

SOLUÇÃO ASP COMO FLUIDO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Tiago Junior Loiola Batista^{1,*}; Landson Soares Marques²; Luiz Carlos Lobato dos Santos²;
Ana Katerine de Carvalho Lima Lobato¹

¹Escola de Engenharia, Arquitetura e TI, Universidade Salvador

²Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia

*tagojr2@hotmail.com

Resumo: Com o aumento crescente do uso de petróleo ao redor do mundo, estudos sobre novas tecnologias que proporcionem um aumento no fator de recuperação e da rentabilidade dos campos de petróleo vêm se tornando cada vez mais necessários. A injeção da solução ASP vem se consolidando como uma das técnicas de recuperação avançada do petróleo (EOR) e tem atraído grande interesse nos últimos anos. O método ASP, álcali-surfactante-polímero, é um método químico para recuperação avançada do petróleo que consiste na injeção de um fluido de deslocamento contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero em reservatórios de óleo, objetivando a mobilização do petróleo residual aprisionado nas rochas porosas através da redução da tensão interfacial entre água e o óleo, com incremento da eficiência de deslocamento. Este trabalho visa o mapeamento de patentes sobre o desenvolvimento tecnológico no processo ASP. Foram processadas 562 patentes referente a injeção da solução ASP mostrando a eficiência do método na recuperação avançada do petróleo.

Palavras-chave: ASP, recuperação, alcalino, surfactante, polímero.

Introdução

Os métodos químicos para recuperação avançada de petróleo (EOR) envolve a injeção no reservatório de um ou mais fluidos para mobilizar o petróleo bruto aprisionado nas rochas porosas, criando condições favoráveis a recuperação do óleo. O fluido de deslocamento geralmente é uma solução de água contendo vários aditivos.

O processo ASP (Álcali-Surfactante-Polímero), consiste na injeção de uma solução aquosa contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero. A técnica combina algumas das características dos métodos miscíveis, devido às presenças de substâncias alcalinas e de surfactantes na sua composição, com as características da injeção de polímeros. As substâncias alcalinas e o surfactante visam diminuir a tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado, reduzindo a saturação residual do óleo, aumentando com isso, a eficiência de deslocamento. (HATZIGNATIOU, MORADI e STAVLAND, 2015). O polímero é usado para aumentar a viscosidade da água, enquanto o surfactante atua como emulsionante. O escopo da base (geralmente um hidróxido como NaOH ou um carbonato) é essencialmente o mesmo que o surfactante: a base reage com os componentes ácidos

orgânicos contidos em óleos crus ácidos, formando surfactantes *in situ* (THOMAS, 2008).

O objetivo principal deste trabalho é mapear as tecnologias que envolvem a injeção da solução álcali-surfactante-polímero (ASP) através da análise de patentes do banco de dados Espacenet®.

Metodologia

O escopo de busca das patentes visa apresentar a estratégia que melhor atende o objetivo da pesquisa, como mostra a Tabela 1. A base de dados escolhida foi Espacenet®, um banco de dados de patentes europeias que abrange mais de 90 países associados. Para realizar a pesquisa, foi feita associação de palavras-chaves (*recovery* enhanced* oil* asp* alkali* surfactant* polymer**) com o código E21B43/16 referente aos métodos ou aparelhos para a obtenção de óleo, gás, água, materiais solúveis ou fundíveis ou uma lama de minerais de poços. Nesta busca foram encontradas 562 patentes.

Tabela 1 - Estratégia de busca e resultados obtidos

<i>Recovery</i>	<i>enhanced</i>	<i>oil</i>	<i>asp</i>	<i>alkali</i>	<i>surfactant</i>	<i>polymer</i>	<i>E21B43/16</i>	<i>IPC</i>
X	X	X					X	439
X	X	X	X				X	14
X	X	X		X			X	17
X	X	X			X		X	73
X	X	X				X	X	16
X	X	X		X	X	X	X	2
X	X	X	X	X	X	X	X	1
Total								562

Fonte: Autoria própria, 2018.

Resultados e Discussão

O método injeção de solução ASP depende de alguns requisitos básicos para a sua devida aplicação. Segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006), os reservatórios candidatos à aplicação dessa solução, devem apresentar as seguintes características: Saturação de óleo residual maior que 20%, API maior que 20, viscosidade do óleo menor que 100 cP, salinidade da água da formação menor que 50.000 ppm, salinidade da água injetada menor que 1.000 ppm, temperatura do reservatório menor que 70°C,

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

permeabilidade média maior que 100 mD, porosidade média maior que 20%, litologia do tipo arenito, ausência de capa de gás e de aquífero natural, BSW no início do projeto menor que 95%.

Para um melhor entendimento do processo ASP faz-se necessário entender a ação de cada substância que faz parte da solução ASP.

O álcali promove o deslocamento do óleo aumentando o pH da água de injeção. A reação entre os componentes alcalis e ácidos do petróleo bruto formam surfactantes *in situ* na interface óleo-água (SHARMA et al., 2015), que por sua vez reduz o custo global dos produtos químicos utilizados na solução ASP (DELSHAD et al., 2013). Em seguida, o óleo bruto é mobilizado pela mistura e é removido dos poros no reservatório.

As injeções de álcali não são recomendadas para reservatórios carbonáticos por causa da grande quantidade de cálcio, e a mistura entre o álcali e os íons de cálcio podem produzir precipitado de hidróxido, danificando a formação rochosa (SHENG, 2014).

A reação da solução álcali com o óleo e/ou o surfactante pode gerar precipitado, o que danificaria o reservatório e reduziria a sua permeabilidade (SHARMA et al., 2015). O uso de hidróxido de sódio (NaOH) foi destacado como danoso no reservatório em virtude da sua interação com silicatos (OLAJIRE, 2014).

Estudos indicaram que um álcali fraco, como o metaborato de sódio, causa menor redução da viscosidade de soluções ASP em comparação com alcalis fortes. No trabalho de (FLAATEN et al., 2010), ficou evidente o aumento da recuperação avançada de petróleo em 56%, quando houve substituição de carbonato de sódio e hidróxido de sódio por metaborato de sódio, reduzindo os efeitos negativos causados por esses alcalis convencionais.

Injeções de solução alcalina é um processo complexo em que a redução da tensão interfacial não é sempre o mecanismo fundamental. Dependendo das alterações nas propriedades da rocha, emulsificação e molhabilidade podem desempenhar um papel importante na recuperação de óleo (ABIDIN, PUSPASARI e NUGROHO, 2012).

Os surfactantes, também chamados de tensoativos, são compostos anfífilos (possuidores de regiões distintas - hidrofóbicas e hidrofílicas), orgânicos ou organometálicos, que formam micelas (agregados) em solução. A definição da palavra surfactante é baseada na contração da frase em inglês - “surface-active-agents”. Estes possuem uma superfície ativa, devido à concentração de determinadas espécies em uma região interfásica: ar-água, óleo-água ou sólido-líquido (MANIASSO, 2001).

A injeção de surfactante promove a estimulação do reservatório pela redução da tensão interfacial (IFT) óleo-água, permitindo a recuperação de parte do óleo que ficou aprisionado no reservatório em decorrência das forças capilares. O mecanismo químico responsável pela redução da IFT envolve a formação de um filme adsorvido entre o óleo e água a partir da interação química entre o surfactante e o óleo (OLAJIRE, 2014).

Produzir tensões interfaciais muito baixas é um dos mais importantes mecanismos para recuperação de óleo utilizando tensoativos. Petróleo, no entanto, são misturas mais complexas, com milhares de composições e que são distintas uma das outras. Tensões interfaciais relacionadas à recuperação avançada dependem de variáveis, que vem sendo extensivamente estudadas, dentre elas: pesos moleculares de tensoativos, concentrações de tensoativos, eletrólitos e álcalis (ZHANG, HUANG e DONG, 2005).

A injeção de polímeros está diretamente relacionada ao aumento da eficiência de varrido pela redução da razão de mobilidade, que é a característica singular mais importante de um projeto de injeção de água (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2006).

Os polímeros são o produto mais usado, e aplicam-se a hidrocarbonetos com viscosidade mais elevada, quando comparadas com os demais métodos químicos. Os polímeros injetados aumentam a viscosidade da água e, conseqüentemente, a recuperação do óleo (SPEIGHT, 2013).

Na análise da evolução das patentes, mostrada na Figura 1, observa-se uma onda tecnológica referente às técnicas de recuperação com a utilização de fluidos EOR, utilização de diversos surfactantes e o uso de polímeros na indústria petrolífera.

Figura 1 - Evolução anual do número de patentes depositadas

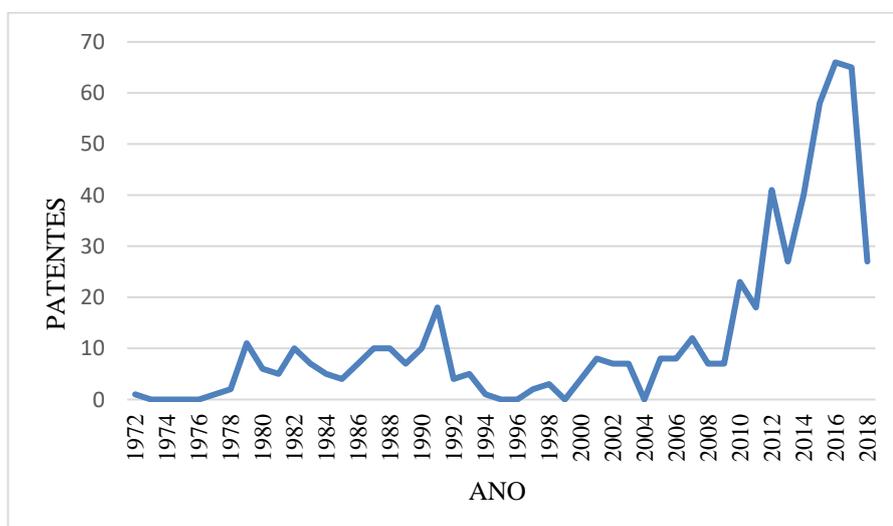


Figura 2 - Fonte: Autoria própria, 2018.

O primeiro documento de patente, datado de 1972, foi requerido pela empresa Cities Service Oil, referente à controle da segregação da gravidade por injeção de fluido de alta densidade.

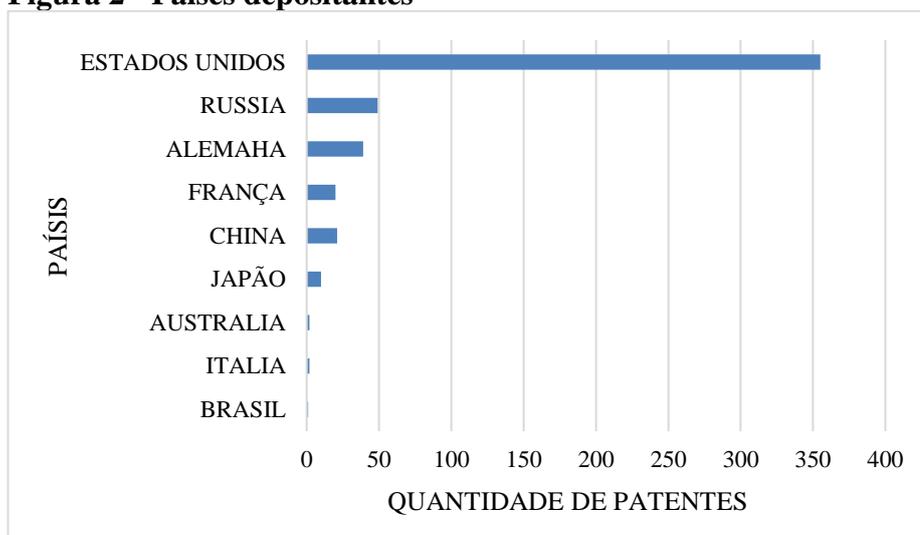
Devido à deficiência na oferta de petróleo no mercado, buscou-se desenvolver novas tecnologias de recuperação de petróleo nas demais áreas produtoras, a uma produção máxima daqueles poços que não estavam sendo afetados diretamente pelos conflitos do Oriente, para uma maior produção e redução do aumento do preço do petróleo na época (MUSSE; QUINTELLA, 2009).

A partir de 2006 ocorre um aumento do número de depósito de patentes. Este crescimento pode estar relacionado à descoberta na camada do pré-sal anunciada pela Petrobras. Com o desenvolvimento de novas tecnologias para a exploração do pré-sal, ocorreu o aumento do número de patentes.

O processo ASP apresenta benefícios que não somente estão ligados às propriedades do álcali, do surfactante e do polímero isoladamente. Quando injetados em conjunto, estes componentes apresentam efeitos sinérgicos (GREGERSEN, KAZEMPOUR e ALVARADO, 2013). Alguns desses efeitos são destacados abaixo.

Os países que se destacaram com o maior número de patentes depositadas entre os anos de 1972 a 2018 são os Estados Unidos, seguido pela Rússia (Figura 2).

Figura 2 - Países depositantes



Fonte: Autoria própria, 2018.

Dentre os maiores produtores de petróleo do mundo, esses países são os que mais se destacam em desenvolvimento tecnológico, o que justifica o maior número de patentes depositadas na área de recuperação avançada de petróleo.

O investimento dos Estados Unidos na busca de novas tecnologias está acoplado ao interesse econômico da sua independência energética. O resultado é evidente na Figura 2, que expressa o número de patentes depositadas por esse país.

Conclusões

Com base na análise dos resultados encontrados nas pesquisas sobre processo ASP, verificou-se que o uso de técnicas para recuperação avançada de petróleo, vem aumentando ao longo das últimas décadas, principalmente em tecnologias inovadoras para uma maior interação dos fluidos com a rocha reservatório e conseqüentemente, uma maior produção de óleo.

Para aplicação do método ASP é fundamental o estudo de caracterização do reservatório, dos fluidos nele presentes além do conhecimento dos fenômenos físico-químicos que ocorrem no meio poroso que dependem de muitos fatores como composição do óleo, composição da água, mineralogia da rocha, temperatura e pH.

Estudos demonstram as vantagens da utilização do método químico ASP para o aumento do fator de recuperação quando comparado às injeções somente com surfactante ou com polímero. O sucesso destes métodos deve-se à capacidade de interação química dos componentes dentro do reservatório de petróleo.

Referências

ABIDIN, A. Z.; PUSPASARI, T.; NUGROHO, W. A. Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. **Procedia Chemistry**, v. 4, 11 – 16, 2012.

DELSHAD, M.; HAN, C.; VEEDU, F. K.; POPE, G. A. A simplified model for simulation of alkaline-surfactant-polymer floods. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 108, 1-9, 2013.

FLAATEN, A. K.; NGUYEN, Q. P.; ZHANG, J.; MOHAMMADI, H.; POPE, G. A. Alkaline/Surfactante/Polymer Chemical Flooding without the need for soft water. **SPE Journal**, v. 15, n. 1, p. 184-196, 2010.

GREGERSEN, C. S.; KAZEMPOUR, M.; ALVARADO, V. ASP design for the Minnelusa formation under low-salinity conditions: Impacts of anhydrite on ASP performance. **Fuel**, v.105, 368-382, 2013.

HATZIGNATIOU, D. G.; MORADI, H.; STAVLAND, A. Polymer flow through water-and oil-wet porous media. **Journal of Hydrodynamics**, Ser. B, v. 27, 748-762, 2015.

MANIASSO, N. Ambientes Micelares em Química Analítica. **Química Nova**, v. 24, 87-93, 2001.

MUSSE, A. P. S.; QUINTELLA, C. M. Recuperação Avançada de Petróleo. **Cadernos de Prospecção**, v. 2, n. 1, p. 12-22, 2009.

OLAJIRE, A. A. Review of ASP EOR (Alkaline Surfactant Polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and Challenges. **Energy**, v. 77, 963-982, 2014.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2006. 808p.

SHENG, J. J. A Comprehensive Review Alkaline-Surfactante-Polymer (ASP) Flooding. **Asian-Pacific Journal of Chemical Engineering**, v. 9, p. 471-489, 2014.

SHARMA, H.; DUFOUR, S.; ARACHCHILAGE, G. W. P. P.; WEERASOORIYA, U.; POPE, G. A.; MOHANTY, K. Alternative alkalils for ASP flooding in anhydrite containing oil reservoirs. **Fuel**. v. 140, 407-420, 2015.

SPEIGHT, J. G. Heavy Oil Production Processes. **Gulf Professional Publishing**, 2013.

THOMAS, S. Enhanced oil recovery – An Overview. **Oil & Gas Science and technology**, v. 63, 9-19, 2008.

ZHANG, Y.; HUANG, S.; DONG, M. Determining the most profitable ASP flood strategy for enhanced oil recovery. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 44, n. 2, p. 4249, 2005.