

USO DE NANOPARTÍCULAS NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

Anna Beatriz Garcia Trajano de Sá (1); Bárbara Sarges Marruaz Serruya (2); Geraldo de Souza Ferreira (3)

1 Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, PetroPET – Grupo de Educação Tutorial em Engenharia de Petróleo – www.petropet.uff.br – annagarcia@id.uff.br

2 Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, SPE - Society of Petroleum Engineers - <http://www.spebrasil.org/pt/> - barbaraserruya@id.uff.br

3 Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Tutor PetroPet - Grupo de Educação Tutorial em Engenharia de Petróleo - www.petropet.uff.br – geraldoferreira@id.uff.br

Resumo: Diante da necessidade de implementar novas tecnologias na indústria de petróleo, métodos de recuperação avançada estão sendo utilizados com o intuito de aumentar o fator de recuperação do óleo. Nesse sentido, torna-se fundamental avaliar como o uso de nanopartículas interferem no mecanismo de um reservatório. Assim, este artigo apresentará alguns conceitos principais na área de recuperação e os diferentes tipos de métodos utilizados, tendo como foco o uso da nanotecnologia e os seus benefícios. Além disso, será discutido as alterações nas propriedades de um fluido após a utilização de nanopartículas, em especial as de sílica e metálica. Para tal foi realizada uma revisão bibliográfica das principais pesquisas relacionadas ao método, considerando a aplicação da nanotecnologia em reservatórios de petróleo e suas consequências. Em todos os estudos houve um aumento significativo no fator de recuperação e mudanças com relação à tensão superficial, molhabilidade e viscosidade das soluções. Conclui-se que, a utilização de nanotecnologias na recuperação avançada de petróleo apresenta resultados superiores a tecnologias já utilizadas, embora ainda seja preciso um maior conhecimento neste setor.

Palavras-chave: reservatórios de petróleo, método de recuperação avançada, fator de recuperação, nanopartículas, nanofluidos.

1. Introdução

1.1 Conceitos principais

Petróleo é o nome dado às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas. O petróleo tanto pode aparecer em única fase como pode se apresentar em mais de uma fase em equilíbrio (ROSA, 2006).

Em relação as suas propriedades físico-químicas, as fundamentais para o entendimento deste trabalho são: densidade, viscosidade, tensão superficial e molhabilidade.

- **Densidade:** é a razão entre a massa e o volume de um material. Tendo como base esta propriedade podemos classificar o óleo como leve, intermediário ou pesado. Assim, quanto maior a densidade do óleo mais barato ele será. Vale ressaltar que, a densidade dos líquidos derivados do petróleo é medida pela escala API (American Petroleum

Institute), e quanto maior for o seu grau, melhor será a qualidade do óleo.

- **Viscosidade:** está relacionada com a capacidade do líquido em fluir. Ela decresce com a temperatura e cresce com a pressão. No caso de hidrocarbonetos líquidos a viscosidade decresce com o aumento da quantidade de gás em solução, ou seja, quanto maior for a fração leve do óleo, mais facilmente ele irá escoar. Dessa forma, a viscosidade também depende da composição da mistura.
- **Tensão superficial:** é a medida da força de coesão no limite entre duas fases de uma mistura. Quando nos referimos a interface sólido/líquido ou líquido/gás, as forças de atração são caracterizadas como tensão superficial. No entanto, na interface de líquidos imiscíveis temos uma tensão interfacial. Em termos de recuperação de petróleo, o fluido utilizado deve possuir baixa tensão interfacial, pois ele deve ter a capacidade de desalojar o óleo dos poros da rocha.
- **Molhabilidade:** em termos de reservatório, representa a capacidade do fluido em molhar a rocha. Nos reservatórios de petróleo, a rocha é preferencialmente molhada pela água e nunca pelo gás. No caso de ser o óleo, há a possibilidade do mesmo ficar retido nos poros, dificultando a sua recuperação.

Com isso, os conceitos abordados anteriormente são necessários para determinar os métodos de recuperação que serão empregados no reservatório. Como o uso de nanopartículas na recuperação de petróleo é um método recente e ainda pouco aplicado, precisamos explicitar alguns termos. Seguem abaixo:

- **Nanopartícula:** são partículas cujo o tamanho pode variar de 1 a 100 nanômetros – 1 nm corresponde a 10^{-9} metros. Ela se comporta como uma unidade inteira em termos de propriedade e transporte. Quando a utilizamos nos campos petrolíferos verificamos algumas propriedades. Devido ao seu tamanho elas podem ser transportadas para poros de formação que não acessíveis a partículas maiores. Além disso, há a possibilidade de projetá-las para que contenham propriedades óticas, magnéticas, interfaciais, elétricas e químicas, sendo possível a execução de funções específicas.
- **Nanofluido:** podemos dizer que as características dos nanofluidos excedem dos fluidos convencionais, devido a sua alta complexidade e pelo fato de suas propriedades dependerem das dimensões das nanopartículas que os formam. São considerados suspensões coloidais com alta condutividade térmica e com aplicações variadas.

1.2 Métodos de Recuperação

Diante da necessidade de obtenção de petróleo diversos métodos de recuperação são empregados, considerando o tipo de reservatório em estudo, as propriedades dos fluidos presentes e suas interações com a rocha.

Primeiramente, o método de recuperação primária se baseia em mecanismos naturais do reservatório para recuperar o óleo, dentre eles: gás em solução, capa de gás e influxo de água. Sendo os dois primeiros encontrados em reservatórios que tenham exclusivamente petróleo, enquanto que o outro também pode ocorrer em reservatório de gás.

O método de recuperação secundária utiliza a injeção de um fluido (água ou gás) com o intuito de controlar a pressão do reservatório e deslocar o óleo em direção aos poços produtores. Não é necessário esperar o declínio da pressão para o emprego deste mecanismo, ou seja, o fluido já é injetado no início da vida produtiva do reservatório para manter níveis altos de pressão.

Os métodos de recuperação terciária geralmente são recomendados para campos maduros, em que o óleo já apresenta uma alta viscosidade e tensão interfacial. Tem o intuito de alterar as propriedades dos fluidos e suas respectivas interações com as rochas. Além disso, eles podem ser térmicos, químicos, miscíveis, microbiológicos e outros. Vale ressaltar que, o uso de nanopartículas para a recuperação de petróleo encaixa-se nesta categoria.

1.3 Aplicação da Nanotecnologia nos Reservatórios de Petróleo

Embora as discussões a respeito do uso da nanotecnologia nos campos petrolíferos tenham começado recentemente, é possível considerar algumas de suas aplicações. Seguem abaixo:

- Na detecção ou geração de imagens
- Recuperação de óleo avançada (EOR)
- Controle da mobilidade do gás
- Perfuração e completação
- Tratamento do fluido produzido
- Aplicação em reservatórios com baixa permeabilidade (*tight reservoir*)

Tendo em vista que este artigo tem como foco o uso da nanotecnologia na recuperação do petróleo, ressaltar as consequências de sua aplicação torna-se fundamental.

Com isso, verificamos que há uma alteração da molhabilidade da rocha e redução da tensão interfacial entre óleo/água. Como o tamanho das nanopartículas é muito pequeno, elas

conseguem passar pelos poros em reservatórios típicos e, conseqüentemente, chegam até o óleo residual.

Assim como todo mecanismo empregado no reservatório possui as suas desvantagens, também verificamos que na utilização do método em questão alguns riscos ambientais devem ser levados em consideração. Além disso, como a utilização desta tecnologia demanda uma boa quantidade de recursos financeiros, nem sempre é interessante aplicá-la.

É importante destacar que por ser um método recente, mais trabalhos de pesquisas devem ser realizados nesta área, já que devemos levar em consideração os fatores econômicos e ambientais

1.4 Uso de Nanopartículas X Métodos Convencionais

Quando realizamos uma comparação entre os métodos, devemos considerar o fator de recuperação de cada um. Nesta abordagem, o mecanismo primário não será considerado, já que se trata de um processo natural do reservatório.

Por definição, fator de recuperação é a razão entre o volume recuperável e o volume original de um fluido em um reservatório de hidrocarbonetos, sendo representado na forma percentual. Não é um fator constante, pois leva em consideração as propriedades dos fluidos, as características das rochas, o número de poços, o tempo de produção, entre outros.

Com isso, temos que o fator de recuperação médio do método primário varia de 5% - 15%, e o que será incrementado a este percentual depende da tecnologia empregada e do gerenciamento do reservatório. Assim, a recuperação secundária poderá aumentar a recuperação para cerca de 30% e a avançada em até 70%.

Dessa forma, embora seja um processo mais caro de recuperação quando comparado aos mecanismos convencionais, os resultados são significativos. A análise de resultados experimentais utilizando nanopartículas para a recuperação de petróleo segue adiante.

2. Desenvolvimento

2.1 Metodologia

A revisão literária deste artigo foi realizada no período de Março a Junho de 2018 nos bancos de dados ScienceDirect E SciELO. Os principais descritores usados foram: *nanotechnology; recovery; oilfield; EOR*.

Por meio dessa pesquisa, 122 estudos foram identificados e 20 foram selecionados. Os trabalhos não selecionados foram excluídos pelo fato de conterem apenas assuntos relacionados a uma das palavras-chave utilizadas.

As metodologias utilizadas nas pesquisas selecionadas são diferentes, portanto não existirá apenas um método utilizado nesse artigo.

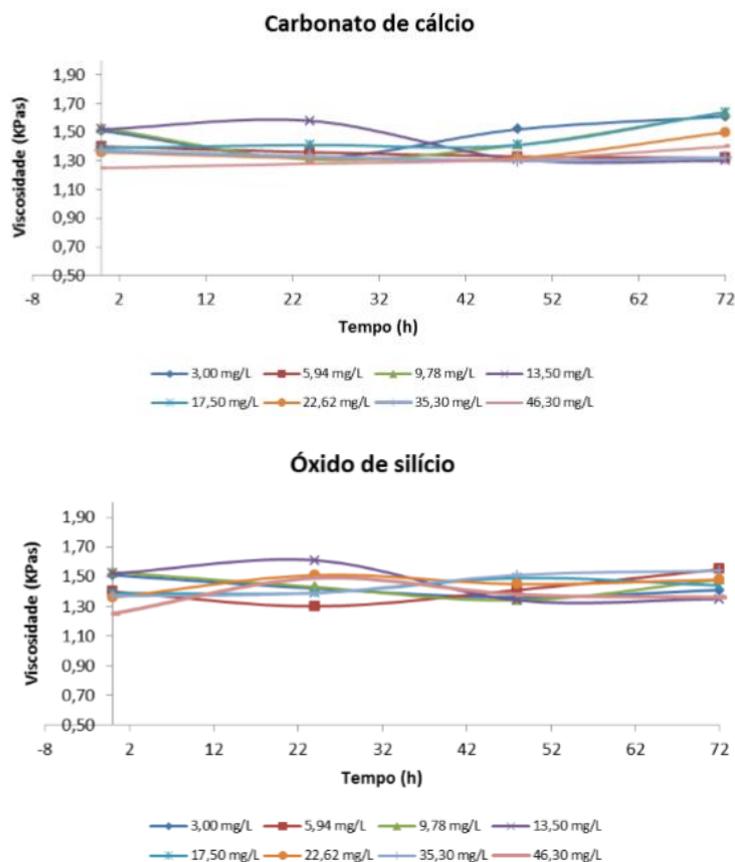
2.2 Resultados

Dentre as pesquisas selecionadas, observamos que foram utilizadas diversas técnicas para comprovar se o uso nanotecnologias é um método de recuperação satisfatório.

Primeiramente, a análise feita pela pesquisadora Gisele Javornik (2013) teve como base a utilização de nanoflúidos em suspensões salinas do surfactante dodecil benzeno sulfonato de sódio (SDBS). A autora adotou diferentes concentrações do surfactante (3,00 a 46,30 mg / L) contendo 30 mg / L de nanopartículas (NP) de carbonato de cálcio ou dióxido de silício. A aplicação desse método tinha como objetivo a alteração da molhabilidade superficial, da tensão superficial e da viscosidade.

Contudo, mesmo com a adição de nanopartículas não ocorreram alterações significativas na viscosidade e na molhabilidade, como é demonstrado nos gráficos abaixo:

Gráfico 1 e 2 - Viscosidade da solução de SDBS com e sem adição de NP à temperatura ambiente - CaCO₃ e SiO₂



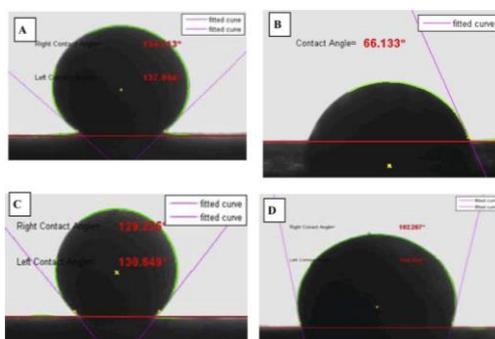
Fonte: Javornik (2013)

Porém, apesar desses resultados a conclusão final deste trabalho mostra que com a adição de nanopartículas de carbonato de cálcio e sílica em solução com surfactante aniônico dodecil benzeno sulfonato de sódio houve um efeito significativo na recuperação avançada de petróleo, atingindo índices de recuperação incremental de 2,70 e 3,72 %, respectivamente. (GISELE JAVORNIK, 2013).

Ainda em relação a nanopartículas de sílica, podemos considerar o estudo feito Abbas Roustaei, Sadeqh Saffarzadeh e Milad Mohammadi, em que avaliou-se a recuperação de óleo leve e intermediário após o emprego do método. No estudo, o nanofluido foi utilizado em diferentes concentrações (1 – 4 g/L) com o intuito de observar as possíveis mudanças no contato óleo/ água.

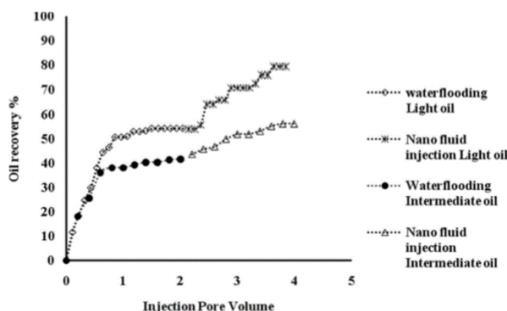
Assim, ao final do experimento foi possível concluir que a adição de nanopartículas modificou significativamente a tensão superficial e a molhabilidade do fluido. A alteração da molhabilidade e a comparação entre o método de injeção de água e injeção de nanofluido, podem ser verificadas abaixo:

Figura 1 – Condições de molhabilidade em pedaços de arenito antes e depois do tratamento com nanopartículas em óleo leve (A e B) e óleo intermediário (C e D)



Fonte: Roustaei; Saffarzadeh; Mohammadi (2012)

Gráfico 3 – Recuperação de óleo leve e intermediário através do uso de injeção de água e nanofluido



Fonte: Roustaei; Saffarzadeh; Mohammadi (2012)

Outro experimento utilizado para comprovar que o uso de nanopartículas é eficaz foi realizado pelos autores Valeh Shamilov, Elbay Babayev, Elnara Kalbaliyeva, Fail Shamilov (2016). A pesquisa utilizou nanopartículas metálicas adicionadas em polímeros solúveis em água (CMC e PAA) para observar qual seria o seu comportamento como um agente deslocador do óleo.

Dessa forma, foi possível perceber que com a adição de nanopartículas de Alumínio (Al) e Cobre (Cu) a porcentagem do fator de recuperação foi maior do que com a utilização dos polímeros CMC e PAA sozinhos. Esse resultado pode ser observado na tabela abaixo:

Tabela 1 – Os efeitos da simulação de reservatório após a adição de polímeros

Formulação por 1 litro de composição	A quantidade de óleo produzido por Dia (Toneladas)		Óleo Extra	
	Antes	Depois	Toneladas/Dia	%
CMC (5%) + H ₂ O (1,0 L) + Al(0,05g)	16	21.8	5.8	36.25
CMC (5%) + H ₂ O(1,0 L) + Cu(0,05g)	16	21.4	5.4	33.75
PAA (0,1%) + H ₂ O(1,0 L) + Al(0,05g)	16	22.6	6.6	41.25
PAA (0,1%) + H ₂ O(1,0L) + Cu(0,05g)	16	22.3	6.3	39.375

Fonte: Modificado de Shamilov, V; Babayev; Kalbaliyeva; Shamilov, F (2016)

3. Conclusões

Como é possível observar de acordo os resultados apresentados acima, o uso de nanopartículas no método de recuperação avançada tem apresentado uma solução satisfatória para obtermos uma maior taxa de recuperação em campos maduros.

Porém, como essa é uma tecnologia muito nova, a sua ampla utilização em poços ainda não é uma realidade.

Com isso, ainda há dúvidas em relação ao emprego deste método na indústria petrolífera, pois resultados obtidos experimentalmente podem divergir do contexto real.

Portanto, é necessário um maior incentivo de empresas exploradoras de petróleo e países produtores nessa área, já que este é um campo promissor.

Dessa forma, pesquisas nesse setor se tornam essenciais para obtermos um maior fator de recuperação, seja pela melhoria dos métodos convencionais, seja pela adoção da nanotecnologia.

Referências

1. BARROS, E. 2013. Tipos de Recuperação de Petróleo. ENGEPROJNEWS, <http://engeprojnews.blogspot.com/2013/10/tipos-de-recuperacao-de-petroleoeor.html> (acessado em Junho de 2018)
2. BOSCO, F. Operadoras começarão a testar em campo o uso da nanotecnologia para aumentar o fator de recuperação dos reservatórios. Revista Petro&Química, v. 353, p. 52–53, 2015.
3. JAVORNIK, G. Aplicação de nanofluidos na recuperação avançada de petróleo. Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.
4. LAU, H. C.; YU, M.; NGUYEN, Q. P. Nanotechnology for Oilfield Applications: Challenges and Impact. Society of Petroleum Engineers, 7 nov. 2016. Disponível em: <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/183301MS>
5. LIU, H.; JIN, X.; DING, B. Application of nanotechnology in petroleum exploration and development. Petroleum Exploration and Development, v. 43, n. 6, p. 1107–1115, dez. 2016. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S18763804\(16\)30129-X](https://doi.org/10.1016/S18763804(16)30129-X)
6. NEGIN, C.; ALI, S.; XIE, Q. Application of nanotechnology for enhancing oil recovery – A review. Petroleum, v. 2, n. 4, p. 324–333, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.002>
7. ROSA, A.; CARVALHO, R.; DANIEL XAVIER, J. A. 2006. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Brasil: Editora Interciência
8. ROUSTAEI, A.; SAFFARZADEH, S.; MOHAMMADI, M. An evaluation of modified silica nanoparticles' efficiency in enhancing oil recovery of light and intermediate oil reservoirs. Egyptian Journal of Petroleum, v. 22, n. 3, p. 427– 433, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2013.06.010>
9. SAITO, R.; SHIOZER, D. J.; CASTRO, G. N. 2000. Simulação de técnicas de engenharia de reservatórios: exemplo de utilização de opções reais. Disponível em: <http://www.fgv.br/rae/artigos/revista-rae-vol-40-num-2-ano-2000-nid45454/>
11. SHAMILOVA, V.; BABAYEVA, E.; KALBALIYEVAA, E.; SHAMILOV, F. 2016. Polymer nanocomposites for enhanced oil recovery, v. 4, p. S70–S74, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.09.169>