

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação da Injeção de Bancos de Gradação Polimérica para Reservatórios de Óleo Pesado: Uma Abordagem Experimental

AUTORES:

Victor Augusto Kolhs Cattani, Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

INSTITUIÇÃO:

Divisão de Engenharia de Petróleo, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica,
Universidade Estadual de Campinas

Avaliação da Injeção de Bancos de Gradação Polimérica para Reservatórios de Óleo Pesado: Uma Abordagem Experimental

Abstract

The high demand for energy and the depletion of conventional oil reservoirs are factors that have been continuously collaborating to the investigation of recovery methods to produce heavy oil. In this context, polymer flooding has been presenting excellent results when compared to traditional methods, such as waterflooding. One of main polymer injection techniques is the process known as graded viscosity slugs. This process consists of the injection of successive small slugs of decreasing viscosity. Thus, besides to reduce injected polymer mass, graded viscosity slugs process avoid to an abrupt transition between a high concentrated polymer slug and drive water. This technique prevents strong viscous fingerings. Aiming to control viscous fingering among the slugs during the graded viscosity process, Claridge (1978) developed a method to determine the slugs size. For this, Claridge (1978) applied the K-factor method, developed by Koval (1963), repeatedly for each viscosity zone. Using the model developed by Claridge (1978), this paper looked over, on an experimental scale, the graded viscosity process comprising the injection of subsequent less concentrated polymer banks for heavy oil recovery. The results were compared to waterflooding by some relevant variables: oil recovery factor and cumulative water-oil ratio. In order to represent the waterflooding and the graded viscosity process, a displacement test at 40°C was performed, using a high permeable (5000 mD) outcrop cylindrical samples, from Botacatu Formation. During the runs, the following fluids were used: oil-kerosene mixture- 240.6 cP; brine – 0.68 cP; Floopam 5115 SH solutions of 24.3 cP and 12.6 cP at 7,81 s⁻¹. The test protocol was performed as follows: 1° Water Flooding; 1° Oil Injection; 2° Water Flooding – representing the oil recovery by waterflooding; 2° Oil Injection; Injection of Graded Polymer Slugs – representing the enhanced oil recovery process. The oil recovery factors obtained through graded polymer slugs injection were greater than waterflooding along all process, where the most meaningful differences occurred until the injection of three pore volumes. Furthermore, a reduction in cumulative water oil ratio was observed, thus corroborating with the efficiency of this method for the reservoir conditions represented by the experiment.

Introdução

A alta demanda por energia associada à depleção de reservatórios convencionais têm contribuído para a investigação de métodos de recuperação, economicamente e tecnicamente viáveis, que visem à produção de reservatórios de óleo pesado. Métodos térmicos têm apresentado excelentes índices de produtividade para reservatórios de óleo pesado, entretanto, sua aplicação é limitada por aspectos técnicos, econômicos e ambientais (Saborian-Jooybari *et al*, 2016). Uma das principais restrições refere-se às perdas de calor. Seja devido à localização marítima ou à pequena espessura do reservatório, usualmente menor do que 10m no caso de algumas formações de óleo pesado (Saborian-Jooybari *et al*, 2016; Zhao & Gates, 2015). A injeção de água, por sua vez, caracteriza-se por apresentar fatores de recuperação baixos para este tipo reservatório. Isto, deve-se fundamentalmente à razão de mobilidade M (Equação 1) desfavorável entre a água e o óleo, decorrente da grande diferença entre as viscosidades dos fluidos.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \times \mu_o}{k_o \times \mu_w} \quad (\text{Equação 1});$$

onde k_w é a permeabilidade efetiva à água; μ_o – viscosidade do óleo; k_o – permeabilidade efetiva ao óleo; μ_w – viscosidade da água; λ_o – mobilidade do óleo; λ_w – mobilidade da água.

Essa alta razão de mobilidade faz com que a frente de deslocamento seja instável, o que leva ao desenvolvimento de um processo chamado digitação viscosa (Saboorian-Jooybari *et al*, 2016). A digitação viscosa é prejudicial pois resulta em uma baixa eficiência de varrido areal e vertical.

À frente dessas problemáticas, a injeção de polímeros tem surgido como uma excelente alternativa, pois promove uma redução da razão de mobilidade no meio poroso. Essa razão de mobilidade menor, por sua vez, resulta em uma melhora na eficiência de varrido areal e vertical (Sorbie, 1991).

Em vistas de tentar reduzir a quantidade de polímero injetado enquanto se mantém os benefícios da injeção de polímeros, aplica-se o processo de injeção de bancos de gradação polimérica, ou gradação viscosa (Stonerbeger & Claridge, 1988). Esta é uma das principais técnicas de injeção de polímeros no campo. Esse processo consiste na injeção de bancos de solução polimérica com viscosidades gradativamente menores ao longo do meio poroso (Claridge, 1978). Tal metodologia de injeção evita uma transição abrupta de viscosidades, entre um banco polimérico altamente concentrado e água de injeção subsequente, evitando assim digitações viscosas mais intensas (Stonerberger & Claridge, 1978).

Apesar da injeção de água apresentar uma razão de mobilidade desfavorável quando aplicada a reservatórios de óleo pesado, alguns projetos da injeção de água neste tipo de reservatório são considerados bem-sucedidos, apresentando incrementos de recuperação de até 20% (Saboorian-Jooybari *et al*, 2016).

À vista disso, este trabalho tem como objetivo realizar uma análise comparativa entre a injeção de bancos de gradação polimérica e a injeção de água para recuperação de óleo pesado. Na injeção dos bancos de gradação viscosa foram utilizados dois bancos poliméricos seguido da injeção de água. Esta análise comparativa baseou-se em parâmetros fundamentais para a avaliação de métodos de recuperação, tais como: Fator de Recuperação (FR) e Razão Água-Óleo Acumulada (RAO).

Metodologia

Primeiramente é apresentada uma metodologia para definição do tamanho dos bancos de solução polimérica durante o processo de gradação viscosa. Em sequência são abordados a preparação dos fluidos e a seleção das amostras de rocha. Por fim é apresentado o protocolo de teste.

Definição de Bancos de Polímeros para Injeção

Claridge (1978) desenvolveu um modelo com intuito de estabelecer o tamanho dos bancos durante um processo de gradação viscosa a fim de controlar as digitações viscosas entre os bancos. O desenvolvimento deste modelo se dá em um ponto específico do processo, denominado ponto de modelagem. Claridge (1978) partiu da simplificação de que este ponto é atingido quando todos os fluidos móveis iniciais foram deslocados do reservatório, do ponto de injeção até a frente de polímero. De acordo com o autor, caso o óleo móvel tenha sido deslocado por uma frente instável ($M > 1$), as digitações entre o primeiro banco e o óleo já atingiram o final do sistema. Assim, a razão de mobilidade (M_0) entre o primeiro banco e o óleo deve ser levada em conta no cálculo do volume do primeiro banco.

Outra simplificação é de que, no ponto de modelagem, as zonas de digitação ocorrem à justante e à montante de cada banco intermediário e não interagem entre si. A Figura 1 exemplifica o modelo de Claridge (1978), composto de 5 bancos em um sistema linear no ponto de modelagem.

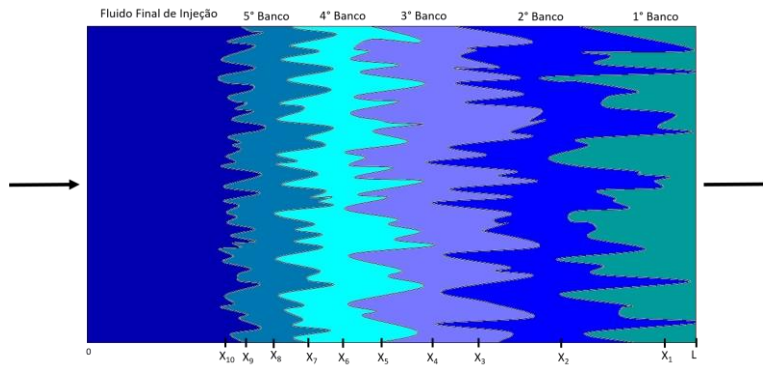


Figura 1: Exemplo do processo de graduação de viscosa, com 5 bancos, no ponto de modelagem (Adaptado de Claridge, 1978)

A partir destas simplificações para o ponto de modelagem, o fator K, elaborado por Koval (1963), pode ser aplicado para cada zona de digitação. Koval (1963), propôs uma maneira de representar deslocamentos miscíveis instáveis através das equações de Buckley-Leverett. Para tal, o autor desenvolveu uma relação empírica a fim de corrigir a razão de viscosidade na equação de fluxo fracionário. Esta relação empírica, conhecida como fator K, é expressa pela equação 2.

$$K = H \times E \quad (\text{Equação 2})$$

Onde H representa os efeitos da heterogeneidade do meio poroso e E é a razão de viscosidade efetiva, a qual leva em conta a viscosidade do fluido contido na zona de digitação, resultante da mistura entre o fluido deslocado e deslocante, e o fluido deslocado. Koval (1963), a partir de uma equação de mistura, obteve uma relação para E em função da razão de viscosidade (V) entre o fluido deslocado e o fluido deslocante (Equação 3).

$$E = (0.78 + 0.22 \times V^{\frac{1}{4}})^4 \quad (\text{Equação 3})$$

Em outra simplificação, Claridge (1978) considerou o parâmetro H como sendo igual a 1, ou seja, o meio poroso no ponto de modelagem é totalmente homogêneo. Assim o fator K é somente função da razão de viscosidade efetiva. A partir dessas simplificações, Claridge (1978), obteve uma formulação para determinar o tamanho de cada banco no processo de graduação viscosa (Equação 4).

$$V_{pm} = \frac{(K_m \times (K_m \times K_{m-1} - 1))}{(K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \dots K_m)^2} \quad (\text{Equação 4})$$

onde V_{PM} é a fração de volume poroso referente ao volume de um banco em específico no processo de graduação viscosa.

Devido às particularidades de cada sistema, o fator K pode apresentar uma formulação diferente daquela dada por Koval (1963), principalmente no que concerne à razão de viscosidade efetiva. A equação utilizada por Koval (1963) para determinar E pode resultar em valores incorretos para injeção de bancos de graduação polimérica. A relação de viscosidade/composição entre as soluções poliméricas difere da utilizada por Koval (1963), na qual o autor avaliou deslocamento miscíveis sob condições de mistura decorrente da difusão molecular. De acordo com Ligthelm (1988), a mistura das soluções poliméricas *in situ* é regida por dispersão convectiva ao invés de difusão molecular já que o coeficiente de difusão molecular das soluções polimérica é baixo.

Diante disso, Ligthelm (1988) levantou experimentalmente valores para o fator K a partir de deslocamento de bancos poliméricos e os comparou com diferentes modelagens para o mesmo fator. Como resultado, o autor chegou a uma nova formulação para K (Equação 5).

$$K = \sqrt{V}$$

(Equação 5)

Fluidos

Soluções salinas de 20.300 ppm de Iodeto de Sódio (NaI) foram preparadas de modo a representar a água de injeção para a recuperação óleo e a água de formação. Além disso, as soluções salinas também foram utilizadas no preparo das soluções poliméricas. As soluções salinas apresentaram uma viscosidade de 0.68 cp na temperatura do teste (40°C).

Com intuito de simular um reservatório de óleo pesado, a escolha da viscosidade do óleo nas condições de reservatório foi considerada 240 cP na temperatura do teste (40°C). Para se atingir esta viscosidade alvo foi realizada uma mistura de óleo (GEARMO3200) com querosene.

O polímero utilizado para a preparação da solução polimérica foi o Floppam 5115 SH, fornecido pela SNF Floerger. A solução polimérica foi preparada com base na API-RP-63 (1990). A viscosidade das soluções utilizadas, na temperatura do teste (40°C), para os bancos I e II foram de 24.3 e 12.6 cP a 7,8 s⁻¹. As concentrações das soluções poliméricas utilizadas para os bancos I e II foram de 1850 e 1250 ppm, respectivamente.

Amostras

Foi selecionado um arenito altamente permeável provindo de afloramentos da formação Botucatu (Bacia do Paraná). Conforme apresenta a Tabela 1, a permeabilidade da amostra foi medida ao gás e à solução salina. A medida de porosidade foi levantada em um porosímetro a gás e a amostra apresentou uma porosidade de 30%. A Tabela 1 apresenta as principais características da amostra utilizada no teste de deslocamento.

Tabela 1: Principais Parâmetros da Amostra Utilizada

Parâmetros	Valores
Comprimento (cm)	26.7
Diâmetro	3.72
Porosidade	30%
Permeabilidade ao Gás Corrigida (mD)	5665.2
Permeabilidade à Água (mD)	5414.8

Protocolo Experimental

O esquema representado pela Figura 2 apresenta a sequência cronológica de como o teste de deslocamento foi conduzido.



Figura 2: Diagrama Esquemático das Principais Etapas do Teste de Deslocamento

Conforme apresentado pela Figura 2, o teste inicia-se com a etapa denominada primeira embebição. Nesta etapa, solução salina é injetada no meio poroso sob diferentes vazões visando determinar a permeabilidade à água. A vazão utilizada nas outras etapas foi de 0.4 cm³/min.

Após isso, na primeira drenagem, óleo é injetado continuamente na amostra, produzindo água até que se atinja a saturação de água irreduzível. Esta condição foi alcançada após a injeção de aproximadamente 7 volumes porosos. A condição apresentada pela amostra após esta etapa é semelhante à condição inicial de um reservatório no campo.

Em seguida, é realizada a segunda embebição, esta etapa caracteriza-se pela injeção de solução de salina a fim de representar a recuperação convencional através da injeção de água. Foram injetados cerca de 20 volumes porosos a fim de garantir que todo o óleo móvel da amostra fosse produzido. Ao longo desta etapa, o volume dos efluentes foi coletado em provetas graduadas. Variáveis como fator de recuperação e razão água óleo foram obtidas após balanço volumétrico e mássico para esta etapa.

A segunda drenagem é realizada com objetivo de reestabelecer a situação que representa a condição inicial do reservatório. Similarmente à primeira, foram injetados aproximadamente 7 volumes porosos.

Novamente na condição de água irreduzível, injetou-se solução polimérica a fim avaliar a eficiência deste método de recuperação no início da vida produtiva de um reservatório. O volume de solução polimérica injetada para cada um dos bancos baseou-se no modelo de Claridge (1978). Assim sendo, utilizando a equação 4, definiu-se que as frações de volume poroso injetados para o banco I e II seriam em torno de 9.9 e 0.6, respectivamente.

Conforme indica Seright (2016), os campos que utilizam o processo de gradação viscosa com bancos poliméricos têm injetado polímero até uma quantidade equivalente a um volume poroso. Assim o volume encontrado para o banco I, em uma situação de campo, é inviável. A par disto, decidiu-se que a fração de volume poroso referente ao banco I deveria ser reduzida a valores mais condizentes com o campo. Sendo então estabelecido que o banco I deveria ter um volume equivalente a 30% do volume poroso. Após a injeção dos bancos, injetou-se um volume de solução salina igual a 14.1 volumes porosos.

Resultados e Discussão

Conforme apresenta a Figura 3, a injeção dos bancos de gradação polimérica resultou em fatores de recuperação maiores do que a injeção de água ao longo de todo o teste. As diferenças mais significativas entre os métodos ocorreram ao longo dos três primeiros volumes porosos (Figura 3). Também foi constatado que o maior incremento de recuperação ocorreu no momento da irrupção da solução polimérica, sendo esta igual a 20.5%.

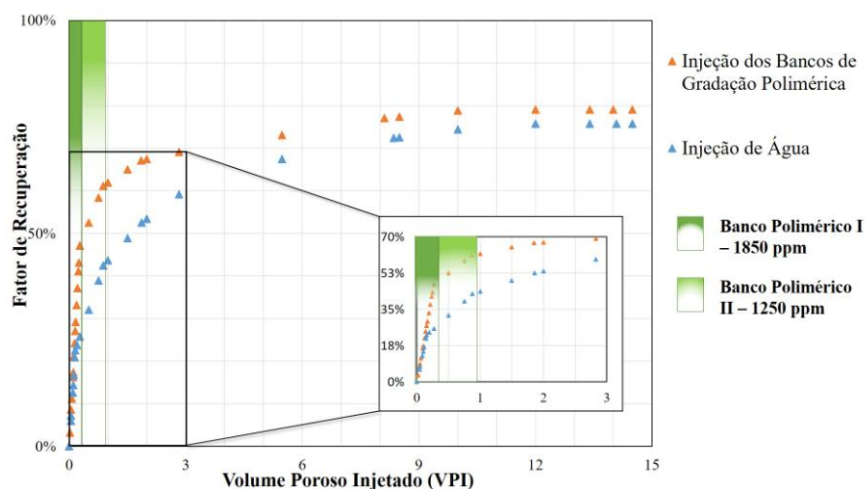


Figura 3: Fator de recuperação pelo volume poroso injetado - Injeção de Água e injeção de bancos de gradação polimérica.

Os valores de razão água óleo acumulada associados à injeção de bancos de gradação polimérica apresentam-se maiores quando comparado à injeção de água a partir do terceiro volume poroso injetado (Figura 4). Esta inversão no comportamento das curvas deve-se ao fato de que o volumes de óleo na amostra ao início de ambos os métodos de recuperação eram consideravelmente diferentes. Enquanto que no processo de gradação viscosa o volume de óleo era igual 60,2 cm³, na injeção de água tal volume era equivalente a 50,1 cm³.

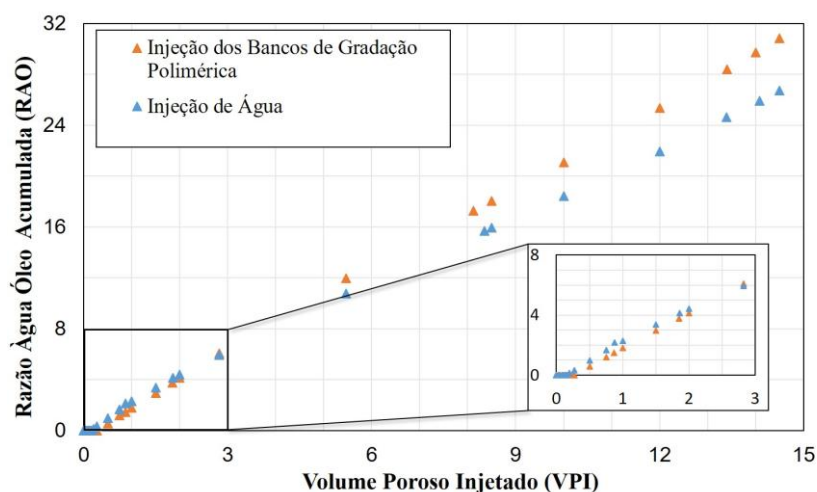


Figura 4: Razão água óleo acumulada pelo volume poroso injetado - injeção de água e injeção de bancos de gradação polimérica

Embora a simples análise do RAO aparente uma ineficiência atrelada ao processo de gradação viscosa, o melhor desempenho deste processo de recuperação avançada pode ser visto pela Figura 5. A Figura 5 aponta que, para FR equivalentes, obtiveram-se maiores RAO durante a injeção de água quando comparada à injeção dos bancos de gradação polimérica.

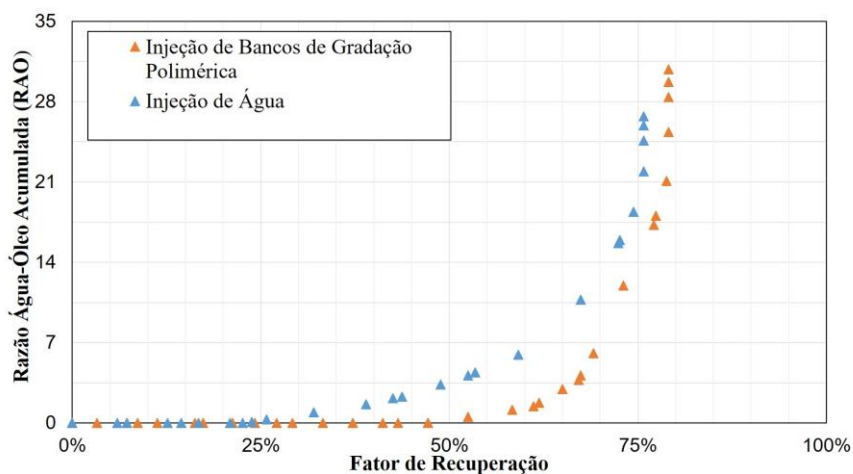


Figura 5: Razão água óleo acumulada em função do fator de recuperação - Injeção de água e injeção de bancos de gradação polimérica

Conclusões

- O processo de gradação viscosa envolvendo polímeros apresentou fatores de recuperação superiores àqueles obtidos para a injeção convencional de água ao longo de todo o processo. A maior diferença entre os métodos de recuperação ocorreu em 0,27 VPI (irrupção do polímero injetado).

- Devido aos distintos volumes de óleo na amostra ao início dos métodos de recuperação avaliados, os valores de RAO associado ao processo de gradação viscosa tornam-se maiores em relação à injeção de água em um determinado instante da injeção. Caso os volumes de óleo na amostra fossem semelhantes, a injeção de água apresentaria valores de RAO superiores à injeção dos bancos de gradação polimérica ao longo de todo processo.

Agradecimentos

Agradeço ao LABORE e ao DE(DEP)-FEM-UNICAMP por fornecer a estrutura física para o desenvolvimento do experimento e à Coordenadoria de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) RP 63: **Recommended Practices for Evaluation in Enhanced Oil Recovery Operations**. 1990

CLARIDGE, E. L. A method for designing graded viscosity banks. **Society of Petroleum Engineers Journal**, jul. 1978. p. 315-324.

KOVAL, E. J. A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. **Society of Petroleum Engineers Journal**, jun. 1963. p. 145-154.

LIGTHELM, D. J. Reservoir engineering approach to viscosity grading in polymer drives. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 2, p. 159-166, 1989.

SABOORIAN-JOOYBARI, H.; DEJAM, M.; CHEN, Z. Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 142, p. 85-100, 2016. Doi: 10.1016/j.petrol.2016.01.023.

SERIGHT, R. S. How much polymer should be injected during a polymer flood?, In: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2016. Tulsa. **Proceedings...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016. 32 p.

SORBIE, K. S. **Polymer-Improved oil recovery**. Glasgow: Blackie and Son Ltd, 1991. 359 p.

STONEBERGER, M. W.; CLARIDGE, E. L. Graded-viscosity-bank desing with pseudoplastic fluids. **SPE Reservoir Engineering**, nov. 1988. p. 1221-1232.

ZHAO, D. W.; GATES, I. D. On hot water flooding strategies for thin heavy oil reservoirs. **FUEL**, v. 153, p. 559-568, 2015. Doi: 10.1016/j.fuel.2015.03.024.