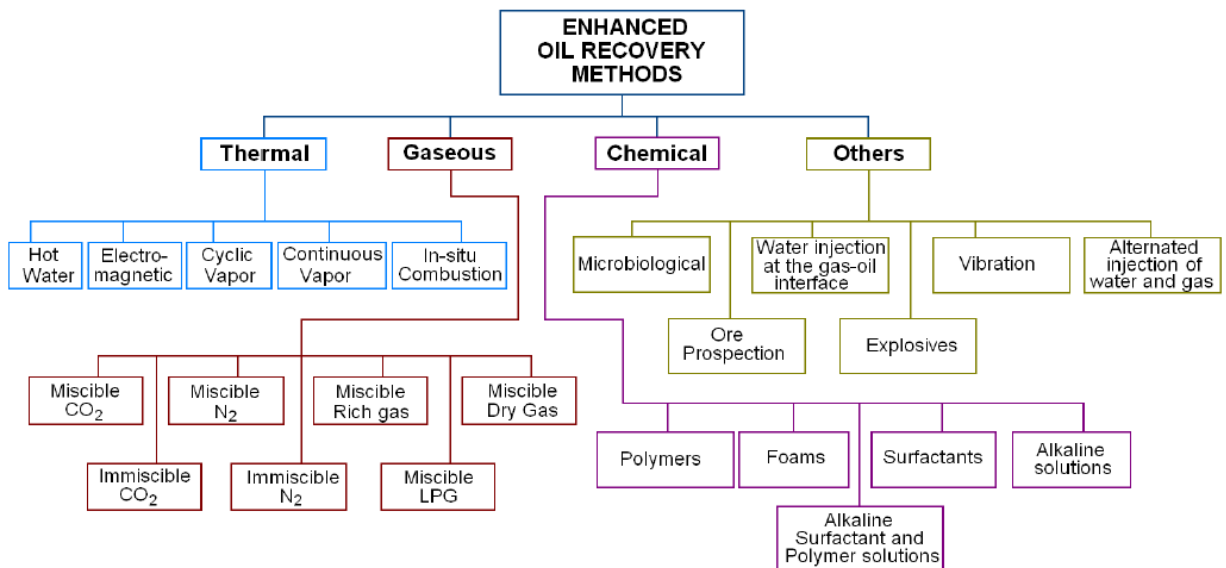


Figura 6 – Alguns métodos EOR (Gurgel *et al*, 2008)

EOR Method		Pressure Support	Sweep Improvement	IFT Reduction	Wettability Alteration	Viscosity Reduction	Oil Swelling	Hydrocarbon Single Phase	Compositional Change ¹	Incremental Recovery Factor
Waterflood	Waterflood									Base case ²
	Engineered water									Low
Gasflood: immiscible	Hydrocarbon									Moderate
	CO ₂									High
Gasflood: miscible	Nitrogen or flue gas							3	3	Moderate
	Hydrocarbon								4	High
	Hydrocarbon WAG								4	Very high
	CO ₂ WAG									High
Thermal	Steam									Highest
	High-pressure air									High
Chemical	Polymer									Low
	Surfactant									Moderate
	ASP									High

IFT = interfacial tension
WAG = water-alternating-gas
ASP = alkali-surfactant-polymer

1. Change of composition of liquid hydrocarbon.
2. Waterflooding provides the base case for comparison of other methods.
3. Oil stripping occurs as miscibility develops.
4. Condensing and vaporizing exchange.

Figura 7 – Efeitos físicos dos métodos secundário e EOR (Al-Mjeni *et al*, 2011)

A capacidade de produção dos reservatórios depende da sua pressão interna e temperatura, mas, de um modo geral, o nível de produção de petróleo e gás é função da porosidade e da permeabilidade (Costa Silva, 1997). O cálculo preciso da porosidade num poço é essencial para uma correta estimativa do OOIP presente num reservatório petrolífero. Tanto a porosidade como a sua distribuição devem ser obtidas de forma rigorosa porque são diretamente usadas nos cálculos da saturação de água e de permeabilidade dos reservatórios.

4. Características dos reservatórios petrolíferos

4.1. Porosidade

Denomina-se porosidade, o volume de espaços vazios ou poros existentes numa rocha, os quais controlam a quantidade de fluidos contidos nesta. A porosidade é obtida através da razão entre o volume de poros e o volume total de rocha (ou *bulk volume*) e apresenta-se em percentagem. A porosidade assim definida é designada como porosidade total e inclui todos os poros presentes na rocha, independentemente dos mesmos estarem ou não ligados entre si.

A porosidade efetiva considera apenas os poros que estão ligados entre si e que, como tal, permitem a passagem de fluidos de uns para os outros. Grande parte dos reservatórios conhecidos apresenta porosidades que variam entre os 5 e 30% (Costa Silva, 2004) Os reservatórios são geralmente classificados:

- Sem interesse: 0-5%
- Fraca: 5-10%
- Razoável: 10-15%
- Boa: 15-20%
- Muito boa: 20-30%

A porosidade também pode ser classificada como primária ou secundária, sendo a primeira a original, isto é, a que foi formada durante a deposição dos sedimentos. A secundária é aquela que é ganha ou perdida depois de a rocha ter sido depositada e enterrada. Existem diversas causas para o aumento ou diminuição da mesma, entre as quais: a recristalização, a precipitação e a dissolução de elementos químicos, a cimentação e a compactação.

4.2. Tensão interfacial e pressão capilar

A capilaridade é outro fenómeno físico importante no estudo do escoamento de fluidos através de meios porosos. A coexistência de fases imiscíveis ao nível dos poros resulta na curvatura da interface das duas fases, devido à divergência das forças intermoleculares. Estas interações moleculares criam uma força que tende a contrair a interface numa área menor, o que origina uma tensão que depende apenas da presença dessa interface. A tensão interfacial (quando ambas as fases são líquidos, como por exemplo óleo e água) expressa-se como energia por unidade de área ou força por comprimento. No entanto, quando uma das fases é gasosa designa-se como tensão superficial .

Cada fase imiscível tem uma pressão individual, distinta de outra, devido à curvatura da interface. A diferença de pressão entre fases denomina-se pressão capilar. Em engenharia de reservatórios é comum expressar-se a pressão capilar em função da saturação de cada uma das fases (Li, 2011).

A tensão interfacial e a pressão capilar podem ser relacionadas pela equação de Young-Laplace (Equação 1).

$$\Delta p = 2H\sigma \quad \text{Equação 1}$$

onde,

Δp – diferença de pressão ao longo da interface;

H – curvatura;

σ – tensão interfacial ou superficial.

4.3. Molhabilidade

A distribuição de fluidos no espaço poroso é afetada não só pelas forças de interface fluido/fluido, mas também pelas forças da interface fluido/sólido. A molhabilidade é definida como a facilidade com que a rocha se deixa “molhar” por um fluido (Gomes & Alves, 2011). Essa capacidade mede-se pelo ângulo entre o líquido e a superfície contactada. Em termos de molhabilidade, a rocha pode ser categorizada como *water-wet* (molhável à água), *intermediate-wet* ou *oil-wet* (molhável ao petróleo) (Figura 8).

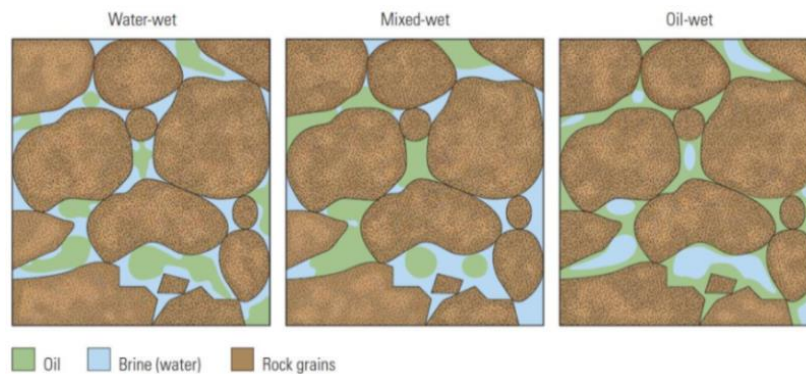


Figura 8 – Molhabilidade nos poros (Abdalla *et al*, 2007)

Segundo os resultados de ensaios laboratoriais de diversos autores (Shahverdi *et al*, 2011), a maioria dos reservatórios não são fortemente molháveis à água como se considerava inicialmente na indústria, mas podem atingir uma ampla variedade de estados de molhabilidade, existindo *clusters* de poros que são molháveis à água e outros ao óleo numa mesma formação rochosa.

4.4. Permeabilidade

A permeabilidade é um dos parâmetros petrofísico mais importantes para além da porosidade e permite determinar a viabilidade económica e técnica de operações de recuperação de hidrocarbonetos. Esta representa a facilidade com que um fluido consegue atravessar uma

rocha sem provocar alteração na sua estrutura nem deslocações de sedimentos. Depende principalmente da porosidade efetiva, ou seja, da forma como os poros estão interligados. Contudo, também deve ser tida consideração a dimensão dos poros e a interação entre o fluido e a rocha.

No século XIX, os estudos e ensaios experimentais de Darcy conduziram a uma expressão empírica que estabelece a relação entre as variáveis envolvidas no deslocamento de fluidos em meios porosos, conhecida como lei de Darcy (Figura 9). Resumidamente, a equação de Darcy afirma que o caudal que atravessa um meio poroso é diretamente proporcional à área transversal da amostra e ao diferencial de pressão e inversamente proporcional ao comprimento da amostra e à viscosidade do fluido (para um fluido incompressível e um escoamento horizontal e linear) (Equação 2).

$$Q = k \frac{A}{\mu} \frac{\partial p}{\partial l} \quad \text{Equação 2}$$

onde,

Q – caudal (m³/s);

k – permeabilidade absoluta (m² ou mD);

l – comprimento (m);

μ – viscosidade (kg/m.s);

A – área transversal da amostra (m²);

$\frac{\partial p}{\partial l}$ – gradiente de pressão ao longo da linha de escoamento (atm/m).

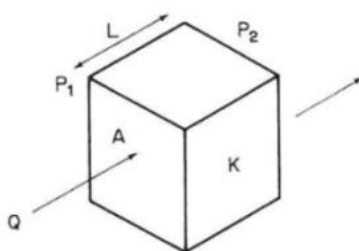


Figura 9 – Fluxo linear (Archer & Wall, 1994)

A permeabilidade absoluta é independente do fluido injetado, sendo uma propriedade exclusiva da rocha. Contudo, existem alguns factos que podem afetar as medições de permeabilidade realizadas em ensaios laboratoriais, tais como (API, 1998 e Engelke, 2012):

- A. Em medições com amostras de elevada permeabilidade utilizando gás, baixas velocidades de escoamento requerem gradientes de pressão que são difíceis de medir com precisão. Nestas casos, o regime de escoamento é considerado turbulento não sendo aplicada a lei de Darcy, podendo-se recorrer à lei de Frocheimer.

- B. Mesmo tendo em conta o regime laminar, quando se aplica gás nos ensaios, pode ocorrer o fenómeno *gas slippage* ou efeito de Klinkenberg – fenómeno de deslizamento do gás nas paredes do meio poroso, obtendo-se valores de permeabilidade mais elevados do que os reais.
- C. A permeabilidade das amostras, especialmente as que contém minerais de argila, pode ser alterada devido à aplicação de água com salinidade inferior que a da formação rochosa. Por exemplo, as montmorilonites dilatam facilmente em contacto com a água doce, reduzindo a permeabilidade das amostras. Este efeito também se pode verificar em ensaios realizados com gás, uma vez que é sempre feito um pré-tratamento das carotes, que inclui a sua limpeza e secagem com água.
- D. A utilização de líquidos para as medições de permeabilidade absoluta eliminam não só o efeito de Klinkenberg, como também permitem a aplicação direta da lei de Darcy devido às baixas velocidades de escoamento. No entanto, é necessário ter em atenção alterações nos valores de permeabilidade, devido a interações entre os constituintes da rocha e os líquidos, o movimento das partículas de menores dimensões e possível atividade microbiológica. Além disso, na amostra testada podem existir líquidos remanescentes no espaço poroso que necessitam de ser removidos antes do início dos ensaios. Devido a estes inconvenientes, os ensaios são normalmente realizados com gases. Contudo, em algumas amostras rochosas que são sensíveis aos métodos de secagem, as medições de permeabilidade com líquidos são consideradas a única alternativa aceitável.
- E. A permeabilidade absoluta é sensível à magnitude das pressões de confinamento aplicadas ao meio. As variações na pressão de confinamento da amostra podem gerar variações nos valores de permeabilidade. Quanto maior for a pressão confinante, menor será a permeabilidade.

A unidade de permeabilidade no sistema SI é o m^2 , no entanto a unidade é impraticável pois é demasiado grande para a maioria das rochas-reservatório, tendo sido criada uma unidade de campo mais adaptável, o Darcy. A relação entre ambas as unidades é $1\text{Darcy} = 10^{-12} m^2$, sendo comum a utilização do miliDarcy (mD).

Segundo Costa Silva (2004) a permeabilidade média das rochas reservatório varia geralmente entre 5 e 1000mD, sendo classificada como:

- Razoável: 1-10mD
- Boa: 10-100mD
- Muito boa: 100-1000mD

Quando se refere permeabilidade ou permeabilidade absoluta, k , considera-se a presença de apenas um fluido, sendo um valor numérico constante e independente do fluido utilizado na sua medição. Num reservatório petrolífero, os poros contêm normalmente petróleo, gás e água

intersticial em diferentes proporções ou saturações e a passagem de um destes fluidos, através do espaço poroso, será de certo modo alterada pela presença de outros fluidos.

4.4.1. Permeabilidade relativa e efetiva

A permeabilidade efetiva mede a facilidade de escoamento de um fluido em presença de outro(s) e depende das características de cada fluido. A permeabilidade relativa é a forma normalizada de quantificar a permeabilidade efetiva e resulta da razão entre a permeabilidade efetiva do fluido e a permeabilidade absoluta da rocha.

As curvas de permeabilidade relativa são utilizadas para se verificar a variação das permeabilidades relativas das fases (óleo, gás ou água) com a saturação (Figura 9). Estas curvas dependem das características de cada formação, dos fluidos presentes e das saturações e apenas podem ser usadas para descrever o movimento de fluidos num reservatório em que as saturações estão uniformemente distribuídas relativamente à espessura da formação.

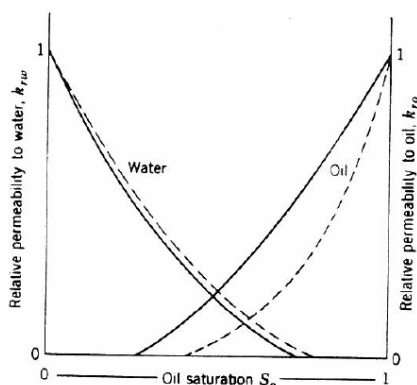


Figura 10 – Exemplo de uma curva de permeabilidades relativas para um meio poroso saturado com petróleo e água (Costa Silva, 2004)

4.4.1.1. Medição da permeabilidade absoluta

A medição da permeabilidade absoluta pode ser obtida através de métodos diretos ou indiretos. Os primeiros estão classificados em quatro categorias: os que utilizam gás ou líquidos, em regime estável ou em regime transitório. Nas Tabelas 1 e 2 estão descritos alguns métodos diretos de determinação da permeabilidade, recorrendo-se a gás e a líquido respetivamente, em diferentes regimes.

Nas medições indiretas, a permeabilidade é inferida através de correlações empíricas, como por exemplo, a porosidade inter-granular e o tamanho dos grãos (Kozeny e Carman ou Hazen); o *pore-throat* e a distribuição dos grãos através da injeção de mercúrio ou da medição das pressões capilares (Swanson, Katz e Thompson, etc.); a condutividade elétrica efetiva (Archie, Ondracek); a transmissividade das ondas acústicas (Biot), entre outros. Normalmente estes métodos são mais morosos e menos precisos que os diretos (API, 1998).

Tabela 1 – Técnicas para a medição direta da permeabilidade com recurso a gases (API 1998)

Type of Measurement	Approx. Perm. Range, md	Apparatus or Application	Major Advantages	Major Limitations
Axial flow, steady state in core plugs	0.1-10,000	Low pressure apparatus with manometers, orifice flow meters	Low capital cost; simple manual system; workhorse for decades; large data base for comparison	Labor intensive; high operating cost; low-stress perms; no slip correction; must check for inertial resistance
Axial flow, steady state in core plugs	0.1-10,000	Apparatus with electronic sensors, high pressure, core holder	Can be automated; reservoir stresses can be approximated; better precision and accuracy than with manual system	Must make multiple measurements for gas slippage correction; must check to ensure negligible inertial resistance
Axial flow, pressure falloff in core plugs	0.001-30,000	Wide range; med. to high stress measurements with corrections for b and β	Well adapted for automation; no flow meters required; can yield reservoir-condition perms (k_{sc}), and k_g	Higher capital cost for automated system with high accuracy pressure transducers and data acquisition system
Axial flow, pulse-decay in core plugs	.00001-0.1	High stress apparatus for very low perms.	Only method for ultra-low perms; well adapted for automation; porosity can be determined in same apparatus	Requires high pressure, leak-tight system with high quality transducers and data acquisition system—higher capital cost
Probe perm., s.s., on whole core	1-10,000	Zero stress, high density, localized measurements for heterogeneous cores	No plug preparation required (core slabbing recommended); relatively fast; can be automated or made portable	Zero stress, non slip corrected perms are high at low end of range; prone to high inertial resistance at high end
Probe perm., pressure falloff on whole core	0.001-30,000	Zero stress, high density, localized measurements for heterogeneous cores	No plug preparation required (core slabbing recommended); very fast; automated; corrected for b , β	Zero stress perms are high, especially at low end of range; higher capital cost for automated system
Transverse, s.s. perm. in whole core	0.02-500	Directional perm. in whole core (or plug) for k_{max} and k_{90}	Can measure “horizontal” perm. in various directions; averaging obtained using whole-core sample.	Cleaning and preparation of whole core sample more expensive; only k_g obtained without multiple measurements
Radial, s. s. perm. in whole core	0.01-250	Average permeability in all radial directions in whole core samples	Measures average “horizontal” permeability in large sample	Difficult to prepare samples; no radial stress; perm. critically dependent on condition of central “wellbore”

Tabela 2 – Técnicas para a medição direta da permeabilidade com recurso a líquidos (API 1998)

Type of Measurement	Approx. Perm. Range, md	Apparatus or Application	Major Advantages	Major Limitations
Axial, s.s. flow in plugs using liquid heads	1000-40,000	Gravity flow of liquid through high perm., cylindrical core plugs	Simple, low cost equipment (but does require electronic balance for flow rate determination)	Low back pressure—difficult to ensure that no gas remains in core plug.
Axial flow, steady state in core plugs	0.1-20,000	Apparatus with electronic sensors, high pressure, core holder, imposed	Can be automated; reservoir stresses can be approximated; may be most representative measurement of perm. in reservoir	Corrosion resistant, moderate to high pressure pumping and control equipment is expensive
Axial flow, pulse-decay in core plugs	.00001-0.1	High stress apparatus for very low perms.	Only method for ultra-low perms; well adapted for automation; no flow meters required; rate is calc. from Δp & t	Requires high pressure, leak-tight system with high quality transducers and data acquisition system—high capital cost
Transverse, s.s. flow in whole cores	0.005-500	Directional perm. in whole core (or plug) for k_{max} and k_{90}	Can measure “horizontal” perm. in various directions; averaging obtained using whole-core sample.	Same as for s.s. axial flow (above); cleaning, preparation and handling of whole core sample more expensive
Radial, steady state flow in whole cores	0.002-250	Average permeability in all radial directions in whole core samples	Measures average “horizontal” permeability in large sample	Same as above; difficult to prepare samples; no radial stress; perm. critically dependent on condition of central “wellbore”

Existem diversas configurações (Tabela 2) para medições diretas da permeabilidade em regime estável. No entanto apenas estão explicadas de forma detalhada as duas técnicas que serviram de base ao procedimento experimental proposto.

A Figura 11 mostra duas configurações para a medição em fluxo axial, no qual o líquido é escoado a um caudal constante e a pressão é dada pelo sobrenadante de líquido presente acima da amostra.

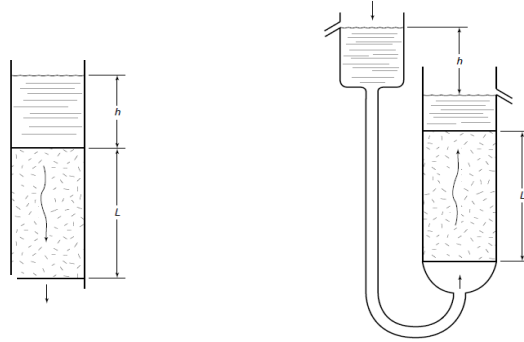


Figura 11 – a) Fluxo descendente com camada de fluido sobrenadante, e b) Fluxo ascendente com camada de fluido sobrenadante (API, 1998)

Estas configurações são particularmente úteis para medidas precisas, pouco dispendiosas e recorrendo-se a amostras com média ou elevada permeabilidade. Não é necessário o recurso a bombas ou manómetros. A altura ajustável do reservatório de entrada do fluido e o reservatório de saída fixo estão dotados de uma camada de fluido sobrenadante. O líquido pode escoar para o reservatório de entrada proveniente de outro, colocado a uma altura superior, através de uma válvula de medição que permite um caudal ligeiramente superior ao que a amostra escoar. O excesso de líquido sai pela abertura de escoamento e é recolhido no recipiente de entrada, para futura reutilização. O sobrenadante do reservatório de saída verte para um copo colocado sobre uma balança. O caudal volumétrico é calculado com base na massa pesada no decurso do ensaio. Devido às pressões exercidas serem muito baixas, é necessário ter cuidado na remoção do ar em todos os constituintes do sistema, incluindo a amostra de rocha.

O método *axial flow, steady-state in core plugs* também inclui técnicas em que as medições de permeabilidade, em regime estável, não dependem da presença de uma camada de líquido sobrenadante acima da amostra para que exista escoamento do fluido (Figura 12). Para a realização desta técnica são necessárias três unidades: um recipiente que contenha a amostra, um sistema de medição de pressão e um sistema para o escoamento do líquido.

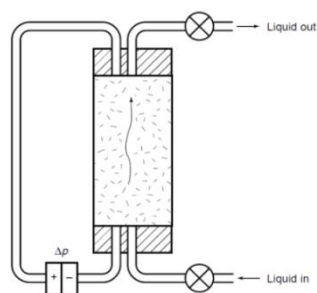


Figura 12 – Fluxo ascendente com diferencial de pressão imposto e sem camada de fluido sobrenadante (API, 1998)

O sistema de bombagem do fluido é constituído normalmente por uma fonte de injeção a caudal constante ou por uma fonte que fornece uma pressão constante, que pode ser regulada para se obter um caudal constante. Uma bomba de deslocamento positivo permite a forma mais precisa de injeção de líquidos a um caudal constante e controlado. Contudo, o volume contido na bomba pode ser insuficiente para se atingir condições de regime estável. Para eliminar completamente distúrbios na pressão e descontinuidades no caudal, é recomendada a utilização de duas bombas e um sistema de controlo para cada uma delas e ainda adicionar mais três bombas para a recirculação do fluxo.

A lenta obtenção do regime estável, partindo do princípio que a permeabilidade da amostra não é alterada pela presença de argilas ou de outros minerais, deve-se à elevada compressão acumulada no sistema. Considera-se compressão o produto entre o volume e a compressibilidade efetiva de cada componente do sistema. Por sua vez, a compressibilidade efetiva é a soma das compressibilidades do fluido e dos recipientes. A compressibilidade do fluido pode ser grandemente reduzida (na presença de gás) pela aplicação ao sistema de uma contra-pressão (*back pressure*) elevada, dissolvendo desta forma as bolhas de gás. O gás presente no sistema deve ser removido e a desgaseificação dos líquidos feita através da aplicação de vácuo.

Para o cálculo da permeabilidade, os caudais devem ser medidos separadamente, podendo esta ser concretizada através da recolha e pesagem do líquido produzido, em intervalos de tempo fixos.

As duas configurações supracitadas apresentam diversas vantagens, entre as quais:

- As medições realizadas com líquidos permitem a obtenção de diferenciais de pressão superiores e mais fáceis de medir, em comparação com os ensaios feitos com gás, especialmente em amostras com permeabilidades altas;
- Quando se utilizam líquidos, elimina-se o efeito de Klinkenberg;

- As medições rigorosas com líquidos podem ser mais representativas das permeabilidades do reservatório.

4.4.1.2. Medição da permeabilidade relativa

As características do escoamento do óleo-água podem ser previstas através das permeabilidades relativas, sendo que todos os ensaios para a medição da permeabilidade relativa se iniciam com a medição da permeabilidade base, que é ou a permeabilidade absoluta ou a permeabilidade efetiva do óleo nas condições de saturação de água irreduzível (Dandekar, 2006).

Tal como na medição da permeabilidade absoluta, também na obtenção da permeabilidade relativa podem ser aplicados dois métodos: regime estável ou transitório.

O método em regime estável (*steady-state technique*) para um sistema de dois fluidos (gás-óleo ou óleo-água) envolve a injeção das duas fases simultaneamente com caudal constante até ao equilíbrio da saturação e da pressão estarem estabelecidos. As permeabilidades relativas são calculadas com base nos dados de volumes parciais e pressão obtidos.

A técnica em regime transitório (*unsteady-state technique*) envolve a injeção de um fluido na carote, a caudal de injeção ou a pressão constantes, durante o qual se mede a quantidade de volume deslocado, o diferencial de pressão e o caudal de efluente. As permeabilidades relativas pode ser calculadas recorrendo-se a diferentes métodos: de Johnson *et al* (1959); de simulação de reservatórios (Archer & Wong, 1973) e de regressão (Sigmund & McCaffery, 1979). Recentemente, Watson *et al* (1988) aperfeiçoaram um método de regressão que se considera honrar mais os dados experimentais (Morton-Thompson & Woods, 1997). Como o deslocamento de fluidos num reservatório é realizado em regime transitório, a aplicação laboratorial do método com o mesmo regime (*unsteady-state technique*) mimetiza com mais realismo os fluxos e as interações que ocorrem nos reservatórios reais.

Seguidamente será explicado com mais detalhe o método em regime transitório que serviu de base ao procedimento experimental proposto para os ensaios de permeabilidade efetiva

O processo inicia-se com a saturação total do *sandpack* com água, seguida da injeção de óleo até se atingir a saturação de água irreduzível e a determinação da permeabilidade efetiva do óleo na saturação de água irreduzível ($k_{eo}@S_{wi}$). Seguidamente é realizada a injeção de água, a caudal constante, registando-se ao longo do tempo o diferencial de pressão e o volume de óleo produzido. Desta forma, a saturação de água no *sandpack* aumenta a partir da saturação de água irreduzível. À medida que a água progride no *sandpack*, são produzidos óleo e água adicionais, eventualmente atingindo o plateau da produção de óleo (obtido em função do tempo). Após a produção de óleo cessar, apenas água é escoada. Na Figura 13 encontra-se um exemplo das curvas de produção cumulativa de água e óleo em função do tempo de um ensaio realizado com uma carote argilosa. A injeção de água é contínua até à saturação

residual de óleo, permitindo assim o cálculo da permeabilidade efetiva da água, quando se atinge a saturação de óleo residual ($k_{eo}@S_{or}$).

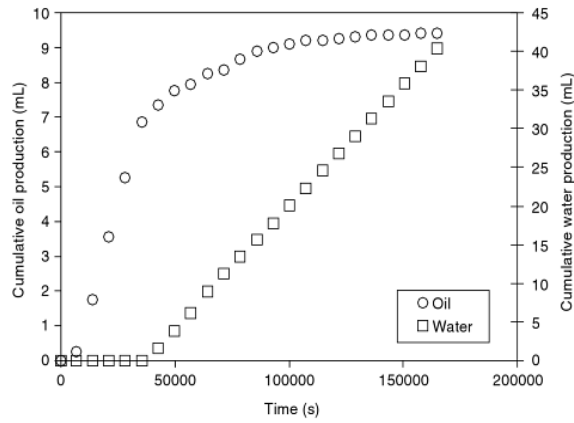


Figura 13 – Dados de produção de água e óleo durante um ensaio em regime transitório (Dandekar, 2006)

As várias etapas experimentais do método em regime transitório encontram-se ilustradas na Figura 14.

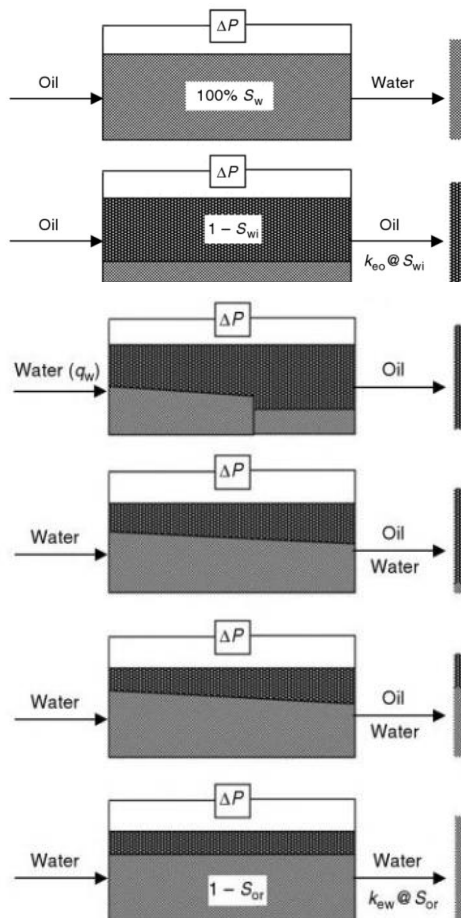


Figura 14 – Representação esquemática da sequência de eventos que ocorrem durante os ensaios dinâmicos em regime transitório (Dandekar, 2006)

4.4.2. Fatores que afetam as medições

A medição laboratorial das permeabilidades efetivas/relativas pode ser afetada por vários parâmetros, incluindo a heterogeneidade da amostra rochosa a ser utilizada, as condições de teste, a molhabilidade e o histórico de saturações.

- Seleção da amostra rochosa: As análises deste parâmetro exigem geralmente a utilização de amostras homogêneas.
- Condições de teste: temperatura e pressão de confinamento: Segundo Hawkins (1989) o uso de crude e temperaturas mais elevadas não alteram as curvas de permeabilidade relativa mas podem afetar a saturação residual de óleo durante a recuperação secundária.

No reservatório petrolífero, o maciço rochoso está sujeito a uma pressão do *overburden*, que é igual ao peso da coluna de rochas e fluidos, menos a pressão dos poros da rocha. Esta propriedade é inversamente proporcional à permeabilidade, isto é, quanto maior a pressão do *overburden*, menor a permeabilidade.

- Molhabilidade: Esta propriedade tem um grande impacto nas permeabilidades relativas. A Figura 15 mostra duas curvas típicas de permeabilidade para uma rocha *water-wet* e *oil-wet*, respetivamente. É de notar que a curva de permeabilidade relativa na rocha molhável à água é maior do que na rocha molhável ao petróleo; este facto deve-se à água ocupar o centro dos poros da rocha *oil-wet*. Logo quando a água flui no centro dos poros deste tipo de rochas, atravessa caminhos menos tortuosos, aumentando consequente a permeabilidade efetiva (Morton-Thompson&Woods, 1997).

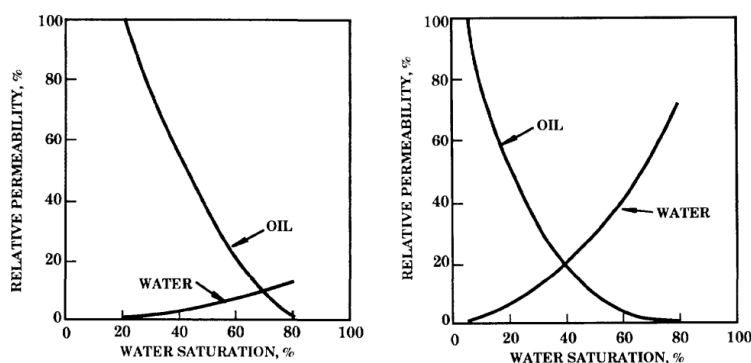


Figura 15 – Curvas típica de permeabilidades relativas para uma rocha *water-wet* (esquerda) e *oil-wet* (direita) (Morton-Thompson&Woods, 1997).

- Histórico de saturações: Nas medições das permeabilidades relativas é importante considerar o histórico de saturações. Muitos investigadores observaram a histerese da permeabilidade relativa. Neste caso, histerese significa que as permeabilidades relativas são diferentes na injeção de água e na de óleo. Por vezes, as permeabilidades relativas diferem quando se injeta pela segunda vez água numa amostra (*cycle-dependent hysteresis*). Como tal, as medições realizadas em laboratório devem simular

o histórico de saturações do reservatório. Certa fração do espaço poroso pode ser ocupada de diferentes formas por cada fluido, possibilitando medidas de permeabilidades relativas diferentes para os mesmos valores de saturações, devido a diferentes sequências de saturação (Pegoraro, 2012). Segundo Morton-Thompson&Woods (1997), os dados de permeabilidade relativa provenientes da injeção de água devem ser medidos no primeiro ciclo de injeção.

5. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo observar as alterações de permeabilidade absoluta e efetiva, nas direções vertical e horizontal, de um conjunto de *sandpacks* de arenito não consolidado e avaliar as interações entre os vários componentes do sistema. Com esse desígnio foram projetados e construídos dois equipamentos em vidro denominados tubos de fluxo com capacidade de reter o *sandpack* e permitir a injeção de fluidos a caudal constante. As medições foram realizadas aplicando-se, quer em conjunto, quer separadamente, água desionizada, água com 35g/L de NaCl dissolvido e um hidrocarboneto ramificado com oito carbonos - 2,2,4-trimetilpentano.

É importante referir que o petróleo presente nos reservatórios encontra-se normalmente associado à água intersticial que se manteve depois da migração deste ter ocorrido ao longo de milhões de anos. Laboratorialmente, a migração, isto é, o preenchimento do reservatório com hidrocarbonetos é referida comumente como drenagem (drenagem de água intersticial por óleo menos denso proveniente da rocha-mãe). Neste processo existe sempre uma percentagem de água que é imóvel pois fica ligada à rocha reservatório por forças capilares. Esta água imóvel é designada por *connate water* e é representada pelo acrónimo de S_{wc} . Este parâmetro varia com os tipos de rocha, os fluidos que estão em contacto com ela e a interação entre eles. Como tal, nos ensaios de permeabilidade efetiva, realizados em regime transitório, pretende-se obter também a saturação residual de água e de óleo, e avaliar as alterações de permeabilidade efetiva com a adição de 150mM do surfactante Dioctyl sulfosuccinate sodium salt dissolvido no hidrocarboneto.

6. Metodologia

Neste capítulo são apresentados os materiais e os procedimentos experimentais empregues no decorrer da presente dissertação de mestrado, incluindo uma descrição detalhada dos ensaios e dos materiais utilizados. A metodologia está dividida em três partes definidos no esquema da Figura 16.

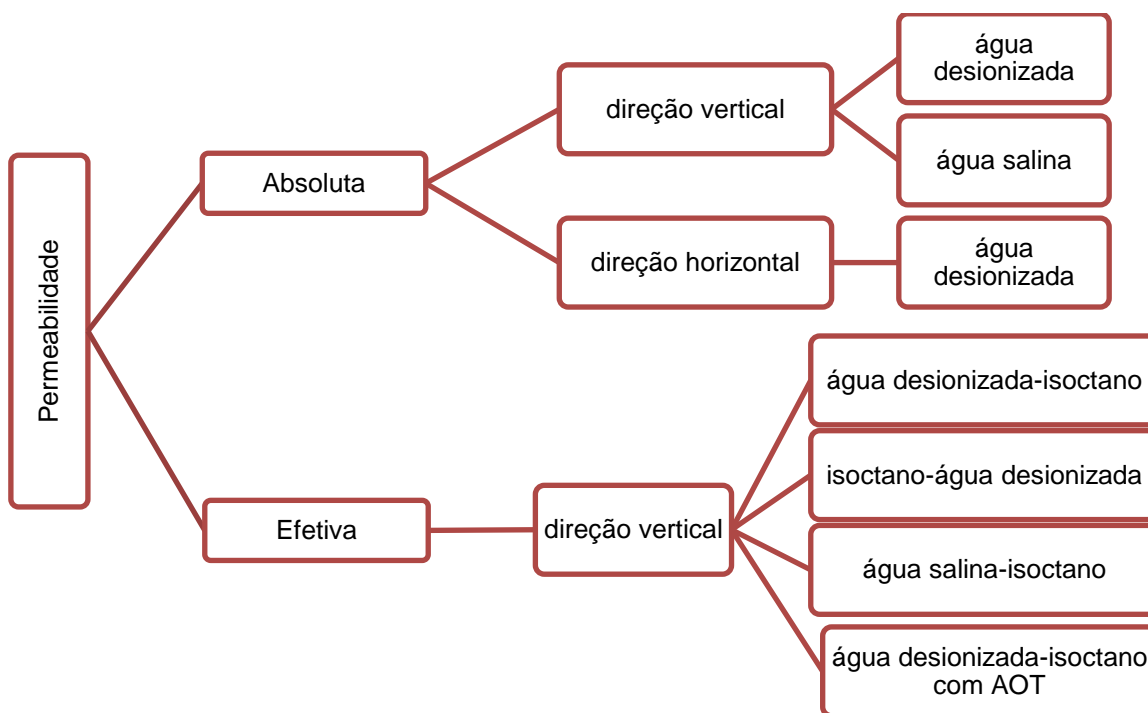


Figura 16 – Esquema de ensaios adotados na presente dissertação de mestrado

6.1. Materiais

6.1.1. Amostra de siliciclásticos

A amostra de siliciclásticos escolhida para reproduzir uma rocha-reservatório, é constituída por arenitos fluviais parcialmente cimentados de profundidades moderadas (sedimentos fluvio-deltaicos) da Formação da Lourinhã recolhidos na Praia d' El Rey. A escolha deste maciço rochoso deveu-se à sua semelhança geológica com rochas reservatório de sistemas petrolíferos brasileiros (Sanches, 2013).

A Formação da Lourinhã, pertencente à Bacia Lusitânica, é caracterizada por um sistema deposicional fluvial com influência de marés geradas provavelmente num ambiente deltaico ou estuarino (lagunar) (Nyrud, 2007). Segundo a nota explicativa da folha 26-D da Carta Geológica de Portugal na escala de 1/50 000, esta formação também denominada por “Grés Superiores com vegetais e dinossáurios” pertence ao Jurássico Superior (Kimeridgiano). Na região abrangida pela folha 26-D, a parte superior do Jurássico é constituída por um complexo representado por arenitos conglomeráticos com intercalações argilosas e margosas de grande

extensão lateral, aparecendo em alguns casos leitos conglomeráticos com elementos calcários (Zbyszewski & Moitinho de Almeida, 1960 e Penacho, 2012).

Os ensaios foram realizados com a amostra desagregada, sendo que a sua preparação se iniciou com a homogeneização manual da amostra de arenito e a sua divisão em frações menores através de quarteamento. As subamostras obtidas foram subsequentemente divididas recorrendo-se a um divisor Jones e pesadas (Figura 17).

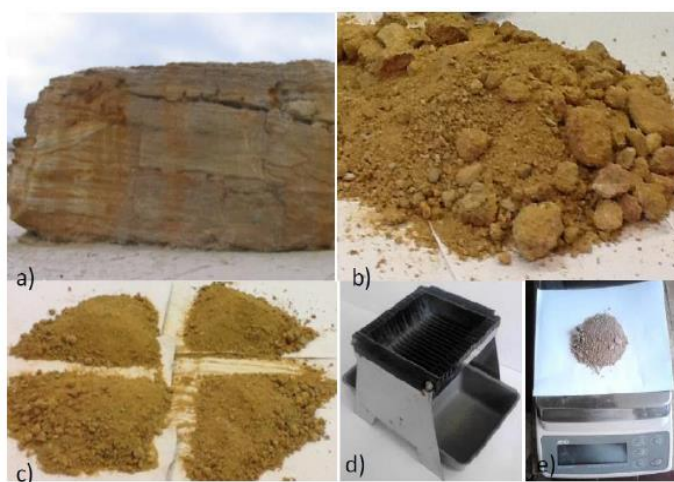


Figura 17 – Método de preparação do *sandpack* (a) Recolha da amostra; (b) Homogeneização; (c) Quarteamento; (d) Divisor Jones e (e) Pesagem

Foi realizada uma análise granulométrica do arenito utilizado como *sandpack* através de um ensaio de crivagem, via húmida. Considerando as classes texturais, a amostra utilizada nos ensaios de permeabilidade contém 20.4% de cascalho, 70.8% de areia, 2.5% silte e 6.3% de argila (Figura 18).

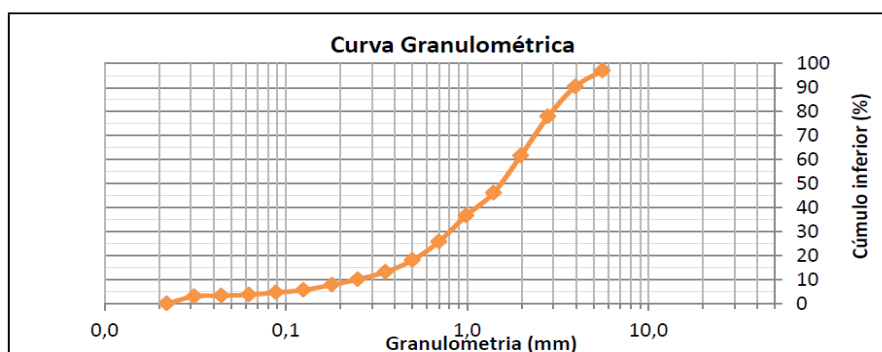


Figura 18 – Curva granulométrica

A porosidade dos *sandpacks* utilizados varia entre 25% e 32%.

6.1.2. Líquidos

Como líquido de injeção, propôs-se a aplicação de água desionizada para os ensaios de permeabilidade absoluta nas direções vertical e horizontal, e água com 35g/L de NaCl dissolvidos em água desionizada nos ensaios de permeabilidade absoluta na direção vertical. Relativamente aos ensaios de permeabilidade efetiva para além de água desionizada e água com sais dissolvidos, utilizou-se isoctano isoladamente e com um surfactante dissolvido.

O isoctano é um composto orgânico que tem o nome IUPAC de 2,2,4-trimetilpentano sendo um alcano de cadeia ramificada (Tabela 3). O mesmo foi selecionado, não só por ser de cadeia longa e a sua estrutura se assemelhar a componentes dos hidrocarbonetos presentes nos reservatórios como também devido à sua composição química ser conhecida, permitindo a normalização dos ensaios.

Tabela 3 – Características do isoctano

Fórmula química	Ponto de ebulição	Densidade (a 25°C)	Coloração
C ₈ H ₁₈	98-99°C	0.692 g/mL	Transparente

O surfactante escolhido foi o dioctyl sulfosuccinate sodium salt da empresa Sigma-Aldrich, comumente conhecido como Bis(2-ethylhexyl) ou AOT e é aniónico (Figura 19 e Tabela 5). Este permite diminuir a tensão superficial da água, sendo a sua solubilidade em água de 1:70 (14g/L) a 25°C, aumentando para 1:20 a 70°C. O AOT é mais solúvel em solventes menos polares como os hidrocarbonetos. Tem a vantagem de ser biodegradável e apresentar baixa toxicidade (LD50 aguda é de 1900mg/kg).

Tabela 4 – Características do Dioctyl sulfosuccinate sodium salt

Fórmula química	Peso molecular	Coloração
C ₂₀ H ₃₇ NaO ₇ S	444.56 g/mol	Branca

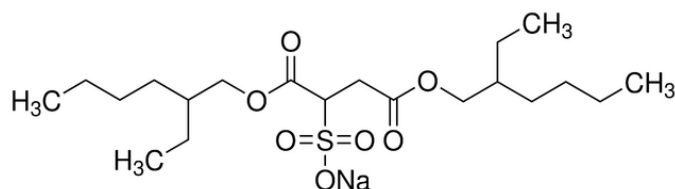


Figura 19 – Fórmula química do Dioctyl sulfosuccinate sodium salt

6.2. Equipamentos e procedimentos experimentais

Neste subcapítulo especificam-se os procedimentos experimentais adotados, bem como, uma descrição dos equipamentos utilizados

6.2.1. Ensaios de permeabilidade na direção vertical

Propôs-se a aplicação do método *axial flow, steady-state in core plugs* citado na Tabela 2 num tubo de fluxo desenhado e construído durante o desenvolvimento da presente dissertação (Figura 20).

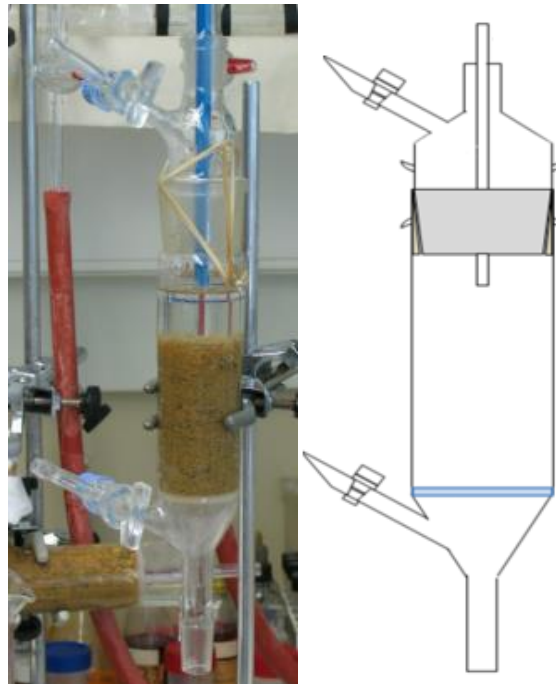


Figura 20 – Tubo de vidro desenhado e construído para medição de permeabilidade na direção vertical

O tubo de fluxo é constituído por vidro e tem um diâmetro interno de 4 cm. Na parte inferior do tubo foi colocado um sinterizado de vidro (G3) que atua como um filtro, de dimensões entre os 15 e 40micra, permitindo não só reter a amostra de rocha como também evitar a perda de partículas de menores dimensões durante a realização dos ensaios.

A ligação entre o tubo e a bomba de deslocamento positivo foi conseguida por meio de um tubo de poliamida fixo ao tubo de fluxo através de uma tampa com um adaptador ambos em vidro (Figura 21b). A concepção da tampa de vidro teve em conta a necessidade da colocação da amostra sem que haja entupimento de tubos ou de outras peças de pequenas dimensões, nem perturbação da própria amostra de rocha. Esta tampa tem o mesmo diâmetro do tubo e encaixa perfeitamente na parte superior do mesmo, podendo ser retirada sempre que é necessário introduzir uma amostra de rocha no interior do tubo (Figura 21a).



Figura 21 – Tampa de vidro (a) com adaptador para a colocação de um tubo de poliamida no seu interior (b)

Para possibilitar a realização do pré-tratamento de desorção à amostra foram incorporadas no tubo de fluxo duas “torneiras” para a ligação à linha de vácuo. Este tratamento podia ser realizado pela parte superior ou inferior do tubo.

O aparato experimental é constituído por (Figura 22):

- Tubo de vidro, que contem a amostra de rocha;
- Bomba de deslocamento positivo, colocada a uma altura superior ao tubo de fluxo, para a injeção de líquidos;
- Balança técnica para medição das massas acumuladas;
- Linha de vácuo para pré-tratamento da amostra de rocha;
- Computador com ligação por RS232 à balança técnica e software WinCT versão Rskey que permite a leitura automatizada da massa no decurso dos ensaios.



Figura 22 - Montagem experimental para medição da permeabilidade absoluta e efetiva na direção vertical

6.2.1.1. Procedimento experimental para obtenção da permeabilidade absoluta

Para a realização dos ensaios com o tubo de vidro na posição vertical foi definido o seguinte procedimento, aplicado quando se utiliza um *sandpack* de arenito seco:

Primeiramente colocou-se o *sandpack* de arenito não consolidado (subamostras) no interior do tubo limpo até à calibração pré-definida de 100mL, seguida da compactação da subamostra, através de impacto, batendo manualmente o tubo numa superfície rígida 40 vezes. Foi verificado o nível em que a subamostra ficou após a compactação e perfez-se o volume necessário para atingir a calibração pré-definida com mais subamostra (Figura 23).



Figura 23 – *Sandpack* de arenito não consolidado colocado no tubo vertical

Em seguida, ligou-se o tubo a uma linha de vácuo e iniciou-se o processo de desorção com a duração de uma hora. A ligação entre a linha de vácuo e o tubo de fluxo foi feita pela torneira inferior do tubo. Após o pré-tratamento, o *sandpack* foi saturado com água desionizada, sendo que na parte superior do *sandpack* deveria existir um nível de sobrenadante de água que permanecia aproximadamente constante ao longo de cada um dos ensaios (Figura 24).



Figura 24 – *Sandpack* de arenito não consolidado colocado no tubo vertical saturado com água desionizada

Para ser estabelecido um caudal constante de injeção de líquido, recorreu-se a uma bomba de deslocamento positivo conectada ao tubo através da tampa de vidro adaptada para a colocação de um tubo de poliamida.

Deu-se início à bombagem estabelecendo-se assim um regime permanente de escoamento. Na parte inferior do tubo foi colocado um copo que permitia a pesagem do efluente. Optou-se pela medição da massa em intervalos de tempo de 60 segundos no decurso de uma hora.

Por fim, calculou-se a permeabilidade absoluta do *sandpack* de arenito não consolidado recorrendo-se à equação 2 rearranjada: (Equação 3):

$$k = \frac{C_2 \cdot C_4 \cdot q \cdot \mu \cdot L}{C_1 \cdot A \cdot \rho \cdot g \cdot (h+L)} \quad \text{Equação 3}$$

onde,

L – altura da subamostra

h- nível de sobrenadante de líquido acima da subamostra utilizado nos ensaios

q – caudal mássico de líquido escoado através da subamostra

g – aceleração gravítica

A – área do tubo

P – densidade do líquido utilizado nos ensaios

μ – viscosidade do líquido utilizado nos ensaios

C_1 ; C_2 e C_4 – constantes utilizadas na conversão de unidades

Quando se reutilizava o *sandpack* previamente saturado (anteriormente utilizado num ensaio), apenas se procedia à ligação da bomba de deslocamento positivo ao tubo, reiniciando-se o procedimento.

Tabela 5 – Parâmetros para o cálculo da permeabilidade absoluta com recurso a água desionizada em regime estável

Parâmetro	Valor
Altura da subamostra (L)	8,5 cm
Nível de sobrenadante de líquido (h)	1,5 cm
C_1	$6,80 \times 10^{-2}$
C_2	1000
C_4	68950
Diâmetro interno do tubo (DI)	4 cm
Viscosidade da água desionizada (20°C)	0,0100 g/cm.s

6.2.1.2. Procedimento experimental para obtenção da permeabilidade efetiva do isoctano

Para a realização dos ensaios de permeabilidade efetiva, iniciou-se a injeção sequencial de água desionizada ou água com sais dissolvidos e isoctano. Com a injeção de água era possível calcular-se a permeabilidade absoluta do leito, aguardando-se pela estabilização das curvas de

massa acumulada em função do tempo para se injetar o hidrocarboneto. Recorrendo-se ao mesmo aparato experimental, aplicou-se o seguinte procedimento:

Iniciou-se a bombagem de isoctano recorrendo-se a uma bomba de deslocamento positivo num *sandpack* previamente saturado com água (Figura 25).

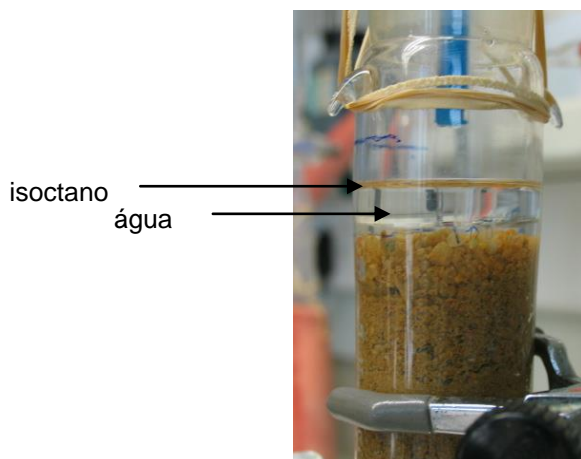


Figura 25 – *Sandpack* de arenito não consolidado colocado no tubo vertical saturado com água desionizada e isoctano

Para a obtenção da permeabilidade relativa do isoctano foram recolhidas amostras de 10 em 10 minutos numa proveta graduada de 10mL para se obter as frações de ambos os líquidos. Posteriormente estas frações foram pesadas numa balança técnica (Figura 26). A água desionizada foi tingida com sulfato de cobre para aumentar o contraste entre as fases – água e hidrocarboneto, este corante foi utilizado apenas após a passagem da mistura pelo *sandpack* para não alterar as suas características.



Figura 26 – Proveta com água e/ou isoctano colorada com sulfato de cobre

6.2.1.3. Procedimento experimental para obtenção da permeabilidade efetiva do isoctano com surfactante AOT

De forma a alterar a tensão interfacial entre o isoctano e a água desionizada recorreu-se à dissolução do surfactante AOT no hidrocarboneto antes da sua injeção no *sandpack*. Os ensaios foram realizados com o mesmo aparato experimental dos ensaios de permeabilidade efetiva com isoctano (subcapítulo 6.2.1.2.). Aplicou-se o seguinte procedimento:

Iniciou-se a injeção da mistura de isoctano com 150mM de AOT com o auxílio da bomba de deslocamento positivo num *sandpack* previamente saturado com água (Figura 27). De 10 em 10 min foi pesada a mistura escoada numa balança técnica. Para se definir os volumes de cada fração, recorreu-se a provetas graduadas de 25 e 10mL (Figura 28).

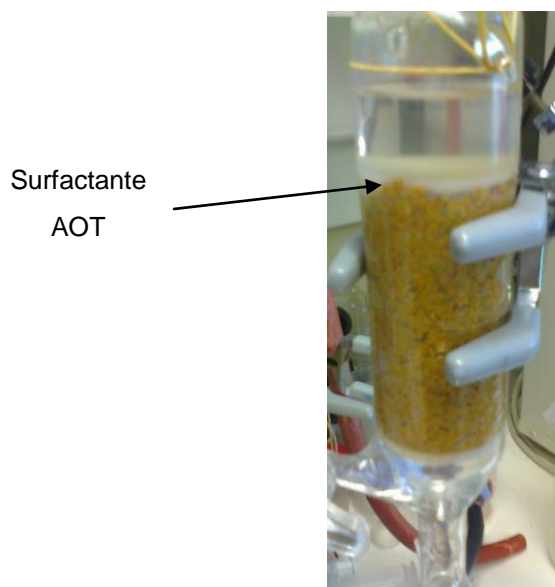


Figura 27 – *Sandpack* de arenito não consolidado colocado no tubo vertical saturado com água desionizada e isoctano com 150mM de AOT.

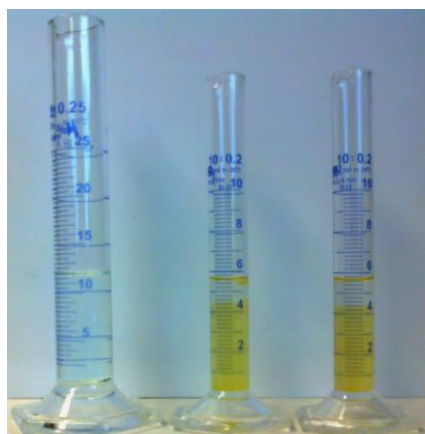


Figura 28 – Provetas com água e isoctano com 150mM de AOT dissolvido

6.2.2. Ensaios de permeabilidade na direção horizontal

Para se conseguir realizar ensaios na direção horizontal, foi necessário adaptar o tubo de fluxo, o esquema de injeção e conseqüentemente alterar o procedimento experimental. Na Figura 29 encontra-se o desenho e a fotografia do tubo de fluxo utilizado nos ensaios de permeabilidade na direção horizontal. O mesmo foi construído com um diâmetro interno de 4 cm com dois sinterizados de vidro (G3) colocados em ambas as extremidades e que permitem, não só, conter a amostra de arenito não consolidado no interior, como obter-se um fluxo laminar quando se realiza a injeção de líquido durante os ensaios. Na parte lateral foi colocado um esmerilado de vidro para facilitar a colocação de subamostra no interior do protótipo.

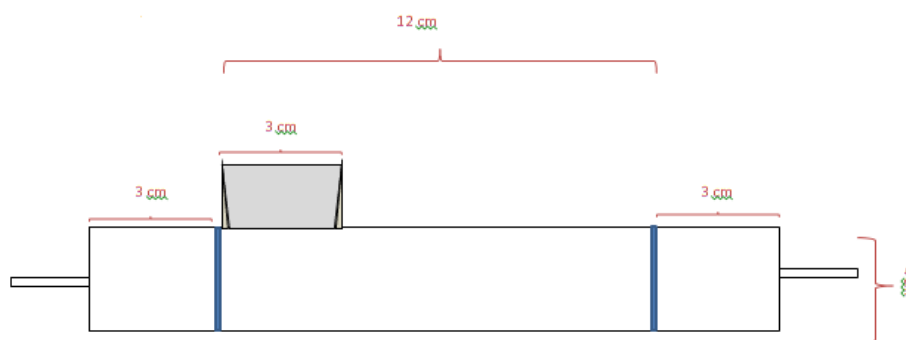


Figura 29 – Tubo de fluxo desenhado e construído para medição de permeabilidade na direção horizontal

Para a realização dos ensaios com o tubo de vidro na posição horizontal foi definido o seguinte procedimento, aplicado quando se utiliza um *sandpack* de arenito seco:

Inicialmente colocou-se o *sandpack* de arenito não consolidado (subamostras) no interior do tubo limpo até ao preenchimento total, seguindo-se a compactação da subamostra, através de impacto, batendo manualmente o tubo numa superfície rígida 40 vezes. Foi verificado o nível em que a subamostra ficou após a compactação e perpez-se o volume necessário para ocupar todo o interior do tubo (Figura 30).

Para se estabelecer um caudal constante de injeção de líquido, recorreu-se a um recipiente de 5L instalado 60 cm acima do protótipo e conectado a este por meio de um tubo de poliamida. Na parte inferior do tubo encontrava-se um copo para permitir a pesagem do efluente (Figura 31). Optou-se pela medição da massa em intervalos de tempo de 60 segundo no decorrer de uma hora.



Figura 30 – Tubo de vidro para medição da permeabilidade absoluta na direção horizontal preenchido com *sandpack*

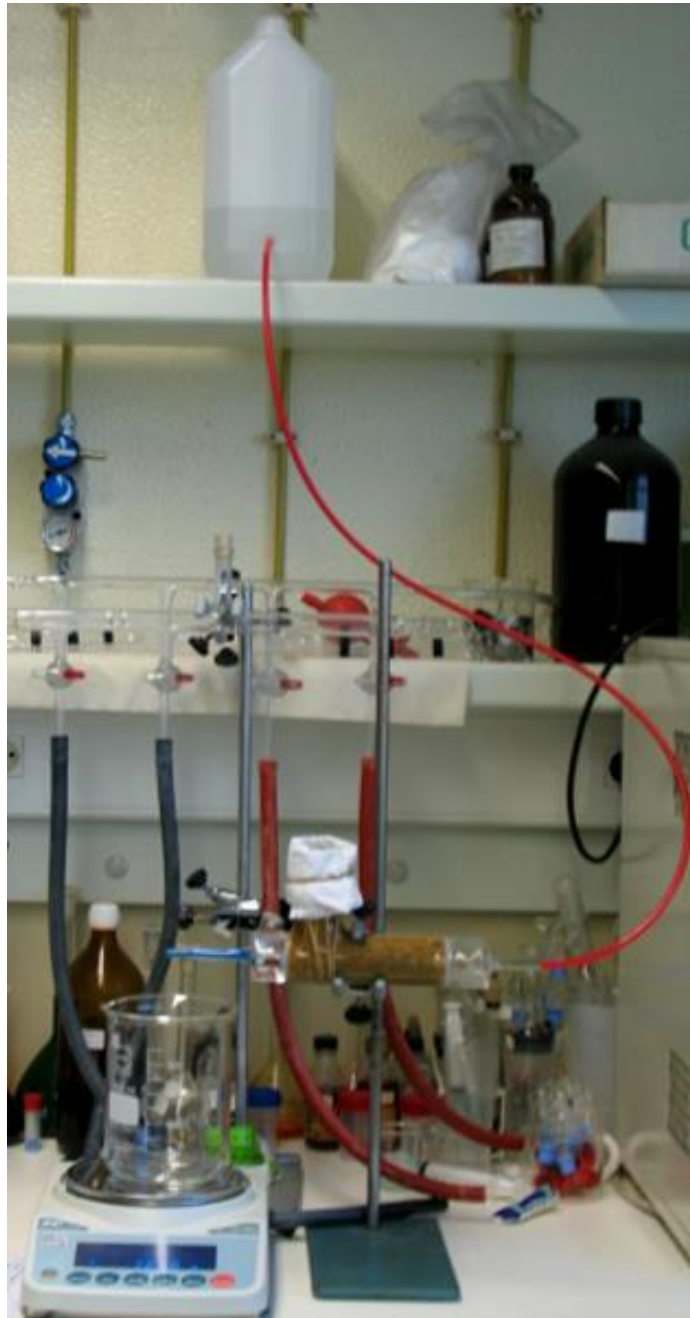


Figura 31 – Montagem experimental para medição da permeabilidade absoluta na direção horizontal

A permeabilidade absoluta na direção horizontal foi calculada através da equação 2 rearranjada no seguinte conjunto de expressões (Equações 4, 5, 6).

$$k = \frac{C_2 \cdot q \cdot \mu}{C_1 \cdot G_f \cdot (p_1 - p_2)} \quad \text{Equação 4}$$

$$G_f = \frac{\pi \cdot D I^2}{4L} \quad \text{Equação 5}$$

$$p_1 - p_2 = \rho g \Delta h \quad \text{Equação 6}$$

onde,

L – comprimento da subamostra

Δh – diferença de alturas entre o topo dos sandpacks e o recipiente de 5L

Gf – fator geométrico

p_1 e p_2 – pressão no ponto 1 e 2

q – caudal mássico de líquido escoado através da subamostra

g – aceleração gravítica

Quando se reutilizou o *sandpack* anteriormente saturado com água, procedeu-se apenas à recarga do recipiente de 5L, tendo-se iniciado os ensaios com a medição da massa de água em intervalos de tempo de 60s.

7. Resultados

Nesta secção serão discutidos os resultados dos ensaios realizados, pela mesma ordem em que foram apresentados os procedimentos experimentais.

Para o cálculo das permeabilidades absolutas obtidas nos ensaios, foi necessário garantir que o escoamento se realizasse em fluxo laminar. Para tal calculou-se o número de Reynolds (Equação 7), que é 2×10^{-4} , dentro dos limites considerados para fluxo laminar.

$$Re = \frac{q \cdot D \cdot \rho}{\mu \cdot A} \quad (\text{Equação 7})$$

onde,

Q – caudal (m³/s)

D – diâmetro do capilar;

ρ – densidade do fluido escoado;

μ – viscosidade do fluido escoado

A – área de secção transversal do poro.

7.1. Permeabilidade absoluta na direção vertical

É importante estabelecer que neste trabalho uma série é definida como um conjunto de ensaios de mesmo *sandpack*.

7.1.1. Água desionizada

Com o objetivo de se obter a permeabilidade absoluta das subamostras e verificar-se a evolução desta propriedade ao longo do tempo, foram realizadas seis séries de ensaios, num total de 25. A principal diferença é que nas quatro primeiras séries o *sandpack* é seco entre ensaios, enquanto que nas últimas duas séries (5ª e 6ª) o *sandpack* permanece saturado com água entre cada ensaio. É importante salientar que os *sandpacks* eram secos à temperatura ambiente do laboratório, sem se recorrer a uma estufa para não se alterar as suas propriedades físicas. Na injeção dos fluidos também não foram aplicadas pressões ou temperaturas elevadas, sendo que todos os ensaios foram realizados à temperatura ambiente e à pressão atmosférica.

A Figura 37 descreve a massa de água que atravessou o *sandpack* em função do tempo de 2º ensaio da 1ª série e é similar às curva obtidas em todos os ensaios das séries 1,2,3 e 4 (Anexo A), nos quais o *sandpack* era reutilizado após a secagem do mesmo durante 24h, à temperatura ambiente.

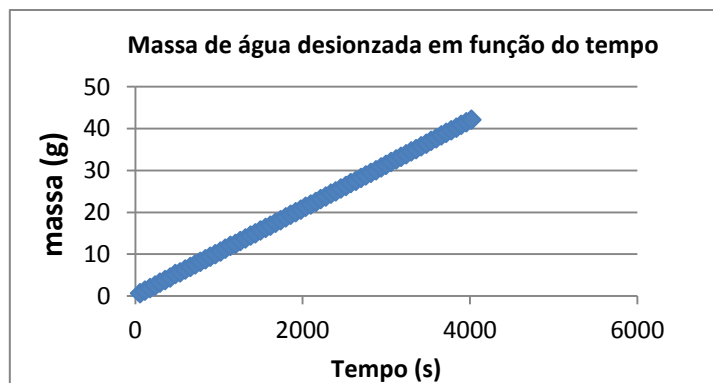


Figura 32 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (1ª série, 2º ensaio)

A pesagem da massa de efluente apenas era iniciada quando o *sandpack* se encontrava totalmente saturado.

Na Tabela 6 encontram-se definidos os caudais médios de injeção de água das primeiras séries de ensaios, em Anexo A estão descritos os caudais utilizados em cada ensaio de cada série.

Tabela 6 – Caudais médios de injeção de água desionizada nas primeiras quatro séries.

Série de ensaios	Caudal (mL/s)
1	0.0111
2	0.0054
3	0.0100
4	0.0045

Apesar do recurso a uma bomba de deslocamento positivo, o que permitia assegurar um caudal rigoroso para se manter o nível de água constante durante os ensaios, era necessário por vezes desligar a bomba, sendo o controlo do nível de água feito pelo utilizador. No primeiro ensaio da 1ª série, devido a questões práticas, não foi possível manter o nível de líquido em 1,5cm, tendo o mesmo se elevado para 9 cm e foi este o valor considerado nos cálculos finais de permeabilidade deste ensaio.

No 1º ensaio da 2ª série verificou-se uma acentuada perda de finos no efluente (Figura 33) o que indica que houve uma perda de partículas de dimensão inferior ao sinterizado G3, cuja porosidade média é entre os 15 e os 40 micra.

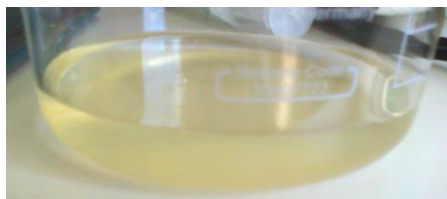


Figura 33 – Água efluente do primeiro ensaio da 2ª série

Considerando as condições de reservatório nas duas séries seguintes de ensaios (5ª e 6ª), optou-se pela repetição dos ensaios de permeabilidade absoluta, no qual os *sandpacks* de arenito a serem reutilizados manter-se-iam em contacto com água.

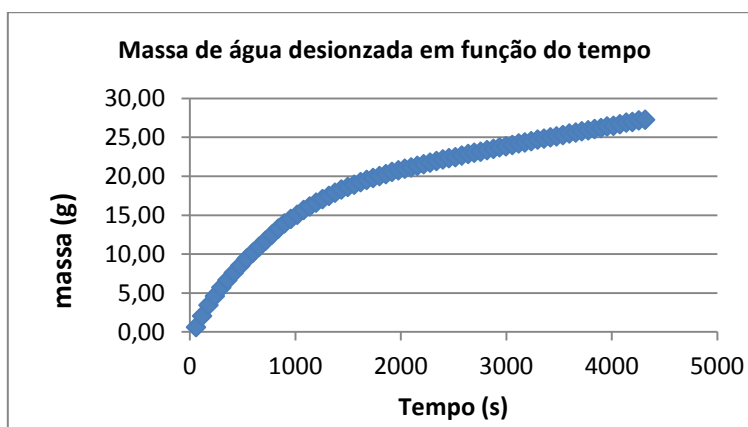


Figura 34 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (6ª série, 2º ensaio)

A Figura 34 descreve a curva da massa pesada em função do tempo de ensaio quando os *sandpacks* estavam em contacto permanente com a água. Comparando as curvas das Figura 32 e 34, verifica-se uma alteração nos primeiros 1000s de ensaio. Este efeito pode estar relacionada com a lixiviação de partículas de menores dimensões durante a permanência do *sandpack* saturado entre ensaios.

Para o cálculo das permeabilidades absolutas foram consideradas apenas as massas obtidas após o regime de transição (observado até aos 1000s da Figura 34). Esta seleção foi feita através dos caudais instantâneos de injeção de todos os ensaios de cada série.

As Figuras 35 e 36 descrevem os caudais instantâneos de injeção de todos os ensaios da 2ª e da 5ª série. Estas séries foram escolhidas por serem representativas da reutilização do *sandpack* seco (2ª série) e saturado (5ª série).

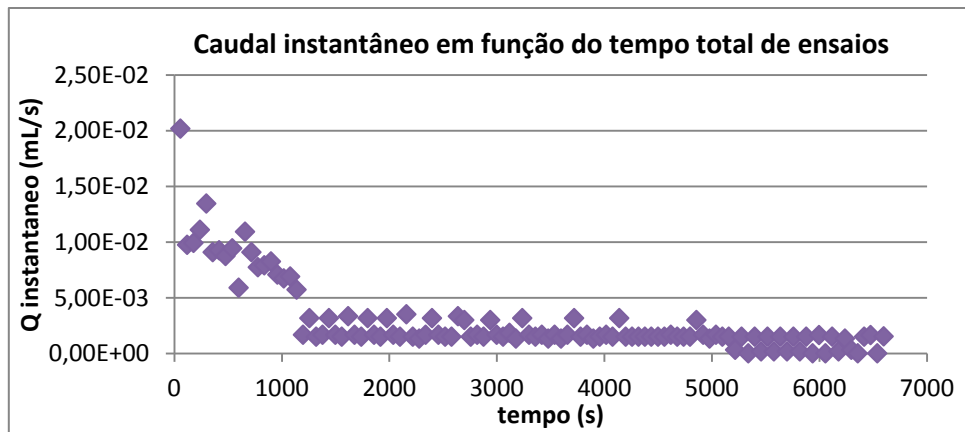


Figura 35 – Caudal instantâneo em função do tempo total de todos os ensaios da 2ª série

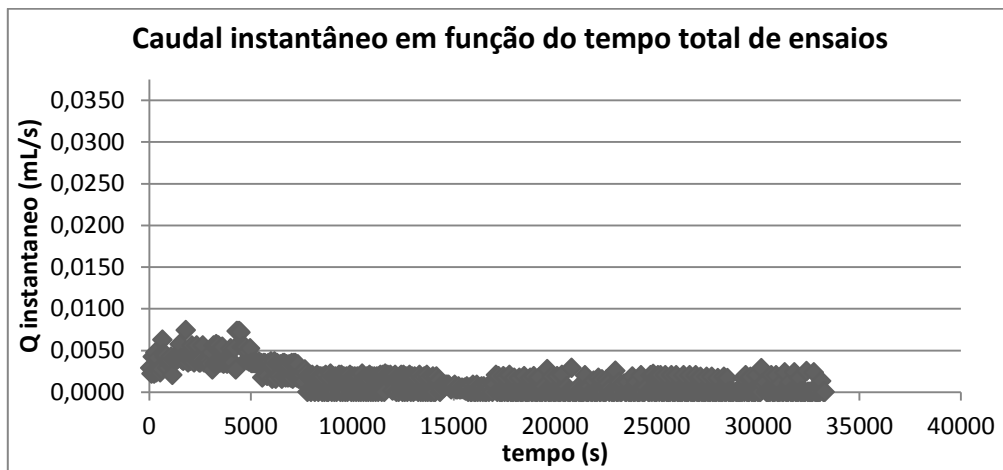


Figura 36 – Caudal instantâneo em função do tempo total de todos os ensaios da 6ª série

Na Figura 37 encontram-se descritas as permeabilidades absolutas calculadas no decorrer do ensaios da 1ª, 2ª e 3ª série.

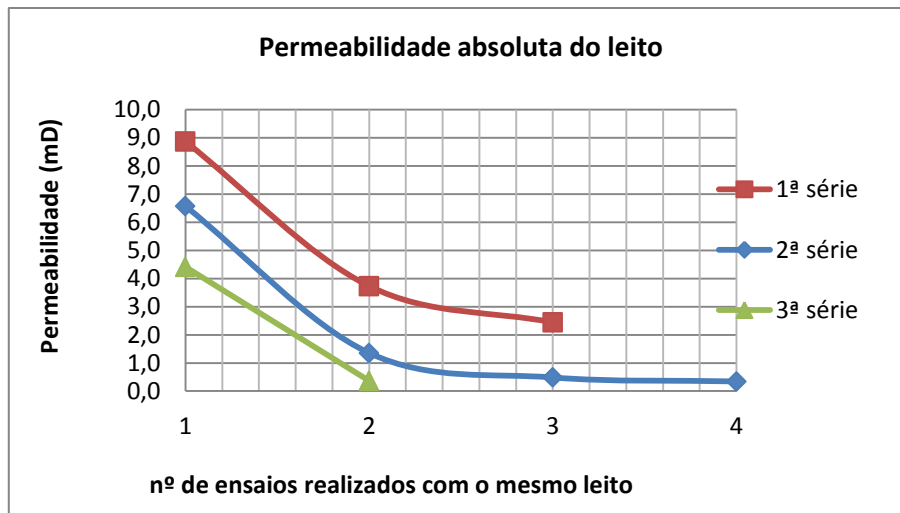


Figura 37 – Ensaio de permeabilidade com *sandpack* seco após cada reutilização e injeção de água desionizada

De acordo com a Figura 37, as curvas de permeabilidade obtidas nas três séries de ensaios são semelhantes, verificando-se uma diminuição desta característica ao longo da reutilização do *sandpack*. No entanto, é de salientar que o valor inicial obtido nas três séries difere, apesar dos *sandpacks* de arenito não consolidado provirem do mesmo local e ter sido aplicada a mesma metodologia de preparação e compactação.

É importante referir que foram escolhidas amostras com aspeto homogêneo, com o intuito de se obter maior semelhança entre os testes contudo, as amostras siliciclásticas são muito heterogêneas, mesmo quando uma segunda amostra é recolhida num local muito próximo da primeira.

Na Figura 38 encontram-se descritas as permeabilidades absolutas calculadas no decorrer dos ensaios da 5ª e 6ª série.

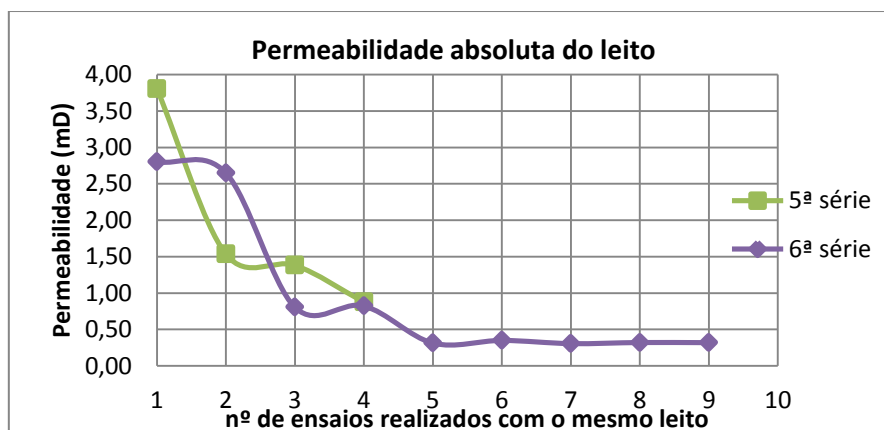


Figura 38 – Ensaio de permeabilidade com *sandpack* saturado após cada reutilização e injeção de água desionizada

Diferentemente das séries anteriores (1^o, 2^o, 3^o e 4^a), a permeabilidade absoluta no primeiro ensaio das duas últimas séries é similar, apenas diferindo 1mD entre si. Na 5^a e 6^a séries a permeabilidade decresce ao longo da reutilização do *sandpack*.

A diminuição da permeabilidade em reservatórios areníticos é causada pela interação de diversos parâmetros e processos físico-químicos que caracterizam os fluidos e a matriz rochosa. As partículas exógenas, existentes em suspensão no fluido injetado, podem migrar preenchendo os poros do *sandpack* e reduzindo a permeabilidade. Este efeito depende da dimensão das partículas em comparação com o tamanho do *pore throat*.

No caso dos ensaios realizados, as partículas em suspensão são mobilizadas da superfície do *sandpack* utilizado, uma vez que se recorreu a água desionizada, não sendo necessária a aplicação de um filtro a montante. A libertação das partículas da superfície deve-se a dois fenómenos diferentes. O primeiro é um fenómeno químico, denominado “*water sensitivity of sandstones*” e observa-se quando água salina é substituída por doce em rochas areníticas, causando o inchamento das argilas, a sua migração ou uma combinação destes efeitos (Khilar & Fogler, 1983).

Cada argila tem as suas propriedades, podendo afetar diferentemente a qualidade dos reservatórios. Em termos composicionais podem ser divididas em 4 grupos: caulinites, esmectites ou montmorilonites, ilites e clorites. Por exemplo, as montmorilonites dilatam facilmente em contacto com água doce, reduzindo conseqüentemente a porosidade da rocha. No caso da ilite, apesar de não dilatar na presença de água doce, devido à sua estrutura fibrosa, as fibras podem migrar entre os poros da rocha, reduzindo a permeabilidade da mesma (Gomes & Alves, 2011).

Segundo Pereira (2012) citando Neasham (1977) existem minerais argilosos que apenas originam o revestimento dos poros denominado *pore lining*, provocando uma ligeira diminuição da porosidade e permeabilidade da rocha, enquanto outros minerais como a ilite (Allen *et al*, 1985) causam o *pore bridging* que reduz ligeiramente a porosidade mas substancialmente a permeabilidade (Figura 39)

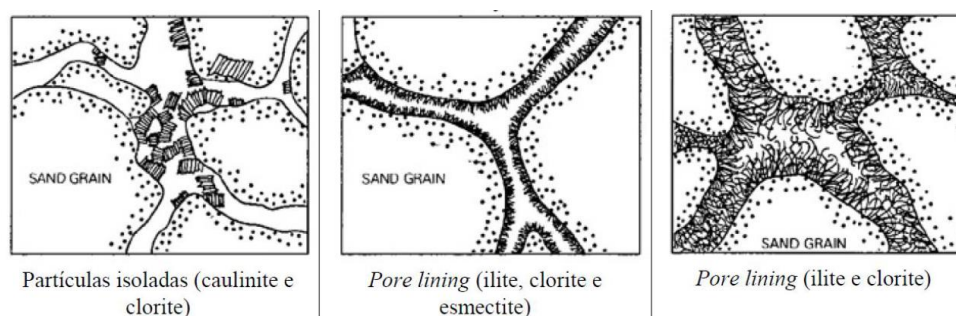


Figura 39 – Tipos de revestimentos dos poros com minerais argilosos (Pereira, 2012)

O segundo fenômeno está ligado a um efeito mecânico induzido pela força hidrodinâmica do fluido. Este aspecto da redução da permeabilidade em arenitos argilosos tem sido menos estudada que o efeito químico devido aos caudais necessários na exploração petrolífera e à injeção de fluidos naturais – água do mar ou produzida (Ochi & Vernoux, 1996), principalmente em *offshore*. Enquanto para alguns autores (Donaldson & Baker, 1977) a libertação de partículas da superfície rochosa aumenta linearmente com a velocidade crítica do fluido, outros (Wojtanowicz, 1987) constataram que esta não é simplesmente uma função linear da velocidade. Esta discrepância deve-se provavelmente à aplicação de diferentes condições experimentais utilizadas pelos autores. A taxa de libertação de partículas não depende somente da velocidade do fluido, também está relacionada com os mecanismos de deposição e suspensão das partículas que ocorrem na matriz rochosa e da quantidade de partículas livres disponíveis para serem mobilizadas na superfície do *sandpack* siliciclástico.

Os efeitos hidrodinâmicos geram um declínio menos acentuado do que os efeitos químicos porque apenas algumas partículas são libertadas, logo a consequência destes é o súbito decréscimo da permeabilidade seguida da estabilização.

Considerando a classificação apresentada por Costa Silva (2004), os *sandpacks* testados apresentam uma permeabilidade razoável entre os 1 e 10mD.

7.1.2. Água salina

Tendo em conta que a maioria dos aquíferos adjacentes a reservatórios petrolíferos são salinos, optou-se pela realização de um conjunto de ensaios de permeabilidade absoluta recorrendo a água salina com concentração de 35g/L NaCl, equivalente à presente no oceano.

A Figura 40 descreve a curva da massa de efluente pesada no decurso do 1º ensaio da 1ª série com injeção de água salina.

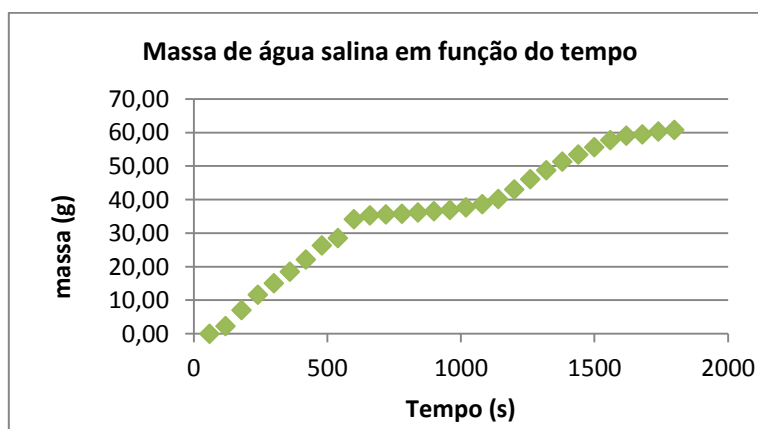


Figura 40 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (1ª série, 1º ensaio)

A alteração observada aos 500s no caudal de escoamento de água pode dever-se ao reenchimento da seringa, que só comporta 50 mL de líquido (Figura 40).

Na figura 41, também se verifica uma ligeira alteração no escoamento aos 500s, embora muito menos acentuada que na figura 40.

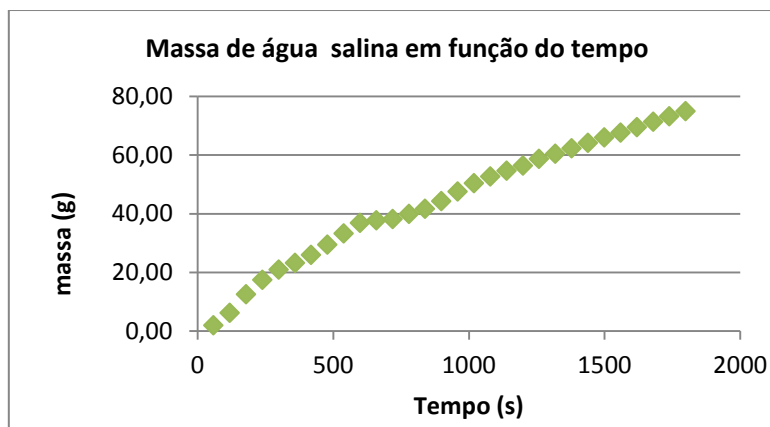


Figura 41 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (1ª série, 2º ensaio)

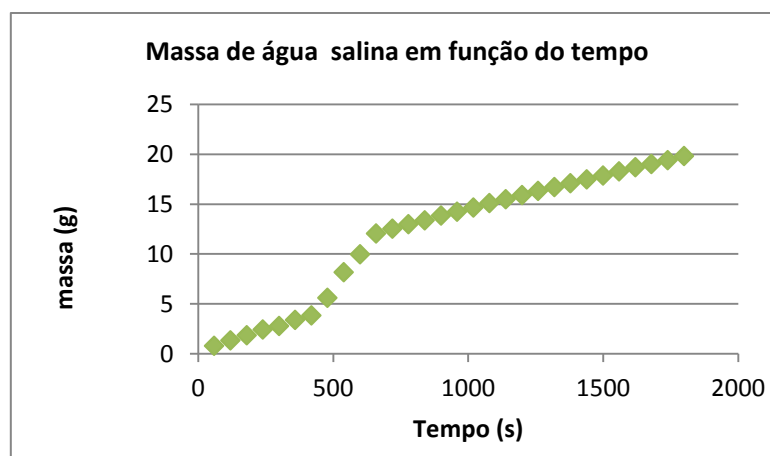


Figura 42 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (1ª série, 3º ensaio)

Observa-se aos 500s um comportamento semelhante nos três ensaios da 1ª série, acentuando-se novamente no 3º ensaio relativamente ao teste anterior. Devido às curvas obtidas no primeiro ensaio com água salina, optou-se por repetir a injeção de água com a mesma concentração de NaCl em *sandpacks* novos (nunca utilizados) para se confirmar se existiram erros laboratoriais associados aos testes da 1ª série. Obtiveram-se as curvas descritas nas Figura 43 e Figura 44.

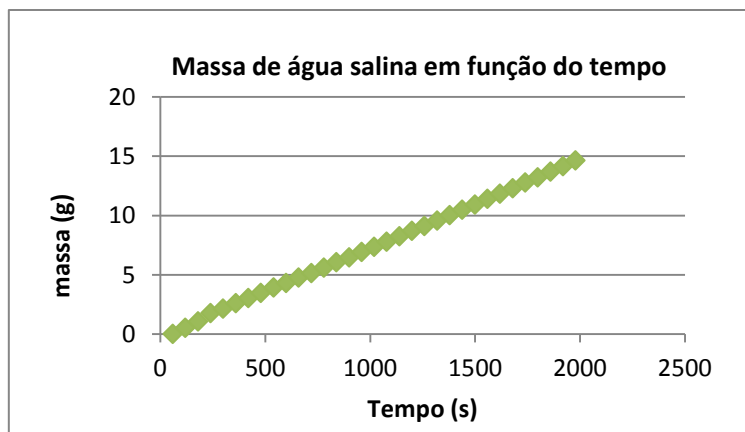


Figura 43 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (2ª série, 1º ensaio)

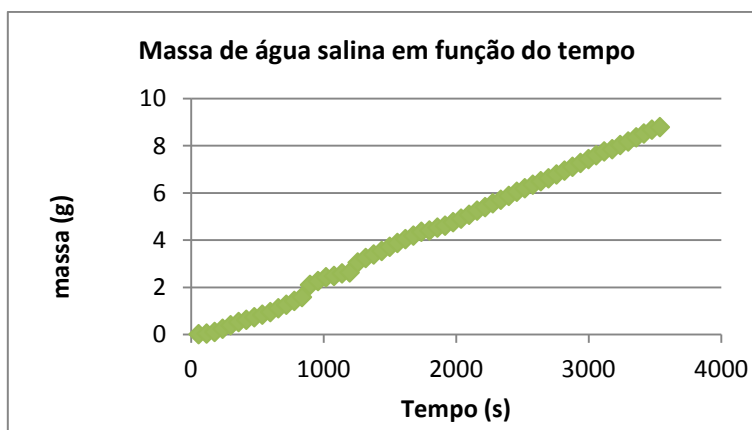


Figura 44 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (3ª série, 1º ensaio)

Como se pode verificar nas Figuras 43 e 44 (2ª e 3ª série de ensaios com injeção de água salina), as curvas são similares às obtidas quando era escoada água desionizada num *sandpack* novo (Figura 32).

Na Tabela 7 encontram-se os parâmetros utilizados nos cálculos da permeabilidade absoluta com base nos ensaios com água salina.

Tabela 7 – Parâmetros para o cálculo da permeabilidade absoluta com recurso a água com concentração de 35g/L de NaCl, em regime estável.

Parâmetro	Valor
Altura da subamostra (L)	8,5 cm
Nível de sobrenadante de líquido (h)	1,5 cm
C_1	$6,80 \times 10^{-2}$
C_2	1000
C_4	68950
Viscosidade da água salina (μ)	0,0107 g/cm.s

Na Figura 45 estão definidas as permeabilidades absolutas obtidas nos diferentes ensaios, verificando-se que a permeabilidade inicial obtida nas três séries de ensaios é muito discrepante, tendo uma diferença máxima de 18,3mD. É de notar também que existe um decréscimo de 16,2mD entre os ensaios 2 e 3 da 1ª série. Esta diferença pode dever-se ao tempo de saturação do *sandpack*, isto é, o último ensaio foi realizado 5 dias após o segundo ensaio, estando o *sandpack*, nesse período de tempo, em permanente contacto com água salina.

Considerando apenas os resultados obtidos na 1ª série do conjunto de testes com água salina, a permeabilidade absoluta do *sandpack* é aproximadamente 2.5 vezes superior quando comparado aos dados resultantes dos ensaios com água desionizada. Estes resultados poderiam comprovar que ocorria o efeito químico quando os *sandpacks* eram colocados em contacto com água desionizada. Contudo, se observarmos apenas a 2ª e 3ª série, os valores são semelhantes com água salina e com água desionizada pelo que não é possível confirmar-se o efeito descrito anteriormente.

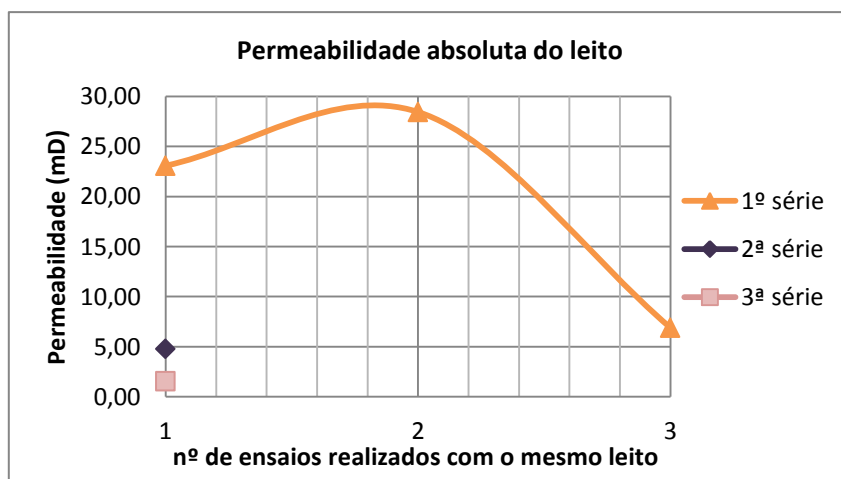


Figura 45 – Ensaios de permeabilidade com *sandpack* saturado com água salina após cada reutilização

7.2. Permeabilidade efetiva na direção vertical

7.2.1. Água – Isoctano

Quando se injeta um fluido num reservatório que se encontra saturado por outro, o primeiro tem de vencer a pressão capilar do fluido original do reservatório para se conseguir o seu deslocamento. Para se representar a situação original de carregamento dos reservatórios petrolíferos pela migração do petróleo proveniente da rocha-mãe, com o conseqüente deslocamento da água original da formação, foram realizados diversos ensaios com a injeção

sequencial de água desionizada ou água salina e de isoctano, estando os resultados obtidos seguidamente descritos e discutidos.

A Tabela 8 descreve os resultados obtidos no primeiro ensaio no qual foi injetado sequencialmente água desionizada e isoctano, sendo a permeabilidade absoluta do *sandpack* utilizada de 0,5mD.

Tabela 8 – Quantidade de fluidos deslocados (1º ensaio de permeabilidade efetiva)

Tempo de ensaio (h)	Massa de mistura (g)	Volume de água (mL)	Volume de isoctano (mL)
1	4,92	5	0
24	6,91	6,6	0
48	11,3	10,8	0,2
96	11,3	10,8	0,2

Face aos resultados obtidos no primeiro ensaio com o *sandpack* saturado com água desionizada (foi recuperado apenas 0,2mL de isoctano), optou-se pela realização dos ensaios de permeabilidade efetiva no mesmo dia, utilizando um novo *sandpack*, com recurso à mesma metodologia.

A Figura 46 descreve a curva obtida durante a injeção de água desionizada e a Tabela 9 a quantidade de fluidos deslocados durante a injeção de isoctano no *sandpack* previamente saturado por água desionizada. Neste 2º ensaio foram injetados 55mL de isoctano com densidade de 0.686 g/mL, num *sandpack* de permeabilidade absoluta de 1,73mD.

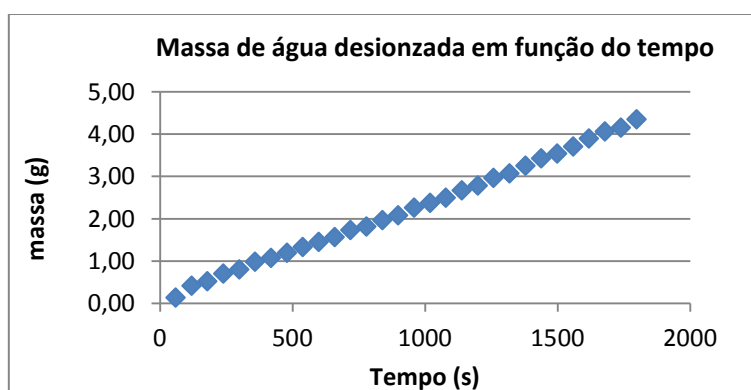


Figura 46 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (2º ensaio de permeabilidade efetiva)

Tabela 9 – Quantidade de fluidos deslocados (2º ensaio de permeabilidade efetiva)

Tempo de ensaio (min)	Massa de mistura (g)	Volume de água (mL)	Volume de isoctano (mL)
10	2,12	2	0
20	3,95	4	0
30	5,40	5,4	0
40	6,45	6,4	0
50	11,36	11,6	0
60	11,87	12	0
70	12,26	12,2	0
80	12,50	12,4	0

Como se pode constatar na Tabela 9, o isoctano não consegue vencer a pressão capilar presente no *sandpack* saturado a 100% de água desionizada, não escoando pelo espaço poroso do mesmo e mantendo-se à superfície.

Seguidamente foi realizado um ensaio substituindo a injeção inicial de água desionizada por água salina, com a mesma concentração utilizada nos ensaios de permeabilidade absoluta. A curva obtida encontra-se descrita na Figura 47.

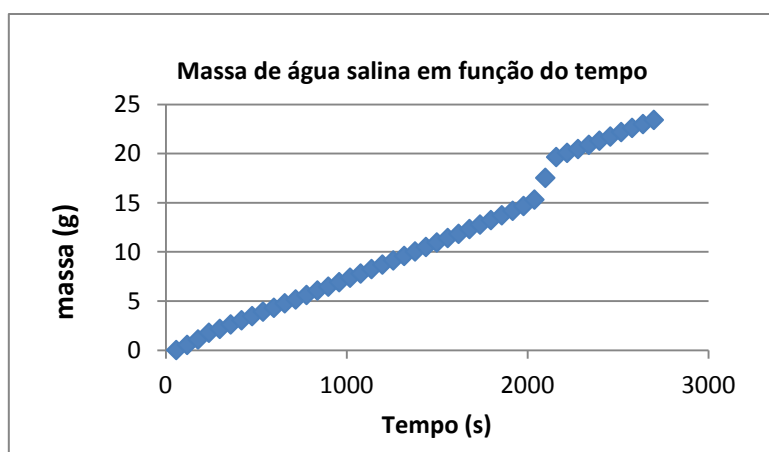


Figura 47 – Massa de água salina em função do tempo de ensaio (3º ensaio de permeabilidade efetiva)

Nos primeiros 50 minutos de ensaio a água salina foi injetado a 30mL/h, tendo-se cessado a sua injeção para o escoamento da água existente acima do *sandpack* antes da injeção de isoctano.

Na Figura 47 verifica-se uma alteração de caudal aos 2100s devido à injeção do hidrocarboneto. Quando se colocou o óleo, a água presente na parte superior do *sandpack*

ascendeu, no entanto devido à menor densidade do óleo este ficou acima do nível da água salina.

Uma vez que não se verificava o escoamento de isoctano quando o *sandpack* estava 100% saturado de água, tanto salina como desionizada, considerou-se um ensaio no qual a injeção de isoctano apenas era iniciada quando a água desionizada, injetada inicialmente, tivesse sido totalmente escoada por gravidade, podendo apenas permanecer uma pequena percentagem de água intersticial no *sandpack*.

O volume inicial de água desionizada foi de 91mL e, ao fim de 24 horas, tinham-se escoado 40,9mL, restando 57% de água retida no *sandpack*. A Figura 48 mostra a curva obtida durante a injeção de água desionizada.

Diferentemente dos ensaios de permeabilidade absoluta (subcapítulo 7.1.1), neste teste a pesagem do efluente iniciou-se antes do *sandpack* estar totalmente saturado para se verificar o tempo que demora a saturar 100% do mesmo.

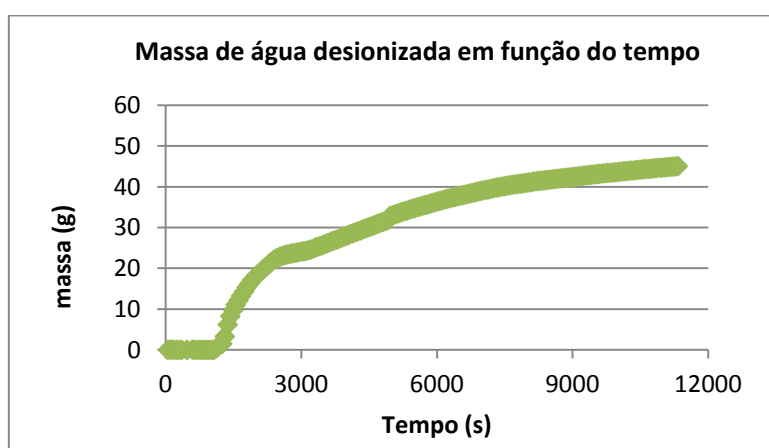


Figura 48 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (4º ensaio de permeabilidade efetiva)

Após a extração por gravidade de 87mL de água desionizada, foram injectados 25 mL isoctano, não se tendo verificado escoamento de nenhum dos fluidos presentes no *sandpack* após um período de ensaio de 45 minutos.

Tanto com o *sandpack* totalmente saturado, como com apenas a presença de água intersticial, o óleo que é injetado posteriormente à água (desionizada ou salina) não escoar através do meio poroso do *sandpack*. Tanto a água como o óleo ficam retidos porque as forças viscosas ou gravíticas no espaço poroso são insuficientes para ultrapassar as forças capilares.

7.2.2. Isoctano – Água

Tendo em conta os resultados obtidos anteriormente, optou-se por testar a injeção de isoctano num *sandpack* seco, sem que o mesmo tenha tido contacto com água desionizada ou salina.

Como se pode constatar na Figura 49, o escoamento do isoctano tem o mesmo comportamento da água, no entanto os caudais e velocidades são muito superiores.

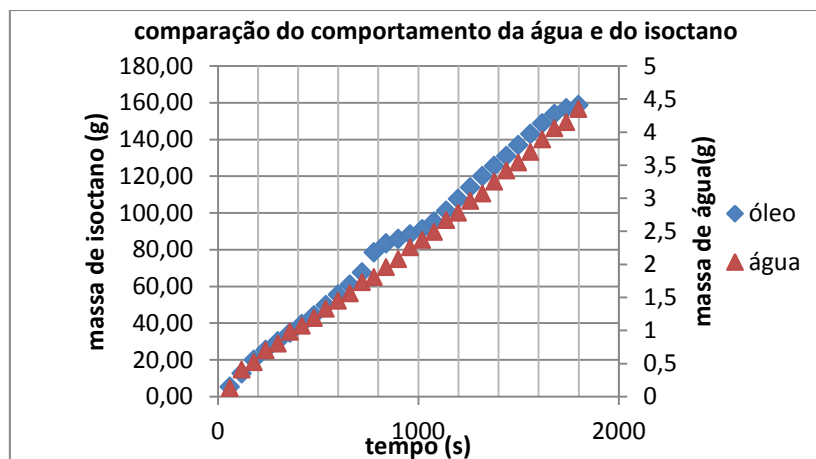


Figura 49 – Comparação da massa de água desionizada e isoctano escoados pelo *sandpack* em função do tempo de ensaio (5º ensaio de permeabilidade efetiva)

Tabela 10 – Velocidades de escoamento da água desionizada e do isoctano

Velocidade de escoamento	Água	Isoctano
m/s	1.95E-06	1.09E-04
ft/dia	0.55	30.91

A velocidade de escoamento da água desionizada obtida nos ensaios descritos é compatível com as presentes em reservatórios petrolíferos reais (Farias, 2013), sendo a razão de velocidade entre ambos os fluidos de 100, isto é, o hidrocarboneto escoo 100 vezes mais depressa no *sandpack* que a água. Isto pode estar relacionado com as características geológicas do *sandpack*, que adsorve a água em oposição ao que acontece com o hidrocarboneto, isto é, o *sandpack* de arenito pode ser molhável por água (*water-wet*).

7.2.3. Água – Isoctano com surfactante

Uma vez que o isoctano não escoo através dos *sandpacks* na presença de água, optou-se pela dissolução de 150mM de AOT em 25 mL de isoctano e a injeção da mistura num *sandpack* totalmente saturado de água desionizada. O objetivo da aplicação deste surfactante é a diminuição da tensão interfacial entre o hidrocarboneto e a água e o conseqüente escoamento destes fluidos através do *sandpack*.

A injeção de surfactantes é considerada um dos EORs mais promissores, contudo é muitas vezes economicamente inviável devido à perda de produtos químicos por adsorção e por precipitação devido às alterações de molhabilidade das rochas (Somasundaran & Zhang, 2004). Apesar de inicialmente os surfactantes terem sido aplicados como EOR devido à sua capacidade de alterar a tensão interfacial entre o óleo e a água, atualmente pondera-se que a extração de hidrocarbonetos também se deva à capacidade destes modificarem a molhabilidade das rochas reservatório.

A Figura 50 descreve a curva obtida durante a injeção de 100 mL água desionizada, num *sandpack* com permeabilidade absoluta de 2,45 mD. Na Tabela 11 encontram-se os resultados obtidos no primeiro ensaio, no qual foi injectado sequencialmente água desionizada e isoctano com 150mM de AOT dissolvido.

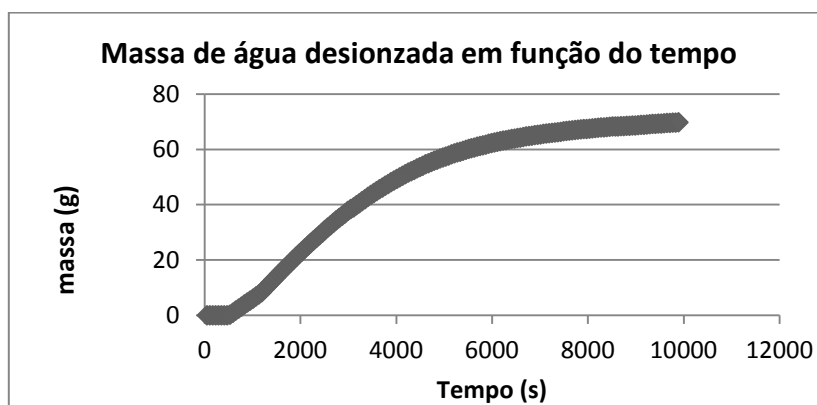


Figura 50 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (1º ensaio de permeabilidade efetiva com aplicação de surfactante)

Tabela 11 – Quantidade de fluidos deslocados (1º ensaio de permeabilidade efetiva com recurso a surfactante)

Tempo de ensaio (min)	Massa de mistura (g)	Volume de água (mL)	Volume de isoctano (mL)
7	2.08	2.0	0
10	3.19	3.0	0
13	4.17	4.0	0
16	5.06	5.0	0
19	6.01	6.0	0
26	7.12	7.0	0
32	7.92	8.0	0
69	10.93	11.0	0
77	11.35	11.5	0
1200	13.0	12.0	0.8
2640	22.52	20.8	3.2

Dos 100mL de água desionizada e 25mL de isoctano injetados, foram recuperados 92mL de líquidos. Contudo, o isoctano apenas representava 3,2mL do total, o que significa que permaneceram 21,8mL de hidrocarbonetos no espaço poroso.

Contrariamente aos ensaios onde o óleo é injetado num sandpack novo ou num sandpack previamente saturado com água, neste ensaio com AOT o óleo permaneceu retido no *sandpack*. O baixo fator de recuperação do hidrocarboneto observado na Figura 51, reflete a alta retenção do isoctano no *sandpack*.

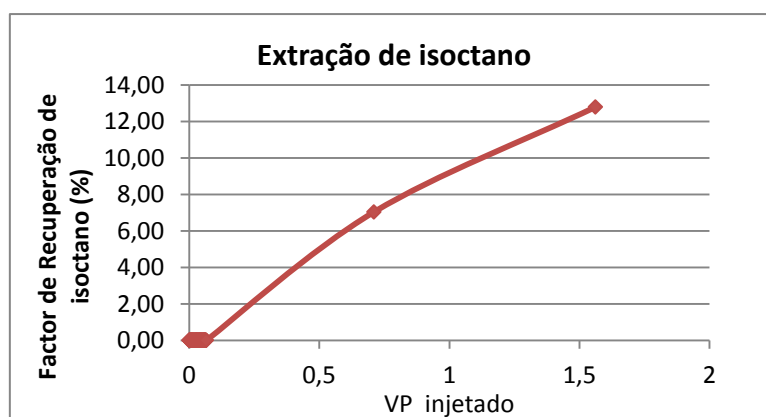


Figura 51 – Fator de recuperação em função do volume de isoctano com 150mM de AOT injetado

Segundo Ayirala (2002), um *sandpack* que na ausência de surfactante é *water-wet*, altera-se gradualmente para *mixed-wet* (*intermediate-wet*) à medida que a concentração de surfactante aumenta. Estas conclusões são resultantes de ensaios feitos com uma carote siliciclástica onde foi injetado crude e água salina sintetizada.

Um dos possíveis mecanismos propostos, responsável pelo desenvolvimento de condições *mixed-wet*, está relacionado com a presença de um filme estável de água existente entre a superfície rochosa e as gotas de óleo. Na presença de um surfactante, o filme de líquido torna-se instável devido à adsorção de moléculas de surfactante na interface entre a água e a rocha e a orientação destas moléculas em contacto com ambos os interfaces. A instabilidade do filme de água na interface causa interações entre o óleo e a rocha e a formação de um caminho contínuo *oil-wet* permitindo o deslocamento do óleo – esta é a das possíveis explicações para o desenvolvimento de uma molhabilidade *mixed-wet*. Uma outra explicação com esta alteração de molhabilidade pode estar associada à orientação das moléculas de surfactante onde os grupos hidrofóbicos se encontram afastados da superfície sólida ou ao longo desta, abrindo caminhos *oil-wet*.

Os volumes finais dos líquidos apresentados, basearam-se na leitura de provetas de 10 e 25mL. Contudo, era importante analisar a mistura para se obter valores finais mais consistentes

visto que o surfactante altera a interface entre a água e o hidrocarboneto, não sendo a mesma tão definida e visível nas provetas.

7.3. Permeabilidade absoluta na direção horizontal

Seguidamente encontram-se descritos os resultados obtidos nos ensaios de permeabilidade absoluta na direção horizontal. A Figura 52 descreve a curva da massa de efluente em função do tempo do 3º ensaio da 1ª série.

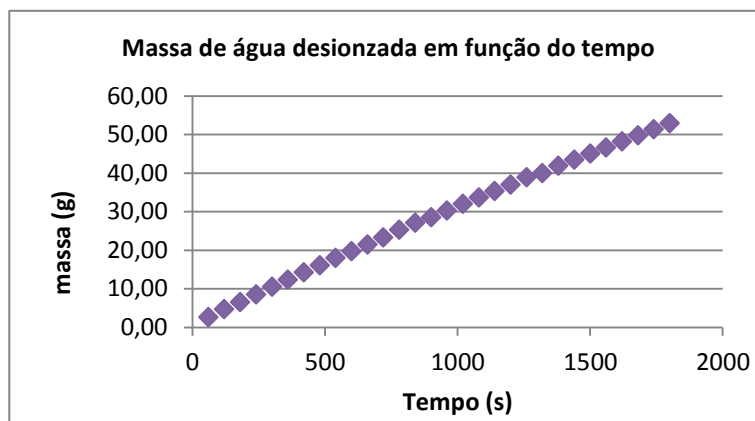


Figura 52 – Massa de água desionizada em função do tempo de ensaio (3º ensaio de permeabilidade absoluta na direção horizontal)

Diferentemente dos ensaios na direção vertical, o *sandpack* permanecia saturado de água em ensaios sucessivos. A Figura 53 descreve as permeabilidades absolutas obtidas nos seis ensaios, das duas séries.

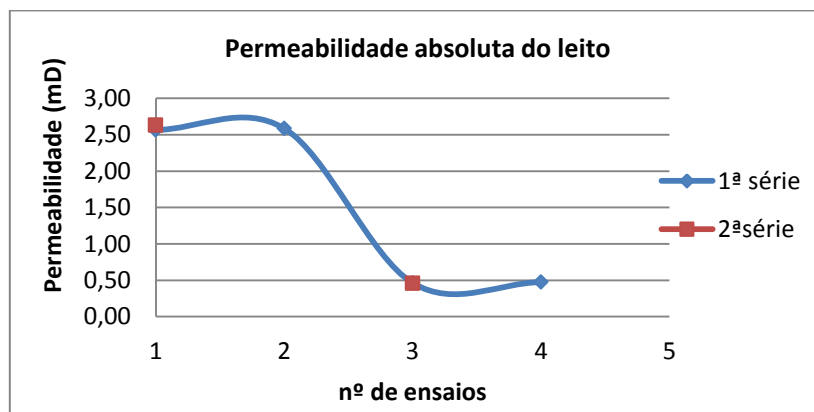


Figura 53 – Ensaios de permeabilidade com *sandpack* saturado após cada reutilização e injeção de água desionizada, na direção horizontal

Como se pode observar, o valor obtido no 2º ensaio da primeira série pode estar relacionado com uma fuga de água desionizada durante os ensaios. Optou-se pela realização de uma nova série de ensaios com um novo *sandpack* devido a um enorme volume de ar no interior do tubo no início da realização do quinto ensaio.

Verifica-se ainda na Figura 53, um comportamento semelhante aos ensaios na direção vertical. Este resultado pode ser provavelmente explicado pelo uso de *sandpack* desagregado, o que altera as características do arenito, entre os quais os planos de estratificação, existentes antes do processo de preparação das subamostras utilizadas nos ensaios dinâmicos.

Um aspeto a salientar, é o facto não se ter feito o pré-tratamento dos *sandpacks* através da linha de vácuo nos ensaios na direção horizontal, uma vez que não foi inicialmente planeada a colocação de duas torneiras nas extremidades do tubo de vidro. Este tubo de fluxo necessita de algumas melhorias técnicas para facilitar a realização de futuros ensaios, uma das quais é alterar a localização da entrada e saída de líquidos visto que no presente protótipo existiam enormes volumes de ar que limitavam o escoamento de água.

8. Conclusões

A aplicação de métodos primário e secundário apenas permite a extração de aproximadamente um terço dos hidrocarbonetos presentes no reservatório, pelo que atualmente existe um enorme incentivo ao desenvolvimento de métodos adequados de EOR destinados a recuperar uma parte do gás e petróleo remanescentes.

A correta escolha do método terciário e o cálculo exato do óleo ainda existente no reservatório depende do conhecimento aprofundado das características petrofísicas das rochas-reservatório, em especial da porosidade, permeabilidade e molhabilidade; dos fluidos presentes e das interações entre os vários componentes em diferentes fases do ciclo de produção.

Nesta dissertação procurou-se estudar as alterações de permeabilidade absoluta e efetiva de um conjunto de *sandpacks* de arenito não consolidado, nas direções vertical e horizontal, e avaliar as interações entre os vários componentes do sistema. Com esse desígnio foram projetados e construídos dois equipamentos em vidro denominados tubos de fluxo com capacidade de reter o *sandpack* e permitir a injeção de fluidos a caudal constante. As medições foram realizadas aplicando-se, quer em conjunto, quer separadamente, água desionizada, água com 35g/L de NaCl dissolvido e 2,2,4-trimetilpentano.

Em ambas as direções, tanto os valores de permeabilidade absoluta, entre 0.4 e 9 mD, como as curvas da massa de água efluente em função do tempo de ensaio, foram similares. Verificando-se apenas uma alteração nas curvas quando os *sandpacks* permaneciam totalmente saturados com água entre ensaios sucessivos, podendo este efeito estar relacionado com a lixiviação de partículas de menores dimensões. Como tal, nos cálculos das permeabilidades absolutas dos ensaios da 5ª e 6ª série com injeção de água desionizada, foram apenas considerados os caudais instantâneos após o escoamento ter atingido o regime estável (após os 1000s iniciais de ensaio).

A diminuição da permeabilidade absoluta nos ensaios com água desionizada pode estar relacionada com a libertação de partículas exógenas, existentes em suspensão no fluido injetado que podem ter migrado, preenchendo os poros do *sandpack* e reduzindo a permeabilidade destes. A libertação de partículas da superfície pode dever-se a dois fenómenos diferentes: (1) efeito químico ou "*water sensitivity of sandstones*" e/ou (2) efeito hidrodinâmico. O primeiro ocorre quando os *sandpacks* siliciclástico se encontram em contacto com água doce e é provocado pelo inchamento das argilas, pela sua migração ou pela combinação destes dois efeitos. O segundo fenómeno está relacionado com um efeito mecânico induzido pela força hidrodinâmica do fluido, este último gera um declínio menos acentuado do que os efeitos químicos porque apenas algumas partículas são libertadas.

Relativamente aos ensaios com água salina, as permeabilidades absolutas obtidas foram muito discrepantes, variado entre os 28 e 1mD. Devido a esta grande diferença, não foi possível

concluir qual dos efeitos – químico ou hidrodinâmico – tem maior influência nos sandpacks testados.

Nos ensaios de permeabilidade efetiva aplicou-se isoctano, não se tendo conseguido a sua extração devido à elevada tensão interfacial presente na parte superior do *sandpack*, mesmo quando se alteraram as condições de saturação do espaço poroso e o tipo de água injetada – desionizada ou com 35g/L de NaCl dissolvidos. Devido ao insucesso na extração do hidrocarboneto, optou-se por testar a injeção de isoctano num *sandpack* seco nunca utilizado anteriormente. Verificou-se que o isoctano atravessou o meio poroso não tendo ficado retido. Este fenómeno pode ser explicado pelas características geológicas do *sandpack* que adsorve a água, sendo possivelmente *water-wet*.

Apenas com a aplicação do surfactante AOT se obteve uma recuperação de 12.8% de 25mL de hidrocarboneto inicialmente injetado. O escoamento do óleo através do *sandpack* pode ter ficado a dever-se à diminuição da tensão interfacial entre o hidrocarboneto e a água e/ou à alteração da molhabilidade do *sandpack* de *water-wet* para *mixed-wet*.

Tendo em conta os resultados experimentais, é importante dar continuidade aos ensaios de permeabilidade efetiva com a aplicação de coadjuvantes de extração em diferentes concentrações, de forma aumentar as taxas de recuperação de hidrocarbonetos e compreender os fenómenos que lhes estão associados.

9. Trabalhos futuros

De forma a complementar os resultados apresentados nesta dissertação considera-se importante dar continuidade aos ensaios de permeabilidade efetiva com a aplicação de coadjuvantes de extração em diferentes concentrações. Uma vez que a maioria dos aquíferos adjacentes aos reservatórios petrolíferos são de águas salinas, propõe-se o desenvolvimento de ensaios com a injeção de surfactante após a aplicação de água salina em substituição de água desionizada de forma a assemelhar-se às condições reais de reservatório. Esta aproximação também pode ser conseguida se aplicadas temperaturas e pressões mais elevadas dentro dos 60-150°C e 5000-9000psi (340-612atm). Contudo, é importante salientar que o aparato experimental, principalmente os tubos de fluxo, podem não suportar estas gamas, pelo que se sugere o uso de outros equipamentos mais adaptados a estas condições. Poderão ser ainda utilizados outros hidrocarbonetos, como por exemplo, o hexano e outros métodos de EOR.

Para o aumento da compreensão dos resultados obtidos, propõe-se a realização de uma análise mineralógica ao arenito utilizado como *sandpack*, incluindo um estudo das argilas que podem influenciar as interações da rocha com os diferentes fluidos, visto constituírem 6% do total da amostra. A obtenção de imagens ao longo do processo de recuperação de hidrocarbonetos também pode ser uma forma de complementar o presente trabalho. A mesma pode ser conseguida através de lâminas delgadas ou micromodelos, nos quais uma estrutura porosa é fixada entre duas placas de vidro transparentes sobrepostas, obtendo-se imagens em tempo real através de uma câmara acoplada ao sistema.

Atualmente, a maioria dos ensaios de escoamento de fluidos em matrizes porosas são realizados com tubos cilíndricos em fluxo 2D. No entanto, alguns autores desenvolveram equipamentos e procedimentos experimentais em 3D que permitem a visualização do escoamento dos fluidos e a sua interação com as rochas-reservatório. Para tal, sugere-se a construção de um recipiente transparente com um poço de injeção e um de extração para se analisar os padrões de fluxo em testes de recuperação secundário e terciária de hidrocarbonetos.

10. Referências Bibliográficas

Abdalla, W. *et al* (2007) – Fundamentals of Wettability. Schlumberger.

Allen, G. P. (1991) – Sedimentary processes and fácies in the Gironde estuary: arecent model for macrotidal estuarine systems. In: D. G. Smith, G. E. Reinson, B. A. Zaitlin And R. A. Rahmani (eds.), Clastic Tidal sedimentology. *Canadian Society of Petroleum Geologists*, Memoir 16, 29-40.

Al-Mjeni, R. *et al* (2011) – Has the time come to EOR. *Oilfield Review Winter 2010/2011*:22, no. 4. Schlumberger

Alvarado, V. *et al* (2010) – Enhanced Oil Recovery: An Update Review. 2010, 3, 1529-1575; doi: 10.3390/en3091529

API (1998) – Recommended Practices for Core Analysis. Recommended Practice 40 Second Edition. Exploration and Production Department

Archer, J.S. & Wall C.C. (1994) – Petroleum Engineering. Principles and Practice. Graham & Trotman.

Archer, J.S. & Wong, S.W. (1973) – Use of a reservoir simulation to interpret laboratory waterflood data. *Society of Petroleum Engineers Journal*. V. 13. Pgs. 343-347

Ayirala, S.C. (2002) – Surfactant-induced relative permeability modifications for oil recovery enhancement. Master of Science in Petroleum Engineering in Department of Petroleum Engineering of Louisiana State University.

Costa Silva, A.J. (1997) – Apontamentos da unidade curricular Introdução à Engenharia de Reservatórios. Mestrado em Georecursos. IST-UTL.

Costa Silva, A.J. (2004) – Apontamentos da unidade curricular Petróleo e gás. Licenciatura em Engenharia de Minas e Georecursos. IST-UTL.

Curbelo, F. (2006) – Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Áreas de concentração: Processos de separação e Tecnologia de tensoativos.

Dandekar, A. (2006) – Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties. Taylor & Francis. pgs 223-226

Donaldson, E.R. & Baker, B.A. (1977) – Particle transport in sandstones, SPE Paper 6905, In: 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Denver CO, USA, Oct. 9–12.

Engelke, B.S. (2012) – Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa no Escoamento de Emulsões e Óleo. Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Certificação digital nº 1021743/CA

Farias, M. (2013) – Recuperação avançada de oleos pesados por injeção de emulsões diluídas de óleo em água. Dissertação de Doutorado da Pontfícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. PUC-Rio – Certificação Digital nº 0912561/CA.

Glover, P. (2012) – Formation Evaluation MSc Course Notes. Petroleum Geology. Department of Geology and Petroleum Geology. University of Aberdeen. UK.

Guidinã *et al* (2013) – Biosurfactant-producing and oil-degrading *Bacillus subtilis* strains enhance oil recovery in laboratory sand-pack columns. *Journal of Hazardous Materials* 261 (2013) pgs. 106– 113

Gurgel, A *et al* (2008) – A Review on Chemical Flooding Methods Applied in Enhanced Oil. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. v. 2, n. 2, pgs. 83 – 95

Hughes, D. *et al* (2012) – Low-salinity EOR “State of Play” Review. Department of Energy & Climate Change. Senergy.

Johnson, R.E.; Bossler, D.P. e Naumann, V.O. (1959) – Calculations of relative permeability from displacement experiments. *Petroleum Transactions. AIME*. V.216, pgs. 370-372

Khilar & Fogler (1983) – Water sensitivity of sandstones containing swelling and non-swelling clays. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 73 (1993) pgs. 231-254

Lake, L.W. (1989) – *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall

Li, Robert (2011) – Study of Foam Mobility Control in Surfactant Enhanced Oil Recovery Processes in 1-D, Heterogeneous 2-D, and Micro Model Systems. Doctor of Philosophy, Texas.

Lyons W. & Plisga, B. S. (2005) – *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering* (Second edition). Burlington, MA: Elsevier Inc.

Morton-Thompson & Woods (1997) – *Development Geology Reference Manual: AAPG Methods in Exploration Series*, no. 10. Pgs 226-228

Neasham, J. W. (1977) - The morphology of dispersed clay in sandstone reservoir and its effect on sandstone shaliness, pore space, and fluid flow properties: *Proceeding of The SPE Annual Meeting*, 9-12 October, SPE paper 6858 in Pereira, L. (2012) – Análise de Imagens Digitais de Lâminas Delgadas para Interpretação e Validação dos Valores de FZI em Reservatórios

Petrolíferos. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica (Georrecurso). FCT-UNL.

Nyrud, M. (2007) – Reservoir characterization and modelling of paralic sandstone bodies. The Lourinhã Formation, Lusitanian Basin, Portugal. Master Thesis in Geosciences. University of Oslo.

Ochi, J. & Vernoux, J.F. (1996) – Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection - Hydrodynamic and chemical effects. *Journal of Hydrology*. Volume 208, Issues 3–4, 31 July 1998, pgs 237–248.

Green & Willhite (1998). *Enhanced Oil Recovery*, SPE textbook series vol.6, pg.166

Pegoraro (2012) – Escoamento trifásico em meios porosos: permeabilidade relativa óleo-gás-água. Dissertação de Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro.

Penacho, 2012 – Caracterização, evolução e análise de suscetibilidade à ocorrência de instabilidades das arribas do arco baleal - bom sucesso (Peniche-Óbidos). Dissertação de mestrado em Geologia Aplicada. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.

RezaeiDoust *et al* (2011) – Chemical Verification of the EOR Mechanism by Using Low Saline/Smart Water in Sandstone. *Energy Fuels* 2011, 25, 2151–2162. American Chemical Society.

Gomes, J.S & Alves, F. (2011) – O Universo da Indústria Petrolífera, da Pesquisa à Refinação. Fundação Calouste Gulbenkian. Serviço de Educação e Bolsas.

Sanches, J. (2013) – Desenvolvimento de um protótipo para experimentação de métodos de EOR. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica e de Minas

Shahverdi *et al* (2011) – Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 78 (2011) 732 – 739.

Sigmund, P.M. & McCaffery, F.B. (1979) – An improved unsteady-state procedure for determining relative permeability characteristics of heterogeneous porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*. Feb. pg. 15-28

Somasundaran P. & Zhang L. (2004) – Adsorption of surfactants on minerals for wettability control in improved oil recovery processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 52 (2006). 198-212. Elsevier

Thomas, J.E. (2001) – Fundamentos de Engenharia de Petróleos. Editora Interciências. Petrobras. Rio de Janeiro.

Watson *et al* (1988) – A regression-based method for estimating relative permeabilities from displacement experiments. Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering. Aug. Pgs 953-958

Wojtanowicz, A.K., Krilov, Z., Langlinais, J.P., (1987) – Study on the effect of pore blocking mechanisms on formation damage. Paper SPE 16233, In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City OK, USA, March 8–10, pgs. 449–463.

Zbyszewski, G. & Moitinho de Almeida, F. (1960) – Carta geológica de Portugal na escala de 1/50 000. Notícia explicativa da folha 26-D – Caldas da Rainha. Serviços geológicos de Portugal. Lisboa

Zerón, L.R. (2012) – Advances in Enhanced Oil Recovery Processes, Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites. University of New Brunswick, Chemical Engineering Department. Canadá

Anexos

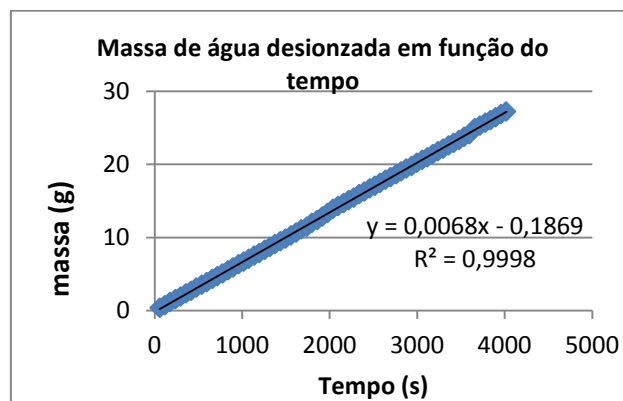
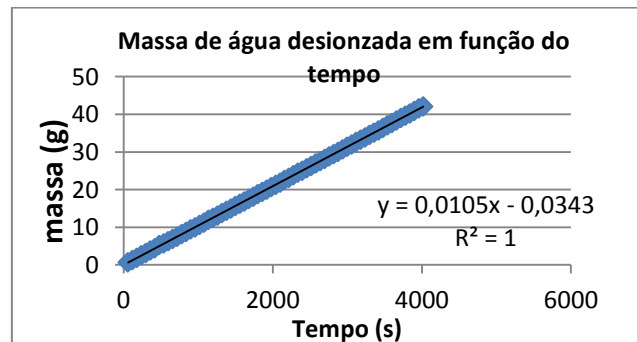
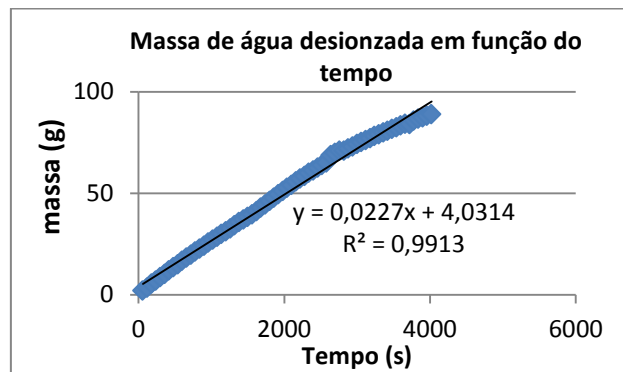
Anexo A

Valores obtidos em todos os ensaios de permeabilidade absoluta na direção vertical

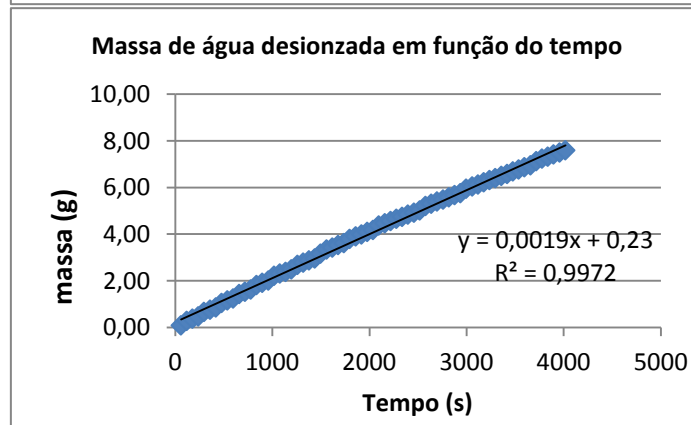
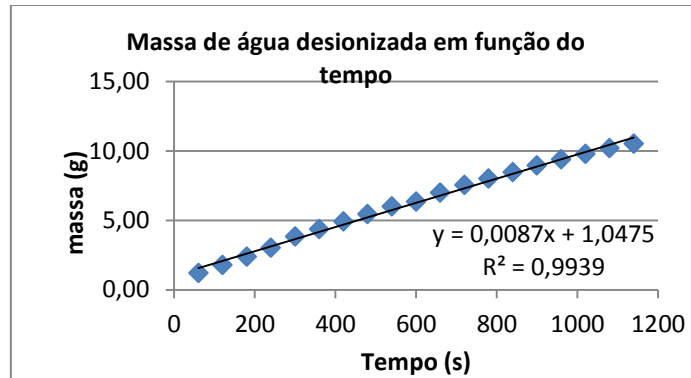
(a) Água desionizada com *sandpack* seco à temperatura ambiente após cada reutilização

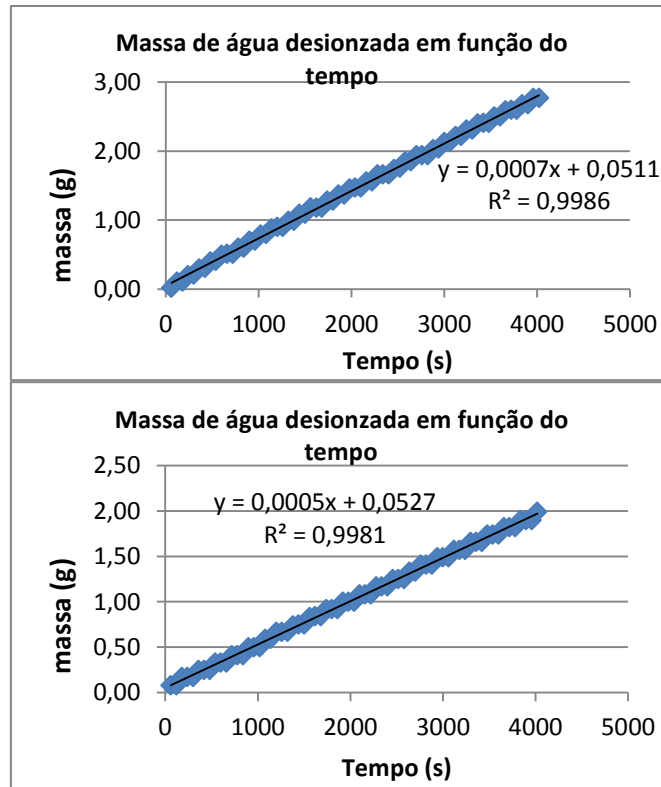
1ª Série

Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K (m ²)
1	0.0167	0.0222	0.998	8.74×10^{-13}
2	0.0083	0.0053	0.997	3.68×10^{-13}
3	0.0083	0.0035	0.990	2.41×10^{-13}



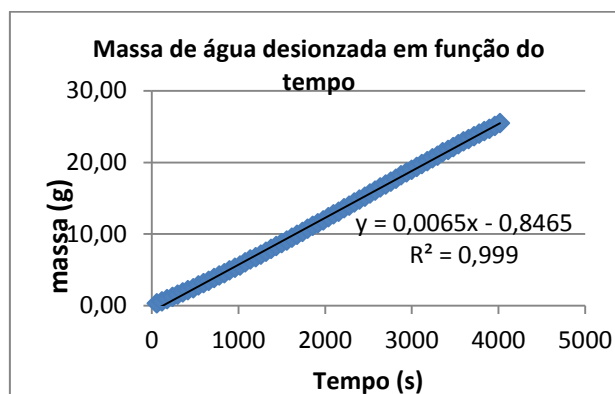
Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K(m ²)
5	0.0167	0.0093	0.991	6.47×10^{-13}
6	0.0033	0.0019	1.00	1.34×10^{-13}
7	0.0008	0.0007	0.998	0.49×10^{-13}
8	0.0008	0.0005	1.00	0.351×10^{-13}

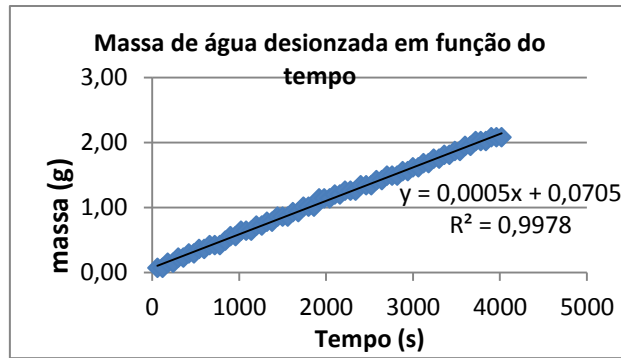




3ª Série

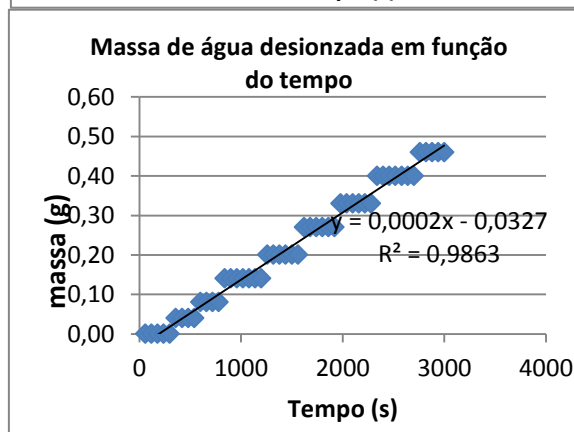
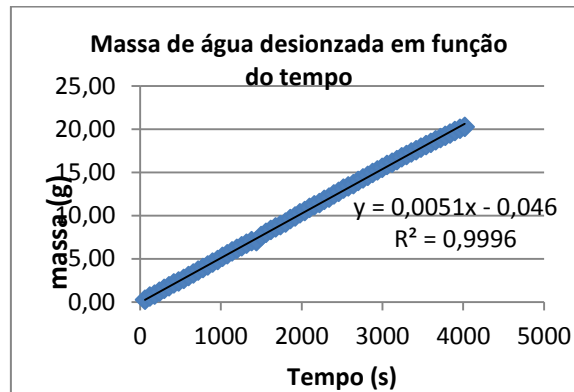
Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K(m ²)
9	0.0033	0.0063	0.991	4.44×10^{-13}
10	0.0017	0.0005	0.994	3.65×10^{-13}





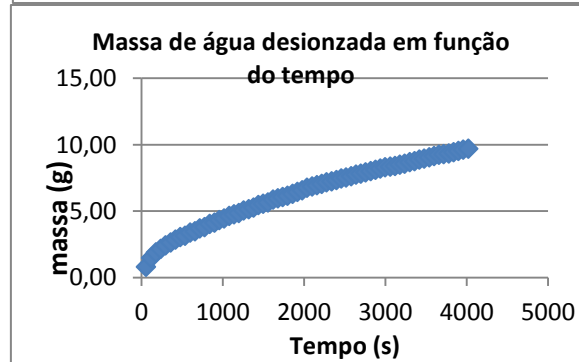
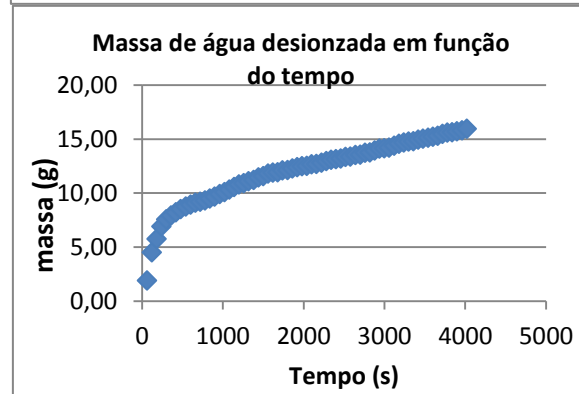
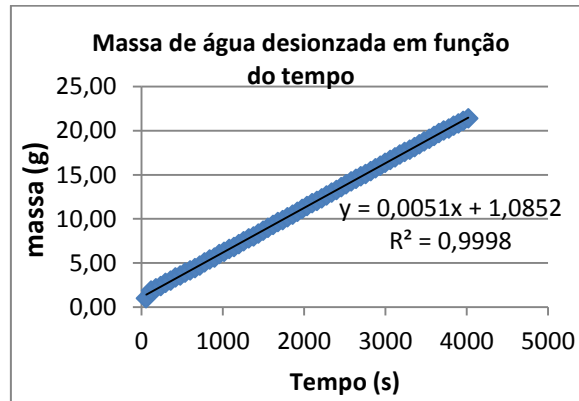
4ª Série

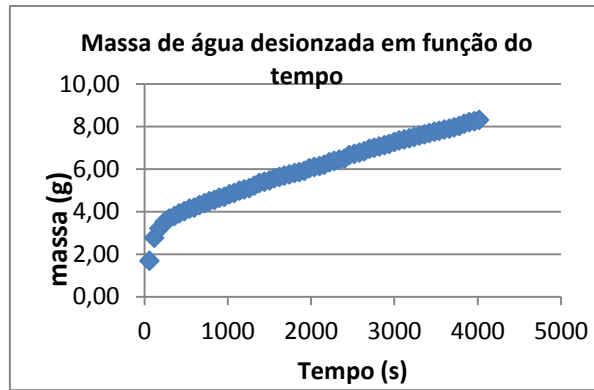
Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K (m ²)
11	0.0083	0.0050	0.996	3.47×10^{-13}
12	0.0008	0.0002	0.995	0.107×10^{-13}



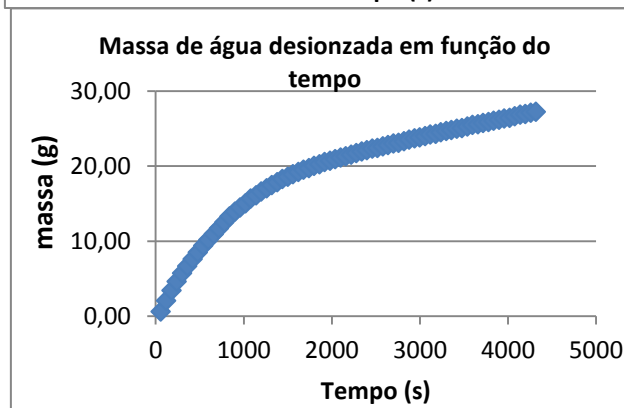
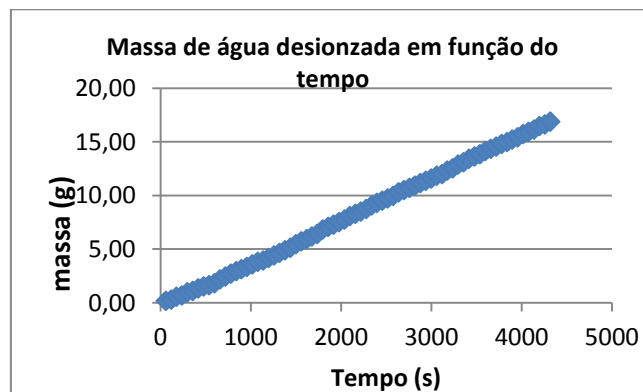
(b) Água desionizada com *sandpack* saturado (com um sobrenadante de água de 1,5 cm) após cada reutilização

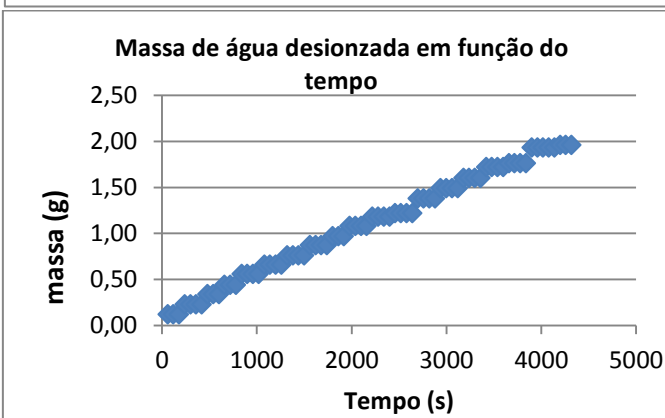
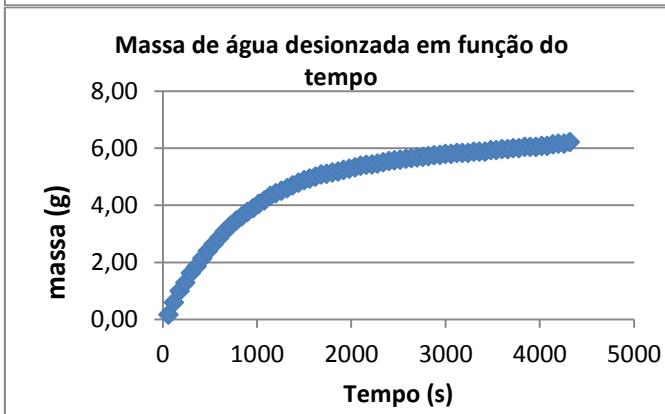
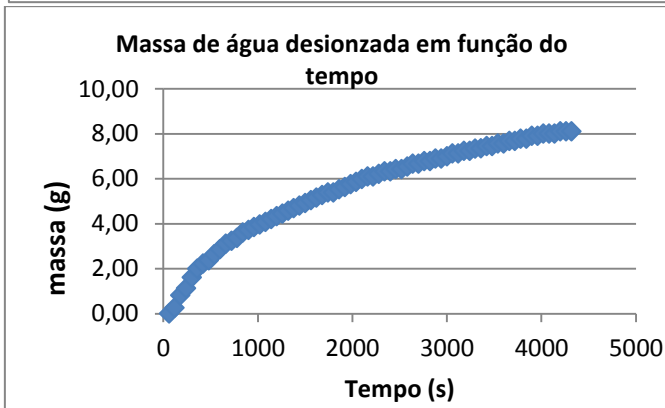
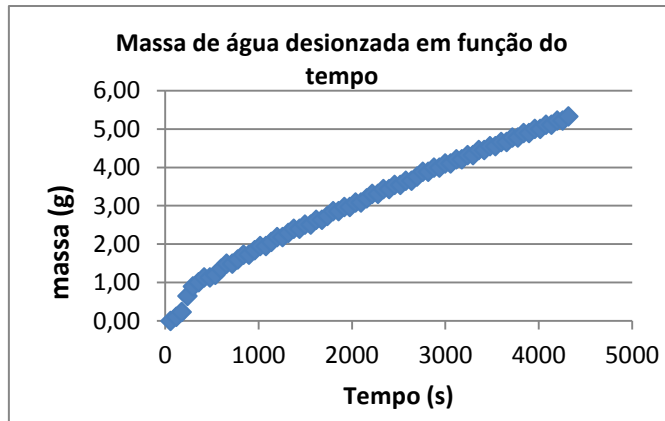
Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K (m ²)
13	0.0083	0.0054	0.994	3.70×10^{-13}
14	0.0083	0.0039	0.995	2.74×10^{-13}
15	0.0033	0.0024	0.982	1.69×10^{-13}
16	0.0033	0.0021	0.986	1.46×10^{-13}

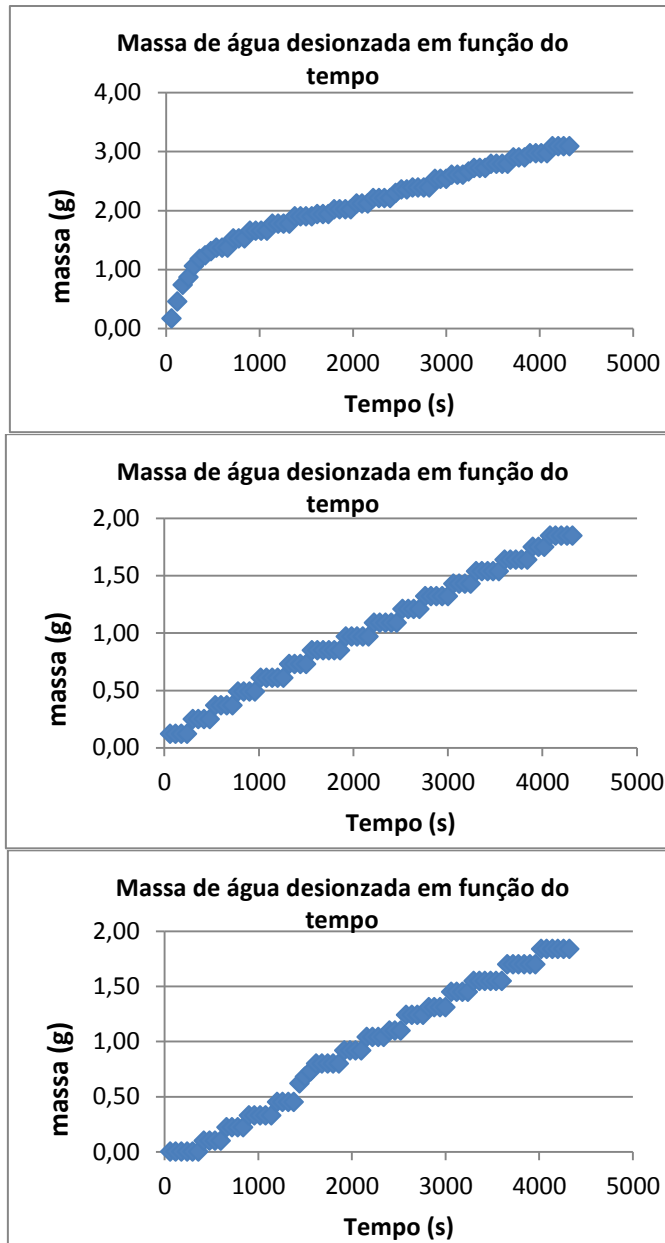




Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K (m ²)
17	0.0083	0.0040	0.986	2.76×10^{-13}
18	0.0083	0.0066	0.958	4.74×10^{-13}
19	0.0017	0.0013	0.982	0.907×10^{-13}
20	0.0033	0.0019	0.990	1.34×10^{-13}
21	0.0033	0.0015	0.996	1.01×10^{-13}
22	0.0008	0.0005	0.978	0.326×10^{-13}
23	0.0008	0.0007	0.988	0.509×10^{-13}
24	0.0008	0.0005	1.00	0.317×10^{-13}
25	0.0008	0.0004	1.00	0.309×10^{-13}



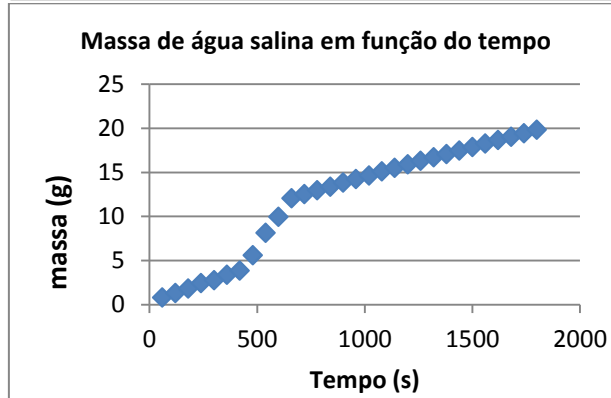
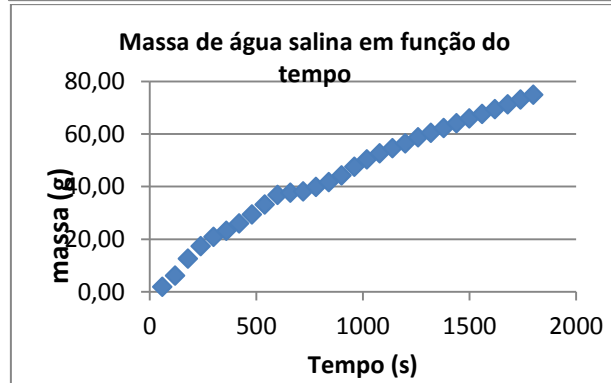
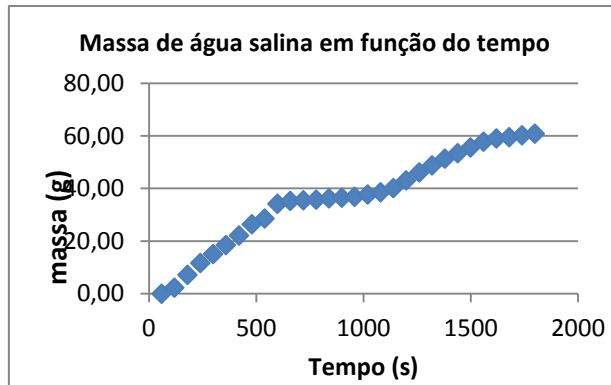




(c) Água salina com *sandpack* saturado (com um sobrenadante de água de 1,5 cm) após cada reutilização

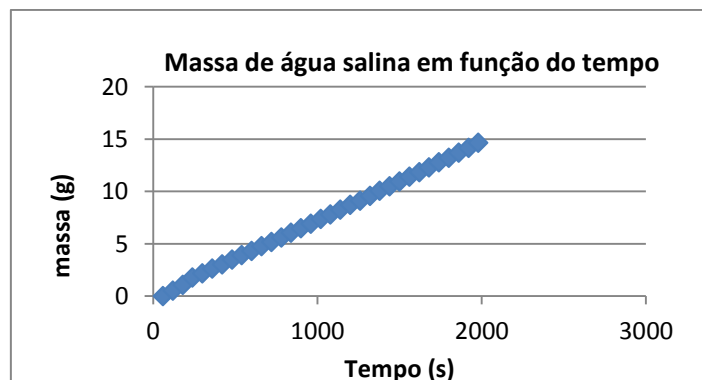
1º Série

Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K (m ²)
1	0.0333	0.0325	1.01	23.7×10^{-13}
2	0.0833	0.0412	1.01	30.0×10^{-13}
3	0.0167	0.0107	1.03	7.65×10^{-13}



2ª série (ensaio realizado antes da injeção de isoctano – ensaios de permeabilidade efetiva água salina-isoctano)

Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K (m ²)
1	0.0083	0.0073	1.012	5.01×10^{-13}



3ª série

Ensaio	Q injeção da bomba (mL/s)	Q médio instantâneo de saída (mL/s)	ρ água (g/cm ³)	K (m ²)
1	0.0033	0.0024	1.03	1.73×10^{-13}

