

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – CAMPUS JOÃO
PESSOA**

CENTRO DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA

THIAGO ALVES REMBOSKI

**FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E COLCHÕES LAVADORES: UMA REVISÃO
DA LITERATURA**

JOÃO PESSOA

2021

THIAGO ALVES REMBOSKI

**FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E COLCHÕES LAVADORES: UMA REVISÃO
DA LITERATURA**

Trabalho Final de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia
Química da Universidade Federal da
Paraíba como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Química.

Prof. Orientador: Dra. Fabíola Dias da
Silva Curbelo

JOÃO PESSOA

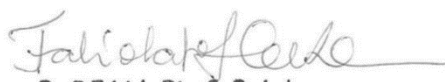
2021

THIAGO ALVES REMBOSKI

FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E COLCHÕES LAVADORES: UMA REVISÃO DA
LITERATURA

Trabalho Final de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia
Química da Universidade Federal da
Paraíba como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Química.

APROVADO EM: 23/11/2021



Profª Fabíola Dias S. Curbelo
Mat. 2453534

Profa. Dra. Fabíola Dias da Silva Curbelo



Msc. Luara Ribeiro Viana



Msc. Raphael Ribeiro da Silva



Msc. Elayne Andrade Araújo

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

R385f Remboski, Thiago Alves.
 Fluidos de Perfuração e Colchões Lavadores: Uma
Revisão
 da Literatura / Thiago Alves Remboski. - João Pessoa,
 2021.
 39f. : il.

 Orientação: Fabíola Dias da Silva Curbelo.
 TCC (Graduação) - UFPB/CT.

 1. Fluido de perfuração. 2. Colchão lavador. 3.
 Microemulsão. 4. Nanoemulsão. 5. Nanopartícula. I.
 Curbelo, Fabíola Dias da Silva. II. Título.

UFPB/BSCT

CDU 66.01(043.2)

RESUMO

Para melhorar a eficiência das perfurações de poços de petróleo, novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas para fluidos de perfuração e colchões lavadores, objetivando, além do desempenho, baixo custo e menor risco ambiental. Com base nisso, o presente artigo fornece uma revisão abrangente sobre fluidos de perfuração e colchões lavadores, apresentando os principais conceitos que são avaliados em suas formulações e a evolução das tecnologias desenvolvidas sobre esses fluidos. Nesse cenário, destacam-se: a utilização de sistemas microemulsionados para formulação de fluidos de perfuração e colchões lavadores com características biodegradáveis; os diferentes tipos de nanopartículas com potencial para serem usados como aditivos em fluidos de perfuração, capazes de melhorar as características reológicas do reboco, podendo ser aplicados em sistemas de altas pressões e altas temperaturas; o estudo das nanoemulsões para serem utilizadas em colchões lavadores, com a vantagem de apresentar menor quantidade de surfactante quando comparadas com as microemulsões.

Palavras-chave: Fluido de perfuração, colchão lavador, microemulsão, nanoemulsão, nanopartícula.

ABSTRACT

To improve the efficiency of oil well drilling, new technologies supplied are being developed for drilling fluids and preflushes, aiming, in addition to performance, low cost and lower environmental risk. Based on this, this article offers a complete review of drilling fluids and preflushes, changes to the main concepts that are taken into their formulations, and the evolution of technologies regarding these fluids. In this scenario, the following stand out: the use of microemulsified systems for sources of drilling fluids and preflushes with biodegradable characteristics; the different types of nanoparticles with the potential to be used as additives in drilling fluids, capable of improving the rheological characteristics of the mud, which can be known in high pressure and high temperature systems; the study of nanoemulsions to be used in preflushes, with the advantage of presenting a smaller amount of surfactant when compared to microemulsions.

Keywords: drilling fluid, preflush, microemulsion, nanoemulsion, nanoparticle.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	7
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	9
2.1. FLUIDO DE PERFURAÇÃO	9
2.1.1. DENSIDADE	10
2.1.2. PARÂMETROS REOLÓGICOS	10
2.2. FORMAÇÃO DO REBOCO	11
2.3. COLCHÕES LAVADORES E ESPAÇADORES	12
2.4. CIMENTAÇÃO	13
2.5. MICROEMULSÕES	15
3. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO: TECNOLOGIAS DESENVOLVIDAS	17
3.1. UTILIZAÇÃO DE NANOPARTÍCULAS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	20
3.1.1. NANOPARTÍCULAS POLIMÉRICAS	21
3.1.2. NANOPARTÍCULAS CERÂMICAS	21
3.1.3. NANOPARTÍCULAS METÁLICAS	22
3.1.4. NANOPARTÍCULAS À BASE DE CARBONO	23
4. COLCHÕES LAVADORES: TECNOLOGIAS DESENVOLVIDAS	24
4.1. UTILIZAÇÃO DE NANOEMULSÃO NA PREPARAÇÃO DE COLCHÕES LAVADORES	28
5. CONCLUSÕES	31
REFERÊNCIAS	32

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo é feita desde meados do século XX até os dias de hoje utilizando método rotativo (CHIPALAVELA, 2013). Atualmente, a etapa de perfuração é capaz de atingir regiões de grande complexidade. No processo de perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados à broca, que se localiza no fim da coluna de perfuração. Os pedaços rochosos são removidos através da ação contínua de um fluido de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e pela coluna (THOMAS, 2004).

Esses fluidos, denominados fluidos de perfuração, possuem natureza não-aquosa e apresentam características de serem altamente bombeáveis, estáveis quimicamente, além de conseguirem estabilizar as paredes do poço (THOMAS, 2004).

Durante o processo de perfuração, é criado um filme de baixa permeabilidade, denominado torta de filtro ou reboco, conforme ilustra a Figura. 1. Após a conclusão da fase de perfuração, o reboco formado nas paredes do poço e o fluido contido em seu interior devem ser removidos de forma eficiente, propiciando condições adequadas para o assentamento do revestimento e na mitigação de possíveis danos a formação (QUINTERO et al., 2015a; BA GERI et al., 2017). A falta de limpeza do sistema revestimento-formação ocasiona baixa eficiência na etapa de cimentação, e a remoção ineficiente desse material poderá afetar diretamente a qualidade da cimentação, colocando em risco a integridade do poço por falta de vedação hidráulica ao revestimento, gerando comunicação entre zonas, podendo inclusive levar a ocorrência de *kicks* e *blowouts* (QUINTERO et al. 2008).

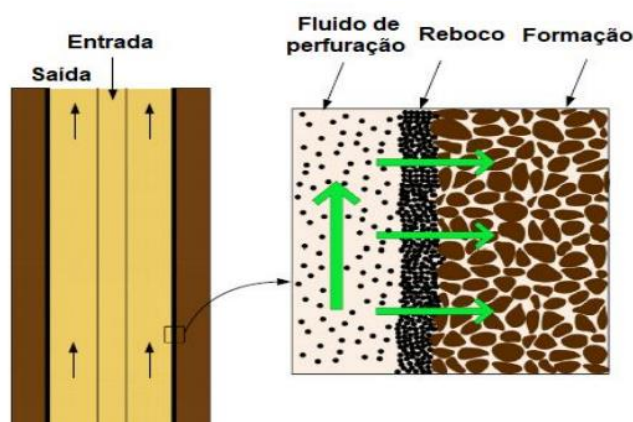


Fig. 1. Processo de perfuração e formação do reboco. Fonte: Hashemzadeh et al., 2016.

Na operação de cimentação do poço, o reboco não é mais necessário porque impede o material de cimento e a superfície da rocha do poço de estabelecer uma interação mais forte, desenvolvendo assim pontos fracos para falhas. O tamanho do reboco varia de 2 a 5 mm. No entanto, a espessura real racional típica do reboco à base de água deve ser de 0,5-1,5 mm (LADVA et al., 2004).

De acordo com McDonald et al. (2014), a ligação eficiente entre o revestimento de cimento e a formação é obtida ao bombear fluidos para o poço (colchões lavadores e/ou espaçadores). Esses fluidos são injetados após a perfuração, mas antes da aplicação da pasta de cimento, de modo que a lama remanescente ao longo do espaço anular seja totalmente enxugada. Consequentemente, a estabilidade estrutural interna é garantida durante a operação de cimentação do poço (LI et al., 2016; PERNITES et al., 2015).

Além da compatibilidade entre os fluidos, para remover o reboco efetivamente formado, o colchão lavador precisa ser eficaz para dispersar e solubilizá-lo. Em geral, isso pode ser alcançado usando solventes orgânicos. Para a cimentação com sucesso, não basta remover a torta de filtro, é necessário garantir que as superfícies, em geral umedecidas com água, sejam umedecidas pela pasta de cimento. Por esse motivo, quando um fluido de perfuração não aquoso é usado, o fluido de lavagem deve ser formulado para umedecer completamente a superfície do tubo e a formação, corrigindo sua molhabilidade (CHEN, WANG e MENG, 2015; CURBELO et al., 2018).

Outra questão que precisa ser abordada é o uso de solventes necessários para solubilizar a torta de filtro não aquosa. Os solventes usados na indústria do petróleo, como xileno, querosene e tolueno, apresentam alta concentração de aromáticos e são prejudiciais ao meio ambiente e à saúde humana. Além disso, várias formulações preparadas para operações de limpeza não são ecologicamente corretas (WANDERLEY NETO et al., 2020).

Por esse motivo, muitos trabalhos têm interesse em desenvolver novas tecnologias, como surfactantes (tensoativos), para limpeza de formação após perfuração em reservatórios com fluidos não aquosos (QUINTERO et al., 2012a). Com o objetivo de aumentar a eficiência da cimentação de poços, a indústria do petróleo tem estimulado o desenvolvimento de novas tecnologias baseadas em sistemas microemulsificados. Além disso, diversas pesquisas têm apresentado formulações para fluidos de perfuração e colchões lavadores economicamente viáveis, com alta eficiência e baixo risco ao meio ambiente, seja por meio de microemulsões, nanoemulsões ou outros métodos.

Com base no exposto, o presente trabalho tem por objetivo fundamentar os conceitos importantes na área de fluidos de perfuração e colchões lavadores, apresentando a evolução das pesquisas e seus respectivos resultados, com o intuito de fomentar pesquisas futuras e facilitar o entendimento sobre o tema.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. FLUIDO DE PERFURAÇÃO

De acordo com Abdou et al. (2018) os fluidos de perfuração devem ser especificados de maneira a permitir uma perfuração rápida e segura, sendo necessário que o fluido apresente: estabilidade química; estabilidade mecânica nas paredes do poço; facilidade de separação dos cascalhos na superfície; não causar danos a formação, ser bombeável, ser de fácil tratamento físico e químico; expressar baixo poder de corrosão e abrasão a superfícies metálicas e facilitar a interpretação geológica da rocha cortada.

Segundo Caenn et al. (2011), os fluidos de perfuração são definidos como sistemas multifásicos, compostos por uma mistura complexa de líquidos, sólidos, produtos químicos solúveis e em suspensão, podendo conter água, materiais orgânicos, sais dissolvidos e mesmo gases, em diferentes proporções. Além disso, os fluidos podem ser classificados de acordo com sua composição, sendo a fase contínua responsável pela divisão em fluidos base água, fluidos base ar ou gás e fluidos base óleo.

Analisar as propriedades do fluido de perfuração é uma condição determinante para o bom desempenho do processo. Acompanhar adequadamente a operação de perfuração, através de testes-piloto, permite definir o tratamento que o fluido deve receber e estes, por sua vez, garantem que o fluido de perfuração execute corretamente as suas funções (RATKIEVICIUS, 2015). Conforme Azevedo (2016), as propriedades dos fluidos podem ser classificadas em físicas e químicas. As primeiras, são propriedades medidas em qualquer tipo de fluido, já as segundas, são utilizadas com o objetivo de diferenciar alguns tipos de fluidos.

As propriedades físicas mais analisadas, devido a sua importância, são: parâmetros reológicos, força gel (inicial e final), densidade, parâmetros de filtração e teor de sólidos. Já as propriedades químicas com maior relevância são: pH, alcalinidade e teores de cloreto.

2.1.1. DENSIDADE

É através da densidade que se pode conhecer o peso do fluido e quanto de pressão esse fluido pode suportar. É importante que a pressão que o mesmo exerce na formação esteja dentro dos limites que, por sua vez, são definidos pela pressão de poro (limite mínimo) e pela pressão de fratura (limite máximo). Este fator é de suma importância, pois impede que fluidos indesejados migrem para o interior do poço, ou seja ocorra o chamado *kick* e *blowout*, quando esse influxo se torna incontrolável (FÉLIX et al., 2007). Para isso, a pressão exercida pelo fluido no interior do poço tem que ser maior que a pressão exercida pela formação, ou seja, pelos fluidos no interior da formação e esse diferencial de pressão tem que ser suficientemente pequeno.

2.1.2. PARÂMETROS REOLÓGICOS

As propriedades reológicas estão relacionadas com as características de escoamento do fluido sob várias condições de fluxo. Em geral, fluidos de perfuração se comportam como fluidos não newtonianos, sendo necessário estabelecer a relação entre a taxa de cisalhamento $\dot{\gamma}$ (diferencial da velocidade do fluido ao longo de uma trajetória) e a tensão de cisalhamento τ de fluidos não newtonianos, que depende da composição do fluido e pode ser disposta em gráficos chamados curvas de consistência ou modelo de fluxo (MACHADO, 2002).

O modelo mais adequado para os fluidos de perfuração é o que une a característica de fluido de potência com o de limite de escoamento. Em resumo, esse modelo é a junção dos modelos de Fluido Pseudoplástico com o Plástico de Bingham, e é chamado de Modelo de Herschel-Bulkley, considerado o modelo mais completo por envolver três parâmetros reológicos: τ_0 , denominado de limite de escoamento inicial, que permite prever a força mínima requerida para iniciar o fluxo; k , denominado de parâmetro de consistência, que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento, expresso em Nm^{-2}s^n ou Pa.s^n (SI); e n , denominado de índice de comportamento, que indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo newtoniano, sendo uma grandeza adimensional (MACHADO, 2002; SHIROMA, 2012). A Eq. 1 que define o modelo é mostrada abaixo.

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n \quad (1)$$

Para determinar os parâmetros deste modelo, inicialmente estima-se o valor de τ_0 por extrapolação através do gráfico de tensão cisalhante (τ) versus taxa de deformação (γ) em coordenadas cartesianas, posteriormente, determina-se o valor de k e n através do gráfico de $(\tau - \tau_0)$ versus γ , em coordenadas logarítmicas (MACHADO, 2002).

2.2. FORMAÇÃO DO REBOCO

Como já mencionado, as partículas sólidas e úmidas em suspensão têm como função formar uma camada superficial sobre a rocha permeável, sendo denominadas de reboco ou torta de filtro. Essa formação ocorre pelo influxo da fase líquida do poço para a formação. Conforme Ba Geri et al. (2017), é determinante que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com diâmetros adequados às dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, chamada de filtrado, invade a rocha, consolidando a formação geológica, estabilizando o poço e reduzindo a perda do filtrado para a formação rochosa. Uma lama de boa qualidade deve apresentar um filtrado baixo e um reboco fino e de ótima plasticidade. O reboco fino de baixa permeabilidade controla a invasão do filtrado (FARIAS et al, 2006).

Segundo Economides et al. (1994), o fluido de perfuração invade a formação devido à pressão diferencial positiva entre o fluido de perfuração e a pressão dos poros de formação; a invasão pode ser significativa em formações de alta permeabilidade. Assim, os sólidos em suspensão no fluido são depositados na face da formação permeável para construir um reboco sobre a face de formação, diminuindo a taxa de invasão de filtrado.

Nas operações de perfuração de poços, a formação de reboco é intencional, para controlar perdas de fluido para a formação e permitir uma boa circulação para fluidos de perfuração. Além disso, a construção de um reboco de qualidade fina, baixa permeabilidade e alta resistência é um método eficaz para controlar a invasão de partículas e filtrações nas formações do poço (REN et al., 2015; BA GERI et al., 2017). O reboco tem que ser de fácil remoção na etapa de desenvolvimento para não bloquear a entrada da água no poço. Se o reboco for grosso como uma parede de alvenaria, a coluna de perfuração pode prender ou ocorrer prisão diferencial. E terminado o poço, o desenvolvimento será longo e penoso (LIMA, 2012).

2.3. COLCHÕES LAVADORES E ESPAÇADORES

Após a etapa de perfuração, o fluido de perfuração, com os detritos, precisa ser removido e substituído pelo cimento, que garantirá a estabilidade estrutural da parede do poço. O procedimento de cimentação envolve o deslocamento do cimento de um fluido intermediário newtoniano, denominado “colchão”, que, por sua vez, desloca o fluido de perfuração através do espaço anular no entorno da coluna de perfuração. (LIMA, 2012). Segundo McDonald et al. (2014), os colchões lavadores são de fundamental importância no processo de completação do poço, sendo utilizados em sua limpeza – condição fundamental para a cimentação ser eficiente. As partículas sólidas presentes no poço, provenientes do fluido de perfuração ou da própria rocha triturada pela broca, prejudicam o processo de secagem (cura) e pega do cimento. A Fig. 2 mostra esquema do uso dos fluidos em uma operação de cimentação.

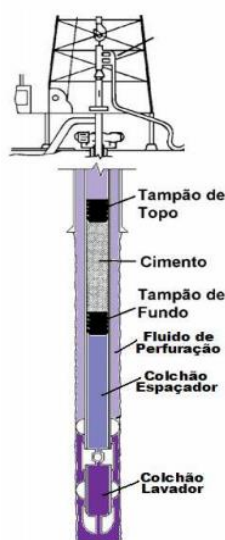


Fig. 2. Esquema de utilização do fluido de perfuração, cimento e colchões no poço. Fonte: Lima, 2012.

Os colchões são divididos em dois tipos: colchão lavador e colchão espaçador. Conforme Campos (2009), colchão lavador é o fluido que é deslocado à frente da pasta de cimento durante a operação de cimentação de poços com a função de remover o fluido de perfuração e melhorar a aderência cimento-formação e cimento-revestimento, enquanto o colchão espaçador é o fluido, geralmente viscoso e de peso específico programável, cujo objetivo é formar uma barreira entre a pasta de cimento e o fluido de perfuração, além de auxiliar na remoção do fluido de perfuração e melhorar a aderência cimento-formação e cimento-revestimento.

De acordo com Pereira (2006), os colchões espaçadores são fluidos que tem um teor de sólidos mais elevados do que os lavadores e, em geral são amortecedores eficazes que impedem o contato entre a pasta de cimento e fluido de perfuração. Como o poço de superfície é molhável à água, especialmente quando se tem usado um fluido de perfuração base óleo, é bombeado lavadores entre os fluidos de perfuração e o espaçador. Esses lavadores têm densidade e viscosidade semelhantes à água ou óleo e atuam na dispersão da lama. Além disso, devido à sua baixa viscosidade, são particularmente úteis para movimento em escoamentos turbulentos. Sua eficiência é reforçada pela presença de misturas de dispersantes e tensoativos. Como a cobertura da superfície e do poço é molhável à água, isso garante uma boa aderência com a pasta de cimento.

2.4. CIMENTAÇÃO

Conforme Thomas (2004), entende-se por cimentação de um poço de petróleo a operação realizada para efetuar o bombeio de uma pasta de cimento, que irá preencher o espaço anular constituído entre a formação rochosa perfurada e o revestimento metálico descido no poço.

Para uma boa cimentação, a pasta tem que se aderir com eficiência ao revestimento metálico e à superfície da rocha, assim, se faz necessário tornar esse ambiente limpo, para que a cimentação seja eficiente. A não eficiência na cimentação causa prejuízos futuros, originando gastos adicionais e perigos a quem trabalha na operação em campos de petróleo (SILVA, 2020).

As operações de perfuração e cimentação de poços envolvem o deslocamento de fluidos em seu interior. Em todas essas operações, diversos fluidos são sequencialmente bombeados para o interior do poço e a qualidade final da operação é bastante afetada pela eficiência de deslocamento dos fluidos envolvidos. Isso se torna ainda mais crítico quando materiais base óleo estão presentes, devido a sua incompatibilidade química entre a pasta de cimento e a lama de perfuração. Por essa razão são utilizados acessórios como os tampões durante a realização desta operação, são feitos de borracha flexível e normalmente são lançados em par, um de fundo e um de topo (LIMA, 2012).

Segundo Nelson (1990), a cimentação pode ser feita em operações primária e secundária, quando a primária não é eficiente. O cimento utilizado em poços de petróleo pode ser de várias classes, e a escolha do tipo de cimento depende das condições do poço, como temperatura e profundidade.

A cimentação primária é realizada após a descida de cada coluna de revestimento no poço, tendo como objetivo colocar uma pasta de cimento no espaço anular, entre a formação rochosa e a coluna de revestimento, para obtenção de uma maior fixação, ligação, vedação eficiente e permanente deste anular com a formação rochosa e o revestimento (SILVA, 2020). Segundo Pelipenko e Frigaard (2004), a função operacional da cimentação primária é de produzir um selo hidráulico impermeável de cimento entre a formação e o revestimento no espaço anular. Entretanto, problemas na elaboração da pasta como: densidade incorreta da pasta, gelificação prematura, aderência deficiente na interface, fluxo de gás ascendente, entrada de gás na coluna de pasta, contração volumétrica, dentre outros ou até mesmo durante o processo de mistura e bombeio da pasta no campo de operações, podem provocar problemas na eficiência do selo.

De acordo com Santos Junior (2006), uma cimentação primária satisfatória está associada a uma boa aderência ao revestimento e à formação rochosa, além do preenchimento de todo o espaço anular. Antes do bombeamento da pasta de cimento, são feitos exames laboratoriais para garantir o sucesso na colocação da pasta no anular. Entretanto, Nelson (1990) reforça que essa operação nem sempre é realizada com sucesso em toda a extensão do poço, podendo ser necessária a realização de uma nova operação de cimentação para evitar acidentes. A Fig. 3 mostra um esquema de falhas na cimentação primária.

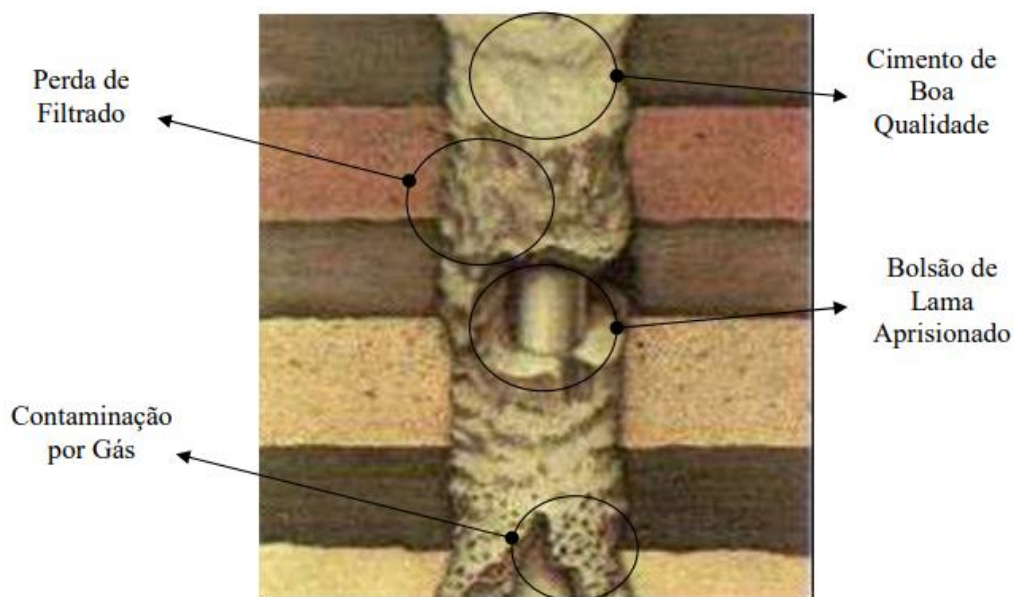


Fig. 3. Exemplo de falhas na cimentação. Fonte: Lima, 2012.

Essa nova operação, chamada de cimentação secundária, pode ser realizada para eliminar a entrada de água de uma zona indesejável, reduzir a razão gás/óleo, através do isolamento da zona de gás adjacente à zona de óleo, abandonar zonas depletadas ou reparar vazamentos na coluna de revestimento (THOMAS, 2004). A operação pode ocorrer de três maneiras: tampões de cimento, recimentação e compressão de cimento ou Squeeze (LIMA, 2012).

Segundo Mota (2003), os tampões de cimento baseiam-se no bombeamento de um certo volume de pasta para o poço, com o objetivo de tamponar um trecho do poço. São usados nos casos de perda de circulação, abandono definitivo ou temporário do poço, como base para desvios, compressão de cimento, impedir o fluxo de fluidos através de canhoneados entre a formação e o interior do revestimento.

Na recimentação, ocorre a correção da cimentação primária quando o cimento não alcança a altura desejada no anular ou ocorre canalização severa. A recimentação só é feita quando se consegue circulação pelo anular, através do canhoneamento em dois pontos. Para possibilitar a circulação com retorno, a pasta é bombeada através de coluna de perfuração, dotada de retentor de cimento para permitir a pressurização necessária para a movimentação da pasta pelo anular.

A compressão de cimento, ou Squeeze, consiste na injeção forçada de pequeno volume de cimento sob pressão, que visa corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir quantidade excessiva de água ou gás. Exceto em vazamentos, o revestimento é canhoneado antes da compressão propriamente dita (NELSON, 1990).

O Cimento Portland, mais comumente utilizado na cimentação de poços de petróleo (LIMA, 2006), é um aglomerante hidráulico produzido pela moagem do clínquer, que consiste essencialmente de silicatos de cálcio hidratados, usualmente com uma ou mais formas de sulfato de cálcio como um produto de adição. Os clínqueres são nódulos de 20mm a 25 mm de diâmetro de um material sinterizado, produzido quando uma mistura de matérias-primas de composição pré-determinada é aquecida a altas temperaturas (MEHTA; MONTEIRO, 2001).

2.5. MICROEMULSÕES

Recentemente, pesquisadores têm desenvolvido novas tecnologias de fluidos baseadas em sistemas de microemulsão para remover o reboco. Esta tecnologia visa obter um estado de energia livre, próximo de zero, entre a microemulsão e o reboco de um

fluido não aquoso ou formação danificada. Esse mecanismo promove a incorporação de óleo na microemulsão, que reverte espontaneamente a molhabilidade das partículas do reboco, causando a desagregação dessas partículas (JIAN, 2017; QUINTERO et al., 2007a).

A microemulsão é formada por dois líquidos imiscíveis (água, óleo) na presença de tensoativo e quando necessário, um cotensoativo. Tem como características ser um sistema disperso, monofásico, termodinamicamente estável, com baixa tensão superficial, transparentes ou translúcidos e possuem a capacidade de combinar grandes quantidades de dois líquidos imiscíveis em uma única fase homogênea (ROSSI et al., 2007). O tamanho das gotículas é responsável pela característica translúcida do sistema, já que o diâmetro médio das gotículas varia de 10 a 300. (DAMASCENO et al., 2010). Ademais, as microemulsões não apenas diferenciam das emulsões pelo menor tamanho de partícula, mas principalmente pela estabilidade termodinâmica e por serem sistemas de formação espontânea (AUM, 2016 e LANGEVIN, 1988 apud DAMASCENO, 2010).

A representação de qualquer tipo de sistema microemulsionado é feita através de diagramas de fases. Neles é possível conhecer o número de fases presentes e a composição de cada fase, ou seja, o diagrama informa em que condições experimentais é possível se obter microemulsões e quais são as regiões que as limitam.

Os diagramas de fase se classificam em ternários, quaternários e pseudoternários, que variam com a quantidade de constituintes de cada SME.

No caso dos diagramas ternários, o sistema microemulsionado é formado por três componentes e a sua representação é feita em um diagrama triangular equilátero onde cada vértice do triângulo corresponde a um constituinte puro (água, óleo e tensoativo).

Diante das diferentes fases que um sistema microemulsionado (SME) pode assumir em equilíbrio com os demais constituintes, Winsor, em 1968, definiu classificações que estabelece quatro tipos de sistemas, como mostra a Fig. 4.

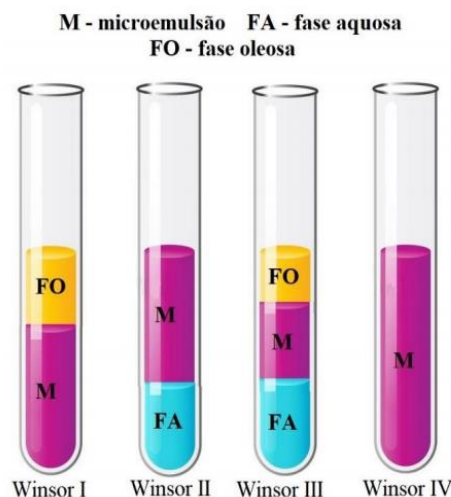


Fig. 4. Classificação dos sistemas baseados no critério de Winsor. Fonte: Sousa, 2018.

O sistema de Winsor I (WI) ocorre quando a fase microemulsionada se encontra em equilíbrio com uma fase orgânica em excesso. Nesse caso o surfactante é preferencialmente solúvel em água, sendo assim, a fase aquosa rica em tensoativo, coexiste com a fase óleo, onde a molécula anfifílica está presente na forma de monômeros e em baixas concentrações.

O sistema de Winsor II (WII) ocorre quando a fase microemulsionada se encontra em equilíbrio com a fase aquosa em excesso. Para esses casos, tem-se que o tensoativo é preferencialmente solúvel na fase orgânica apresentando nessa fase, uma alta concentração de tensoativo coexistindo com a fase aquosa pobre em surfactante.

O sistema de Winsor III (WIII), diferente das demais, é caracterizada por um sistema de três fases, onde a microemulsão está em equilíbrio com uma fase aquosa e outra orgânica ao mesmo tempo.

O sistema de Winsor IV (WIV) também difere das demais, pois apresenta uma única fase, em escala macroscópica, constituída apenas por microemulsão.

3. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO: TECNOLOGIAS DESENVOLVIDAS

Hayes, Haws e Gogarty (1977), em sua patente US Pat. 4012329, propuseram um fluido de perfuração formado por uma microemulsão água em óleo (A/O) contendo sulfonato de sódio, petróleo, água, hidrocarboneto, bentonita e, opcionalmente, co-surfactante. Os requerentes descobriram um fluido microemulsionado A/O que conduz corrente elétrica, tem adequada viscosidade, força gel e baixa perda de filtrado característico. Além disso, é mais econômico que os fluidos convencionais de emulsão

água em óleo, é estável em uma longa faixa de condições salinas, é resistente à corrosão, tem características de lubricidade desejáveis, uma concentração relativamente alta de água, que permite fluidos de perfuração mais econômicos, e que exibe características incomuns de ter propriedades reológicas mais favoráveis com o aumento da temperatura da microemulsão.

Davies, Meeten e Way (1997), em sua patente US Pat. 5652200, apresentaram a aplicação de uma emulsão ou uma microemulsão, ou uma fase micelar como aditivos para uso em fluidos de perfuração base água, os quais mostraram reduzir a probabilidade da prisão diferencial do tubo de perfuração, ferramentas de exploração ou tubos em espiral ao perfurar poços de petróleo ou de gás ou similares. A microemulsão atua na diminuição das partículas do reboco, bloqueando os poros e diminuindo a perda de filtrado; e o tensoativo adsorve sobre as superfícies de argilas e minerais, permitindo um empacotamento mais eficiente, com rebocos menos permeáveis, inibindo a perda de fluido e o crescimento do reboco.

Na pesquisa realizada por Mahto e Sharma (2004) foi proposto um estudo do comportamento reológico de um fluido de perfuração base água com adição de goma de tamarindo como polímero, para controle reológico, e celulose polianiônica (PAC), que é um redutor de filtrado, em suspensões aquosas de bentonita. Além dos fluidos de perfuração com goma de tamarindo serem sete vezes mais baratos que os fluidos de goma xantana, a combinação da goma de tamarindo, a PAC e a bentonita produziram propriedades reológicas favoráveis e ótima perda de filtrado a baixíssimas concentrações. Além disso, os danos a formação foram menores do que os causados com a goma xantana.

Melo (2008) propôs um estudo da influência dos aditivos bentonita, goma xantana (GX) e o carboximetilcelulose (CMC) utilizados como viscosificantes em fluidos de perfuração base água. O fluido foi preparado com adição do viscosificante em 350 mL de água destilada sob agitação durante 10 minutos. Após a agitação, o viscosificante repousa por 24 horas para completar a hidratação do polímero ou da argila para, em seguida, serem adicionados os outros componentes (adensantes, inibidores, alcalinizantes e outros) com intervalo de 5 ou 10 minutos entre eles. De acordo com os testes realizados, pôde-se perceber que dentre os viscosificantes estudados, a GX propiciou melhor viscosidade ao fluido de perfuração, apresentando também tixotropia a partir de uma concentração mínima, resultado que também foi visto para a bentonita. Outro fato importante observado foi que a estabilidade estava diretamente relacionada com a viscosidade adquirida pelo sistema.

Agarwal et al. (2013) estudaram as características de emulsões como base de fluidos de perfuração e encontraram que, utilizando estabilizadores, como argilas ou polímeros, as emulsões apresentam maior estabilidade em altas temperaturas, permitindo ser utilizada em poços que exigem estabilidade e alta tolerância à temperatura. Além disso, os sistemas apresentaram viscosidade plástica e limite de escoamento adequados para aplicação em perfuração de poços, bem como comportamento pseudoplástico e baixa perda de filtrado, atribuída ao tamanho das gotas de emulsão, que se comportam como finas partículas de sólido.

Cruz et al. (2015), na patente nº BR102015030667-9, desenvolveram um fluido de perfuração aquoso base glicerina, com uso da glicerina bruta derivada de diferentes processos de fabricação de biodiesel, e obtiveram um fluido com bom desempenho técnico, apresentando propriedades satisfatórias, para as condições usuais, de reologia, lubricidade, inchamento de folhelho e outras.

O estudo da glicerina como base para fluidos de perfuração aquosos também foi estudado por Corrêa et al. (2017), em que foi concluído que a glicerina é uma alternativa para aplicação em fluidos de perfuração aquosos, em substituição a outras bases orgânicas, por essa possuir boa estabilidade térmica oxidativa, pouca interação com a argila e propriedades reológicas diferentes, que podem ser ajustadas por meio de aditivos específicos.

Garnica, Soares e Curbelo (2020) propuseram um estudo reológico de um fluido de perfuração com características biodegradáveis a base de tensoativo NP40 e óleo de canola. No estudo, foram utilizados dois fluidos de perfuração com base microemulsionada, composta por óleo de canola, solução aquosa 2% KCl e tensoativo não iônico NP40. Desses dois fluidos, um era composto por óleo microemulsionado em água enquanto o outro por água microemulsionada em óleo. De acordo com os autores, em ambos os fluidos propostos, o modelo de Herschel-Bulkley ajustou-se adequadamente aos respectivos dados reológicos. Além disso, foram avaliados os parâmetros reológicos dos fluidos após o envelhecimento, chegando à conclusão de que não houveram mudanças significativas nessas propriedades e, em caso de uma possível contaminação do fluido com o cimento, os sistemas microemulsionados propostos mostraram-se compatíveis, ou seja, quando misturados em diferentes proporções, não apresentaram reações químicas ou físicas indesejáveis.

Em um estudo mais recente, Rohan et al. (2021) analisaram a viabilidade de fluidos de perfuração utilizando pó de sementes de tamarindo como aditivo. A

incorporação de pó aparenta ter um impacto benéfico na composição reológica de vários fluidos de perfuração dependentes de água, que são lama formada a partir de uma mistura de água, bentonita e certos aditivos. A bentonita demonstrou ser incapaz, em pequenas concentrações, de ter reologia adequada, de modo que outros aditivos, como polímeros, são incluídos para aumentar as características do fluido de perfuração para satisfazer a necessidade de operação. Assim, para executar tarefas muito específicas, como controle de perda de fluido, ajuste reológico, estabilização de xisto, lubrificação, etc., são adicionados polímeros solúveis em água. A proposta, portanto, fornece um aditivo alternativo de origem natural que pode oferecer um custo-benefício melhor. Foram conduzidas cinco combinações diferentes para o fluido de perfuração para análise de densidade. Em seus resultados, os autores concluíram que a densidade da lama observada após a realização dos testes foi positiva e, portanto, o pó de semente de tamarindo tornou-se favorável para utilização como um bom aditivo de fluido para preparar fluidos de perfuração.

3.1. UTILIZAÇÃO DE NANOPARTÍCULAS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A formulação básica de fluido de perfuração é incapaz de produzir um fluido de perfuração que irá executar satisfatoriamente em operações de perfuração complicadas, especialmente relacionadas a poços em altas pressões e altas temperaturas (HPHT), formação de xisto em poço de águas profundas e etc. (BURROWS et al., 2001; LYONS, PILSGA e LORENS, 2016; SINHA et al., 2017). Dessa forma, emulsificantes, surfactantes e aditivos avançados têm sido utilizados para melhorar as propriedades e o desempenho dos fluidos de perfuração, como em reologia, redução de perda de fluido, formação de torta de filtro, estabilidade térmica e resistência ao sal em aplicações. A maioria dos aditivos é produzida a partir de polímeros (RAZALI, 2018).

Recentemente, nanomateriais têm sido amplamente estudados em fluido de perfuração, especialmente em fluidos de perfuração base água para melhorar a reologia e o desempenho da torta de filtro, reduzir filtrados e aumentar a estabilidade térmica do fluido de perfuração durante a operação de perfuração (ISMAIL et al., 2014; TAHA e LEE, 2015). As propriedades físicas e químicas de qualquer material são quase constantes em massa devido ao menor número de átomos na superfície em relação ao número de átomos na massa. No entanto, quando o tamanho de uma partícula é reduzido para próximo ou menor do que o comprimento de onda dos elétrons de condução, a relação superfície / volume torna-se exponencialmente maior e o número de átomos na superfície

torna-se significativo no que diz respeito à quantidade de átomos na massa. Com isso, ocorrem mudanças em algumas propriedades, como resistência térmica, atividades químicas e catalíticas, ponto de fusão, magnetismo, comportamento óptico e pressão interna (BHUSHAN et al., 2014).

O desempenho de nanomateriais, particularmente em fluidos de perfuração, como reologia de fluidos, perda de filtrado, estabilidade do poço, fortalecimento do poço, estabilidade térmica, efeitos de campo magnético e alguns desafios foram amplamente estudados por Vryzas et al. (2017). De acordo com o autor, vários tipos de nanomateriais, como nanossílica, nanotubos de carbono multifoliados, pó de grafite, óxido de grafeno, óxidos de ferro, nanopartículas à base de ferro e cálcio, óxido de zinco e óxido de cobre, foram investigados. As propriedades reológicas do fluido, particularmente do fluido base água, foram significativamente melhoradas. A maioria dos nanomateriais contribuiu para o comportamento distinto de diluição por cisalhamento, viscosidade constante em alta temperatura e redução do efeito da temperatura nos fluidos base água.

Conforme Cheraghian (2021), diversos tipos de nanopartículas têm sido estudados para aplicação em fluidos de perfuração. Dentre os tipos, destacam-se as nanopartículas poliméricas, nanopartículas cerâmicas, nanopartículas metálicas e as nanopartículas à base de carbono.

3.1.1. NANOPARTÍCULAS POLIMÉRICAS

Sadeghalvaad e Sabbaghi (2015) sintetizaram com sucesso um nanocompósito de polímero, TiO₂-poliacrilamida (PAM), para uso no sistema de fluidos de perfuração base água. Seus resultados mostram que o nanocompósito melhorou o volume de perda de fluido, a espessura da torta de lama e as propriedades reológicas.

Em outro estudo, Huang et al. (2018) investigaram os efeitos da introdução de um nanocompósito de com uma construção de casca de núcleo sobre as características reológicas e propriedades térmicas de fluidos base água. Eles ilustraram que os fluidos de perfuração com nanopartículas de SiO₂/resina acrílica aumentam a eficiência da obstrução e diminuem a invasão de fluido.

3.1.2. NANOPARTÍCULAS CERÂMICAS

Nanopartículas cerâmicas são sólidos inorgânicos produzidos de fosfatos, carbonatos, carbonetos e óxidos. possuem resistência a altas temperaturas e inércia química. Tem sido usado em processos de fotodegradação e fotocatálise, além de outros

(RAY, 2018; MEDHI et al., 2019). A possibilidade de incorporação de nanopartículas de magnésio, alumínio e silicato no fluido de perfuração base água foi abordada por Wang et al., (2018). A mistura preparada com o fluido base água apresentou melhores propriedades reológicas, de filtração e estabilidade térmica. Além disso, a aplicação de nanopartículas de silicato de alumínio e magnésio no fluido de perfuração poderia diminuir substancialmente o uso de fluido de perfuração convencional, o que seria altamente benéfico para o meio ambiente.

Em outra pesquisa, Wang et al. (2019) considerou o desempenho mecânico de fluidos de perfuração projetados com nanopartículas de sílica para uso em hidrato de gás natural. De acordo com sua observação, a quantidade de formação de hidrato com nanopartículas de sílica hidrofílica usada em fluidos de perfuração é 10% menor do que a água ultrapura. McDonald (2012) investigou fluidos de perfuração com um novo silicato de potássio, que melhorou a estabilidade do xisto e controlou os custos e o tempo de perfuração.

3.1.3. NANOPARTÍCULAS METÁLICAS

Segundo Ibrahim (2017), as nanopartículas metálicas podem ser preparadas por procedimentos fotoquímicos, eletroquímicos e químicos. No processo químico, as nanopartículas são feitas diminuindo os íons de precursores de metais em um fluido de agente químico decrescente. As nanopartículas metálicas têm sido usadas em diferentes campos de investigação, imagens de biomoléculas e aplicações na área bioanalítica e ambiental (RAY, 2018). Por exemplo, nanopartículas de ouro são aplicadas no revestimento da amostra antes da imagem no microscópio eletrônico de varredura, devido à melhoria da imagem de alta qualidade (CHERAGHIAN, 2015).

Contreras et al. (2014) estudaram o desempenho de fluidos de perfuração com altas e baixas concentrações de nanopartículas à base de ferro e à base de cálcio na condição HPHT (121°C e 500 psi) e meio permeável (permeável à cerâmica). Os resultados indicaram uma redução de 76% de perda de fluido (FL) com a adição de nanopartículas de metal. Além disso, eles observaram que, se o grafite aplicado com ambos os tipos de nanopartículas, a perda de fluido poderia ser alcançada em 100%. Em outra investigação, Alvi et al., (2018) usaram nanopartículas de ferro em fluidos de perfuração. Os resultados indicaram que a adição de nitreto de boro e nanopartículas de ferro reduziu os coeficientes de atrito mecânico do fluido de perfuração. As nanopartículas de ferro reduziram a perda de filtrado estático do API. A perda de filtrado

de acordo com American Petroleum Institute (API) é um parâmetro usado para descrever o desempenho de filtração de fluidos de perfuração. A perda de filtrado API refere-se à perda de filtração do fluido de perfuração permeado através do papel de filtro com área de seção transversal de 45,8 cm² e diâmetro de 9 cm à temperatura ambiente e pressão de 0,689 MPa por 30 min (API, 2014).

3.1.4. NANOPARTÍCULAS À BASE DE CARBONO

As nanopartículas baseadas em carbono consistem em duas subcategorias principais: fulerenos e nanotubos de carbono. Nanotubos de carbono são moléculas cilíndricas que consistem em folhas enroladas de átomos de carbono de camada única (grafeno). Essas nanopartículas são principalmente aplicadas a materiais de reforço estrutural, uma vez que são 100 vezes mais fortes do que o aço. Os nanotubos de carbono, conforme Ray (2018), são categorizados em nanotubos de carbono de parede simples (SWCNT) e multi-parede (MWCNT). Os nanotubos de carbono com várias paredes são únicos, pois são tubos não condutores e ao longo do comprimento têm condutividade de calor. Os fulerenos contêm nanomateriais com formas ocas globulares como formas alotrópicas de carbono e têm diferentes formas e usos, devido à sua alta resistência, estrutura, condutividade elétrica e afinidade eletrônica. (ASTEFANEI, 2015).

Ruqeishi et al., (2018) propuseram o uso de nanopartículas de carbono e nanofios de ZnO em conjunto com fluidos base água para a produção de misturas de fluidos de perfuração em nanopartículas. Os estudos de reologia e filtração foram avaliados com base em testes convencionais de padronização. Os autores relataram que as nanopartículas de carbono poderiam causar efeito de retardo da flacidez do fluido e manter a homogeneidade do fluido de perfuração por um período mais longo. Além disso, os resultados mostraram que as densidades do fluido de perfuração melhoraram 4-10% com 1-3 % em peso de nanopartículas de carbono e aditivos de nanofios de ZnO.

Estudos também foram realizados utilizando grafeno na composição de fluidos de perfuração. Conforme Aramendiz (2019), o grafeno é uma camada única de grafite que possui propriedades únicas; pode ser um filtro (tampão de poro) em fluidos de perfuração à base de petróleo. Monteiro et al. (2012) apontam que as partículas de grafeno podem melhorar efetivamente a fluidez do fluido, filtração, reologia, estabilidade, lubricidade, propriedades elétricas, propriedades térmicas, viscosidade e outras propriedades, portanto, pode ser adicionado ao fluido de perfuração. Entretanto, devido ao problema de dispersão do grafeno em meios aquosos, o grafeno apresenta um desempenho fraco em

fluidos de perfuração à base de água. Por outro lado, como ressaltam Hirata et al. (2004), o óxido de grafeno tem estabilidade adequada em um meio aquoso.

De acordo com Nair (2012), membranas com espessura submicrométrica feitas de óxido de grafeno podem ser completamente impermeáveis a líquidos, vapores e gases, incluindo hélio, mas essas membranas permitem a permeação desimpedida de água. Se ele puder ser disperso no fluido de perfuração em escala nanométrica, sua área de superfície específica o fará aderir à superfície da parede do poço em uma concentração muito baixa e formar um filme integrado fino e resistente através da forma de conexão semelhante a telhas (BUNCH et al., 2008).

O óxido de grafeno como um tipo de nanomaterial com a mesma estrutura lamelar do grafeno é mais adequado para uso em fluido de perfuração à base de água do que o grafeno porque sua superfície é rica em grupos polares e tem boa dispersão em água (ZHU et al., 2010). Durante a perfuração, o filtrado do fluido de perfuração que penetra nos poros da formação começa a partir do momento em que a broca rompe a formação para formar um furo de poço. Adicionar óxido de grafeno ao fluido de perfuração pode melhorar sua propriedade de perda de filtração e melhorar a qualidade do reboco (Fu et al., 2020). Em uma pesquisa, Jamrozik et al. (2017) usaram microscópio eletrônico de varredura para comparar a microestrutura de rebocos antes e depois de adicionar 1,5% em peso de óxido de grafeno a um fluido de perfuração com baixo teor de sólidos. Os resultados mostraram que, devido à existência de grande número de grupos funcionais contendo oxigênio na nanopartícula, ele reagiu facilmente com os polímeros no fluido de perfuração, o que fez com que a superfície do mineral carbonato microcristalina no reboco ficasse coberta com um revestimento de óxido de grafeno-modificados altamente polimerizados. Portanto, o reboco formado era mais compacto, o que poderia impedir a entrada de água no reservatório e era mais propício para estabilizar a parede do poço.

4. COLCHÕES LAVADORES: TECNOLOGIAS DESENVOLVIDAS

Berry (2005), estudou a aplicação de emulsão como colchão lavador e espaçador na remoção de fluidos de perfuração sintéticos base óleo. Os ensaios mostraram que o colchão/espaçador de deslocamento à base de emulsão apresentou 95% de eficiências de remoção de lama com dois minutos em contato e uma taxa de cisalhamento de 200 rpm.

Quintero et al., (2007a e b; 2012a e b) reportaram que a natureza estável e espontânea das microemulsões permitem que elas tenham o poder de solubilizar

substâncias oleosas presente no reboco. Outro comportamento interessante é o poder de restaurar ou aumentar a molhabilidade da rocha à água.

Zanten et al. (2010) apresentaram o desenvolvimento de sistemas nanotecnológicos para auxiliar na etapa de deslocamento da lama de perfuração (S/OBM), tendo como objetivo uma operação de cimentação eficiente entre o revestimento e a formação. Eles mostraram que combinações de solventes/tensoativos não altera a molhabilidade da lama, portanto, visou-se a utilização de microemulsões para reverter a molhabilidade e remover o fluido de forma eficaz. Foram formuladas microemulsões contendo salmoura, tensoativo e óleo (diesel, mineral, olefina interna). As microemulsões (10% v/v) apresentaram, aproximadamente, 98% de remoção da lama de perfuração em menos de 5 minutos. Além disso, eles utilizaram elevada concentração de tensoativos para que a superfície se torne molhável a água (O/A).

Brege et al. (2012) estudaram o desenvolvimento de sistemas microemulsionados com objetivo de aplicá-los como fluidos de deslocamento/limpeza de S/OBM para remover os danos à formação em poços abertos (OH) e em poços revestidos (CH). Apesar das aplicações serem diferentes, o objetivo final dos mesmos é de solubilizar o óleo e tornar a superfície molhada à água. Portanto, foram utilizados três microemulsões (MEs), uma vez que as mesmas apresentam alta solubilidade em óleo, elevados coeficientes de difusão através de meios porosos e baixas tensões interfaciais entre as fases orgânicas e aquosas, sendo essenciais para remoção do dano à formação. No teste de remoção do SBM foram obtidos valores maiores que 99,5%. Nas medidas de ângulo de contato foram obtidos valores de 25°, ou seja, foi obtido a inversão da molhabilidade da superfície para molhada a água. E, apesar das três amostras serem semelhantes em suas composições, duas delas obtiveram maior solubilidade do óleo, baixos valores de Tensão Interfacial (IFT), e conseguiram inverter a molhabilidade da rocha para remediar o dano do poço e, consequentemente, maximizar a produção de hidrocarbonetos.

Carrasquilla et al., (2012), utilizou sistemas microemulsionados na remoção de fluidos de perfuração base óleo em poços offshore. Os resultados mostraram que a microemulsão removeu 100% da lama em apenas 5 minutos, metade do tempo que a indústria do petróleo considera padrão para a remoção adequada de lama. Utilizou-se um goniômetro para medir a molhabilidade da água sobre a rocha, apresentando ângulo de contato médio de 54,5°.

McDonald et al. (2014) propuseram o desenvolvimento de colchão lavador/espaçador à base de silicato para melhorar a limpeza e molhabilidade do poço.

Eles utilizaram o silicato de sódio aplicado ao colchão lavador com objetivo de remover a dureza (Ca^{2+} , Mg^{2+}) e, quando utilizados com tensoativos aniônicos, formar um complexo, tornando-os menos reativos ou instáveis. A escolha do tensoativo e co-tensoativo teve como finalidade a compatibilidade dos mesmos com os outros aditivos, a estabilidade em condições alcalinas e a estabilidade com a temperatura. Por fim, devido a necessidade da presença de um solvente para reduzir a tensão interfacial entre os fluidos, foi utilizado um solvente à base de terpeno por ser uma alternativa mais segura e menos tóxica, sendo o terpeno utilizado proveniente de pinheiro.

Quintero et al. (2015b), em sua patente US Pat. 2015/0031588 A1, formularam um colchão lavador utilizado para remover ou limpar fluidos de perfuração base óleo (OBM) ou fluidos de base sintética (SBM) baseado em nanoemulsões, miniemulsões, microemulsões em equilíbrio com o óleo ou água em excesso, ou ambos (Winsor III), ou microemulsões de uma fase (Winsor IV) formadas in situ em fluidos comprimidos. O colchão lavador foi composto de, pelo menos, um surfactante, opcionalmente um viscosificante, e água ou salmoura. Uma vez que a amostra é bombeada para o fundo do poço e entra em contato com o OBM, o óleo e os componentes oleosos do OBM se emulsionam no colchão, formando uma emulsão in situ no poço. As partículas e outros restos, também se removem por meio deste método. Foi observado que a eficiência de limpeza alcançada, mesmo que não fosse total, era superior às obtidas pelos métodos já utilizados anteriormente.

Chen, Wang e Meng (2015) desenvolveram um colchão lavador baseado em forte lavagem e oxigenólise altamente eficiente de fibra solúvel em água. Sua eficiência de lavagem para torta de lama de perfuração à base de água foi testada, e seu desempenho e mecanismos para aumentar a resistência de cimentação interfacial foram avaliados. Em sua formulação, adicionaram uma fibra especial solúvel em água WF-H com —OH , C=O , N—H , —COOH e outros grupos hidrofílicos em suas moléculas ao colchão lavador, permitindo dispersar altamente na solução de água e formar uma estrutura de rede espacial 3D com moléculas de água e moléculas de polímero devido à interação eletrostática. Combinado com WF-H, adicionaram o oxidante WF-O. Este pode gerar radicais livres ($\text{OH}\bullet$) e radicais livres de oxigênio altamente ativos para oxidar e quebrar grandes moléculas de polímero em moléculas pequenas, reduzindo assim a viscosidade e eliminando o efeito de ponte e adesão dos polímeros no fluido de perfuração. Por consequência, o reboco resistente e flexível torna-se solto e fragmentado, e a bentonita, o carbonato de cálcio fino e outros recheios inorgânicos embrulhados e aderidos por

polímeros elevados são expostos, tornando reboco e as partículas sólidas fáceis de serem lavados. Os resultados dos pesquisadores mostram que o novo colchão lavador funcionou muito melhor na remoção do reboco, com eficiência de limpeza de 93,41% após 10 minutos de lavagem, comparado aos colchões convencionais que apresentaram a eficiência de 76,92% após 30 minutos. Além disso, a força de ligação entre o núcleo e a pedra de cimento aumentou significativamente utilizando o colchão lavador proposto: após 24 e 72 h de cura, a força de ligação da segunda interface foi 4,25 vezes e 4,31 vezes maior que a do fluido de lavagem convencional, respectivamente.

Curbelo et al. (2018) propuseram formulações com diferentes tensoativos para colchões lavadores baseados em sistemas microemulsionados com alta eficiência, capacidade de inversão de molhabilidade e propriedades químicas compatíveis com o fluido de perfuração e pasta de cimento. Para tanto, foram utilizados tensoativos não iônicos NP150 e T80, solução salina e óleo de pinho como a fase de óleo de microemulsão para minimizar os riscos ambientais. Os dois sistemas de microemulsão foram considerados muito eficazes no teste de remoção do fluido de perfuração, obtendo estabilidade térmica justa em temperaturas de reservatório e nos testes de inversão, capacidade de umedecimento com água, bem como em compatibilidade com fluido de perfuração e pasta de cimento ao exibir excelente poder de limpeza.

Em outro estudo, Wanderley Neto et al. (2020) desenvolveram um colchão lavador baseado em microemulsão de água em óleo, utilizando salmoura como fase aquosa, e cloreto de dodecilamônio (DAC) como surfactante. Em seus resultados, foi observado que a pasta de cimento contaminada com colchão lavador proposto não apresentou formação de microcavidades após o tempo de cura, garantindo a compatibilidade entre a pasta de cimento e o colchão sem alterar o desempenho do cimento no poço. Além disso, o teste de eficiência de remoção de resíduo de fluido de perfuração não aquoso usando o sistema proposto removeu 100% do resíduo, melhorou a molhabilidade da rocha e é compatível com o concreto, garantindo que não haverá alteração no o desempenho da cimentação do poço.

Outros estudos foram realizados com o foco direcionado à integridade da ligação rocha-cimento para uma melhor vedação anular para garantir um isolamento zonal de longo prazo. Liu et al. (2015) define isolamento zonal como a separação/isolamento de diferentes zonas geológicas com diferentes fluidos de pressão de poros de formação, bem como evita o fluxo descontrolado de fluidos de formação pressurizados.

Nesse âmbito, Lichinga et al. (2020) apresentaram dois colchões lavadores: KV-IIA e KV-IIB. A solução KV-IIA continha CaCl_2 e Alquil Poliglucosídeo (APG-1214), enquanto o fluido KV-IIB compreendia Alquil Poliglucosídeo (APG-0810), NaOH, Na_2SiO_3 e água. Os resultados revelaram que as soluções KV-II melhoraram muito a resistência ao cisalhamento na interface cimento-formação dos poços simulados, com uma melhoria percentual acima de 230% em comparação com os fluidos convencionais. Além disso, a resistência da ligação ao cisalhamento aumenta com o aumento do tempo de cura. A maior resistência ao cisalhamento foi encontrada em um ciclo de cura de 15 e 30 dias, indicando que a resistência do cimento aumenta com o tempo.

4.1. UTILIZAÇÃO DE NANOEMULSÃO NA PREPARAÇÃO DE COLCHÕES LAVADORES

Diversos estudos estão sendo direcionados à utilização de nanoemulsões na área de petróleo e gás natural. É importante diferenciar, portanto, as nanoemulsões (NEs) das microemulsões (MEs), já apresentadas anteriormente. Embora MEs e NEs exijam os mesmos ingredientes (água, óleo e surfactante), esses sistemas também possuem diferenças significativas que permitem sua identificação e classificação (ANTON e VANDAMME, 2011). A nanoemulsão é um tipo de emulsão com tamanhos de partícula genericamente na faixa de 50-500 nm (TONG, ZHAO e SUN., 2016), enquanto a microemulsão é um sistema de emulsão transparente ou semitransparente com tamanhos de partícula na faixa de 5-50 nm (KUMAR e MITTAL, 1999). Outro parâmetro que permite discriminar as MEs das NEs é a energia livre do sistema, que influencia seu processo de preparação e estabilidade. A microemulsão é um sistema termodinamicamente estável, enquanto a nanoemulsão não é termodinamicamente, mas sim cineticamente estável (MCCLEMENTS, 2012; DANIELSSON e LINDMAN, 1981).

Segundo Pavoni et al. (2020), as MEs são energeticamente favorecidas em relação às fases separadas, podendo ser obtidas de forma espontânea, pela mistura de água, óleo e surfactante. No entanto, uma energia externa, isto é, aquecimento ou agitação magnética, é frequentemente fornecida a fim de superar as barreiras cinéticas que poderiam retardar a formação das MEs. Por outro lado, no caso das nanoemulsões, as fases separadas possuem menor energia livre em relação ao sistema coloidal. Assim, a formação de NEs é energeticamente desvantajosa. Neste caso, as NEs podem ser alcançadas apenas na presença de uma entrada de energia externa que permita ultrapassar o gap de energia entre as fases separadas e o sistema coloidal. Em função da forma como

é fornecida a entrada de energia externa, os métodos de preparação das NEs podem ser divididos em de alta e baixa energia. A diferença de energia livre entre esses dois sistemas também é um parâmetro crucial que influencia a estabilidade a longo prazo.

As nanoemulsões, ao contrário das microemulsões, são capazes de carregar maior quantidade de fase dispersa na presença de menor quantidade de surfactante. Com base nisso, pode-se classificar os sistemas com base na relação m/m surfactante-óleo (SOR), que foi relatada como geralmente >2 em MEs e compreendida entre 1 e 2 em NEs (RAO e MCCLEMENTS, 2011). Nesse sentido, de acordo com Kale e Deore (2016), a escolha das NEs é preferida, uma vez que a baixa quantidade de surfactante garante um melhor perfil toxicológico/segurança.

O comportamento reológico das nanoemulsões influencia a infiltração de fluidos dentro dos capilares do reservatório, como migração, volume varrido, bloqueio dos poros e eficiência de deslocamento em meios porosos. O comportamento não newtoniano das nanoemulsões é um indicador apropriado para o controle da mobilidade (PAL e MANDAL, 2020). A inundação de nanoemulsões no reservatório influencia as forças capilares que prendem o petróleo bruto em sua localização (IBRAHIM e NASR-EL-DIN, 2019). Sob condição de cisalhamento durante a injeção, a estrutura da nanoemulsão fica distorcida, sendo posteriormente reconstruída uma vez que as nanoemulsões entram nos capilares do reservatório contendo óleo residual devido ao seu comportamento viscoelástico. As nanoemulsões recuperam o óleo residual em virtude de sua capacidade de desviar o fluxo de fluido para regiões de baixa permeável de regiões de alta permeável e ajustando-se em diferentes geometrias de poro. Conforme Kumar e Mandal (2020), A interação de nanopartículas com as cadeias poliméricas forma estruturas micelares ou supramoleculares, robustas o suficiente para manter a integridade das nanoemulsões levando a melhorias de viscosidade em regiões de altas taxas de cisalhamento. A Fig. 5 apresenta o mecanismo de deslocamento do petróleo bruto por nanoemulsões induzidas via controle de mobilidade e obstrução de regiões altamente permeáveis.

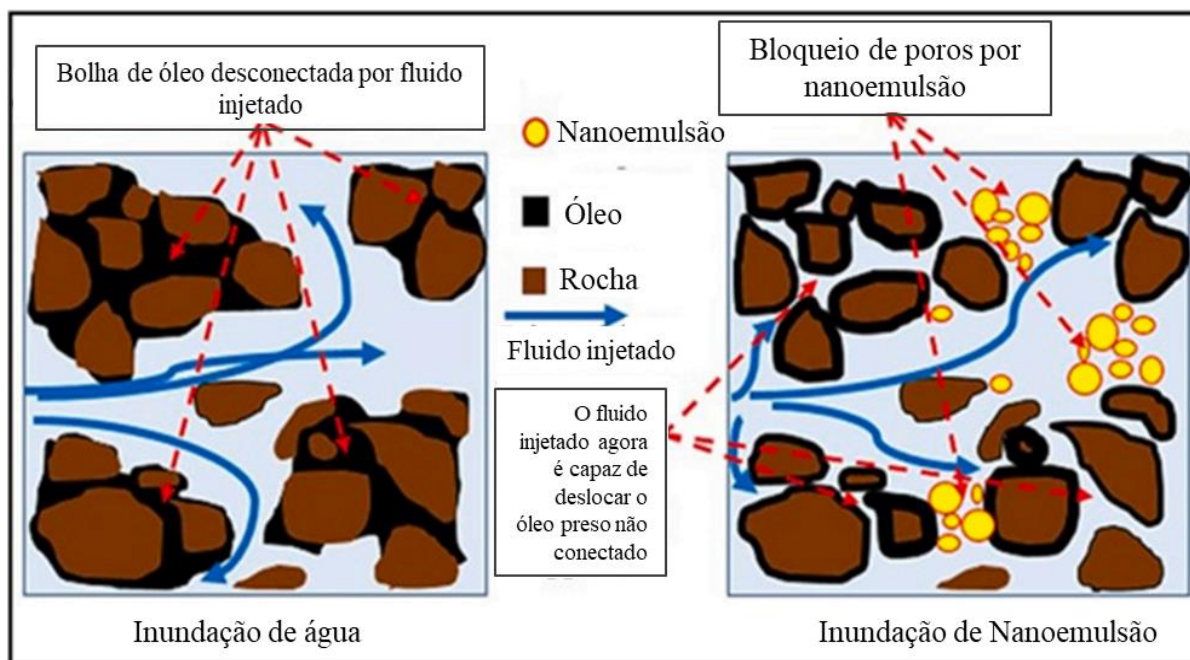


Fig. 5. Representação da melhoria da conformidade em reservatório induzida por nanoemulsões. A nanoemulsão obstrui os espaços de poros permeáveis e força o óleo para os espaços de poros de baixa permeável. Fonte: Foroozesh e Kumar (2020, adaptado).

A aplicação de nanoemulsões se mostra favorável nas operações de extração de petróleo, pois a fácil passagem dessas partículas de tamanho nano dentro da mídia porosa altera desejavelmente a molhabilidade das rochas reservatório para o estado úmido (NAZARI et al., 2015). Além disso, adsorção de nanopartículas sobre as superfícies rochosas do reservatório altera sua morfologia tornando-as semi-homogêneas, formando uma camada nano-texturizada. (KOPANICHUK, VANIN e BRODSKAYA, 2017).

Com base nessas características, Wang et al. (2016) propuseram um sistema nanoemulsionado para ser utilizado como colchão lavador. Foram selecionados o surfactante aniônico Alfa Olefina Sulfonato de sódio e o surfactante catiônico de amônio quaternário Gemini como materiais principais e, em seguida, preparado o colchão lavador de nanoemulsão O/A. A nanoemulsão foi preparada por métodos de diluição em microemulsão, e a microemulsão de fase intermediária ou microemulsão O/A contribuiu para o menor tamanho de partícula. Em seus resultados, os autores concluíram que o colchão foi capaz de remover o fluido de perfuração e o reboco de forma eficaz, resultado das vantagens de baixa tensão de interface, excelente capacidade de reversão de molhabilidade e tamanho de partícula em nanoescala de nanoemulsão. A compatibilidade do colchão lavador nanoemulsionado com o polímero solúvel é excelente, tendo uma capacidade muito boa de tolerância ao calor e tolerância ao sal devido à alta resistência e estabilidade do filme de interface composto por surfactante aniônico e surfactante

catiônico. Além disso, as propriedades reológicas, densidade, viscosidade do sistema proposto podem ser razoavelmente ajustadas pela adição de quantidades adequadas de ácido, sal e polímero solúvel.

5. CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou amplamente os conceitos necessários para o entendimento sobre fluidos de perfuração e colchões lavadores, bem como a evolução das pesquisas de novas formulações de ambos. Assim, podem ser destacadas as seguintes conclusões:

- As microemulsões apresentaram-se promissoras para as formulações de fluidos de perfuração e colchões lavadores, apresentando propriedades biodegradáveis;
- A adição de nanopartículas aos fluidos de perfuração permite obter formulações com boas características reológicas, podendo ser aplicados em perfurações com difíceis condições de temperatura e pressão;
- Os sistemas baseados em nanoemulsão para formulação de colchões lavadores estudados apresentaram resultados favoráveis para utilização, com a vantagem sobre as microemulsões de utilizar menores quantidades de tensoativo.

REFERÊNCIAS

- ABDOU, M. I.; AL-SABAGH, A. M.; AHMED, H. E. S.; FADL, A. M. Impact of barite and ilmenite mixture on enhancing the drilling mud weight. *Egyptian journal of petroleum*, 27(4), 955-967, 2018.
- AGARWAL, S.; PHUOC, T. X.; SOONG, Y.; MARTELLO, D.; GUPTA, R. Nanoparticle stabilised invert emulsion drilling fluids for deep-hole drilling of oil and gas. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, v. 91, 2013.
- ALVI, M. A. A.; BELAYNEH, M.; SAASEN, A.; AADNØY, B. S. **The effect of micro-sized boron nitride BN and iron trioxide Fe₂O₃ nanoparticles on the properties of laboratory bentonite drilling fluid**. In: SPE Norway one day seminar. Society of Petroleum Engineers; 2018.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API recommended practice 13B-2 recommended practice for field testing oil-based drilling fluids**. 5th ed; 2014
- ANTON, N.; VANDAMME, T.F. **Nano-emulsions and micro-emulsions: Clarifications of the critical differences**. *Pharm. Res.* 2011.
- ARAMENDIZ J.; IMQAM, A. Water-based drilling fluid formulation using silica and graphene nanoparticles for unconventional shale applications. *J Petrol Sci Eng*, 2019.
- ASTEFANEI, A.; NÚÑEZ, O.; GALCERAN, M. T. **Characterisation and determination of fullerenes: a critical review**. *Anal Chim Acta*, 2015.
- AUM, Y. K. P G., **Sistemas microemulsionados visando à remoção de depósitos parafínicos**. Tese (Doutorado em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.
- AZEVEDO, C. T. **Efeito da contaminação por hidróxido de cálcio nas propriedades de fluidos de perfuração aquoso**. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.
- BA GERI, B. S.; MAHMOUD, M. A.; ABDULRAHEEM, A.; AL-MUTAIRI, S. H.; SHAWABKEH, R. A. **Single stage filter cake removal of barite weighted water-based drilling fluid**, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 149, 476-484, 2017.
- BERRY, S. L. Optimization of synthetic-based and oil-based mud displacements with an emulsion-based displacement spacer system. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2005.
- BHUSHAN, B.; LUO, D.; SCHRICKER, S. R.; SIGMUND, W.; ZAUSCHER, S. **Handbook of nanomaterials properties**. Springer; 2014.
- BREGE, J.; SHERBENY, W. E.; QUINTERO, L.; JONES, T. Using microemulsion technology to remove oil-based mud in wellbore displacement and remediation applications. SPE 150237, Cairo, Egypt, 2012.
- BUNCH, J. S.; VERBRIDGE, S. S.; ALDEN, J. S.; PARPIA, J. M.; GRAIGHEAD, H. G.; MCEUEN, P. L. **Impermeable atomic membranes from graphene sheets**. *Nano Lett*, 2008.

- BURROWS, K.; EVANS J.; HALL, J.; KIRSNER, J. New Low Viscosity Ester Is Suitable for Drilling Fluids in Deepwater Applications. SPE/EPA/DOE Explor. Prod. Environ. Conference, Society of Petroleum Engineers, 2001. <http://dx.doi.org/10.2118/66553-MS>.
- CAENN, R. R.; DARLEY HCH, GRAY GR. Composition and properties of drilling and completion fluids. 6th ed. Massachusetts: Gulf Professional Publishing, 2011.
- CAMPOS, G.; Procelab - Procedimentos e métodos de laboratório destinados à cimentação de poços de petróleo. M12. Natal, 2009.
- CARRASQUILLA, J. GUILLOT, D. J.; ALI, S. A.; NGUYEN, C. Microemulsion technology for synthetic-based mud removal in well cementing operations. In: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- CHEN, E., WANG, C., MENG, R. **A new type of cementation flushing fluid for efficiently removing wellbore filter cake**. Nat. Gas. Ind. B 2, p. 455–460, 2015. <https://doi.org/10.1016/J.NGIB.2015.09.022>.
- CHERAGHIAN, G. **Nanoparticles in drilling fluid: A review of the state-of-the-art**. Journal of Materials Research and Technology, Vol. 13, 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2021.04.089>>
- CHERAGHIAN, G.; NEZHAD, S. K. **Experimental investigation of polymer solutions used in enhanced oil recovery-thermal properties improved by nanoclay**. In: 77th EAGE conference and exhibition 2015. European Association of Geoscientists & Engineers; 2015.
- CHIPALAVELA, A. F. **Análise e Discussão das Operações de Perfuração e Completação em Poços Petrolíferos**. Lisboa, PT, 103 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas), Instituto Superior Técnico, 2013.
- CONTRERAS, O.; HARELAND, G.; HUSEIN, M.; NYGAARD, R.; AL-SABA, M.T. **Application of in-house prepared nanoparticles as filtration control additive to reduce formation damage**. In: Paper SPE168116-MS, presented at SPE international symposium and exhibition on formation damage control, Lafayette, Louisiana, USA, 2014.
- CORRÊA, C. C.; CRUZ, G. F.; VAZ JR, A. S. L.; ARAÚJO, B. S. A.; SILVA, A. A.; RODRIGUES, R. A.; LOMBA, R. F. T.; WALDMANN, A. T. A. Avaliação do potencial uso de bioglicerina como base para formulação de fluidos de perfuração aquosos para poços de petróleo e gás. Quim. Nova. v. 40, n. 4, p. 378 – 387, 2017.
- CRUZ, G. F.; CORRÊA, C. C.; VAZ JR, A. S. L.; LOMBA, R. F. T.; VIANNA, A. M. Fluido de perfuração aquosa base glicerina para a construção de poços de petróleo e gás. BR 102015030667-9. 25 de novembro de 2015. Instituto Nacional da Propriedade Intelectual.
- CURBELO, F.D.S.; GARNICA, A.I.C.; ARAÚJO, E. A.; PAIVA, E. M.; CABRAL, A. G.; ARAÚJO, E. A.; FREITAS, J. C. O. **Vegetable oil-based preflush fluid in well cementing**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 170, p. 392-399, 2018. <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.061>>

- DAMASCENO, B. P. G. L., SILVA., J. A., OLIVEIRA, E. E., SILVEIRA, W. L. L., ARAÚJO, J. B., OLIVEIRA, A. G., EGITO, E. S. T. **Microemulsão: um promissor carreador para moléculas insolúveis**. Journal of Basic and Applied Pharmaceutical Sciences, 2010.
- DANIELSSON, I.; LINDMAN, B. **The definition of microemulsion**. Colloids Surf. 1981.
- DAVIES, S. N.; MEETEN, G. H.; WAY, P. W. **Water based drilling fluid additive and methods of using fluids containing additives**. 5652200. 1997. UNITED STATES PATENT.
- ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D. Ehlig-Economides C. Petroleum Production Systems, p. 402-405, 1994.
- FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; FERREIRA, H. C.; PEREIRA, E. Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos. Cerâmica 52, 307-314, 2006.
- FÉLIX, T. F.; VIDAL, E. L. F.; GARCIA, R. B.; COSTA, M.; GIRÃO, J. H. S.; PEREIRA, H. **Desenvolvimento de fluidos de perfuração à base de água com alta capacidade de inibição e alta lubrificidade**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de química, Natal, outubro de 2007.
- FOROOZESH, J., KUMAR, S. **Nanoparticles behaviors in porous media: Application to enhanced oil recovery**. J. Mol. Liquid, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113876>.
- FU, L.; LIAO, K.; TANG, B.; JIANG, L.; HUANG, W. **Applications of Graphene and Its Derivatives in the Upstream Oil and Gas Industry: A Systematic Review**. Nanomaterials, 2020. <<https://doi.org/10.3390/nano10061013>>
- GARNICA, A. I. C., SOARES, A. S. L., CURBELO, F. D. DA S. Estudo reológico de um fluido de perfuração com características biodegradáveis a base de tensoativo NP40 e óleo de canola. Holos. 36(6), p. 1-15, 2020.
- HASHEMZADEH, S. M.; HAJIDAVALLOO, Ebrahim. **Numerical investigation of filter cake formation during concentric/eccentric drilling**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 145, p. 161-167, 2016.
- HAYES, J. B.; HAWS, G. W.; GOGARTY, W. B. Water-in-oil microemulsion drilling fluids. 4,012,329. 14 de Março de 1977. UNITED STATES PATENT.
- HIRATA, M.; GOTOU, T.; HORIUCHI, S.; FUJIWARA, M.; OHBA, M. **Thin film particles of graphite oxide 1: high-yield synthesis and flexibility of the particles**. Carbon, 2004.
- HUANG, X.; SUN, J.; LV, K.; LIU, J.; SHEN, H.; ZHANG, F. **Application of core-shell structural acrylic resin/nano-SiO₂ composite in water based drilling fluid to plug shale pores**. J Nat Gas Sci Eng, 2018.
- IBRAHIM, F. A., NASR-EL-DIN, H. A. **Stability improvement of carbon dioxide foam using nanoparticles and viscoelastic surfactants for enhanced-oil-recovery applications**. Soc. Pet. Eng, 2019. <https://doi.org/10.2118/191251-PA>.

IBRAHIM K.; KHALID S.; IDREES, K. **Nanoparticles: properties, applications and toxicities**. Arabia J Chem, 2017.

ISMAIL, A.R.; RASHID, N. M.; JAAFAR, M. Z.; SULAIMAN, W. R.W.; BUANG, N.A. Effect of nanomaterial on the rheology of drilling fluids. J Appl Sci 2014. <<http://dx.doi.org/10.3923/jas.2014.1192.1197>>

JAMROZIK, A. **Graphene and graphene oxide in the oil and gas industry**. AGH Drill. Oil Gas, 2017.

JIAN, Z. Wettability of amphiphilic poly (amido amine) (PAMAM) dendrimers on quartz: Effect of electrostatic and hydrophobic interaction. Journal of Dispersion Science and Technology, v. 38, n. 12, p. 1687-1691, 2017.

KALE, S. N.; DEORE, S. L. **Emulsion Micro Emulsion and Nano Emulsion: A Review**. Syst. Rev. Pharm. 2016

KOPANICHUK, I. V.; VANIN, A. A.; BRODSKAYA, E. N. **Disjoining pressure and structure of a fluid confined between nanoscale surfaces**. Colloids Surf a Physicochem Eng Aspects, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.04.072>.

KUMAR, N., MANDAL, A. **Experimental investigation of PEG 6000/tween 40/SiO2 NPs stabilized nanoemulsion properties: a versatile oil recovery approach**. J. Mol. Liq, 2020 <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114087>.

KUMAR, P.; MITTAL, K. L. **Handbook of Microemulsion Science and Technology**. CRC press. 1999.

LADVA, H.K.J., CRASTER, B., JONES, T.G.J., GOLDSMITH, G., SCOTT, D. **The Cement-To Formation Interface in Zonal Isolation**. Society of Petroleum Engineers, pp. 1–2, 2004. <https://doi.org/10.2118/88016-MS>.

LI, L., ALEGRIA, A., DOAN, A.A., KELLUM, M.G. **A novel spacer system to prevent lost circulation in cementing applications**. In: AADE Fluid Conference and Exhibition Held in Houston, Texas, 2016.

LICHINGA, K. N.; MAAGI, M. T.; NTAWANGA, A. C.; HAO, H.; GU, J. **A novel preflush to improve shear bond strength at cement-formation interface and zonal isolation**, Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 195, 2020. <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107821>>

LIMA, F. M. **Avaliação do comportamento reológico de pastas de cimento para poços de petróleo com adição de plastificantes**. Dissertação de Mestrado (Engenharia de Materiais). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2006.

LIMA, F. M. **Estudo de Sistemas de Colchões Lavadores para Aplicação em Poços Perfurados Com Fluidos De Perfuração Não Aquosos**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

LIU, X.; NAIR, S. D.; COWAN, M.; VAN OORT, E. **A Novel Method to Evaluate CementShale Bond Strength**. Society of Petroleum Engineers, 2015. <<https://doi.org/10.2118/173802-MS>>

LYONS, W. C.; PILSGA, G. J.; LORENZ, M. D. **Standard handbook of petroleum and natural gas engineering**. Gulf Professional Publishing; 2016.

- MABERRY, K. J.; MALEKAHMADI, F.; HARRY, D. N. Composition and method of converting a fluid from oil external to water external for cleaning a wellbore. US 2013/0244913 A1. 19 de Setembro de 2013. UNITED STATES PATENT APPLICATION PUBLICATION.
- MACHADO, J. C. **Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. In: Reologia e Escoamento de Fluidos: Ênfase na indústria do petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2002.
- MAHTO V.; SHARMA, V. P. Rheological study of a water based oil well drilling fluid. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 45, p. 123 – 128, 2004.
- MCCLEMENTS, D. J. **Nanoemulsions versus microemulsions: Terminology, differences, and similarities.** Soft Matter 2012.
- MCDONALD, M. J. **A novel potassium silicate for use in drilling fluids targeting unconventional hydrocarbons.** In: Paper SPE-162180-MS, presented at SPE Canadian unconventional resources conference, Calgary, Alberta, Canada, 2012.
- MCDONALD, M.; LI, X.; LIM, B. **A formulated silicate-based pre-flush & spacer for improved wellbore cleaning and wetting.** In: AADE Fluids Technical Conference and Exhibition Held in Houston, Texas, 2014.
- MEDHI, S.; CHOWDHURY, S.; GUPTA, D. K.; MAZUMDAR, A. **An investigation on the effects of silica and copper oxide nanoparticles on rheological and fluid loss property of drilling fluids.** J Pet Explor Prod Technol, 2019.
- MEHTA, P.K.; MONTEIRO, P.M. Concrete: microstructure, properties and materials. 1. ed. Berkeley: Editora University of Califórnia, 2001.
- MELO, K. C. Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água. Natal, RN, 100 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de PósGraduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- MONTEIRO, O.; QUINTERO, L. **Graphene-Containing Fluids for Oil and Gas Exploration and Production.** U.S. Patent Application 13/424,549, 27 September 2012.
- MOTA, A. L. N. **Estudo de Cimentação e Estimulação de Poços de Petróleo.** 2003. 48 p. Relatório de Estágio – Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2003.
- NAIR, R.; WU, H.; JAYARAM, P. N.; GRIGORIEVA, I. V.; GEIM, A. K. **Unimpeded permeation of water through helium-leak-tight graphene-based membranes.** Science, 2012.
- NAZARI, M. R.; BAHRAMIAN, A.; FAKHROUEIAN, Z.; KARIMI, A.; ARYA, S. **Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: wettability alteration of carbonate rocks.** Energy Fuels, 2015. <https://doi.org/10.1021/ef5024719>.
- NELSON, E. B. Well Cementing. Houston: Schlumberger Educational Services, 1990. 352 p.
- PAL, N., MANDAL, A. **Enhanced oil recovery performance of gemini surfactantstabilized nanoemulsions functionalized with partially hydrolyzed**

polymer/silica nanoparticles. Chem. Eng. Sci. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115887>.

PAVONI, L.; PERINELLI, D. R.; BONACUCINA, G.; CESPI, M.; PALMIERI, G. F. **An Overview of Micro- and Nanoemulsions as Vehicles for Essential Oils: Formulation, Preparation and Stability.** Nanomaterials, 2020. <https://doi.org/10.3390/nano10010135>

PELIPENKO, S., FRIGAARD, I.A. **Mud removal and cement placement during primary cementing of an oil well.** J. Jou. Eng. Mat. 2004.

PEREIRA, F; CICCOLA, V., PDVSA INTEVEP; RAMÍREZ, J. G., ULA, Metodologia para Evaluar La Remocion de Revoques em Pozos de Petróleo y Gas, En VI SEFLUCEMPO 2006, PDVSA INTEVEP (Ed.). VI Seminario de Fluidos de Perforación, Completación y Cementación de Pozos, Isla de Margarita, 2006. 21 p.

PERNITES, R., KHAMMAR, M., SANTRA, A. **Robust spacer system for water and oil-based mud.** In: SPE Western Regional Meeting Held in California, USA, 2015. <https://doi.org/10.2118/174005-MS>.

QUINTERO, L.; CHRISTIAN, C.; HALLIDAY, W.; WHITE, C.; DEAN, D.; COURTNEY, G. New spacer technology for cleaning and water wetting of casing and riser. AADE-08- DF-HO-01, Houston, Texas, April 8-9, 2008.

QUINTERO, L.; CHRISTIAN, C. F.; MCKELLAR, A.; TORRES, C.; CLARK, D.; JONES, T. A. In situ microemulsions used as spacer fluids. US 2015/0031588 A1. 2015b. UNITED STATES PATENT APPLICATION PUBLICATION.

QUINTERO, L.; JONES, T. A.; CLARK, D. E.; GABRYSCH, A. D.; FORGIARINI, A.; SALAGER, J. L. Single phase microemulsions and in situ microemulsions for cleaning formation damage. U.S. Patent n. 8,091,646, 10 jan. 2012a.

QUINTERO, L.; JONES, T. A.; CLARK, D.; TWYNAM, A. J. NAF filter cake removal using microemulsion technology. In: European Formation Damage Conference. Society of Petroleum Engineers, 2007a.

QUINTERO, L.; JONES, T.; CLARK, D.; TORRES, C.; CHRISTIAN, C. Singlephase Microemulsion Technology for Cleaning Oil or Synthetic-Based Mud. In AADE National Technical Conference and Exhibition, Wyndam Greenspoint Hotel, Houston, Texas, 2007b.

QUINTERO, L., PASSANHA, W. D., AUBRY, E. AND POITRENAUD, H. **Advanced microemulsion cleaner fluid applications in deep water wells.** In: Offshore Technology Conference in Rio de Janeiro, Brasil, 2015a. <<https://doi.org/10.4043/26344-MS>>

QUINTERO, L.; SALAGER, J. L.; FORGIARINI, A.; PIETRANGELI, G.; BREGE, J. Efficient Displacement of Synthetic or Oil-Based Mud and Transitional Phase Inversion. In 1st International Conference on Upstream Engineering and Flow Assurance, a part of the 2012 AIChE Spring Meeting, Houston, Texas (pp. 1-5), 2012b.

RAO, J.; MCCLEMENTS, D. J. **Formation of flavor oil microemulsions, nanoemulsions and emulsions: Influence of composition and preparation method.** J. Agric. Food Chem. 2011.

RATKIEVICIUS, L. A. **Avaliação de argila modificada por tensoativo para aplicação em fluido de perfuração à base de óleo vegetal.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

RAY, U. **What are the different types of nanoparticles.** 2018, July 30. ArticleID:4938.

RAZALI, S. Z.; YUNUS, R.; RASHID, S. A.; LIM, H. N.; MOHAMED JAN, B. **Review of biodegradable synthetic-based drilling fluid: Progression, performance and future prospect.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 90, 2018. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.014>>

REN, Y.; JIANG, G.; LI, F.; ZHOU, H.; AN, Y. Cleanup characteristics and mechanisms of reversible invert emulsion drilling fluid. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 133, p. 296-303, 2015.

ROHAN; JOSHI, P.; GOYAL, S.; SINGH, R.; THAKUR, K. Development of water-based drilling fluid using tamarind seed powder, Materials Today: Proceedings, 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.02.034>>

ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. C.; DANTAS NETO, A. A.; MACIEL, M. A. M., **Microemulsões: uma abordagem básica e perspectivas para aplicabilidade industrial.** Universidade Rural, Rio Janeiro, v. 26, n.1-2, p. 45-66, 2007.

RUQEISHI, M. S.A.; SALMI, Y.A.; MOHIUDDIN, T. Nanoparticles as drilling fluids rheological properties modifiers. Prog Petrochem Sci 2018.

SADEGHALVAAD, M.; SABBAGHI, S. **The effect of the TiO₂/ polyacrylamide nanocomposite on water-based drilling fluid properties.** Powder Technol, 2015.

SANTOS JUNIOR, B. F. **Modificações morfológicas e estruturais de pastas de cimento aditivadas com termo fixo a base de epóxi para utilização em poços de petróleo.** Dissertação de Mestrado (Departamento de Física), Universidade Federal de Sergipe, 2006.

SHIROMA, P. H. **Estudo do comportamento reológico de suspensão aquosa de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl** (Dissertação de Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2012.

SILVA, V. L. **Aplicação de sistemas microemulsionados como colchão lavador para remoção do reboco de fluido de perfuração não aquoso.** Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal: UFRN, 2020.

SINHA, P.; KUMAR. V.; PRABHAKARAN, T.; KATRE, A.; PATEL, M.; DOODRAJ, S. A. More holistic approach to determine economics of using synthetic oil based mud over water based mud system in onshore development drilling. SPE Oil Gas India Conf. Exhib. Soc. Petrol. Eng 2017. <http://dx.doi.org/10.2118/185408-MS>.

SOUSA, R. P. F. **Otimização e estudo de fluidos de perfuração formulados a partir de microemulsão O/A e A/O.** Dissertação de Mestrado (Engenharia Química). Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2018.

- TAHA, N. M.; LEE, S. Nano graphene application improving drilling fluids performance. Int Pet Technol Conf Int Petrol Technol Conf 2015. <<http://dx.doi.org/10.2523/IPTC-18539-MS>>
- THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ª ed. Interciência, 2004.
- TONG, K., ZHAO, C., SUN, D. **Formation of nanoemulsion with long chain oil by W/O microemulsion dilution method**. Colloids Surf. 2016. [http://refhub.elsevier.com/S1875-5100\(16\)30774-0/sref19](http://refhub.elsevier.com/S1875-5100(16)30774-0/sref19)
- VRYZAS, Z.; KELESSIDIS, V. C.; **Nano-Based Drilling. Fluids: a review**. Energies, 2017. <http://dx.doi.org/10.3390/en10040540>.
- WANDERLEY NETO, A. O., SILVA, V. L., RODRIGUES, D. V., RIBEIRO, L. S., SILVA, D. N. N., FREITAS, J. C. O., **A novel oil-in-water microemulsion as a cementation flushing fluid for removing non-aqueous filter cake**, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol.184, 2020. <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106536>>
- WANG, C.; MENG, R.; XIAO, F.; WANG, R. **Use of nanoemulsion for effective removal of both oil-based drilling fluid and filter cake**. Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 36, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.035>.
- WANG, K.; JIANG, G.; LIU, F.; YANG, L.; NI, X.; WANG, J. **Magnesium aluminum silicate nanoparticles as a high-performance rheological modifier in water-based drilling fluids**. Appl Clay Sci, 2018.
- WANG, R.; LIU, T.; NING, F.; OU, W.; ZHANG, L.; WANG, Z. et al. **Effect of hydrophilic silica nanoparticles on hydrate formation: insight from the experimental study**. J Energy Chem, 2019.
- WINSOR, P. A. **Binary and multicomponents solutions of aniphilic compounds**. Chemical Review, v. 68, n. 1, 1968.
- ZANTEN, R. V.; LAWRENCE, B.; HENZLER, S. Using surfactant nanotechnology to engineer displacement packages for cementing operations. IADC/SPE 127885, New Orleans, Louisiana, USA, 2010.
- ZHU, Y. W.; MURALI, S.; CAI, W. W.; LI, X. S.; SUK, J.W.; POTTS, J. R.; RUOFF, R. S. **Graphene and graphene oxide: synthesis, properties, and applications**. Adv. Mater. 2010.