

**BRUNO DIAS PORTES**

**Análise de bancadas experimentais utilizadas para verificar a estimulação de poços petrolíferos através da propagação de ondas ultrassônicas.**

**Bruno Dias Portes**

**Análise de bancadas experimentais utilizadas para verificar a estimulação de poços petrolíferos através da propagação de ondas ultrassônicas.**

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Nazem Nascimento  
Coorientador: Prof. Dr. Mauro Hugo Mathias

Portes, Bruno Dias

P849a Análise de bancadas experimentais utilizadas para verificar a estimulação de poços petrolíferos através da propagação de ondas ultrassônicas / Bruno Dias Portes – Guaratinguetá, 2021.

42 f : il.

Bibliografia: f. 41-42

Trabalho de Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2021.

Orientador: Prof. Dr. Nazem Nascimento

Coorientador: Prof. Dr. Mauro Hugo Mathias

1. Ondas ultrassônicas. 2. Petróleo. 3. Viscosidade. I. Título.

CDU 622.323

Luciana Máximo

Bibliotecária CRB-8/3595

**BRUNO DIAS PORTES**

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO  
PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE  
“GRADUADO EM ENGENHARIA MECÂNICA”

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE  
GRADUAÇÃO EM NOME DO CURSO



Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna  
Coordenador

**BANCA EXAMINADORA:**



Prof. Dr. Nazem Nascimento  
Orientador/UNESP-FEG



Prof. Dr. Mauro Hugo Mathias  
UNESP-FEG



Dr. Julian David Hunt  
Membro Externo

Dedico este trabalho aos meus pais Julio e Angela e à minha irmã Paula pelo incentivo constante e amor incondicional.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus pais Julio e Angela, minha irmã Paula e minha companheira Julia de Carvalho pela educação, exemplo e amor incondicional que sempre recebi.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Nazem Nascimento que sempre foi muito bem atencioso e disposto sempre que precisei. Sem sua orientação nada deste trabalho seria possível.

Aos meus amigos da Faculdade de Engenharia do Campos de Guaratinguetá (Felipe Cruz, Guilherme Monteiro, Júlio Silva, Luis Diniz e Thaisa Ferreira) que sempre me apoiaram e estiveram comigo por todo este período de aprendizados e ensinamentos.

Aos funcionários da Faculdade de Engenharia do Campos de Guaratinguetá pela dedicação, presteza e principalmente pela vontade de ajudar.

Ao Sr. Jesus Mierez, integrante da empresa Rexonics que foi prestativo e cooperante para o desenvolvimento desta tese.

“Minha energia é o desafio, minha motivação é o impossível, e é por isso que eu preciso ser, à força e a esmo, inabalável.”

Augusto Branco

## RESUMO

A estimulação ultrassônica é uma técnica recém descoberta e revolucionária. Tem como propósito estimular os poços petrolíferos para fomentar a extração de petróleo. O objetivo deste trabalho é estudar o detalhamento técnico de bancadas experimentais já utilizadas para analisar a eficiência e a eficácia de extração de petróleo através de propagação de ondas ultrassônicas. No trabalho o enfoque foi em dois experimentos, são eles o experimento de gota pendente e o experimento de embebição espontânea, onde foram estudados e analisados o comportamento dos fluídos com e sem a presença da estimulação ultrassônica. Esta estimulação é capaz de alterar as propriedades dos fluídos como aumento da temperatura, diminuição da viscosidade e diminuição da tensão interfacial e superficial, além de alterar também as propriedades da rocha que contém o petróleo como permeabilidade, tamanho do grão, geometria do poro, molhabilidade, heterogeneidade e condições de contorno. Através destas alterações provocadas pela técnica de estimulação acústica, é possível ter um aumento significativo na recuperação de petróleo.

**PALAVRAS-CHAVE:** Estimulação ultrassônica. Recuperação de petróleo. Viscosidade. Tensão interfacial.



## **ABSTRACT**

The ultrasonic wave stimulation is a newly discovered and revolutionary technique. The purpose of it is to stimulate oil wells to enhance oil extraction. The objective of this work is to study the technical details of experimental benches already used to analyze the efficiency and effectiveness of oil extraction through the propagation of ultrasonic waves. The focus of this work was on two experiments, which was the drop experiment and the spontaneous imbibition experiment. The experiments explored the behavior of fluids with and without the presence of ultrasonic stimulation was studied and analyzed. This technique is able to change the properties of the fluids, such as increasing the temperature, decreasing the viscosity and decreasing the interfacial and surface tension, besides also changing the properties of the rock that contains the oil, such as permeability, grain size, pore geometry, wettability, heterogeneity and boundary conditions. With these property changes, it is possible to have a significant increase in oil recovery.

**KEYWORDS:** Ultrasound enhanced. Oil recovery. Viscosity. Interfacial tension.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Recuperação de petróleo em % sem e com estimulação ultrassônica, utilizando DPOS como emulsificante.....	19
Figura 2 – Modelo experimental Hele-Shaw.....	20
Figura 3 – Distribuição de percentual das gotas de parafina de acordo com o tamanho, após 30 min de irradiação de ultrassom.....	20
Figura 4 – Esquema da configuração do micro modelo utilizado para remover ou reduzir o asfalteno em meio poroso.....	21
Figura 5 – Esquema da configuração do experimento de gota pendente .....	23
Figura 6 – Foto do experimento de gota pendente: a) óleo mineral leve, b) óleo mineral pesado, c) querosene e d) N350.....	25
Figura 7 – Gotas de água por minuto x amplitude de excitação do transdutor ultrassônico para vários tipos de óleos .....	25
Figura 8 – Esquema da configuração do experimento de embebição espontânea.....	27
Figura 9 – Célula de embebição de vidro utilizada para coletar petróleo de uma amostra saturada imersa em fase aquosa .....	27
Figura 10 – Fluxograma ilustrando todos os experimentos de embebição com diferentes pares de fluídos, tipos de rochas e condição de vizinhança .....	29
Figura 11 – Recuperação de óleo (%) x tempo de duração (min) da embebição espontânea de água em querosene (linha verde) e óleo mineral leve (linha vermelha) para fluxo cocorrente. ....	32
Figura 12 – Recuperação de óleo (%) x tempo de duração (min) da embebição espontânea de água em querosene (linha verde) e óleo mineral leve (linha vermelha) para fluxo contracorrente. ....	33
Figura 13 – Comparação dos experimentos de embebição espontânea entre as concentrações de 15.000 ppm de NaCl e 150.000 de NaCl sem revestimentos. ....	34
Figura 14 – Comparação do experimento de embebição espontânea para o surfactante DOWFAX 2A1 em diferentes tipos de concentrações e para solução salina de 150.000 ppm de NaCl, ambos com as amostras envelhecidas. ....	35
Figura 15 – Experimento de embebição espontânea utilizando a solução surfactante Tergitol 15-S-7 em uma amostra de arenito Berea saturada com óleo mineral leve. ....	36

Figura 16 – Emulsificação durante o experimento de surfactantes. À esquerda é a solução 3% DOWFAX 2A1 em óleo mineral leve. À direita é a mesma solução em petróleo bruto Husky...	37
Figura 17 – Experimento de embebição espontânea com solução de Goma Xantana em amostra de arenito Berea saturada com óleo mineral leve. ....	38
Figura 18 – Experimento de embebição espontânea com solução de 3% DOWFAX 2A1 e a salina de 150.000 ppm de NaCl em amostra de arenito Berea saturada em petróleo bruto Husky.....	39

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedade dos fluídos usados no experimento de gota pendente.....	24
Tabela 2 – Propriedades dos fluídos das fases aquosas e oleicas usadas no experimento de embebição espontânea. Todos os valores foram obtidos em condições padrão atmosférica....	30
Tabela 3 – Dados da tensão interfacial para os pares de fluídos usados no experimento de embebição espontânea. Os valores foram obtidos em condições padrão atmosférica. ....	31

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CMC	Concentração crítica micelar.
CO <sub>2</sub>	Gás carbônico.
DPOS	Sulfonato Dissódico de Alquil-Difenil-Óxido.
HI	<i>High intensity</i> (Alta intensidade).
IFT	<i>Interfacial tension</i> (Tensão interfacial).
LO	<i>Low intensity</i> (Baixa intensidade).
NaCl	Cloreto de sódio.
UV	Radiação ultravioleta.

## LISTA DE SÍMBOLOS

W/cm <sup>2</sup>	Watt por centímetro cuadrado.
min	Minuto.
BPD	Barris por dia.
US\$	Dólar americano.
m	Metro.
Hz	Hertz.
%	Porcentagem.
mm	Milímetro.
cmH <sub>2</sub> O	Centímetro de água.
cm	Centímetro.
V	Volt.
W	Watt.
°C	Grau Celsius.
mD	MiliDarci.
ppm	Partes por milhão.
kg/cm <sup>3</sup>	Quilograma por centímetro cúbico.
g/cm <sup>3</sup>	Gramma por centímetro cúbico.
m <sup>2</sup> /s	metro quadrado por segundo.
cP	Centipoise.
Pa	Pascal.
dyn/cm	Dina por centímetros.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	14
1.1	OBJETIVO .....	14
1.2	JUSTIFICATIVA .....	14
1.3	METODOLOGIA .....	15
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	16
2.1	CONHECIMENTO HISTÓRICO .....	16
2.2	ESTIMULAÇÃO POR ONDAS ULTRASSÔNICAS .....	17
2.2.1	Efeito da estimulação ultrassônica na recuperação de óleo .....	18
2.2.2	Experimentos de laboratório .....	19
<b>3</b>	<b>BANCADA EXPERIMENTAL PARA ESTIMULAÇÃO DE ONDAS ULTRASSÔNICAS</b> .....	22
3.1	EXPERIMENTO DE GOTA PENDENTE .....	23
3.1.1	<b>Materiais utilizados</b> .....	23
3.1.2	<b>Propriedades dos fluídos</b> .....	24
3.1.3	<b>Procedimento</b> .....	24
3.1.4	<b>Resultados obtidos</b> .....	25
3.2	EXPERIMENTO DE EMBEBIÇÃO ESPONTÂNEA .....	26
3.2.1	<b>Materiais utilizados</b> .....	26
3.2.2	<b>Propriedades das rochas e dos fluídos</b> .....	28
3.2.3	<b>Procedimento</b> .....	31
3.2.4	<b>Resultados obtidos</b> .....	32
<b>4</b>	<b>DISCUSSÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS</b> .....	39
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	41
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	41

## 1 INTRODUÇÃO

Devido à crescente exploração de petróleo no Brasil e no mundo, faz-se necessário, quando os campos de petróleo já estão saturados, a construção de novos poços ou então a estimulação dos já existentes; como a primeira opção demanda um alto orçamento e um alto tempo de operação, opta-se por uma técnica economicamente mais viável, conhecida como estimulação por ondas ultrassônicas. Além de não impactar o meio ambiente, essa técnica é capaz de aumentar a produtividade de um poço petrolífero já explorado. Para exemplificar o orçamento de um poço petrolífero, segundo a Petrobrás, o poço GLF 49H ESS, localizado na bacia do Espírito Santo, teve um custo de US\$ 30 milhões e 44 dias de construção.

Em 2006, no cenário brasileiro, foi descoberta a camada do pré-sal, sendo uma das maiores descobertas até o presente momento com relação a petróleo; essa reserva possui petróleo de excelente qualidade e de alto valor comercial, além de ter uma vasta extensão de exploração.

O Brasil, segundo a Petrobrás, produziu cerca de 1,5 milhão de barris por dia (BPD) em 2018; possuía naquele ano 77 poços de petróleo e com custo médio de extração de petróleo inferior a US\$ 7 por barril de óleo. O método de estimulação de poços petrolíferos, utilizado no pré-sal é a técnica de reinjeção de CO<sub>2</sub>, em profundidade de 2.200 m, aumentando a pressão interna do reservatório e aumentando a produtividade do mesmo. A reinjeção de CO<sub>2</sub> é capaz de aumentar a produção de petróleo em 7%, um valor já significativo e de uma técnica já conhecida no Brasil que será utilizado como comparação para este estudo sobre a estimulação através de ondas ultrassônicas, que ainda é pouco conhecida no país.

### 1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de uma análise de bancadas experimentais utilizadas para estudar a eficiência e eficácia do método para a desobstrução de meios porosos, tipicamente o meio predominante nos campos petrolíferos, por propagação de ondas ultrassônicas.

### 1.2 JUSTIFICATIVA

Devido à crescente demanda e exploração de petróleo, no cenário energético mundial e brasileiro, há uma diminuição na quantidade de petróleo extraído, mesmo que limitado nos próximos anos. Como citado, acima há duas opções para resolver tal problema, primeiro



perfurar novos poços e incorporá-los a novas reservas, o que possui um custo muito elevado; segundo a Petrobras, 50% dos investimentos do pré-sal são utilizados na perfuração e avaliação técnica de novos poços e o custo foi de US\$ 1 milhão por dia, em 2014. De 2014 a 2019 foram investidos aproximadamente US\$ 70 bilhões na construção de novos poços. A segunda forma de aumentar a produção, com menores custos em relação à construção de novos campos, é a estimulação dos poços já saturados. Esta estimulação, que será foco principal deste trabalho, é a técnica de ultrassom. Esta técnica é inovadora e pouca difundida no Brasil atualmente. Aqui, será feito o detalhamento técnico de uma bancada experimental, com o que se pretende mostrar sua relevância em relação a rendimento, além de causar pouco ou nenhum dano aos poços.

### 1.3 METODOLOGIA

Análise bibliográfica do tema, com utilização de artigos técnico-científicos recentes e clássicos envolvendo a temática, além de trabalhos disponíveis e consulta diretamente a pesquisadores e empresas que tenham algum envolvimento com o tema em epígrafe. Será utilizado como fonte de pesquisa o acervo digital da própria UNESP.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 CONHECIMENTO HISTÓRICO

Segundo Baresnev e Johnson (1993), a maior preocupação das indústrias do petróleo é o declínio na recuperação de óleo. Geralmente, em uma operação de extração, somente 10% de todo o reservatório é explorado utilizando a pressão natural, sendo difícil a extração de petróleo residual devido a sua baixa mobilidade. Portanto, para aumentar a produção é preciso aplicar alguns métodos de estimulação de recuperação de óleo, como por exemplo, estimulação com fraturamento ácido, hidráulico, por explosivos e injeção de CO<sub>2</sub>.

A importância do meio ambiente vem ganhando destaque no cenário industrial conforme o avanço da tecnologia; então, métodos com menos efeitos negativos na exploração de petróleo tendem a serem mais utilizados; de acordo com Leonardo Candido (2016), as técnicas citadas anteriormente, além de serem invasivas ambientalmente, também criam mudanças ou até destruição da estrutura dos poços petrolíferos.

No final da década de 1950 surgiu, de forma inesperada, a estimulação por ondas ultrassônicas, descoberta devido a um melhor resultado na produção de petróleo em áreas que possuem terremotos e ruídos culturais (por exemplo, a passagem de trem sobre os trilhos). Desde então, esta nova técnica vem sendo pesquisada profundamente, para ser melhor utilizada no processo de estimulação de recuperação de óleo.

Segundo Wang e Huang (2018), a produção de petróleo em um reservatório é definida em três estágios. O primeiro estágio, como já citado, é responsável pela produção de 10 a 15% de toda a reserva, através da utilização da pressão natural, porém ela não é alta o suficiente para manter o fluxo de extração de óleo. A eficiência desta etapa depende das propriedades do petróleo e da rocha, assim como dos mecanismos de operação.

O segundo estágio de produção é composto pelos métodos de reinjeção de CO<sub>2</sub> (de acordo com a Petrobrás, este processo é utilizado no pré-sal) ou injeção de água, conhecida como *water flooding*; este estágio é capaz de extrair aproximadamente 40% do petróleo original do reservatório; com isso a pressão pode ser mantida e conseqüentemente permitindo a extração do petróleo até a superfície.

Por fim, o petróleo que não pode ser explorado através dos dois primeiros estágios, devido à existência de tensão interfacial entre água e óleo (força capilar), alta taxa de mobilidade e a heterogeneidade da rocha, é necessário o terceiro conhecido como estimulação de recuperação de óleo; porém a fim de evitar métodos que provocam poluição, como ataques químicos no

poço petrolífero, o método de estimulação por ondas ultrassônicas vem ganhando destaque, devido a ter grande eficiência energética e ser não poluente.

## 2.2 ESTIMULAÇÃO POR ONDAS ULTRASSÔNICAS

Os principais objetivos da estimulação por ondas ultrassônicas é reduzir a tensão interfacial entre a água e o óleo, reduzir a pressão capilar, diminuir a taxa de mobilidade entre a água e o óleo, diminuindo a viscosidade do fluido e a injeção de solventes químicos. Para Gharabi (2005 Apud ALHOMADHI, AMRO, ALMOBARKY, 2013, p. 8) a aplicação de ondas ultrassônicas depende da elasticidade, tamanho do grão e densidade da rocha. Esse método é responsável por criar vibrações nos reservatórios, alterando as forças capilares, adesão entre os fluidos e a rocha e, também, por causar a coalescência no óleo (ALHOMADHI, AMRO, ALMOBARKY, 2013, p. 8).

Muitos estudos atribuem o aumento do nível do líquido dentro de tubos capilares ao fenômeno chamado de cavitação. A bolha de vapor pode exercer milhares de quilograma por metro de pressão local, que pode causar um aumento significativo, mesmo que temporário na fase de pressão, ou seja, quando as bolhas entram em colapso, a pressão acumulativa cresce o que resulta em um aumento no fluxo dos fluidos, facilitando a extração de petróleo (HAMIDA, BABADAGLI, 2007, p. 8).

As vibrações causadas pela estimulação de ondas ultrassônicas podem causar flutuações na pressão capilar devido à cavitação, podendo deformar a parede porosa e alterar os raios dos poros. Quando a parede porosa está sob o efeito das ondas ultrassônicas, causam nelas um fenômeno chamado “transporte peristáltico”, que segundo Naderi e Babadagli (2009), só é possível ser atingido com uma frequência e intensidade ultrassônica acima de uma quantidade específica. A partir de uma frequência de 20 kHz e intensidade de 25 W/cm<sup>2</sup> já é possível identificar o fenômeno.

### 2.2.1 Efeito da estimulação ultrassônica na recuperação de óleo

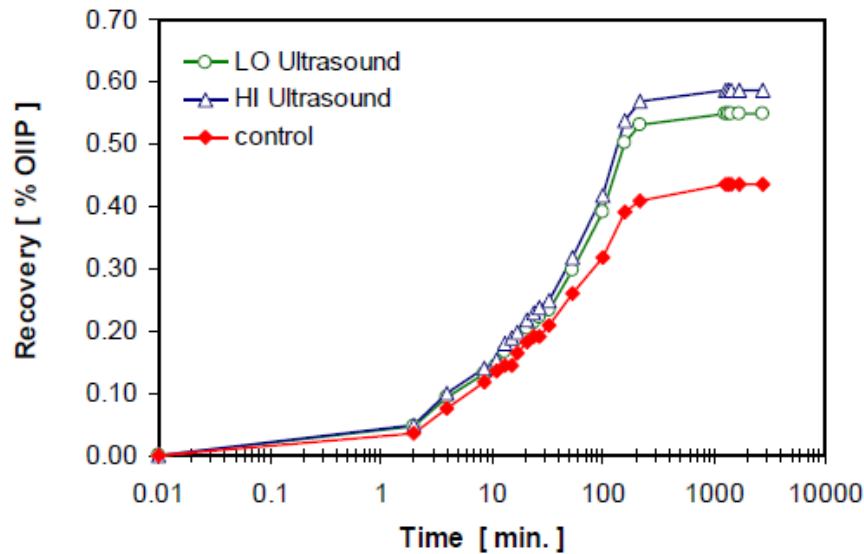
Um dos primeiros passos da estimulação acústica é a desobstrução do meio poroso, causado pelo asfalteno, derivado orgânico do petróleo. Segundo Shadid (2009), a precipitação do asfalteno é capaz de causar danos à permeabilidade rochosa dos reservatórios de petróleo, uma vez que este componente não pode ser cristalizado e nem separado individualmente. Sob o efeito da irradiação ultrassônica, o asfalteno pode ser decomposto e ter seu tamanho reduzido, diminuindo assim a deposição desse composto em petróleo bruto; Shadid (2009) ainda afirma que, com o aumento do intervalo de tempo da aplicação de ultrassom e também da sua

frequência, potencializa-se a decomposição do asfalteno, reduzindo os danos a permeabilidade do óleo.

No estudo dirigido por Hamida e Babadagli (2005), foi feita uma recuperação de embebição capilar (processo de deslocamento de fase não-molhante pela fase molhante por meio de forças capilares) utilizando e não utilizando o tratamento por estimulação acústica. No final da recuperação foi constatada uma diferença significativa na recuperação de óleo quando se utiliza o método de estimulação. Outras observações destacadas em seus estudos foram a redução da tensão superficial e viscosidade do petróleo devido ao calor gerado pelo ultrassom, oscilação e excitação do petróleo nos capilares do meio poroso devido à cavitação e vibração do método, emulsificação, transporte peristáltico e deposição da parafina e asfalteno, observações essas constatadas também em estudos já mencionados.

Hamida e Babadagli (2005) concluíram também que o tratamento ultrassônico mostrou melhorias significativas na recuperação de petróleo promovendo vibração na rocha matrix podendo estimular a percolação criando um deslocamento de petróleo uniforme. Em um dos experimentos foi analisado o método de embebição de petróleo com e sem estimulação acústica utilizando óleo mineral e 5% Sulfonato Dissódico de Alquil-Difenil-Óxido (DPOS) como emulsificante. Sem estimulação acústica, denominado *Control Experiment* (Linha vermelha no gráfico da Figura 1) foi observado uma recuperação de aproximadamente 40% em relação à quantidade de petróleo inicial, sendo uma taxa de 0,06 %/min. Já com a utilização de ondas ultrassônicas em duas intensidades diferentes, sendo 25 W/cm<sup>2</sup> para baixa intensidade (LO – Linha verde no gráfico da Figura 1) e 45 W/cm<sup>2</sup> para alta intensidade (HI – Linha azul no gráfico da Figura 1); no primeiro caso teve um acréscimo adicional de 15% na recuperação de petróleo, enquanto no segundo caso um acréscimo de 20% na recuperação final, conforme a Figura 1.

Figura 1 – Recuperação de petróleo em % sem e com estimulação ultrassônica, utilizando DPOS como emulsificante.



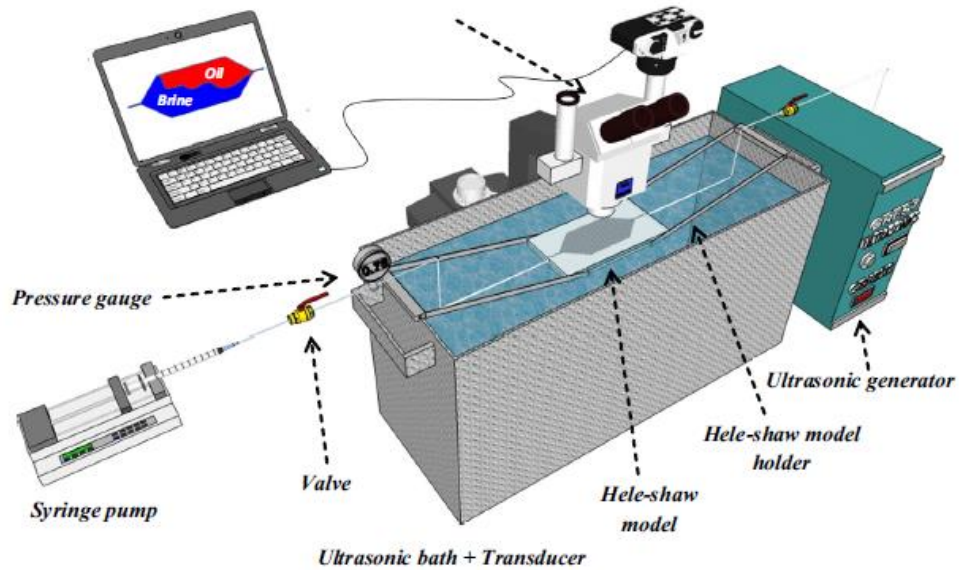
Fonte: Hamida T.; Babadagli T. (2005).

### 2.2.2 Experimentos de laboratório

Foram utilizados como base científica alguns experimentos feitos por outros autores que utilizaram o método de estimulação acústica, a fim de analisar seu efeito na extração de petróleo. Com os estudos sobre estes trabalhos, foi possível promover a compreensão sobre os detalhes dos equipamentos de estimulação ultrassônica e sua realização. A seguir será exemplificado alguns estudos consultados.

No estudo de Hamidi *et al.* (2015), foi criado um modelo para simular um meio poroso (Hele-shaw); este modelo foi primeiramente projetado, impresso em um papel e então gravado em uma folha de vidro, depois uma segunda folha de vidro foi colada sobre a primeira, de forma em que o projeto impresso ficasse entre as duas folhas. Foram feitos furos de entrada e saída dos fluidos a serem injetados e então colocado o modelo em um forno. O aquecimento começou a 25 °C e aumentou constantemente até 730 °C. Após atingir esta última temperatura, o forno foi desligado para que o modelo fosse resfriado gradualmente e assim ficou pronto o modelo Hele-shaw. Os equipamentos utilizados foram um gerador com capacidade de criar ondas de 40 kHz e potência de 500 W, uma banheira ultrassônica, um suporte para fixar o modelo Hele-shaw horizontalmente, uma seringa para inserir os fluidos (parafina e uma solução salina), um microscópio com câmera para análises e um computador (Figura 2).

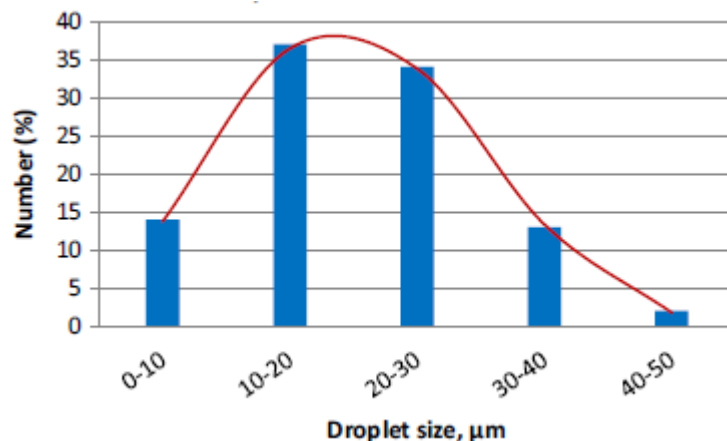
Figura 2 – Modelo experimental Hele-Shaw.



Fonte: Hamidi *et al.* (2015).

Como resultados, este experimento concluiu que quanto maior é o tempo em que a amostra é submetida à irradiação ultrassônica, maior é a quantidade e tamanho de gotas de parafinas na solução salina de NaCl com concentração de 1,5 %, ou seja, facilita o escoamento de parafina no processo.

Figura 3 – Distribuição de percentual das gotas de parafina de acordo com o tamanho, após 30 min de irradiação de ultrassom.

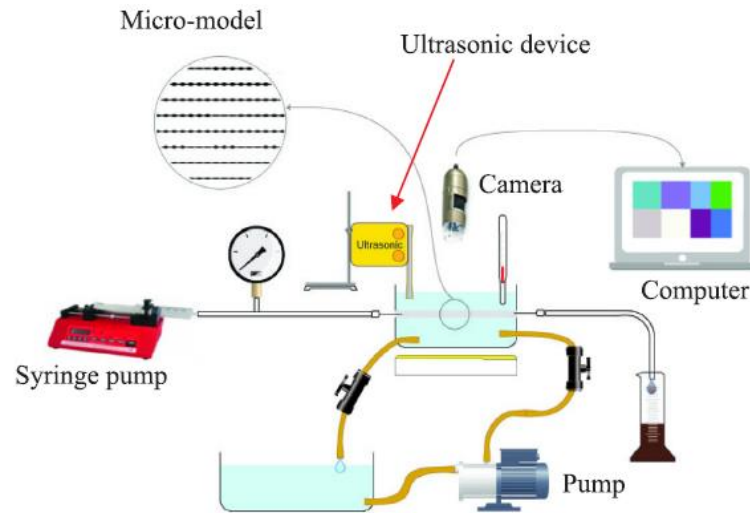


Fonte: Hamidi *et al.* (2015).

No estudo dirigido por Dehshibi *et al.* (2018), o foco foi remover ou diminuir a formação e precipitação de asfalteno nos reservatórios, principal componente na obstrução do meio poroso. Para este experimento o autor utilizou uma bomba de seringa para injetar os fluidos de

testes, um recipiente de água, sonda ultrassônica, micro modelo de meio poroso, uma câmera de alta qualidade para capturar fotos do experimento e um computador para análise de dados, conforme a Figura 4.

Figura 4 – Esquema da configuração do micro modelo utilizado para remover ou reduzir o asfalto em meio poroso.



Fonte: Dehshibi *et al.* (2018).

Dehshibi *et al.* (2018), conclui que, devido a vibração gerada pela estimulação ultrassônica que transmite energia para o meio poroso, gerando cavitação que conduziu à instabilidade do asfalto, desaparecendo com a deposição deste componente nos capilares do micro modelo e facilitando assim o fluxo do fluido nestes capilares.

### **3 BANCADA EXPERIMENTAL PARA ESTIMULAÇÃO DE ONDAS ULTRASSÔNICAS**

Existem diversos tipos de experimentos técnicos que são utilizados para analisar e avaliar o uso de ondas ultrassônicas para a estimulação de extração de petróleo. Para exemplificar alguns desses tipos de experimentos, Hamida, T. (2006) realizou dois tipos de experimentos para analisar a influência da energia ultrassônica em deslocamento de fluido capilar. São eles, o experimento de gota pendente e embebição espontânea.

Hamida, T. (2006), utilizou-se de alguns aspectos como base para os experimentos citados acima. Esses aspectos incluem, o chamado efeito sono-capilar, que gera uma alta pressão localizada no meio capilar por ondas comprimidas; este efeito pode ser intensificado com o fenômeno da cavitação e isto permite que o petróleo estagnado em um local possa fluir pelos poros adjacentes. Outro aspecto notável é a mudança de permeabilidade da matriz, que aumenta imediatamente quando é aplicado um campo ultrassônico; com o aumento da permeabilidade é possível aumentar também o fluxo de hidrocarbonetos presentes no meio. O terceiro aspecto notado com experimentos de estimulação ultrassônica é a redução considerável de forças capilares através da vibração.

Hamida, T. (2006) ainda aponta que durante o processo de extração de petróleo, pode-se notar alguns danos no meio poroso, causados pela lama e partículas sólidas. O alto poder ultrassônico além de estimular o meio poroso a extrair petróleo, também tem como finalidade limpar este meio, ou seja, ajuda a mobilizar argilas, lamas, parafinas e asfaltenos. Isto permite o aumento da porosidade e permeabilidade da rocha.

Por fim, Hamida, T. (2006), estes aspectos citados são relacionadas as forças capilares e viscosas, que dependem da intensidade e frequência geradas pelo campo acústico, assim como das propriedades do fluido, tais como porosidade, cementação e quantidade de argila contida no meio poroso. Para alta frequência e intensidade do campo acústico, pode-se notar um aumento da temperatura, redução da viscosidade do fluido e tensão interfacial. As propriedades do fluido afetam diretamente a propagação das ondas. Característica da rocha como cementação, porosidade e quantidade argila estimula a dispersão das ondas ultrassônicas.

#### **3.1 EXPERIMENTO DE GOTA PENDENTE**

De acordo com o Hamida, T. (2006), o experimento de gota pendente é onde se observa com mais clareza a presença de cavitação, que promove o aumento no nível do líquido presente no tubo capilar. Portanto, aplicando a radiação ultrassônica, pode-se notar um aumento das



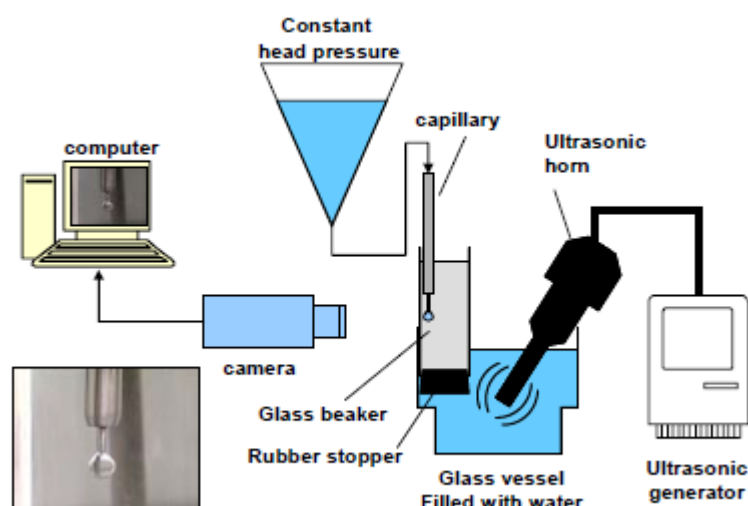
forças capilares e alteração da molhabilidade do fluido. Estudos feitos anteriormente, identificaram que há dois tipos de regimes para este tipo de experimento. Com alta taxa de gotejamento, as gotas que são ejetadas dos capilares possuem formas de jato, já para baixa taxa de gotejamento, suas formas são pontiagudas.

Hamida, T. (2006) conduziu este estudo analisando uma série de experimentos de gotas pendentes, para concluir com exatidão o efeito do ultrassom em tubos capilares estreitos. O autor ainda afirma que a taxa de gotejamento é em função da viscosidade e tensão interfacial do fluido.

### 3.1.1 Materiais utilizados

O experimento de Hamida, T. (2006) sobre a gota pendente possui a seguinte configuração, ilustrado na Figura 5:

Figura 5 – Esquema da configuração do experimento de gota pendente.



Fonte: Hamida, T. (2006).

- Modelo capilar de Hastelloy C-276 0,1 mm, utilizado para injetar água a uma pressão constante nos fluidos oleicos;
- Recipiente de vidro com formato cônico para manter uma injeção de hidrostática constante de 10 cm de H<sub>2</sub>O;
- Transdutor ultrassônico, ligado a um gerador (modelo não mencionado pelo autor) para fornecer ultrassom contínuo, instalado em uma posição de 45°;
- Cilindro de 5 mm de diâmetro e 2 mm de espessura que contém a fase oleica; este cilindro está com a base selada por um êmbolo de borracha;
- Recipiente de vidro para proteger o capilar de cavitação intensa gerada pelo transdutor;

- Câmera modelo Canon Xi para registrar as imagens e digitaliza-las utilizando o software Windows Moviemaker através de um computador.

### 3.1.2 Propriedades dos fluídos

Foram utilizados três tipos de óleo parafina refinado e querosene no experimento de Hamida, T. (2006), conforme descrito na Tabela 1.

Tabela 1 – Propriedade dos fluídos usados no experimento de gota pendente.

Dimensão	Unidade	Óleo mineral leve	Óleo mineral pesado	Querosene	N350
Densidade	(kg/m <sup>3</sup> )	838,30 ± 5,0	850,08 ± 5,0	768,00 ± 5,0	888,50 ± 1,4
Densidade	(g/cm <sup>3</sup> )	0,8383 ± 0,0050	0,8508 ± 0,0050	0,768 ± 0,0050	0,8885 ± 0,0014
Viscosidade	(m <sup>2</sup> /s)	0,0465 ± 0,0005	0,167 ± 0,0017	0,0029 ± 0,00003	1,112 ± 0,0018
Viscosidade	(cP)	46,5 ± 0,5	167,0 ± 1,7	2,9 ± 0,03	1112,0 ± 1,8
Tensão superficial	(Pa)	0,99 ± 0,02	4,62 ± 0,09	5,32 ± 0,11	0,86 ± 0,02
Tensão superficial	(dyn/cm)	9,9 ± 0,2	46,2 ± 0,9	53,2 ± 1,1	8,6 ± 0,2
Tensão interfacial	(Pa)	6,18 ± 0,12	5,10 ± 0,10	4,07 ± 0,08	3,53 ± 0,07
Tensão interfacial	(dyn/cm)	61,8 ± 1,2	51,0 ± 1,0	40,7 ± 0,8	35,3 ± 0,7

Fonte: Hamida, T. (2006).

O óleo N350 possui alta viscosidade e baixa tensão interfacial. Os óleos, mineral leve e mineral pesado, são ambos com baixa viscosidade e alta tensão interfacial. O querosene possui uma viscosidade muito baixa e uma tensão interfacial intermediária em relação à água. Hamida T. (2006), utilizou também água desaerada a fim de aumentar a cavitação no processo e também para prevenir emulsificação para altas intensidades de ultrassom.

### 3.1.3 Procedimento

O procedimento realizado pelo Hamida, T. (2006) neste experimento é descrito da seguinte maneira: Para estabilizar a taxa de gotejamento em um fluxo constante no capilar, foi injetado com o auxílio de uma pipeta um fluxo de fluído constante de 10 cmH<sub>2</sub>O. Após 2 minutos de gotejamento, foi atingido então o fluxo constante. Então se iniciou gradualmente a aplicação de ultrassom. Com a câmera Canon Xi foi possível gravar com precisão o gotejamento durante o experimento. Então foi feito um vídeo para que as gotas fossem contadas. A taxa de gotejamento por minuto foi calculada dividindo o número de gotas contadas pelo intervalo de tempo da gravação. Para evitar emulsificação entre água e óleo, foi monitorada a textura dos líquidos. Na Figura 6 é possível observar o formato da gota para cada fluído analisado. Considerando 0 para o experimento sem ultrassom e 5 para o experimento com alta

intensidade de ultrassom. Analisando visualmente o formato das gotas é possível concluir que a tensão interfacial não muda conforme a intensidade do ultrassom aumenta.

Figura 6 - Foto do experimento de gota pendente: a) óleo mineral leve, b) óleo mineral pesado, c) querosene e d) N350.



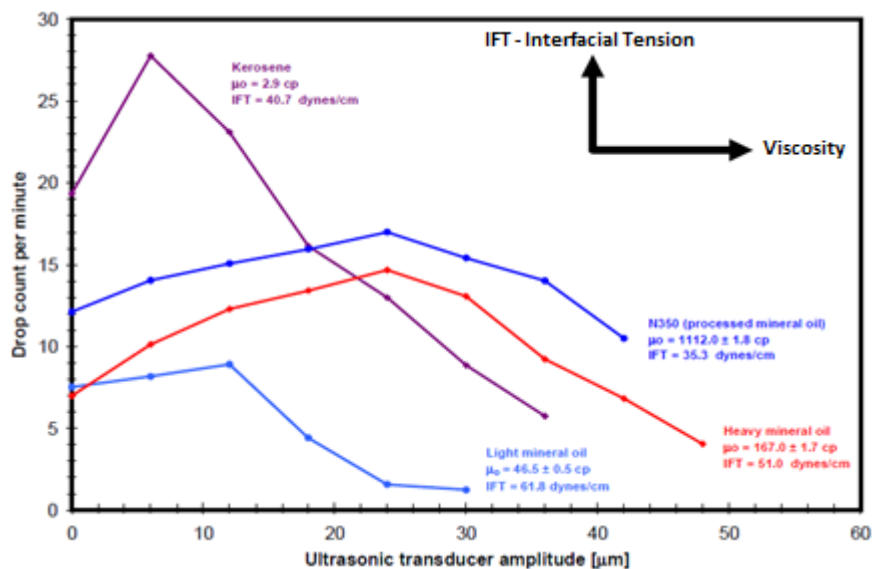
Fonte: Hamida, T. (2006).

### 3.1.4 Resultados obtidos

#### 3.1.4

Os resultados obtidos por Hamida, T. (2006), podem ser observados com o auxílio da Figura 7 a seguir:

Figura 7 – Gotas de água por minuto x amplitude de excitação do transdutor ultrassônico para vários tipos de óleos.



Fonte: Hamida, T. (2006).

De acordo com Hamida, T. (2006) é possível concluir que a taxa de gotejamento aumenta até um ponto crítico de amplitude ultrassônica. Se o fluido possui alta viscosidade, este tende a atingir seu pico de gotejamento para alta intensidade ultrassônica. Já para fluidos com baixa tensão interfacial, como o querosene, tende a atingir seu pico de gotejamento com baixa intensidade ultrassônica. Ou seja, o pico de gotejamento é característico para cada tipo de óleo, dependendo então de sua viscosidade e tensão interfacial. Quanto maior a viscosidade do fluido maior será necessária a intensidade ultrassônica para que haja uma maior taxa de expulsão de água. Quanto menor a tensão interfacial do fluido, menor será a intensidade ultrassônica requerida para se obter uma maior taxa de expulsão de água.

Hamida, T. (2006) conclui ainda que com o aumento do campo acústico devido à alta intensidade ultrassônica é possível notar uma estimulação da molhabilidade da água dentro do capilar, isso resulta em uma maior pressão positiva da água no capilar, retardando o fluxo de água em seu interior. Por outro lado, há também a possibilidade do processo reverso, quando a ultrassom está em baixa intensidade, uma menor pressão é gerada na água no interior do capilar, reduzindo assim sua molhabilidade, conseqüentemente aumentando a taxa de água expelida pelo capilar.

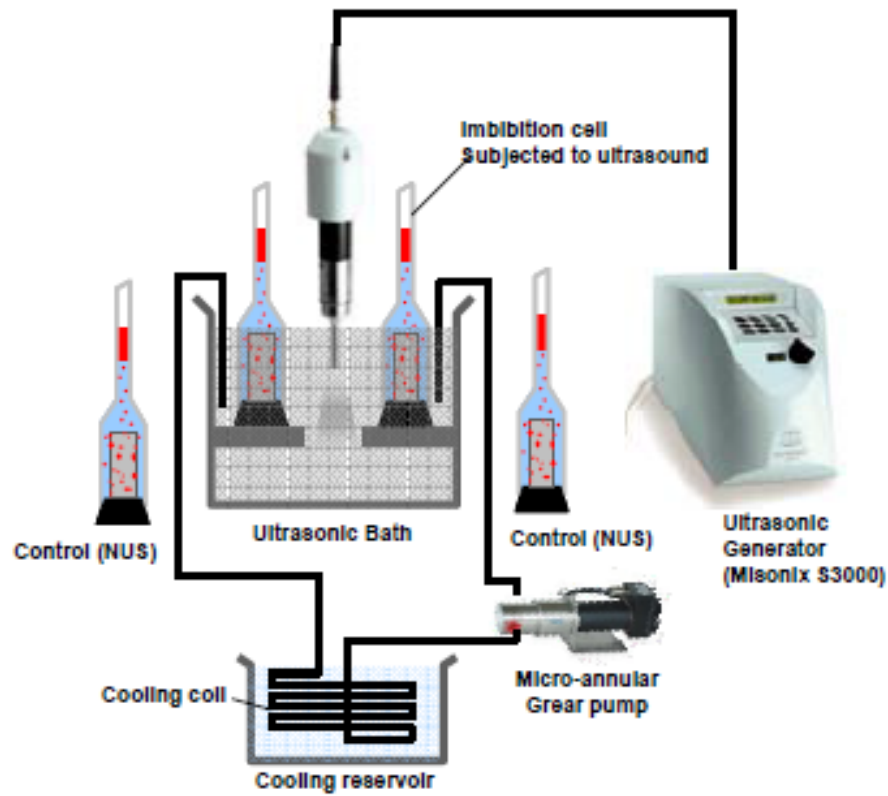
### 3.2 EXPERIMENTO DE EMBEBIÇÃO ESPONTÂNEA

Neste experimento Hamida, T. (2006) utilizou uma banheira ultrassônica e um transdutor ultrassônico em uma série de experimentos de embebição capilar, utilizando como amostras o arenito. Este experimento é baseado em sucção capilar que depende das propriedades da rocha (permeabilidade, tamanho, geometria do poro, molhabilidade, heterogeneidade e condições de contorno), e das propriedades do fluido (viscosidade e tensão interfacial, essas propriedades podem variar com a ação de tratamento químico). O experimento de embebição espontânea é utilizado para fazer analisar a tensão interfacial dos fluidos.

#### 3.2.1 Materiais utilizados

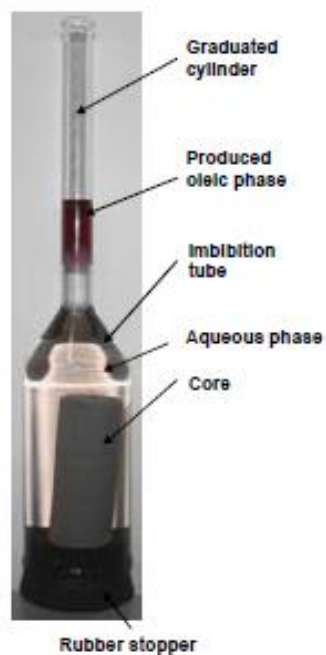
A configuração do experimento de embebição espontânea criado por Hamida, T. (2006), pode ser observado na Figura 8 a seguir. Onde uma amostra de arenito é colocada dentro de um tubo de embebição com um cilindro graduado que permite mensurar o volume dos fluidos contidos em seu interior, conforme a Figura 9.

Figura 8 – Esquema da configuração do experimento de embebição espontânea.



Fonte: Hamida, T. (2006).

Figura 9 – Célula de embebição de vidro utilizada para coletar petróleo de uma amostra saturada imersa em fase aquosa.



Fonte: Hamida, T. (2006).

Os materiais utilizados por Hamida, T. (2006) para compor o experimento, foram os seguintes:

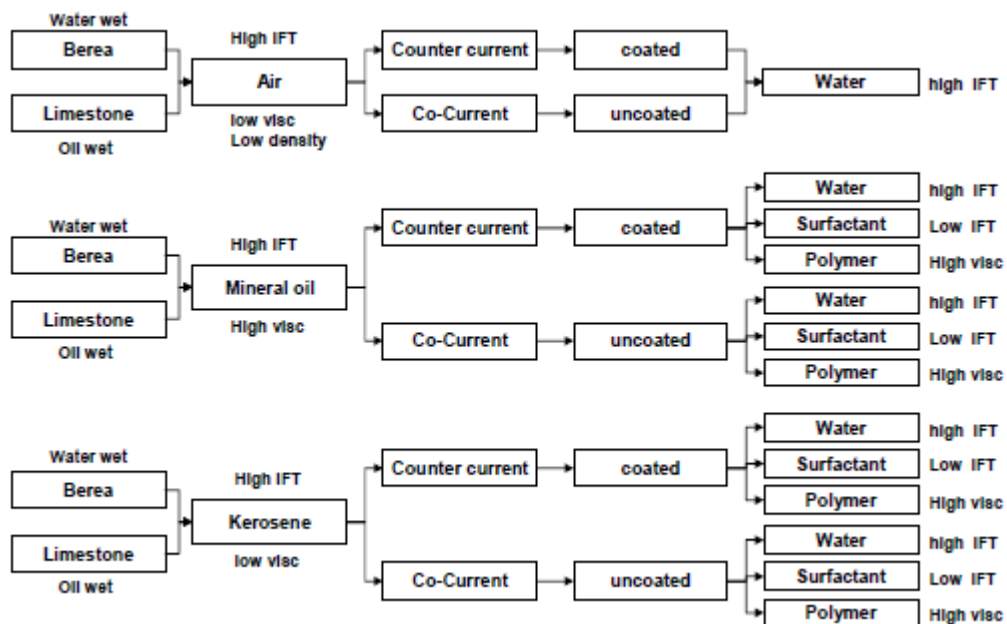
- Banheira ultrassônica da marca Branson operando a uma frequência de 40 kHz e uma potência de 2 kW. O autor não cita o modelo, mas há o modelo CPX1800-E que possui uma dimensão de 150 mm x 140 mm x 100 mm e um volume de 1,9 l, que pode ser utilizado no experimento.
- Uma trompa ultrassônica ligado a um gerador modelo Misonix S3000 capaz de fornecer uma frequência de 20 kHz e uma intensidade de 250 W/cm<sup>2</sup> equipada com uma ponta de titânio revestida de safira, calibrada para corresponder com a umidade lida pelo gerador. Este modelo de gerador possui um volume de 40 l, dimensão de 48,26 cm x 26,67 cm x 21,59 cm e requer uma potência de 600 W, tensão de 110 V e uma faixa de frequência de 50 - 60 Hz.
- Sistema de refrigeração de água para manter a temperatura dos fluídos baixa. Contendo um reservatório de resfriamento, serpentina para circular a água e uma bomba para manter a água de refrigeração em circulação. Esse sistema é necessário, uma vez que a temperatura da água contida na banheira ultrassônica aumenta conforme a aplicação de ondas sonoras.
- Célula de embebição de vidro com cilindro graduado para mensurar o volume das fases fluídas presentes no experimento, além de conter as amostras de arenito.

### **3.2.2 Propriedades das rochas e dos fluídos**

Segundo Hamida, T. (2006) seu experimento foi realizado utilizando amostra de arenito de Berea, um composto de arenito típico dos Estados Unidos da América, é uma fonte de petróleo e gás natural. Foi também utilizado amostra de calcário Indiana, um composto típico de Indiana dos Estados Unidos. Foram feitas mais de 80 amostras cilíndricas destes compostos para o experimento, que foram saturadas com óleo mineral ou querosene por 48 horas em uma câmara a vácuo. Os diâmetros das amostras possuíam entre 2,50 e 2,52 cm e tinham comprimento entre 6,40 e 7,80 cm. As amostras foram lavadas com água e então secadas a 80 °C por pelo menos dois dias e então foram resfriadas até a condição ambiente. A porosidade das amostras possuíam 21 % para o arenito de Berea e para o calcário Indiana 17 %. Já a permeabilidade era de 300 mD para o arenito e 7 mD para o calcário. Saturando as amostras secas em água e óleo e depois calculando a diferença de peso foi possível determinar os valores para a porosidade.

O experimento de Hamida, T. (2006) foi realizado de diversas formas (Figura 10). A embebição foi realizada no sentido cocorrente, ou seja, quando todos os lados da amostra estão expostos e contracorrente, quando somente a base da amostra está exposta. Foram estudadas o comportamento de embebição de três tipos de fluídos saturados: Óleo mineral leve que possui alta viscosidade e alta tensão interfacial, querosene que é um fluído de baixa viscosidade e alta tensão interfacial e ar que possui baixa viscosidade, baixa intensidade e alta tensão interfacial. Foram realizados também experimentos com as amostras revestidas com epoxy em todos os seus lados, exceto a parte inferior e também sem revestimento. Por fim, para analisar as propriedades como viscosidade, densidade, tensão interfacial e molhabilidade foram preparadas soluções em fases aquosas como soluções de água, salmoura (15.000 e 150.000 ppm NaCl), surfactante aniônico (Sódio Dodecil Óxido De Difenila Dissulfonato, DOWFAX 2A1), surfactante não aniônico (etoxilato de álcool, Tergitol 15-S-7) e polímero (Goma Xantana).

Figura 10 – Fluxograma ilustrando todos os experimentos de embebição com diferentes pares de fluídos, tipos de rochas e condição de vizinhança.



Fonte: Hamida, T. (2006).

Para a coleta de dados das propriedades dos fluídos como tensão superficial e viscosidade Hamida, T. (2006) utilizou um tensiômetro de anel de tungstênio (método Du Nouy). A densidade foi obtida através de um viscosímetro rotacional. A densidade foi determinada com a pesagem de uma seringa preenchida com o fluído de teste. Como dito anteriormente, com a utilização de estimulação ultrassônica provoca o fenômeno de cavitação e para evitar este fenômeno, todas as soluções foram desaeradas em vácuo.

O papel da solução surfactante é diminuir a tensão interfacial entre os fluídos. Hamida, T. (2006) determinou que a concentração crítica micelar (CMC) é de 1% em peso para o DOWFAX 2A1 e 0,004% em peso para o Tergitol 15-S-7. O polímero é responsável por aumentar a viscosidade da solução aquosa, utilizou-se para os procedimentos as concentrações de 0,03%, 0,05%, 0,09%, 0,1% e 0,15% em peso. Por fim, as soluções de salmoura de água desaerada com 15.000 e 150.000 ppm de NaCl foram utilizadas para estudar o efeito da alcalinidade no experimento de embebição espontânea. As propriedades dos fluídos podem ser verificadas com o auxílio da Tabela 2 e da Tabela 3 a seguir.

Tabela 2 – Propriedades dos fluídos das fases aquosas e oleicas usadas no experimento de embebição espontânea. Todos os valores foram obtidos em condições padrão atmosférica.

Fluído	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	Viscosidade (m <sup>2</sup> /s)	Tensão superficial (Pa)
Água	0,9982 ± 0,0010	0,0010 ± 0,0002	7,10 ± 0,14
Água + 150.000 ppm NaCl	1,1163 ± 0,0010	0,0012 ± 0,0006	6,99 ± 0,14
Água + 15.000 ppm NaCl	1,0096 ± 0,0010	0,0012 ± 0,0006	7,05 ± 0,14
Água + 1% DOWFAX 2A1	0,9997 ± 0,0010	0,00244 ± 0,00012	3,38 ± 0,07
Água + 3% DOWFAX 2A2	1,0027 ± 0,0010	0,00532 ± 0,00027	3,41 ± 0,07
Água + 5% DOWFAX 2A3	1,0058 ± 0,0010	0,00820 ± 0,00041	3,46 ± 0,07
Água + 0,1% TERGITOL 15-S-7	0,9982 ± 0,0010	0,00105 ± 0,00005	3,01 ± 0,06
Água + 0,5% TERGITOL 15-S-8	0,9982 ± 0,0010	0,00125 ± 0,00006	2,78 ± 0,06
Água + 1,0% TERGITOL 15-S-9	0,9981 ± 0,0010	0,00150 ± 0,00008	2,75 ± 0,06
Água + 0,03% Goma Xantana	0,92 ± 0,0010	0,01500 ± 0,00075	6,80 ± 0,35
Água + 0,05% Goma Xantana	0,93 ± 0,0010	0,02500 ± 0,00125	6,65 ± 0,33
Água + 0,1% Goma Xantana	0,94 ± 0,0010	0,04200 ± 0,00210	6,50 ± 0,33
Óleo mineral leve	0,8383 ± 0,0050	0,0465 ± 0,0005	0,99 ± 0,02
Óleo mineral pesado	0,8508 ± 0,0050	0,167 ± 0,0017	4,62 ± 0,09
Querosene	0,768 ± 0,0050	0,0029 ± 0,00003	5,32 ± 0,11
Petróleo bruto Husky	0,8548 ± 0,0050	0,0190 ± 0,0005	3,02 ± 0,06

Fonte: Hamida, T. (2006).



Tabela 3 – Dados da tensão interfacial para os pares de fluídos usados no experimento de embebição espontânea. Os valores foram obtidos em condições padrão atmosférica.

Fluído Pesado	Fluído Leve	Tensão interfacial (Pa)	Tensão interfacial (dyn/cm)
Água	Ar	$7,10 \pm 0,14$	$71,0 \pm 1,4$
1% DOWFAX 2A1	Ar	$3,38 \pm 0,07$	$33,8 \pm 0,7$
3% DOWFAX 2A2	Ar	$3,41 \pm 0,07$	$34,1 \pm 0,7$
5% DOWFAX 2A3	Ar	$3,46 \pm 0,07$	$34,6 \pm 0,7$
0,1% TERGITOL 15-S-7	Ar	$3,01 \pm 0,06$	$30,1 \pm 0,6$
0,5% TERGITOL 15-S-8	Ar	$2,78 \pm 0,06$	$27,8 \pm 0,6$
1,0% TERGITOL 15-S-9	Ar	$2,75 \pm 0,06$	$27,5 \pm 0,6$
150.000 ppm NaCl	Ar	$6,99 \pm 0,14$	$69,9 \pm 1,4$
15.000 ppm NaCl	Ar	$7,05 \pm 0,14$	$70,5 \pm 1,4$
Água	Óleo mineral leve	$6,18 \pm 0,12$	$61,8 \pm 1,2$
150.000 ppm NaCl	Óleo mineral leve	$5,32 \pm 0,11$	$53,2 \pm 1,1$
15.000 ppm NaCl	Óleo mineral leve	$1,01 \pm 0,02$	$10,1 \pm 0,2$
1% DOWFAX 2A1	Óleo mineral leve	$1,01 \pm 0,02$	$10,1 \pm 0,2$
3% DOWFAX 2A2	Óleo mineral leve	$1,12 \pm 0,02$	$11,2 \pm 0,2$
5% DOWFAX 2A3	Óleo mineral leve	$1,20 \pm 0,02$	$12,0 \pm 0,2$
0,1% TERGITOL 15-S-7	Óleo mineral leve	$0,86 \pm 0,02$	$8,6 \pm 0,2$
0,5% TERGITOL 15-S-8	Óleo mineral leve	$0,82 \pm 0,02$	$8,2 \pm 0,2$
1,0% TERGITOL 15-S-9	Óleo mineral leve	$0,81 \pm 0,02$	$8,1 \pm 0,2$
0,05% Goma Xantana	Óleo mineral leve	$5,60 \pm 0,11$	$56,0 \pm 1,1$
0,1% Goma Xantana	Óleo mineral leve	$5,33 \pm 0,11$	$53,3 \pm 1,1$
Água	Óleo mineral pesado	$5,10 \pm 0,10$	$51,0 \pm 1,0$
3% DOWFAX 2A2	Óleo mineral pesado	$1,08 \pm 0,02$	$10,8 \pm 0,2$
Água	Querosene	$4,07 \pm 0,08$	$40,7 \pm 0,8$
3% DOWFAX 2A2	Querosene	$1,04 \pm 0,02$	$10,4 \pm 0,2$
1,0% TERGITOL 15-S-9	Querosene	$0,69 \pm 0,01$	$6,9 \pm 0,1$
3% DOWFAX 2A2	Petróleo bruto Husky	$0,91 \pm 0,02$	$9,1 \pm 0,2$
150.000 ppm NaCl	Petróleo bruto Husky	$2,46 \pm 0,05$	$24,6 \pm 0,5$

Fonte: Hamida, T. (2006).

### 3.2.3 Procedimentos

O procedimento realizado por Hamida T. (2006) para este experimento foi saturar as amostras em um dessecador cheio com fases oleicas por 2 dias. Após isto, as amostras foram pesadas e colocadas nas células de embebição. Com as amostras dentro das células, elas foram então devidamente seladas com uma rolha de borracha para que não houvesse vazamentos. Então as células de embebição foram preenchidas com as fases aquosas com o auxílio de um funil. Foram utilizadas nesse experimento duas intensidades, uma de  $25 \text{ W/cm}^2$  (Configuração

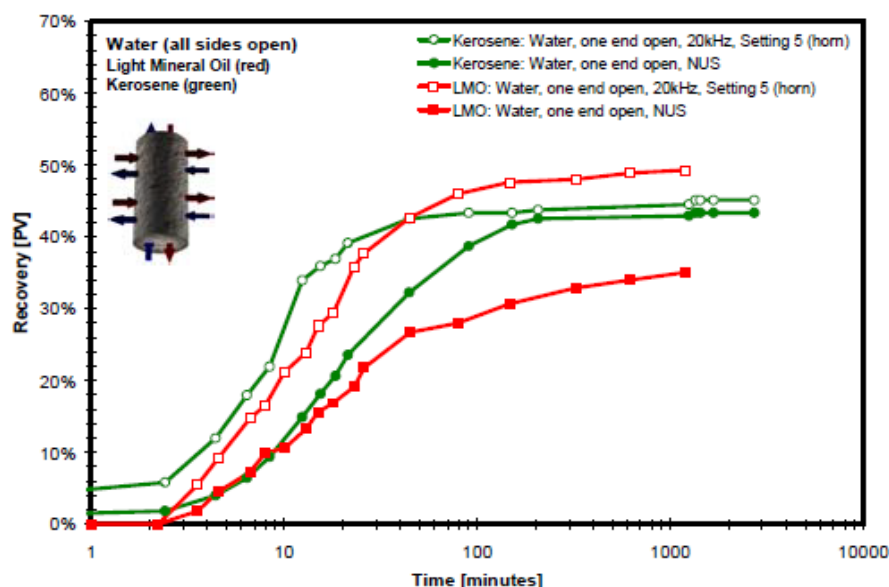
2) e outra de 48 W/cm<sup>2</sup> (Configuração 5) e então monitorou-se a recuperação de petróleo em relação ao tempo com e sem ultrassom. Nos casos de uso de soluções surfactantes foi constatado emulsificações entre os líquidos.

No processo de embebição espontânea, segundo Bruno Gomes (2013) é descrito como uma penetração da fase molhante, enquanto desloca a fase não molhante por meio de forças capilares e/ou forças gravitacionais. Um exemplo é uma rocha saturada em óleo (fase não molhante) que está submersa em água (fase molhante), aumentando a pressão da água sobre a rocha, haverá então deslocamento do óleo pela água. Neste sistema, quanto mais forte a molhabilidade ao óleo menor a saturação de água na condição de equilíbrio, logo, menor o volume de óleo deslocado.

### 3.2.4 Resultados obtidos

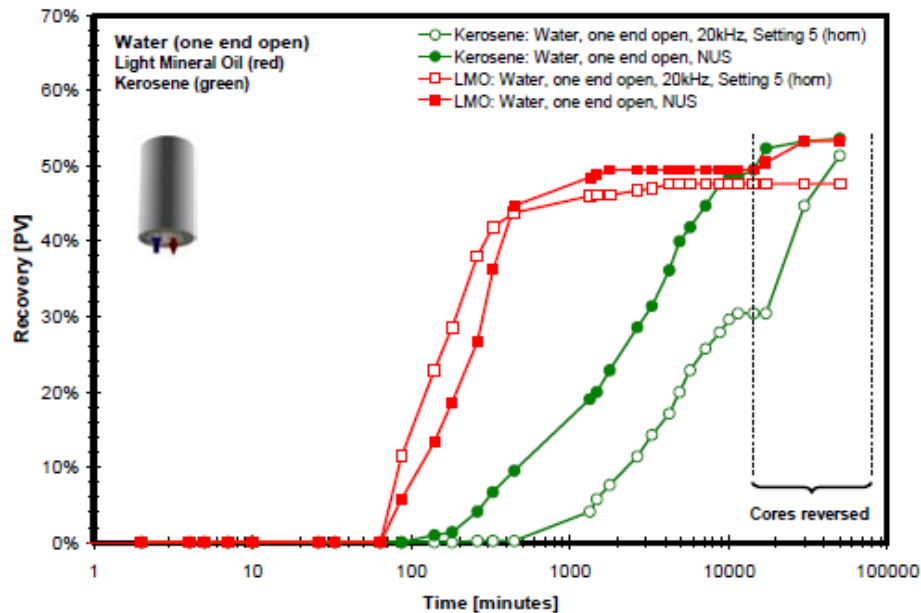
Para o experimento de água com a amostra saturada com óleo mineral ou querosene, Hamida, T. (2006) observou que, utilizando a amostra de arenito Berea para fluxo cocorrente, foi constatado um aumento de 20% na recuperação de óleo mineral e praticamente inalterado para o querosene com a presença de ultrassom, conforme a Figura 11. Já para o fluxo de contracorrente, foi constatado que para ambos os casos de saturação, o uso de ultrassom foi depreciativo, para a saturação em óleo mineral leve, o resultado foi praticamente inalterado, enquanto que para o querosene houve um decréscimo na produção de óleo de 22% em relação ao experimento sem o uso de ultrassom. Isso é mostrado na Figura 12.

Figura 11 – Recuperação de óleo (%) x tempo de duração (min) da embebição espontânea de água em querosene (linha verde) e óleo mineral leve (linha vermelha) para fluxo cocorrente.



Fonte: Hamida, T. (2006).

Figura 12 – Recuperação de óleo (%) x tempo de duração (min) da embebição espontânea de água em querosene (linha verde) e óleo mineral leve (linha vermelha) para fluxo contracorrente.



Fonte: Hamida, T. (2006).

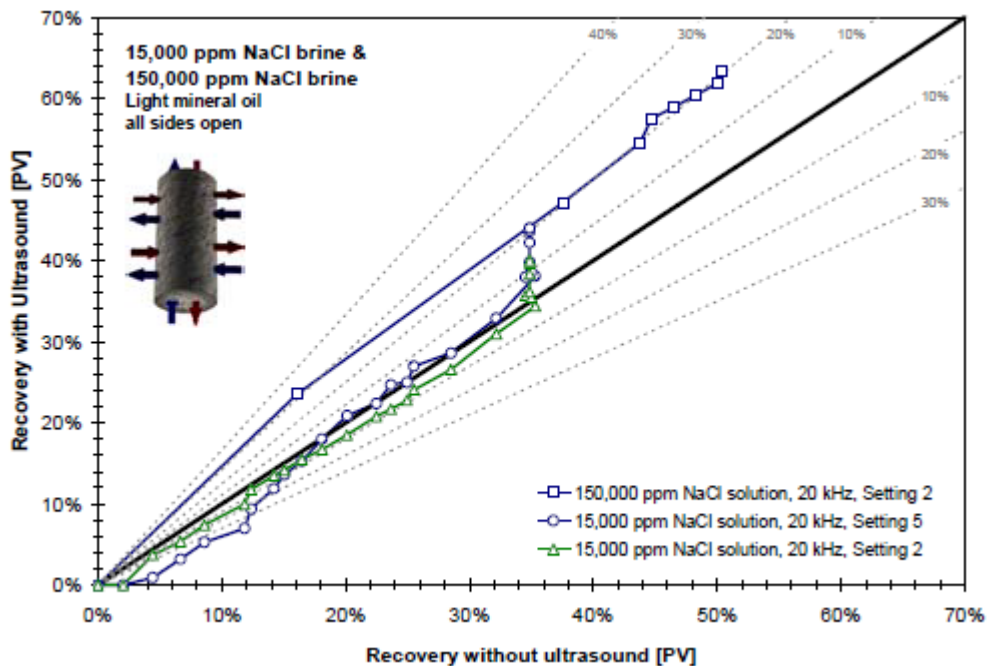
Como a tensão interfacial entre a água e o óleo mineral leve é 6,18 Pa se faz necessário o uso de ultrassom para que haja uma estimulação na produção de petróleo, pois o ultrassom provoca forças de radiação resultando em cavitação e isto aumenta o deslocamento de petróleo. Já para o querosene, essa tensão interfacial é baixa, sendo assim as ondas de ultrassom não fazem efeito, mas alteram as propriedades de molhabilidade, gerando este resultado negativo para este experimento. Além disso o ultrassom pode gerar uma redução no inchaço de argila no arenito Berea, resultando em um aumento no influxo de água e expulsão de óleo.

Para o experimento de salmoura com a amostra de Berea saturada com óleo mineral, Hamida, T. (2006) realizou uma série de experimentos com salmoura em duas concentrações diferentes, 15.000 ppm de NaCl e 150.000 ppm de NaCl. No caso da solução de salmoura com concentração de 15.000 ppm de NaCl, obteve-se uma recuperação de óleo em relação a quantidade inicial de 35 %, quando não se usa a estimulação ultrassônica, sendo uma taxa de recuperação de 0.06 %/min. Quando se usou a intensidade de 25 W/cm<sup>2</sup> (Configuração 2), obteve-se um adicional de 10 % na recuperação final e para a intensidade de 48 W/cm<sup>2</sup> (Configuração 5), obteve-se um adicional de 9 % na recuperação final. Porém não houve diferença na taxa de recuperação, ou seja, a aplicação de ultrassom está relacionada somente com a recuperação final em relação a inicial. Esta adição se deve a pressão localizada e

vibrações dos poros causada pela aplicação de ultrassom. Esta estimulação é responsável por mobilizar as bolhas de óleos durante o deslocamento de água.

Segundo Hamida, T. (2006), considerando agora a salmoura com concentração de 150.000 ppm de NaCl, pôde-se observar um impacto considerável do ultrassom no processo. Quando se compara esta concentração, obteve-se um aumento de 15 % na recuperação final de óleo em relação a concentração de 15.000 ppm de NaCl, conforme visto na Figura 13, onde a linha contínua de 45° representa o resultado do experimento quando se utiliza ultrassom é igual ao experimento sem ultrassom. As linhas tracejadas representam o desvio em porcentagem em relação a linha contínua. Esta melhora está relacionada a redução do efeito da argila dentro do arenito de Berea. A argila pode interagir com a água de embebição, podendo impedir sua mobilidade dentro dos poros, ou seja, quanto menor for a mobilidade da água, menor será a mobilização do óleo. Quanto maior a salinidade da solução, menor é a presença de argila, então com o auxílio das ondas ultrassônicas, pôde-se obter uma maior mobilidade de água, causando uma maior cavitação nos poros da amostra e assim resultando em uma maior mobilidade de gotas de óleo.

Figura 13 – Comparação dos experimentos de embebição espontânea entre as concentrações de 15.000 ppm de NaCl e 150.000 ppm de NaCl sem revestimentos.

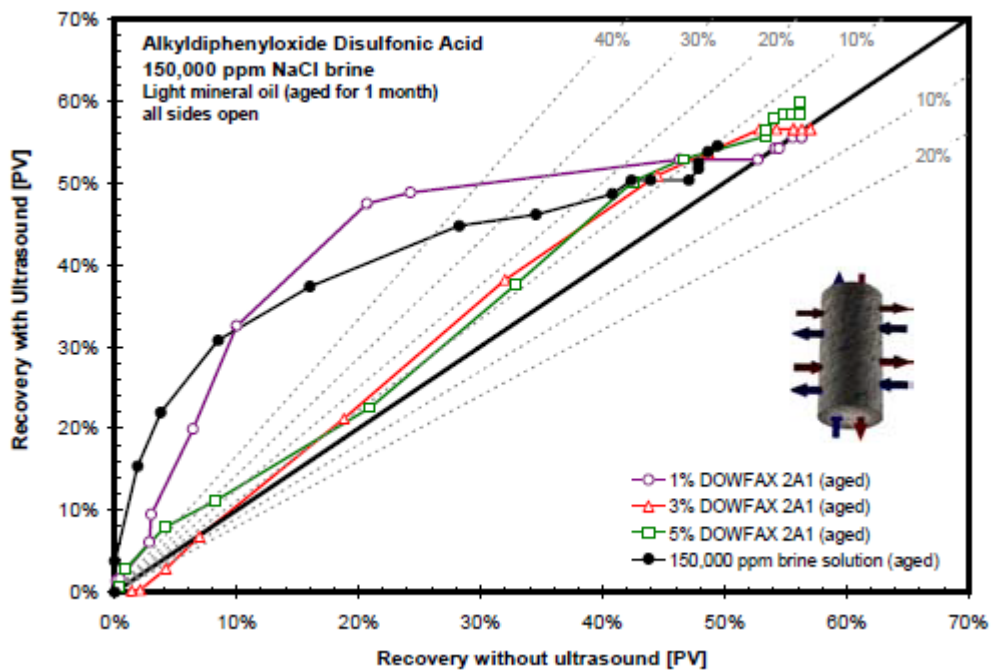


Fonte: Hamida T. (2006).

Utilizando a solução surfactante aniônica DOWFAX 2A1 que possui baixa absorção de silicato, Hamida, T. (2006), deixou a amostra de arenito Berea saturada com óleo mineral leve

envelhecer por um mês, foi observado que o surfactante ficou próximo de sua CMC. Com isto, o resultado obtido foi uma melhora na recuperação de óleo de 60 % em relação ao experimento sem utilização de ultrassom. A Figura 14 nos mostra esta diferença para 1 %, 3 % e 5 % de concentração de DOWFAX 2A1, assim como para salmoura com 150.000 ppm de NaCl também com a amostra envelhecida por um mês.

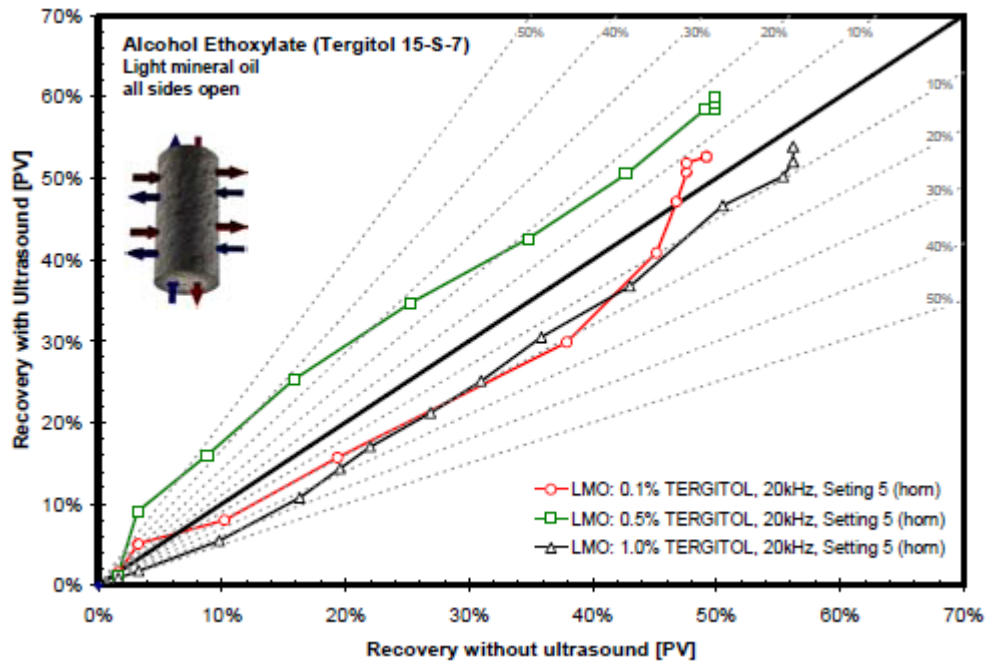
Figura 14 – Comparação do experimento de embebição espontânea para o surfactante DOWFAX 2A1 em diferentes tipos de concentrações e para solução salina de 150.000 ppm de NaCl, ambos com as amostras envelhecidas.



Fonte: Hamida, T. (2006).

O caso contrário da solução aniônica é o experimento da embebição utilizando o Tergitol 15-S-7, Hamida, T. (2006), realizou este experimento com diferentes tipos de concentrações dessa solução como 0,1 %, 0,5 % e 1 %. O autor observou que somente com o Tergitol 15-S-7 foi obtido uma melhora na recuperação de óleo de 18 % e para a solução de 0,1 % e 0,5 %, houve uma depreciação de aproximadamente 20 %, conforme demonstrado na Figura 15.

Figura 15 – Experimento de embebição espontânea utilizando a solução surfactante Tergitol 15-S-7 em uma amostra de arenito Berea saturada com óleo mineral leve.



Fonte: Hamida, T. (2006).

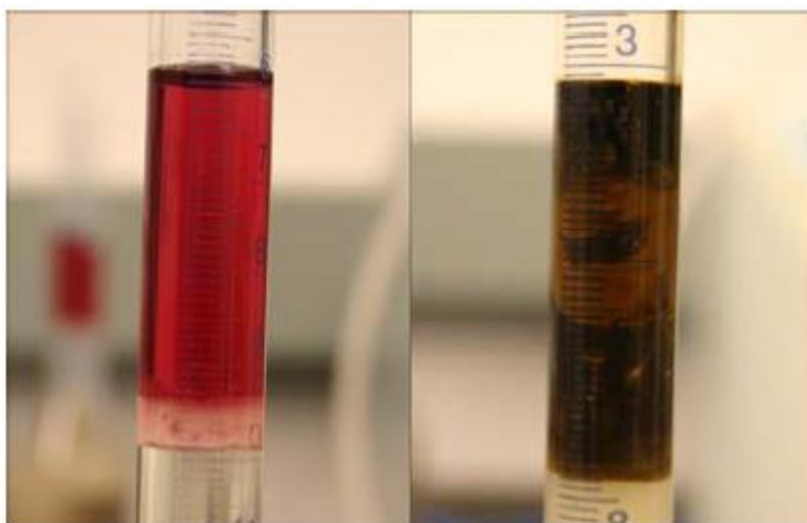
Com o uso das soluções surfactantes mencionadas anteriormente, pode-se afirmar que:

O ultrassom permite aumentar a solubilidade da solução surfactante em água, conseqüentemente diminuindo a sua tensão interfacial. A diminuição da tensão interfacial irá reduzir a pressão capilar dentro dos poros, conseqüentemente mobilizando as gotas de óleo com mais eficiência. (Hamida, T., 2006, p. 30).

O ultrassom permite a redução da taxa de adsorção do surfactante dentro da rocha de arenito com conseqüência do acréscimo da solubilidade do surfactante, melhorando a molhabilidade da fase aquosa. Este processo permite ser mais severo com o surfactante aniônico (DOWFAX 2A1) do que o não aniônico (Tergitol 15-S-7). (Hamida, T., 2006, p. 30).

Desenvolvimento de micro emulsões (micélas) através da aplicação de ultrassom. Somente após 100 min, foi observado que a solução surfactante foi transformada em uma solução semitransparente (Figura 16). Entretanto, operando o ultrassom em soluções surfactantes com concentrações acima do CMC, acelera a geração de micélas que contribuem para a estimulação da recuperação de óleo. (Hamida, T., 2006, p. 30).

Figura 16 – Emulsificação durante o experimento de surfactantes. À esquerda é a solução 3% DOWFAX 2A1 em óleo mineral leve. À direita é a mesma solução em petróleo bruto Husky.



Fonte: Hamida, T. (2006).

O experimento de embebição espontânea utilizando a solução de Goma Xantana em arenito Berea, Hamida, T. (2006), estudou o efeito desse polímero na viscosidade do óleo mineral leve. O resultado deste estudo pode ser observado na Figura 17, onde se utilizou 0,05%, 0,1% e 0,15% de concentração de Goma Xantana no procedimento. Foi também adicionado nesta figura os resultados para a solução salina com concentração de 150.000 ppm de NaCl, para efeito de comparação. Sem ultrassom no processo, foi observado que a recuperação de óleo diminui conforme a concentração do polímero aumenta. Com a aplicação de ultrassom a 25 W/cm<sup>2</sup>, foi observado que para a solução com 0,05% de concentração não há alteração na recuperação de óleo, porém nas outras duas concentrações há um aumento significativo, aproximadamente 25% quando comparado ao experimento sem a presença de ultrassom.

Já na Figura 18, Hamida, T. (2006), mostrou os resultados obtidos para a embebição espontânea utilizando a solução 3% DOWFAX 2A1 e a salina de 150.000 ppm de NaCl em amostra de arenito Berea saturada em petróleo bruto Husky. Em ambos os casos, obteve-se um resultado positivo quando se aplica ultrassom para a estimulação da recuperação de óleo.

Figura 17 – Experimento de embebição espontânea com solução de Goma Xantana em amostra de arenito Berea saturada com óleo mineral leve.

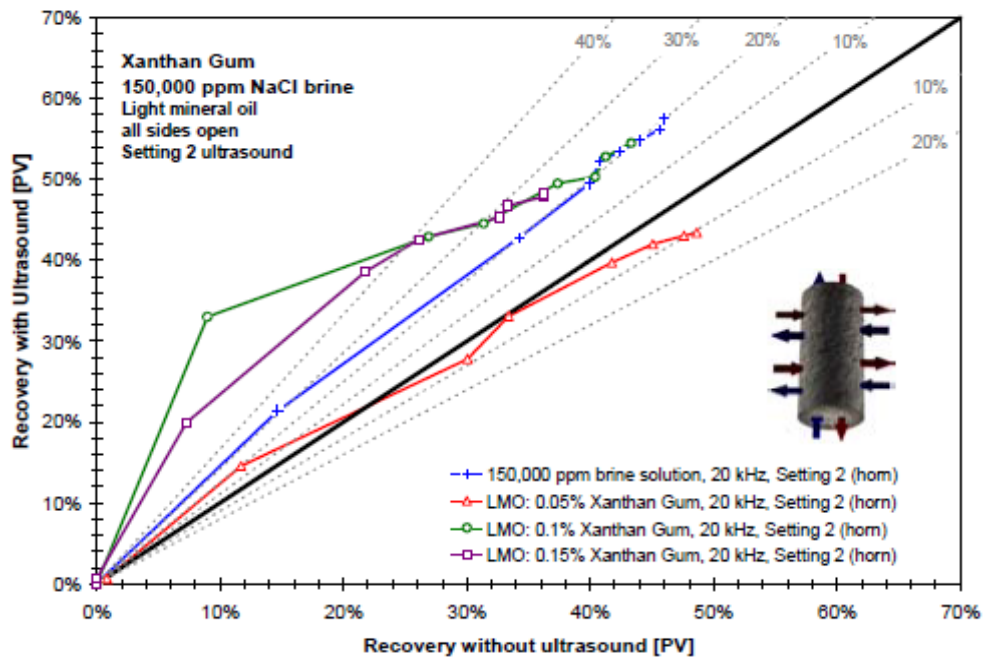
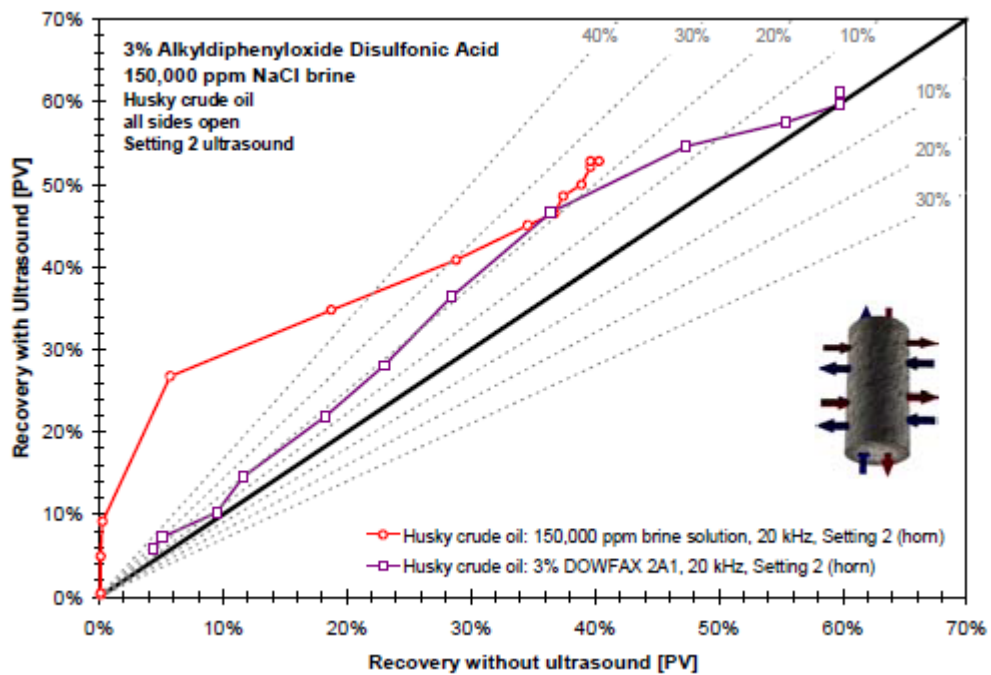


Figura 18 – Experimento de embebição espontânea com solução de 3% DOWFAX 2A1 e a salina de 150.000 ppm de NaCl em amostra de arenito Berea saturada em petróleo bruto Husky.





#### 4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

O primeiro ponto a ser discutido é a influência do uso da estimulação ultrassônica no processo de extração de petróleo. Foi constatado neste trabalho, com base em revisões bibliográficas que esta técnica é relativamente nova, então as desvantagens sobre ela ainda são desconhecidas. Porém é sabido que esta técnica, além de estimular o meio poroso é também utilizada para limpeza do mesmo. A estimulação ultrassônica é capaz de alterar as propriedades dos fluídos, como por exemplo, o aumento da temperatura do fluído, redução da viscosidade e a sua permeabilidade. Essas alterações de propriedades, fazem com que o fluído se desloque com mais facilidade e facilitando assim sua extração. Por outro lado, a estimulação acústica também contribui com a restauração ou limpeza do meio poroso, causado pela deposição de argila, lama e partículas sólidas, sua função é deslocar esses agentes indesejáveis para contribuir positivamente para o processo de extração de petróleo.

Analisando os estudos feitos durante o desenvolvimento deste trabalho, contidos no índice 3, pode-se confirmar o supracitado.

No experimento de gota pendente é possível notar que a estimulação ultrassônica provoca o fenômeno de cavitação no meio poroso; este é o fenômeno responsável pelas alterações das propriedades do fluído. Além disso, pode-se notar também que essas alterações dependem também do tipo de fluído que está sendo explorado. No caso do experimento de gota pendente, foi utilizado quatro tipos de fluídos: óleo mineral leve, óleo mineral pesado, querosene e o N350. Neste experimento foi possível analisar o comportamento da tensão superficial e viscosidade dos fluídos, conforme aumenta a amplitude das ondas da estimulação ultrassônica.

Baseando-se no segundo experimento, embebição espontânea, é possível notar também a importante presença da cavitação. Neste experimento é mais detalhado a análise na utilização de ondas ultrassônicas em diferentes fluídos. Quando se utiliza a estimulação acústica em amostras contendo óleo mineral leve, a recuperação de óleo atinge índices de 20%, isto se deve ao fato de que a tensão interfacial entre óleo mineral leve e a água é alta, ou seja, a estimulação ultrassônica provoca um melhor deslocamento do petróleo em função da água, facilitando assim sua extração. Já para o querosene, este possui uma tensão interfacial baixa e quando se aplica a estimulação ultrassônica a recuperação acaba sendo depreciativa, pois aumenta sua molhabilidade, aderindo ainda mais o querosene nas amostras, dificultando assim sua extração.

Ainda sobre o experimento de embebição espontânea, pode-se notar que quando a amostra contida com óleo mineral leve e banhada por salmoura de NaCl, o impacto da estimulação ultrassônica é alto, pois ela é capaz de deslocar a argila contida nas amostras,

facilitando a mobilidade do fluído contido na amostra. Quanto maior a concentração de NaCl, menor é o efeito da argila na amostra e então maior é a mobilidade de petróleo.

Por fim, produtos que podem cooperar com a estimulação acústica na extração de petróleo, são as soluções surfactantes. Estas soluções são capazes de ajudar na redução da tensão interfacial entre os fluídos e a estimulação ultrassônica é capaz de aumentar a solubilidade da solução surfactante em água. Para exemplificar, utilizando uma solução surfactante com concentração de 1% DOWFAX 2A1 no experimento onde uma amostra de arenito Berea foi saturado por óleo mineral leve e banhada por salmoura com concentração de 150.000 ppm de NaCl, obteve-se ao final do experimento uma recuperação de 60% de petróleo em relação a não utilização da estimulação ultrassônica.

## 5 CONCLUSÃO

Em suma, este trabalho mostrou a importância e as vantagens, através de experimentos já realizados, da estimulação ultrassônica. Uma técnica recém descoberta capaz de revolucionar os métodos de extração de petróleo, sem afetar o meio ambiente e sem que haja a necessidade de perfuração de novos poços petrolíferos sem ao menos ter extraído o máximo de petróleo possível dos poços já perfurados. Com isso, utilizando este estudo como base, um trabalho futuro pode ser realizado para estudar e analisar as diferenças de custos desta nova técnica em relação a perfuração de novos poços petrolíferos.

Sobre os resultados obtidos, pode-se concluir que a estimulação ultrassônica provoca o fenômeno de cavitação no meio poroso, o que promove um melhor deslocamento de petróleo nos capilares. Esta técnica também provoca alteração das propriedades dos fluídos como aumento de temperatura, redução de viscosidade e redução da tensão interfacial e superficial. Além também de alterar as propriedades das rochas que contém o petróleo como permeabilidade, tamanho, geometria do poro, molhabilidade, heterogeneidade e condições de contorno.

Após feito uma discussão e análise sobre algumas bancadas experimentais apresentadas neste trabalho é possível, como sugestão para o futuro, a construção de um projeto de uma bancada experimental no Brasil. A fim de se obter resultados de eficiência e eficácia e então fazer uma comparação com as bancas experimentais citadas neste documento. Feito isso, fazer uma discussão de resultados, e definir qual delas representa a melhor aproximação de um caso real de estimulação de poços petrolíferos através da propagação de ondas ultrassônicas.

## REFERÊNCIAS

BERESNEV, I. A.; JOHNSON P. A. Elastic-wave stimulation of oil production: a review of methods and results. **Society of Exploration Geophysicists**, Texas, v. 59, n. 6, p. 100-1017, Jun. 1994.

CANDIDO, L. **Stimulation of petroleum wellbore through ultrasonic waves propagation focused on mature fields**. 2016. Undergraduate Thesis (Undergraduate in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá-SP, 2016.

COLE-PARMER. **Misonix inc S-3000 misonix sonicator 3000 ultrasonic cell disruptor with temperature control 04711-81**. Disponível em: <https://www.coleparmer.com/i/misonix-inc-s-3000-misonix-sonicator-3000-ultrasonic-cell-disruptor-with-temperature-control-04711-81/047118>. Acesso em: 07 dez. 2020.

DEHSHIBI, R. *et al.* Experimental investigation on the effect of ultrasonic waves on reducing asphaltene deposition and improving oil recovery under temperature control. **Ultrasonics: Sonochemistry**, v.45, p. 204-212, 2018. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1350417718305121?token=27851A7D78650930E146CD153CB18E3DE646A682B910EC9817532EFE44DB4794FA5ED03136E6592B073F14C934A666CF&originRegion=us-east-1&originCreation=20210925225636>. Acesso em: 31 ago. 2020.

GOMES, B. **Recuperação de petróleo por embebição em rochas carbonáticas por ação de tensoativos**. 2013. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia - CT, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2013.

HAMIDA, T.; BABADAGLI, T. Effects of ultrasonic waves on the interfacial forces between oil and water. **Ultrasonics: Sonochemistry**, v. 15, p. 274-278, 2007. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1350417707001332?token=D96D2A99F9DF252E5411B74B9A762DFBF9D2B9B373BF710E96DE643A0234EBE207B8E4DED86E8A5C6EDEE3CBC0E528CF&originRegion=us-east-1&originCreation=20210925225842>. Acesso em: 31 ago. 2020.

HAMIDI, H. *et al.* Effect of ultrasound radiation duration on emulsification and demulsification of paraffin oil and surfactant solution/brine using Hele-shaw models.

**Ultrasonics:** Sonochemistry, v. 26, p. 428-436, 2015. Disponível em:

<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1350417715000115?token=A78E1501EA8E1749C1FDCEC1135957D036063EC81F64B5D54905E7AD09B9279A38310425C811F1460A137E1051585741&originRegion=us-east-1&originCreation=20210925225941>. Acesso em: 31 ago. 2020.

MERCK. **Branson CPX series ultrasonic bath with digital timer.** Disponível em:

<https://www.sigmaaldrich.com/catalog/product/sigma/z769371?lang=pt&region=BR>. Acesso em: 07 dez. 2020.

NADERI, K.; BABADAGLI, T. Influence of intensity and frequency of ultrasonic waves on capillary interaction and oil recovery from different rock types. **Ultrasonics:** Sonochemistry v. 17, p. 500-508, 2009. Disponível em:

<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1350417709001862?token=B9B634653413F8D5FC34D93CADEEEB937D804A4E86BE5F5AA84D9CE45DFBFBB3045C9FCBBE90F5BAE0E0CEB74D0D75F7&originRegion=us-east-1&originCreation=20210925230132>. Acesso em: 31 ago. 2020.

PETROBRÁS. **Petrobrás reduz pela metade o tempo e o custo de construção de poço no pós-sal.** Disponível em: [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=982886](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=982886). Acesso em: 14 out. 2020.

PETROBRÁS. **Pré-sal.** Disponível em: [https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/?gclid=CjwKCAjww5r8BRB6EiwArcckC6PTzfRZ3fIWV4iT2VcyAHK7iAd2\\_eohOpZGgEKwWw6Ne6OqNMwG2hoC5kYQAvD\\_BwE](https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/?gclid=CjwKCAjww5r8BRB6EiwArcckC6PTzfRZ3fIWV4iT2VcyAHK7iAd2_eohOpZGgEKwWw6Ne6OqNMwG2hoC5kYQAvD_BwE). Acesso em: 14 out. 2020.

SHADID, S. An ultrasonic irradiation technique for treatment of asphaltene deposition. **Journal of Petroleum Science and Engineering** v. 42, p. 57-70, 2009. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0920410503002134?token=EC41BC33CA0A6DC403E7E7EE0D34C1C7537E6E9F146A36B1ADC40359B41C1A170BA4D60000F19BD398D19237C9F576E9&originRegion=us-east-1&originCreation=20210925230636>. Acesso em: 27 out. 2020.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **Capillary interaction of different oleic and aqueous phases between matrix and fracture under ultrasonic waves**. Edmonton: University of Alberta, 2005.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **The influence of ultrasonic energy on capillary fluid displacement**. Edmonton: University of Alberta, 2006.

WANG, Z.; HUANG J. Research on removing reservoir core water sensitivity using the method of ultrasound-chemical agent for enhanced oil recovery. **Ultrasonics: Sonochemistry** 42, p 754-758, 2017. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1350417717306302?token=68FF8C1F971BD9FAB886131F678508E6F50ADC41AD9E51DE389E41E009CFA50C7A1074AF9C2ED669A3C36B616BB400C6&originRegion=us-east-1&originCreation=20210925230358>. Acesso em: 31 ago. 2020.