

## METODOLOGIA PARA A FORMULAÇÃO DE PROJETOS DE RECUPERAÇÃO QUÍMICAS USANDO ANALOGÍAS.

Piter Andrés Veja Vanegas;, Teddy Yulian Zuñiga; Freddy Humberto Escobar; (Universidad Surcolombiana) Camilo A. Guerrero-Martin. (Instituto de Macromoléculas - UFRJ)

### Resumo:

A recuperação avançada de petróleo é fundamental para o incremento da recuperação de um reservatório de óleo pesado.

A identificação de campos análogos é importante na planificação para implementar CEOR (*Chemical Enhanced Oil Recovery*) especialmente quando existem ao nível mundial poucas aplicações e experiência em reservatórios offshore. Neste trabalho é proposta e avaliada uma metodologia que permita conhecer a potencialidade dos reservatórios candidatos para receber o tratamento.

Na primeira etapa, é realizada uma análise e pré-processamento da base de dados disponível dos campos off-shore que implementaram a injeção de polímeros. Durante a seleção dos parâmetros análogos, as propriedades de cada campo a ser avaliado são identificadas. Na terceira etapa, as propriedades do campo objetivo são comparadas com as dos campos no banco de dados por meio de um modelo estatístico e, finalmente, na etapa de Classificação, uma classificação dos campos é feita de acordo com sua analogia com relação ao campo de estudo.

**Palavras-chave:** Injeção de polímeros, Projetos EOR, Analogias, Métodos estatísticos

### Introdução

A injeção de polímeros é uma tecnologia eficiente para incrementar o fator de recuperação a um reservatório de petróleo pesado. A técnica visa melhorar a relação de mobilidade entre o óleo e o fluido que terá a função de deslocar o óleo residual, melhorando assim a eficiência de varrido horizontal e desta maneira obter uma maior porcentagem de óleo recuperado.

A baixa razão de mobilidade entre os fluidos, a alta heterogeneidade de algumas formações geológicas torna necessário o uso de polímeros. A injeção de polímeros faz parte dos métodos químicos de recuperação aperfeiçoados e baseia-se na modificação da água de injeção, a fim, de aumentar sua viscosidade e eficiência subsequente na varredura do banco de petróleo bruto presente no reservatório. Segundo Ferrer (2001), a mobilidade de um fluido é definida como a facilidade com que ele se move no reservatório (Fluxo no meio poroso) e é calculada como a relação entre a permeabilidade efetiva da rocha ao fluido e sua viscosidade:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{u_o}$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{u_w}$$

Onde  $\lambda_w$  é a molhabilidade da água,  $\lambda_o$  a molhabilidade do óleo,  $k_w$  a permeabilidade efetiva da rocha na água,  $k_o$  a permeabilidade efetiva da rocha no óleo,  $u_w$  a viscosidade da água e  $u_o$  a viscosidade do óleo.

De outro lado, a razão de mobilidade (M) é definida como a relação entre a solução de polimérica em solução e a fase deslocada, o óleo:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

$$M = \frac{k_w / u_w}{k_o / u_o}$$

$$M = \frac{k_w * u_o}{u_w * k_o}$$

Os polímeros mais usados correspondem a poliácridamidas e biopolímeros.

Neste trabalho, foi avaliada a viabilidade injeção de polímero como método de recuperação na Bacia de Santos do Brasil, através de analogias e de um modelo estatístico. Com base em um banco de dados extraído da literatura foram discretizadas propriedades de rochas e propriedades dos fluidos. A chave é caracterizar cada campo através de um conjunto de propriedades que o descrevem e podem ser usadas para comparar suas propriedades com as de um campo de destino através do uso da teoria da probabilidade e da teoria da informação. Isso é feito para procurar campos semelhantes, ou seja, potencialmente bons análogos. A fim de obter um documento especializado que responda à necessidade de estudar os processos de injeção de polímeros por analogias e fornecer informações coletadas e organizadas para a posterior redação do estado da arte sobre o assunto.

Neste artigo, foram analisados analogias e métodos estatísticos da literatura. Três trabalhos de

foram tomados como referência onde um modelo estatístico foi desenvolvido para conseguir um ajuste mais ótimo para a consecução da analogia.

### **Fundamentação conceitual.**

"ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESERVATÓRIOS SUBMETIDOS A INJEÇÃO DE PRODUTOS QUÍMICOS (SURFACTANTES, POLÍMEROS E DIVERSOS ADITIVOS) USANDO ANALOGIAS"

No trabalho de graduação de (Molano, Ana María, 2009) foi desenvolvido um banco de dados especializado no Microsoft Access, um gerenciador que coleta, classifica e integra informações de um tópico ou propósito específico. Com esta ferramenta foram feitas analogias entre os campos armazenados e os campos objetivos, comparando os parâmetros-chave da "triagem" para encontrar semelhanças e identificar campos análogos, o que permitiu estabelecer resultados técnicos sobre a eficiência da aplicação da técnico no campo objetivo. Para o desenvolvimento dessas analogias foi elaborado um modelo estatístico que facilitou as comparações e auxiliou na identificação de campos semelhantes.

"AVALIAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE PROCESSOS DE COMBUSTÃO IN SITU POR ANALOGIAS"

Neste trabalho (Olivares, Carlos Andres, 2010) foi proposta uma metodologia baseada em estatística, com o objetivo de procurar projetos de combustão in situ cujas propriedades fossem semelhantes às do campo de estudo.

Foi feita uma extensa base de dados, onde ressaltam-se informações sobre as características do fluido, propriedades da rocha do reservatório e parâmetros operacionais extraídos dos relatórios de todas as aplicações disponíveis na literatura.

Em resumo, mais de oitenta e cinco projetos de combustão in situ foram utilizados para uma melhor avaliação e, finalmente, uma ampla gama de aplicações do campo de estudo foi obtida através de uma classificação dos campos, dos mais semelhantes aos menos meio desta metodologia.

## “PROJEÇÃO DA COMPLETAÇÃO E DO SISTEMA DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL DE UM POZO SUBMETIDO A RECUPERAÇÃO POR COMBUSTÃO IN-SITU USANDO ANALOGIAS”

(Prada, Julian e Gomez, Sergio, 2014) Fizeram um levantamento bibliográfico onde foram selecionados campos cujos projetos de completação e os sistemas de elevação artificial implementado correspondiam a reservatórios submetidos a processos de combustão in-situ.

Posteriormente, foi proposto um método centrado em estatística estocástica, com a intenção de identificar as características petrofísicas dos campos da literatura que fossem mais semelhantes em relação aos campos colombianos.

Finalmente, foi realizada uma análise dos projetos de completação, dos sistemas de elevação artificiais utilizados e dos problemas operacionais para projetar o poço do injetor, produtor e observador que foram considerados para o campo na Colômbia.

### Metodologia

A metodologia proposta a continuação são fundamentadas nos trabalhos: "ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESERVATÓRIOS SUBMETIDOS A INJEÇÃO DE PRODUTOS QUÍMICOS (SURFACTANTES, POLÍMEROS E DIVERSOS ADITIVOS) USANDO ANALOGIAS" e "AVALIAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE PROCESSOS DE COMBUSTÃO IN SITU POR ANALOGIAS" onde foi estabelecido um peso relativo percentual (grau de importância) de acordo com a dispersão dos dados, a cada parâmetro chave para o desenvolvimento de dita analogia. O modelo Estatístico foi usado levando em conta uma base de dados criada a partir de dados históricos e na literatura ao nível mundial sobre a injeção de polímeros em campos offshore. As etapas oram as seguintes:



1. Um campo de estudo foi escolhido levando em conta os parâmetros de triagem “Screening” propostos De Ferrer, M. P. (2001)

**Tabela. Parâmetros do screening**

PARÂMETROS DO RESERVATÓRIO	AUTORES
	MAGDALENA
Gravidade API	> 25
Viscosidade do óleo (Cp)	< 150
Saturação de óleo na fração	> 0.1
Espessura (Ft)	NC
Permeabilidade médio (mD)	> 20
Profundidade de treinamento (Ft)	< 9000
Temperatura °F	< 175

**Tabela. Dados do campo do estudo**

CAMPO DO ESTUDO	
Parâmetros Depósito de Fluidos	
Gravidade API	28
Viscosidade (Cp)	1.14
Parâmetros Meio Poroso	
Porosidade	0.11
Permeabilidade (mD)	525
Temperatura (° C)	150

2. Com o banco de dados, os campos análogos com suas respectivas propriedades que os descrevem foram selecionados.

**Tabla. Lista de campos analógicos**

REGIÃO	CAMPO	PERMEABILIDADE (mD)	POROSIDADE (FRAÇÃO)	TEMPERATURA DE DEPÓSITO (°C)	GRAVIDADE API	VISCOSIDADE DO ÓLEO (Cp)	TIPO DE TREINAMENTO
BOHAI, CHINA	JZ WEST AREA	10 - 5000	0.22 - 0.36	57	17 - 22	17.1	SANDSTONE
	SZ36-1	2.63	0.28 - 0.35	65	11 - 19	70	SANDSTONE
ANGOLA	CAMELLIA, DALIA	1000	0.3 - 0.4	50	21 - 23	1-10	SANDSTONE
CALIFORNIA	DOS CUADRAS	50 - 1000	0.15 - 0.4	38	25	12 - 26	SANDSTONE
NORWEGIAN SEA	HEIDRUN	10 - 8000	0.25 - 0.30	85	29	2.7	SANDSTONE
NORTH SEA	CAPTAIN	7000	0.28 - 0.34	30	19 - 21	49 - 200	SANDSTONE
EGYPT	BELAYIM	400	0.19	76	20	8	SANDSTONE

3. Foi calculado o fator de similaridade  $F_i$  para cada propriedade de cada campo do banco de dados com sua respectiva fórmula, dependendo do caso, levando em consideração os dados do campo de estudo.

Valor da propriedade no campo do banco de dados	Valor da propriedade no campo de estudo	condição	Fi
Intervalo de valores entre X1 e X2	Intervalo de valores entre Y1 e Y2	$Y_1 \leq X_1 < X_2 \leq Y_2$	$1 - \frac{ X_1 - Y_1 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$ si $ X_1 - Y_1  >  Y_2 - X_2 $
			$1 - \frac{ X_2 - Y_2 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$ si $ X_1 - Y_1  <  Y_2 - X_2 $
		$X_1 \leq Y_1 < Y_2 \leq X_2$	1
		$Y_1 \leq X_1 < Y_2 \leq X_2$	$1 - \frac{ X_2 - Y_2 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
		$X_1 \leq Y_1 < X_2 \leq Y_2$	$1 - \frac{ X_1 - Y_1 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
Intervalo de valores entre X1 e X2	Valor do ponto Y	$X_1 \leq Y \leq X_2$	1
		$X_1 < X_2 \leq Y$	$1 - \frac{ X_2 - Y }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
		$Y \leq X_1 < X_2$	$1 - \frac{ X_1 - Y }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
Valor do ponto X	Intervalo de valores entre Y1 e Y2	$Y_1 \leq X \leq Y_2$	$1 - \frac{ \bar{Y} - X }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
		$X < Y_1 < Y_2$	$1 - \frac{ X - Y_1 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
		$Y_1 < Y_2 < X$	$1 - \frac{ X - Y_2 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$

4. O grau de importância para cada propriedade de cada campo do banco de dados foi calculado por meio dos critérios estatísticos, tais como: média, desvio padrão, coeficiente de variação de Pearson e a respectiva fórmula do peso.

$$W^*_{nj} = \frac{W^*_j}{\sum W^*_j}$$

Onde  $W_j$  refere-se ao peso global do parâmetro  $j$ , que é usado para fazer a analogia. Essa normalização é feita para obter uma melhor distribuição de cada peso global. Finalmente se halló el puntaje de campo con el objetivo de seleccionar el más análogo al campo objetivo por medio del modelo estadístico.

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

Onde  $S_{i/n}$  O ponto de referência de cada campo do banco de dados é o campo off-shore do banco de dados, não se refere ao campo de estudo, o valor da referência ao parâmetro atual do campo com o qual ele é comparado,  $m$  é o número de parâmetros com os quais a analogia é feita,  $W_j$  é o peso de cada parâmetro e como mencionado acima  $F_{j i/n}$  é o fator de similaridade

<b>CAMPO DO ESTUDO</b>	
<b>Parâmetros Depósito de Fluidos</b>	
Gravidade API	28
Viscosidade (Cp)	1.14
<b>Parâmetros Meio Poroso</b>	
Porosidade	0.11
Permeabilidade (mD)	525
Temperatura (° C)	150

<b>PARÂMETROS DO RESERVATÓRIO</b>	<b>AUTORES</b>
	MAGDALENA
<b>Gravidade API</b>	> 25
<b>Viscosidade do óleo (Cp)</b>	< 150
<b>Saturação de óleo na fração</b>	> 0.1
<b>Espessura (Ft)</b>	NC
<b>Permeabilidade médio (mD)</b>	> 20
<b>Profundidade de treinamento (Ft)</b>	< 9000
<b>Temperatura °F</b>	< 175

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

O método proposto foi aplicado com sucesso, obtendo 7 campos análogos ordenados pelo *score* de similaridade com relação ao campo de estudo da Bacia de Santos. A semelhança máxima encontrada foi de 103,16% para o campo de Heidrun no Mar da Noruega, seguida por 90,34% para o campo de Belayim no Egito.

REGIÃO	CAMPO	PERMEABILIDADE	POROSIDADE	TEMPERATURA DE DEPÓSITO	GRAVIDADE API	VISCOSIDADE DO ÓLEO	PONTUAR	RANKING
NORWEGIAN SEA	HEIDRUN	38.209	12.155	12.015	21.724	19.061	103.165	1
EGYPT	BELAYIM	37.472	10.166	5.006	20.779	16.918	90.340	2
CALIFORNIA	DOS CUADRAS	38.209	1.768	10.013	20.065	18.033	88.088	3
BOHAI, CHINA	JZ WEST AREA	38.209	5.967	7.009	19.156	15.991	86.332	4
ANGOLA	CAMELLIA, DALIA	35.406	4.420	8.010	22.002	14.689	84.527	5
BOHAI, CHINA	SZ36-1	37.930	7.735	4.005	9.720	11.710	71.100	6
NORTH SEA	CAPTAIN	2.803	0.000	6.008	13.466	7.244	29.521	7

## CONCLUSÕES

Uma proposta é feita para a injeção de polímeros como método de recuperação melhorado aplicado na bacia de Santos, Brasil, com base nas análises técnicas anteriores e as principais obras de injeção de polímeros aplicadas a campos off-shore em todo o mundo são identificadas.

Por meio de estatística, é elaborada uma avaliação dos dados existentes no banco de dados de campos offshore que implementaram a injeção de polímeros ao longo da história. Desta forma, é calculada uma pontuação que funciona como um índice de similaridade para cada campo do banco de dados em relação ao campo objetivo.

Através da análise da metodologia implementada, os resultados obtidos a partir dos dados do campo objetivo que são levados em consideração como um possível prospecto, podem ser utilizados como suporte para tomar a decisão de realizar a injeção do polímero.

O estudo de campos análogos com base em conceitos estatísticos pode ser uma ferramenta muito útil para realizar a caracterização preliminar e obter conhecimento sobre o desenvolvimento de novos e complexos campos onde a informação é limitada.

Por meio do uso de analogias e do modelo estatístico para a injeção de polímeros na Bacia de Santos, optou-se pelo projeto de buraco de injeção do campo de Dalia, mais semelhante ao campo de estudo da bacia de Santos.

## REFERÊNCIAS

BHUSHAN, Vikas e HOPKINSON, Simon. **A Novel Approach to Identify Reservoir Analogues**. Aberdeen, Scotland: Society of Petroleum Engineers, 2002.

R. E, Sidle e W. J, Lee. **An Update on the Use of Reservoir Analogs for the Estimation of Oil and Gas Reserves**. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2010.



MEEHAN, Nathan. **Using Analog Reservoir Performance to Understand Type I Fractured Reservoir Behavior with Strong Water Drives**. Kuala Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2011.

CELIA, Maria.; FERRAZ, Nakano.; PINTO, Carlos.; MARCUSSO, Jose. et al. **Presalt Santos Basin—Extended Well Test and Production Pilot in the Tupi Area: The Planning Phase**. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers. 2009.

PEREIRA, Alexandre.; SANTOS, Elaine.; SILVA, Edinei.; J, Machin. Et al. **SANTOS MICROBIAL CARBONATE RESERVOIRS: A CHALLENGE**. Rio de Janeiro, Brazil: Society of Petroleum Engineers. 2013.

JIMÉNEZ, Fernando. **DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN PLAYS SUBSALINOS, CON EJEMPLOS REPRESENTATIVOS**. Ciudad de Mexico, Mexico. 2015.

E.P. da Motta.; M.H.V, Quiroga.; A.F.L, Arago. et al. **Acidizing Gas Wells in the Merluza Field Using an Acetic/Formic Acid Mixture and Foam Pigs**. Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. 1998.

MOLANO, Ana. **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE QUÍMICOS (SURFACTANTES, POLÍMEROS Y MISCELARES) MEDIANTE ANALOGÍAS**. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2009.

OLIVARES, Carlos. **“EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS PROSPECTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS DE COMBUSTION IN SITU MEDIANTE ANALOGÍAS”**. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2010.

PRADA, Julian e GOMEZ, Sergio. **DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN UN POZO CON RECOBRO POR COMBUSTION IN-SITU MEDIANTE ANALOGÍAS**. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2014.

WENTAO, Xiang e WEI, Zhou. **Field Experience of Produced Polymer Control in Offshore Oilfield**. Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers. 2011.

KANG, Xiaodong e ZHANG, Jian. **Offshore Heavy Oil Polymer Flooding Test in JZW**

Area. Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers. 2013.

MING, Han.; WENTAO, Xiang.; JIAN, Zhang.; WEI, Jiang. et al. **Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oil Fields**. Beijing, China: Society of Petroleum Engineers. 2006.

D.C Morel.; E, Zaugg.; S Jouenne.; J.A Danquigny. et al. **Dalia/Camelia Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and In Situ Polymer Sampling Results**. Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers. 2015.

DELATTRE, Eric.; AUTHIER, Jean.; RODOT, François, PETIT, Gerard. et al. **Review of sand control results and performance on a deep water development - A case study from the Girassol Field, Angola**. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers. 2004.

SORENSEN, Scott.; EDWARDS, Robert.; SIDDIQUI, Khaleeq e SYMS Harold. **Estimated Oil and Gas Reserves Pacific Outer Continental Shelf**. Camarillo, California: U. S. Department of the Interior Minerals Management Service. 1992.

M, Ziauddin.; H.K, Kotlar.; O, Vikane.; W, Frenier. et al. **The Use of a Virtual Chemistry Laboratory for the Design of Matrix Stimulation Treatments in the Heidrun Field**. Aberdeen, Scotland: Society of Petroleum Engineers. 2002.

B.E Reid.; L.A Høyland.; S.R Olsen e O, Petterson. **The Heidrun Field - Challenges in Reservoir Development and Production**. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers. 1996.

JONES Colin.; ROSS Mike.; GETLIFF, Jonathan.; FULLER Michael. et al. **Captain Field Injector Performance, Historical Perspective and Recent Improvements**. Budapest, Hungary: Society of Petroleum Engineers. 2015.

M. Lazzarotti.; A. Rimoldi.; A. Clement.; M. Mawad. et al. **BELAYIM LAND–POLYMER INJECTION PILOT PROJECT**. Ravenna, Italy: Society of Petroleum Engineers