

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDOS DE NOVAS TECNOLOGIAS DIRECIONADAS À ÁREA DE RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIO

AUTORES:

YASMIN TELES BARBOZA; JOÃO VICTOR TEIXEIRA NEVES; GUSTAVO VICENTE DE SÁ SANTOS; VANESSA BARBOSA ALMEIDA; CLÁUDIO BORBA

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE TIRADENTES – UNIT

ESTUDOS DE NOVAS TECNOLOGIAS DIRECIONADAS À ÁREA DE RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIO

Abstract

Studies indicate that the primary recovery mechanisms of reservoirs are inefficient since they retain large amounts of hydrocarbons after their natural energy has been exhausted. Because of this, there are currently two recovery methods that generally change the characteristics of the reservoir. Conventional methods are based on moving oil out of the pores of the rock having a purely mechanical behavior, while special methods generally act on viscosity and interfacial tensions between fluids. However, these methods are not very effective, since in Brazil an average recovery factor of 21% is estimated, which is considered low when compared to other countries. On top of that, studies show that around 65% of the world's oil resources today are trapped in the pores of oilfield reservoirs, which are considered unrecoverable. Thus, there is a need to study new methods, implement new technologies directed to reservoir recovery. The literature reports some innovations that are emerging as an option for the replacement of traditional methodologies, such as the use of sílica nanoparticles and oxide, as well as the use of polymers, carbon nanotubes, the use of ultrasonic waves for the removal of inorganic scales. Recently, a case was conducted in Libya, to study the using of solar energy for advanced oil recovery. Another technology that achieved excellent results was the use of huff and puff gas in shales, where several researchers have proven to increase the percent oil recovery potential. In view of this, it is emphasized the importance of presenting the methodologies that are currently being studied for the recovery of reservoirs, since the oil area is in constant search for methods that improve its services reducing its costs and time.

1. Introdução

Quando iniciada a produção petrolífera, a força que eleva o fluido presente na rocha reservatório pela tubulação até a superfície é conhecida como energia primária ou natural, derivada das situações e circunstâncias geológicas (altas pressões e temperaturas) pelas quais a jazida passou (THOMAS, 2004). Como a tendência durante a vida útil do poço é que a pressão do reservatório decaia, faz-se necessária a utilização da recuperação secundária, que tem como objetivo suprir a energia perdida pela retirada de fluidos.

Existem duas linhas de ação que minimizam a perda da energia primária dos reservatórios de petróleo, uma consiste em suplementar com energia extra através da injeção de fluidos e a outra em reduzir as resistências viscosas e/ou capilares através de métodos especiais (ROSA, 2006). Em reservatórios considerados não convencionais as técnicas de recuperação avançada são essenciais para se obter o máximo de extração de óleo *in place*. Os reservatórios formados por folhelhos, por exemplo, onde a permeabilidade e a porosidade são extremamente baixas, bem como reservatórios convencionais mas o fluido presente é extremamente viscoso.

O método mais conhecido é a injeção de água no reservatório. Além dela, a recuperação aprimorada de petróleo consiste também em injeção de gás de petróleo liquefeito miscível, injeção de vapor, inundação com polímeros, injeção de CO₂, recuperação térmica por combustão in-situ, inundação com soluções cáusticas e micelares, e também tendo a possibilidade da combinação entre esses métodos (COLLINS, 1977).

Se tratando de valores de recuperação, a primária por si só consegue extrair cerca de 10% a 15% do óleo *in place*. crescente fator de recuperação aumenta quando se faz o uso da recuperação secundária, variando entre 15% e 25%. Esses dois processos juntos chegam a ser responsáveis pela conta de 50% a 55% de óleo extraído, podendo em alguns raros casos chegar a mais de 60% (DRUETTA *et. al*, 2019).

Este trabalho tem como objetivo apresentar algumas técnicas que diferem das convencionais e que são utilizadas na recuperação secundária aprimorada nos reservatórios de petróleo e gás.

2. Metodologia

Foi utilizado o método de pesquisa exploratória com abordagem qualitativa com a finalidade de analisar as potencialidades, características e a evolução das competências tecnológicas, no que se refere aos novos métodos de recuperação avançada de petróleo (“Enhanced Oil Recovery” - EOR) através de relatórios técnicos, dissertações e artigos.

3. Revisão Bibliográfica

3.1 O uso de energia solar na injeção de vapor

As recuperações avançadas de petróleo (EOR) visam aumentar a quantidade de óleo recuperado de um reservatório, sendo uma delas a injeção de vapor, um dos métodos que vem sendo o mais bem-sucedido comercialmente se comparados com outros métodos térmicos, que geralmente são usados para recuperar óleos pesados. Porém a injeção de vapor convencional tem vários problemas como consumo de combustível, queima de gás, investimentos em geradores entre outros. Esses problemas acabam inviabilizando o projeto na grande maioria dos casos, pois acaba-se gastando petróleo para produzir petróleo (autofagia). Uma das soluções mais eficientes utilizadas em países como EUA, Omã e Líbia para superar essa barreira é o uso da energia solar na produção de vapor (WILSON, 2015).

Enclosed trough (Figura 1), é um método que usa da luz do sol para produzir vapor com zero carbono, suportando o ambiente do campo petrolífero. É equipado com um sistema de lavagem automatizado e foi desenvolvido com as melhores práticas de campo petrolífero. Existem dois tipos de técnicas para gerar vapor, a geração de vapor direto que vai gerar vapor diretamente no tubo absorvedor, onde serão direcionados os raios solares e por onde passara o fluido a ser esquentado, e a outra técnica é o uso de um fluido de transferência de calor para transportar a energia solar térmica a partir dos coletores de um permutador de calor onde o vapor é gerado. Associando a energia solar no sistema de injeção de vapor se tem vantagens financeiras sobre as operações de petróleo que podem estender a vida útil do reservatório de óleo como também se terá zero emissão. Pode reduzir a quantidade de óxidos de nitrogênio e dióxido de carbono na atmosfera, vai diminuir a quantidade de gases em até 80% que pode ser utilizado para outras aplicações. Uma das limitações dele é que só vai ser viável economicamente aplicável em regiões onde a radiação solar é acima de 1800 KW/m² por ano. Na região do nordeste brasileiro com os outros países onde as tecnologias já estão em uso, é possível admitir a possibilidade de inserção dos concentradores solares na cadeia de produção de vapor, pois a radiação solar é acima de 1800 KW/m² por ano. (JENKINS *et. al*, 2019).



Figura 1. Tecnologia *Enclosed Trough*.

Fonte: GlassPoint (2018)

3.2 Injeção *huff and puff* de CO₂ em reservatórios horizontais de folhelhos

Em reservatórios horizontais a água utilizada na injeção durante a recuperação convencional fica como resquício e gera uma dificuldade na remoção do óleo ainda presente nos poros. Uma das técnicas de recuperação aprimorada aplicadas nesse caso é a injeção de CO₂ num estilo chamado de *huff and puff*. Essa prática tem sido estudada bastante para a extração de óleo em poços horizontais em folhelhos, onde há uma baixíssima permeabilidade (WANG, 2006).

A técnica consiste na injeção do gás no poço (*Huff*), o fechamento do poço que permite com que esse gás migre para o reservatório permitindo a saída do óleo em contracorrente impulsionada pela gravidade. Após esse processo o poço é reaberto e posto para produzir (*Puff*) (WANG, 2006).

Estudos realizados demonstram que em alguns casos a associação da injeção de dióxido de carbono com a técnica de *Huff and Puff* pode gerar resultados de recuperação que ultrapassam 40% do óleo *in place*. Mas de acordo com Ramirez e Aguilera (2016), esse tipo de resultado vem de uma operação de fraturamento hidráulico do reservatório como parte da metodologia, sendo a única maneira de permitir que exista um acesso ao fluido presente nos poros.

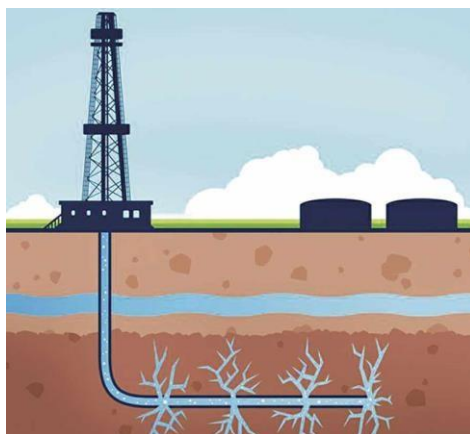


Figura 2. Fraturamento hidráulico em poços horizontais de folhelho

Fonte: El País

3.3 Polímeros, soluções alcalinas e soluções cáusticas na injeção de água

A associação de componentes químicos na injeção de água permite um incremento na taxa de óleo *in place* varrido no reservatório. Soluções formadas por polímeros, por exemplo, mesmo em baixas concentrações, quando injetadas em conjunto com a água alteram sua viscosidade e reduz sua mobilidade aumentando a fração de óleo recuperado tanto em poços horizontais quanto em verticais

(ROSA, 2006).

O uso de soda cáustica na injeção de água e vapor em altas temperaturas, em conjunto com o uso de soluções alcalinas também aumentam a eficiência no varrido diminuindo a tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado, reduzindo a saturação de óleo (TIAB *et. al*, 1982). O maior problema nesses processos, entretanto, é o alto custo dos produtos químicos utilizados, o que teria que ser justificado no projeto de acordo com as avaliações geológicas e dados para a recuperação.

3.4 Nanopartículas na EOR

A aplicação de nanotecnologia está se tornando uma opção mais vantajosa para a recuperação avançada de petróleo. É considerada uma nova tendência, porém começou a ser utilizada a partir da década de 80, sendo desenvolvida para sintetizar novos nanomateriais pelo rearranjo de átomos e moléculas. Quanto menor for o tamanho das nanopartículas mais fácil a interação com o óleo. Com isso há um aumento no volume de recuperação de óleo no reservatório (YOUSSIF *et.al*, 2017).

Até agora, as três formas mais comuns de usar nanopartículas em recuperação de óleo e gás é nanofluido, nanoemulsão e nanoespuma. Por definição, o nanofluido é um fluido contendo nanopartículas dispersas formando uma suspensão coloidal. Nanoemulsão é uma dispersão bifásica de dois líquidos imiscíveis que são estabilizadas por nanopartículas, e a nanoespuma vai ser usada geralmente para estabilizar bolhas de gás em um líquido (OGOLO *et. al*, 2012).

As nanopartículas mais empregadas são as de sílica, compostas por dióxido de silicone, um componente essencial do arenito. Além de serem baratas, as nanopartículas não prejudicam o meio ambiente e o seu desempenho químico pode ser manipulado através da mudança da superfície (YOUSSIF *et.al*, 2017).

Segundo ROGNMO *et.al* (2017), a utilização de nanopartículas de sílica para estabilizar a emulsão de CO₂ em água, foi uma maneira de substituir o uso de surfactantes, pois esse método era muito caro. O tamanho das partículas da sílica varia entre 1 a 100nm (nanômetros), quando se compara com tamanhos maiores como os tensoativos. A estabilidade mecânica e térmica das nanopartículas apresentam uma maior resistência a altas temperaturas, pressões, cisalhamento e salinidade. As nanopartículas auxiliam na recuperação do óleo, pois modificam a molhabilidade da rocha e com isso reduzem a tensão interfacial óleo-água. Se as nanopartículas na fase aquosa e interface óleo-água carregarem a mesma carga, elas irão se repelir. Este fenômeno é comum quando as nanopartículas são introduzidas a partir da fase aquosa (DAGHLIAN *et.al*, 2018).

Apesar do aumento substancial no interesse da nanopartículas na recuperação de óleo e gás, nenhum pedido registrado foi relatado e os estudos atuais permanecem na escala laboratorial, pois ainda há várias limitações que dificultam a aplicação de nanopartículas, como os mecanismos e parâmetros de influência que não são completamente compreendidos. Também a maioria dos estudos numéricos se refere ao modelo de partículas coloidais, que não descreve perfeitamente o comportamento de nanopartículas e os modelos também são limitados em relação às interações físicas e ainda não considerou as interações químicas. Portanto, mais pesquisas são necessárias para preencher a lacuna entre teste de laboratorial e implementação em escala de campo (AGISTA *et. al*, 2018).

3.5 MIEOR

Atualmente, os métodos microbiológicos para recuperação melhorada (MEOR) está sendo bastante utilizada na recuperação de reservatórios devido à sua eficácia. Essa técnica se baseia no uso de bactérias e seus derivados e as implanta em reservatórios de óleo induzindo alterações no mesmo, a fim de melhorar o desempenho e aumentando a produção. Solicita-se que as ações bacterianas em óleo já são estudadas desde 1920 (WOOD, 2018).

A indústria de petróleo e gás se utiliza de microrganismo há algumas décadas em várias áreas desde a

exploração até a remediação de derramamento de óleo. Quanto à recuperação de óleo, elas são usadas devido a: mobilização do óleo residual após a conclusão da etapa de recuperação secundária (WOOD, 2018).

Segundo Rejant e Lockhart (2002) os bioprodutos microbianos mais utilizados são as biomassas, incluindo biogases, ácidos, polímeros, bio-solventes, etc. Estes, quando em sua forma ativa mudam as propriedades físicas do reservatório (permeabilidade, porosidade), bem como as propriedades químicas dos fluidos (viscosidade, tensão interfacial, etc).

Sendo assim, a técnica de MIEOR é bastante atraente na indústria petrolífera por desempenhar melhorias no fluido, atuando na redução da tensão interfacial, aumento da viscosidade da água, alteração na molhabilidade e biodegradação de hidrocarbonetos pesados (WOOD, 2018).

Por fim, esse método apresenta algumas vantagens frente à os demais, como: baixo custo, baixo consumo de energia. É aplicável e eficiente em reservatórios carbonáticos e de arenito, pode ser usado tanto em reservatórios de óleo leve ou pesado. Entretanto, pode causar oxidação e corrosão, dano à formação e requerer monitoramento em laboratório especializado (WOOD, 2018).

4. Conclusões

Conclui-se que é importante extrair o máximo de petróleo possível ainda presente nos reservatórios, visto que, estudos apontam que cerca de mais de 60% dele ainda se encontra confinado nos poros com grande dificuldade de recuperação. Por isso é necessário o estudo de novas tecnologias, principalmente quando se pensa em métodos que são economicamente aplicáveis. As práticas estudadas no artigo provam que esses novos métodos são bastante eficazes no tocante ao alto número de recuperação e merecem a devida atenção da indústria.

5. Agradecimentos

Nós, alunos, agradecemos ao Professor Dr. Cláudio Borba, que nos auxiliou na confecção do nosso primeiro trabalho para um Congresso. Agradecemos pela sua paciência, disponibilidade e bom humor sempre que nos recebeu, mesmo com o prazo apertado. Enfim, muito obrigado.

6. Referências Bibliográficas

AGISTA, M., GUO, K., YU, Z., **A State-of-the-Art Review of Nanoparticles Application in Petroelum witc a Focus on Enhanced Oil Recovery**. Applied Sciences, 8, 871, 2018.

COLLINS, A. G.; **Enhanced-Oil-Recovery Injection Waters**. Society of Petroleum Engineers of AIME, 660, Dallas, USA, 1977.

DRUETTA, P.; RAFFA, P.; PICCHIONI, F.; **Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design**. Elsevier, Applied Energy, 252, 113480, Netherlands, 2019.

FRAGOSO, A.; SELVAN, K.; AGUILERA, R.; **Breaking a Paradigm: Can Oil Recovery from Shales be Larger than Oil Recovery from Conventional Reservoirs? The Answer is Yes!.** Society of Petroleum Engineers International, 189784, Alberta, Canada, 2018.

JENKINS, P., ELMNIFI, M., YOUNIS, A., EMHAMED, A., AMRAYID, N., ALSHILMANY, M. and ALSAKER, M., **Enhanced Oil Recovery by Using Solar Energy: Case Study**. Journal of Power and Energy Engineering, 7, 57-67, 2019.

KAZEMI, M.; TAKBIRI-BORUJENI, A.; HANSEL J. R.; VALERA M.; **Enhanced Oil Recovery of Shale Oil: A Molecular Simulation Study**. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), 937, Colorado, USA, 2019.

OGOLO, N. A., OLAFUYI, O. A.; ONYEKONWU, M. O., **Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles**. Society of Petroleum Engineers, 2012.

ROGNM, A. U.; HELDAL, M. A.; **Silica nanoparticles to stabilize CO₂-foam for improved CO₂ utilization: Enhanced CO₂ storage and oil recovery from mature oil reservoirs**. Elsevier, FUEL, 216, 621-626, University of Bergen Norway, 2018.

SATTER, A.; IQBAL, G. M.; **Primary recovery mechanisms and recovery efficiencies**. Elsevier, Reservoir Engineering, 11, 185-193, 2016.

SOFLA, S. J. D.; JAMES, L. A.; ZHANG, Y.; **Understanding the behavior of H⁺-protected silica nanoparticles at the oil-water interface for enhanced oil recovery (EOR) applications**. Journal of Molecular Liquids, 9655, 2018.

TORABI, F.; ASGHARI, K.; **Performance of CO₂ Huff-and-Puff Process in Fractured Media (Experimental Results)**. Petroleum Society, Canadian International Petroleum Conference, 119, Alberta, Canada, 2007.

WANG, C.; LI, G.; **Huff 'n' Puff Recovery Technique on Waterout Horizontal Wells**. Society of Petroleum Engineers International, 104491, Ohio, USA, 2006.

YOUSSEF, M. I.; EL-MAGHRABY, R. M.; SALEH, S. M.; ELGIBALY, A.; **Silica nanofluid flooding for enhanced oil recovery in sandstone rocks.**, Elsevier, Egyptian Journal of Petroleum, Egypt, 2017.