

**APLICAÇÃO DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE
PETRÓLEO EM ESCALA DE BANCADA UTILIZANDO UMA SOLUÇÃO
COMPOSTA POR ÁLCALI, SURFACTANTE E POLÍMERO**

**APPLICATION OF THE ADVANCED PETROLEUM RECOVERY METHOD
IN STAINLESS STEEL USING A SOLUTION COMPOSED BY ALKALI,
SURFACTANT AND POLYMER**

Alessandra Ribeiro Alves Pereira¹
Ronaldo Soares Saito²
Landson Soares Maques³

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo, demonstrar a eficiência da solução ASP (Álcali-surfactante-polímero) como fluido de recuperação, bem como identificar quais as propriedades físico-químicas inerentes a este fluido que permite classificá-lo como um fluido de recuperação com alto fator de varrido. Com o crescimento do nível de exploração dos campos ao redor do mundo, estudos sobre novas tecnologias que proporcionem o aumento do fator de recuperação e da rentabilidade dos campos maduros de petróleo são cada vez mais necessários. Os métodos de EOR (*Enhanced Oil Recovery*) são aplicados nesta fase de produção do campo, objetivando mobilizar o óleo residual. Foi realizado um experimento de recuperação avançada em um sistema *Holder*, onde foi possível acompanhar a passagem dos fluidos de injeção durante o experimento. Possibilitando determinar o fator de recuperação da solução ASP que foi de 22% após a aplicação do método convencional de recuperação secundária. De acordo com a literatura e com outros experimentos em laboratório e testes feitos em campo por diversos pesquisadores, o resultado do experimento do presente trabalho cumpriu com os objetivos de melhora nas eficiências de varrido e de deslocamento do óleo, demonstrando a eficiência do método de recuperação avançada utilizando a solução ASP.

Palavras-chave: Recuperação Avançada, Solução ASP, EOR.

ABSTRACT

The present work aims to demonstrate the efficiency of the ASP (Alkali-surfactant-polymer) solution as a recovery fluid, as well as to identify the physicochemical properties inherent to this fluid, which allows to classify it as a good recovery fluid. With the increasing level of field exploration around the world, studies on new technologies that increase the recovery factor and profitability of mature oil fields are increasingly needed. The EOR (*Enhanced Oil Recovery*) methods are applied at this phase of field production, aiming to mobilize the residual oil. An advanced recovery experiment was carried out in a *Holder* system, where it was possible to monitor the passage of the injection fluids during the experiment. It was possible to determine the recovery factor of the ASP solution that was 22% after the application of the conventional secondary recovery method. According to the literature and other laboratory experiments and field tests performed by several researchers, the results of the present experiment fulfilled the objectives of improving the efficiency of sweeping and oil displacement, demonstrating the efficiency of the recovery method Using the ASP solution.

Keywords: Advanced recovery, ASP Solution, Enhanced Oil Recovery.

¹ Graduada em Engenharia de Petróleo

² Graduado em Engenharia de Petróleo

³ Bacharel em Engenharia de Minas (UFBA) e Mestre em Geoquímica do Petróleo e Meio Ambiente (UFBA).

INTRODUÇÃO

No Brasil, após as descobertas nos campos do pré-sal, aumentou-se, ainda mais, a importância da exploração de petróleo em nosso país. Cujo o primeiro poço produtor foi descoberto na Bacia do Recôncavo em meados de 1939 no município de Lobato. Ainda com pouca tecnologia disponível, aproximadamente 100 campos foram descobertos e muitos ainda se encontram em produção nesta bacia sedimentar (CÂMARA, 2002). Atualmente esses campos encontram-se em estágio avançado de exploração, apresentando produção declinante e, alguns deles, podem estar próximos de seus limites econômicos, são os chamados campos maduros de petróleo. Entretanto, para que se amenize essa queda na produção são utilizadas técnicas de recuperação de petróleo.

As técnicas utilizadas para recuperar o óleo retido compreendem uma série de atividades multidisciplinares, envolvendo vários ramos das ciências e da engenharia, cujo desafio principal é aumentar o fator de recuperação (FR) a produção e a vida útil de campos produtores de petróleo (ALMEIDA, 2004).

O principal método utilizado consiste basicamente na injeção de água, chamado de método convencional de recuperação secundária ou simplesmente recuperação secundária de petróleo. Esse método possui vantagens sobre outros mecanismos de recuperação secundária, dada a água ser relativamente barata para se obter e para se injetar, além de funcionar bem no deslocamento do óleo de um reservatório (ROSA et al, 2006).

No entanto, em muitos casos, apenas a aplicação desse método não é suficiente para se recuperar o óleo residual existente no reservatório, sendo necessária então a aplicação do método de recuperação secundária especial que também é conhecido como recuperação terciária, ou ainda, recuperação avançada de petróleo.

Um ponto de partida lógico quando se discute a aplicação de recuperação avançada é o exame da recuperação secundária convencional, já que esta explica o porquê da necessidade e da ocasião ideal daquela aplicação. A recuperação secundária convencional fornece indicações também de como os vários métodos especiais de recuperação secundária devem ser projetados para produzir parte do óleo deixado no

reservatório após a recuperação convencional (ROSA et al, 2006). Segundo Rosa et al, (2006) a recuperação especial é aplicável a muitos dos campos de óleos existentes.

Os métodos especiais de recuperação podem ser caracterizados pela injeção de materiais normalmente estranhos aos presentes no reservatório e é designado para remediar a baixa eficiência da produção de hidrocarboneto (BORGES, 2009), (QUINTELLA, 2009). Com isso, o foco na produção do petróleo tem se voltado cada vez mais para os métodos especiais de recuperação.

O processo ASP (Álcali-Surfactante-Polímero), consiste na injeção de uma solução aquosa contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero. O método combina algumas das características dos métodos miscíveis, devido às presenças de substâncias alcalinas e de surfactantes na sua composição, com características da injeção de polímeros. As substâncias alcalinas e os surfactantes visam diminuir a tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado, reduzindo a saturação residual do óleo, aumentando com isso, a eficiência de deslocamento. O polímero, por sua vez, reduz a razão de mobilidades entre os fluidos, aumentando a eficiência de varrido, (ROSA et al, 2006).

Deve-se considerar que a exemplo dos métodos miscíveis e dos demais métodos químicos, o custo de um projeto de injeção ASP é geralmente alto e por isso requer um estudo geológico e de engenharia detalhado a respeito do reservatório candidato à aplicação do método. Testes de laboratório, utilizando amostras de testemunhos, devem ser realizados para se estimar o comportamento da recuperação de óleo com a injeção, obtendo assim a avaliação da melhor composição do fluido a ser injetado.

O presente trabalho visa apresentar, através da simulação experimental em testes de laboratório, simulando um micro reservatório em um sistema *Holder*, a eficiência técnica da aplicação do método de recuperação avançada com a injeção da solução ASP, em campos com parâmetros similares aos utilizados nos testes de fluxo em meio poroso.

MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia de pesquisa desenvolvida nesse trabalho foi composta basicamente por experimento em laboratório utilizando um sistema de injeção *core holder*, bibliográficas em livros, artigos, teses, monografias e dissertações. A seguir, a

metodologia e os equipamentos utilizados para a realização dos experimentos em escala de bancada serão apresentados.

SISTEMA DE INJEÇÕES CORE *HOLDER*

O sistema de injeções foi projetado para simular a recuperação avançada de petróleo em escala de bancada. É composto por:

- Estufa termostaticada;
- Dois *core Holders*;
- Três silos;
- Um transdutor de pressão;
- Duas bombas de HPLC;
- Dois manômetros;
- Tubos, válvulas, algumas vidrarias e conexões.

Estufa

A estufa com o objetivo de conter e acumular o calor no seu interior é de madeira e forrada por placas de alumínio e portas de madeira e vidro duplo. Possui um circulador, uma chapa aquecedora de ar e um termostato regulado para atuar a uma temperatura de $60^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$.

HOLDERS

Os *holders* foram confeccionados predominantemente em aço inox e compostos das seguintes partes: corpo principal, porta, êmbolo da porta, êmbolo da saída e borracha de viton.

Silos

Os silos são de alumínio (corpo principal) e fibra de vidro (êmbolo). Armazenam os fluidos que serão injetados durante as simulações de recuperação avançada. São acoplados às conexões que saem da bomba em sua porção inferior e as conexões que vão para o holder pela parte superior.

Transdutor de pressão

O transdutor de pressão indica a diferença de pressão do sistema. É usado para fornecer a pressão em (psi) e conseqüentemente, no cálculo de permeabilidade dos fluidos.

Bomba HPLC

As bombas de HPLC injetam água destilada nos *holders* para fazer o confinamento dos testemunhos e operam junto aos silos na injeção dos fluidos.

Manômetros

Os manômetros indicam a pressão de confinamento dos testemunhos nos holders. Trabalham numa pressão de 1000 psi.

Válvulas, Conexões e Tubos

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

AQUISIÇÃO DOS DADOS

Plug

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-SP. Na figura 5 é demonstrada a amostra do plug.

Figura 1 - Amostra do Plug utilizado.



Fonte: Autoria própria, 2016

O plug é cortado, o corte é feito para ele se adequar no Holder utilizado para o experimento, o seu comprimento foi medido com uma régua. A sua permeabilidade foi calculada durante o experimento, que será relatada nos próximos tópicos.

PROCEDIMENTO PARA SATURAÇÃO DO PLUG

Filtragem da água de formação

O objetivo dessa etapa é filtrar a água de formação e, logo após, colocá-la no kitassato para o procedimento de desaeração. Os materiais necessários para realizar esse procedimento são: funil, suporte para o funil, garra, papel de filtro, Becker, kitassato e mangueiras.

Desaeramento da água de formação

Para efetuar o procedimento chamado de desaeramento, liga-se o agitador e a bomba à vácuo, e quando se verifica que a água de formação não mais está borbulhando no kitassato, desliga-se o sistema. Os materiais necessários para realizar esse procedimento são: agitador, baqueta, bomba a vácuo, trape, gelo, cloreto de sódio, marreta; bacia., parafilme, mangueira de silicone, placa de petri e kitassato.

Saturação do plug

Desconecta-se a mangueira do kitassato. Retira-se a água desaerada por fator comunicante usa-se uma mangueira preenchida com água comum. (A 1ª água que saiu

da mangueira é descartada). Em seguida, coloca-se um lado da mangueira imerso na água desaerada do kitassato e o outro lado da mangueira no Becker a fim de preencher e cobrir os plugs até 2 cm. Coloca-se o testemunho e mantém-se até encher por fator comunicante. Os materiais necessários para realizar esse procedimento são: testemunho seco pesado (plug), e balança (que tenha um valor limite de aproximadamente 500g).

Cálculo do volume poroso

Após o procedimento de saturação, pesa-se novamente o plug e de acordo com os dados obtidos através dos procedimentos já mencionados o volume poroso pode ser determinado.

Procedimento de injeção no holder

Os silos são preenchidos com os fluidos de injeção e acoplados ao sistema. A borracha de viton é lubrificada com um silicone apropriado e encaixada no holder. Em seguida o plug saturado é colocado dentro dele e ajustado pelos êmbolos de entrada e saída do holder. Só então o holder é fechado e inicia-se o confinamento do plug com a injeção de água na lateral do 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 atinge 1000 psi, interrompe-se a injeção de água para confinar e passa-se a injetar água de formação na entrada do holder, para se calcular a permeabilidade relativa da água no sistema.

Para o cálculo, a água é injetada pelo conjunto bomba-silo nas vazões de 4mL/min, 3,5mL/min, 3mL/min, 2,5mL/min, 2mL/min, 1,5mL/min e 1mL/min para obtenção da diferença de pressão, fornecida pelo transdutor.

Após o cálculo da permeabilidade dá-se início a corrida (procedimento de injeção e recuperação de óleo do sistema). São injetados os fluidos de recuperação numa vazão constante de 1mL/min. Os fluidos utilizados no procedimento são injetados na seguinte ordem: óleo, água de formação e Solução ASP. Basta ajustar as válvulas para determinar qual fluido será injetado, evitando queda de pressão do sistema.

As amostras são coletadas em períodos de dez e/ou vinte minutos, tendo em vista que são os primeiros testes, em frascos de vidro previamente pesados e tampados posteriormente.

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, são utilizados os seguintes procedimentos:

Cálculo das frações recuperadas dos sistemas

Os frascos são destampados e pesados em balança de precisão com todas as frações coletadas. Com auxílio de pipeta pasteur, a fração oleosa é separada da fração aquosa, sendo esta última pesada. Por diferença obtém a massa da fração oleosa:

$$\text{Peso}_{\text{fração oleosa}} = \text{Peso}_{\text{total}} - \text{Peso}_{\text{vazio}} - \text{Peso}_{\text{aquosa}}$$

A fração oleosa é multiplicada pela densidade para obtenção do volume oleoso recuperado. Para calcular o fator de recuperação divide-se o volume oleoso recuperado pelo volume oleoso retido no plug.

Materiais utilizados

As características e concentrações dos fluidos utilizados nos testes de injeção são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Descrição dos fluidos utilizados.

Fluido	Agente	Concentração
Petróleo (Miranga)	Petróleo cru	200 mL
Solução ASP	Álcali (NaOH)	7g
	Surfactante (SDS)	20g
	Polímero (Goma Xantana)	2g
Polímero	NaCl à 25°C	100000 ppm

Fonte: Autoria própria, 2016

O petróleo utilizado foi extraído do Campo de Miranga (Pojuca/BA) visualmente apresentava-se como um óleo viscoso, escuro, de textura sólida em temperatura ambiente, classificado como petróleo parafínico. O óleo não sofreu nenhum tipo de tratamento prévio ou refino.

Os agentes químicos utilizados nos experimentos laboratoriais são as versões comercialmente disponíveis de álcali, surfactante e polímeros.

A Água de formação foi produzida no laboratório preparando-se uma solução salina de 100.000 ppm de NaCl à 25°C.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para obtenção dos resultados foi realizado o teste de injeção no sistema *holder*. Os fluidos foram injetados seguindo a sequência, petróleo, água de formação e solução ASP.

Uma das variáveis mais importantes do sistema *holder* são as características da amostra rochosa utilizada como material reservatório, chamada de plug, tais amostras possuem características distintas e que podem influenciar no resultado final do fator de recuperação de cada experimento realizado. O plug utilizado para este experimento foi coletado no afloramento de Botucatu-SP. A Tabela 2 mostrada a seguir, apresenta os parâmetros utilizados no teste de injeção.

Tabela 2 - Parâmetros utilizados para o experimento da solução ASP.

Óleo	Campo de Miranga
°API à 60°C	38,9
Viscosidade do óleo à 60°C	40,2 cp
Água de formação	100000 ppm NaCl à 20°C
Viscosidade da água à 60°C	0,52 cp
Fluido injetado	Solução ASP
Viscosidade da Solução ASP à 60°C	1,43 cp
Comprimento (cm)	6,7
Diâmetro (mm)	37,4
Peso da Rocha (g)	145,3
Volume poroso	17,97
Temperatura °C	60
Vazão constante (mL/min)	1
Vol. de entrada da água (mL)	220
Vol. de entrada do óleo (mL)	200
Vol. de entrada da Solução ASP (mL)	100

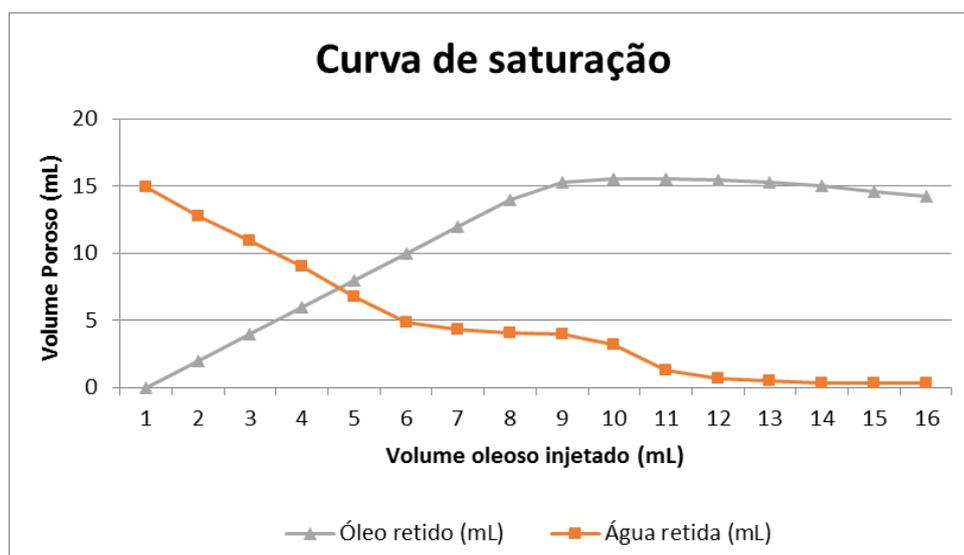
A curva de saturação informa como se dá o processo de saturação do petróleo no plug utilizado, (anteriormente saturado com água desaerada) podendo variar de acordo com a amostra utilizada. Os dados obtidos na saturação do plug, bem como a curva de saturação obtida são mostrados na Tabela 3 e no Gráfico 1.

Tabela 3 - Dados do procedimento da saturação do plug.

Tempo (s)	Injetado de óleo (mL)	Acumulado injetado de óleo (mL)	Saiu de água (mL)	Água retida (mL)	Saiu de óleo (mL)	Óleo retido (mL)
0	0	0	0	14,95	0	0
120	2	2	2,2	12,75	0	2
240	2	4	1,8	10,95	0	4
360	2	6	1,9	9,05	0	6
480	2	8	2,3	6,75	0	8
600	2	10	1,9	4,85	0,3	10
720	2	12	0,5	4,35	2,3	11,7
840	2	14	0,3	4,05	2,2	11,4
960	2	16	0,1	3,95	2,3	11,2
1080	2	18	0,8	3,15	2	10,9
1200	2	20	1,9	1,25	2,3	10,9
1320	2	22	0,6	0,65	2,2	10,6
1440	2	24	0,2	0,45	2,3	10,4
1560	2	26	0,1	0,35	2,2	10,1
1680	2	28	0	0,35	2,2	9,9
1800	2	30	0	0,35	2,5	9,7
1920	40	40	0	0,35	10	17,2
1920	40	40	14,6	2,11	32,8	17,2

Fonte: Autoria própria, 2016

Gráfico 1 - Curva de saturação.



Fonte: Autoria própria, 2016

Pode-se observar que o volume retido de água diminuiu à medida que o volume de óleo aumentou, entretanto, a água retida não é totalmente retirada do plug restando cerca de 2,11mL de água retida. A Tabela 4 e a Gráfico 2 mostram os volumes dos fluidos injetados e produzidos.

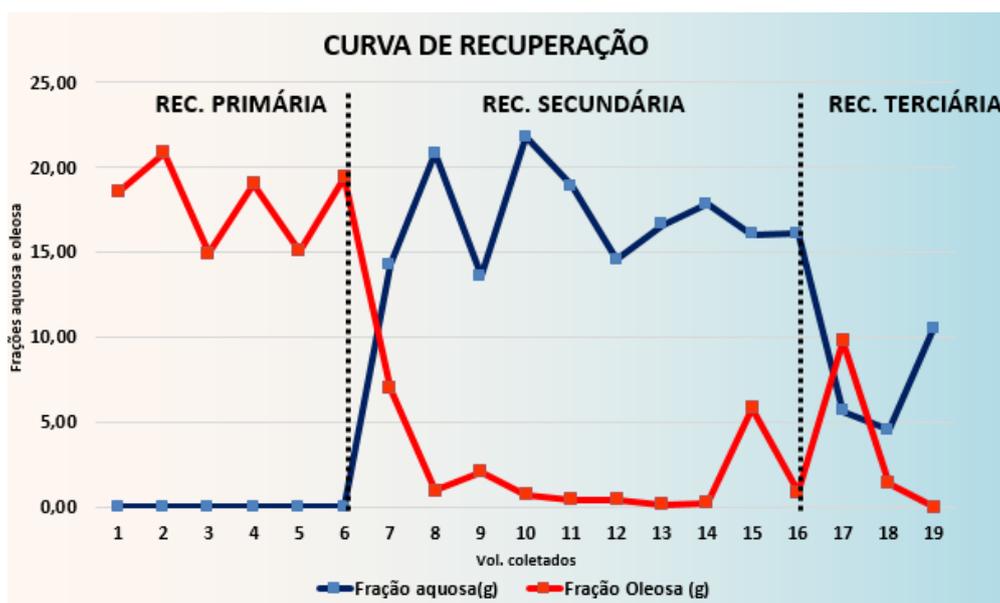
Tabela 4 – Dados do experimento.

Amostra	Peso total do frasco (g)	Frasco vazio (g)	Óleo + Água (g)	Fração aquosa (g)	Fração oleosa (g)
1	68,8	50,26	18,54	0	18,54
2	71,11	50,23	20,88	0	20,88
3	64,97	50,02	14,95	0	14,95
4	69,6	50,55	19,05	0	19,05
5	65,8	50,71	15,09	0	15,09
6	69,47	50,05	19,42	0	19,42
7	71,7	50,40	21,30	14,28	7,02
8	72,07	50,27	21,80	20,84	0,96
9	66,04	50,35	15,69	13,58	2,11
10	72,30	49,8	22,50	21,77	0,73
11	69,67	50,33	19,34	18,88	0,46
12	65,66	50,65	15,01	14,57	0,44
13	66,49	49,66	16,83	16,65	0,18
14	68,51	50,40	18,11	17,85	0,26
15	72,81	50,90	21,91	16,05	5,86
16	67,14	50,15	16,99	16,11	0,88
17	65,98	50,56	15,42	5,64	9,78
18	56,03	50,07	5,96	4,53	1,43
19	60,77	50,25	10,52	10,52	0,00
Recuperação primária		Recuperação secundária		Recuperação. avançada com ASP	

Fonte: Marques, 2016

Através da curva de recuperação, mostrada na Gráfico 2, é possível observar que, conforme a injeção de água se processa o volume de óleo recuperado diminui, chegando a níveis recuperação próximos de zero. Após a injeção da solução ASP observa-se um novo aumento no volume recuperado, pois ao injetar a solução o reservatório reaquece, indicando que a mistura de Álcali, Surfactante e Polímero consegue recuperar quase todo o óleo remanescente no reservatório após a recuperação secundária.

Gráfico 2 - Curva de recuperação.



Fonte: Autoria própria, 2016

A Tabela 5 mostra a distribuição total dos volumes dos fluidos produzidos e o fator de recuperação (FR) alcançado no teste de injeção dos fluidos. Nota-se que o fator de recuperação alcançado com a mistura de Solução ASP foi de 22% quando a recuperação de petróleo com a solução salina já não era mais efetiva. Nota-se ainda que o volume de solução ASP utilizado é menor do que o volume de solução salina, indicando a necessidade de um volume menor na recuperação com a solução ASP. A recuperação total alcançada foi de 97%.

Tabela 5 – Fator de recuperação.

Fluido	Injetado (mL)	Sobrou de petróleo (mL)	Saiu oleoso (mL)	Saiu de aquoso (mL)	Recuperação Oleosa (mL)
Petróleo	200	59,77	136,93	n/d	n/d
Água	220	14,69	45,08	154,65	75%
ASP	100	1,50	13,19	18,76	22%
Total			195,20		97%

Fonte: Marques, 2016

Apesar das dificuldades de implementação, devido não somente as questões econômicas como também ambientais, os estudos para se aplicar os métodos de recuperação avançada, tal como a solução ASP, serão de suma importância, para que se possa explorar o máximo de petróleo residual dos reservatórios, pois a agência internacional de energia IEA (International Energy Agency), prevê que futuramente o

petróleo continuará sendo a principal fonte de energia dentro da matriz energética mundial.

CONCLUSÃO

Mesmo que historicamente, as técnicas de recuperação avançada por injeção de agentes químicos tivessem apresentado uma diminuição, em sua aplicação, devido ao seu elevado custo e sua dificuldade de implementação, o teste de fluxo 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 economicamente, pois esta técnica EOR demonstrou-se eficaz para estimulação de reservatórios que apresentem características similares ao reservatório hipotético aqui estudado, sendo capaz de recuperar um volume de óleo em 22% após a aplicação da técnica de recuperação secundária, somando um total de 97%. O fenômeno ainda confirma que o volume injetado de solução ASP foi suficiente e eficiente para estimular o reservatório, não restando resíduos visíveis desse composto na amostra de água produzida.

É importante ressaltar que, ao se comparar os dados do presente trabalho com resultados coletados em campo, outros trabalhos laboratoriais e com as experiências relatadas na literatura, o resultado do trabalho aqui apresentado, demonstra que o fator de recuperação (FR) ao se injetar a solução ASP, irá depender das características de cada reservatório e da concentração de cada agente da solução ASP. A injeção da solução ASP aumenta a recuperação de óleo através de dois mecanismos principais: aumento da viscosidade da solução de deslocamento para melhorar a eficiência de varrimento usando polímero e reduz a tensão interfacial entre o óleo e a água (IFT) para um valor muito baixo, suficiente para melhorar a eficiência de deslocamento do nível de poros através do efeito sinérgico do surfactante e do álcali. Testes de campo e estudos laboratoriais mostraram que a aplicação da solução ASP é mais eficiente do que a injeção de cada componente separadamente, como injeção alcalina, surfactante ou polímero.

É sugerido para análises futuras, um estudo sobre o tratamento do reservatório que após aplicação da solução ASP ou de qualquer outra substância química podem

sofrer danos na formação ou na sua composição, por isso deve ser feita uma análise para efetuar a limpeza do reservatório após o procedimento de injeção desse tipo de fluido.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, A.S.; **Seminário recursos energéticos do Brasil: petróleo, gás, urânio e carvão**, Clube de Engenharia - Rio de Janeiro, 2004, 1-48p.

BORGES, S.M.S.; **Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) com a Utilização da Glicerina Bruta (GB) co-produto da produção de Biodiesel**, Dissertação de mestrado. Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2009, 1-92p.

CÂMARA, R.J.B.; ROCHA, P.S., FERREIRA, L.E.A.; **Campos maduros de petróleo – Definição para efeitos regulatórios** - Universidade Salvador (Unifacs). Salvador, 2002, 1-9p.

MARQUES, L.; **Aplicação em escala de bancada do método de recuperação secundária de petróleo do campo de Quiambina, utilizando a água produzida**, Trabalho de conclusão de curso. Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais, 2011.

OLAJIRE, A. A.; **Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and Challenges**. Energy, v. 77, p. 963982, 10 jul. 2014.

QUINTELLA, C.M., RIBEIRO, V.C., RODRIGUES, P.D., CARVALHO, C.T., ARAGÃO, L.S., GONÇALVES, O. CERQUEIRA, G.S., COSTA NETO, P.R.; **Utilização de glicerina bruta (GB) e de solução de alcalino-surfactante-polímero (ASP) em recuperação avançada de petróleo (EOR)**, Sociedade Brasileira de Química (SBQ) 2009, 1-1p.

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

VIANNA, I.G.P.; **Injeção de Diferentes Polímeros na Simulação de Produção de um Reservatório**, Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.