UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ADERALDO ALVES DA SILVA NETO

DIFERENTES ESTUDOS SOBRE ANÁLISE DE EMBEBIÇÃO EM RESERVATÓRIOS

NATAL
2015

ADERALDO ALVES DA SILVA NETO

DIFERENTES ESTUDOS SOBRE ANÁLISE DE EMBEBIÇÃO EM RESERVATÓRIOS

Monografia apresentada à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenharia de Petróleo.

ORIENTADORA: Profa. Dra. Vanessa Cristina Santanna

NATAL
2015

ADERALDO ALVES DA SILVA NETO

DIFERENTES ESTUDOS SOBRE ANÁLISE DE EMBEBIÇÃO EM RESERVATÓRIOS

Monografia apresentada à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenharia de Petróleo.

Aprovado em: ____/____/_____

BANCA EXAMINADORA

_____

Profa. Dra. Vanessa Cristina Santanna
Orientadora
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

_____

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte
Membro Examinador
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

_____

Ms. Katherine Carrilho de Oliveira
Membro Examinador
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Dedico este trabalho monográfico a Deus, primeiramente, pois ele é Pai e misericórdia, somente com sua proteção somos capazes de realizar nossos objetivos e concretizar nossos sonhos. Em especial, também dedico aos meus familiares, e principalmente, à minha mãe Alecxandra Silva de Souza e à minha avó Damiana Silva de Souza, pelo carinho, apoio e incentivo.

Aderaldo Alves da Silva Neto

AGRADECIMENTOS

É o fim? Não, é o começo de uma nova fase. Mais uma etapa foi concluída. A conclusão desse curso não representa o final, e sim o começo de uma fase cheia de experiências, de novos conhecimentos aprendidos e, principalmente, de muitos desafios. Concluir não foi fácil, mas, consegui, graças a pessoas que me acompanharam e estiveram sempre presentes, me guiando, me orientando. Mesmo nos momentos de raiva, de angústia, de stress, de tristeza... o seu apoio, o abraço carinhoso e a palavra forte, me ajudou a continuar e VENCER! Há muito que agradecer, pois todos conquistaram esta vitória comigo.

Primeiramente, a Deus pai, todo poderoso. Nunca me abandonou, nunca me deixou, e a ele entreguei todas as minhas angústias, preocupações, medos, enfim, depositei minha confiança em ti, Senhor! Pois, sempre tiver a certeza que estavas comigo, me guiando e iluminando meu caminho.

À minha mais fiel companheira e amiga, a mulher guerreira, a minha mãe Alecxandra Silva de Souza, por seu jeito simples, pela sua garra e força de vontade, pelo amor incondicional de mãe, pelo carinho incomparável, pelo afeto, proteção e apoio. Sempre esteve comigo, me orientando e me mostrando o quanto me amava e queria o meu bem. Admiro-te muito e TE AMO PRA SEMPRE.

À minha avó, Damiana Silva de Souza, tudo que falei para minha mãe serve para ela ao quadrado, pois avó é mãe com açúcar.

Ao meu avô, Damião Fernandes de Souza (in memoriam), o velho Cajarana, que sempre foi muito mais que Avô, foi um PAI. Nunca me deixou faltar nada, me apoiando, me ajudando, me protegendo, sempre demonstrando seu amor e carinho por mim. Obrigado Vovô, o senhor faz parte desta vitória!

Ao meu pai, Joaquim Alves Neto. Obrigado Painho. Mesmo estando ausente em vários momentos, sabia o quanto me amava e o quanto torcia por esta conquista.

Às minhas irmãs Amanda Jessyca e Alanny Karla, à minha namorada Silvia Eveliny, e a todos os meus familiares, tios, primos e amigos pela presença em minha vida, pelo companheirismo e apoio. Em especial, às minhas tias e tio, Hiléia, Cristina, Fátima e Marcos.

Agradeço também aos Professores, que no decorrer do curso me ensinaram as dimensões essenciais para formação profissional. Em especial, à Profa. Vanessa Cristina Santanna, orientadora de ensino, que proporcionou a conclusão desse trabalho monográfico, me passando suas orientações, sempre com presteza e atenção.

Por fim, aos meus amigos de curso que estiveram comigo durante esse tempo, trocando experiências e conhecimentos, aprendendo novos saberes, na explanação das dúvidas, nas reuniões e encontros de trabalhos e lazer. Enfim, obrigado pela alegria, descontração e pela amizade, que será Eterna.

Obrigado a todos vocês!

Aderaldo Alves da Silva Neto

RESUMO

O estudo da embebição espontânea, em escala de laboratório, é um importante instrumento para auxiliar na análise da recuperação do petróleo em meios porosos. A observação dos parâmetros que influenciam a embebição capilar espontânea usando diferentes fluidos é importante para projetar corretamente o melhor método de recuperação e prever o seu desempenho. Nesse trabalho, foi realizado um levantamento bibliográfico com o objetivo de verificar as metodologias utilizadas para a análise da embebição em laboratório, bem como os parâmetros que influenciam na recuperação de petróleo. Entre os trabalhos pesquisados, foi verificado que a salinidade da água do mar e a presença de íons são os principais fatores para um melhor desempenho da embebição na rocha. Constatou-se também que a molhabilidade da rocha é um parâmetro para que a embebição ocorra de forma eficiente ou não. Em suma, o presente trabalho mostra estudos sobre o processo de embebição das rochas, nos quais foram aplicados raios-X e ressonância magnética para acompanhar o avanço da embebição no meio poroso em função do tempo.

Palavras-chave: Embebição, Molhabilidade, Recuperação de óleo, Reservatório.

ABSTRACT

The study of spontaneous imbibition, in laboratory, it is an important instrument for help analysis of oil recovery in porous media. The analysis of the parameters that influence the capillary spontaneous imbibition using different fluids it is important for properly design the best methods of recovery and predict its performances. This work, it is based on a bibliographic survey in order to verify methodologies used to analyze imbibition in laboratory, as well as the parameters that influence in the recovery oil. Between the researched works, it was verified that the salinity of sea water and the presence of ions are the main factors to a best performance of imbibition in the rock. It was found that wettability of the rock is the main parameter to verify if the imbibition was efficient or not. The present work shows studies about the process of imbibition of the rocks, where were applied X-ray and magnetic resonance to follow the advance of imbibition in the porous means in function the time.

Keywords: Imbibition, Wettability, Recovery oil, Reservoir.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....12

2. ASPECTOS TEÓRICOS.....14

2.1 EMBEBIÇÃO.....14
2.2 MOLHABILIDADE.....15
2.3 ROCHAS RESERVATÓRIAS.....16
2.4 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO SUPLEMENTAR – INJEÇÃO DE TENSOATIVOS.....17

3. METODOLOGIA.....18

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....19

4.1 ARTIGO DE YU (2009).....19
4.1.1 Fluidos utilizados.....19
4.1.2 Meio poroso.....19
4.1.3 Preparação da amostra.....19
4.1.4 Metodologia.....21
4.1.5 Resultados.....22

4.2 ARTIGO DE KARPYN (2009).....28

4.2.1 Materiais e Métodos.....28
4.2.2 Aparato Experimental.....29
4.2.3 Procedimento Experimental.....30
4.2.4 Resultados.....31

4.3 ARTIGO DE FERNO (2013).....37

4.3.1 Amostras utilizadas.....37

4.3.1.1 Rochas.....37
4.3.1.2 Fluidos: óleo e salmoura.....37

4.3.2 Preparação das amostras.....38

4.3.2.1 Teste OEO (uma extremidade aberta).....38
4.3.2.2 Teste TEO (duas extremidades abertas).....38

4.3.3 Resultados.....39

4.4 ARTIGO DE ROYCHAUDHURI (2013) 46

4.4.1 Amostras utilizadas.....46
4.4.2 Experimento com água deionizada (DI) 47
4.4.2.1 Experimento com água deionizada e tensoativos.....49

5. CONCLUSÃO.....51

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....52

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Processo de embebição.....14

FIGURA 2 – Esboço do fluxo durante a embebição espontânea e suas respectivas curvas de recuperação versus tempo 15

FIGURA 3 – Ângulo de contato em um sistema rocha/água/óleo.....16

FIGURA 4 – Diagrama esquemático para teste de embebição a 50°C.....21

FIGURA 5 – Diagrama esquemático para teste de embebição a 130°C 22

FIGURA 6 – Embebição espontânea da água do mar no plugue LY1-1 com duas extremidades abertas, S_{wi}=0 a 50°C. 23

FIGURA 7 – Embebição espontânea da água do mar no plugue LY1-2 com duas extremidades abertas, S_{wi}=0 a 50°C. 23

FIGURA 8 – Embebição espontânea da água do mar no plugue LY1-3 com duas extremidades abertas, S_{wi}=25,7% a 50°C. 24

FIGURA 9 – Embebição espontânea da água do mar com os plugues LY2-1, LY2-2 e LY2-3, somente com a extremidade superior aberta, S_{wi} cerca de 10% a 130°C.....25

FIGURA 10 – Embebição espontânea nos plugues LY2-4, LY2-7, somente com a extremidade superior aberta, S_{wi} por volta de 25% a 130°C. 26

FIGURA 11 – Embebição espontânea da água do mar nos plugues LY2-8 e LY2-9, com a extremidade superior aberta, S_{wi} cerca de 25% a 130°C. 27

FIGURA 12 – Esquemático da amostra fraturada com sessão transversal. 28

FIGURA 13 – Esquema do aparato experimental. 29

FIGURA 14 – Esquema do procedimento experimental. 30

FIGURA 15 – Radiografias que mostram a primeira embebição capilar para um tempo de 1078. 31

FIGURA 16 – Tomografias mostrando a primeira embebição capilar para um t=1072 minutos. 32

FIGURA 17 – Efeito da estratificação da rocha na embebição espontânea. 33

FIGURA 18 – Perfis temporais obtidos a partir de um período de embebição. 34

FIGURA 19 – Progressão das saturações. 35

FIGURA 20 – Saturação da água no ponto de interseção drenagem/embebiçao como função do tempo. 36

FIGURA 21 – Localização do ponto de cruzamento de drenagem/embebição como função do tempo. 36

FIGURA 22 – Experimento do teste para as duas extremidades abertas. 39

FIGURA 23 – Frente de avanço da água durante embebição horizontal, OEO. 40

FIGURA 24 – A recuperação de petróleo e a distancia media da frente de água em função da raiz quadrada do tempo durante embebição horizontal, no plugue de arenito 98-3.....40

FIGURA 25 – Frente de avanço de água durante embebição horizonta. OEO, no plugue TC6D. 41

FIGURA 26 – A recuperação de petróleo e a distancia media da frente de água em função da raiz quadrada do tempo durante embebição horizontal, no plugue de calcario TC6D.....42

FIGURA 27 – Frente de avanço de água durante embebição horizonta. OEO, no plugue TC26A. 42

FIGURA 28 – A recuperação de petróleo e a distancia media da frente de água em função da raiz quadrada do tempo durante embebição horizontal, no plugue de calcario TC26A 43

FIGURA 29 – Embebição espontânea no plugue TC10C. 43

FIGURA 30 – A recuperação de petróleo e a distancia media da frente de água em função da raiz quadrada do tempo durante embebição vertical, TEO no plugue TC10C. 44

FIGURA 31 – Distancia média da frente de avanço em função da raiz quadrada do tempo durante embebição horizontal, TEO, no plugue TC10D. 45

FIGURA 32 – Aumento da frente de avanço a partir da extremidade aberta.....45

FIGURA 33 – Produção total. 46

FIGURA 34 – Embebição espontânea para amostra de xisto. 47

FIGURA 35(a) – Alteração do peso versus o tempo. 48

FIGURA 35(b) – Alteração do peso versus a raiz quadrada do tempo. 48

FIGURA 36 – Embebição espontânea com água deionizada e 30 ppm de tensoativos usando dois cubos de xisto da amostra 17. 49

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Composição molar das salmouras usadas. 19

TABELA 2 – Informações experimentais das salmouras para teste de embebição. 20

TABELA 3 – Propriedades das amostras. 37

TABELA 4 – Composição da água do mar sintética. 38

TABELA 5 – Propriedades do óleo e da salmoura a 20°C. 38

TABELA 6 – Resultados experimentais de embebição espontânea para amostras selecionadas a partir de várias profundidades. 48

TABELA 7 – Medidas de ângulo de contato em amostras expostas a solução de surfactante por 43 horas. 50

1 INTRODUÇÃO

As acumulações de petróleo possuem, na sua descoberta, certa quantidade de energia natural denominada energia primária do reservatório. A quantidade de óleo recuperado através dessa energia primária é denominada de recuperação primária. Durante a vida produtiva do reservatório há uma dissipação dessa energia. Para minimizar os efeitos desta perda da energia primária, são praticadas duas linhas de ação, que são: a suplementação com energia secundária e a redução das resistências viscosas e/ou capilares por meio de métodos especiais. Na recuperação secundária pode ser obtida uma quantidade adicional de óleo por suplementação da energia primária com energia secundária. Os métodos de recuperação de petróleo foram criados não somente para produzir uma quantidade maior de petróleo, mas também para acelerar a produção. Existem dois métodos de recuperação avançada de petróleo, os métodos convencionais e os métodos especiais.

Os métodos convencionais utilizam injeção de água e/ou injeção de gás imiscível, que tem como objetivo o deslocamento do fluido para fora dos poros da rocha, sem que haja alguma alteração na rocha reservatório. Já os métodos especiais são usados em reservatórios de óleo com alta viscosidade e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Os métodos especiais são classificados em: métodos miscíveis, métodos térmicos e os métodos químicos. Entre os fluidos usados nos métodos químicos, tem-se a injeção de tensoativos, os quais servem para diminuir as tensões interfaciais, diminuindo as forças de retenção capilar, podendo inverter a molhabilidade da rocha, pois para uma melhor eficiência de recuperação, as rochas devem ser molháveis à água para que se recupere mais óleo.

A embebição espontânea é um processo de recuperação de petróleo o qual um fluido é injetado nos poros das rochas com o objetivo de retirar o óleo presente nos mesmos, tendo como mecanismo apenas o deslocamento do fluido desejado.

A molhabilidade é o contato preferencial da rocha com um determinado fluido, como por exemplo: água ou óleo. Para a avaliação da molhabilidade em rochas reservatório, utiliza-se a medição do ângulo de contato fluido/rocha. A molhabilidade afeta tanto a distribuição dos fluidos como o fluxo no reservatório e com isso torna-se um importante fator a se considerar na recuperação de óleo.

Neste trabalho, realizou-se uma revisão bibliográfica que mostra os diferentes estudos sobre a embebição em reservatórios, visando avaliar os efeitos que interferem na recuperação de óleo. O trabalho é composto por 6 capítulos, sendo eles: Capítulo 1, introdução; Capítulo 2, aspectos teóricos para auxiliar a compreensão do trabalho; Capítulo 3, a metodologia

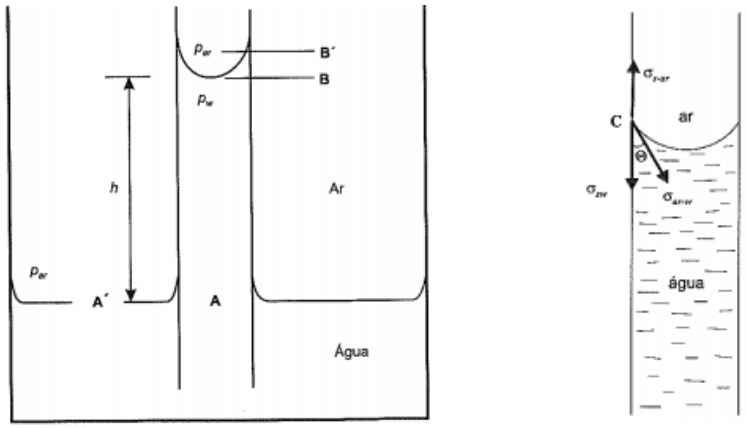
utilizada; Capítulo 4, resultados e discussões que foram realizados a partir das bibliografias revisadas; Capítulo 5, apresenta as conclusões e por fim as referências utilizadas.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 EMBEBIÇÃO

O processo de embebição acontece quando há aumento da saturação do fluido que molha a rocha (Figura 1). Por outro lado, o capilar sofre um processo de drenagem quando há redução da saturação do fluido que o molha (ROSA et al., 2006).

Figura 1 – Processo de embebição.



Fonte: Rosa et al., 2006.

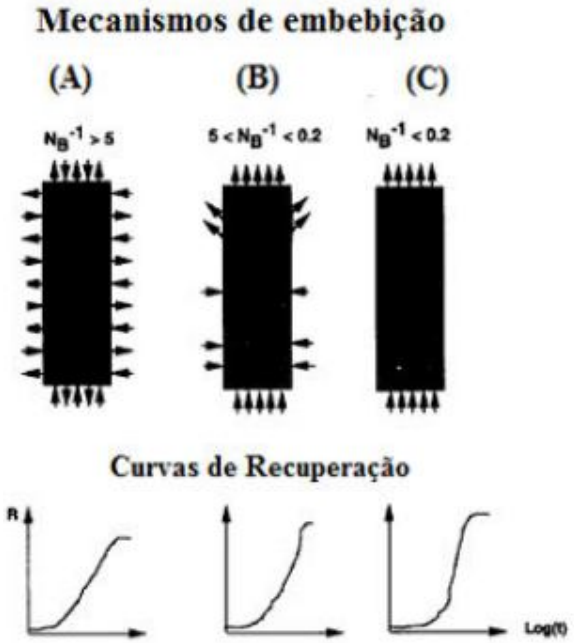
A Figura 1 mostra um processo de embebição nas paredes do tubo e também mostra que a parede do tubo é molhável à agua e não ao ar.

A injeção de água na vida produtiva dos reservatórios tem como objetivo o aumento da recuperação do óleo. Se a água tem preferência de molhar a rocha, esse processo representa uma embebição (ROSA et al., 2006).

O papel de embebição foi reconhecido em numerosos tipos de processos de recuperação, incluindo injeção de água em reservatórios heterogêneos, recuperação térmica por injeção de vapor através da embebição de água condensada e injeção alternada de água e gás (MORROW e MASON, 2001).

No processo de embebição, as forças capilares, gravitacionais e viscosas, determinam o fluxo de fluido (Figura 2). As forças viscosas são muitas vezes esquecidas, comparado sua influência na embebição às forças capilares e gravitacionais (MORROW e MASON, 2001).

Figura 2 - Esboço do fluxo durante embebição espontânea e suas respectivas curvas de recuperação versus tempo: (A) governada por forças capilares, (B) governada por uma combinação da gravidade e as forças capilares e (C) é governada por forças de gravidade.



Fonte: Schechter et al., 1994.

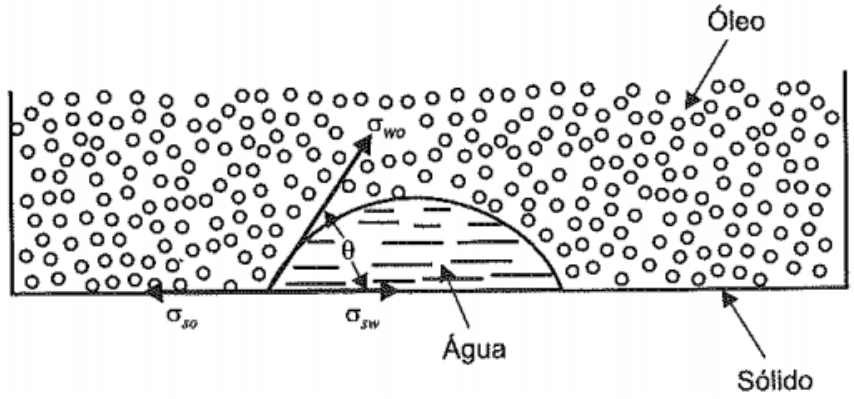
2.2 MOLHABILIDADE

A molhabilidade é um fator que contribui decisivamente no processo de embebição e consequentemente na recuperação de óleo, e isso pode ocorrer tanto em reservatórios carbonáticos estratificados e fraturados como em arenitos de alta permeabilidade.

A molhabilidade, em termos técnicos, é a tendência que a rocha tem de estar em contato com um determinado fluido. No caso de um sistema rocha/óleo/água, a molhabilidade descreve a preferência da rocha de estar em contato com a água ou o óleo na presença de outro fluido. No entanto, ela é de difícil determinação, pois o processo de corte de plugues e de preparação dos ensaios em laboratório pode alterar as características de molhabilidade. Como foi dito na introdução deste trabalho, uma das opções de se determinar a molhabilidade é através de medidas do ângulo de contato. Quando esse ângulo de contato é menor que 90º, diz-se que o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido e quando é maior diz-se que o líquido menos denso molha preferencialmente o sólido (ROSA et al., 2006).

A Figura 3 mostra o ângulo de contato entra a rocha e o fluido determinando se é molhável à agua ou ao óleo. No caso da Figura 3, o ângulo formado é menor do que 90°, logo a rocha é molhável ao fluido mais denso que nesse caso é a água.

Figura 3 - Ângulo de contato em um sistema rocha/água/óleo.



Fonte: Rosa et al., 2006.

2.3 ROCHAS RESERVATÓRIO

Os reservatórios de petróleo, na sua maioria, são formados por rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente arenitos e calcários. Entretanto, vários outros tipos de rocha podem apresentar porosidade suficiente para serem localmente importante como reservatórios (ROSA et al., 2006).

Os arenitos são as mais frequentes rochas reservatório encontradas no mundo. Eles podem ser espessos, atingindo várias centenas de metros de espessura, e podem apresentar grande continuidade lateral. Sua porosidade pode ser de dois tipos, intergranular e por fraturas. A intergranular é decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial foi reduzida pela cimentação. Essa porosidade inicial é influenciada principalmente pelo grau de seleção dos grãos de areia, se estes forem um pouco arredondados e aproximadamente de mesmo tamanho, formarão agregados com porosidade entre 35 a 40%. Se as dimensões das partículas forem muito variadas, a porosidade será pequena. De maneira geral, a cimentação e as irregularidades de grãos diminuem o valor da porosidade inicial de valores entre 30 e 40% para 10 e 20% (ROSA et al., 2006).

Rochas carbonatadas são os calcários, as dolomitas e aquelas intermediárias entre os dois. Reservatórios dessas rochas diferem em vários aspectos dos arenitos. A porosidade é

provavelmente localizada, tanto lateral quanto verticalmente, dentro de uma camada. Por outro lado, seus poros podem ser bem maiores que os do arenito.(ROSA et al., 2006).

2.4 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO SUPLEMENTAR – INJEÇÃO DE TENSOATIVOS

Os métodos de recuperação suplementar são divididos em métodos convencionais e especiais. Os métodos convencionais trata-se da injeção de água e/ou gás, objetivando manter a pressão do reservatório. Os métodos especiais são: métodos térmicos, métodos miscíveis e químicos.

O método químico tem como finalidade a interação entre o fluido injetado e o fluido presente nos poros da rocha. Este método tem como processo a injeção de polímeros e a injeção de tensoativos.

A injeção de tensoativos é um dos processos em que moléculas anfifílicas são injetadas para reduzir a tensão interfacial entre os fluidos no meio poroso. Na verdade, ao se adicionar um tensoativo à água de injeção, está sendo realizado um deslocamento miscível com água, pois as tensões interfaciais são reduzidas devido à afinidade do tensoativo pela água e pelo óleo, promovendo a miscibilidade entre as mesmas e aumentando a eficiência de deslocamento.

3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho baseou-se em levantamentos bibliográficos sobre os diferentes métodos utilizados para o estudo da embebição espontânea em reservatórios de petróleo. Foram analisados artigos publicados de 2009 a 2013, detalhando os experimentos e resultados de cada artigo. Ao final, se mostra a importância das diferentes metodologias utilizadas para a análise da embebição em reservatórios de petróleo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Artigo de YU et al. (2009) – Spontaneous imbibition of seawater into preferentially oil-wet chalk cores - Experiments and simulations.

Trata dos efeitos da água do mar na embebição espontânea de rocha calcária.

4.1.1 Fluidos utilizados

Foram usados três tipos de óleo cru e dois tipos de salmouras artificiais (Tabela 1), uma simulando a água da formação (denominada de EF) e outra simulando a água do mar (denominada de SSW).

Tabela 1 - Composição molar das salmouras usadas.

Íon	**Água de formação [mol/L]**	**Água do mar [mol/L]**
Na^+	0,684	0,450
K^+	-	0,010
Mg^{2+}	0,025	0,045
Ca^{2+}	0,231	0,013
Cl^-	1,196	0,525
HCO_3^-	-	0,002
SO_4^{2-}	-	0,024
TDS [g/l]	68,01	33,39

Fonte: YU et al., 2009.

4.1.2 Meio Poroso

Calcário de porosidade elevada (45-50%) e baixa permeabilidade (2-5 mD).

4.1.3 Preparação da Amostra

Os plugues de calcário foram preparados de acordo com o método descrito por Standnes e Austad (2000):

(1) As amostras, com saturação de água igual a zero, foram secas a 90°C até peso constante e em seguida foram saturadas com óleo. Depois foram injetados 2 volumes porosos (VP) do mesmo óleo. Então, foram envelhecidas a 50°C durante 5 dias.

(2) As amostras, com saturação de água diferente de zero, foram saturadas com EF-salmoura, depois de terem sido secas a 90°C até peso constante. Foram então injetados 2 VP de óleo para obter saturação de água de cerca de 10%. As amostras foram então envelhecidas a 90°C durante diferentes períodos de tempo ou envelhecidas a 50°C durante 5 dias.

(3) Para os ensaios de embebição (Tabela 2) os plugues foram selados com epóxi para obter diferentes condições de contorno.

Tabela 2 - Informações experimentais das amostras para teste de Embebição Espontânea.

Amostra	Tipo de óleo	Temp. envelhecimento (°C)	Tempo envelhecimento (dias)	Propriedades das amostras			
				Diam. (cm)	Comp. (cm)	Φ (%)	S_{wi} (%)
LY1-1	C	50	5	3,8	7,04	47,8	0
LY1-2	C	50	5	3,8	7,05	47,7	0
LY1-3	C	50	5	3,8	7,04	50,1	25,7
LY2-1	A	90	220	3,8	7,06	48,9	10,4
LY2-2	A	90	220	3,8	3,50	48,8	10,8
LY2-3	A	90	220	3,8	3,50	48,8	10,8
LY2-4	A	90	100	3,7	4,38	51,0	26,5
LY2-5	A	90	100	3,7	4,40	50,0	25,6
LY2-6	A	90	100	3,7	4,28	49,0	26,4
LY2-7	A	90	100	3,7	4,34	49,0	24,3
LY2-8	A	90	35	3,7	4,54	50,7	25,6
LY2-9	A	90	35	3,7	4,50	51,4	26,5

Embebição Espontânea

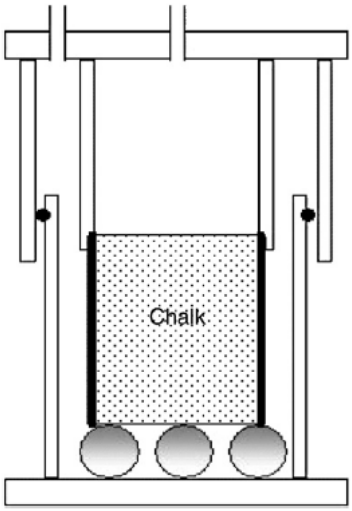
Contorno	Temperatura (°C)	Fluido Embebido
As duas extremidades abertas	50	Água do mar
As duas extremidades abertas	50	Água do mar
As duas extremidades abertas	50	Água do mar
Extremidade superior aberta	130	Água do mar
Extremidade superior aberta	130	Água do mar
Extremidade superior aberta	130	Água do mar
Extremidade superior aberta	130	Água do mar
Extremidade superior aberta	130	Água do mar
Extremidade superior aberta	130	Água da formação
Extremidade superior aberta	130	Água da formação
Extremidade superior aberta	130	Água do mar
Extremidade superior aberta	130	Água do mar

Fonte: YU et al., 2009.

4.1.4 Metodologia

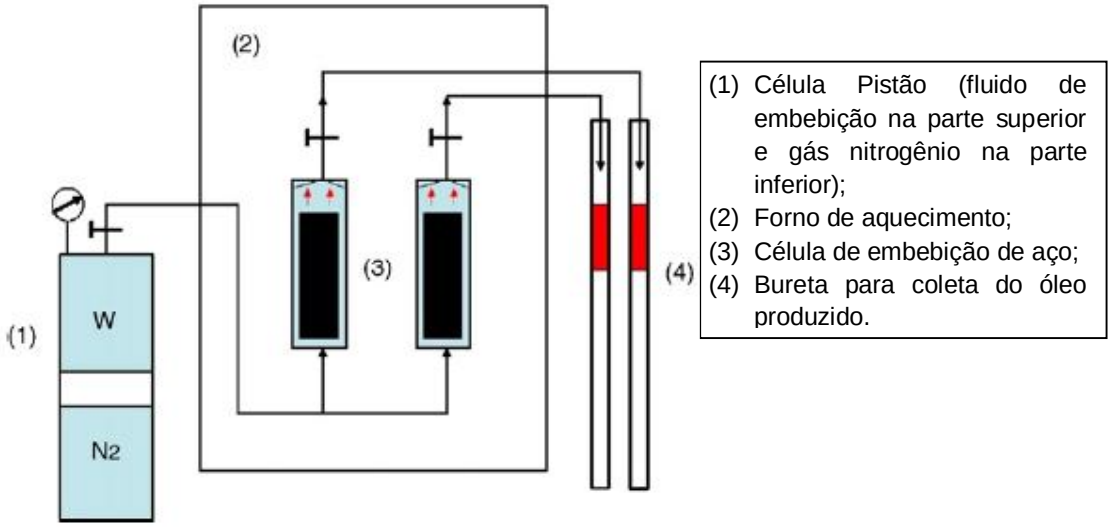
Os testes de embebição em plugues com as duas extremidades abertas ao fluxo foram realizadas a 50°C (Figura 4). O plugue foi imerso na água do mar artificial e o óleo foi produzido e coletado na parte superior da célula. Para plugues com apenas a extremidade superior aberta os testes de embebição foram realizados a 130°C. A Figura 5 mostra o aparato experimental para testes a 130°C.

Figura 4 - Diagrama esquemático da montagem experimental para testes de embebição a 50°C. Óleo é coletado separadamente na extremidade superior e inferior.



Fonte: YU et al., 2009.

Figura 5 - Diagrama esquemático da montagem experimental para teste de embebição a 130°C.

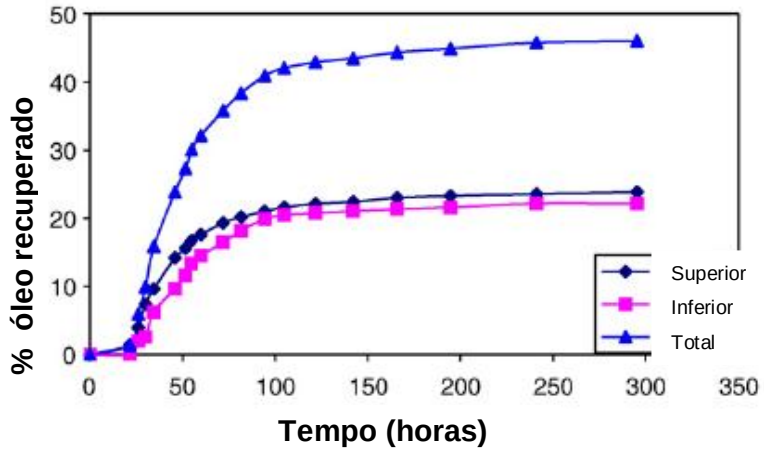


Fonte: YU et al., 2009.

4.1.5 Resultados

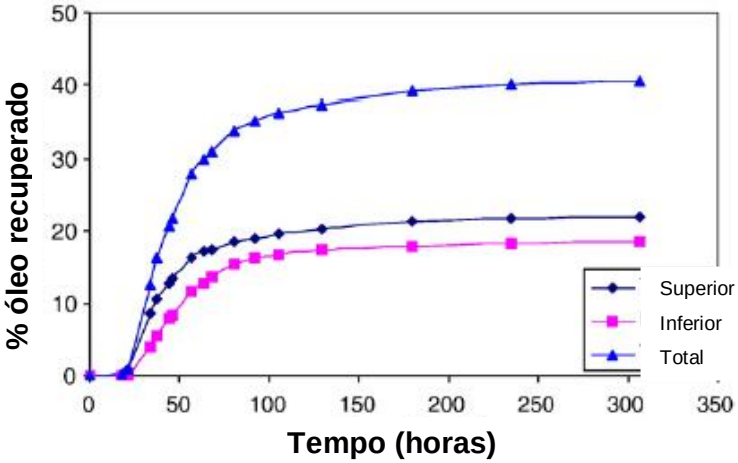
A embebição da água do mar artificial para as amostras com as duas extremidades abertas e a 50°C, foi acontecendo na extremidade superior e inferior, porém a frente de avanço do fluido embebido somente começou a se deslocar para o centro quando a saturação da água aumentou até a chamada saturação crítica. Isto poderia explicar, talvez, o atraso inicial observado nas curvas de recuperação de óleo (Figuras 6 e 7), pois não existia saturação inicial de água nas amostras. Quando existe saturação inicial de água, há uma pressão capilar a qual faz com que comece a recuperar óleo imediatamente. A recuperação de petróleo a partir das extremidades superior e inferior foi gravada separadamente nas Figuras 6 e 7. Para ambos os plugues LY1-1 e LY1-2, a maior recuperação de óleo (cerca de 2 a 4 pontos percentuais) é observada na extremidade do topo, causada principalmente pela gravidade.

Figura 6 – Embebição espontânea da água do mar no plugue LY1-1 com as duas extremidades abertas ao fluxo, Swi = 0. Os testes foram realizados a 50 °C.



Fonte: YU et al., 2009.

Figura 7 - Embebição espontânea da água do mar no plugue LYI-2 com as duas extremidades abertas, S_{wi} = 0. Teste de performance a 50°C.

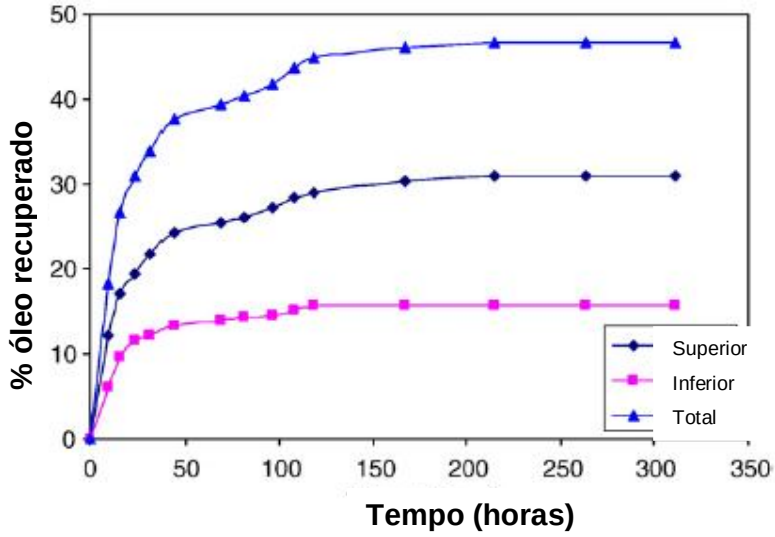


Fonte: YU et al., 2009.

O plugue LY1-3 com saturação de água inicial de 25,7 % foi deixado em repouso a 50°C durante o mesmo intervalo de tempo dos plugues LY1-1 E LY1-2. O teste de embebição foi realizado nas mesmas condições para as amostras sem saturação inicial de água, sendo observado um comportamento diferente. O óleo foi produzido imediatamente devido a uma pressão capilar proveniente da saturação inicial de água na amostra.

A diferença de recuperação de óleo entre as superfícies superior e inferior foi reforçada para o plugue LY1-3 com saturação inicial de água (Figura 8).

Figura 8 - Embebição espontânea da água do mar no plugue LYI – 3 com as duas extremidades abertas, S_{wi} = 25,7 %. Teste de performance a 50°C.



Fonte: YU et al., 2009.

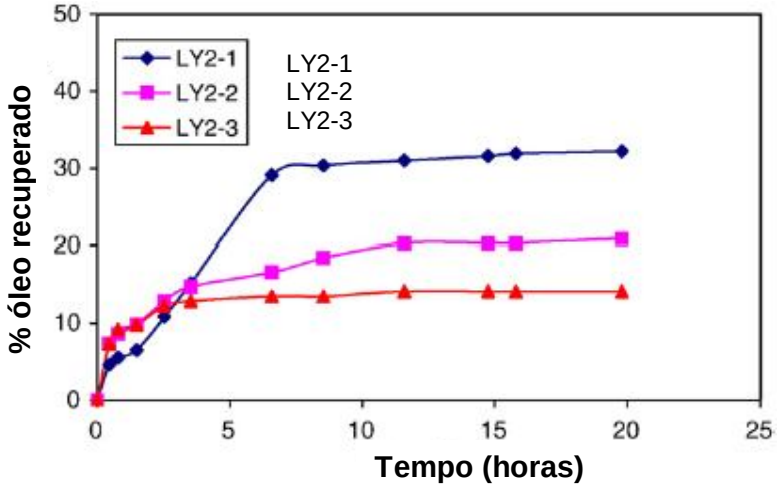
Em comparação com os plugues sem saturação inicial de água, a recuperação de óleo a partir da extremidade de topo aumentou (de 22 a 24% para 30%), e o óleo produzido a partir da extremidade inferior diminuiu (a partir de 20 a 22% para 16%). Com uma mobilidade inicial e contínua, foram observadas apenas pequenas diferenças na recuperação final de óleo para plugues com e sem saturação inicial de água.

Os resultados experimentais recentes de Karimaie e Torsaeter (2007) também mostram a influência da saturação inicial de água no processo de embebição. Os resultados mostram um período de atraso inicial para amostras com saturação inicial de água igual a zero, por outro lado, observa uma recuperação mais rápida com saturação inicial de água diferente de zero, em concordância com esses resultados.

Foram estabelecidas diferentes saturações de água para vários plugues e em diferentes tempos de aquecimento a 90°C. Quando esses plugues foram expostos à salmoura SSW a 50°C, não se observou a produção de petróleo. Em seguida, os plugues foram colocados em uma célula de aço preenchida com salmoura SSW a 130°C para o teste de embebição. A Figura 9 mostra a diferença de recuperação de óleo para plugues com baixa saturação de água (cerca de 10%), e muito tempo de aquecimento, 220 dias. Cerca de 30 % do óleo recuperado foi atingido por um plugue longo, enquanto 15 a 20% foi observado para plugues com a metade do comprimento. O ponto de cruzamento foi em cerca de 4 dias. No período inicial, a vazão de óleo recuperado para o plugue menor foi maior que para o plugue maior. Depois, a produção de óleo para o plugue longo continuou a aumentar por um período de 10 dias.

Provavelmente, o balanço entre as forças gravitacionais e capilares que determinou essa diferença. Resultado semelhante foi encontrado por Karimaie e Torsaeter (2007) para plugues ligeiramente molháveis à água com quase as mesmas dimensões.

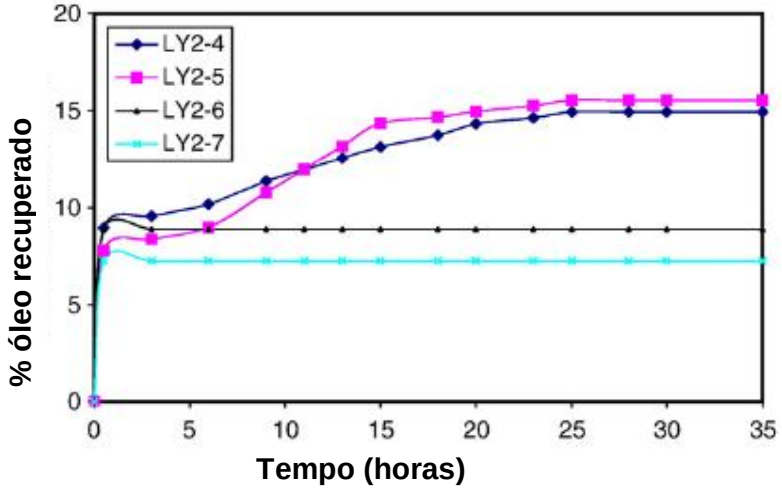
Figura 9 - Embebição espontânea da água do mar com os plugues LY2-1, LY2-2 e LY2-3, somente com a extremidade superior aberta ao fluxo; S_{wi} cerca de 10%. Teste de performance a 130°C.



Fonte: YU et al., 2009.

A comparação entre embebição com a salmoura EF e embebição com SSW, Figura 10, confirmou que SSW pode contribuir para o aumento da recuperação de óleo. A força dos íons de EF e SSW são as mesmas, mas SSW contém íons de sulfato, e isto pode ser a razão para uma maior recuperação de óleo em altas temperaturas. Também é mostrado por Zhang e Austad (2006) que maior concentração de sulfato em SSW leva a uma maior recuperação de óleo.

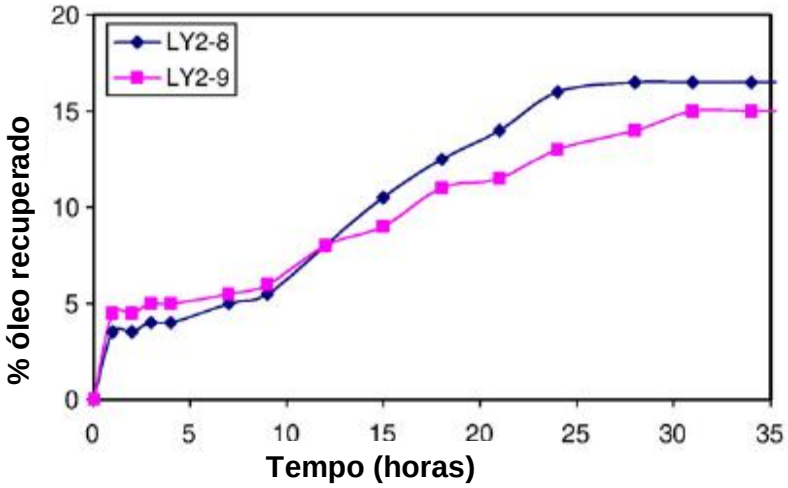
Figura 10 - Embebição espontânea nos plugues LY2-4, LY2-7, somente com a extremidade superior aberta, S_{wi} por volta de 25%. Para LY2-4 e LY2-5, a água do mar foi o fluido de embebição, enquanto EF-salmoura foi o fluido de embebição para L2-6 e LY2-7. Teste a 130°C.



Fonte: YU et al., 2009.

A Figura 11 mostra a recuperação de petróleo para plugues com saturação inicial de água de cerca de 25% e com o tempo de 35 dias de aquecimento. O rápido aumento inicial durante o primeiro dia é devido à expansão térmica do fluido e provavelmente alguma heterogeneidade nas condições de molhabilidade durante a preparação da amostra. A recuperação de petróleo depois aumenta lentamente e parece alcançar um patamar após 30 dias. O aumento lento depois disso é provavelmente causado por forças gravitacionais.

Figura 11 - Embebição espontânea da água do mar nos plugues LY2-8 e LY2-9, com a extremidade superior aberta, S_{wi} cerca de 25%. Teste a 130°C.



Fonte: YU et al., 2009.

A saturação baixa de água supostamente se dá pela amostra ser molhável ao óleo (Zhou et al., 2000), como pode ser visto a partir das Figuras 9 – 11. A recuperação de óleo nos plugues com saturação de água de 10% e 20 dias de aquecimento foi maior do que nos plugues com 25 % de saturação inicial de água com 35 ou 100 dias de aquecimento, indicando uma tendência de menos molhável ao óleo com saturação inicial de água mais baixa e com maior tempo de aquecimento.

Resultados experimentais obtidos por Puntervold et al. (2007) mostraram que inicialmente a presença de sulfato nos plugues é uma condição que pode levar para um estado de mais molhável à água depois do aquecimento. No presente trabalho, os plugues com saturação de água inferior a 10 % não passou por procedimentos de limpeza e provou ser mais molhável à água. E ainda mais que o tempo de aquecimento não influencia para que sejam mais molháveis ao óleo. Assim, o procedimento de limpeza é recomendado para se preparar plugues molháveis ao óleo.

Para os plugues submetidos a um procedimento de limpeza, o tempo de envelhecimento para plugues LY2-4 e LY2-7 foi três vezes maior do que para LY 2-8 e LY2-9, mas a recuperação do petróleo após a embebição em água do mar por 30 dias quase chegou ao mesmo valor de patamar de 18% a 20%. Após 35 dias de envelhecimento, a 90°C, com óleo A, os plugues atingiram o mesmo estado de molhabilidade que aqueles com tempos de envelhecimento mais longos (100 dias). Durante o envelhecimento, a molhabilidade de um plugue pode ser mudada por adsorção dos componentes polares do petróleo bruto na

superfície da rocha (Buckley et al., 1998; Madsen e Lind, 1998). Claramente, para o óleo A, um tempo de envelhecimento de 35 dias a 90°C foi suficiente.

A metodologia utilizada no presente artigo trata-se de um teste de embebição que mergulha as amostras em fluidos. Os fluidos utilizados foram a água do mar e a água de formação, criadas artificialmente. Observou-se que a água do mar contribuiu para uma melhor embebição comparada com a água de formação.

De acordo com a composição dos íons nas salmouras artificiais, presente na Tabela 1, viu-se que o íon sulfato pode ter contribuído para uma melhor recuperação, como mostrado por Puntervold et al. (2007).

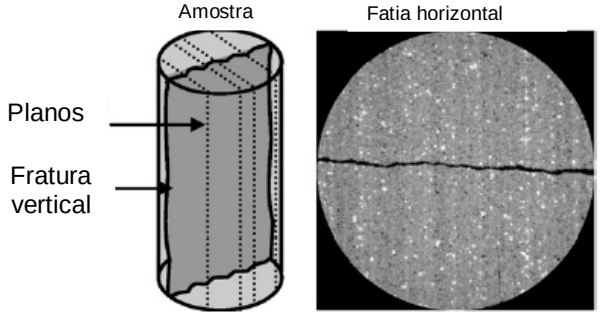
4.2 Artigo de KARPYN et al. (2009) – An experimental study of spontaneous imbibition in fractured sandstone with contrasting sedimentary layers.

Trata da aplicação de raios-X de alta resolução na análise da embebição.

4.2.1 Materiais e Métodos

Foram utilizados plugues do arenito Berea com 47,5 mm de comprimento e 25,4 mm de diâmetro, com uma única fratura longitudinal, e com as extremidades abertas ao fluxo. A Figura 12 mostra um desenho esquemático da amostra fraturada. As duas fases de fluidos utilizados foram óleo e água. A fase de óleo foi uma mistura de óleo de silicone e 30% em peso de n-decano, para uma viscosidade resultante de aproximadamente 5,0 cP. Na água foi adicionado 15 % em peso de iodeto de sódio (Nal). A viscosidade da água foi de aproximadamente 1,2 cP. As fases óleo e água foram bem misturadas umas com as outras e deixou-se separar por gravidade (ρ_w = 1,11 g/cm^3, ρ_o = 0,89 g/cm^3 a 25 °C). Este procedimento evita mudanças in situ na saturação devido à solubilidade mútua.

Figura 12 - Esquemático da amostra fraturada com secção transversal.

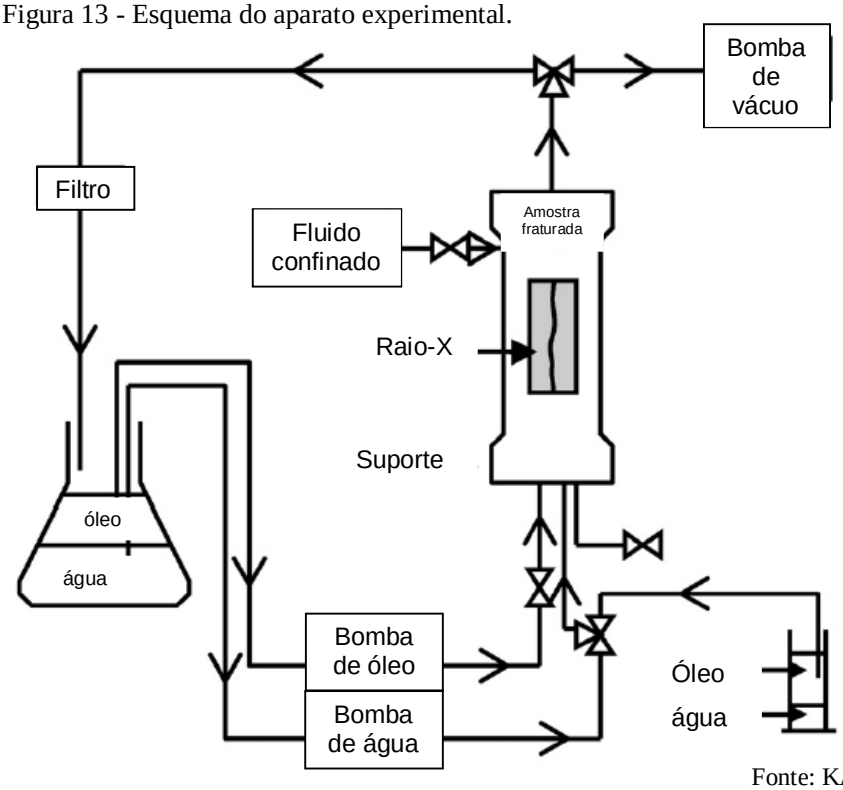


Fonte: KARPYN *et al*., 2009.

4.2.2 Aparato Experimental

O aparato experimental utilizado incluiu um aparelho de raios-X, um sistema de fluxo de fluido multifásico e um sistema de tomografia computadorizada de alta resolução. Um desenho esquemático do aparelho experimental é apresentado na Figura 13. Foram injetados dois fluidos sob pressão constante. O sistema de fluxo de fluido multifásico permite a injeção simultânea de óleo e água na parte inferior do suporte da amostra. Os fluidos que saem da amostra são filtrados e devolvidos para o reservatório. As tomografias computadorizadas foram usadas para mapear fraturas, caracterizar planos de estratificação e heterogeneidades nas rochas e monitorar a embebição espontânea.

Figura 13 - Esquema do aparato experimental.



Fonte: KARPYN *et al*., 2009.

O aparelho de tomografia computadorizada (OMNI-X) é constituído por uma fonte de raios-X, um detector, um sistema de tradução, um computador que controla o movimento, um sistema de aquisição de dados e reconstrução da imagem. A fonte de raios-X produz um feixe que passa através do plugue. O detector envia múltiplos sinais para o computador. O computador reconstrói esses múltiplos pontos de vista em imagens bidimensionais ou "fatias". Cada fatia consiste em um conjunto de 1024 pixels. Depois de cada rotação, a amostra é

traduzida para uma nova posição de leitura, o que permite uma cobertura tridimensional contínua da amostra. O OMNI-X é um scanner industrial de terceira geração com duas fontes de raios-X de 320 kV e 225 kV.

4.2.3 Procedimento Experimental

O experimento consistiu no monitoramento da adsorção de água em uma rocha originalmente fraturada saturada com óleo. Foi injetado um volume de 0,185 cm^3 de água a uma taxa de 0,05 cm^3/min, como indicado pelas setas na Figura 14.

Figura 14 - Esquema do Procedimento Experimental.

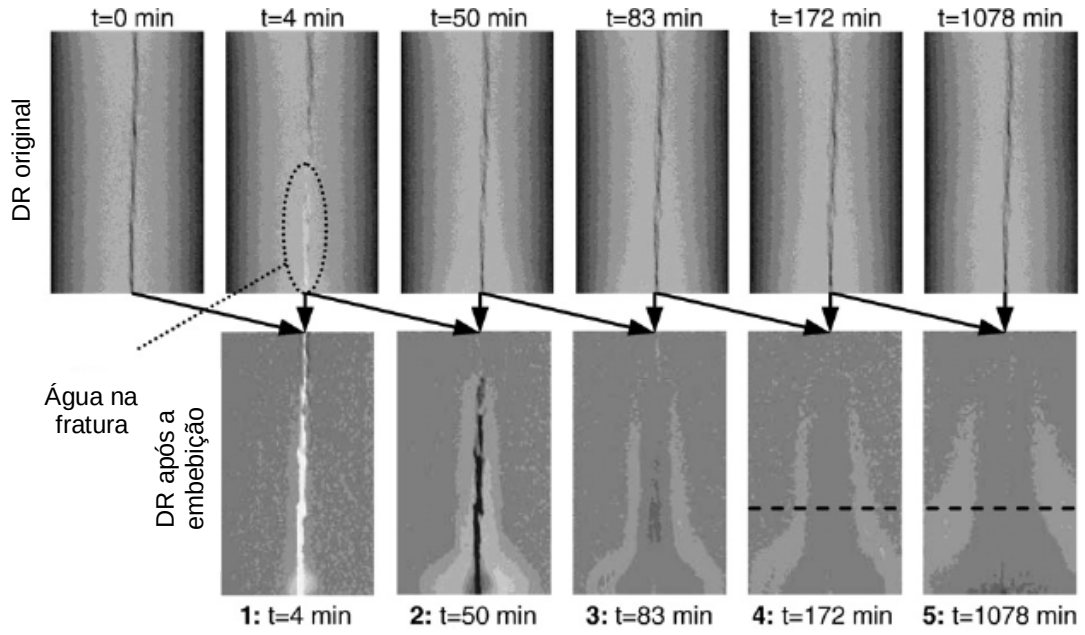
Fonte: Karpyn et al., 2009.

Em seguida, o sistema foi fechado e a água começou a invadir a rocha matriz espontaneamente. Uma segunda injeção de água resultou na etapa 5 (Figura 14), em que um total de 0,205 cm^3 de água foram injetados a uma taxa de 0,05 cm^3/min. Nota-se que a saturação inicial de água para a primeira embebição é zero, e diferente de zero para a segunda. Durante a progressão de ambas as embebições o plugue foi monitorado periodicamente usando Radiografia Digital (DR) e tomografia computadorizada de alta resolução. Radiografia Digital é uma técnica de imagem de raios-X em que uma visão única da amostra é adquirida muito mais rápido do que varreduras tridimensionais. Radiografia Digital foi utilizada neste experimento para monitorar todo o plugue durante as mudanças de saturação com o tempo, o que não poderia ser realizada utilizando imagens tomográficas tridimensionais mais lentas. Tomografia computadorizada são fatias individuais através de um objeto tridimensional. Uma pilha de cortes adjacentes da TC (tomografia computadorizada) pode reproduzir uma visão tridimensional digital deste objeto.

4.2.4 Resultados

As radiografias digitais obtidas a partir da progressão da primeira embebição capilar, a partir de 100% de saturação inicial de óleo, são apresentadas na Figura 15. Para as porções de água no interior das fraturas em t = 4 min, muito pouco pode ser observado. Assim, para aumentar a definição da frente da água durante a embebição capilar, foram realizadas imagens consecutivas. As imagens correspondentes são apresentadas na fila inferior da Figura 15.

Figura 15 - Original e radiografias digitais subtraídas que mostram primeira embebição capilar para um tempo total monitorada de 1078 min.



Fonte: Karpyn et al., 2009.

O aumento da saturação de água é proporcional à claridade na imagem. O cinza claro representa regiões onde a saturação de água aumentou, ocorreu embebição. O cinza escuro/preto representa as regiões em que a saturação de água diminuiu, ocorreu drenagem. E o cinza médio representa regiões que sofreram pouca mudança na saturação para o período de tempo marcado. Os dados são qualitativos, por isso não há valores de saturações definidos.

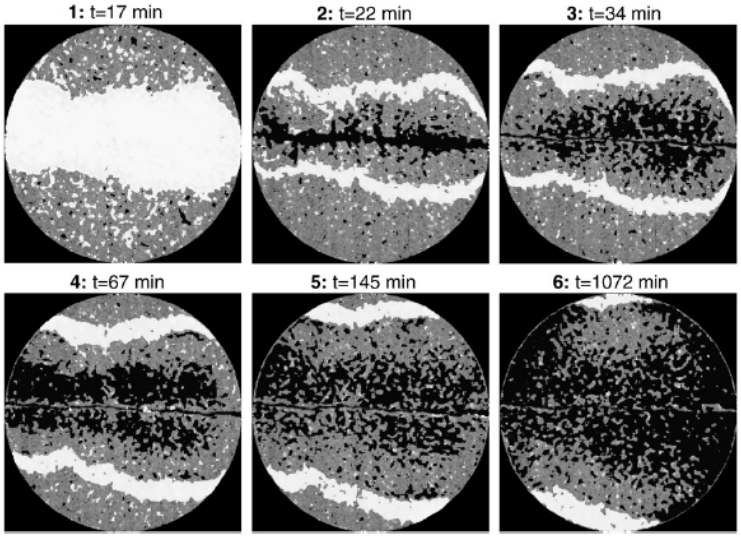
O primeiro quadro da Figura 15 (t = 4 min) corresponde aos 4 minutos iniciais de injeção de água a uma taxa de 0,05 cm^3/min. Nada mais foi injetado (quadros 2-5 na Figura 15). Neste sistema fechado, a água migra para longe da fratura enquanto o óleo move-se para a fratura em contracorrente com a fase molhável à água. As imagens mostram que a maior parte da água flui para dentro da matriz nos primeiros 50 min. O primeiro quadro (t = 4 min)

mostra uma fratura muito brilhante indicando que a água substitui o óleo neste espaço. Quarenta e seis minutos mais tarde (t = 50 min), a saturação de água diminuiu na fratura, enquanto aumentou na rocha. Nota-se a mudança relativa na saturação média da água no nível indicado por uma linha tracejada nos quadros 4 e 5. Estes quadros mostram a migração ascendente da água, o que, consequentemente, empurra o óleo. Uma frente de saturação larga (forma de sino) na parte baixa das DRs na Figura 15 sugere que o grau de penetração da água no interior da matriz é influenciado por efeitos externos.

A existência destas três zonas, drenagem, embebição e saturação constante são fortes indicações que o óleo e a água fluem em contracorrente. A literatura relata observações semelhantes a partir de experimentos de fluxo em contracorrente orientada por gravidade (Briggs e Katz, 1966; Barbu et al., 1999; Karpyn et al., 2006).

Imagens na Figura 16 também mostram movimento irregular da frente de invasão de água devido principalmente à heterogeneidade da rocha e efeitos de fronteira. A frente de água ondulado é causada por contraste capilar nas camadas de rocha, que estão alinhados perpendiculares à fratura. Listras pretas perpendiculares são fraturas de estratificação da rocha (Figura 16, t = 22 min). Essas listras também indicam camadas com baixa densidade, alta porosidade e alta permeabilidade. O efeito de estratificação na forma da frente de embebição difunde-se à medida que o tempo progride (quadros 3-6 na Figura 16).

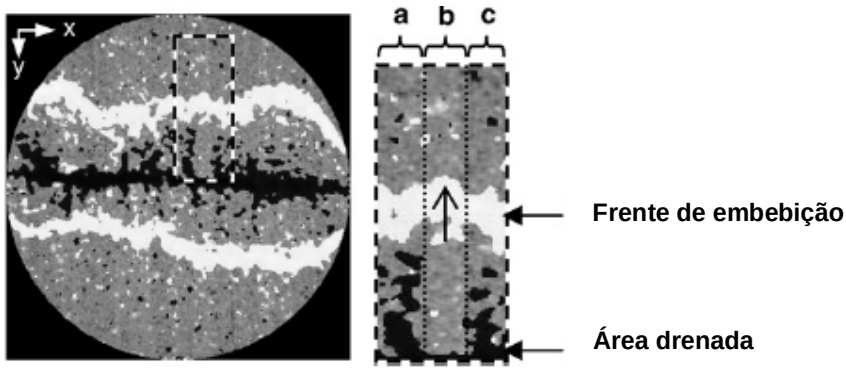
Figura 16 - Tomografias computadorizadas mostrando primeira embebição capilar para um tempo total monitorado de 1072 min.



Fonte: Karpyn et al., 2009.

A Figura 17 mostra um zoom do quadro "t = 22 min", apresentado na Figura 16, e um desenho esquemático da porção da amostra. A forma da frente de embebição na Figura 17 demonstra que a água atinge maior distância nas camadas de baixa permeabilidade, devido às forças de capilaridade elevadas, ao mesmo tempo que é retardado nas camadas de elevada permeabilidade. Estas observações sugerem que a pressão capilar pode ser um mecanismo mais forte do que o originalmente previsto. Durante a segunda embebição, 0,205 cm^3 de água foi injetada no plugue fraturado com saturação inicial de água diferente de zero (5%). Radiografias digitais e tomografias computadorizadas desta segunda embebição espontânea revelaram resultados semelhantes aos obtidos durante a primeira embebição.

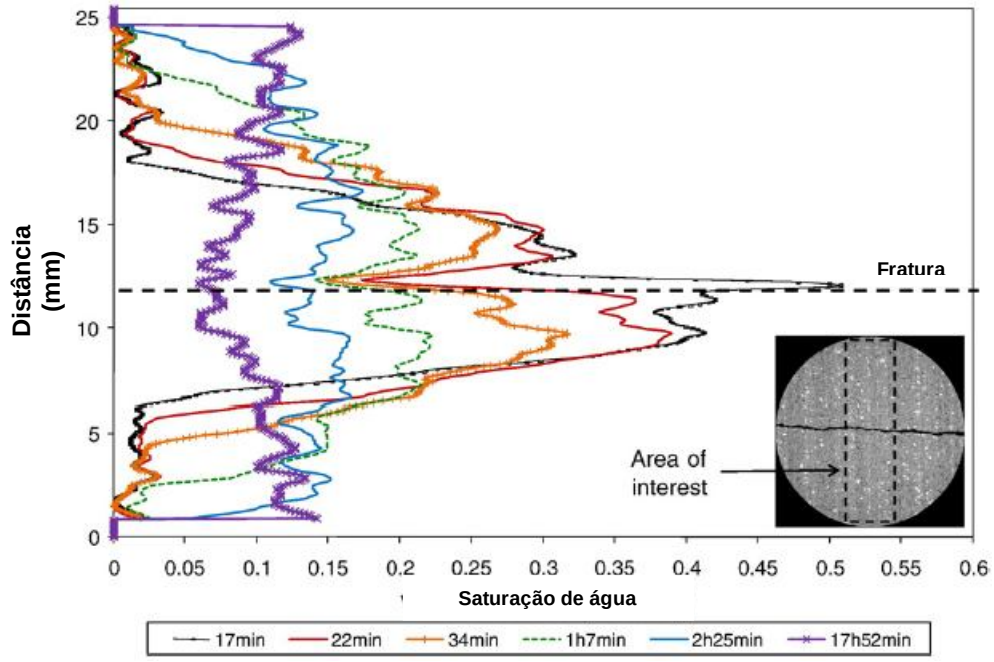
Figura 17 - Efeito da estratificação da rocha na embebição espontânea, na primeira embebição, tempo = 22 min. Seção retangular mede 3,6 milímetros por 9,6 milímetros. a, c = camada de alta permeabilidade. b = camada de baixa permeabilidade.



Fonte: Karpyn et al., 2009.

A Figura 18 mostra os perfis obtidos em cada um dos seis perfis correspondes à Figura 15. O primeiro perfil na Figura 18, obtido após 17 minutos de embebição espontânea, mostra um aumento drástico na saturação de água em torno da fratura. Este pico de saturação se dá a partir do avanço da água na fratura durante a primeira injeção. Cinco minutos mais tarde, a 22 min de embebição, a saturação de água na fratura diminui para cerca de 18%. Em 1072 min, mostra baixas saturações de água (saturações de petróleo) em torno da região da fratura, o que está de acordo, pois é o óleo que está sendo empurrado.

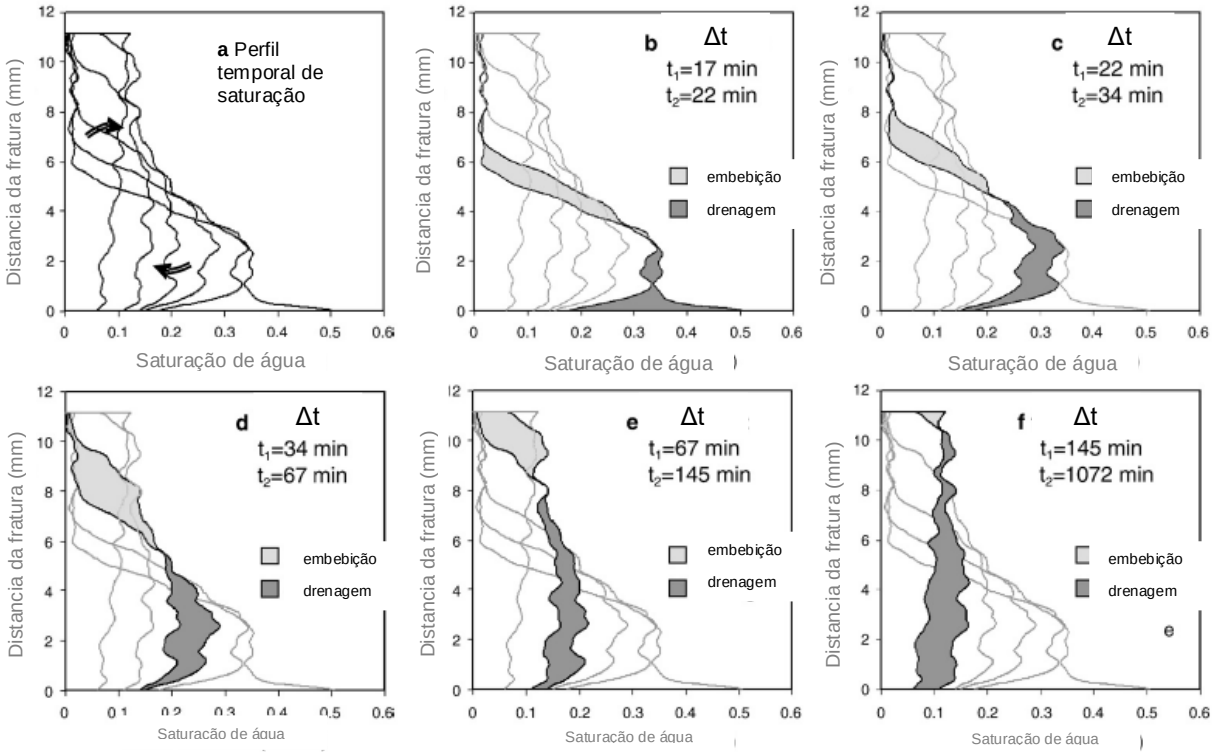
Figura 18 - Perfis temporais de saturação obtida a partir de um primeiro período de embebição, 3 mm acima do fundo da amostra.



Fonte: Karpyn et al., 2009.

A progressão da saturação é apresentada na Figura 19, que mostra curvas de alta para baixa saturação de água, drenagem, e de baixa para alta saturação de água, embebição. O ponto de transição entre as zonas de drenagem e embebição afasta-se da fratura com o avanço da frente de água.

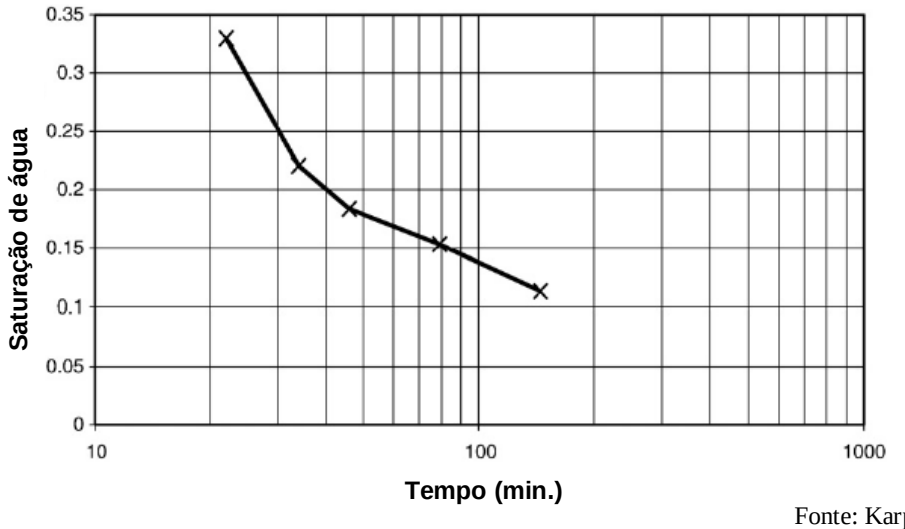
Figura 19 - A progressão da saturação perfis temporais obtidos da primeira embebição para uma área 3 mm acima do fundo da amostra.



Fonte: Karpyn et al., 2009.

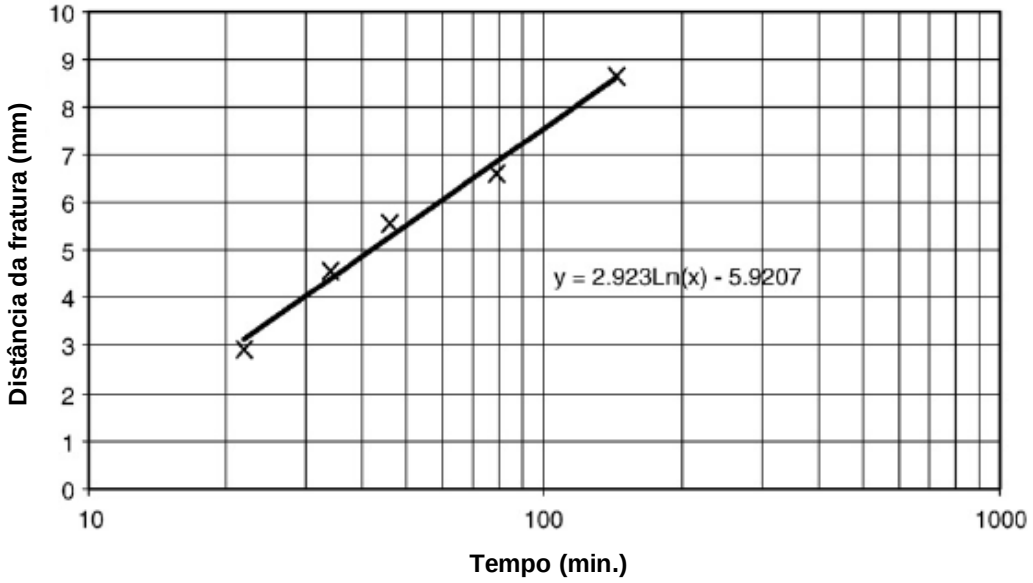
A saturação e o ponto de cruzamento entre a zona de drenagem e a zona de embebição foram analisados nas Figuras 20 e 21. A saturação de água no ponto de cruzamento diminui à medida que a água se espalha pela amostra. Curiosamente, a localização do ponto de cruzamento obedece a uma função logarítmica do tempo, como demonstrado na Figura 21. Esta correlação semi-logarítmica é uma manifestação de forças capilares.

Figura 20 - Saturação de água no ponto de interseção drenagem/embebição como uma função do tempo, obtida a partir de um primeiro período de embebição na fatia 3 mm acima do fundo do plugue.



Fonte: Karpyn et al., 2009.

Figura 21 - Localização do ponto de cruzamento de drenagem/embebição como uma função do tempo, obtida a partir de um primeiro período de embebição da fatia 3 mm acima do fundo do plugue.



Fonte: Karpyn et al., 2009.

Concluiu-se que o uso do raio-x é de fundamental importância no estudo do processo de embebição, pois monitora o avanço da água no processo ao longo do tempo dentro do meio poroso sendo, assim, um estudo que ajuda numa melhor recuperação de óleo.

4.3 Artigo d**e FERNØ et al. (2013) –** Magnetic resonance imaging of the development of fronts during spontaneous imbibition.

Trata da aplicação da ressonância magnética em ensaios de embebição espontânea.

4.3.1 Amostras Utilizadas

4.3.1.1 Rochas

Três tipos de rochas foram utilizados: calcário, arenito e carbonato de cálcio. As dimensões das amostras, permeabilidades e porosidades estão na Tabela 3.

Tabela 3 - Propriedades das amostras.

Amostra	Tipo de rocha	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
TC6D	Calcário	3,79	7,16	25,8	11,2
98-3	Arenito	3,80	7,64	20,0	717,8
TC26A	Calcário	3,75	7,53	23,7	3,4
TC10C	Calcário	3,78	7,48	25,7	19,1
TC10D	Calcário	3,78	7,44	25,3	14,2
Comp2	Carbonato de cálcio	5,1	13,2	38,0	6,4

Fonte: Fernø et al. (2013).

O carbonato de cálcio tem composição de 99% de calcita e 1% de quartzo.

4.3.1.2 Fluidos: óleo e salmoura

O óleo utilizado foi o n-decano ou o óleo refinado. A salmoura foi preparada usando D_2O (água pesada), pois serve como marcador do óleo e da salmoura dentro do plugue para captura da imagem por ressonância magnética. Foi utilizada uma água do mar sintética como salmoura (Tabela 4) e as densidades do petróleo e salmoura são dados na Tabela 5.

Tabela 4 - Composição da água do mar sintética.

Sal	NaCl	KCl	$MgCl_2.6H_2O$	$CaCl.2H_2O$	TDS
Concentração (g/L)	28,00	0,94	5,36	1,19	35,49

Fonte: Fernø et al. (2013).

Tabela 5 – Propriedades do óleo e da salmoura a 20°C.

Fase óleo/salmoura	Densidade (g/cm^3)	Viscosidade (cP)
n-Decano	0,730	0,92
Óleo refinado	0,74	1,47
Água do mar/D_2O	1,133	1,4

Fonte: Fernø et al. (2013).

4.3.2 Preparação das amostras

Todos os plugues, Tabela 3, foram saturados com óleo sem saturação inicial de água. A molhabilidade das amostras foi assumida como sendo muito molhável à água. O comprimento do plugue de carbonato de cálcio foi de 8,3 cm e o comprimento do plugue de arenito foi de 4,9 cm.

4.3.2.1 Teste OEO (uma extremidade aberta)

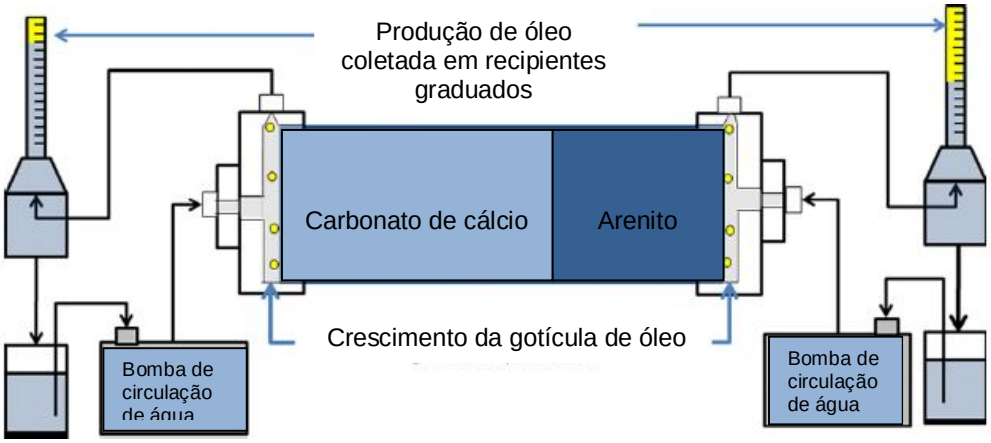
As superfícies dos plugues de calcário (TC6D e TC26A) e um plugue do arenito (98-3) foram selados e saturados com óleo. Foram realizados dois ensaios horizontais OEO com os plugues TC6D e 98-3. A água foi injetada a uma vazão constante e a recuperação de óleo foi monitorada visualmente. Um teste de embebição vertical OEO foi realizado usando o plugue TC26A, onde a amostra foi saturada com decano e imersa em solução salina. A extremidade aberta ficou no topo e a embebição foi monitorada com a ressonância magnética à imagem (RMI).

4.3.2.2 Teste TEO (duas extremidades abertas)

Dois plugues de calcário (TC10C e TC10D) foram selados e saturados com decano a vácuo. Os plugues foram imersos em soluções salina para iniciar o teste TEO de embebição.

Foram realizados um teste TEO horizontal no plugue TC10D e dois testes verticais TEO no plugue TC10C (Figura 22).

Figura 22 – Plugues de carbonato de cálcio e arenito foram revestidos com epóxi. A salmoura fica circulando para fornecer água para a embebição, o óleo produzido foi coletado em células de embebição e excesso de água foi reciclado.



Fonte: Fernø et al. (2013).

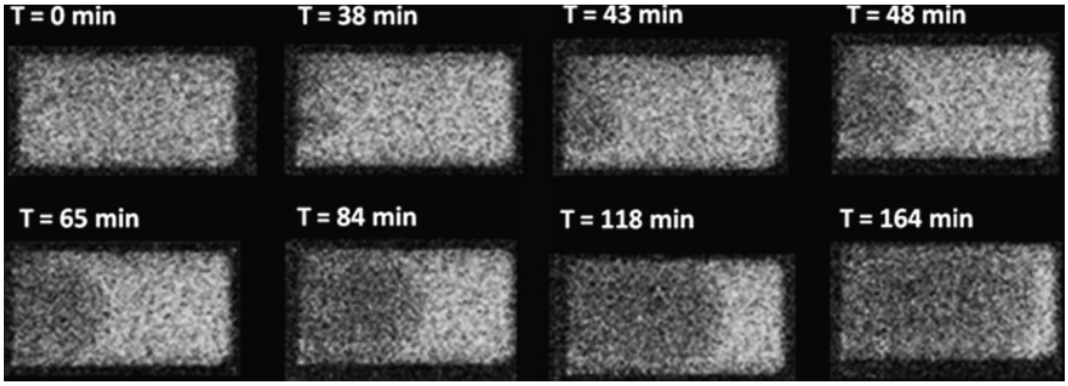
A velocidade de circulação foi duas vezes maior do que a velocidade de embebição para garantir que as rochas ficassem sempre cheias de água. O excesso de água e óleo produzido foi coletado a partir do topo. Durante o teste de embebição o óleo foi produzido e coletado separadamente em cada extremidade aberta.

4.3.3 Resultados

O teste de embebição OEO foi realizado em calcário e arenito. A amostra era horizontal, mas sua orientação foi mudada para vertical, para investigar o efeito da gravidade e a heterogeneidade da amostra.

A Figura 23 mostra o desenvolvimento da saturação de água no plugue 98-3 durante o OEO, teste de embebição horizontal. A embebição foi em contracorrente, como o esperado. A água foi avançando a partir da extremidade aberta e o óleo indo para o sentido oposto. A imagem após 38 min mostra a água invadindo a matriz em dois pontos. Depois de 48 min a água absorvida tende para uma embebição estável, isto acontece em cerca de 1/3 do comprimento total da amostra.

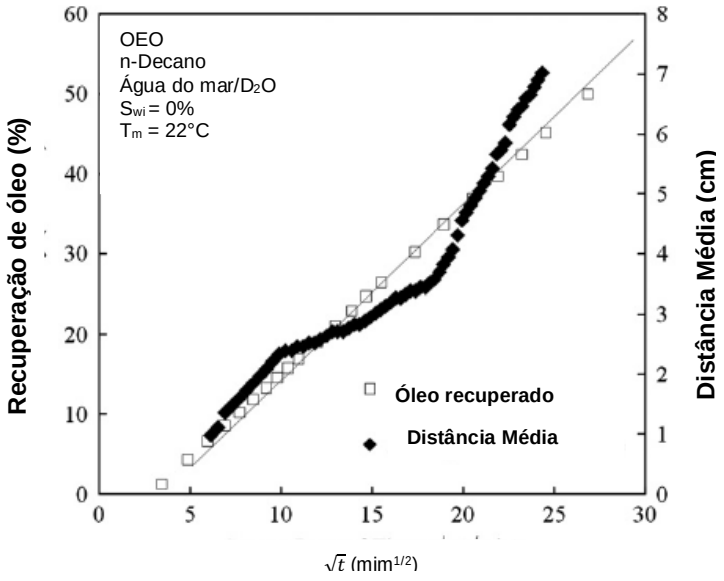
Figura 23 - Frente de avanço da água durante a embebição horizontal, OEO, em plugue de Berea 98-3. Imagens mais escuras representam um aumento na saturação de água.



Fonte: Fernø et al. (2013).

A Figura 24 mostra a porcentagem de recuperação de petróleo (% OOIP) e a posição da frente de embebição como função da raiz quadrada do tempo, durante a embebição horizontal, OEO, em arenito 98-3. Observou-se um tempo de atraso de 9 min, para depois começar a embebição. Com isso, a recuperação de óleo foi aproximadamente linear com a raiz quadrada do tempo. A taxa de avanço da embebição combina com a taxa da recuperação de óleo nos primeiros 100 min, mas depois desse tempo desvia significativamente. A recuperação final foi de 50% OOIP.

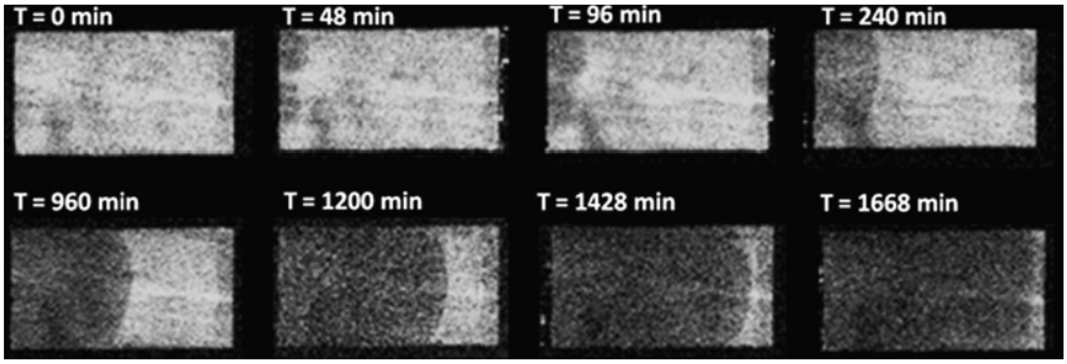
Figura 24 - A recuperação de petróleo e distância média da frente de água em função da raiz quadrada do tempo durante embebição horizontal do plugue arenito 98-3.



Fonte: Fernø et al. (2013).

A Figura 25 mostra o aumento da saturação de água salgada durante o teste de embebição horizontal, OEO, na amostra de calcário, TC6D. A frente avança a partir da extremidade aberta, à esquerda, até a extremidade fechada, à direita, sendo o óleo produzido em contracorrente. A imagem a partir de 48 min mostra que a água invade a amostra em dois pontos até as regiões se unirem em 240 min. Da mesma forma que o arenito, a frente avança mais rapidamente no centro da amostra.

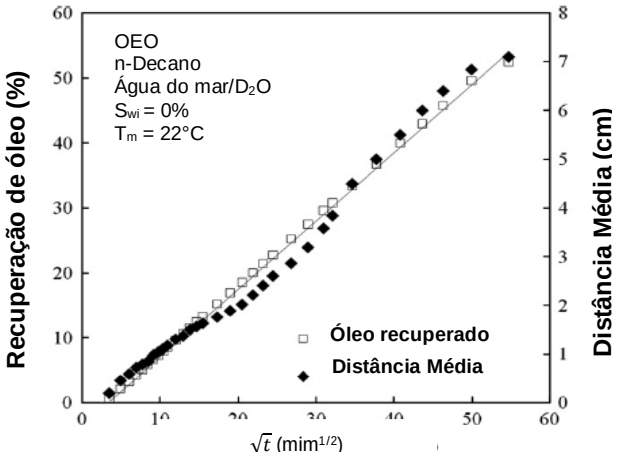
Figura 25 – Frente de avanço da água durante embebição espontânea horizontal, OEO, no plugue TC6D. Cores escuras representam aumento da saturação de água.



Fonte: Fernø et al. (2013).

A Figura 26 mostra a recuperação de óleo (% OOIP) e a posição da frente de avanço como sendo função da raiz quadrada do tempo, durante a embebição horizontal no plugue TC6D. A produção de óleo foi linear com a raiz quadrada do tempo no início da embebição e teve uma recuperação final de 52 % OOIP.

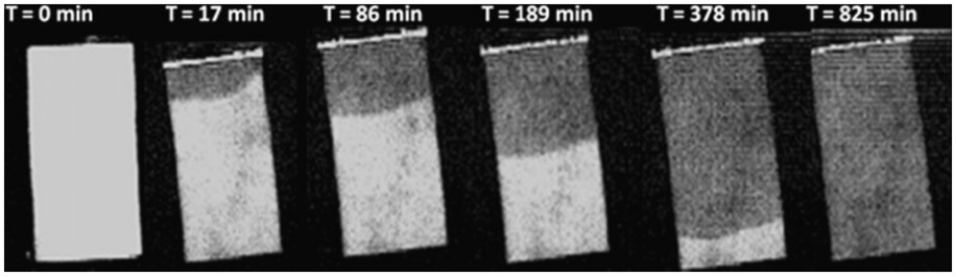
Figura 26 - A recuperação de petróleo e distância média da frente de avanço da água em função da raiz quadrada do tempo durante embebição espontânea horizontal, OEO, no plugue de calcário TC6D.



Fonte: Fernø et al. (2013).

A Figura 27 mostra o aumento da saturação de água salgada no plugue TC26A durante o teste de embebição vertical, OEO. A amostra foi dimensionada com a extremidade de cima aberta e a de baixo fechada. Observa-se que a forma da frente de avanço é menos curva do que no teste de embebição horizontal.

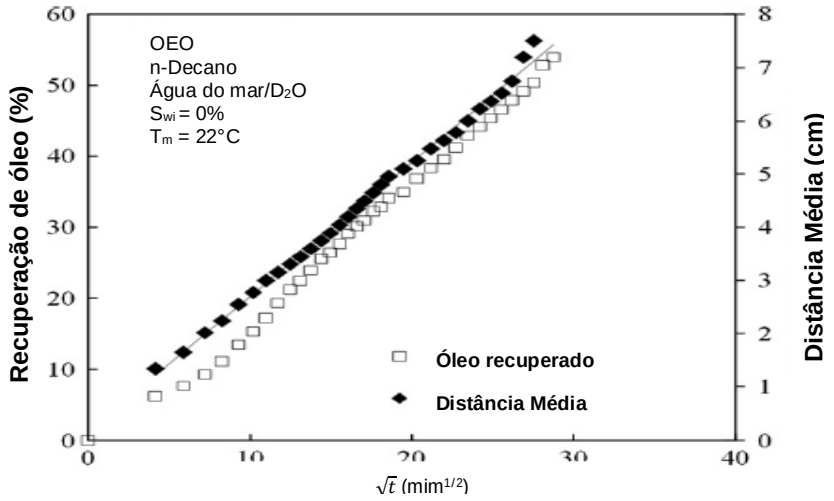
Figura 27 – Frente de avanço da água durante embebição espontânea horizontal, OEO, no plugue TC26A. Cores mais escuras representam uma maior saturação de água.



Fonte: Fernø et al. (2013).

A Figura 28 mostra o % OOIP e a posição da frente de embebição como função da raiz quadrada do tempo, durante uma embebição vertical, OEO, no plugue TC26A. A taxa de recuperação de óleo é linear com a raiz quadrada do tempo e a taxa de recuperação de óleo foi de 52%. A taxa de recuperação foi maior no teste de embebição vertical do que no teste horizontal para a mesma amostra pelo fato da invasão vertical ter tido contribuição da gravidade.

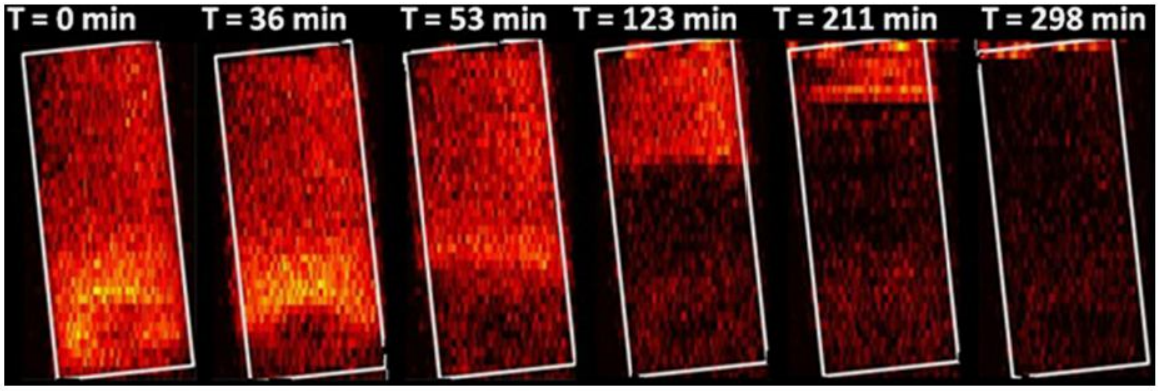
Figura 28 - A recuperação de petróleo e distância média da frente de avanço da água em função da raiz quadrada do tempo durante a embebição vertical, OEO, para o plugue TC26A, aberto na extremidade superior.



Fonte: Fernø et al. (2013).

A Figura 29 mostra a frente de avanço da água salgada do calcário TC10C durante um teste de embebição vertical, TEO. A água invade a amostra a partir da extremidade inferior (A), sem produção de petróleo, o que implica que o processo de embebição foi afetado pela ação da gravidade. Foi produzido pouco óleo na face superior (B).

Figura 29 - Embebição espontânea no plugue TC10C.

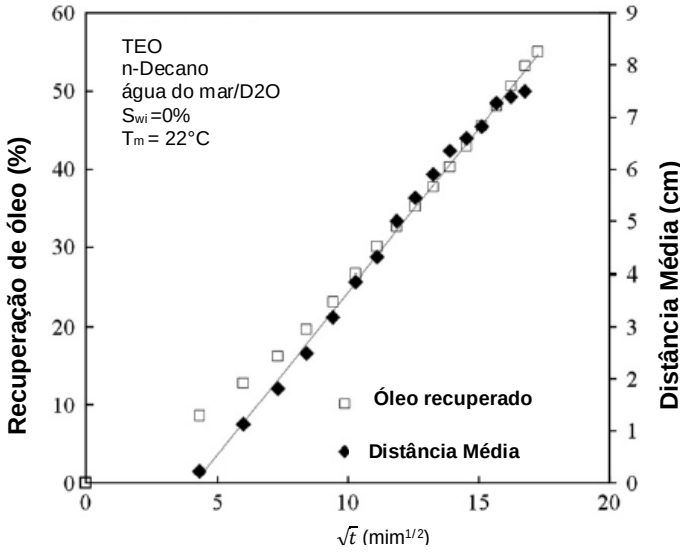


Fonte: Fernø et al. (2013).

A Figura 30 mostra a recuperação de óleo (% OOIP) e a posição da frente de embebição em função da raiz quadrada do tempo. Inicialmente, a recuperação de óleo foi mais elevada do que o previsto, pois houve invasão na extremidade (B). Após 60 min, a

recuperação de óleo tornou-se proporcional à raiz quadrada do tempo, o petróleo foi produzido em ambas as extremidades e foi recuperado 55% OOIP.

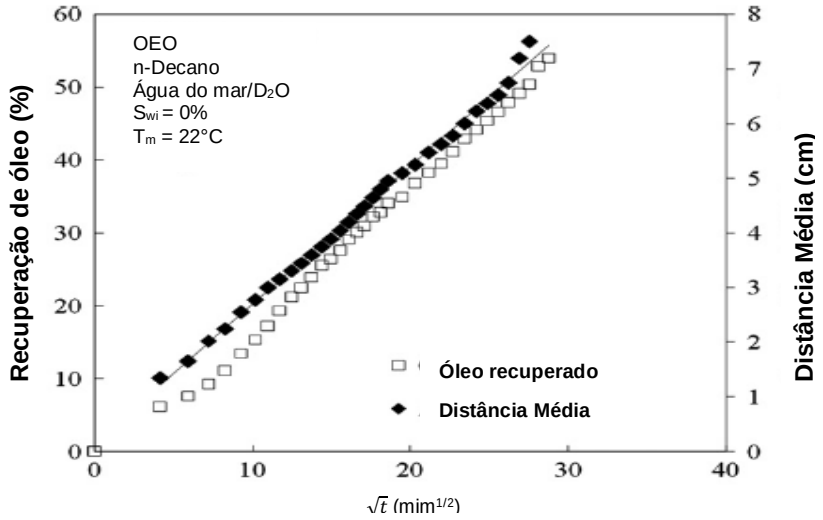
Figura 30 - A recuperação de petróleo e distância média da frente de embebição como função da raiz quadrada do tempo durante embebição vertical, TEO, no plugue TC10C.



Fonte: Fernø et al. (2013).

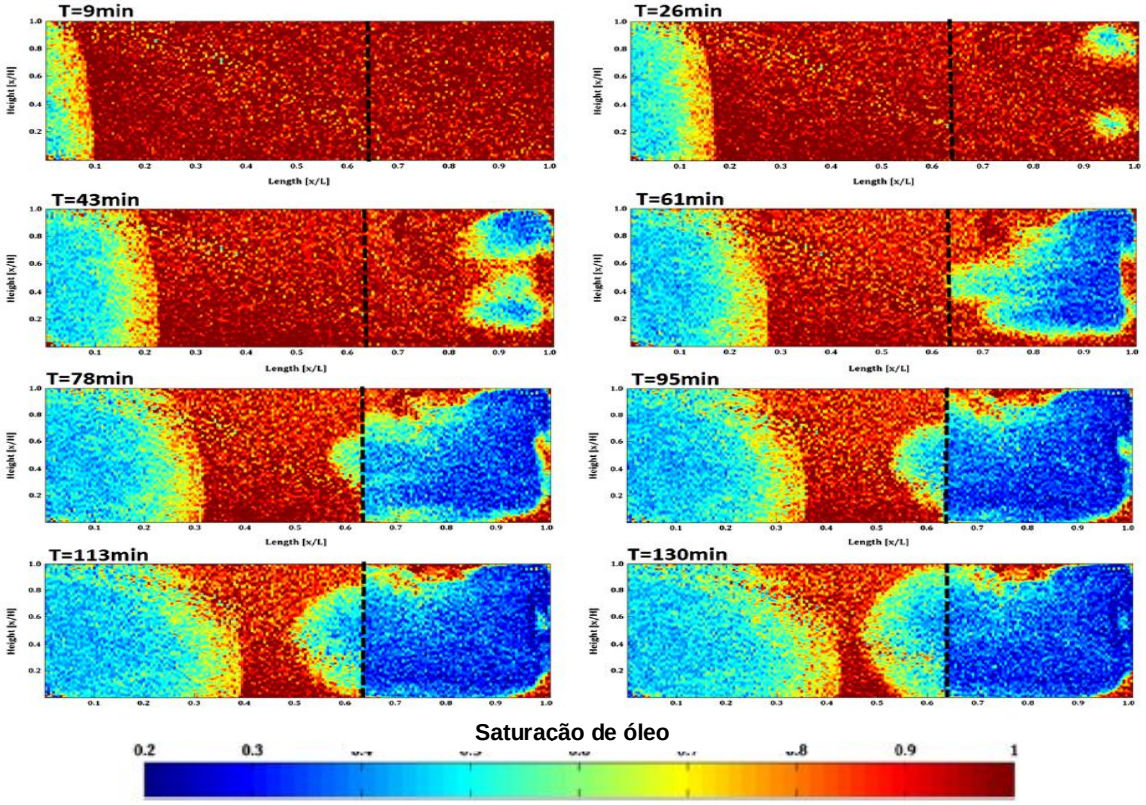
A Figura 31 mostra a posição de avanço como sendo função da raiz quadrada do tempo durante uma embebição horizontal, TEO, no plugue TC1D. Não foi capturado o comportamento antes dos 25 minutos, mas como sempre a posição da frente é linear com a raiz quadrada do tempo. Isso implica que a velocidade de embebição foi controlada pela permeabilidade em relação ao fluido embebido. Ambas as extremidades foram abertas para o fluxo, porém só houve invasão em uma das extremidades e a produção de petróleo foi em contracorrente. Do mesmo modo que aconteceu na embebição horizontal, OEO. Isso mostra que o efeito capilar e de pressão agiu sobre o avanço da água. O calcário foi colocado na linha vertical pontilhada na esquerda (XD=0,0 a 0,63) e o arenito na direita (XD=0,63 a 1). A produção de petróleo foi observada a partir do calcário, mas parou depois de 20 minutos, quando alcançou XD=0,17. As zonas de adsorções de água se fundiram, em uma região de invasão que alcançava muito mais rápido do que o avanço da frente no calcário. O ponto de encontro das frentes de avanço é encontrado na Figura 32 em t = 130 minutos. A produção de petróleo no calcário foi apenas de 4%, já no arenito a produção foi de 96% da recuperação total de óleo (Figura 33).

Figura 31 - Distância média frente de avanço em função da raiz quadrada do tempo durante embebição espontânea horizontal, TEO, no plugue TC10D.



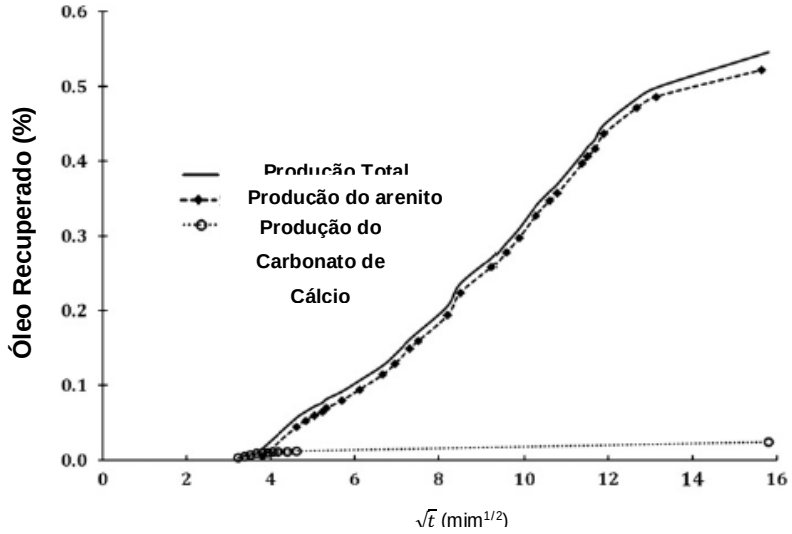
Fonte: Fernø et al. (2013).

Figura 32 - Aumento da frente de avanço, a partir de cada face de extremidade aberta, durante dois testes de embebição espontânea, em um plugue composto, calcário à esquerda, arenito à direita. O tamanho dos poros no arenito e no calcário determina a taxa de avanço da água.



Fonte: Fernø et al. (2013).

Figura 33 - Produção total de petróleo e produção de cada face de extremidade aberta durante embebição, TEO, em uma amostra composta formada a partir de calcário e arenito. Quase toda a produção de petróleo (96% da produção total) foi observada no arenito.



Fonte: Fernø et al. (2013).

Em suma, o estudo da ressonância magnética para o processo de embebição é importante, pois permite o monitoramento do deslocamento do óleo recuperado, fazendo com que se saiba o volume final recuperado.

4.4 Artigo de ROYCHAUDHURI et al. (2013) – An experimental investigation of spontaneous imbibition in gas shales.

Trata do estudo da embebição para avaliar o mecanismo de perda de fluido (que pode exceder 50% do volume de água injetada) em operações de fraturamento hidráulico para extração de gás de xisto.

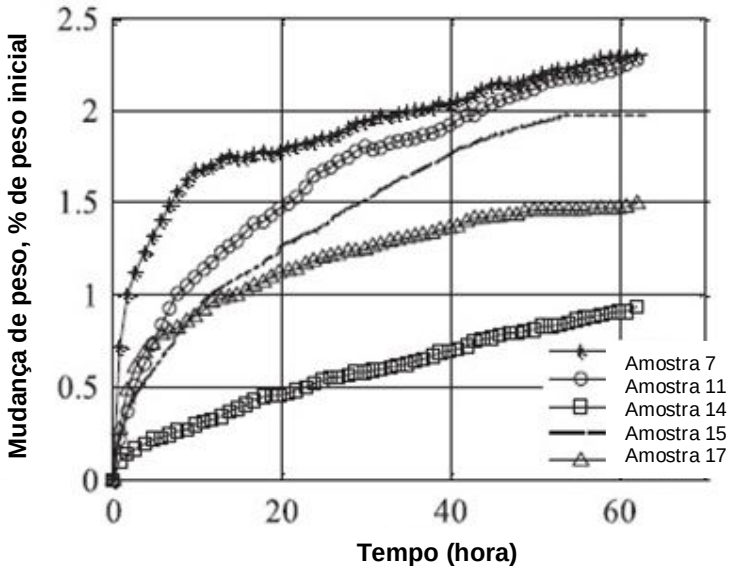
4.4.1 Amostras Utilizadas

As amostras utilizadas nesse experimento foram cubos de xisto e água deionizada como fluido.

4.4.2 Experimento com água deionizada (DI)

Ensaios de embebição espontânea foram realizados em cubos de xisto com 1cm^3 de volume. Apenas uma face do cubo foi exposta à água, enquanto as outras cinco foram revestidos utilizando epóxi de alta resistência para torná-los impermeáveis a água. A montagem experimental utilizada para as medições é uma micro balança equipada com um densímetro contendo 200 ml de água DI. O peso da amostra e temperatura foram registrados em computador e a análise foi feita baseada no princípio de Arquimedes. As forças externas (gravidade, capilaridade etc) foram desprezadas pelo fato da amostra ser muito pequena. Os dados de embebição espontânea com vários tipos de amostras de xisto estão representados na Figura 34.

Figura 34 – Embebição espontânea para amostras de xisto # 7, 11, 14, 15 e 17.

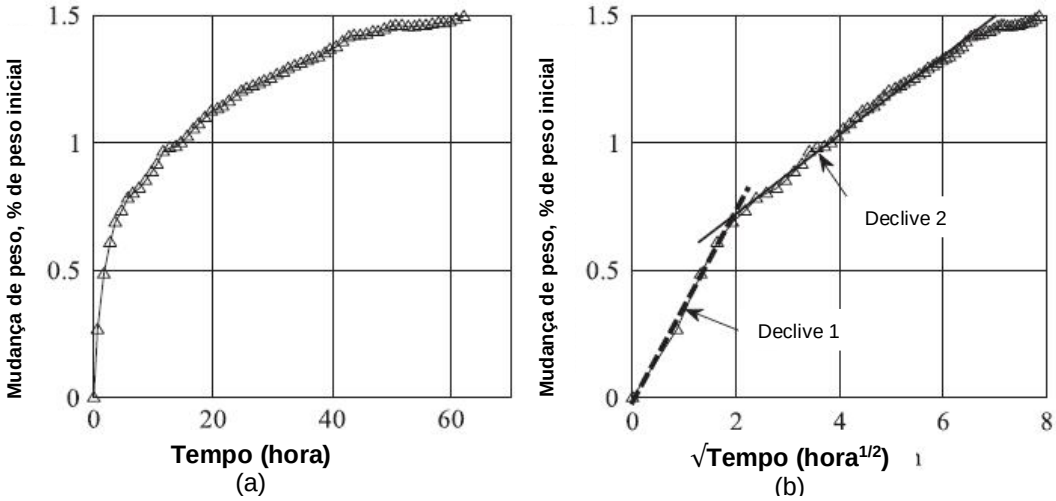


Fonte: Roychaudhuri et al., 2013.

A embebição de água na amostra #17 é mostrada na Figura 35a, representada como função do tempo, e na Figura 35b, representado como uma função da raiz quadrada do tempo. A embebição acontece em duas fases diferentes, cada uma com sua própria inclinação.

Na Figura 35b, durante a primeira fase, observa-se que a taxa de embebição é linear em relação à raiz quadrada do tempo. Na segunda fase também é linear, mas o declive da linha é um pouco menor (Tabela 6).

Figura 35 – Embebição espontânea na amostra #17: alteração do peso % versus (a) tempo, h (esquerda), e (b) raiz quadrada do tempo (direita).



Fonte: Roychaudhuri et al., 2013.

Tabela 6 - Resultados experimentais de embebição espontânea para amostras selecionadas a partir de várias profundidades.

Amostra	Densidade aparente (g/cm^3)	Porosidade	Água absorvida (cm^3)	Declive1 ($g/\sqrt{tempo}$)	Declive2 ($g/\sqrt{tempo}$)	Volume fratura (cm^3)	Volume da matriz (cm^3)
3	2,59	4,84	0,0415	0,0058	0,0026	0,017	0,016
7	2,38	3,63	0,0401	0,0085	0,0020	0,024	0,009
10	2,47	4,49	0,0325	0,0066	0,0022	0,020	0,011
11	2,33	3,63	0,0353	0,0054	0,0035	0,015	0,017
14	2,53	2,19	0,0185	-	-	-	-
15	2,39	2,80	0,0360	0,0040	0,0011	0,017	0,019
17	2,28	2,46	0,0277	0,0061	0,0023	0,012	0,012

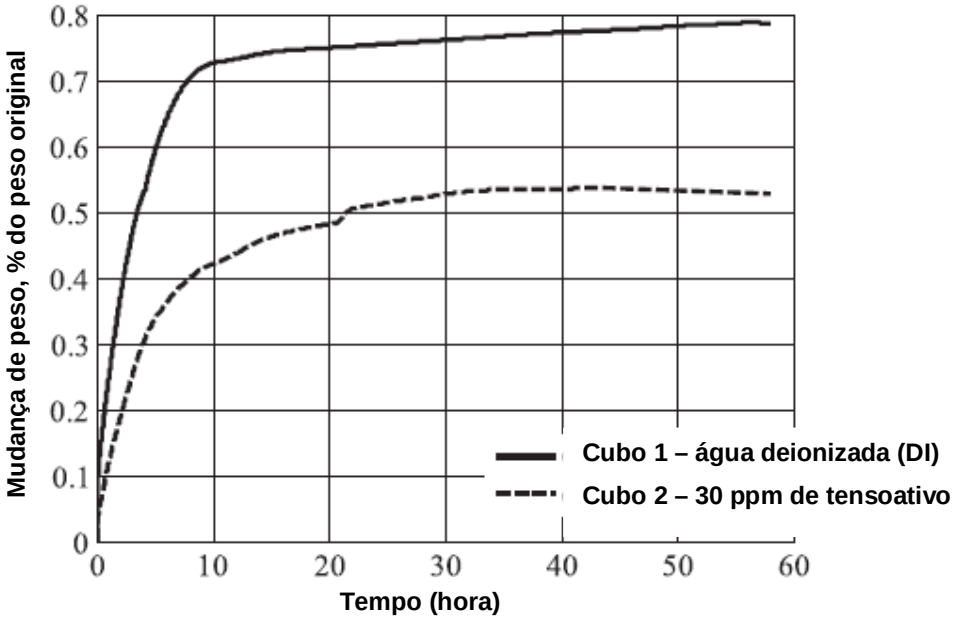
Fonte: Roychaudhuri et al., 2013.

Na primeira fase, o tempo de embebição é muito menor do que na segunda. A força motriz que age na primeira fase é a força capilar, já na segunda fase a capilaridade ainda é muito elevada, mas a embebição de água diminui devido à permeabilidade ser baixa. Os comportamentos das amostras utilizadas nesse trabalho é coerente com o que foi relatado por Zhou et al. (2002) e Hu et al. (2011).

4.4.2.1 Experimento com água deionizada e tensoativos

As características de molhabilidade podem ser modificadas por tensoativos. Na Figura 36, compara-se o comportamento de imersão de duas amostras (cubo 1 e cubo 2) a partir da amostra #17. O cubo 1 foi exposto à água deionizada, enquanto o cubo 2 foi exposto à água deionizada contendo 30 ppm de um tipo de tensoativo. Observa-se que o cubo 2 absorve menos água do que o cubo 1. O experimento então foi feito com 4 amostras (cubos 3, 4, 5 e 6), onde os cubos 3 e 5 foram expostos somente à agua deionizada por 43 horas e os cubos 4 e 6 foram expostos à água deionizada com 60 ppm de tensoativo. A embebiçao de água foi bastante reduzida quando foi usado tensoativo.

Figura 36 - Embebição espontânea com água DI e 30 ppm tensoativo usando dois cubos vizinhos de xisto da amostra # 17.



Fonte: Roychaudhuri et al., 2013.

Os resultados demonstram que as medidas de ângulos de contato com água deionizada foram realizadas nos cubos 1 e 2 após a conclusão do experimento. Os ângulos de contato estão relatados na Tabela 7. O ângulo de contato no cubo 2 é significativo, e mais elevado do que o cubo 1, o que indica que o tensoativo, mesmo em concentração baixa, cria alterações na molhabilidade das amostras de xisto.

Tabela 7 - Medidas de ângulo de contato em amostras expostas a solução de surfactante por 43 horas.

#17	Embebição espontânea	Medição do ângulo de contato	Estático	Avançando	Regredindo
Cubo1	DI	DI	52	62	21
Cubo2	30 ppm de tensoativo	DI	108	118	79

Fonte: Roychaudhuri et al., 2013.

Concluiu-se que existe uma perda de fluido injetado, água deionizada, no processo de embebição em operações de fraturamento hidráulico para extração de gás de xisto e que tensoativos, mesmo em concentrações baixas, afetam a molhabilidade da rocha.

5 CONCLUSÃO

A partir da análise dos artigos, pode-se concluir:

- O teste de embebição de água do mar em amostras, sem saturação de água inicial, tem um atraso para o início do processo, por não possuir forças capilares, consequência da não saturação de água inicial. A recuperação de óleo é mais elevada a partir da embebição na parte superior das amostras, pois se tem a influência da força gravitacional. Para amostras com diferentes tipos de comprimento, fica claro que a força gravitacional interferiu na recuperação. A água do mar aumenta a recuperação de óleo comparado com a solução artificial que representa a água de formação.
- Para rocha fraturada, a frente de avança da água na embebição acontece na fratura em camadas de baixa porosidade e baixa permeabilidade, devido às forças capilares serem elevadas, superando as restrições sobre a permeabilidade.
- Adições de tensoativos adequados podem alterar a molhabilidade da superfície da rocha, deixando-a mais molhável à água.
- Com o uso da ressonância magnética pode-se ver as frentes de avanço da água na rocha. A embebição começa em pontos que crescem esfericamente para o centro da amostra. Quando é atingida a saturação crítica, o avanço da frente se torna cada vez mais nítida nas ressonâncias realizadas e a água embebida tende ao centro da amostra. O avanço da frente de água é linear com o tempo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Austad, T., Strand, S., Høgnesen, E.J., Zhang, P. **Seawater as IOR fluid in fractured chalk.** Paper SPE 93000 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, U. S. A., 2–4 February, 2005.

Briggs, J.E., Katz, D.L.,. **Drainage of water from sand in developing aquifer storage.** Paper presented at the SPE Annual Meeting, Dallas, Texas, 2–5 October, 1966

Buckley, J.S., Liu, Y., Monsterleet, S. **Mechanisms of wetting alteration by crude oils.** SPEJ 54–61 (March), 1998.

Ferno, M.A. ; Haugen, A. ; Wickramathilaka, S.; et al. **Magnetic resonance imaging of the development of fronts during spontaneous imbibition**. Journal of Petroleum Science and Engineering. p. 1-11, 18 de Novembro de 2012.

Hatiboglu, Can Ulas; Babadagli, Tayfun. **Experimental and visual analysis of co- and counter-current spontaneous imbibition for different viscosity ratios, interfacial tensions, and wettabilities.** Journal of Petroleum Science and Engineering. p. 214-228, 20 de novembro de 2009.

Høgnesen, E.J., Strand, S., Austad, T.. **Water flooding of preferential oil-wet carbonates: oil recovery related to reservoir temperature and brine composition.** Paper SPE 94166 Presented at the 14th Europec Biennial Conference held in Madrid, Spain, p.13–16, June de 2005.

Karpyn, Z.T., Li, G., Grader, A.S., Halleck, P.M.,. **Experimental conditions favoring the formation of fluid banks during counter-current flow in porous media.** Transp. Porous Media 62 (1), p.109–124, 2006.

Karpyn, Z.T.; Halleck, P.M. ; Grader, A.S. **An experimental study of spontaneous imbibition in fractured sandstone with contrasting sedimentary layers.** Journal of Petroleum Science and Engineering. p. 48-56, 22 de Fevereiro de 2009.

Morrow, N.R., Mason, C. **Recovery of oil by spontaneous imbibition.** Curr. Opin. Colloid Interface Sci. 6, p.321–337, 2001.

Puntervold, T., Strand, S., Austad, T.. **New method to prepare outcrop chalk cores for wettability and oil recovery studies at low initial water saturation.** Energy & Fuels, 21(6), p. 3425–3430, 2007.

Rosa, Adalberto José; Carvalho, Renato de Souza; Xavier, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatorio de Petróleo.** Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2011.

Roychaudhuri, B.; Tsotsis, T.T.; Jessen, K**. An experimental investigation of spontaneous imbibition in gas shales.** Journal of Petroleum Science and Engineering, p. 87-97, 2 de Outubro de 2013.

Standnes, D.C., Austad, T. **Wettability alteration in chalk 1: preparation of core material and oil properties.** J. Pet. Sci. Eng. 28 (3), p.111–121, November, 2000.

Yu, LI; RUTH, Douglas; MASON, Geoffrey, et al. **Pressures acting in counter-current spontaneous imbibition.** Journal of Petroleum Science and Engineering. p. 87-99, 07 de março de 2006.

Yu, LI; S. Evje; H. Kleppe, et al. **Spontaneous imbibition of seawater into preferentially oil-wet chalk cores — Experiments and simulations**. Journal of Petroleum Science and Engineering. p. 171-179, 22 de fervereiro de 2009.

Zhang, P., Austad, T. **Wettability and oil recovery from carbonates: effects of temperature and potential determining ions.** Colloids Surf., A Physicochem. Eng. Asp. 279, p. 179–187, 2006.

Zhou, D., Jia, L., Kamath, J., Kovscek, A.R. **An Investigation of Counter-current Imbibition Process in Diatomite.** SPE 68837, SPE Western Reg. Meet., Bakersfield, CA, p. 26–30 March, 2001.

Zhou, D., Jia, L., Kamath, J., Kovscek, A. R. **Scalingofcounter-current imbibition processesinlow-permeability porous media**. J. Pet. Sci. Eng. 33 (1–3), p. 61–74, 2002.

Karimaie, H., Torsaeter, O. **Effect of injection rate, initial water saturation and gravity on water injection in slightly water-wet fractured porous media.** J. Pet. Sci. Eng. 58 (1–2), p. 293–308, 2007.

Madsen, L., Lind, I. **Adsorption of carboxylic acids on reservoir minerals from organic and aqueous phase.** SPE Reserv. Evalu. Eng. 47–51 (February), 1998.

Barbu, A., Hicks Jr., P.J., Grader, A.S. **Experimental three-phase flow in porous media: development of saturated structures dominated by viscous flow, gravity, and capillarity.** Soc. Pet. Eng. J. 4 (4), p. 368–379, 1999.

Hu, Q., Liu, X., Dultz, S., Ewing, R.P., Rowe, H.D. **AAPG Search and Discovery Article 90122 AAPG Hedberg Conference**, December 5–10, 2010, Austin,Texas, 2011.

Schechter D.S.; Zhou, D; Orr, F. M. J. **Low IFT drainage and imbibitions.** Journal of Petroleum science and Engineering, v. 11, n. 4, p. 283–300, 1994.