

INFLUÊNCIA DE PARÂMETROS OPERACIONAIS NA VAZÃO DE SURGÊNCIA DE POÇOS DE PETRÓLEO

Cynthia Gabriella de Carvalho Cavalcante¹
Pâmela Missiely Nascimento da Silva²
Orientador: Leonardo Asfora de Oliveira³

RESUMO

Quando um reservatório de petróleo não possui energia suficiente para deslocar os fluidos até a superfície, o poço é dito surgente e diz-se que ele produz por elevação natural. Uma das atribuições mais importantes da área da elevação é o de determinar a vazão de surgência. No entanto, o seu valor é uma função complexa de diversas variáveis, que dependem da completação do poço, das características do reservatório e dos fluidos nele contidos. Neste trabalho, foi realizado um estudo de caso onde analisou-se a influência de alguns parâmetros operacionais na vazão de um poço fictício. Para isto, foi utilizado uma planilha em Excel que realiza análise nodal. Foi estudada a influência da RGL, BSW, API e diâmetro da coluna na vazão de surgência. Observou-se que existe um valor ótimo de RGL, a partir do qual a vazão torna-se decrescente. Além disso, notou-se que a vazão diminui com o aumento do BSW e cresce com o aumento do grau API e do diâmetro da coluna.

Palavras-chave: Elevação natural, análise nodal, vazão de surgência.

INTRODUÇÃO

Na engenharia de petróleo, a área responsável pela análise do escoamento dos fluidos produzidos pelo sistema de produção petrolífero é a engenharia de elevação. (NASCIMENTO, 2005). A elevação natural ocorre quando os fluidos contidos na rocha reservatório deslocam-se à superfície sem que seja necessário o fornecimento de energia adicional. De acordo com THOMAS (2001), isto ocorre quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada. Para haver elevação natural dos fluidos, a pressão disponível no fundo do poço deve ser maior do que a pressão hidrostática da coluna de fluido, somada às perdas de cargas do escoamento. Estas perdas estão relacionadas ao atrito entre o fluido e as tubulações e ao efeito da aceleração (fluidos compressíveis). Existem também perdas localizadas, quando estão associadas a

¹ Graduando do Curso Técnico em Petróleo e Gás do IFRN, cynthia.gabriella@escolar.ifrn.edu.br;

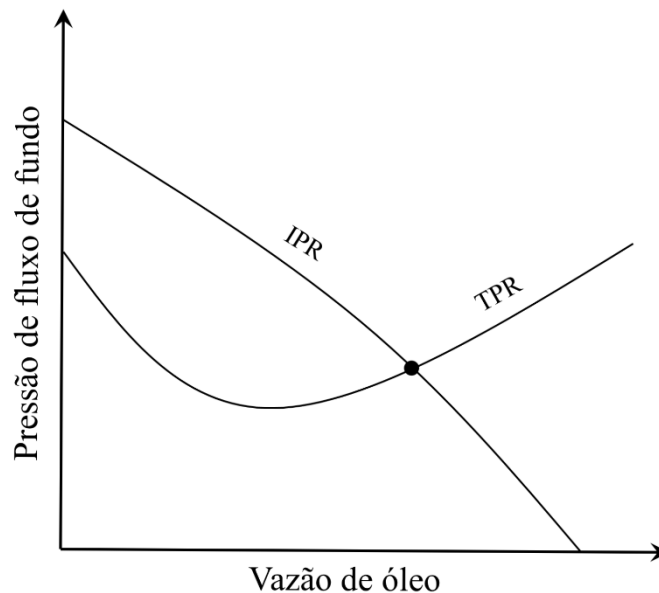
² Graduando do Curso Técnico em Petróleo e Gás do IFRN, p.missiely@escolar.ifrn.edu.br;

³ Professor do Curso Técnico em Petróleo e Gás do IFRN, leonardo.asfora@ifrn.edu.br.

quaisquer obstruções nas linhas de escoamento, como válvulas, reduções de diâmetro, curvas e entre outros. (FILHO, 2011).

A principal técnica utilizada na engenharia de elevação para análise do escoamento dos fluidos produzidos é a análise nodal. Segundo SANTOS (2016), esta é fundamental para o projeto de um poço, pois permite analisar a influência de cada parâmetro operacional na produção. A surgência de um poço é julgada através da análise das curvas IPR (*Inflow Performance Relationship*) e TPR (*Tubing Performance Relationship*). A primeira nos indica, para determinado valor de vazão, a pressão disponível no fundo do poço. Já a última, a pressão requerida no fundo do poço. A interseção entre estas duas curvas caracteriza a condição de surgência, como ilustrado na Figura 1.

Figura 1: Análise nodal.



Fonte: próprio autor.

A construção da curva TPR é realizada estimando a perda de carga total ($\partial p / \partial x$), Equação (1), que os fluidos produzidos experimentam ao escoar na coluna de produção, sendo composta pelas parcelas associadas a elevação, aceleração e atrito (MUKHERJEE & BRILL, 1999). Tipicamente, a perda de carga é estimada através de correlações empíricas.

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{\text{elevação}} + \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{\text{atrito}} + \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{\text{aceleração}} \quad (1)$$

Cada parâmetro operacional associado a um poço de petróleo influencia em maior ou menor intensidade em diferentes parcelas da perda de carga. Desta forma, é essencial a compreensão destes efeitos, de modo a auxiliar no projeto dos poços e na otimização da produção. Tipicamente, a perda de carga total é estimada através de correlações empíricas.

O objetivo deste trabalho é o de analisar a influência de alguns parâmetros operacionais na vazão de surgência de poços de petróleo. Para isto, utilizou-se dados de um poço fictício e realizou-se a análise nodal utilizando uma planilha em Excel que é capaz de realizar cálculos associados a escoamento multifásico. O programa constrói as curvas IPR e TPR e procura pelo ponto de interseção entre elas. Neste trabalho, serão analisadas a influência do grau API, razão gás-líquido (RGL), diâmetro da coluna de produção o BSW (*Basic Sediment and Water*) na vazão de surgência.

METODOLOGIA

Os cálculos multifásicos que possibilitam a construção das curvas IPR e TPR são extremamente complexos e impraticáveis de serem realizados manualmente. Desta forma, para facilitar as análises, utilizou-se uma planilha desenvolvida em Excel, utilizando recursos do *Visual Basic for Applications* (VBA), ilustrada na Figura 2.

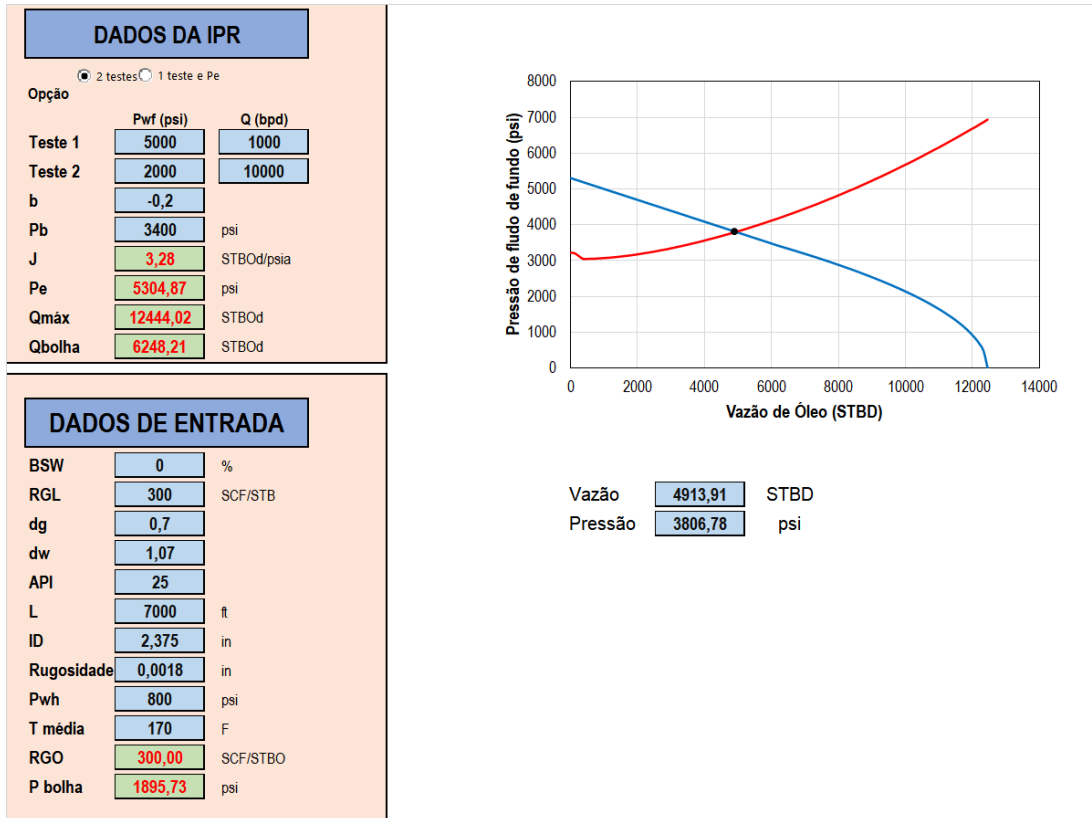
A partir da informação de testes de poço a curva IPR é construída utilizando o modelo composto (BROWN, 1984), ou seja, utilizando relação linear para valores de pressão acima da pressão de bolha e o modelo de Vogel caso contrário:

$$\begin{cases} Q_{\text{óleo}} = J(p_e - p_{wf}), & p_{wf} \geq p_b \\ Q_{\text{óleo}} = Q_{\text{max}} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right], & p_{wf} < p_b \end{cases} \quad (2)$$

Onde $Q_{\text{óleo}}$, J , p_e , p_{wf} e p_b representam, respectivamente, a vazão de óleo em condições padrão, o índice de produtividade do reservatório, a pressão estática, a pressão de fluxo de fundo e a pressão de bolha. Neste trabalho, a curva IPR foi construída considerando dois testes de poços distintos: vazão de 1000 STBD à uma pressão de fluxo de 5000 psi, e uma vazão de 10000 STBD a uma pressão de 2000 psi. Além disso, uma pressão de bolha de 3400 psi foi considerada no reservatório.

Com os dados do poço e das propriedades dos fluidos o programa constrói a curva TPR. Alguns dados do poço foram considerados fixos e estão representados na Tabela 1. O programa se utiliza de correlações empíricas para o gradiente de pressão multifásico e para as propriedades PVT dos fluidos, considerando o modelo *black-oil*.

Figura 2: Planilha de análise nodal.



Fonte: Próprio autor.

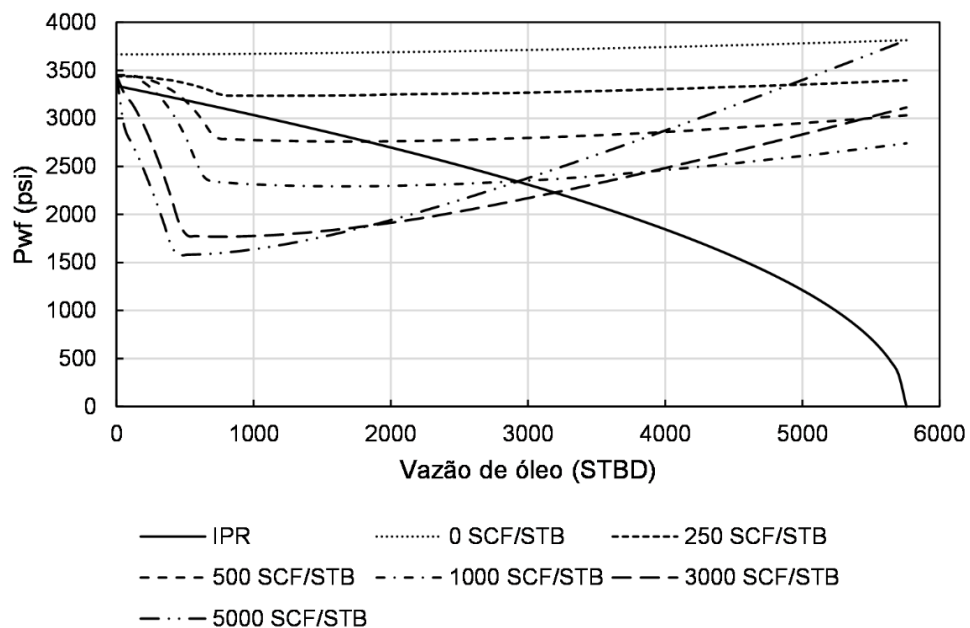
Tabela 1: Dados considerados fixos nas análises.

Parâmetro	Valor
Densidade do gás	0,7
Densidade da água	1,07
Profundidade do poço (ft)	7000
Rugosidade (in)	0,0018
Pressão de cabeça (psi)	800
Temperatura média (°F)	170

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 3 ilustra a influência da RGL na vazão de surgência do poço. Como pode ser visto, para valores até 250 SCF/STB não há interseção das curvas IPR e TPR, indicando a condição de não surgência do poço. Note, no entanto, que o aumento da RGL reduz a pressão requerida, efeito este associado à redução da parcela da perda de carga associada à elevação, o que eventualmente torna o poço surgente. Este efeito benéfico da RGL no escoamento dentro da coluna é a motivação do método de elevação artificial denominado de Gás-Lift.

Figura 3: Influência da RGL na vazão de surgência.



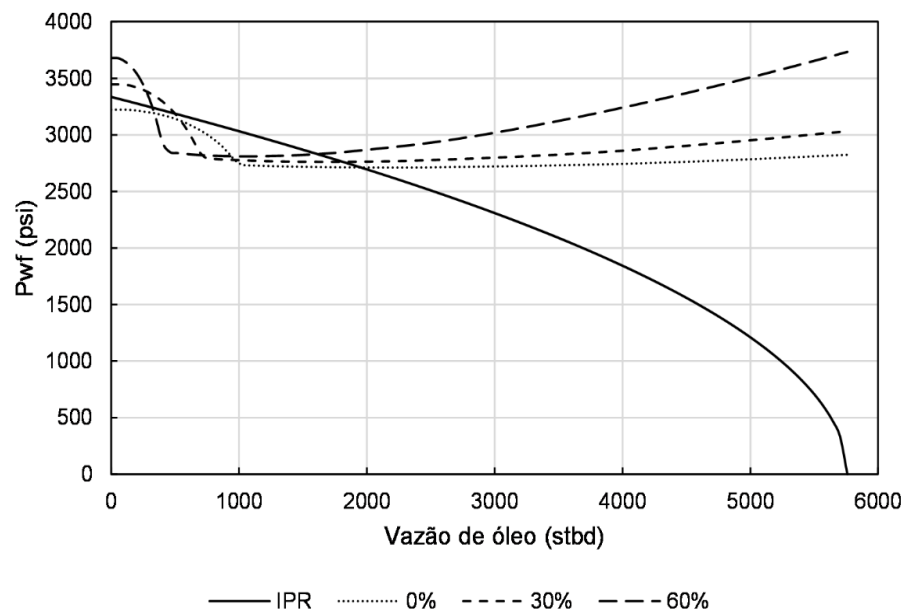
Fonte: Próprio autor.

É possível observar que até 3000 SCF/STB, o aumento da RGL provoca um aumento da vazão. No entanto, para valores maiores, a vazão torna-se decrescente. A razão por trás disto deve-se ao aumento das perdas de carga por fricção e aceleração, que superam a redução da parcela associada à elevação. (OLIVEIRA, 2009). Este efeito também é observado no Gás-Lift, onde existe uma vazão ótima de gás a ser injetada que maximiza a vazão de produção.

É importante ressaltar que o aumento da RGL pode se dar naturalmente em poços que produzem reservatórios com mecanismo de gás em solução. No entanto, neste contexto específico, o efeito benéfico do aumento do RGL no poço é compensado pela redução da pressão do reservatório (devido a produção dos fluidos nele contidos), o que acarreta na redução da vazão de produção. Na análise da Figura 3, no entanto, a pressão foi considerada fixa.

A Figura 4 representa a análise da influência do BSW. Como pode ser visto, o aumento da fração de água nos fluidos produzidos é prejudicial à vazão de surgência. A razão disto deve-se ao fato da água ser um fluido mais pesado do que o óleo e o gás, fazendo com que a parcela da perda de carga associada a elevação aumente e a vazão diminua. Este efeito é bastante comum em projetos de injeção de água após sua chegada no poço produtor, onde observa-se aumentos expressivos do BSW, sendo acompanhado da redução da vazão de óleo. Outra situação que pode acarretar no aumento do BSW é o fenômeno do cone de água, característico de poços que produzem reservatórios associados a aquíferos.

Figura 4: Influência do BSW na vazão de surgência.

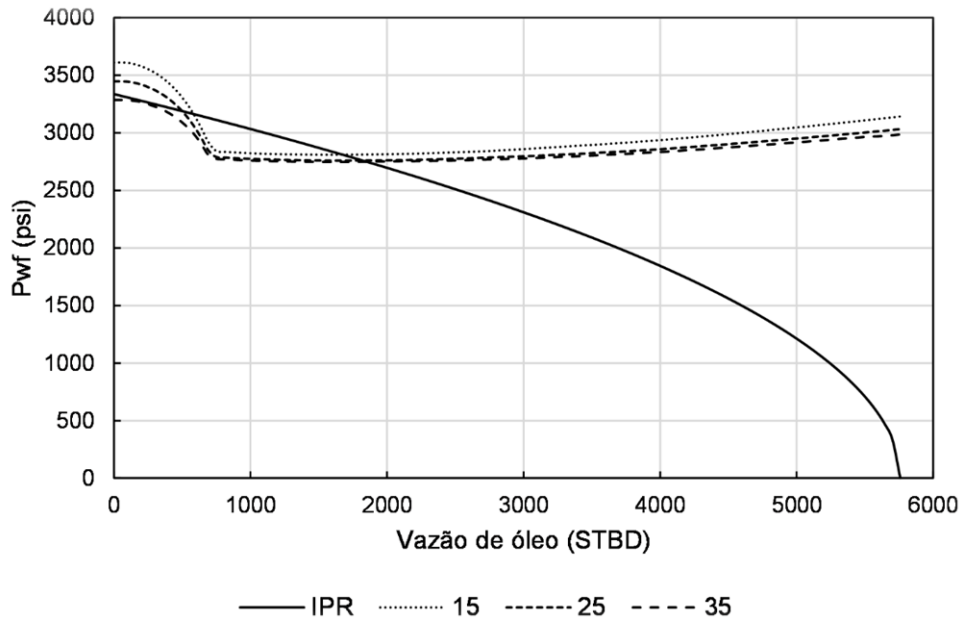


Fonte: Próprio autor.

A Figura 5 ilustra a influência do grau API na vazão de surgência. Como pode ser observado, este parâmetro demonstrou não ter influência significativa no ponto de interseção. No entanto, é possível notar que óleos mais leves (de maior grau API) são preferíveis. Óleos mais leves possuem menor densidade e, em geral, são menos viscosos, acarretando em uma redução das parcelas da perda de carga associadas a elevação e ao atrito. É importante ressaltar

que, embora neste exemplo específico este parâmetro não tenha influenciado significativamente nos resultados, na prática óleos de API baixo são mais complexos de serem produzidos, uma vez que pode ser necessário a implementação de métodos térmicos de recuperação.

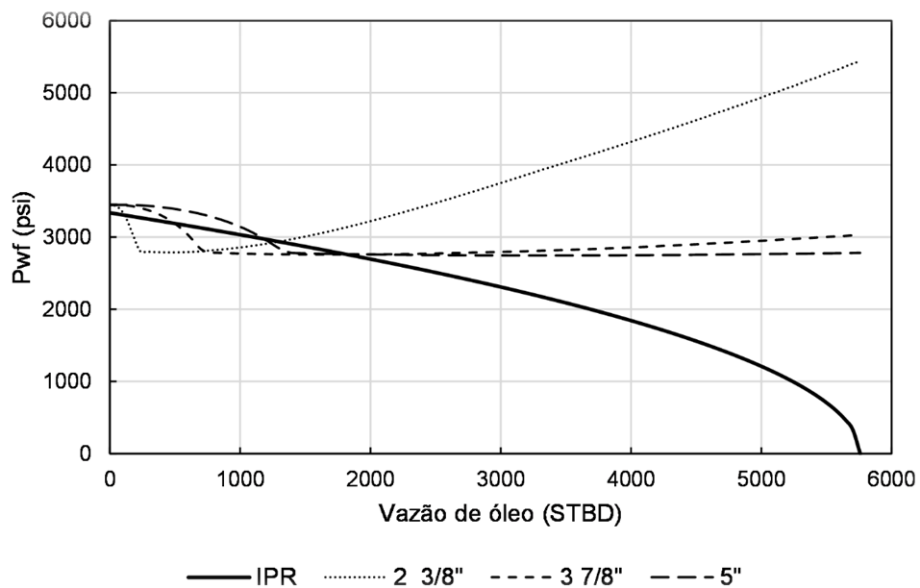
Figura 5: Influência do API na vazão de surgência.



Fonte: Próprio autor.

Por fim, a Figura 6 ilustra a influência do diâmetro da coluna de produção na vazão de surgência.

Figura 6: Influência do diâmetro da coluna de produção na vazão de surgência.



Fonte: Próprio autor.

Como pode ser visto, diâmetros maiores fornecem valores maiores de vazão. Isto é de se esperar, uma vez que ocorre um aumento da área aberta ao fluxo e, com isso, redução da perda de carga associada ao atrito. No entanto, note que o ganho de vazão obtido quando altera-se o diâmetro de 2 3/8" para 3 7/8" é bem maior do que quando aumenta-se de 3 7/8" para 5". De fato, esta última variação é desprezível. Como valores maiores de diâmetro estão associados a um maior custo, conclui-se que, para este estudo, o diâmetro de 3 7/8" seria provavelmente a melhor escolha.

Note também a redução da inclinação da curva TPR a medida que aumenta-se o diâmetro, tornando-se praticamente horizontal. Isto implica em um aumento da instabilidade do escoamento, já que a vazão torna-se extremamente sensível a variações da pressão de fluxo de fundo.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi analisado a influência de alguns parâmetros operacionais na vazão de surgência de um poço fictício. Estudos deste tipo são de fundamental importância para a indústria do petróleo, uma vez que ajudam na otimização da produção dos poços. O efeito da variação da RGL, API, BSW e diâmetro da coluna foi discutida em termos da sua influência nas parcelas de perda de carga. Foi possível observar que existe um valor ótimo de RGL, a partir da qual a vazão torna-se decrescente. Notou-se também que embora a escolha de um diâmetro maior seja preferível, o ganho de vazão a ser obtido nem sempre é relevante (o que não justifica o aumento de custo) e pode levar a condições operacionais instáveis. Ainda, o aumento do BSW acarreta na redução da vazão, enquanto óleos mais leves acarretam em vazões maiores.

REFERÊNCIAS

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

OLIVEIRA, Galileu Paulo Henke Alves de. **Elevação natural de petróleo**. Apostila. Petrobras. Rio de Janeiro: 2009

NASCIMENTO, João Maria Araújo do. **Simulador computacional para poços de petróleo com método de elevação artificial por bombeio mecânico**. 2005. Dissertação (Mestrado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

FILHO, Haroldo dos Santos Rizzo. **A otimização de Gás Lift na Produção de Petróleo: Avaliação da Curva de Performance do Poço**. 2011. Dissertação (Mestrado em programa de Planejamento Energético) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de pós-graduação e pesquisa de engenharia (Coppe) da universidade federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2011.

SANTOS, Ricardo de Araujo. **Excel aplicado a engenharia de petróleo: implementação do modelo de aziz, govier e fogarasi para o cálculo do ponto de operação de poços de petróleo**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal Fluminense, escola de engenharia departamento de engenharia química e de petróleo curso de engenharia de petróleo, Niterói, 2016.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J.P. **Multiphase flow in wells**. Texas: Society of Petroleum Engineers Inc, 1999.

Brown, K.E. 1984. **The technology o. artificial lift methods**, vol. 4, cap. 2. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.