



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL APLICADOS EM CAMPOS ONSHORE E OFFSHORE NO BRASIL

Marcelo Menezes Farias¹

¹ Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia – mfarias@alu.ufc.br

RESUMO

Em 2015, a produção de petróleo em território nacional se dividiu em 245 campos *onshore* e 85 campos *offshore*, tendo a utilização de métodos de elevação artificial como fator essencial para possibilitar e otimizar a produção em alguns destes campos. O presente trabalho tem como objetivo analisar os métodos de elevação aplicados em campos brasileiros e realizar um levantamento de quais são os métodos mais utilizados, relacionando-os com dados de produção. Para 30 campos produtores, sendo 15 *onshore* e 15 *offshore*, foram identificados bombeio mecânico com hastes (BMH), bombeio por cavidades progressivas (BCP), *gas lift* (GL) e bombeio centrífugo submerso (BCS) como métodos de elevação artificial. Dados de produção de óleo e gás, °API e profundidade de lâmina d'água em ambientes marítimos de cada campo foram obtidos do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP). O BMH, apesar de amplamente utilizado, enfrenta uma série de limitações em ambientes marítimos, sendo o GL e o BCS os métodos mais adequados para estes campos. Nos campos *onshore* a produção foi predominantemente elevada pelo BMH, enquanto que em campos *offshore* o BCS foi responsável por elevar maior parte da produção. Quanto ao °API, nos campos marítimos, o BCS foi utilizado para óleos viscosos e o GL para óleos mais leves. Nos campos *onshore*, o BMH foi o método utilizado para produzir óleos leves. Nos campos *offshore*, uma relação com o aumento da profundidade de lâmina d'água e a escolha do método de elevação foi constatada: em maiores profundidades, a frequência do GL aumenta em comparação aos métodos de bombeio. Apesar da frequência do BCS diminuir com o aumento da lâmina d'água, a aplicação deste método tem um aumento expressivo em águas ultraprofundas. O estudo conseguiu satisfatoriamente analisar os campos identificados e os métodos de elevação utilizados, relacionando-os com as suas aplicações e limitações.

Palavras-chave: Elevação Artificial, *Offshore*, *Onshore*, Campos produtores.

1. INTRODUÇÃO

A produção nacional de petróleo e gás natural em 2015, segundo dados disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), dividiu-se em 330 campos, sendo 245 em ambiente terrestre e 85 em ambiente marítimo [ANP, 2016].

Analisando dados fornecidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) é possível identificar que, apesar de existirem mais campos em terra, maior parte da

produção provém de campos *offshore*. Em 2015 foram produzidos 2,28 milhões de barris por dia em campos marítimos, totalizando 92% de toda produção. No mesmo ano, somente a região do Pré-Sal foi responsável por 31% de toda a produção nacional, alcançando em média 776 mil barris por dia [MME, 2016].

Apesar da região do Pré-Sal apresentar elevado valor de *oil in place*, volume de hidrocarbonetos armazenados em reservatório, o estudo dos fenômenos

[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

elevatórios é fundamental para alcançar estes valores de produção diária.

Durante os planos de desenvolvimento de campos de petróleo, os engenheiros responsáveis por estudar estes fenômenos objetivam maximizar a produção dos poços de forma efetiva buscando uma maior rentabilidade durante as operações. [ECONOMIDES et al., 2013].

É nesta situação que os métodos de elevação artificial demonstram sua importância. Esta tecnologia visa reduzir a pressão de fluxo no poço, possibilitando a produção quando o óleo não se eleva naturalmente, podendo inclusive aumentar a vazão de produção.

O critério de seleção destes métodos varia de acordo com o ambiente em que a produção ocorre. Enquanto a produção em campos *onshore* permite uma maior versatilidade e utilização de métodos mais simples, a produção em campos *offshore* é acompanhada por uma maior dificuldade operacional e uma maior necessidade de equipamentos modernos para viabilizar a produção. Conseqüentemente, a escolha dos métodos de elevação artificial em ambientes marítimos se torna mais complexa e seletiva [MOREIRA, 2003].

Segundo Telli [2010], os métodos de elevação artificial estão chegando aos seus limites operacionais, dado o aumento

expressivo das profundidades dos poços e volumes de produção.

Analisando a produção nacional de óleo em campos *onshore* e *offshore*, considerando a otimização do retorno econômico, percebe-se a importância do estudo e do desenvolvimento tecnológico referente aos fenômenos de elevação artificial.

O presente trabalho tem como objetivo analisar os métodos de elevação artificial e realizar um levantamento acerca de quais são mais utilizados no cenário de produção nacional, relacionando-os com as propriedades do óleo produzido e características do campo.

2. METODOLOGIA

A análise dos métodos de elevação artificial foi realizada por meio de uma revisão bibliográfica com auxílio de base de dados *OnePetro* e *Scholar Google* e consulta em literatura relacionada ao estudo da Engenharia de Produção. Os princípios físicos de funcionamento destes métodos e as características fundamentais para entender as vantagens e limitações de cada sistema foram identificados.

O levantamento dos métodos utilizados em território brasileiro foi realizado a partir da escolha de 30 campos produtores, sendo 15 em mar e 15 em terra. Analisando



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

individualmente os Sumários Executivos dos últimos 15 anos disponibilizados pela ANP, foi possível identificar qual método de elevação artificial é empregado em cada campo.

Dados complementares, como os da produção anual em 2015, °API do óleo e lâmina d'água em campos *offshore* foram obtidos analisando individualmente as planilhas eletrônicas fornecidas pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Bombeio mecânico com hastes

A indústria do petróleo utiliza amplamente o bombeio mecânico com hastes (BMH). Este é o principal método de elevação artificial utilizado em poços cuja a pressão do reservatório foi depletada. Para esta situação, a implementação do método de elevação artificial é um dos maiores custos de projeto, então se espera que o BMH opere com o máximo de eficiência e tenha o maior intervalo de tempo possível entre as falhas [PODIO et al., 2001].

O BMH é composto de três componentes: a unidade de bombeio, a coluna de hastes e a bomba de fundo. A unidade de bombeio, por meio de movimento rotativo transmite ciclicamente energia para uma

coluna de hastes que exerce um movimento alternativo. O ciclo de bombeio é composto por um movimento ascendente, *upstroke*, e um movimento descendente, *downstroke*. A coluna de hastes, ao se movimentar, aciona a unidade de bombeio no fundo do poço, elevando o óleo.

Sendo amplamente utilizado na indústria, o método BMH já é tecnologicamente dominado, facilitando sua aplicação em projetos de desenvolvimento dos campos. O BMH apresenta instalação simples e não depende de energia elétrica, tendo a possibilidade de produzir óleos com alta viscosidade. Este método é amplamente utilizado em campos *onshore* devido a sua simplicidade.

O BMH, apesar da simplicidade, tem uma série de limitações em campos *offshore*. As hastes que compõem o equipamento podem sofrer desgastes devido a profundidade, a produção de areia e a utilização em poços direcionais. Além disso, o BMH tem sua eficiência reduzida com a presença de gás no fluido de produção [SOUSA et al., 2013].

3.2 Bombeio por cavidades progressivas

O bombeio por cavidades progressivas (BCP) é um sistema utilizado para elevar óleos leves com um grande valor de razão água-óleo [MORENO; ROMERO, 2007].



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Este método de bombeio consiste em um sistema de deslocamento positivo, no qual o fluido escoia axialmente pelo equipamento. Um *design* típico deste método de elevação consiste em um rotor helicoidal que rotaciona excentricamente ao estator. Os encaixes entre estas peças podem ser de metal ou elastômeros [ZHOU; YUAN, 2008].

O BCP apresenta boa eficiência para produzir em altas concentrações de areias e outros sólidos, tolerando altas porcentagens de gás livre. Além de apresentar boa resistência à abrasão, este método requer um baixo nível de manutenção e baixos custos operacionais. O BCP tem limitações quanto às condições de temperatura, acima de 100 °C pode ocorrer a deterioração do elastômero, e tem limitações quanto ao volume de produção e a profundidade: o BCP produz no máximo 800 m³/dia a uma profundidade limite de 3.000 m. A haste da bomba também está sujeita a fadiga e pode não ser aplicada em poços direcionais [LAKE; CLEGG, 2007]. Estas limitações fazem com que o BCP não tenha aplicação em ambientes marítimos ultraprofundos em poços multilaterais.

3.3 Gas lift

O método de elevação *gas lift* (GL) é baseado no princípio de injeção de um gás pressurizado na coluna de produção com a finalidade de reduzir a densidade do fluido

que se deseja elevar. O gás vem da superfície por meio de um compressor, escoia pela região anular e quando atinge pressões previamente determinadas, válvulas abrem mandris que permitem a entrada do gás na coluna de produção. Para a implementação deste método, o engenheiro de completação deve levar em consideração a disponibilidade de gás para injeção e de espaço para instalação dos equipamentos na superfície [MITCHELL, 2015].

Existem duas variações deste método: o *gas lift* contínuo (GLC) e o *gas lift* intermitente (GLI). O GLC consiste na injeção contínua de gás na coluna de produção enquanto o GLI consiste na injeção periódica de gás na coluna, elevando-o em golfadas. Em aplicações *offshore*, o GLC é mais adequado devido a sua maior eficiência em elevar altos volumes em poços com elevadas pressões de fundo.

Entre as vantagens operacionais, o GL pode elevar grandes volumes de óleo com pequenas frações de sólido, os sistemas de superfície que compõem este método podem ser instalados a uma distância considerável da zona produtora, o gás produzido pode ser separado para reinjeção no poço e o método tem aplicação em poços direcionais.

Quanto as limitações, este sistema não é economicamente viável para produção de óleos muito viscosos, pode enfrentar

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

problemas como a deposição de hidratos e o congelamento de gás. A disponibilidade do gás de injeção é um fator determinante para avaliar a viabilidade deste método [OSUJI, 1994].

3.4 Bombeio centrífugo submerso

O bombeio centrífugo submerso (BCS) consiste em um equipamento de deslocamento dinâmico com multiestágios que, ao rotacionar, aumenta a pressão de fluxo no poço e a vazão de produção. Este equipamento oferece uma boa versatilidade de aplicações e é capaz de elevar altos volumes de óleo [ECONOMIDES et al., 2013]. Um *design* típico deste equipamento é composto de centenas de estágios ligados a um motor operando com auxílio de energia elétrica a 3.500 rpm e 500 HP de potência. Desde 1994, este método de elevação artificial foi amplamente estudado e aperfeiçoado em território nacional pela Petrobras, sendo aplicado na Bacia de Campos devido ao aumento do número de campos maduros na região. A Petrobras, por meio do Programa de Inovação Tecnológica e Desenvolvimento em Águas Profundas e Ultraprofundas (PROCAP), conseguiu desenvolver tecnologia para utilização do BCS em lâminas d'água acima de 1.000 m [RIBEIRO et al., 2005].

O método BCS é flexível podendo ser instalado nos poços com facilidade, inclusive em poços direcionais, e o sistema tem capacidade de elevar mais de 500 m³/dia de óleo. Apesar do elevado potencial de produção, este método de elevação se torna impraticável em poços rasos com baixos volumes recuperáveis, a presença de gás e sólidos diminui a eficiência da produção e parte de seus equipamentos podem se deteriorar a altas temperaturas [MOREIRA, 2003]. O sistema BCS, junto ao *gas lift* contínuo, é um dos métodos mais aplicados em campos *offshore*. De acordo com Amaral [2009], o BCS é utilizado como método de elevação artificial em campos marítimos que produzem óleos médios e pesados.

3.5 Métodos de elevação artificial em campos produtores brasileiros

Na análise foi possível identificar os métodos de elevação artificial de 30 campos produtores, além °API, produção de óleo em m³/dia e produção de gás em Mm³/dia. A especificação do método pode ser consultada no sumário executivo de cada campo e os demais dados do ano de 2015 no setor de Consulta de Exploração e Produção da ANP [ANP, 2016]. O método de elevação artificial do campo de Jubarte foi descrito por Colodette et al. [2007]. A Tabela 1 expõe a lista de campos analisados.

Tabela 1: Lista de campos analisados.

Campos <i>offshore</i>	Campos <i>onshore</i>
Albacora Leste	Acajá-Burizinho
Baúna	Araçás
Camorim	Asa Branca
Cioba	Baixa do Algodão
Dom João Mar	Canto do Amaro
Jubarte	Cardeal
Lula	Colibri
Marlim Leste	Estreito
Ostra	Fazenda Malaquias
Papa-Terra	Icapuí
Peregrino	Itaparica
Polvo	Redonda Profundo
Sapinhoá	Rio Urucu
Viola	Uirapuru
Xaréu	Varginha

Os 4 métodos de elevação artificial foram identificados entre os 30 campos estudados. Ao todo, os 4 métodos apareceram 47 vezes nos 30 campos. Em ambientes marítimos, a predominância foi a utilização do método BCS e GL. A alta produtividade em ambientes *offshore* exige métodos que permitam a elevação de altos volumes. Campos como Marlim Leste e Papa-Terra chegam a utilizar os dois métodos, BCS e o GL, nos poços produtores.

Nos campos *onshore*, apesar da predominância da utilização do BMH, percebe-se uma maior diversificação na

utilização dos métodos de elevação devido a uma maior facilidade de instalação dos equipamentos e intervenção nos poços (Figura 1).

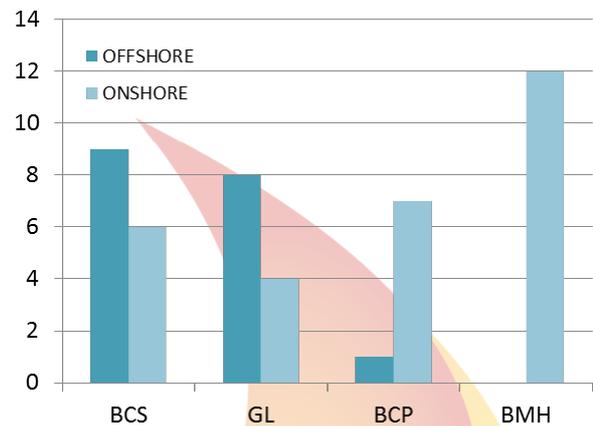


Figura 1: Frequência de métodos de elevação artificial em 30 campos produtores.

No ano de 2015, a produção total de óleo e a produção de gás em campos marítimos foi de 169.868,4 m³/dia e 31.116,95 Mm³/dia, respectivamente. Realizando uma média deste valor pela frequência de aparição de cada método em campos *offshore*, percebe-se que o método BCS foi responsável pela maior parte da produção diária de óleo no ano de 2015 (Figura 2).



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

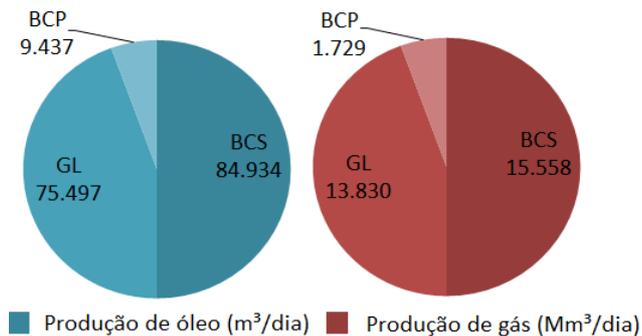


Figura 2: Produção média de óleo e gás por método de elevação em campos *offshore*.

Quanto a produção em campos *onshore*, percebe-se que devido a alta frequência de utilização do BMH, este método se torna responsável pela maioria da produção anual em campos terrestres (Figura 3). No total, em 2015 foram produzidos 6.863,5 m³/dia de óleo e 6.369 Mm³/dia de gás.

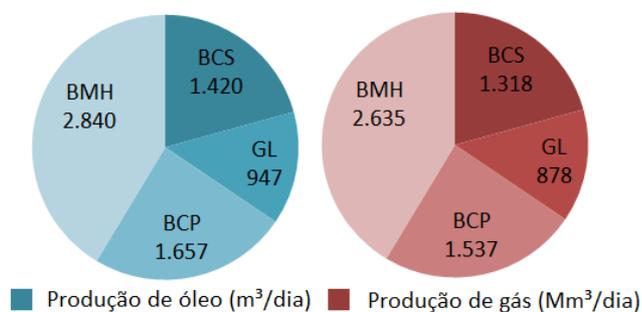


Figura 3: Produção média de óleo e gás por método de elevação em campos *onshore*.

Em campos *offshore*, realizando uma comparação entre o método GL e o método BCS, analisando a aplicação de cada um em intervalos de °API, percebe-se que o BCS é mais utilizado em campos com óleos médios, °API entre 30 e 20, e óleos pesados, °API

abaixo de 20. Já o GL, a predominância de sua aplicação se dá em óleos médios e leves, °API maiores que 30 (Figura 4).

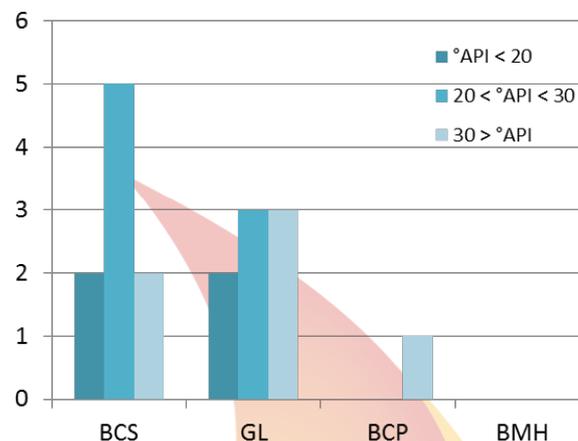


Figura 4: Utilização de métodos de elevação artificial por °API em campos *offshore*.

Uma análise análoga quanto a utilização em diferentes °API foi realizada em campos *onshore*. Dos campos analisados, apenas 4 apresentaram óleo com °API menor que 30. Apesar da eficiência em elevar óleos viscosos, o BMH apresentou alta frequência em campos produzindo óleos com °API maior que 30. Óleos médios e pesados são predominantemente elevados pelo método BCP (Figura 5).



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

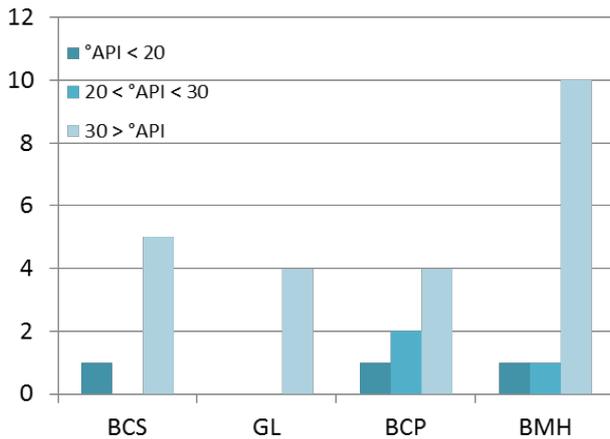


Figura 5: Utilização de métodos de elevação artificial por °API em campos *onshore*.

Em ambientes *offshore*, analisando a aplicação de métodos de elevação em diferentes intervalos de lâmina d'água, percebe-se que em profundidades rasas, até 32 m, a predominância foi a utilização de métodos como BCS e BCP. À medida que se aumenta a profundidade, percebe-se um aumento na utilização do GL, devido às limitações de aplicação dos métodos de bombeio.

Para aplicações em águas ultraprofundas, com lâmina d'água maior que 1.000 m, o BCS apresenta um aumento expressivo na frequência de aplicação devido aos avanços obtidos pelo PROCAP (Figura 6).

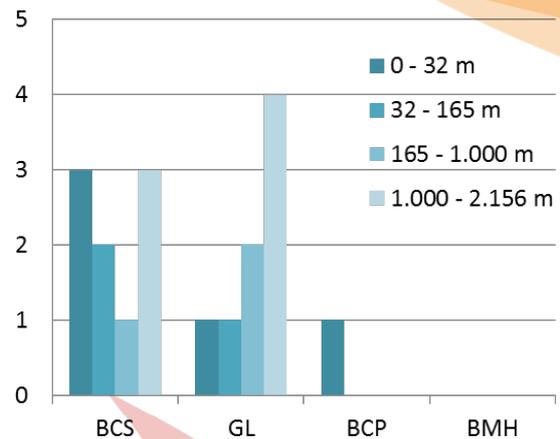


Figura 6: Utilização dos métodos de elevação em diferentes profundidades de lâmina d'água.

4. CONCLUSÃO

Os métodos de elevação artificial são sistemas fundamentais para se otimizar a produção de óleo e gás em território nacional. A seleção do método irá variar com o ambiente em que se deseja produzir, então é de extrema importância que o engenheiro de produção conheça as principais diferenças entre as limitações e características de cada método para aplicações *onshore* e *offshore*.

O presente estudo conseguiu identificar satisfatoriamente 30 campos em território nacional. Os dados dos campos fornecidos pela ANP convergiram com as aplicações expostas na literatura.

Em média, o sistema BCS se mostrou como o método responsável por elevar metade da produção *offshore* no ano de 2015. Em campos *onshore*, apesar da diversificação da

utilização de métodos de elevação, o BMH se mostrou como método predominante para elevar a produção no mesmo período.

Nos campos *offshore*, quanto ao °API, a frequência de utilização do método BCS foi elevada em óleos considerados médios e pesados, enquanto a frequência do GL foi elevada em óleos leves e médios. A mesma análise nos campos *onshore* revelou que o sistema BCP tem maior frequência em óleos pesados e médios.

Nos ambientes marítimos, a profundidade de lâmina d'água se mostrou como um fator importante para escolha dos métodos de elevação. Quanto maior a lâmina d'água, maior a frequência de utilização do GL. E para regiões ultraprofundas, com lâmina d'água maior que 1.000 m, o BCS apresentou um aumento expressivo na sua frequência de utilização.

Para futuras pesquisas, pretende-se expandir o número de campos estudados. Além disso, se possível, analisar individualmente o método de elevação utilizado em cada poço com a finalidade de realizar um cálculo preciso da produção média por método de elevação artificial.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. *Banco de dados de exploração e produção: produção de petróleo e gás natural por poço*. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=624>>. Acesso em: 25 mai. 2016.

_____. *Consultas de exploração e produção*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=42181&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1457381000903>>. Acesso em: 25 mai. 2016.

_____. *Sumário executivo do Campo de Acajá-Burizinho*. 2002.

_____. *Sumário executivo do Campo de Albacora Leste*. 2014.

_____. *Sumário executivo do Campo de Araçás*. 2015.

_____. *Sumário executivo do Campo de Asa Branca*. 2003.

_____. *Sumário executivo do Campo de Baixa do Algodão*. 2014.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

_____. *Sumário executivo do Campo de Baúna.* 2015.

_____. *Sumário executivo do Campo de Camorim.* 2007.

_____. *Sumário executivo do Campo de Canto do Amaro.* 2009.

_____. *Sumário executivo do Campo de Cardeal.* 2012.

_____. *Sumário executivo do Campo de Cioba.* 2003.

_____. *Sumário executivo do Campo de Colibri.* 2003.

_____. *Sumário executivo do Campo de Dom João Mar.* 2008.

_____. *Sumário executivo do Campo de Estreito.* 2014.

_____. *Sumário executivo do Campo de Fazenda Malaquias.* 2012.

_____. *Sumário executivo do Campo de Icapuí.* 2012.

_____. *Sumário executivo do Campo de Itaparica.* 2008.

_____. *Sumário executivo do Campo de Lula.* 2013.

_____. *Sumário executivo do Campo de Marlim Leste.* 2009.

_____. *Sumário executivo do Campo de Ostra.* 2006.

_____. *Sumário executivo do Campo de Papa-Terra.* 2010.

_____. *Sumário executivo do Campo de Peregrino.* 2011.

_____. *Sumário executivo do Campo de Polvo.* 2009.

_____. *Sumário executivo do Campo de Rendonda Profunda.* 2012.

_____. *Sumário executivo do Campo de Rio Urucu.* 2014.

_____. *Sumário executivo do Campo de Sapinhoá.* 2013.

_____. *Sumário executivo do Campo de Uirapuru.* 2007.

www.conepetro.com
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

_____. *Sumário executivo do Campo de Varginha*. 2010.

_____. *Sumário executivo do Campo de Viola*. 2007.

_____. *Sumário executivo do Campo de Xaréu*. 2013.

AMARAL, G.; ESTEVAM, V.; FRANCA, F. *On the influence of viscosity on ESP performance*. SPE Productions & Operations, 2009.

COLODETTE, G. et al. *The new deepwater oil and gas province in Brazil: flow assurance and artificial lift: innovations for Jubarte heavy oil*. In: Offshore Technology Conference, Houston, 2007.

ECONOMIDES, M. et al. *Petroleum production systems*. Prentice Hall, 2013.

LAKE, L. W.; CLEGG, J. D. *Petroleum engineering handbook: production operations engineering*. Society of Petroleum Engineers, 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Boletim de exploração e produção de petróleo e gás natural – Edição 48*. 2016.

MITCHELL, D. *Rethinking gas lift intervention*. Journal of Petroleum Technology - JPT, v. 67, 2015.

MOREIRA, C. C. *Estudo de aplicação de sistema de bombeamento multifásico submarino no cenário da Bacia de Campos*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica, Rio de Janeiro-RJ, 2003.

MORENO, O.; ROMERO, M; *Integrated analysis for PCP systems*. In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 2007.

OSUJI, L. C. *Review of advances in gas-lift operations*. Society of Petroleum Engineers, 1994.

PODIO, A. L. et al. *Laboratory instrumented sucker-rod pump*. In: SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, 2001.

RIBEIRO, M. et al. *Field applications of subsea electrical submersible pumps in Brazil*. In: Offshore Technology Conference, Houston, 2005.

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

SOUSA, L. H. et al. *Aplicação de bombeio multifásico na elevação de petróleo.*

Cadernos de Graduação – Ciências Exatas e Tecnológicas, v. 1, 2013.

TELLI, F. D. *Increasing sucker rod's working capacities.* Journal of Petroleum Technology - JPT, v. 62, 2010.

ZHOU, D.; YUAN, H. *Design of progressive cavity pump well.* In: Progressing Cavity Pump Conference, Houston, 2008.



[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br