

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 VIABILIDADE TÉCNICA DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GÁS-LIFT NO POÇO 1-FMO-001-BA

AUTORES:

Juliana Nascimento Cruz, Walisson dos Anjos Andrade, Gabriel Passos da Cruz, Acto de Lima Cunha, João Paulo Lobo dos Santos

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Sergipe

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GÁS-LIFT NO POÇO 1-FMO-001-BA

Abstract

In the course of world oil exploration the most easily accessible reserves have been exhausted and, since then, oil companies have been tirelessly striving to find alternative ways to ensure increased production. Artificial lifts methods are increasingly being used and among them, gas-lift method, where the compressed gas energy is used to elevate fluids until the surface or increase the production rate of wells that produce for natural lift. The gas-lift can be injected intermittently (GLI) or continuously (GLC). This work aims to define the best gas lift system to be used in well 1-FMO-001-BA of the Federal University of Bahia (UFBA), located in the Field of Fazenda Mamoeiro in the Recôncavo Basin, as well as to define the operational parameters of the elevation system chosen. IPR and TPR curves were generated for the well, using Hagedorn-Brown and Vogel correlations, respectively. The orifice diameter of the gas-lift valve was defined through the Thornhill-Craver equation, as well as the ideal gas injection pressure for the design. The results showed that the gas-lift continuous method is the one that presents greater feasibility for use in well 1-FMO-001-BA, showing to be a solution for the well of the gas produced by the well.

Introdução

Ao longo da história da exploração de petróleo, as reservas de mais fácil acesso foram depletadas, e associando-se o fato ao cenário de constante elevação da demanda energética mundial, as empresas petrolíferas empenham cada vez mais esforços e tecnologia na tentativa não só de explorar reservas outrora ditas inalcançáveis, como também de aumentar o volume de produção diária daquelas já alcançadas, e muitas vezes já consideradas como maduras.

Segundo Santos e Siqueira (2008), campos maduros de petróleo podem ser compreendidos como campos com produção em desenvolvimento pleno, em atual declínio, pouco rentáveis na forma em que se encontram, necessitando do uso de tecnologias e de investimentos para o alcance da rentabilidade. Dentre tais tecnologias, encontram-se os métodos de elevação artificial, que permitem a elevação do óleo até a superfície em poços com pressão relativamente baixa, sendo também utilizados no final da vida do poço por surgência, ou quando se deseja aumentar a vazão de produção.

Os métodos de elevação artificial mais comuns na indústria de petróleo são o Gás-Lift Contínuo (GLC) e Intermitente (GLI), Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), Bombeio Mecânico (BM) e Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP). O Gás-Lift é um método de elevação artificial no qual se utiliza a energia proveniente de um gás comprimido para propiciar a elevação de fluidos, seja óleo e/ou água, até as facilidades de produção. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de produção ou simplesmente para deslocar os fluidos do ponto de injeção até a superfície (ROSSI, 2010).

A definição do melhor método de elevação a ser utilizado depende da situação particular de produção de cada poço, e tal escolha requer um conhecimento detalhado de todos os métodos de elevação artificial disponíveis. A determinação do mesmo, bem como de seus parâmetros operacionais, podem ser fatores decisivos no sucesso das operações de produção de um poço. Desta forma, o presente trabalho visa definir o melhor tipo de gás – lift a ser empregado no poço 1-FMO-001-BA, situado no Campo de Fazenda Mamoeiro na Bacia do Recôncavo, bem como definir os parâmetros operacionais do sistema de elevação escolhido.

Metodologia

As etapas necessárias para a realização deste trabalho envolveu o levantamento dos dados do campo na literatura; escolha do tipo de gas-lift; escolha do tipo de válvula; determinação da pressão a montante do choke na superfície.

O campo de Fazenda Mamoeiro, objeto deste estudo, está localizado no Recôncavo Baiano, no município de Entre Rios, a 120 km de Salvador. O campo apresenta grande potencial para produção de gás, produzido juntamente com óleo a uma RGO de 5205 scf/stb (927 m³ std/ m³std)(PEREIRA, 2009). O poço possui profundidade total de 3622 m com zona de interesse no intervalo de 3363 e 3381 m. A Tabela 1 mostra as informações do poço e do reservatório e que foram utilizadas na construção da curva performance do reservatório (IPR) e da curva de performance da coluna de produção (TPR).

Tabela 1 – Dados do poço e do reservatório nas condições a partir do teste realizado em 2008.

Propriedades	Unidades	Valor
Dados do Reservatório		
Pressão Estática (P _e)	psi	3441,9
Temperatura (T)	°F	233,2
Potencial do poço (qmáx)	bbl/d	50
Dados dos Fluidos		
°API	-	42,7
Densidade do gás (d _g)	-	0,84
Dados do Poço		
Comprimento coluna de produção	ft	11073
Diâmetro da coluna	in	2,0
Comprimento linha de produção	ft	122,5
Pressão de trabalho do separador (P _{sep})	psi	70,0
Potência do compressor	Nm ³ /h	800,0
Pressão no compressor	MPa	25,0

Fonte: Adaptado de Bonelli e Câmara (2006); Pereira (2009) e Nascimento (2011).

Os dados da Tabela 1 foram utilizados para construção da curva IPR e TPR em uma planilha do Excel, utilizando a correlação de Hagedorn-Brown (1965), para o cálculo da curva TPR. A correlação de Hagedorn-Brown é mostrada na Equação (1) a (4) (GUO *et al.*, 2007).

$$\frac{dp}{dz} = \frac{g}{g_c} \rho_m + \frac{2 f_p u_m^2}{g_c D} + \rho_m \frac{\Delta(u_m^2)}{2 g_c \Delta z} \quad (1)$$

A Equação (1) pode ser expressa em unidades americanas como:

$$144 \frac{dp}{dz} = \rho_m + \frac{f_p M_t^2}{7,413 \times 10^{10} D^5 \rho_m} + \rho_m \frac{\Delta(u_m^2)}{2g_c \Delta z} \quad (2)$$

Onde: M_t é a vazão mássica total, ρ_m é a densidade da mistura e u_m é a velocidade da mistura.

A densidade média e a velocidade média da mistura são dadas por:

$$\rho_m = y_L \rho_L + y_G \rho_G \quad (3)$$

$$u_m = u_{SL} + u_{SG} \quad (4)$$

Onde: ρ_L , massa específica do líquido, ρ_G a massa específica do gás, y_L é o hold up de líquido, y_G é o hold up de gás, u_{SL} velocidade superficial do líquido e u_{SG} é a velocidade superficial da fase gasosa.

A correlação proposta por Vogel (1968) é apresentada na Equação (5):

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad (5)$$

Onde: q é a vazão de líquido, P_{wf} é a pressão de fluxo no fundo do poço, P_e é a pressão estática do reservatório e $q_{m\acute{a}x}$ é o potencial do poço.

A escolha do tipo de *gas-lift* a ser utilizado depende de inúmeros fatores, sendo os mais relevantes o índice de produtividade e a pressão estática do reservatório (P_e). Segundo Guo et al (2007), poços com IP igual ou inferior a 0,5 stb/dia/psi são considerados de baixa produtividade, enquanto poços com IP superior a 0,5 stb/dia/psi são considerados de alta produtividade. A Tabela 2 apresenta um resumo dos critérios utilizados para escolha do tipo *gas-lift* mais adequado para cada situação.

Tabela 2. Escolha entre *Gas-lift* Contínuo e *Gas-lift* Intermitente.

TIPO DE <i>GAS-LIFT</i>	CARACTERÍSTICAS DO POÇO
<i>Gas-lift</i> contínuo	Alto IP e baixa pressão estática
<i>Gas-lift</i> intermitente	Baixo IP e alta pressão estática
	Alto IP e baixa pressão estática

Fonte: Adaptado de Guo et al. (2007) e Rossi (2010).

De acordo com Rossi (2010) uma alta pressão estática é aquela suficiente para suportar uma coluna de fluido igual ou superior a 70% da profundidade do poço, uma pressão baixa aquela suficiente para suportar uma coluna de fluido inferior a 40% da profundidade e uma pressão estática média aquela que seja capaz de suportar colunas de fluidos entre 40% a 70% da profundidade total.

A válvula tipo orifício é utilizada como válvula operadora do *Gas-Lift* Contínuo. São instaladas na máxima profundidade possível de operação, geralmente em torno de 20 a 50 metros acima do topo do intervalo canhoneado. A válvula tipo pressão operada pelo revestimento é utilizada como válvula de descarga e também como válvula operadora, tanto no *gas-lift* contínuo, quanto no *gas-lift* intermitente. Por último, a válvula tipo pressão operada pelo fluido é utilizada na função de operadora nas instalações de *gas-lift* intermitente (ROSSI, 2010). A escolha do diâmetro do orifício da válvula

depende de alguns fatores, como da vazão de gás desejada, da densidade do gás, da temperatura de operação, da pressão à montante e da pressão à jusante da válvula (GUO et al., 2007).

Neste trabalho, será considerado que todo gás produzido pelo poço 7000 m³/d (250.000 scf/d) será a vazão de gás injetado, afim de garantir o maior aproveitamento possível do gás produzido. O diâmetro do orifício da válvula pode ser determinado através da utilização da equação de Thornhill-Craver, utilizada tanto para fluxo crítico como para fluxo subcrítico. Para tal determinação, é necessário primeiramente calcular-se o fator de correção de vazão, descrito na Equação (6).

$$FC = 0,0544\sqrt{d_g T} \quad (6)$$

Onde: FC é o fator de correção devido à temperatura; d_g é a densidade do gás e T temperatura (°R).

A equação de Thornhill- Craver é comumente representada em forma de gráfico, e para sua correta utilização faz-se necessário a correção da vazão de gás através da Equação (7).

$$Q_{gráfico} = Q_{real} FC \quad (7)$$

Onde: $Q_{gráfico}$ é a vazão de gás injetada corrigida para a temperatura da válvula; Q_{real} é a vazão de gás real nas condições padrão.

Segundo Guo et al (2007), a pressão de injeção na profundidade da válvula pode ser determinada através da Equação (8).

$$P_{c,v} = P_{t,v} + \Delta p_v \quad (8)$$

Onde: $P_{c,v}$ é a pressão no anular na profundidade da válvula; $P_{t,v}$ é a pressão mínima de injeção na profundidade da válvula; Δp_v é a perda de carga decorrente da passagem do gás pelo orifício da válvula, comumente considerada como 100 psi (GUO et al. 2007).

Para determinar a pressão no anular na profundidade da válvula, utiliza-se a Equação (9).

$$P_{c,s} = \frac{P_{c,v}}{1 + \frac{D_v}{40000}} \quad (9)$$

Onde: $P_{c,s}$ é a pressão no anular na superfície, D_v é a profundidade da válvula operadora.

Segundo Guo et al (2007), para garantir o fluxo crítico, a condição da Equação (10) deve ser satisfeita.

$$P_{inj} \geq \frac{P_{c,s}}{0,55} \quad (10)$$

Onde: P_{inj} é a pressão de injeção a montante do choke e $P_{c,s}$ é a pressão no anular na cabeça do poço.

Resultados e Discussão

A Figura 1 mostra a representação das curvas IPR e TPR que foram obtidas para o poço 1-FMO-001-BA nas condições do último teste no ano de 2008, utilizando dados da Tabela 1. Sabe-se que a vazão de líquido máxima de produção por surgência é aquela na qual as curvas

IPR e TPR se interceptam, e, portanto, tanto o fluxo no meio poroso, quanto o fluxo na coluna de produção são favorecidos.

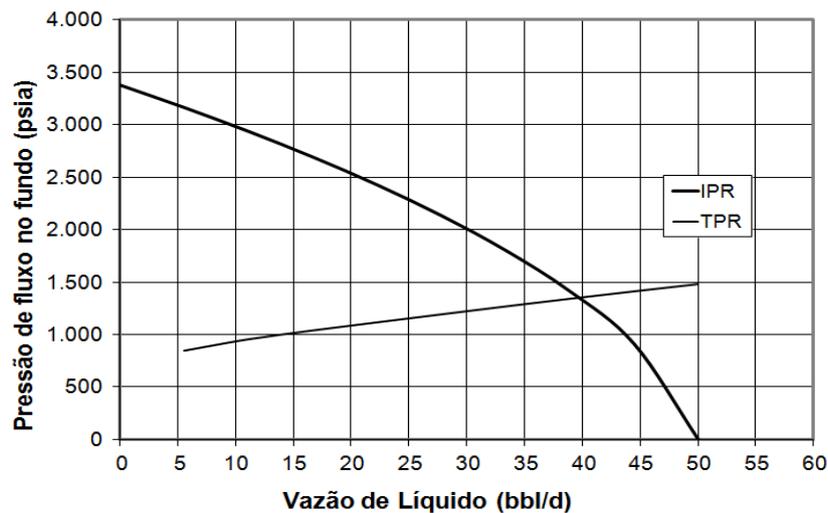


Figura 1 - Curvas IPR e TPR do poço 1-FMO-001-BA nas condições de 2008.

Da Figura 1 obtém-se aproximadamente uma vazão de líquido de surgência (Q_o) igual a 39,5 bbl/dia e uma pressão de fluxo no fundo do poço P_{wf} de 1350 psia. A determinação da pressão de fluxo no fundo do poço é essencial, pois a partir deste valor pode-se determinar a pressão de fluxo na coluna em frente a válvula operadora.

Como a pressão no fundo do poço encontra-se abaixo do ponto de bolha o fluxo no meio poroso é bifásico e o índice de produtividade (IP) é representado pela derivada da equação de Vogel (1968), dado pela Equação (11).

$$IP = -\frac{dq}{dp} = \frac{0,2q_{m\acute{a}x}}{p_e} + \frac{1,6p_{wf}q_{m\acute{a}x}}{p_e^2} \quad (11)$$

Substituindo os valores na Equação (11), o IP é igual a 0,012 (std/dia)/psi. Este valor de IP é muito baixo e segundo Guo et al. (2007) corresponde ao IP de um poço depletado (IP menor que 0,3 (stb/dia)/psi). Levando-se em consideração o valor de IP de 0,012 (stb/dia)/psi e tomando-se como base os critérios descritos na Tabela 2, onde este valor de IP é considerado baixo, seria escolhido o *gas-lift* intermitente como o método de elevação artificial a ser aplicado no poço em questão. Porém, tal escolha abrange outros fatores, que devem ser mais bem analisados.

O uso do sistema de *gas-lift* intermitente em um poço requer a disponibilidade de um alto volume de gás para injeção. Caso esta disponibilidade não exista, os bolsões de gás não irão possuir volume suficiente para empurrar as golfadas de líquidos até a superfície, e acabam cortando o líquido. A eficiência do método é reduzida significativamente, tornando-o inviável. O poço analisado produz quantidade significativa de gás, porém não suficiente para aplicação do *gas-lift* intermitente, além de não existirem fontes de gás alternativas nas proximidades. Além disso, o poço 1-FMO-001-BA é um poço surgente, para o qual o objetivo principal da aplicação de um método de elevação artificial é o aumento da produção. Segundo Rossi (2010), o método de *gas-lift* contínuo é largamente utilizado nesse tipo de situação.

Na aplicação do método de *gas-lift* intermitente, cerca de 1,5% a 2% da golfada de líquido é perdida por escorregamento a cada 100 metros percorridos de poço (ROSSI, 2010). Estando os canhoneados a

uma profundidade média de 3373 metros, cerca de 50% da golfada de líquido seria perdida, como pode ser concluído a partir dos cálculos realizados.

Portanto, a partir da análise realizada, conclui-se que a utilização do GLI não seria bem sucedida, visto que a eficiência do mesmo seria muito baixa sendo assim melhor aplicável o método de *gas-lift* contínuo. Deve ser considerado que o poço já é capaz de produzir 39,5 bbl/d por surgência, logo deve ser priorizado um método que venha incrementar esta produção utilizando as características produtivas que o campo já possui, neste caso, sendo mais interessante o GLC.

Para fins de cálculo, neste trabalho será considerado que a válvula operadora será instalada a uma profundidade de 3345 metros (10974 ft). Além disso, a pressão na cabeça do poço foi considerada igual a pressão de operação do separador ($P_{wh} = P_{sep} = 70$ psi) já que a distância do separador à cabeça do poço é de apenas 122,5 ft, e sendo assim, a perda de carga no trajeto da linha de produção pode ser desprezada, e ainda que a pressão na profundidade dos canhoneados (P_{wf}) é de cerca de 1350 psi, e a partir do gradiente dinâmico, obtém-se o valor da pressão de fluxo na coluna na profundidade da válvula (P_{fv}) igual 1340 psi. Considerando a perda de carga decorrente da passagem do gás pelo orifício da válvula igual a 100 psi, e utilizando A Eq. (8) obtém-se uma pressão no anular na profundidade da válvula igual a 1440 psi.

A partir do valor obtido para a pressão no anular na profundidade da válvula ($P_{c,v}$), e sabendo que a válvula estará instalada a uma profundidade de 3345 metros (10974 ft) utilizando a Equação (9), conclui-se que a pressão do anular na superfície ($P_{c,s}$) é igual a 1098 psi. Das Equações (6) e (7) obtém-se o fator de correção da vazão e a vazão de gás corrigida igual a 1,31 e 328.000 scf/d, respectivamente. Da pressão na profundidade válvula ($P_{c,v}$) igual a 1440 psi, a pressão mínima de injeção na profundidade da válvula (P_{fv}), 1340 psi, e a vazão de gás injetado corrigida, $328 \cdot 10^3$ scf/dia, utilizando a equação de Thornhill-Craver, conclui-se que o diâmetro do orifício da válvula a ser utilizada como operadora é de 9/64 in, conforme mostrado na Figura 2.

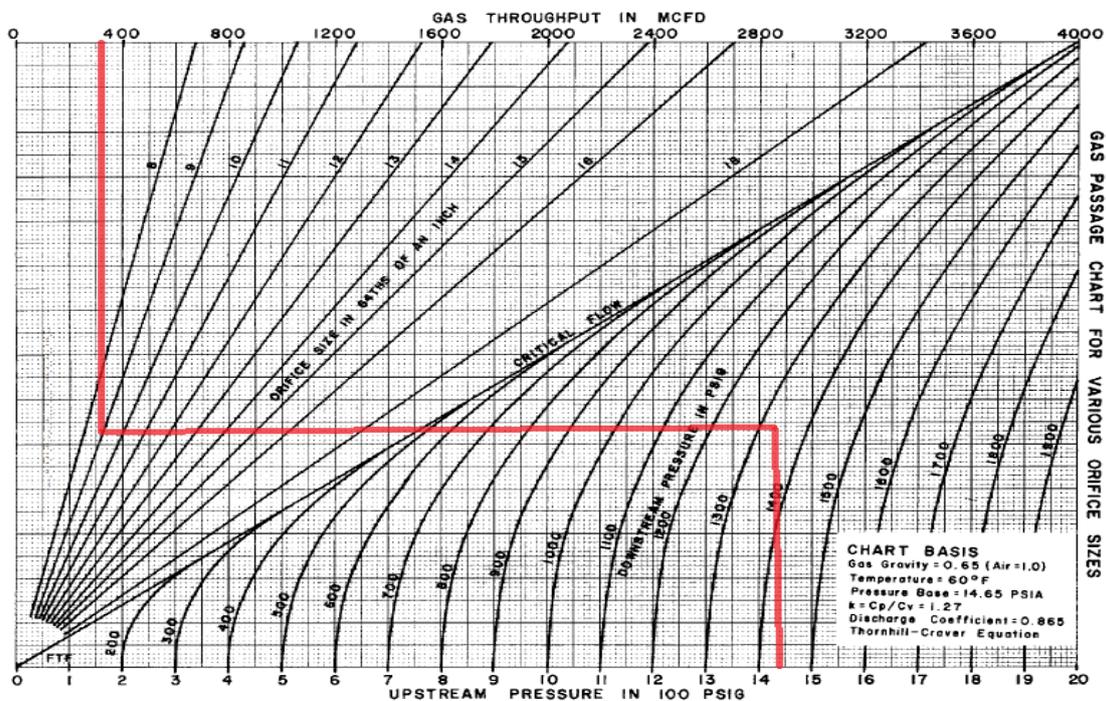


Figura 2 - Determinação do orifício da válvula Operadora. Adaptado de Gas Lift Manual (1994).

Considerando a necessidade de estabelecer um fluxo crítico através do choke, e sabendo que a pressão no anular na superfície ($P_{c,s}$) é igual a 1098 psi, utilizando o critério estabelecido pela Equação (10),

conclui-se que a pressão de injeção de gás (P_{inj}) deverá ser no mínimo igual a 1996 psi para que perturbações que venham a ocorrer a jusante do choke, não interfiram nas condições a montante. O compressor existente no campo é capaz de fornecer uma pressão de 25 Mpa (3625 psi), e sendo assim, enquadra-se nas necessidades do projeto. Além disso, oferece um potencial de vazão de gás de 800 m³/hora, que resulta em cerca de 19200 m³/dia, superando os 7000 m³/dia de gás a serem injetados no poço. Dessa forma, como um dos maiores custos de uma instalação de elevação artificial de *gas-lift* contínuo, está relacionada a aquisição de um compressor que atenda às necessidades de projeto, torna-se economicamente viável a instalação de tal método no poço 1-FMO-001-BA com o compressor que já se encontra disponível no campo. Além disso, a instalação de um sistema GLC dar uma finalidade ao gás produzido pelo campo, visto que a instalação de um gasoduto para levar este gás a um mercado consumidor seria inviável, assim como o armazenamento para transporte em sistemas de gás natural comprimido (GNC) implica em altos custos.

Conclusões

Neste trabalho foi avaliada a viabilidade técnica de instalação de um sistema de gás-lift no poço 01-FMO-01-BA. Os resultados obtidos mostraram que a instalação de um sistema de GLC seria mais interessante ao campo quando comparado ao sistema GLI. A partir disso, parâmetros operacionais do GLC como abertura de válvula, pressão de injeção na profundidade da válvula e na superfície foram determinados. Além disso, os requisitos de pressão e vazão de injeção de gás podem ser atendidos pelo compressor já disponível no campo o que reduz o gasto com um dos componentes mais caro. Portanto, o aproveitamento do gás para reinjeção traz um uso para o gás do campo, bem como pode proporcionar um aumento de receita com a venda do óleo que é de boa qualidade ($^{\circ}$ API = 42,7) mostrando que campos maduros e/ou marginais podem ser atrativos.

Referências Bibliográficas

- BONELLI, C. M. C.; CAMARA, R. J. B. Revitalização do Campo de Fazenda Mamoeiro: Acompanhamento da Intervenção, Análise do Teste de Formação e Levantamento de Custos. Projeto Campo-Escola, Convenio ANP/UFBA, 2006. 58p.
- GUO, B.; LYONS, W. C., GHALAMBOR, A. Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach. Elsevier Science & Technology Books, 2007.
- HAGEDORN, A. R.; BROWN, K. E. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits. Journal of Petroleum Technology, p.1-10, 1965.
- NASCIMENTO, J. C. S. Otimização de Escoamento Multifásico: um Estudo no Poço 1-FMO-001-BA. 90 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal da Bahia, Salvador - BA, Brasil, 2011.
- PEREIRA, U. L. T.; DUARTE, L. J. N.; GÓIS, L. M. N.; SANTANA, F. P. P. Análise do escoamento multifásico de petróleo em linhas de produção de campos maduros. 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás – 5º PDPETRO. Fortaleza - CE, 2009.
- ROSSI, N. C. M. Elevação Natural e Artificial de Petróleo. Apostila, Petrobras. 2010.
- SIQUEIRA, M.; SANTOS, R. C. C. Os Campos Maduros de Petróleo e o Desenvolvimento Regional: O Caso do Nordeste Brasileiro. In: XVII CONGRESSO NACIONAL DO CONPEDI, 2008, Brasília. Anais...Brasília. , p. 1148-1167, 2008.
- VOGEL, J. V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells. J. Petroleum Technol. p.83–92, 1968.