

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Influência da concentração de uma solução Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) como fluido de recuperação avançada de petróleo

AUTORES:

Tiago Junior Loiola Batista¹, Landson Soares Marques², Luiz Carlos Lobato dos Santos², Ana Katerine de Carvalho Lima Lobato^{1,2}

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Engenharia de Petróleo, Escola de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Informação, Universidade Salvador. ²Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia

INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DE UMA SOLUÇÃO ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) COMO FLUIDO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Abstract

With the increasing use of oil around the world, studies on new technologies that provide an increase in the recovery factor and profitability of oil fields are becoming increasingly necessary. Injection of a solution containing alkali, surfactant and polymer (ASP) has been consolidating as one of the Enhanced Oil Recovery (EOR) techniques and has attracted great interest in recent years. The ASP method consists of injecting an aqueous solution with the aim of supplementing the energy required to produce the oil and improving its flow in the porous media of the reservoir by reducing the interfacial tension between the water and the oil provided by the solution. The present work consisted in testing different concentrations of alkali, surfactant and polymer in a core holder system, using simulated reservoirs from sandstone plugs, where it was possible to monitor the passage of the injection fluids as well as to evaluate the efficiency of the ASP solution as a fluid of advanced recovery in a hypothetical reservoir. The best result presented a recovery factor of 65% of the original oil at the proposed concentrations of the ASP solution of $0.045 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ of alkali, $1 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ of surfactant and $0.5 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ of polymer.

Introdução

Existem diversos métodos para recuperar o petróleo retido nos poros da rocha reservatório. Esses métodos interligam uma série de atividades multidisciplinares, envolvendo diversos ramos da ciência e da engenharia, cujo o objetivo principal é aumentar a produção de petróleo, prolongando a vida útil dos campos produtores.

Um dos principais métodos utilizado consiste na injeção de água ou gás, chamado de método convencional de recuperação secundária ou simplesmente recuperação secundária de petróleo. A injeção de água possui vantagens quando comparado com a injeção de gás, pois a obtenção da mesma é relativamente mais econômica, além de apresentar um fator de recuperação elevado (LIU et al., 2004).

Entretanto, na maioria das vezes, apenas a aplicação dessa técnica não é o suficiente para se recuperar o óleo residual, sendo necessária então a implementação de métodos de recuperação secundária não convencionais, também conhecidos como recuperação terciária, especial ou ainda, recuperação avançada de petróleo. Esses métodos de recuperação podem ser divididos em quatro tipos: métodos térmicos, químicos, miscíveis e outros. Cada um apresenta vantagens e desvantagens, no processo de recuperação do petróleo. Portanto, é necessário um estudo preliminar para avaliar a sua aplicabilidade em um reservatório específico.

Entre os métodos citados acima, o que mais se destaca é o método químico, uma vez que este combina os dois principais mecanismos que influenciam diretamente no aumento do fator de recuperação: a redução de Tensão Interfacial (TIF) e o aumento da viscosidade do fluido deslocante. O método químico compreende 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 podendo ser polímeros, surfactantes, solução alcalina e solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) no reservatório (WANG et al., 2016).

O processo ASP consiste na injeção de uma solução aquosa contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero. Essa técnica combina algumas das características presente nos métodos miscíveis, por contar com a presença de substâncias alcalinas e de surfactantes na sua composição, e com as características da injeção de polímeros. As substâncias alcalinas e o surfactante atuam na diminuição da TIF entre os fluidos deslocante e deslocado, reduzindo a saturação residual do óleo, aumentando assim, a eficiência de deslocamento. O polímero é usado para aumentar a viscosidade da

água de injeção e melhorar a razão de mobilidade água/óleo (HATZIGNATIOU; MORADI; STAVLAND, 2015).

Definir uma quantidade ideal de cada substância utilizada no método ASP é de suma importância para alcançar êxito na recuperação do petróleo. A eficiência do método ASP está diretamente relacionada com as concentrações empregadas de cada componente da solução na aplicação da mistura no reservatório (SAMANTA et al., 2012).

Metodologia

Obtenção e preparo dos fluidos de injeção

O petróleo utilizado foi extraído do Campo de Miranga (Pojuca/BA) no recôncavo baiano. Os agentes químicos que foram utilizados para o preparo da solução ASP, foram as versões comercialmente disponíveis de álcali, surfactante, polímero, sulfato de sódio (Na_2SO_4) e o cloreto de sódio (NaCl). O álcali foi o hidróxido de amônia (NH_4OH), o surfactante foi o Lauriléter sulfato de sódio – LSS ($\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{10}\text{CH}_2(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n\text{OSO}_3\text{Na}$) e o polímero Goma Xantana – GX ($\text{C}_{35}\text{H}_{49}\text{O}_{29}$). O Na_2SO_4 e NaCl foram utilizados para o preparo água salina.

As Tabelas 1 e 2 mostram as respectivas concentrações da solução ASP e da água salina sintética utilizadas nos testes de injeção. As concentrações propostas foram uma média com relação aos maiores e menores valores encontrados na literatura.

Tabela 1. Composição do fluido ASP para cada corrida.

	CORRIDA 1	CORRIDA 2	CORRIDA 3	CORRIDA 4
AGENTES	Concentração (g.(100 mL) ⁻¹)	Concentração (g.(100 mL) ⁻¹)	Concentração (g.(100 mL) ⁻¹)	Concentração (g.(100 mL) ⁻¹)
NH_4OH	0,012	0,033	0,024	0,045
LSS	0,300	1,000	0,300	1,000
GX	0,100	0,100	0,500	0,500

Tabela 2. Composição da água salina sintética.

COMPONENTES	Concentração (mg.L ⁻¹)
Na_2SO_4	1.200
NaCl	40.000

Sistema experimental

O sistema que foi utilizado nos testes de injeção para simular a recuperação avançada de petróleo em escala de bancada está esquematizado na Figura 1, e é composto por: estufa termostatzada; core holder; silos; uma bomba de HPLC; dois manômetros; tubos, válvulas, algumas vidrarias e conexões.

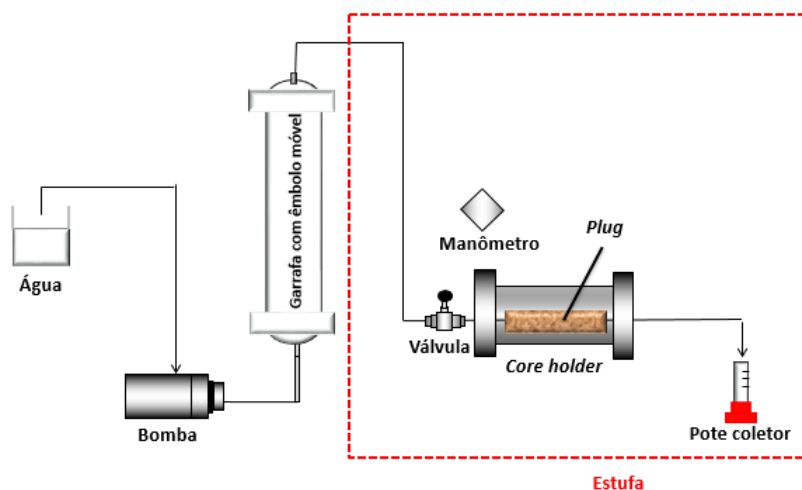


Figura 1. Representação esquemática do sistema de injeção. Fonte: FERREIRA, 2016.

ESTUFA TERMOSTATIZADA

A estufa é de madeira, forrada por placas de alumínio e portas de madeira e vidro duplo. Possui um circulador, com uma chapa aquecedora de ar e um termostato regulado para atuar a uma temperatura de $60^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$.

CORE HOLDER

É um compartimento cilíndrico confeccionado em aço inox, que fica localizado dentro da estufa e que foi utilizado para simular as condições do reservatório hipotético. O *core holder* suporta pressões de até 10.000 psi e temperaturas de até 200°C . Esse equipamento é utilizado propriamente para estudos de deslocamento em meio poroso.

SILOS

Os silos, também chamados de garrafas, são feitos de alumínio (corpo principal) e fibra de vidro (êmbolo). Foram utilizados para armazenar os fluidos injetados durante os testes de injeção. Os silos foram acoplados às conexões que saem da bomba em sua porção inferior e as conexões que vão para o *core holder* pela parte superior.

BOMBA DE HPCL

A bomba de HPLC foi utilizada para injetar a água destilada no *core holder* para fazer o confinamento dos testemunhos e operar junto aos silos na injeção dos fluidos.

MANÔMETRO

Os manômetros foram utilizados para indicar a pressão de confinamento dos *plugs* no interior do *core holder*. Operaram numa pressão máxima de 1000 psi, para evitar a fratura do corpo de prova.

VÁLVULAS, CONEXÕES E TUBOS

As válvulas, conexões e tubos completam o sistema transportando e direcionando os fluidos.

PREPARAÇÃO DOS CORPOS DE PROVA (PLUGS)

Plug é um pedaço de rocha com propriedades de um reservatório (permeabilidade, porosidade) com características próximas de um reservatório real. O *plug* utilizado foi extraído da formação de Botucatu. Os *plugs* possuem um diâmetro médio de 3,5 cm e 6,9 cm de comprimento, todos foram pesados secos para cálculo do volume poroso.

Procedimento para saturação do plug

FILTRAGEM DA ÁGUA DE FORMAÇÃO

A água de produção sintética com concentração de 40.000 mg.L^{-1} de NaCl e 1.200 mg.L^{-1} de Na_2SO_4 foi filtrada a fim de retirar partículas sólidas que possam estar presentes na água e bloquear os poros do *plug* e, logo após foi colocada no kitassato para procedimento de desaeração (RODRIGUES, 2013).

DESAERAMENTO DA ÁGUA DE FORMAÇÃO

O desaeramento da água de formação utilizada na saturação é uma etapa importante pois desta maneira garantimos que os espaços vazios do meio poroso (*plug*) foram preenchidos pela água de formação e não por ar. Para efetuar o procedimento, ligou-se o agitador e a bomba à vácuo, o sistema ficou ligado até que não mais se observasse a formação de bolhas na água da formação (RODRIGUES, 2013).

SATURAÇÃO DO PLUG

Após desaeramento, pegou-se o *plug* seco e colocou em um béquer, que foi coberto com água de formação anteriormente desaerada. O béquer foi então colocado num sistema a vácuo em um dessecador. O sistema ficou ligado por aproximadamente 7 horas, até que não mais se observou a formação de bolhas saindo do *plug*, garantindo desse modo uma saturação completa por água da formação (RODRIGUES, 2013).

Cálculo do volume poroso e porosidade

Após o procedimento de saturação, com a massa do *plug* seco, pesou-se novamente o *plug* e com isso obtém-se por diferença a massa de água saturada. Conhecendo a massa específica da água utilizada na saturação (1,07 g/cm³), obtém-se o volume poroso do *plug* (RODRIGUES, 2013).

O volume poroso (V_p) do reservatório simulado foi determinado através da relação matemática descrita pela Equação 1.

$$VP = \frac{m_{saturado} - m_{seco}}{\rho_{\text{água salina}}} \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde, $m_{saturado}$ é a massa do *plug* saturado com água salina, m_{seco} é a massa do *plug* seco e $\rho_{\text{água salina}}$ a massa específica da água salina utilizada na saturação.

A porosidade (ϕ) foi calculada através da Equação 2, onde V_r é o volume do *plug* em cm³, e V_p é o volume poroso em cm³.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (\text{Eq. 2})$$

Procedimento de injeção

O procedimento de injeção foi adaptado de Rodrigues, 2013.

Os silos foram preenchidos com os fluidos de injeção e acoplados ao sistema. A borracha de viton foi lubrificada com um silicone apropriado e encaixada no *core holder*. Em seguida o *plug* saturado foi colocado dentro dele e ajustado pelos êmbolos de entrada e saída do *core holder*. Então o *core holder* foi fechado e iniciou-se o confinamento do *plug* com a injeção de água na lateral do *core holder* para que a borracha de viton vede as laterais do *plug* e evite caminhos preferenciais durante o procedimento de injeção dos fluidos.

Quando a pressão de confinamento atingiu 1.000 psi, e estabilizou, a uma temperatura constante de 60°C iniciou-se a corrida (procedimento de injeção e recuperação de óleo do sistema). Foram injetados os fluidos de recuperação numa vazão constante de 1mL.min⁻¹. Os fluidos utilizados no procedimento foram injetados na seguinte ordem: óleo, água de formação e solução ASP. Bastando ajustar as válvulas para determinar qual fluido seria injetado, evitando a queda de pressão do sistema.

As amostras foram coletadas em frascos de vidro previamente pesados e tampados posteriormente, em períodos de dez e nove minutos, o tempo de coleta foi determinada através da divisão do volume poroso por dois.

Procedimento de quantificação dos fluidos coletados

Para se calcular a fração aquosa e a fração oleosa que ficou retida e que foi recuperada do sistema, foram utilizados os seguintes procedimentos:

Cálculo das frações recuperadas dos sistemas

Os frascos foram destampados e pesados em balança de precisão com todas as frações coletadas. Com auxílio de pipeta Pasteur, a fração oleosa foi separada da fração aquosa, sendo esta última pesada. Por diferença obtém a massa da fração oleosa, segundo a Equação 3.

$$MASSA_{\text{fração oleosa}} = MASSA_{\text{total}} - MASSA_{\text{vazio}} - MASSA_{\text{aquosa}} \quad (\text{Eq. 3})$$

A fração oleosa foi multiplicada pela sua massa específica para obtenção do volume oleoso recuperado. Para calcular o Fator de Recuperação (FR) dividiu-se o volume oleoso recuperado pelo volume oleoso inicialmente retido no *plug*, como mostra a Equação 4.

$$FR = \frac{\text{Volume de óleo recuperado (ml)}}{\text{Volume de óleo inicial}} \times 100 \quad (\text{Eq. 4})$$

O volume de óleo retido ($Vol_{\text{óleo retido}}$) foi determinado pelo balanço de massa entre os fluidos, como mostrado pela Equação 5.

$$Vol_{\text{óleo retido}} = Vol_{\text{óleo injetado}} - Vol_{\text{óleo recuperado}} \quad (\text{Eq. 5})$$

Resultados e discussões

Características do petróleo

O petróleo extraído do Campo de Miranga (Pojuca/BA) no recôncavo baiano, apresentava-se visivelmente como um óleo viscoso, escuro, de textura líquida em temperatura ambiente. O óleo não sofreu nenhum tipo de tratamento prévio ou refino, ou seja, foi utilizado *in natura* (Tabela 3).

Tabela 3. Características do petróleo.

ENSAIO	PETRÓLEO
BSW (%)	<1
Densidade a 15,6°C	0,883
Grau API	24,1
Viscosidade 60°C	42 cP
Ponto de fluidez °C	20

Características da rocha reservatório (*plugs*)

Uma das variáveis mais importantes do sistema *core holder* são as características da amostra da rocha reservatório, chamada de *plug*. Tais amostras possuem características distintas e que podem influenciar no resultado do fator de recuperação de cada experimento realizado. A Tabela 4 mostra algumas características importantes dos *plugs*.

Tabela 4. Características dos *plugs* utilizados nas corridas.

VARIÁVEIS	Plug 1	Plug 2	Plug 3	Plug 4
Peso seco (g)	135,33	129,99	128,35	119,87
Peso molhado (g)	157,88	151,03	149,34	140,51
Comprimento (cm)	6,90	6,60	6,40	6,30
Diâmetro (mm)	36,70	35,50	35,70	35,00
Volume poroso (ml)	21,07	19,66	19,62	19,29
Porosidade (%)	28,87	30,09	30,63	31,83

Características da solução ASP

A Tabela 5 apresenta algumas características importantes referente a caracterização dos fluidos de recuperação utilizados nos experimentos.

Tabela 5. Características da solução ASP utilizada nas corridas.

VARIÁVEIS	ASP 1	ASP 2	ASP 3	ASP 4
Massa específica (g/cm ³)	1,09	1,10	1,07	1,03
Viscosidade (cP)	0,77	1,49	2,41	8,70
TIF (mN/m)	1,42	1,04	1,26	0,82

Avaliação do fator de recuperação

Através da Figura 2 é possível observar as frações totais recuperadas para cada corrida em termos de óleo original *in place*, bem como o que foi recuperado nas fases convencional e avançada. Nota-se que as produções de óleo na fase convencional para todas as corridas foram próximas, isso se deve ao fato de que a água salina sintética utilizada tanto na saturação do *plug* como na produção da

fase secundária apresenta as mesmas características nas 4 corridas, também por conta da proximidade nos valores medidos da porosidade em cada amostra da rocha. A corrida 1 foi a que menos recuperou petróleo com o fluido ASP, o que pode ser justificado pela maior TIF e menor viscosidade em relação as outas amostras do fluido de recuperação avançada. As corridas 2 e 3 apresentaram valores próximos de FR 53,37% e 48,79% respectivamente. A corrida 2 apresentou um TIF de 1,04 mN/m e uma viscosidade de 1,49 cp, já a corrida 3 teve uma TIF de 1,26 mN/m e uma viscosidade de 2,41 cp. É possível observar que apesar da corrida 3 apresentar maior viscosidade que a 2, a corrida 2 recupera um pouco a mais de petróleo. Isso pode ser justificado pela TIF que no caso da corrida 2 é menor, nesse sentido é possível afirmar que a TIF teve maior influência do que a viscosidade na recuperação do óleo.

A corrida 4 foi a que apresentou maior fração recuperada quando a recuperação de petróleo com a solução salina já não era mais efetiva, cerca de 65%. O fator de recuperação atingiu 96,01% do volume inicial de óleo. As concentrações da solução ASP propostas para essa corrida foram as maiores, com $0,045 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ de álcali, $1 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ de surfactante e $0,5 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ de polímero. Nesse caso o valor da TIF ($0,82 \text{ mN/m}$) foi o menor entre todas as corridas, e o valor da viscosidade ($8,70 \text{ cp}$) foi o maior entre todas as corridas. Esses valores justificam o melhor desempenho em termos de fator de recuperação. Nessas condições podemos afirmar que as concentrações mais elevadas da solução ASP propostas para a corrida 4 implicaram num maior fator de recuperação em comparação com as outras corridas que tiveram concentrações menores do fluido de recuperação.

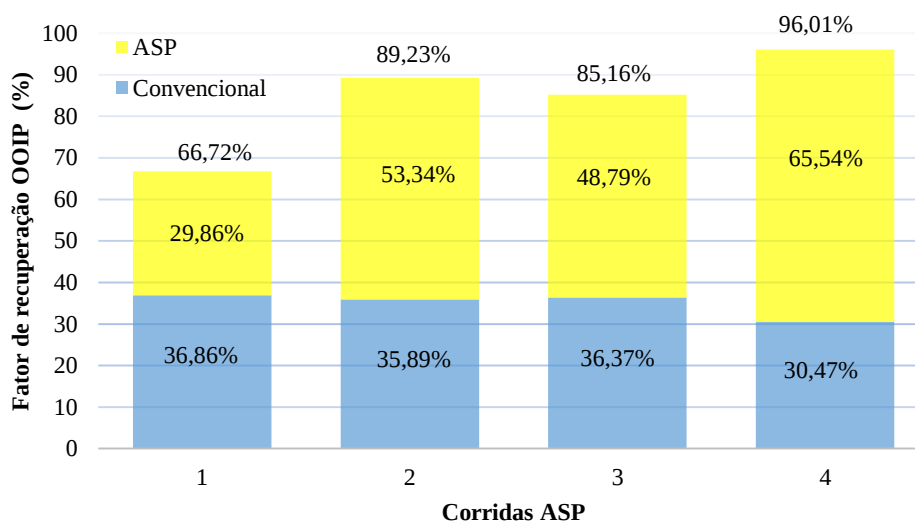


Figura 2. Fator de recuperação para as corridas 1, 2, 3 e 4.

Ao se comparar os dados do presente trabalho com outros métodos de recuperação, outros trabalhos laboratoriais e com as experiências relatadas na literatura, o resultado do trabalho aqui apresentado demonstra que a solução proposta na corrida 4 foi eficiente para recuperação avançada de óleo considerando as características do reservatório e do petróleo utilizado, demonstrando-se mais eficiente em termos de FR do que os resultados obtidos por Samanta et al. (2012) e Khan et al. (2009).

Samanta et al. (2012) no estudo comparativo sobre recuperação avançada de petróleo por surfactante alcalino e inundação de polímero, testaram diferentes concentrações dos componentes ASP onde o álcali utilizado foi o hidróxido de sódio (NaOH), o surfactante foi o dodecil sulfato de sódio (SDS) ($\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{SO}_4\text{Na}$) e o polímero foi a poliácridamida parcialmente hidrolisada. O óleo cru utilizado nos experimentos foi coletado do Campo de Petróleo de Ahmedabad (Índia), com viscosidade $50,12 \text{ mPa.s}$ a 45°C . As concentrações que apresentaram maior fator de recuperação foram 1% em peso de

álcalis, 0,2% em peso de surfactante e 2500 ppm de polímero, resultando numa recuperação de 33% do óleo original.

Khan et al. (2009) estudaram o mecanismo de interação entre álcali, surfactante e polímero e identificaram uma composição ótima da solução ASP através de experimentos de inundação do núcleo rochoso. Nesse trabalho utilizaram como álcali o hidróxido de sódio (NaOH) na concentração de 0,7% em peso, o surfactante foi o dodecil sulfato de sódio ($C_{12}H_{25}SO_4Na$) na concentração de 0,1% em peso e a poliacrilamida a 2000 ppm de concentração como polímero. O óleo utilizado no experimento foi o óleo diesel comercial com viscosidade de 4,2 mPa.s a 20°C, obtiveram uma recuperação de mais de 20% do óleo original (OOIP).

Conclusões

Os testes de injeção em meio poroso concluiu que a técnica de recuperação avançada, com a injeção de solução ASP, proposta neste trabalho, apresentou uma alternativa factível de ser aplicada. Esta técnica EOR demonstrou-se eficaz para reservatórios que apresentem características similares ao reservatório hipotético aqui estudado, sendo capaz de recuperar um volume de óleo de 65,54% após a aplicação da técnica de recuperação secundária, somando um total de aproximadamente 96%, na corrida 4, com as concentrações propostas de $0,045 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ de álcali, $1 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ de surfactante e $0,5 \text{ g.}(100 \text{ mL})^{-1}$ de polímero.

É importante ressaltar que o fator de recuperação (FR) com utilização da solução ASP, irá depender das características de cada reservatório e da concentração de cada agente da solução ASP, como foi relatado nos testes de injeção aqui propostos, onde a combinação de concentração da solução que apresentou melhor fator de recuperação foi o da corrida 4.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001

Referências

FERREIRA, G. F. D. **Recuperação de Petróleo Utilizando Microemulsões e Biossurfactante**. 150f. Dissertação de mestrado em Engenharia Química. Programa de Pós-graduação em engenharia química Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2016.

HATZIGNATIOU, D. G.; MORADI, H.; STAVLAND, A. Polymer flow through water-and oil-wet porous media. **Journal of Hydrodynamics, Ser. B**, v. 27, n. 5, p. 748-762, 2015.

KHAN, M.Y; SAMANTA, A; OJHA, K; MANDAL, A. Design of Alkaline/Surfactant/Polymer (ASP) Slug and its use in Enhanced Oil Recovery, **Journal of Petroleum Science and Technology**, v. 27, p. 1926–1942, 2009.

LIU, Q; DONG, M; ZHOU, W; AYUB, M; ZHANG, Y.P; HUANG, S. Improved oil recovery by adsorption–desorption in chemical flooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 43, n. 1, p. 75-86, 2004.

RODRIGUES, P. D. **Recuperação avançada de petróleo (EOR) por métodos químicos e dependência do tipo de glicerina bruta**. 100f. Programa de Pós-Graduação em Química. Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2013.

SAMANTA, A; BERA, A; OJHA, K; MANDAL, A. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 2, p. 67–74. 2012.

SAMANTA, A; BERA, A; OJHA, K; MANDAL, A. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 2, p. 67–74. 2012.

WANG, Z; YU, T; LIN, X; WANG, X; SU, L. Chemicals loss and the effect on formation damage in reservoirs with ASP flooding enhanced oil recovery. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 33, p. 1381-1389, 2016.