

APLICAÇÃO DE NANOFLUIDOS NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO – UMA REVISÃO

Schneider, M; José, H.J; Moreira, R.F.P.M*

Departamento de Engenharia Química e Engenharia de Alimentos, Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Universitário, CEP 88040-900, Florianópolis, SC, Brasil.

*E-mail do autor correspondente: regina.moreira@ufsc.br

RESUMO

Além da aplicação em tecnologia de perfuração, exploração e produção, o uso de nanopartículas na recuperação avançada de poços de petróleo (EOR) tem recebido muita atenção de pesquisadores de todo o mundo. Neste artigo, é apresentada a revisão crítica do atual desenvolvimento da pesquisa no uso de nanofluidos na recuperação avançada de petróleo. Esta revisão bibliográfica extensiva mostra que, embora os resultados dessa aplicação venham apresentando um futuro extraordinário, os mecanismos responsáveis pela recuperação do petróleo usando os nanofluidos são ainda ambíguos. O presente trabalho apresenta também uma revisão sobre a recuperação avançada de petróleo utilizando nanofluidos e o efeito das características das nanopartículas e dos surfactantes utilizados na formulação do nanofluido no aumento da recuperação do petróleo é discutido em detalhes. As características das nanopartículas, tais como forma, tamanho, concentração, características hidrofílicas/hidrofóbicas e suas interações com o surfactante e com o óleo são discutidas em termos da taxa de recuperação do petróleo. Essas características possibilitam que o nanofluido apresente incremento da viscosidade, redução da tensão interfacial e superficial, alteração da molhabilidade da formação rochosa e, conseqüentemente, aumente o percentual total de recuperação do óleo.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo, EOR, nanopartícula, surfactante, nanofluido.

ABSTRACT

Petroleum is one of the main energy matrixes in the world. In addition, the technologies currently used are not able to extract much of the oil in the reservoirs, causing the reservoirs to lose their commerciality early. In order to extract a greater amount of oil from the reservoirs, researchers from all areas seek to increase the recovery factor through advanced oil recovery (EOR). EOR uses chemicals, such as nanofluids, also known as intelligent fluids. In this sense, the present work presents a review of advanced oil recovery using nanofluids and the characteristics of NP and surfactants required to achieve high recovery oil. The characteristics of the NP, such as shape, size, concentration, hydrophilic / hydrophobic characteristics and their interactions with the surfactant and with the oil are discussed in terms of the oil recovery rate. This extensive literature review shows that, although there are factors that are not yet completely understandable, small particles, which are capable of sufficiently adsorbing the surfactant and present in low concentrations, modify the wettability of the rocks and allow to increase oil recovery in mature oil fields.

Keywords: Enhanced oil Recovery, EOR, nanoparticle, surfactant, nanofluid.

1. INTRODUÇÃO

Nanotecnologia é a área da ciência dedicada ao entendimento da física fundamental, química, biologia e tecnologia de objetos em escala nanométrica (ALI, *et al.*, 2018), cujos conceitos têm sido aplicados em diversas áreas, tais como a engenharia, a química, a física, a biologia, e a medicina (MAMANI, 2009).

Quando partículas de dimensões nanométricas são dispersas em suspensões coloidais, produz-se os nanofluidos (NF), que são suspensões coloidais obtidas através da dispersão de NP em um fluido (etilenoglicol, óleo, água, soluções salinas, soluções contendo surfactantes, entre outros) (ALLOUHI; AMINE, 2021). As primeiras aplicações de nanofluidos foram em sistemas de transferência de calor e, mais recentemente, sua aplicação na indústria de petróleo e gás em operações de perfuração, conclusão, produção e recuperação avançada de petróleo, EOR, (do inglês *Enhanced Oil Recovery*) tem ampliado suas aplicações.

Embora os estudos da aplicação de nanofluidos na recuperação avançada de petróleo sejam recentes, sua utilização pode melhorar a economicidade dos campos maduros. Os NF modificam a molhabilidade da superfície das rochas, reduz a tensão interfacial e a viscosidade da fase oleosa (SULEIMANOV; ISMAILOV; VELIYEV; 2011). A modificação da molhabilidade da superfície das rochas conduz a uma das mais importantes características do NF na EOR e será discutido aqui em detalhes. Assim, o objetivo deste trabalho é apresentar o estado da arte da preparação de NP e NF aplicáveis à EOR, e discutir as principais características do NF necessárias para atingir maiores taxas de recuperação.

2. RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Existem três métodos de extração de petróleo: recuperação primária, secundária e terciária (THOMAS, 2001). A recuperação terciária (ou recuperação avançada de petróleo, EOR) refere-se à recuperação de óleo retido no reservatório após o processo primário, que utiliza energias pré existentes no reservatório e o secundário, que consiste na injeção de água e/ou gás no reservatório (ALI, *et al.*, 2018; AGI *et al.*, 2020; THANG *et al.*, 2020). Em geral, apenas de 30 a 40% do óleo original no reservatório é recuperado facilmente, permanecendo de 60 a 70% do óleo preso nos poros e canais do reservatório. Desta forma, aumentar a produção em apenas 5% representa ainda um grande desafio para os processos convencionais de EOR (ALI, *et al.*, 2020; AGI *et al.*, 2020; THANG *et al.*, 2020).

Para a recuperação terciária, são utilizados diversos métodos, entre eles os químicos, térmicos, miscíveis. Os métodos térmicos têm como finalidade diminuir a viscosidade do óleo (pelo aumento da temperatura). A alta viscosidade dificulta sua mobilidade entre os poros e o deslocamento do óleo até os poços de produção (THOMAS, 2001).

Nos métodos miscíveis injetam-se surfactantes para diminuir a tensão interfacial entre o óleo e a água, possibilitando o aumento da miscibilidade óleo-água, e assim, permitir um maior deslocamento do fluido.

Os métodos químicos consistem em injetar produtos que possam interagir quimicamente com o fluido presente no reservatório, como por exemplo soluções contendo polímeros, e de soluções alcalinas (LIU *et al.*, 2020). As soluções contendo polímeros são capazes de diminuir as interações entre o óleo com alta viscosidade e o meio poroso do reservatório, aumentando assim a mobilidade e o deslocamento da mistura (óleo e solução polimérica) até os poços de produção. Já a injeção de soluções alcalinas possibilita as reações com os ácidos orgânicos

presentes no reservatório, produzindo substâncias tensoativas (LIU *et al.*, 2020; THOMAS, 2001).

Existem inúmeros trabalhos e artigos de revisão recentes publicados tratando da recuperação avançada de petróleo usando métodos biológicos (GEETHA, *et al.*, 2018; SAFDEL, *et al.*, 2017; GAO, 2018; SARAVANAN *et al.*, 2020; JEONG, *et al.*, 2019) com adição de polímeros (EL-HOSHOUDY *et al.*, 2017; AFOLABI *et al.*, 2019; AFOLABI *et al.*, 2018; DRUETTA *et al.*, 2019), vapor (DONG *et al.*, 2019), nanopartículas (NEGIN; ALI; XIE, 2016; OLAYIWOLA; DEJAM, 2019), ultrassom (WANG; GUO, 2019), métodos químicos (DRUETTA *et al.*, 2019; ESENE *et al.*, 2019; TACKIE-OTOO *et al.*, 2020), injeção de CO₂ (KUMAR; MANDAL, 2017; SONG, *et al.*, 2020), nanofluidos eletromagnéticos (ALI, *et al.*, 2020), nanofluidos poliméricos (LASHARI; GANAT; 2020; GBADAMOSI, *et al.*, 2018). Embora muitos apresentem vantagens e desvantagens, é possível que não exista somente uma solução para a recuperação terciária e que esta deve ser analisada em situações diferentes dos reservatórios (YUAN; WOOD, 2018).

3. RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO – PRINCÍPIOS DA APLICAÇÃO DE NANOFLUIDOS

Nanopartículas possuem características únicas que as tornam eficientes na EOR, pois o pequeno tamanho que possibilita sua permeação nos poros dos reservatórios (GBADAMOSI, *et al.*, 2018). As NP são capazes de se aderirem às rochas dos reservatórios, causando o desprendimento do petróleo; além disso, podem aprisionar moléculas de hidrocarbonetos e arrastá-las para a superfície (THANG *et al.*, 2020, 2012). A literatura reporta várias formulações de nanofluidos, porém não existe um consenso sobre a formulação ideal para cada tipo de petróleo e reservatório (Tabela 1). Entretanto, a viscosidade e densidade do óleo parecem ser as características mais importantes na seleção e formulação do nanofluido.

Para aplicações em recuperação avançada de petróleo, as NP devem atender as seguintes especificidades (LAU; YU; NGUYEN, 2017):

(i) Alterar a molhabilidade das rochas e reduzir a tensão interfacial entre a água e o óleo: Devido às pequenas dimensões, as NP podem atravessar os poros nos reservatórios, alcançando o óleo residual. A alteração da molhabilidade da rocha e a redução da tensão interfacial ocorrem devido às suas características superficiais, reduzindo a força capilar necessária para que a fase oleosa possa ser deslocada.

(ii) Reduzir a viscosidade do óleo e aprimorar a viscosidade do fluido de injeção: A presença de nanopartículas no fluido injetado modifica a viscosidade do fluido, e melhora a mobilidade do óleo no reservatório, o que aumenta o fator de recuperação (FR) macroscópico.

Tabela 1. Características importantes de reservatórios de petróleo em que a EOR foi aplicada.

Óleo	μ (cP)	ρ (g/cm ³)	Componentes	Referência
1-Bromodecano	-	-	-	Jha <i>et al.</i> , 2020
n-Decano (Etra Dry, AcroSeal)	2,80	0,81	Asfaltenos: 0,45 %	Kuang <i>et al.</i> , 2018
n-dodecano	-	-	-	Rezk <i>et al.</i> , 2019

n-Octano	-	-	-	Tabar <i>et al.</i> , 2020
Óleo mineral (Keratech 24 MLP)	24	-	-	Nourafkan <i>et al.</i> , 2018
Óleo mineral (Synfluid®, PAO 6 cSt)	-	-	-	Maaref <i>et al.</i> , 2020
Petróleo bruto	20,2	-	Asfaltenos: 3,6%; Enxofre: 2,24 %; H ₂ S: 153 ppm; Ceras: 5,4 %	Jalilian <i>et al.</i> , 2019
Petróleo bruto	141,2	0,94	-	Divandari <i>et al.</i> , 2019
Petróleo bruto	7,6	0,85	Saturados: 53 %; Aromáticos: 35 %; Resinas: 12 %; Asfaltenos: 0,90 %	(Rognmo; Haldal; Ferno, 2018)
Petróleo bruto	2,28	-	-	Zhoua <i>et al.</i> , 2020
Petróleo bruto	2,73	0,85	-	Xua <i>et al.</i> , 2019
Petróleo bruto	3,43	-	-	Wua <i>et al.</i> , 2020
Petróleo bruto	100	0,86	Resina 14,6%; Cera: 39,13% Asfaleno 1,02%; Enxofre 0,06 %; Alcano 45,79%	Raj <i>et al.</i> , 2019
Petróleo bruto	11	0,88	-	Asl <i>et al.</i> , 2020
Petróleo bruto	39	0,90	-	Shalhafana <i>et al.</i> , 2019
Petróleo bruto	35	0,83	-	Radnia <i>et al.</i> , 2018
Petróleo bruto	-	0,87	-	Soleimani <i>et al.</i> , 2018
Petróleo bruto	39	-	-	Kumar <i>et al.</i> , 2017
Petróleo bruto	6,11	0,84	-	Mohajeri <i>et al.</i> , 2019
Petróleo bruto	-	-	Saturados: 53,12 %; Aromáticos: 28,13 %; Resinas: 18,24 %; Asfaltenos: 0,22 %	Giraldo <i>et al.</i> , 2019
Petróleo bruto desidratado misturado com querosene	5	0,82	-	Zhao <i>et al.</i> , 2018
Petróleo bruto intermediário	117,6	-	Saturados: 53,9%; Aromáticos: 26,2%; Resinas: 53,9%; Asfaltenos: 7,7%	Betancur <i>et al.</i> , 2020
Petróleo bruto leve	1,4	-	Saturados: 42,82 %; Aromáticos: 13,81 %; Resinas: 42,32 %; Asfaltenos: 1,05 %	Franco-Aguirre <i>et al.</i> , 2018
Petróleo bruto pesado	160	0,89	Saturados: 41%; Aromáticos: 49%; Resinas: 2%; Asfaltenos: 8%	Anahpoori <i>et al.</i> , 2019

As ações do nanofluido são descritas pelos seguintes mecanismos:

- (i) Melhora da condutividade térmica do óleo pesado: A adição de nanopartículas pode resultar o aumento da condutividade térmica e do calor específico do reservatório, além de modificar a densidade e a viscosidade dos fluidos aplicados à EOR.
- (ii) Modificação das características do óleo pesado *in situ*: Dentre as modificações nas características do óleo pesado, a presença de alguns tipos de nanopartículas, como as de níquel, óxido de cobre e óxido de zinco, além de alterar a molhabilidade, e diminuir a viscosidade do petróleo nos reservatórios, podem atuar como catalisadores de reações de hidrogenação e craqueamento.

A adição de NP a misturas de fluidos específicos (como por exemplo: etilenoglicol, óleo, água, soluções salinas, soluções contendo surfactantes, entre outros) produz um nanofluido (NF) com diferentes propriedades e características. Quando aplicados à EOR, os NF são capazes de construir estruturas ordenadas, como filmes em forma de cunha, na interface sólido-óleo, que resulta no espalhamento dos NF na superfície (Figura 1) (ALI, *et al.*, 2020).

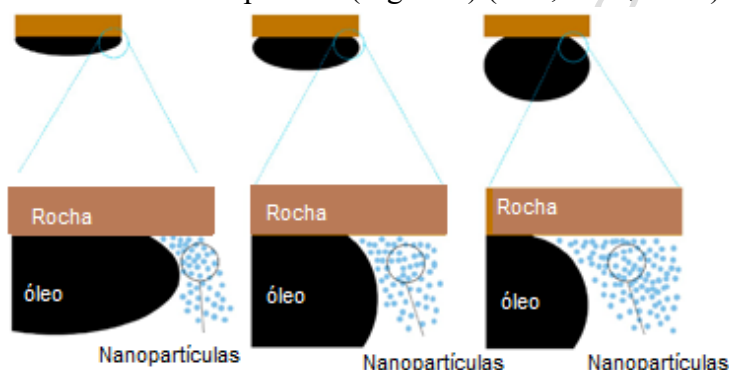


Figura 1. Estrutura formada pelos NF na EOR.

Esse processo ocorre devido à *disjoining pressure*, ou seja, uma pressão desconexa ou de separação, um dos principais fenômenos que influenciam na formação de filmes de evaporação e na magnitude do ângulo de contato. A pressão de separação é um fenômeno que acontece em filmes líquidos finos quando um filme líquido ultrafino entra em contato com uma superfície sólida. Acontece a atração entre as moléculas da fase líquida e as da fase sólida, onde a pressão no líquido precisa equilibrar a pressão do ambiente e as forças atrativas entre sólido e líquido, mas quando o filme é muito fino, as forças atrativas agem afastando o líquido (essa força é chamada à pressão de separação). A pressão de separação está relacionada a capacidade do fluido se espalhar pela superfície de um substrato devido à diferença de forças interfaciais entre o óleo e os sólidos, induzida pelas NP (ALI, *et al.*, 2020; FAGHRI; ZHANG, 2006).

Por outro lado, as NP podem causar um bloqueio no canal dos poros, dando origem a um fenômeno chamado “aprisionamento mecânico”, que ocorre quando a garganta ou o tamanho do poro é menor do que o tamanho da NP ou quando as NP ficam acumuladas conforme o NF se move através dos poros, devido ao aumento da velocidade dos NF. Isso é causado pelo estreitamento dos poros provocado pelas NP deixadas para trás. A obstrução dos poros causa uma pressão adicional nos poros vizinhos, empurrando para fora dos poros as gotículas de óleo presas neles (ALI, *et al.*, 2020).

3.1. Tipos de Nanopartículas (NP) Aplicadas à Recuperação Avançada de Petróleo

A Tabela 2 resume os principais tipos de materiais em escala nanométrica e suas características utilizadas na preparação de NF aplicáveis à EOR. O mecanismo dominante da ação de nanopartículas no EOR depende das características físico-químicas das nanopartículas, podendo ser classificados de acordo com a sua ação em (NEGIN; ALI; XIE, 2016):

- i. Redução da viscosidade do óleo: Al_2O_3 , CuO , $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{Fe}_3\text{O}_4$, Ni_2O_3 , MgO , nanopartículas recobertas com polímeros, dentre outras;
- ii. Redução da tensão interfacial óleo-água: SiO_2 , Polissilício hidrofóbico e lipofílico (HLP), nanoesferas de poliacrilamida, nanopartículas recobertas com polímeros, ferrofluido;
- iii. Alteração na molhabilidade: SnO_2 , SiO_2 , SiO_2 recobertas com Al_2O_3 , sílica hidrofóbica, nanopartículas recobertas com polímeros;
- iv. Eficiência na varredura e no deslocamento: nanopartículas poliméricas; nanopartículas recobertas com polímeros, dentre outras.

Tabela 2. Relação entre características hidrofílicas/hidrofóbicas e tamanho das NP

NP	Característica	Tamanho (nm)	Área superficial (m^2/g)	Forma	Referência
SiO_2	Parcialmente hidrofóbica	137,2	364 ± 6	-	Maaref et al., 2020
PSBT+PSMA)*	-	$27,1 \pm 1,9$	-	-	Zhou et al., 2020
Quantum dots – grafeno	-	2 ~ 5	-	-	Tabar et al., 2020
ZrO_2	-	100	-	-	Jha et al., 2020
SiO_2	-	20 ~ 30	-	-	Asl et al., 2020
$\text{SiO}_2\text{-C}_{12}$	Anfifílica	40	-	-	Wua et al., 2020
SiO_2	Hidrofílica	30	-	-	
NP de ferro-núcleo de carbono	-	60	123	-	Betancur et al., 2020
TiO_2	Hidrofílica	20	10 ~ 45	-	Anahpoori et al., 2019
ZrO_2	-	≤ 100	≥ 25	-	Jalilian et al., 2019
Fe_3O_4 revestida com SLS	Hidrofílica	44 ~ 50	-	-	Shalhafana et al., 2019
Fe_3O_4 revestida com EDTA	Hidrofílica	20 ~ 25	-	-	
MoS_2	hidrofílica e hidrofóbica	100	-	-	Raj et al., 2019
SiO_2	-	20	-	-	Xua et al., 2019
Fe_2O_3	Hidrofílica	50 ~ 80	-	Esférica	Divandari et al., 2019
Fe_3O_4 revestida com ácido cítrico	Hidrofílica	-	-	Esférica	
NiO/SiO_2	-	116,5	22	-	Giraldo et al., 2019
SiO_2	-	94 ± 4	24	Esférica	

SiO ₂	Hidrofílica	15	-		Mohajeri et al., 2019
ZnO	Hidrofílica	50 ± 20	-	Esférica	Rezk et al., 2019
Grafeno-DSu	Anfífilica	0,31	-	-	Radnia et al., 2018
SiO ₂	Hidrofóbica	14-16	380	-	Zhao et al., 2018
TiO ₂		21		Esférica	Nourafkan et al., 2018
Nanotubo de carbono	-	16-20	-	Cilíndrica	Soleimani et al., 2018
SiO ₂	Hidrofílica	15 ~ 20	-	Esférica	Kuang et al., 2018
Al ₂ O ₃	Hidrofóbica	< 50	-	-	
SiO ₂	Hidrofílica	23,3	-	Esférica	Rognmo et al., 2018
SiO ₂	Pouco hidrofílica	20,3	-	-	
SiO ₂	Hidrofílica	7	380	-	Franco-Aguirre et al., 2018
SiO ₂	Hidrofílica	11 ~ 14	-	-	Yousefvand et al., 2018
SiO ₂	Hidrofílica	40		Esférica	Kumar et al., 2017

* PSBT+PSMA: Poly[(9,9-dioctylfluorenyl-2,7-diyl)-alt-co-(1,4-benzo-{2,1',3}-thiadiazole)]+Poly(styrene-co-maleic anhydride).

Sem dúvida, as NP de SiO₂ foram as mais exploradas na formulação de NF aplicados à recuperação terciária de petróleo. Embora não exista um consenso, materiais hidrofílicos ou pouco hidrofílicos, como a SiO₂ hidrofílica, apresentam um maior potencial para EOR, sendo até 40% maior que a SiO₂ hidrofóbica (ROGNMO; HELDAL; FERNO, 2018). A concentração de NP na formulação de um NF aplicado à EOR geralmente se situa na faixa de 0,005 % e 3 % (em massa), conforme será discutido no item 4 deste trabalho.

As propriedades e características das NP apresentam variações de acordo com o método de preparação, dentre eles: a condensação de gás inerte, o processo Sol-Gel, a deposição química de vapor (MAMANI, 2009; OLIVEIRA, 2012), processos de coprecipitação, e evaporação de solventes (ALI, *et al.*, 2020), entre outros. O primeiro método utilizado, e ainda hoje, o mais comum, é por evaporação de solvente: o método utiliza homogeneização de alta velocidade ou agitação por ultrassom, seguida de evaporação do solvente, através da agitação magnética contínua a temperaturas elevadas ou pressão reduzida, resultando na formação de partículas nanométricas (ALI, *et al.*, 2020). No método de condensação de gás inerte, o material é vaporizado em uma câmara de vácuo e então o vapor é condensado em NP através da colisão com um fluo de gás inerte em pressão controlada.

No método sol-gel, a solução forma um sistema bifásico e permite controlar todas as etapas do processo de síntese, obtendo-se os materiais com características pré-definidas (MAMANI, 2009; OLIVEIRA, 2012). No método de deposição de vapor químico, um substrato é exposto a um ou mais precursores voláteis, que reagem ou se decompõem sobre a superfície do substrato, produzindo o depósito pretendido (OLIVEIRA, 2012). No método de coprecipitação, a síntese é realizada através da mistura de sais inorgânicos em meio aquoso e então é feita a precipitação com hidróxido alcalino. Este método apresenta vantagens como a homogeneidade química, baixa temperatura de reação, síntese de partículas de tamanhos uniformes, pouca ou nenhuma aglomeração de NP (MAMANI, 2009). Para a produção de NP

com uma escala de dimensões pré-definidas, pode ser utilizado também, o método de fracionamento da suspensão coloidal, como a centrifugação e a cromatografia de exclusão de tamanho. Métodos como estes separam as partículas de diferentes dimensões através da densidade ou o tamanho, mas ainda são pouco aplicados (MAMANI, 2009).

Após a preparação e obtenção das nanopartículas, segue-se a formulação e preparação do nanofluido (NF), por dois métodos típicos (OLIVEIRA, 2012):

(i) diretamente com a dispersão no fluido base, em uma única etapa, onde é realizada a evaporação das NP em vácuo e então a condensação dela no fluido base (OLIVEIRA, 2012). Este método diminui a aglomeração das NP, mas apresenta um alto custo operacional.

(ii) Em duas etapas: primeiramente é realizada a síntese das NP, e então o pó é disperso no fluido base. A dispersão das NP no fluido base pode ser realizada através do processo de homogeneização a alta pressão, onde as NP são pressurizadas, para que tenha energia suficiente para que as aglomerações sejam quebradas e então dispersadas no fluido base. Alternativamente, a dispersão pode ser realizada através da agitação por ultrassom. O método em duas etapas tem menor custo operacional, facilitando uma grande escala de produção, e é possível obter uma maior variedade de NF, com diferentes fluidos bases, NP e tamanhos de NP. Entretanto, normalmente produz maior aglomeração das NP (OLIVEIRA, 2012).

3.2. Surfactantes Aplicáveis à recuperação avançada de petróleo

Os surfactantes aniônicos já são amplamente utilizados na EOR, devido sua menor adsorção nas rochas dos reservatórios, quando comparado aos outros grupos de surfactantes (ALI, *et al.*, 2018; ALNARABIJI; HUSEIN, 2020). Dentre os surfactantes aniônicos, destacam-se os carboxilatos, os sulfonatos, os sulfatos e os fosfatos (DALVIN, 2011).

Embora o nanofluido aplicado em EOR geralmente contenha o surfactante em sua formulação, existem vários trabalhos que demonstram que é possível utilizar um nanofluido sem adição de agente surfactante (ALNARABIJI; HUSEIN, 2020). Neste caso, os parâmetros das NP que definem a eficiência do nanofluido são: tamanho e distribuição de tamanho das NP, carga superficial, ponto isoelétrico (PEI), concentração e propriedades físico-químicas. Porém, na grande maioria dos estudos, um agente utilizado é também utilizado na formulação do NF. A adição de surfactantes ao NF pode diminuir a aglomeração de NP, diminuindo a tensão interfacial entre o fluido base e NP, mas em consequência, alteram as características térmicas da solução (OLIVEIRA, 2012).

Pode ser utilizado um único surfactante ou combinação de mais de um tipo de surfactante (Tabela 3). Os mais comumente utilizados são: Ácido alquil aril sulfônico (AAS); Ácido oleico (OA); Ácido poliacrílico (PAA); Álcool etoxilado (EA); Álcool linear (LA); Alquil amônio; Cloreto de benzalcônio; Brometo de Cetilmônio (CTAB); KD; L-Arginina; L-Cisteína; N-alquilbetaína; Dodecilbenzenossulfonato de sódio (SDBS); Dodecil sulfato de sódio (SDS); Silnyl® FSJ; Polisorbato 80 (Span 80); Sulfonato de olefina (SO) + Propoxissulfato; Tween 80 (TW-80); Triton -100 (T-100).

A adição de NP a soluções contendo surfactantes pode estabilizar a formação de espumas (CHATURVEDI; SHARMA, 2021), pois as NP se aderem na interface líquido-bolha, mantendo as duas interfaces separadas. Quanto menor o tamanho das NP, maior a estabilidade da espuma formada.

Tabela 3. Tipo de nanopartículas e surfactante utilizando na formulação do NF

NP	Surfactante	Característica do surfactante	Referência
SiO ₂	Span 80	Não iônico	Maaref et al., 2020
SiO ₂	L-arginina	Anfótero	Asl et al., 2020
	L-cisteína		
Polímeros	N-alkilbetaína	Anfótero	Zhou et al., 2020
Grafeno dopado com N	CTAB	Catiônico	Tabar et al., 2020
ZrO ₂	SDBS	Aniônico	Jha et al., 2020
SiO ₂ -C ₁₂	CTAB	Catiônico	Wua et al., 2020
SiO ₂			
Ferro-núcleo de carbono	Propoxissulfato	Catiônico	Betancur et al., 2020
TiO ₂	CTAB	Catiônico	Anahpoori et al., 2019
ZrO	T-100	Não iônico	Jalilian et al., 2019
Fe ₃ O ₄	TW-80	Não iônico	Shalbafana et al., 2019
Fe ₃ O ₄ + EDTA			
MoS ₂ nanofolhas	SDS	Aniônico	Raj et al., 2019
Fe ₂ O ₃	SDS	Aniônico	Divandari et al., 2019
NiO/SiO ₂	CTAB	Catiônico	Giraldo et al., 2019
SiO ₂			
ZnO	SDS	Aniônico	Rezk et al., 2019
G-DSu	SDBS	Aniônico	Radnia et al., 2018
SiO ₂	T-100	Não iônico	Zhao et al., 2018
Nanotubo de carbono	SDS	Aniônico	Soleimani et al., 2018
Al ₂ O ₃	Ácido poliacrílico	Aniônico	Kuang et al., 2018
	álcool linear	Não iônico	
SiO ₂	Alquil amônio	Aniônico	
	Ácido oleico	Aniônico	
SiO ₂	KD	Aniônico	Xua et al., 2019
SiO ₂	LA etoxilado	Não iônico	(Rognmo; Heldal; Ferno, 2018)
SiO ₂	Silnyl® FSJ	Aniônico	Franco-Aguirre et al., 2018
SiO ₂	SDBS	Aniônico/zwiteriônico	Kumar et al., 2017
TiO ₂	(AAS) + (EA)	Não iônico	Nourafkan et al., 2018

SiO ₂	SDS	Aniônico	Yousefvand et al., 2018; Mohajeri et al., 2019
------------------	-----	----------	--

Quando há de mistura de surfactantes, estes possuem uma camada de surfactante adsorvido contendo cargas alternadas (positivas e negativas), a qual confere grande coesão. Assim, é esperado que essas misturas apresentem boas propriedades no que diz respeito à formação e à estabilização das espumas, devido: (i) o empacotamento eficiente na interface, (ii) a quantidade certa de surfactante livre em solução e (iii) a formação de vesículas em equilíbrio termodinâmico, as quais fornecem propriedades viscoelásticas ao seio da solução e, portanto, uma boa estabilidade às espumas. A concentração de surfactante adicionado ao NF geralmente utilizada encontra-se na faixa de 0,01 m/m% ~ 7 m/m% (DALTIM, 2011; (CHATURVEDI; SHARMA, 2021).

A injeção de surfactantes em reservatórios diminui a tensão interfacial entre a água e o óleo (LIU *et al.*, 2020; DALTIM, 2011), o que reduz a pressão capilar dos poros, permitindo assim que a água desloque o óleo residual. Então, quanto menor for a tensão interfacial, mais óleo poderá ser recuperado. Entretanto, sua utilização na EOR pode gerar espuma, um grande problema removido das águas residuais para que o impacto ambiental seja reduzido (ALNARABIJI; HUSEIN, 2020).

3.3. Caracterização do Nanofluido

A caracterização de um NF compreende o conhecimento de suas propriedades reológicas, ópticas e da tensão superficial.

3.3.1 Tensão Interfacial

A tensão interfacial do petróleo bruto e do NF injetado é um dos parâmetros principais para determinar o movimento e a distribuição dos fluidos em meios porosos, como as rochas dos reservatórios (SÁ; SERRUYA; FERREIRA, 2018; ALI, *et al.*, 2020). No caso da EOR, o NF injetado deve apresentar baixa tensão interfacial, pois caso contrário, a capacidade do fluido de repelir o petróleo dos poros é baixa, resultando em uma baixa recuperação de petróleo (ALNARABIJI; HUSEIN, 2020). De acordo com a Tabela 4, a tensão interfacial do NF deve estar na faixa de 0,0006 mN/m até 45 mN/m, e ela é determinada pelo tipo e concentração de surfactante utilizado na formulação.

Tabela 4. Tensão interfacial de alguns nanofluidos utilizados em .

NP	Surfactante	Tensão Interfacial, mN/m	Referência
SiO ₂	Span 80	34,03	Maaref et al., 2020
Quantum dots grafeno-N	CTAB	4,69 ~ 15,72	Tabar et al., 2020
TiO ₂	CTAB	0,9 ~ 3,5	Anahpoori et al., 2019
MoS ₂	SDS	0,2 ~ 0,8	Raj et al., 2019
SiO ₂	KD	0,0006 ~ 0,0204	Xua et al., 2019

Fe ₃ O ₄ revestida com ácido cítrico	SDS	16,71 ~ 22,35	Divandari et al., 2019
NiO/SiO ₂ s	CTAB	17	Giraldo et al., 2019
SiO ₂		20,5	
ZnO	SDS	7,1	Rezk et al., 2019
Grafeno-DSu	SDBS	12,92 ~ 14,49	Radnia et al., 2018
TiO ₂	AAS + EA	10,5 ~ 13,2	Nourafkan et al., 2018
Nanotubo de carbono	SDS	31,17 ~ 33,46	Soleimani et al., 2018
SiO ₂	Silnyl® FSJ	18,1	Franco-Aguirre et al., 2018
SiO ₂	SDS + HPAM	2,46 ~ 3,20	Yousefvand et al., 2018
SiO ₂	Alquil amônio	17	Kuang et al., 2018
	OA	45	
	PAA	27	
	Álcool linear	8	
Al ₂ O ₃	OA	38	
	PAA	29	
	Álcool linear	8	
SiO ₂	SDBS	30,1 ~ 33,0	Kumar et al., 2017

3.3.2 Molhabilidade

A molhabilidade afeta as curvas de permeabilidade, pressão capilar, dispersão, saturação irreduzível da água e o deslocamento e a redução na saturação do óleo (ALI, *et al.*, 2018). Compostos que possuem alta tensão superficial tendem a formar gotas esféricas sobre as superfícies, apresentando baixa molhabilidade, devido a uma forte atração entre as moléculas fazendo com que fiquem juntas. Já em compostos que têm uma baixa tensão interfacial, o fluido tende a se espalhar pela superfície sólida (DALVIN, 2011). Sendo assim, quando uma superfície é altamente molhada pela água, a gota formada tende a se espalhar, e conseqüentemente, a ter um baixo ângulo de contato (ALI, *et al.*, 2018). Quando nanopartículas hidrofílicas são injetadas no meio poroso, elas tendem a aumentar a permeabilidade relativa da fase oleosa, porque fazem com que o reservatório se torne fortemente úmido, alterando sua molhabilidade (JU; LI, 2012). Desta forma, ocorrerá um aumento da recuperação de óleo em reservatórios inundados (ALI, *et al.*, 2020).

3.3.3 Propriedades Reológicas

Para a EOR utilizando nanofluidos, é importante que a viscosidade do NF seja semelhante à viscosidade do petróleo. Se a viscosidade do fluido injetado for muito mais baixa do que a do petróleo, o NF fluirá com mais facilidade entre os poros, em direção aos poços de produção, deixando o petróleo para trás, resultando em baixo FR (Fator de Recuperação) (ALNARABIJI; HUSEIN, 2020). Em geral, a viscosidade de NF utilizados em EOR encontra-se na faixa de 0,485 cP até valores elevados (230 cP) (Tabela 5).

Tabela 5. Viscosidade de diferentes NF utilizados em

NP	d_{NP} (nm)	[NP] (ppm)	Surfactante	[Surfactante]	μ (cP)	Referência
SiO ₂	20 ~30	100-1000	L-arginina	2000ppm	1,23	Asl et al., 2019
	100		L-cisteína	4500ppm	1,35	
MoS ₂	116,5	50 – 100	SDS	0,1 m/m%	110 ~ 230	Raj et al., 2019
NiO/SiO ₂	94 ± 4	100	CTAB	9 ppm	1,21	Giraldo et al., 2019
SiO ₂	15 ~20	100 - 1000			1,09	
SiO ₂		1000	Álcool linear		0,49	Kuang et al., 2018

4. RENDIMENTO DA EXTRAÇÃO NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO UTILIZANDO NANOFLUIDOS

O Fator de Recuperação (FR) é a razão entre o volume de óleo recuperável e o volume original do fluido em um reservatório, que não é um valor constante, devido as diferentes características apresentadas por cada reservatório (SÁ; SERRUYA; FERREIRA, 2018).

A concentração da NP desempenha um papel extremamente importante no processo de , pois ao aumentar a concentração da NP, a pressão de separação tende a aumentar, o que causa um aumento nas forças repulsivas (LASHARI; GANAT; 2020). Contudo, a literatura reporta que a concentração das NP não está diretamente relacionada com a viscosidade e, conseqüentemente, com o FR. Por outro lado, a eficiência de deslocamento melhora com o aumento da concentração de NP, devido ao aumento da viscosidade, da redução da tensão interfacial nos fluidos do reservatório e da grande alteração da molhabilidade na superfície da rocha (LASHARI; GANAT; 2020). Com base nessas observações, uma concentração mais alta poderia ser promissora na melhoria das taxas de recuperação.

O mais alto FR (Fator de Recuperação) reportado na literatura (87,1%) (Tabela 6) foi obtido quando NP de sílica parcialmente hidrofóbicas (0,5m/m%) e o surfactante não iônico Span 80 (0,5 %) foram utilizados. Entretanto, esse resultado não pode ser generalizado, já que depende também do tipo de petróleo e características do reservatório.

Embora a formulação de um NF apresente variações, de forma geral, a concentração de NP e de surfactante que maximiza a recuperação é da ordem de 0,1-0,5 % e 0,1 -0,2 %. Entretanto, para otimizar a recuperação, o planejamento experimental pode ser sugerido, levando em consideração também o tipo de reservatório e as propriedades do óleo. A concentração de surfactante utilizada na formulação de NF encontra-se geralmente na faixa de 0,1 % a 8 % (em massa), mas os fatores de recuperação mais elevados são alcançados quando a concentração do surfactante está na faixa de 0,1 – 0,5 %.

É importante ressaltar que o FR total inclui a recuperação primária, secundária e terciária, e que nem sempre a literatura reporta os fatores de recuperação em cada etapa. Em relação ao FR terciário obtido através da injeção de NF, a média do FR é de 18,77%.

Tabela 6. Fator de recuperação obtido com o uso de nanofluido de diferentes formulações e suas características

NP	[NP] (m/m%)	d _{NP} (nm)	Surfactante	[Surfactante]	Tensão Interfacial	Ângulo de contato	FR*	Referência
Polímeros	0,05 %	27,1 ± 1,9	N-alkilbetaína	0,1 m/m%	-	101,3°	11,47%	Zhou et al., 2020
Quantum dots grafeno	0,01 %	2 ~ 5	CTAB	0,3 m/m%	4,69 ~ 15,72	64,57° ~ 69,47°	22%	Tabar et al., 2020
	0,005 %						15%	
ZrO ₂	0,01 %	100	SDBS	1,435 mM	-	-	55,35	Jha et al., 2020
	0,10 %						17,4%	
SiO ₂ -C ₁₂	0,005 %	40	CTAB	-	-	63°	13,46%	Wua et al., 2020
	0,01 %						15,74%	
	0,02 %						16,36%	
SiO ₂	0,01 %	30	-	-	-	-	3,64%	-
Ferro-núcleo de carbono	-	60	SO + Propoxissulfato	-	-	0,03°	84% (total)	Betancur et al., 2020
TiO ₂	0,01 %	20	CTAB	0,01 m/m%	0,9 ~ 3,5	20° ~ 40°	24%	Anahpoori et al., 2019
	0,03 %			0,03 m/m%			36%	
	0,06 %			0,06 m/m%			24%	
	0,1 %			0,1 m/m%			24%	
TiO ₂	2000 ppm	21	(AAS) 25% + (EA) 75%	0,3 m/m%	10,5 ~ 13,2	-	7,81%	Nourafkan et al., 2018
ZrO	0,01g	≤ 100	T-100	0,015 mL	-	-	60% (total)	Jalilian et al., 2019
Fe ₃ O ₄ revestido com SLS	0,3 %	44 ~ 50	TW-80	0,5 m/m%	-	3,85°	20%	Shalhafana et al., 2019
Fe ₃ O ₄ revestido com EDTA	0,2 %	20 ~ 25					13,49%	
MoS ₂	0,005 %	100	SDS	0,1 m/m%	0,2 ~ 0,8	18°	19,71%	Raj et al., 2019
	0,010 %						19,07%	
Fe ₂ O ₃	-	50 ~ 80	SDS	-	-	-	11%	-

Fe ₃ O ₄ revestida com ácido cítrico	-				16,71 ~ 22,35		22%	Divandari et al., 2019
NiO/SiO ₂	100 mg/L	116,5			17	19°	60% (total)	Giraldo et al., 2019
SiO ₂	100 mg/L 1000 mg/L	94	CTAB	9 mg/L	20,5	28°	42% (total) 48% (total)	
ZnO	0,05	50 ± 20	SDS	0,2 m/m%	7,1	-	35%	Rezk et al., 2019
G-DSu	0,5 mg/mL 2 mg/mL	0,31 (grafeno)	SDBS	1 g	12,92 ~ 14,49	103° ~ 148°	8% 14%	Radnia et al., 2018
CNT	0,05 %	16,8 ~ 20,61	SDS	-	31,17 ~ 33,46	-	12,22%	Soleimani et al., 2018
	0,30 %						18,57 %	
	0,40 %						14,44 %	
SiO	0,1 %	15 ~ 20	Alquil amônio		17	13°	45% (total)	Kuang et al., 2018
			AO		45	150°	41,5% (total)	
			PAA		27	10°	45% (total)	
			Álcool linear	-	8	130°	48,5% (total)	
Al ₂ O ₃	0,1 %	< 50	AO		38	120°	40% (total)	
			PAA		29		44% (total)	
			álcool linear		8	50°	47,5% (total)	
SiO ₂	5000 mPPM	23,3	Álcool linear etoxilado	10,000 mPPM	-	-	15,4%	Rognmo; Helda; Ferno, 2018
	1500 mPPM						10,1%	
SiO ₂	1500 mPPM	20,3						
SiO ₂	500 mg/L	7	Silnyl® FSJ	0,46 m/m%	18,1	79° ~ 128°	31,8%	Franco-Aguirre et al., 2018
SiO ₂	0,25 %	11 ~ 14	SDS + HPAM	0,12 m/m% + 0,8 m/m%	2,46 ~ 3,20	104°	até 30%	Yousefvand et al., 2018
	0,5 %						até 35%	
	0,75 %						até 37,5%	

	1,00 %						até 31,25%	
SiO ₂	0,2 %	40	SDBS	0,0825 m/m%	30,1 ~ 33,0	-	24,81%	Kumar et al., 2017
SiO ₂	0,5 %	137,2	Span 80	0,5 m/m%	34,03	51,4°	87,1% (total)	Maaref et al., 2020
SiO ₂	<u>0,01 %</u> <u>0,03 %</u> 0,05 m/m%	20,56	KD	0,05 m/m%	0,0006 ~ 0,0204	36° ~ 78°	<u>18,16%</u> <u>21,56%</u> 19,40%	Xua et al., 2019
SiO ₂	0,1 %	14 ~ 16	T-100	0,1 m/m%	-	-	16%	Zhao et al., 2018
SiO ₂	1000ppm	20 ~ 30	<u>L-arginina</u> <u>L-cisteína</u>	<u>0,2 m/m%</u> 0,45 %	-	14,5° ~ 18°	<u>12,7%</u> 13,1%	Asl et al., 2020
SiO ₂	<u>0,1 %</u> <u>0,02 %</u> <u>0,1 %</u> 0,02 %	15	SDS	<u>0,2 m/m%</u> 0,1 m/m%	-	-	<u>71% (total)</u> <u>78% (total)</u> <u>59% (total)</u> 67% (total)	Mohajeri et al., 2019

* Quando o trabalho apresenta mais de um FR, a tabela apresenta os valores médios.

Em alguns casos, a influência das diferentes concentrações de NP e/ou surfactantes no FR, é possível observar que o FR é mais elevado quando a concentração do surfactante é maior 0,2m/m% e a concentração da NP é menor, 0,1% (em massa) (MOHAJERI, *et al.*, 2019). A Tabela 6 também mostra a relação entre o tamanho das NP e os fatores de recuperação.

A capacidade de estabilização de espumas é também afetada pelo tamanho da NP presente no NF, e, quanto menor o tamanho da NP, mais estabilidade terá a espuma formada. O tamanho das nanopartículas deve ser tal que não seja muito grande para não prender nos poros causando obstrução e nem muito pequeno para que não cause uma obstrução extra nos poros (ALI, *et al.*, 2020). Entretanto, a concentração de nanopartículas no nanofluido é o principal fator que afeta a injeção de nanofluido nos meios porosos para melhorar a recuperação do óleo (ALI, *et al.*, 2020). Se o limite de 3 m/m% for excedido, haverá retenção de nanopartículas em meios porosos causando uma diminuição na porosidade e permeabilidade do meio devido ao bloqueio de poros (ALI, *et al.*, 2020).

O NF injetado nos reservatórios deve possuir um valor baixo de tensão interfacial (ALNARABIJI; HUSEIN, 2020), pois assim o NF será capaz de repelir do petróleo dos poros de uma maneira mais efetiva, e conseqüentemente terá um maior FR. Como mostrado na Tabela 6, quando a tensão interfacial é mais baixa (0,9mN/m - 3,5mN/m), resulta em maior FR (somente para a recuperação terciária) entre 24% e 36%. Por outro lado, quando a tensão interfacial é elevada (ALI, *et al.*, 2020), (4,69 mN/m e 15,72 mN/m), o FR é mais baixo (15% - 22%). Como consequência de menor tensão superficial, o ângulo de contato diminui, o que aumenta a molhabilidade da rocha, como mostrado também, na Tabela 6, ou seja, quanto menor o ângulo de contato, maior o FR. Esta maior interação superficial também modifica as características de adsorção do surfactante na NP, e, quanto maior a capacidade de adsorção de surfactante na superfície das NP, mais alto é o fator de recuperação terciária.

A Tabela 7 apresenta a relação entre a viscosidade dos NF e o FR, onde é possível observar que quanto mais próxima a viscosidade do NF se encontrar com a viscosidade do óleo, maior será o FR.

Tabela 7. Relação entre NF, viscosidade e o FR

NP	Surfactante	μ NF (cP)	μ óleo (cP)	FR*	Referência
SiO ₂	L-arginina	1,22 ~1,25	11	12,7%	Asl et al., 2020
	L-cisteína	1,32 ~1,40		13,1%	
MoS ₂	SDS	110 ~ 230	100	19,07% ~ 19,71%	Raj et al., 2019
SiO ₂	Álcool linear	0,485	2,804	48,5% (total)	Kuang et al., 2018

*Quando o trabalho apresenta mais de um FR, a tabela apresenta os valores médios

Embora existam diversas recomendações para a formulação e seleção de um NF, é importante ressaltar que não existe uma formulação geral, pois o FR depende do tipo de reservatório e das características do óleo (Tabela 8).

Tabela 8. Relação entre o FR, o NF utilizado e propriedades do óleo

NP	Surfactante	Óleo	ρ (g/cm ³)	FR*	Referência
TiO ₂	CTAB	Petróleo bruto pesado	0,89	24% ~ 36%	Anahpoori et al., 2019
Fe ₃ O ₄ revestido com SLS	TW-80	Petróleo bruto	0,90	20%	Shalhafana et al., 2019
Fe ₃ O ₄ revestido com EDTA				13,49%	
MoS ₂	SDS	Petróleo bruto	0,86	19,07% ~ 19,71%	Raj et al., 2019
Fe ₂ O ₃	SDS	Petróleo bruto	0,94	11%	Divandari et al., 2019
G-DSu	SDBS	Petróleo bruto	0,833 g/L	8% ~ 14%	Radnia et al., 2018
Nanotubo de carbono	SDS	Petróleo bruto	0,869	12,22% ~ 18,57 %	Soleimani et al., 2018
SiO ₂	Alquil amônio	n-Decano (Extra Dry, AcroSeal)	0,81	45% (total)	Kuang et al., 2018
	OA			41,5% (total)	
	PAA			45% (total)	
	Álcool linear			48,5% (total)	
Al ₂ O ₃	OA			40% (total)	
	PAA			44% (total)	
	álcool linear			47,5% (total)	
SiO ₂	Álcool linear etoxilado	Petróleo bruto	0,849	14,1% ~ 15,4%	Rognmo; Haldal; Ferno, 2018
SiO ₂				10,1%	
SiO ₂	KD	Petróleo bruto	0,8503 mg/L	18,16% ~ 21,56%	Xua et al., 2019
SiO ₂	T-100	Petróleo bruto desidratado misturado com querosene	0,8232	16%	Zhao et al., 2018
SiO ₂	L-arginina	Petróleo bruto	0,875	12,7%	Asl et al., 2020
	L-cisteína			13,1%	
SiO ₂	SDS	Petróleo bruto	0,8399	59% ~ 78%	Mohajeri et al., 2019

*Quando o trabalho apresenta mais de um FR, a tabela apresenta os valores médios.

4. CONCLUSÃO

A seleção das nanopartículas para aplicação em nanofluidos é de grande importância na recuperação avançada do petróleo, e vários fatores precisam ser considerados para a otimização da formulação do nanofluido, como compatibilidade da natureza física e química de NP (metálico, não metálico, magnético, orgânico ou inorgânico).

O tamanho da NP – embora deva ser nanométrico - não interfere muito no fator de recuperação em processos de recuperação avançada do petróleo utilizando os nanofluidos. Além disso, a estabilização da espuma através do ajuste do tamanho das NP não apresenta uma influência direta ao FR. A tensão interfacial do NF deve ser baixa, embora não exista um consenso geral sobre esse assunto. Em relação a molhabilidade e ângulo de contato, os diversos trabalhos reportam que os menores ângulos de contato não resultam em alto FR.

Como consenso geral, este artigo de revisão aponta que a viscosidade do NF deveria ser próxima à do óleo para alcançar maiores fatores de recuperação, sendo que a viscosidade é particularmente dependente do tipo e concentração do surfactante e não é modificada pelo tamanho das NP. As propriedades aparentes do NF (viscosidade, tensão superficial, molhabilidade, etc) dependem da interação e adsorção do surfactante e das NP. Os esforços em pesquisa deveriam focar qual a importância da adsorção do surfactante para diferentes tipos de petróleo, pois foi observado que os NF que resultam de alta adsorção de surfactante nas NP resultam em maiores fatores de recuperação terciária.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Afolabi, R.O.; Oluyemi, G.F.; Officer S.; Ugwu, J.O. J. Mol. Liq., 2019, 293, 111.
- Afolabi, R.O.; Oluyemi, G.F.; Officer S.; Ugwu, J.O. J. Pet. Sci. Eng., 2019, 180, 681.
- Agi, A.; Junin, R.; Abdullah, M.O.; Jaafar, M.Z.; Arsad, A.; Sulaiman, W.R.W.; Norddin, M.N.A.M.; Abdurrahman, M.; Abbas, A.; Gbadamosi, A.; Azli, N.B. J. Pet. Sci. Eng., 2020, 194, 107476.
- Ali, H.; Soleimani, H.; Yahya, N.; Khodapanah, L.; Sabet, M.; Demiral, B.M.R.; Hussain, T.; Adebayo, L.L. J. Mol. Liq., 2020, 309, 113.
- Ali, J.A.; Kalthury, A.M.; Sabir, A.N.; Ahmed, R.N.; Ali, N.H.; Abdullah A.D. J. Pet. Sci. Eng., 2020, 191, 107.
- Ali, J.A.; Kolo, K.; Manshad, A.K.; Mohammadi, A.H. Egypt. J. Pet., 2018, 27, 1371.
- Allouhi, A.; Amine, B., Solar Energy Materials and Solar Cells, 2021, 219, 110798.
- Alnarabiji, M. S.; Husein, M. M., Fuel, 2020, 267, 117262.
- Anahpoori, D.; Rezvani, H.; Parsaei R.; Riazi, M. J. Pet. Sci. Eng., 2019, 183, 106411.
- Asl, H.F.; Zargar, G.; Manshad, A.K.; Takassi, M.A.; Ali, J.A.; Keshavarz, A. J. Mol. Liq., 2020, 300, 112290.
- Betancur, S.; Olmos, C. M.; Pérez, M.; Lerner, B.; Franco, C. A.; Riazi, M.; Gallego, J.; Carrasco-Marín, F.; Cortés, F. B. J. Pet. Sci. Eng., 2020, 184, 106589.
- Chaturvedi, K. R.; Sharma, T. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196, 107704.
- Daltin, D. Tensoativos: Química, Propriedades e Aplicações, Editora Blucher, São Paulo, 2011.
- Divandari, H.; Hemmati-Sarapardeh, A.; Schaffie, M.; Ranjbar, M. J. Pet. Sci. Eng., 2019, 174, 425.
- Dong; Liu, H.; Chen, Z.; Wu, K.; Lu, N.; Zhang, Q. Appl. Energy, 2019, 239, 1190.
- Druetta, P.; Raffa, P.; Picchioni, F. Appl. Energy, 2019, 252, 113.
- El-hoshoudy, A.N.; Desouky, S.E.M.; Elkady, M.Y.; Al-Sabagh, A.M.; Betiha, M.A.; Mahmoud, S. Egyptian J. Pet., 2017, 23, 3, 757.

- Esene, C.; Rezaei, N.; Aborig, A.; Zendejboudi, S. *Fuel*, 2019, 237, 1086.
- Faghri, A.; Zhang, Y. *Transport Phenomena in Multiphase Systems*, Elsevier: São Paulo, 2006, cap. 5.
- Franco-Aguirre, M.; Zabala, R.D.; Loper, S.H.; Franco, C.A.; Cortés, F.C. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 2018, 51, 53.
- Gao, C. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2018, 166, 55.
- Gbadamosi, A.O.; Junin, R.; Manan, M.A.; Yekeen, N.; Agi, A.; Oseh, J.O., 2018, 66, 1.
- Geetha, S.J.; Ibrahim, M.; Banat, S.; Joshi, J. *Biocatal. Agric. Biotech.*, 2018, 14, 23.
- Giraldo, L.J.; Gallego, J.; Villegas, J.P.; Franco, C.A.; Cortés, F.B. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2019, 174, 40.
- Jalilian, M.; Tabzar, A.; Ghasemi, V.; Mohammadzadeh, O.; Pourafsharye, P., Rezaeif, N.; Zendejboudif, S. *Fuel*, 2019, 251, 754.
- Jeong, M.S.; Lee, J.H.; Lee, K.S. *Biochem. Eng. J.*, 2019, 150, 107.
- Jha, N. K.; Lebedev, M.; Iglauer, S.; Ali, M.; Roshan, H., Barifcani, A., Sangwai, J. S., Sarmadivaleh, M. *J. Colloid. Interface Sci.*, 2020, 562, 370.
- Ju, T.; Li, F.Z. , *J. Pet. Sci. Eng.*, 2012, 86, 206.
- Kuang, W.; Saraji, S.; Piri, M. *Fuel*, 2018, 220, 849.
- Kumar, N.; Gaur, T.; Mandal, A. *J. Ind. Eng. Chem.*, 2017a, 54, 304.
- Kumar, S.; Mandal, A. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2017, 157, 696.
- Lashari, N.; *Ganot. Chin. J. Chem. Eng.*, 2020.
- Lau, H.C.; Yu, M.; Nguyen, Q.P. *Pet. Sci. Eng.*, 2017, 157, 1160.
- Liu, Z. A.; Liang, Y.; Wang, Q.; Guo, Y.-J.; Gao, M.; Wang, Z.-b.; Liu, W.L. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193, 107449.
- Maaref, S.; Kantzas, A.; Bryant, S. *Fuel*, 2020, 267, 117263.
- Mamani, J.B. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, Brasil, 2009.
- Mohajeri, M.; Rasaei, M.R.; Hekmatzadeh, M. *Pet. Res.*, 2019, 4, 59.
- Negin, C.; Ali, S.; Xie, Q. *Pet.*, 2016, 2, 324.
- Nourafkan E.; Hu, Z.; Wen, D. *J. Colloid Interface Sci.*, 2018, 519, 44.
- Olayiwola, S.O.; Dejam, M. *Fuel*, 2019, 241, 1045.
- Oliveira, G.A. Síntese e caracterização de nanofluidos de prata. 2012. 121 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, MG, 2012.
- Radnia, H.; Rashidi, A.; Nazar, A.R.S.; Eskandari, M.M.; Jalilian, M. *J. Mol. Liq.*, 2018, 271, 795.
- Raj, I.; Qu, M.; Xiao, L., Hou, J., Lid, Y., Liang, T., Yang, T., Zhao, M. *Fuel*, 2019, 251, 514.
- Rezk, M. Y.; Allam, N. K. *Colloid Interface Sci. Commun.*, 2019, 29, 33.
- Rognmo, A.U.; Heldal, S.; Fernø, M.A. *Fuel*, 2018, 216, 621.
- Sá, A.B.G.T.; Serruya, B.S.M.; Ferreira, G.S. Uso de Nanopartículas na Recuperação de Petróleo. In: III Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e V Workshop de Engenharia de Petróleo, 3., 2018, Salvador, BA. Anais [...]. Campina Grande, PB: Realize, 2018. v. 1, p. 1-8.
- Safdel, M.; Anbaz, A.; Daryasafar, A.; Jamialahmadi, M. *Ren. Sustainable Energy*, 2017, 74, 159.
- Saravanan, A.; Kumar, P.S.; Vardhan, K.H.; Jeevanantham, S.; Karishma, S.B.; Yaashikaa, P.R.; Vellaichamy, P. *J. Cleaner Prod.*, 2020, 258, 120.
- Shalhafan, M.; Esmailzadeh, F.; Safaei, A.; Wang. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2019, 180, 559.
- Soleimani, S.; Baig M.R.; Noorhana Yahya, N.; Khodapanah, L.; Sabet, M.; Demiral, B.M.R.; Burda, M. *Results Phy.*, 2018, 9, 39.
- Song, Z.; Song, Y.; Li, Y.; Bai, B.; Song, K.; Hou, J. *Fuel*, 2020, 276, 118.
- Suleimanov, B.A.; Ismailov, F.S.; Veliyev E.F. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2011, 78, 431.

- Tabar, M.A.; Rashidi, A.; Alaei, M., Koolivand, H.; Pourhashem, S.; Askari, S. *J. Mol. Liq.*, 2020, 307, 112984.
- Tackie-Otoo, B.N.; Mohammed, M.A.A.; Yekeen, N.; Negash, B.M. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2020, 187, 106.
- Thang, W.; Zhou, C.; Da, C.; Cao, Y.; Peng, H., *Carbohydrate Polymers*, 2020, 240, 116321.
- Thomas, J.E. (Org.). *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2th ed., Interciência: 2001.
- U.S. Environmental Protection Agency: Module 3: Characteristics of Particles Particle Size Categories. EPA Website. Acesso em 03, jul/2020.
- Vert, M.; Doi, Y.; Hellwich, K. H.; Hess, M.; Hodge, P.; Kubisa, P.; Rinaudo, M.; Schué, F. O. *Pure Appl. Chem.*, 2012, 84 (2), 377.
- Vollath, D.; Szabó, D.V. *J. Nanopart. Res.*, 1999, 1, 235.
- Wang, Z.; Fang, R.; Guo, H. *Ultrason. Sonochem.*, 2020, 60, 104.
- Wua, H.; Gaoa, K.; Lua, Y.; Menga, Z.; Goua, C.; Lia, Z.; Yanga, M.; Qua, M.; Luia, T.; Houa, J.; Kanga, W. *Colloids Surf.*, 2020, A586, 124162.
- Xua, D.; Baib, B.; Wua, H.; Houa, J.; Menga, Z.; Suna, R.; Lia, Z.; Lua, Y.; Kanga, W. *Fuel*, 2019, 244, 110.
- Yousefvand, H.A.; Jafari, A. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2018, 162, 283.
- Yuan, B.; Wood, D.A. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2018, 167, 287.
- Zhao, M.; Lv, W.; Li, Y.; Daí, C.; Wang, Q.; Zhou, H.; Zou, C.; Gao, C.; Zhang, M.; Wu, Y. *J. Mol. Liq.*, 2018, 261, 373.
- Zhou, Y.; Wu, X.; Zhong, X.; Reagen, S., Zhang, S., Sun, W., Pu, H., Zhao, J. *Fuel*, 2020, 267, 117251.