

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA A FORMULAÇÃO DE PROJETOS DE RECUPERAÇÃO QUÍMICA POR MEIO DE ANALOGIAS EM CAMPOS BRASILEIROS

AUTORES:

Rebeca do Nascimento Pinto Lima¹, Emmanuele Dutra Valente², Vando J. Gomes³
Laura Estafania Guerrero-Martin⁴, Camilo Andrés Guerrero-Martin⁵

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Pará

APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA A FORMULAÇÃO DE PROJETOS DE RECUPERAÇÃO QUÍMICA POR MEIO DE ANALOGIAS EM CAMPOS BRASILEIROS

Resumo

O método de recuperação terciária vem se tornando cada vez mais atrativo na indústria, devido ter a capacidade de reduzir a saturação residual de óleo (Sor) e aumentar o fator de recuperação de um reservatório. Nesse sentido, é importante identificar campos análogos para o desenvolvimento de um projeto de CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery), uma vez que há poucos dados sobre campos offshore que tenham implementado esse método. Dessa forma, o presente artigo tem o objetivo de propor e avaliar a injeção de polímero em um campo offshore da Bacia de Santos, a partir de uma metodologia definida em quatro etapas, que corresponde a uma análise e processamento de dados disponíveis de campos que utilizaram essa técnica, bem como a identificação das principais propriedades da rocha e do fluido que caracterizam cada campo. Além disso, faz-se a comparação entre as propriedades do campo em questão em relação às propriedades encontradas por meio de um modelo estatístico, para então, classificar e ponderar se o campo está apto ou não para a implementação desse método. Portanto, este trabalho torna-se significativo à medida que os campos de petróleo brasileiros necessitam de recuperação química, e o mesmo apresentará diferentes projetos para serem utilizados tanto na indústria quanto na área acadêmica.

Palavras-chave: método de recuperação, campos análogos, banco de dados, offshore.

Abstract

The tertiary recovery method has become increasingly attractive in the industry, due to its ability to reduce residual oil saturation (Sor) and increase the recovery factor of a reservoir. In this sense, it is important to identify analogous fields for the development of a CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) project, since there is little data on offshore fields that have implemented this method. Thus, this article aims to propose and evaluate polymer injection in an offshore field in the Santos Basin, based on a methodology defined in four stages, which corresponds to an analysis and processing of available data from fields that used this technique, as well as the identification of the main rock and fluid properties that characterize each field. In addition, the properties of the field in question are compared in relation to the properties found through a statistical model, in order to classify and consider whether the field is suitable or not for the implementation of this method. Therefore, this work becomes significant as Brazilian oil fields need chemical recovery, and it will present different projects to be used both in industry and in academia.

Keywords: Analogy, chemical enhanced oil recovery, data base, off-shore.

Introdução

A injeção de polímero é uma tecnologia de EOR eficiente que busca controlar o problema de *fingering* gerado na injeção de água, visando melhorar a razão de mobilidade entre a fase deslocante e a fase de deslocada, aumentando assim, a eficiência de varredura para atingir um maior percentual de óleo recuperado (Pinto et al, 2018). Nesse sentido, as relações adversas de mobilidade entre água e óleo e a alta heterogeneidade de algumas formações geológicas tornam necessário o uso de polímeros como agentes de controle de mobilidade (Aya et al, 2018). Durante os últimos anos, diversas atividades de pesquisa identificaram vários tipos de polímeros, tanto naturais quanto sintéticos, para uso de recuperação avançada. Esses desenvolvimentos recentes incluem poliacrilamidas e biopolímeros, e são capazes de acomodar a grande variedade de condições encontradas em campos de petróleo no mundo todo (Sun et al, 2018).

Para isso, a identificação de campos análogos é importante no planejamento da implementação do CEOR, principalmente quando há poucas aplicações e experiência em campos offshore em todo o mundo (Díaz et al, 2017). Assim, esta pesquisa permite, por meio de analogias e um modelo estatístico, conhecer a viabilidade da injeção de polímeros como método de recuperação aprimorado na bacia de Santos no Brasil, levando em consideração os resultados do referido método aplicado a outros campos de petróleo com base em informações extraídas em fontes que descrevem as propriedades de rochas e fluidos. Nesse aspecto, o importante é caracterizar cada campo por um conjunto de propriedades, e através desses dados, comparar com as propriedades de um campo alvo, usando a teoria da probabilidade e da informação (Toro et al, 2018).

Dessa forma, o estudo de caso da literatura consiste na busca de campos semelhantes, ou seja, análogos e potencialmente bons, mas que não necessariamente coincidem inteiramente com algum parâmetro específico. Sendo assim, foram revisados 12 campos, dos quais foram escolhidos sete que continham todas as informações necessárias para realizar a implementação da metodologia proposta.

Metodologia

De início, é selecionado um campo de prospecção levando em consideração os parâmetros definidos por Paris de Ferrer. Em seguida, são pesquisados os campos offshore que implementaram a injeção de polímeros em todo o mundo, e posteriormente, são encontradas as propriedades que os descrevem para armazenar as informações em um banco de dados, onde serão calculados os fatores de similaridade F_i , I_i e Z_i para encontrar o grau de importância de cada parâmetro analógico de todos os campos, e por fim, encontra-se a pontuação final dos mesmos no banco de dados.

A metodologia proposta a seguir baseia-se em ferramentas estatísticas básicas tendo como referência o projeto de graduação "Análise e Interpretação de Depósitos Submetidos à Injeção Química (Surfactantes, Polímeros e Diversos) Através de Analogias", de Jiménez (2009), onde foi desenvolvido um modelo incluindo um fator de similaridade (F_i), o projeto de graduação "Avaliação de Depósitos Prospectivos para Implementação de Processos de Combustão In-situ Através de Analogias", de Palacio (2010), no qual um peso relativo ou grau de importância (W_{ij}) de acordo com a dispersão de dados, a cada parâmetro chave para o desenvolvimento desta analogia e o projeto de graduação "Desenho da Completação e do Sistema de Elevação Artificial em um Poço com Recuperação por Combustão In-situ Através de Analogias", de Alarcón e Navarro (2014), onde um índice de similaridade I_{ij} é desenvolvido.

Modificação do modelo

O modelo estatístico que foi desenvolvido nos trabalhos anteriores permite realizar com sucesso analogias entre os campos de um banco de dados e o campo de estudo, porém, quando existem intervalos de valores no banco de dados, o fator de similaridade F_i leva em consideração o valor mais próximo dos dados do campo de estudo, discriminando assim, a média dos dados e causando maior dispersão no resultado. Portanto, sugere-se uma modificação no modelo, implementando um novo fator de similaridade que relaciona o fator F_j i/n e o índice I_j i/n, com o objetivo de levar em consideração os valores das faixas mais próximas ao campo de estudo e assim obter um resultado mais preciso. A seguir, mostra como a metodologia proposta foi realizada:

1. Foi selecionado um campo alvo offshore, denominado campo X da bacia de Santos, levando em consideração os parâmetros do *Screening* proposto por Paris de Ferrer que se encontram na Tabela 1. A Tabela 2 mostra as principais características deste campo.

Tabela 1. Parâmetros de *Screening*.

Parâmetros do reservatório	Autor
	Magdalena (2001)
Grau API	> 25
Viscosidade do óleo (cP)	< 150
Espessura (m)	NC
Permeabilidade média (mD)	> 20
Temperatura (K)	< 354

Tabela 2. Dados do campo objetivo.

Campo x	
Parâmetros dos fluidos do reservatório	
Grau API	28
Viscosidade (cP)	1.14
Parâmetros do meio poroso	
Porosidade (fração)	0.2
Permeabilidade (mD)	1000
Temperatura (K)	353
Profundidade (m)	5000
Espessura (m)	30

2. Foi criado um banco de dados e selecionados os campos offshore que utilizaram a injeção de polímeros como método de recuperação avançado em todo o mundo. Esse banco de dados armazenou parâmetros que caracterizavam os campos como: porosidade (fração), permeabilidade (mD), temperatura do reservatório (K), Grau API, viscosidade do óleo (cP), profundidade do reservatório (m) e espessura líquida (m). Alguns autores utilizados como referência para obter os valores dos parâmetros de campo foram: Dovan (1990), Reid (1996), Osterloh (1998), Xiang (2011), Selle (2013), Jones (2015), Morel (2015), como mostra a equação 1. A Tabela 3 permite apreciar os parâmetros que caracterizam os campos análogos selecionados da base de dados.

$$W_{nj}^* = \frac{W_j^*}{\sum W_j^*} \quad (1)$$

3. O grau de importância para cada propriedade de cada campo da base de dados foi calculado por meio de critérios estatísticos como: média, desvio padrão, coeficiente de variação de Pearson e a respectiva fórmula de peso. O grau de importância foi calculado com a equação 1, onde W_j se refere ao peso global do parâmetro j , que é utilizado para realizar a analogia. Essa normalização é realizada para obter uma melhor distribuição de cada peso global.

4. O fator de similaridade F_i proposto por Jiménez (2009), que mostra as diferentes equações F_i dependendo da condição. Onde π_i é o valor da propriedade a ser comparada e que pertence a cada campo do banco de dados, π_{ie} é o valor da propriedade a ser comparada e que pertence ao campo de destino e $\max(|\pi_i - \pi_{ie}|)$ é a diferença máxima encontrada comparando cada um dos campos do banco de dados com o campo de estudo em relação à mesma propriedade.

5. O índice I_i foi calculado (Alarcon e Navarro, 2014) com a equação 2, onde J_n é o parâmetro do campo de estudo e J_i é o parâmetro de campo do banco de dados. O valor do índice $I_{j\ i/n}$, quanto mais próximo de 1, mais semelhante ele é, e quanto mais próximo estiver de zero, indicará que há um grau maior de diferença.

$$I_{j\ i/n} = 1 - \left| \frac{J_n + J_i}{J_n - J_i} \right| \quad (2)$$

6. O novo fator de similaridade Z_i foi encontrado combinando o fator F_i e o índice I_i por meio de uma média aritmética, conforme mostrado na equação 3.

$$Z_{j\ i/n} = \frac{F_{j\ i/n} + I_{j\ i/n}}{2} \quad (3)$$

7. Por fim, a pontuação (valor percentual) de cada campo do banco de dados foi obtida em relação ao campo de destino com a equação 4.

$$S_{i/n} = \sum_{j=1}^{j=m} (W_j * Z_{ji/n}) \quad (4)$$

Tabela 3. Lista de campos análogos.

Região	Campo	Porosidade (Fração)	Permeabilidade de (mD)	Temperatura (K)	Grau API	Viscosidade do óleo(cP)	Profundidade (m)	Espessura (m)
Bohai, China	Jz West	0.22 - 0.36	10 - 5000	330.15	17 - 22	17.1	2300 - 2500	23.3
	SZ36-1	0.28 - 0.35	2.63	338.15	11 - 19	70	2000 - 2300	61.5
Angola	Dalia	0.15 - 0.4	1000	323.15	21 - 23	1-10	2100	6 - 10
California	Dos Cuadras	0.28	50 - 1000	311.15	25	12 - 26	1187	46 - 87
Norwegian Sea	Heidrun	0.28 - 0.33	3000 - 5000	358.15 - 361.15	29	1.2 - 2.6	3000	30
North Sea	Captain	0.28 - 0.34	5000 - 7000	304.15	19 - 21	49 - 200	1614	1 - 84
Egypt	Belayim	0.19	400	349.15	20	8	3209	50

Resultados e Discussão

O método proposto foi aplicado com sucesso, obtendo-se 7 campos analógicos. Os três campos mais semelhantes foram o campo Heidrun, o campo Belayim e o campo Dalia. O campo de Heidrun revelou-se o campo mais análogo com pontuação geral de 80,20%, devido à semelhança em parâmetros como grau API, viscosidade e espessura em relação ao campo X; embora seus parâmetros de porosidade e permeabilidade variem moderadamente em relação a esses mesmos parâmetros do campo X. Por outro lado, o campo Belayim tem uma pontuação geral de 72,57% onde alguns de seus parâmetros são semelhantes aos do campo X, apesar de diferir bastante em parâmetros como grau API, viscosidade e espessura. Por fim, há o campo Dalia com pontuação geral de 68,90% com parâmetros semelhantes aos do campo X como permeabilidade e porosidade. (Han, M. et al 2006)

É importante destacar que são consideradas apenas as operações realizadas em campos offshore, dada a complexidade do procedimento, além de contar com o recurso de água salgada para a formulação do lote de injeção.

Conclusões

Foi desenvolvido um banco de dados com informações historicamente encontradas de todos os campos offshore que utilizaram a injeção de polímeros como método de recuperação aprimorado em todo o mundo, entre os dados selecionados estão incluídas propriedades que caracterizam cada campo, como porosidade, permeabilidade, temperatura do reservatório, grau API, viscosidade do óleo, profundidade do reservatório e espessura. Esta base de dados permite analisar a viabilidade da injeção de polímeros em campos offshore similares, comparando um campo de estudo com características de outros campos. De acordo com o exposto, conclui-se que a organização dos dados é uma etapa fundamental para a geração de analogias e construção do conhecimento.

A dificuldade que surgiu durante a realização deste artigo, foi em encontrar os valores dos parâmetros para cada campo da base de dados. Então, considerando que um dos fatores críticos no

estudo de analogias por meio deste modelo estatístico é o número de parâmetros analógicos utilizados, e recomenda-se a utilização do maior número possível deles. Ainda que as informações disponíveis no banco de dados não permitissem o uso de parâmetros como o fator de recuperação, sugere-se em estudos futuros de processos de EOR, incluir, além disso, todos aqueles parâmetros que afetam diretamente a recuperação aprimorada.

Outrossim, o estudo de campos análogos com base em conceitos estatísticos é uma ferramenta muito útil para realizar a caracterização preliminar e obter conhecimento sobre o desenvolvimento de campos novos e complexos onde a informação é limitada. Essa metodologia não é apenas utilizada para processos de recuperação química em campos offshore, mas também pode ser aplicada em qualquer campo em terra.

Ademais, observou-se que através do uso do modelo estatístico e do desenvolvimento de analogias, foram identificados os três campos mais análogos ao campo de estudo; o campo de Heidrun, seguido do campo de Belayim e, por fim, o campo de Dalia, projetos em que o polímero selecionado foi uma poliacrilamida capaz de resistir às condições do reservatório.

Além disso, deve-se especificar que a consistência das informações utilizadas para o desenvolvimento de qualquer análise técnica deve ser alta, ou seja, que tanto as variáveis qualitativas quanto as quantitativas devem ser extraídas de fontes confiáveis, que permitam ratificar a certeza dos resultados e no caso da injeção de polímeros como método EOR, as quais permitem inferir a viabilidade de sua aplicação em um campo de estudo, a partir de campos semelhantes.

É por isso que se recomenda a utilização de plataformas especializadas que respondam às necessidades exigidas pelo desenvolvimento de análises técnicas para processos de EOR. Portanto, por intermédio de estatísticas, foi feita uma avaliação dos dados existentes no banco de dados de campos offshore que implementaram a injeção de polímeros ao longo da história. Dessa forma, foi calculada uma pontuação que funciona como um índice de similaridade para cada campo do banco de dados em relação ao campo de destino.

Agradecimentos

Agradeço à Universidade Federal do Pará, que me deu o conhecimento necessário para concluir este trabalho. Agradeço ao LOTEPE – Laboratório de Operações e Tecnologias Energéticas Aplicadas na Indústria do Petróleo pela estrutura e discernimento acadêmico. Agradeço ao professor MSc. Camilo Andrés Guerrero-Martin por todo o auxílio e orientação, pela dedicação e tempo despendido em meu auxílio na realização dessa pesquisa. Agradeço também a todos que fizeram parte direta ou indiretamente deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- Alarcón, J. E., y Navarro, S. A. (2014). *Diseño del Completamiento y del Sistema de Levantamiento Artificial en un Pozo Con Recobro por Combustión In-Situ Mediante Analogías*. Bucaramanga, Colombia: Universidade Industrial de Santander.
- Aya, C. L. D., Guardia, V. M. D., Toro, G. A. M., García, R. H. C., & Pérez, H. I. Q. (2018). Metodología para la priorización de tecnologías emergentes de recobro mejorado químico. *Revista Fuentes*, 16(2).

- Díaz, R. J., Navarro, S. F. M., & Tavera, C. P. S. (2007). Modelo estadístico para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. *Revista Fontes*, 5(1).
- Dovan, H. T., Hutchins, R. D., y Terzian, G. A. (1990). Dos Cuadras Offshore Polymer Flood. *Society of Petroleum Engineers. SPE-20060-MS*.
- Han, M., Xiang, W., Zhang, J., Jiang, W., y Sun, F. (2006). Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oilfields. *Society of Petroleum Engineers. SPE-104432-MS*.
- Jiménez, A. M. (2009). *Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros y Miscelares) Mediante Analogías*. Bucaramanga, Colombia: Universidade Industrial de Santander.
- Jones, C., Ross, M., Getliff, J., Fuller, M., Hiscox, I., y Mandracchia, F. (2015). Captain Field Injector Performance, Historical Perspective and Recent Improvements. *Society of Petroleum Engineers. SPE-174183-MS*.
- Morel, D. C., Zaugg, E., Jouenne, S., Danquigny, J. A., y Cordelier, P. R. (2015). Dalia/Camelia Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and In Situ Polymer Sampling Results. *Society of Petroleum Engineers. SPE- 174699-MS*.
- Osterloh, W. T. (1998). Polymer Transport and Theological Properties for Polymer Flooding in the North Sea Captain Field. *Society of Petroleum Engineers. SPE-39694-MS*.
- Palacio, C. A. (2010). *Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos De Combustión In Situ Mediante Analogías*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data SA.
- Pinto, M. S., Herrera, D. M., & Angarita, J. C. G. (2018). Production optimization for a conceptual model through combined use of polymer flooding and intelligent well technology under uncertainties. *Revista Fuentes*, 16(1), 37-45.
- Reid, B. E., Høyland, L. A., Olsen, S. R., y Petterson, O. (1996). The Heidrun Field - Challenges in Reservoir Development and Production. *Offshore Technology Conference. OTC-8085-MS*.
- Selle, O. M., Fischer, H., Standnes, D. C., Auflem, H., Lambertsen, A. M., Svela, P. y Melien. (2013). Offshore Polymer/LPS Injectivity Test with Focus on Operational Feasibility and Near Wellbore Response in a Heidrun Injector. *Society of Petroleum Engineers. SPE- 166343 -MS*.
- Sun, G., Crouse, B., Freed, D. M., Xu, R., Bautista, J., Zhang, R., ... & Dressler, M. (2018). Polymer flooding—Does Microscopic Displacement Efficiency Matter?. *Revista Fuentes*, 16(2).
- Toro, G. M., Herrera, J. J., Orrego, J. A., Rojas, F. A., Rueda, M. F., & Manrique, E. J. (2018). Effect of ionic composition in water: oil interactions in adjusted
- Xiang, W., y Zhou, W. (2011). Field Experience of Produced Polymer Control in Offshore Oilfield. *Society of Petroleum Engineers. SPE- 144277-MS*.