



# 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

## APLICAÇÃO DE CONJUNTOS NEBULOSOS À AVALIAÇÃO DE MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO

Murilo Valença Bezerra <sup>1</sup>, Sérgio Nascimento Bordalo <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, murilob@dep.fem.unicamp.br

<sup>2</sup> Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, bordalo@dep.fem.unicamp.br

**Resumo** – A avaliação do método de elevação para determinada aplicação é um passo importante no gerenciamento da produção de petróleo. Cada uma das tecnologias existentes apresenta vantagens e desvantagens específicas em termos de adequabilidade, projeto e configuração dos equipamentos, custos de aquisição, confiabilidade, procedimentos de operação, intervenção e reparos. A análise para seleção de um método de elevação envolve a pesquisa e organização de informações relativas ao reservatório, ao projeto do poço, às características dos fluidos que serão produzidos, às condições de infra-estrutura local e de apoio técnico, além das considerações de especialistas envolvidos com a produção dos poços. O presente trabalho procura reunir estas informações e sistematizar a análise dos diferentes parâmetros envolvidos na seleção de métodos de elevação, e propõe uma metodologia utilizando conceitos da lógica nebulosa, que simule o processo de avaliação realizado por especialistas ao considerar o contexto de produção existente.

Palavras-Chave: Petróleo, Métodos de Elevação Artificial, Avaliação, Conjuntos Nebulosos.

**Abstract** – The evaluation of artificial lift methods for a given field application is an important step in the management oil production. The evaluation must consider the specific advantages and disadvantages for each of the available technologies, covering a number of different attributes such as well design, equipment installation and reliability, capital costs, operation and maintenance practices. The selection demands research and method to account for the information from the reservoir, the fluids and the well design. The present work aims to develop a methodology for the evaluation of artificial lift, to simulate the expert knowledge using fuzzy set and fuzzy logic theory.

Keywords: Petroleum, Artificial Lift Methods, Evaluation, Fuzzy Sets.

## 1. Introdução

Os métodos de elevação artificial de petróleo proporcionam a produção de óleo de um poço ou de um conjunto de poços, maximizando o retorno financeiro do projeto de produção. Em termos tecnológicos, os métodos são diferenciados pelos equipamentos de que se compõem, destinados a atender a diferentes condições de campo. Alguns métodos aparecem largamente em uso em poços terrestres (onshore) e outros são mais adequados para produção offshore. Métodos como o Bombeio Mecânico com Hastes (BMH), o Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP), o Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), o Gás Lift Contínuo (GLC) e o Gás Lif Intermitente (GLI) representam aplicações típicas para poços terrestres em campos no Brasil. A existência destas alternativas demanda uma avaliação cuidadosa que conduza à seleção do melhor método de elevação a ser aplicado, o que é fundamental para o gerenciamento da produção dos poços de petróleo. A avaliação considera a pesquisa e organização de um amplo número de informações e parâmetros relativos ao reservatório, ao projeto do poço e às características dos fluidos que serão produzidos. As informações consideradas pertinentes para a avaliação dos métodos de elevação podem ser obtidas a partir da literatura e da contribuição de especialistas - técnicos e engenheiros, envolvidos com a produção dos poços. Este trabalho procura sistematizar os diversos parâmetros envolvidos na análise e seleção de métodos de elevação, e apresenta um modelo racional de avaliação, utilizando conceitos da teoria dos conjuntos nebulosos, para simular o processo de avaliação realizado por especialistas ao considerar o contexto de produção existente.

## 2. Avaliação de Métodos de Elevação de Petróleo

Estudos comparativos dos diversos métodos de elevação são apresentados nos trabalhos de Brown et al.(1980), Neely et al.(1981), Clegg et al. (1992), Bucaram et al.(1994), Campbell et al. (1989), Hein (1986), Lea et al.(1994), Kunkel (2000) e Jayasekera et al.(2000). A revisão destes trabalhos permite conhecer não apenas os aspectos construtivos dos métodos, mas sobretudo suas características operacionais. Observando-se as características operacionais e faixas específicas de funcionamento recomendadas para cada método, podem-se identificar os parâmetros que devem participar do processo de avaliação dos equipamentos. Entre estes parâmetros estão, por exemplo, o tipo de completação do poço, a localização do reservatório (poço em mar ou em terra), o índice de produtividade do poço, a pressão do reservatório, a produção de fluidos requerida, o desvio do poço, a profundidade do poço, a razão gás-óleo, viscosidade do óleo, a produção de areia e parafina, o diâmetro do revestimento, a disponibilidade de energia elétrica ou de gás a alta pressão, problemas operacionais, e dificuldades na execução dos serviços de intervenção nos poços. Os autores pesquisados reconhecem também que condições geoeconômicas e de regulação ambiental restringem a aplicação de determinados métodos. Em geral, quando um profissional de petróleo assume a atribuição de selecionar um método de elevação, ele tende naturalmente a escolher aquele sistema que lhe é mais familiar, bem como aos funcionários operadores. Isto se explica por uma questão de confiança baseada na experiência pessoal em lidar com um determinado sistema. Operações de ajuste, monitoramento e soluções para eventuais problemas de manutenção são bem conhecidas pelo especialista. Entretanto, apesar da experiência do profissional ser significativa, o sistema escolhido pode não ser o melhor para o contexto do poço de produção em questão.

## 3. Modelo proposto para Avaliação de Métodos de Elevação de Petróleo

Matsatsinis et al.(1997) ressaltam que a definição de um modelo de avaliação inicia-se através do processo de aquisição de conhecimento especialista. A aquisição de conhecimento ocorre através da investigação e sistematização de dados disponíveis na literatura existente e pela aquisição direta dos mesmos em entrevistas com especialistas. Na primeira etapa do presente trabalho, o modelo desenvolvido considera apenas o contexto de produção de poços terrestres não surgentes. Além disso, admitiu-se a disponibilidade de energia para o acionamento, seja de força elétrica ou pelo suprimento estável de gás sob pressão.

No estudo dos vários parâmetros presentes na seleção de métodos, foram definidos critérios gerais e parciais para a organização da avaliação. Os parâmetros participam da base de entrada do modelo e são tratados como variáveis lingüísticas. Foram definidos critérios de avaliação, organizados como módulos de regras nebulosas, que se aplicam simulando o conhecimento especialista das características operacionais de cada método. Através da racionalização das regras nebulosas é possível a diferenciação dos métodos entre si.

Dois critérios gerais foram estabelecidos no modelo de avaliação: a *viabilidade técnica* e a *viabilidade econômica*. Também foram definidos critérios parciais de avaliação para o modelo, como a *adequabilidade ao poço*, *adequabilidade ao reservatório*, e *adequabilidade aos fluidos*, e para o cálculo deste último foi preciso definir como sub-critérios a *escoabilidade*, *corrosividade* e *abrasividade*. Todos estes critérios formam então a estrutura geral do modelo de avaliação proposto, ilustrado na Figura 1:

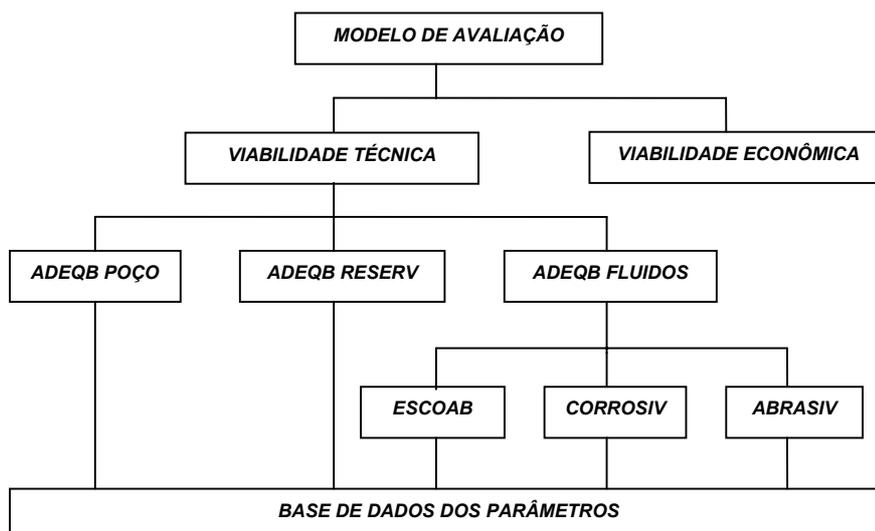


Figura 1 - Estrutura do modelo para avaliação de métodos de elevação

A viabilidade técnica é o critério a ser utilizado para investigar a condição de funcionamento do equipamento de elevação, ou seja, procura-se com este critério geral saber com que nível de pertinência o método é adequado ou não ao contexto físico de produção encontrado, caracterizado pelos parâmetros existentes no projeto do poço, pelas condições do reservatório e pelas características dos fluidos de petróleo produzidos. A viabilidade econômica compreende a análise de todos os parâmetros que afetam direta ou indiretamente o perfil financeiro do projeto de elevação em estudo. Os parâmetros neste critério possuem uma natureza predominantemente econômica.

Os parâmetros investigados na literatura e através de entrevistas com especialistas, foram organizados em dois grupos (Tabela 1). No primeiro grupo estão reunidos os parâmetros que, por sua natureza, dizem respeito à viabilidade técnica. No segundo grupo, estão os parâmetros de viabilidade econômica. A disposição dos parâmetros em dois grupos não é dogmática, pois o modelo de avaliação prevê a inclusão, alteração e eliminação de parâmetros.

Tabela 1 - Organização dos parâmetros de entrada do modelo

Viabilidade Técnica	Viabilidade Econômica
Diâmetro do Poço	Investimento Inicial
Profundidade do Poço	Eficiência
Inclinação do Poço	Flexibilidade de Produção
Produção Requerida	Custos Operacionais
Produtividade IP	Valor após Descomissionamento
Água Produzida (BSW)	Layout de Superfície
Temperatura do Reservatório	Equipamentos de Fundo de Poço
Teor de Parafina	Problemas Diversos
Grau API (°API)	Disponibilidade Operacional
Gás Livre (%)	Nível de Ruído
Nível de Submergência	Flexibilidade no Acionamento
Teor de H <sub>2</sub> S	Condição de Monitoramento
Salinidade	Teste do Poço
Teor de CO <sub>2</sub>	Tempo Médio Entre Falhas
Teor de Areia/Sólidos	Capacitação do Pessoal

O presente modelo considera apenas o estudo da viabilidade técnica dos métodos, enquanto que a viabilidade econômica será objeto de trabalho futuro. Todos os parâmetros que participam do cálculo da viabilidade técnica foram modelados em variáveis linguísticas através da teoria de conjuntos nebulosos conforme Zadeh (1965), Azevedo (1995), Bojadziev et al. (1995) e Mohaghegh (2000). Os parâmetros são descritos de forma não-determinística, diferentemente do que ocorre na teoria clássica dos conjuntos. Neste paradigma, a pertinência de um elemento-membro a um conjunto não é tratada de forma binária (1=pertence, 0=não-pertence), mas, sim, por uma função contínua representativa do grau de pertinência (variando no intervalo fechado [0,1]).

Um exemplo de como os parâmetros são tomados para o cálculo dos critérios é apresentado na Figura 2. A figura apresenta os parâmetros presentes no cálculo e as regras de inferência nebulosa que são acionadas para o cálculo da adequabilidade do poço. Para cada método de elevação, as regras são definidas respeitando-se o conhecimento especialista acumulado. São estas regras, portanto, que permitem diferenciar a resposta física de um método ao contexto de produção encontrado. Estruturas semelhantes são definidas para o cálculo dos demais critérios.

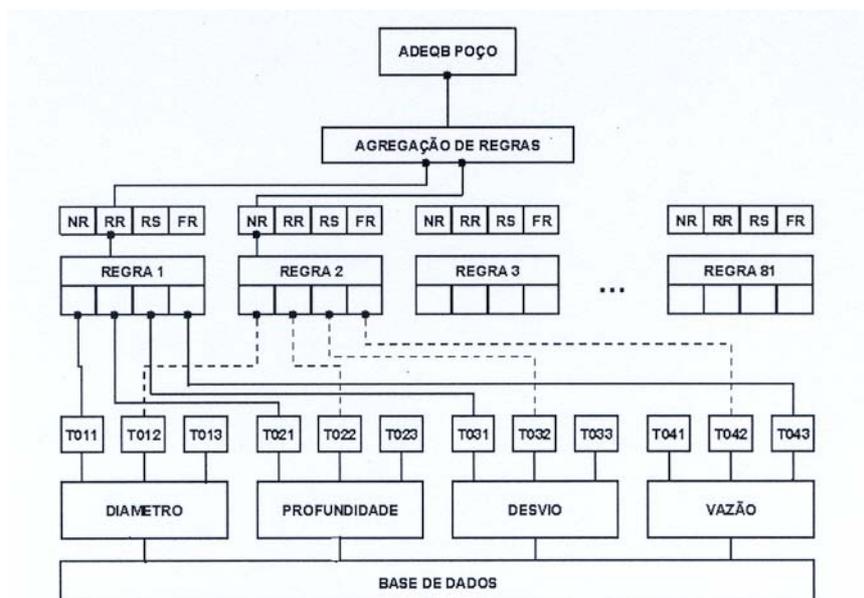


Figura 2 – Exemplo de estrutura para cálculo do parâmetro de adequabilidade ao poço.

Por exemplo, a partir da figura acima, o enunciado para a Regra 1 seria: “Se o diâmetro do poço é pequeno, a profundidade é baixa, e este poço possui um pequeno desvio em relação à vertical e apresenta uma vazão elevada, então a avaliação do poço nestas condições é de recomendado com restrições (RR)”. Deve-se observar ainda que nem todas as regras são necessariamente acionadas. Na representação nebulosa dos parâmetros, um mesmo valor de entrada pode assumir diferentes conotações (profundidade baixa ou média, por exemplo). É, portanto, da agregação das regras acionadas, que se torna possível chegar a um valor específico de avaliação do critério para o método de elevação em estudo conforme mostra a Figura 3.

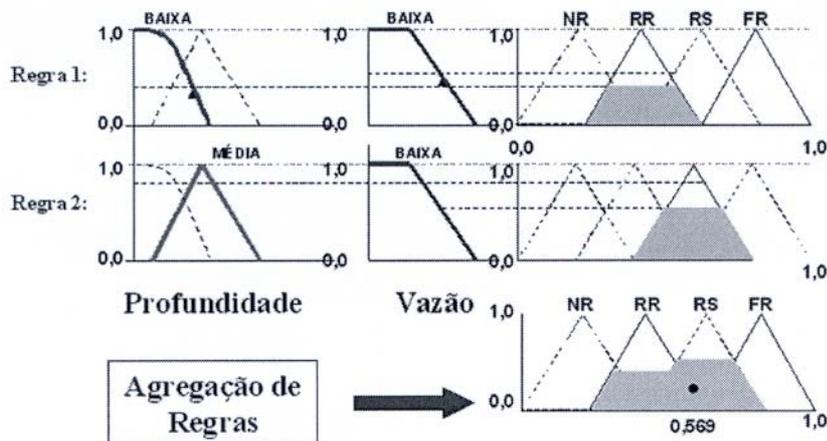


Figura 3 – Exemplo de agregação de regras utilizando os parâmetros de profundidade e vazão.

#### 4. APLICAÇÃO DO MODELO PARA POÇOS REAIS

Para verificar a consistência do modelo, foram considerados dados de poços reais localizados em terra e escolhidos aleatoriamente (Tabela 2) pela operadora. Os poços são do tipo vertical ou direcional. Outros dados fornecidos pela operadora dos poços foram: o diâmetro do poço (Diâm.), a profundidade (Prof.), a temperatura (Temp.), a produção (Prod.), a fração de água (BSW), o grau API do óleo, a razão gás-óleo (RGO), a salinidade (Sal.), e o estado de ocorrência de parafina (Paraf.), H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e areia. Para cada poço, a operadora já utiliza algum tipo de equipamento de elevação. Através de software comercial, o modelo proposto foi implementado sendo obtidos os resultados para a viabilidade técnica apresentados na Tabela 3.

Tabela 2 - Dados dos poços reais.

Poço	Diâm. (in)	Prof. (m)	Temp. (°F)	Tipo	Prod (m³/d)	BSW %	RGO (m³/m³)	Grau API	Sal.	Paraf.	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Areia
01	7	1600	163	V	52	94	250	36	A	N	N	N	N
02	5 ½	970	129	V	42	80	130	37	A	S	S	N	N
03	7	615	110	D	55	78	10	33	B	S	N	N	S
04	7	700	114	D	140	95	10	33	B	N	N	N	S
05	5 ½	680	113	D	167	96	10	33	B	S	S	N	S
06	5 ½	640	111	D	129	93	10	33	B	S	N	N	S
07	5 ½	650	112	V	128	95	10	33	B	N	S	N	S
08		620	110	D	300	96	10	33	B	N	N	N	S
09	5 ½	650	112	V	175	92	10	33	B	N	N	N	S
10	5 ½	665	112	V	7	0	100	33	B	S	S	S	S
11	5 ½	705	115	V	11	45	20	33	B	S	S	S	S
12	5 ½	690	114	V	7	18	40	33	B	S	S	S	S
13	5 ½	685	114	V	13	38	70	33	B	S	S	S	S
14	7	620	110	D	15	48	10	33	B	S	N	N	S
15	5 ½	650	112	V	7	12	100	33	B	S	S	S	S
16	5 ½	620	110	V	24	66	80	33	B	S	S	S	S
17	5 ½	560	107	V	19	66	10	33	B	S	S	N	S
18	7	595	109	D	19	73	10	33	B	S	N	N	S
19	7	635	111	D	32	42	10	33	B	S	N	N	S

Legenda: V = Vertical, D = direcional, A = Alta, B = Baixa, S = Sim, N = Não

Tabela 3 - Resultados obtidos pelo modelo para os poços reais.

POÇO	BMH	BCP	BCS	GLC	INDICAÇÃO DO MODELO	MÉTODO EM USO NO CAMPO
01	0.4099	<b>0.5492</b>	0.5173	0.4932	<b>BCP</b>	<b>GLC</b>
02	0.4468	<b>0.5596</b>	0.5177	0.4753	<b>BCP</b>	<b>GLC</b>
03	0.4583	<b>0.5014</b>	0.4729	0.4276	BCP	BCP
04	0.4912	0.4664	<b>0.5356</b>	0.4787	<b>BCS</b>	<b>BCP</b>
05	0.4718	<b>0.4935</b>	0.4735	0.4779	BCP	BCP
06	0.5083	<b>0.5392</b>	0.4811	0.4785	BCP	BCP
07	0.4715	<b>0.5084</b>	0.4814	0.4786	BCP	BCP
08	0.3855	0.4343	<b>0.5284</b>	0.4887	BCS	BCS
09	0.4577	<b>0.5660</b>	0.5481	0.4777	<b>BCP</b>	<b>BCS</b>
10	<b>0.4640</b>	0.3990	0.3366	0.3069	BMH	BMH
11	<b>0.4723</b>	0.3888	0.4491	0.3195	BMH	BMH
12	<b>0.4640</b>	0.4117	0.3668	0.3142	BMH	BMH
13	<b>0.4829</b>	0.4785	0.4559	0.4619	BMH	BMH
14	<b>0.4749</b>	0.4321	0.4452	0.2922	BMH	BMH
15	<b>0.4751</b>	0.4127	0.3474	0.3029	BMH	BMH
16	<b>0.4842</b>	0.3986	0.4516	0.3285	BMH	BMH
17	<b>0.4550</b>	0.3936	0.4475	0.3175	BMH	BMH
18	<b>0.4481</b>	0.4217	0.4541	0.3849	BMH	BMH
19	<b>0.4810</b>	0.4445	0.4349	0.2986	BMH	BMH

Comparando com os dados de campo, verifica-se pela Tabela 3, que o modelo apresenta concordância com 15 poços e divergência com 4 poços. As diferenças ocorrem nos poços 01, 02, 04 e 09. Para os poços 01 e 02, a operadora utiliza o GLC, enquanto que o critério da viabilidade técnica do modelo sugere o uso de BCP nos dois casos. Na avaliação do modelo, a BCS ocuparia um segundo lugar na indicação, mas as baixas vazões dos poços (52 m³/d e 45 m³/d, respectivamente) inviabilizam **economicamente** esta opção. Foi verificado que existe gás pressurizado onde os poços estão localizados, o que **economicamente** favorece fortemente o GLC. Nestes dois casos, verificou-se também que é necessário revisar o modelo para considerar a influência do RGO no BCP, pois o modelo atual está subestimando este efeito. O poço 04 é um poço de baixa profundidade (700 m) e possui uma produção de 140 m³/d. É também um poço que produz bastante água (95% de BSW). Tais características de fato favoreceriam o uso de BCS e do BMH como indicado pelo modelo. A operadora utiliza o BCP alegando que, na época de finalização do poço, não havia disponibilidade de outros equipamentos além do BCP, caracterizando uma decisão arbitrada por fatores **econômicos**.

Houve também divergência para o poço 09. Para este poço, a disputa ficou entre o BCP e o BCS. De fato, em termos de modelo, os valores obtidos para a viabilidade técnica para os dois métodos estão muito próximos, sendo 0,5660 para o BCP e 0,5481 para o BCS, quase um empate técnico. No desempate, a operadora comenta que o bom valor de IP justificou a escolha para BCS. Pode-se afirmar que as quatro divergências entre as indicações fornecidas a partir do modelo teórico e aquilo que está sendo utilizado pela operadora, transcendem a esfera da viabilidade técnica. Considerando os resultados obtidos, pode-se dizer que a metodologia atende ao problema de avaliação de métodos de elevação. É importante ressaltar que o modelo prescinde substancialmente do especialista de produção para implementar novos avanços.

## 5. Conclusões

O modelo de avaliação dos métodos de elevação proposto apresentou boa convergência de resultados para a situação de poços terrestres. O modelo proposto define a avaliação dos métodos considerando os parâmetros simultaneamente no processo, localizados na base de cálculo dos vários critérios, em conjuntos de regras nebulosas. A aquisição e integração do conhecimento existente na literatura e em entrevistas com especialistas contribuíram de forma significativa para a modelagem dos parâmetros, sendo estes tratados como variáveis lingüísticas. Esta modelagem possibilitou a obtenção de um modelo de avaliação flexível, de fácil acesso ao especialista tanto na definição dos parâmetros como na construção das regras nebulosas que definem a diferenciação dos métodos.

A utilização da teoria de conjuntos nebulosos permitiu orientar a organização e representação do conhecimento especialista. Obviamente, tem-se em mente que a representação deste conhecimento é sempre um assunto complexo. A aquisição ao conhecimento permitiu a definição dos critérios gerais e parciais presentes no modelo de avaliação.

O modelo foi rodado para quatro métodos de elevação, mas outros métodos podem ser inseridos no processo com facilidade, bastando uma revisão de regras nebulosas a partir de um método já existente.

As possibilidades de utilização dos métodos de elevação são bem amplas. Pensando-se na aplicação e validação do modelo, foi necessário dar enfoque a um contexto específico, e neste caso optou-se por um cenário de poços terrestres. Poços terrestres, no caso brasileiro, ainda representam ativos econômicos atraentes em função da boa qualidade de óleo produzidos nestes poços, com valores de grau API normalmente superiores àqueles encontrados na produção offshore. O modelo de avaliação é aberto e prescinde de refinamentos tanto quanto aos parâmetros e quanto às regras nebulosas aplicadas a cada método de elevação. O papel do especialista de produção é essencial neste aspecto, para que o modelo possa ser expandido.

## 7. Agradecimentos

À Agência Nacional do Petróleo (ANP), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Centro de Estudos do Petróleo (CEPETRO) e Laboratório de Inteligência Artificial (LIAP/Departamento de Petróleo/UNICAMP) pelo apoio financeiro e material. Agradecemos também à equipe do Setor de Elevação da UN-BA Petrobrás, pelas críticas e comentários ao longo da elaboração deste artigo.

## 6. Referências

- AZEVEDO, Haroldo Rodrigues. Lógica Fuzzy Aplicada ao Controle de Processos. In: ISA Show Brasil - Conferência Internacional, Exposição e Programa de Treinamento, 1995, São Paulo. Apostila do Curso, 1995.
- BOJADZIEV, G., BOJADZIEV, M. Fuzzy Sets, Fuzzy logic, Applications - Advances in Fuzzy Systems. London : World Scientific Publishing Co Pte Ltd, 1995.
- BROWN, K.E. The Technology of Artificial Lift. Tulsa: Petroleum Publishing Co., 1980. Vol. 2a.
- BUCARAM, S.M., PATTERSON, J.C. Managing Artificial Lift. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.335-340, April 1994.
- CAMPBELL, J.H., BRIMHALL, R. M. An Engineering Approach to Gas Anchor Design. SPE 18826. In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma. March 1989.
- CLEGG, J.D, BUCARAM, S.M, HEIN, N.W. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.1128-1131, 1163-1167, December 1992.
- HEIN, N. W. Beam-Pumping Operations - Problem Solving and Technology Advancements. JPT – Journal of Petroleum Technology, p.330-336, April 1996.
- JAYASEKERA, A. J., GOODYEAR, S. G. The Development of Heavy Oil Fields in the United Kingdom Continental Shelf: Past, Present, and Future. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, p371-379, October 2000.
- KUNKEL, Bill. Downhole Pumps Deliver Broad Gains. Hart's E&P, p71-80, Oct. 2000.
- LEA, J. F., WINKLER, H. W. New and Expected Developments in Artificial Lift. University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Oklahoma, August 1994.
- LEA, J.F., ADISOEMARTA, P.S. Artificial Lift for Slim Holes. SPE 63042. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000.
- MATSATSINIS, N. F., DOUMPOS, M., ZOPOUNIDIS, C. Knowledge Acquisition and Representation for Expert Systems in the Field of Financial Analysis. Elsevier - Expert System With Applications, Vol.2, No 2, p.247-262, 1997.
- MOHAGHEGH, Shahab. Virtual-Intelligence Applications in Petroleum Engineering. Part 3 - Fuzzy Logic. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.82-87. November 2000.
- NEELY, B., GIPSON, F., CLEGG, J. D., et al.. Selection of Artificial Lift Method. SPE 10337. In: The 58<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Texas, Oct. 1981.
- ZADEH, L. A. Fuzzy Sets. In Information and Control, 8, p 338-353, Berkley, CA, 1965.