

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO EM CAMPOS MADUROS EQUIPADOS COM UNIDADES DE BOMBEIO MECÂNICO

AUTORES:

CARVALHO, A. M. D.¹; SANTOS, L. C. L.¹; OLIVEIRA JÚNIOR, J. B.¹;
OLIVEIRA JÚNIOR, L. A. M.¹; DUARTE, L. J. N.²

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal da Bahia, Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais

²Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO EM CAMPOS MADUROS EQUIPADOS COM UNIDADES DE BOMBEIO MECÂNICO

Abstract

The oil fields which present a declining production are called by some authors as "mature oil fields" and by others as "marginal fields". The main feature of these fields is the low oil production and high gas and/or water production. This characteristic is observed on the well 1-QB-04A-BA, with a declining oil production and an increasing water production. This well is equipped with a mechanical pumping but no checking is carried out on the production operation in order to evaluate the well performance and to identify its operational problems. Therefore, this work aims to evaluate the performance of the 1-QB-04A-BA well through the main operating variables obtained through the well analyzer and total well management from Echometer Company. In this sense, it is expected to identify new and improved production conditions, which will contribute with some urgency to expedite the process of control, diagnosis and decision making to maximize the well production and the energy performance of this elevation method.

Introdução

No Brasil, o aparecimento de petróleo surgiu por volta de 1858 em Lobato, um dos bairros da cidade de Salvador-BA. Somente por volta de 1941 foi perfurado o primeiro poço comercial do país, localizado na cidade de Candeias, interior do estado da Bahia. Atualmente, muitos campos de petróleo do recôncavo baiano encontram-se em estágios avançados de exploração. Estes campos são comumente chamados de campos maduros. Os profissionais inseridos na indústria do petróleo não são unânimes quanto à sua definição. Alguns os definem como aqueles que já alcançaram seu ápice produtivo e a partir deste ponto apresentam uma curva de produção declinante. Fleckenstan (2000) definiu campos maduros como aqueles que estão no limite econômico de produção. Cheatwood e Guzman (2002) atribuíram este termo aos campos que historicamente possuem baixa margem econômica. Segundo Câmara (2005), apesar de menos rentáveis do que já foram no passado, estes campos possuem grande importância econômica para as regiões próximas às suas localizações, seja pelo aquecimento do comércio local, recolhimento de *royalties*, ou pela absorção de mão-de-obra local. Na verdade, a produção petróleo em campos maduros é um negócio pequeno para quem é grande, e grande para quem é pequeno (Ferreira, 2009).

Com a função de revitalizar os campos de petróleo maduros foi criado o Projeto Campo-Escola por intermédio de um convênio entre a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e B combustíveis (ANP). Este projeto visa promover a capacitação de mão-de-obra especializada para pequenas e médias indústrias de petróleo e a disseminação de tecnologias para incubadoras de empresas petrolíferas (Oliveira Júnior, 2009).

Na atual conjuntura, percebe-se a crescente preocupação do Projeto Campo-Escola (ANP/UFBA) em busca de informações detalhadas sobre o comportamento da produção de seus poços de petróleo, em especial o poço do campo de Quiambina, denominado 1-QB-04A-BA. Mesmo equipado com uma unidade bombeio mecânico, nenhuma verificação do controle de sua produção é realizada para avaliar o seu desempenho, assim como identificar seus problemas operacionais. O equipamento capaz de realizar um diagnóstico eficaz do desempenho de poços dotados de unidades de bombeio mecânico seria o *well analyser and total well management* (Echometer Company). Este equipamento se apresenta como um sistema integrado de aquisição de dados e de diagnóstico que

permite o operador maximizar a produção de petróleo e minimizar despesas operacionais. Em outras palavras, o *well analyser* realiza todas as interpretações dos resultados, destacando o nível de fluido no espaço anular, a submergência da bomba, as pressões (fundo, estática, revestimento e sucção da bomba), a carga de fluido, o torque do motor, entre outros.

Segundo a Petrobras, os poços de petróleo do recôncavo baiano são equipados na sua maioria por unidades de bombeio mecânico, aproximadamente 1500 unidades em funcionamento. Este método de elevação artificial se destaca devido a simplicidade de operação, a facilidade de manutenção, o baixo custo e a capacidade de ser modificado em função das mudanças de comportamento do poço (Serra e Santos, 1990; Quintaes et al., 2010). No entanto, alguns problemas podem comprometer consideravelmente a produção de um poço equipado com bombeio mecânico. Dumas e Hernandes (2010) afirmaram que o comportamento da produção se revela bastante sensível as dificuldades operacionais e as mudanças de regime de exploração. Por outro lado, Bizzotto et al. (2001) afirmaram que fatores como profundidade dos canhoneados, características dos fluidos produzidos, vazão de produção, geometria do poço, pressão de fundo e pressão estática interferem na produtividade dos poços equipados com bombeio mecânico. Além disso, os equipamentos instalados no poço podem interferir diretamente na economicidade do empreendimento. Fica claro, portanto, que um equipamento mal dimensionado ou operando em condições críticas pode comprometer a economicidade da produção.

Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho do poço 1-QB-04A-BA através das principais variáveis operacionais obtidas por meio do equipamento *well analyser and total well management* da Echometer Company. Neste sentido, busca-se identificar novas e melhores condições de produção, as quais, por sua vez, contribuirão com certa urgência para agilizar o processo de controle, diagnóstico e tomada de decisão no sentido de maximizar tanto a produção do poço quanto o desempenho energético deste método de elevação.

Metodologia

O Campo de Quiambina fica localizado no Recôncavo baiano, na Fazenda Capebi, no município de Entre Rios/BA, cerca de 170 km da cidade de Salvador. A Figura 1 apresenta o fluxograma do processo de produção do poço 1-QB-04A-BA.

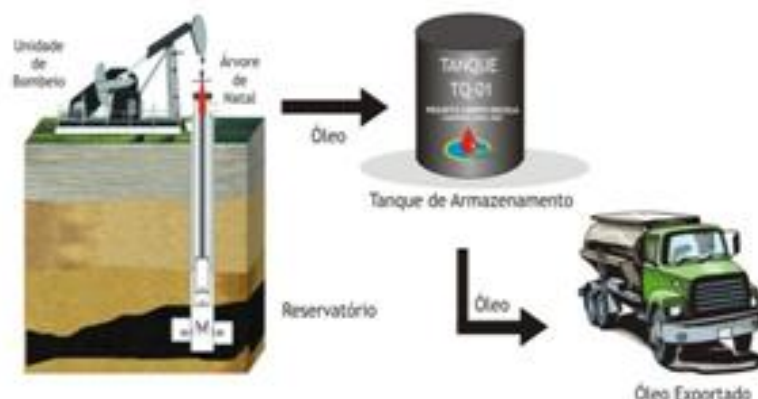


Figura 1 – Fluxograma do processo de produção (Acervo PCE)

O poço 01-QB-04A-BA é equipado com uma unidade de bombeio mecânico modelo ML 80 (Microlab). A estrutura da UB suporta uma carga máxima na haste polida igual a 13300 lbf. A haste polida apresenta um curso máximo de 54 in. O motor elétrico instalado tem uma potência de 30 HP. A

biela possui comprimento de 74,3 in e está conectada no furo mais próximo ao eixo da manivela. A haste polida acoplada é de 1^{1/4} in com 16 ft de comprimento. A haste de bombeio é composta de 40 hastes (grau D) de 3/4 in com 25 ft de comprimento e 40 hastes (grau K) de 5/8 in com 25 ft de comprimento. A bomba de fundo do tipo 20-125-RHAC-16-4-2-BF5-3 está instalada em uma coluna de produção de 2^{3/8} in. Sabe-se ainda que a bomba está assentada a uma profundidade de 619,4 m.

Neste trabalho foi utilizado o aparelho *total well management* (TWM) da Echometer Company para obtenção das principais variáveis operacionais do poço 01-QB-04A-BA. Segundo a ECHOMETER (2008), o TWM utiliza os dados acústicos para realizar a análise no fundo através da determinação prévia do nível de fluido no espaço anular, da submergência da bomba, das pressões, etc. O conhecimento destas variáveis é imprescindível para o processo de análise do desempenho do bombeio mecânico (Barreto Filho, 2000). O equipamento TWM completo é composto basicamente de cabos e conexões, computador, cilindro compacto de CO₂, transdutor de pressão e dinamômetro (Figura 2).



Figura 2 - Equipamento *total well management* (Echometer Company, 2005)

O procedimento operacional do teste acústico foi iniciado com o acoplamento do cilindro de CO₂ no espaço anular do poço (Figura 3).

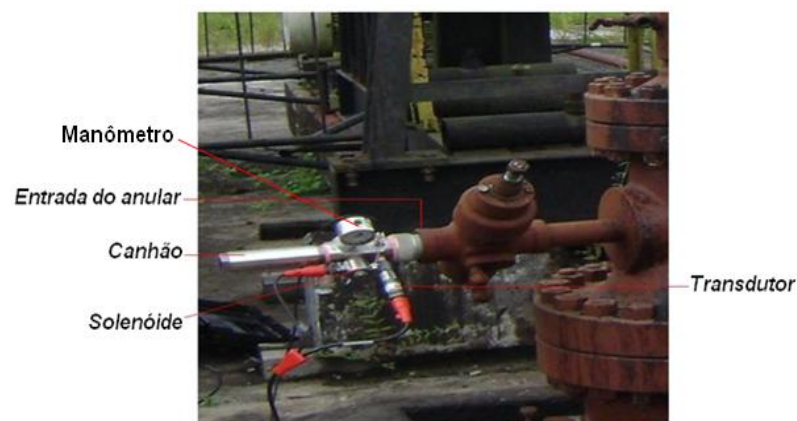


Figura 3 – Acoplagem do canhão no anular do poço

Após a conexão dos cabos ao computador, realiza-se o disparo do cilindro compacto de gás. Este disparo ativa a válvula solenóide que por sua vez libera o gás contido no cilindro. Ondas sonoras refletidas pelas luvas dos tubos da coluna de produção geram picos de leitura detectados através do

microfone instalado no cilindro de gás. O pico de maior amplitude detecta o nível de fluido dinâmico (ND) ou estático (NE). A partir desta informação, pode-se calcular a pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}), a pressão no anular (P_{an}), a pressão do reservatório (P_{res}), a submersão da bomba (SUB_B) e o índice de produtividade (IP).

As principais variáveis operacionais do poço 01-QB-04A-BA foram obtidas com o TWM através de um teste de produção realizado no dia 24 de novembro de 2010, com duração aproximada de oito horas. Os primeiros testes acústicos foram realizados com o objetivo de determinar o nível estático e as demais variáveis. Em seguida, o poço foi colocado em produção com o anular fechado, ou seja, com o gás confinado na coluna de revestimento. Neste intervalo, novos testes acústicos foram efetuados com o intuito de observar a evolução das principais variáveis operacionais em função do tempo de produção. Finalmente, o TWM foi retirado e abriu-se a válvula de ataque do anular para despressurizar a coluna de revestimento. Logo em seguida, instalou-se novamente o TWM para realização de novos testes com o anular aberto, ou seja, com o gás sendo liberado para atmosfera. No decorrer de todos os testes realizou-se a medição do nível do tanque de armazenamento, o qual possui uma régua de medição externa, devidamente certificado, arqueado e em acordo com as normas de medição do INMETRO.

Resultados e Discussão

O resultado completo de um único teste acústico realizado às 17h03min é gerado pelo “software” do TWM e pode ser visualizado na Figura 4.

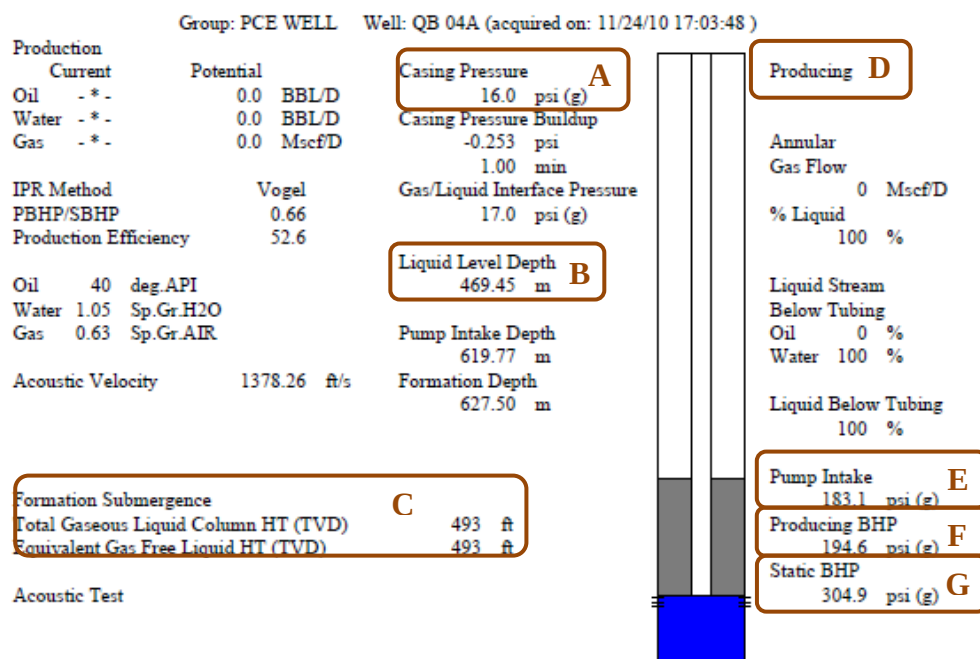


Figura 4 – Representação detalhada dos resultados obtidos pelo TWM

A figura 4 apresenta e destaca as principais variáveis operacionais que serão avaliadas neste trabalho, são elas: A – pressão no revestimento, B – nível estático ou nível dinâmico, C – submersão da bomba, D – Estado do poço (estático ou produzindo), E – pressão de admissão na bomba, F – pressão de fluxo no fundo do poço, G – pressão do reservatório ou estática.

Os primeiros testes acústicos foram realizados com o poço em regime estático e com o anular fechado objetivando determinar a pressão atual do anular, a pressão estática (reservatório), o nível estático de fluido no espaço anular e a submergência da bomba. Estes resultados estão apresentados na Tabela 1. É importante ressaltar que estes resultados estão coerentes com os dados encontrados no acervo do Projeto Campo-Escola.

Tabela 1 – Resultados dos testes acústicos realizados com poço sem produzir com anular fechado.

Horário	P_{an} (psi)	P_{res} (psi)	NE	SUB_B
11:01	4,7	305,2	426,4	193,0
11:24	4,7	304,9	426,6	193,0

Em seguida, o poço foi colocado em produção mantendo o espaço anular fechado. Neste intervalo, novos testes acústicos foram executados com o intuito de avaliar o comportamento das variáveis com a produção do poço. Os resultados destes testes encontram-se disponíveis na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultados dos testes acústicos realizados com poço produzindo com anular fechado.

Horário	P_{an} (psi)	P_{wf} (psi)	ND	SUB_B
12:06	5,6	204,5	426,0	194,0
12:31	10,2	211,4	429,7	190,0
13:00	14,5	234,0	432,1	188,0
13:15	15,2	230,5	435,8	184,0
15:09	16,7	206,1	457,5	162,0
15:40	16,7	203,5	460,0	160,0
16:18	16,7	195,8	467,0	153,0
17:03	16,0	194,6	469,4	150,0

Através de uma análise da Tabela 2 é possível verificar que entre 12h06min e 13h00min ocorreu um crescimento da pressão de fluxo no fundo do poço associado ao aumento da pressão no espaço anular. Em seguida, pode-se constatar que a partir de 13h15min a pressão no revestimento se mantém aproximadamente constante. Por outro lado, observa-se claramente um declínio da pressão de fluxo do poço do poço, até atingir 194,6 psi. Este comportamento pode ser explicado pelo aumento do nível dinâmico, ou seja, pela diminuição do nível de líquido no espaço anular (coluna hidrostática).

Ao passo que o nível de fluido diminui observa-se também um decréscimo da contrapressão em frente aos canhoneados. Este fato deveria facilitar a alimentação do poço pelo reservatório. No entanto, nota-se que o nível dinâmico diminui de forma contínua e crescente. Tal evolução mostra claramente que o poço não está sendo alimentado na mesma proporção que produz ou a bomba instalada atualmente não é recomendada para a unidade (superdimensionada). Um equipamento mal dimensionado pode contribuir para a redução da economicidade da produção. Desta forma, recomenda-se avaliar o conjunto de fundo através do registro de cartas dinamométricas de superfície. O traçado do comportamento das cargas atuantes na haste polida ao longo de um ciclo de bombeio desempenha um papel fundamental no processo de análise do bombeio mecânico (Barreto, 2000).

As 17h04min, o TWM foi retirado e o anular despressurizado. Em seguida, instalou-se novamente o TWM para realização de novos testes com o anular aberto. Neste instante, pode-se assumir que a pressão no anular é praticamente nula, pois todo o gás foi liberado para a atmosfera. Desta forma, as únicas variáveis que podem alterar a pressão de fluxo no fundo do poço são a

submersão da bomba e a densidade do óleo. Às 17h06min deu-se início a realização de novos testes acústicos, cujos resultados estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados dos testes acústicos realizados com poço produzindo com anular aberto.

Horário	P_{an} (psi)	P_{wf} (psi)	ND	SUB_B
17:06	0,2	180,9	467,3	152,0
17:22	6,3	149,5	455,2	165,0
17:34	6,3	144,4	461,3	158,0

De posse destes resultados, foi possível confirmar que a pressão no anular é próxima de zero, porém apresentou um pequeno acréscimo à medida que ocorria a produção. A causa mais provável estaria relacionada com a liberação de frações do gás em solução. Mesmo após a abertura da válvula de retenção, uma pequena parcela ainda estaria confinada no espaço anular. Foi possível observar ainda um decréscimo mais acentuado da P_{wf} , provavelmente decorrente da redução da coluna hidrostática de fluido e da despressurização do anular. Segundo Moura (2004) a maximização da produção é alcançada quando se trabalha com baixas pressões de fluxo de fundo do poço. Finalmente, pode-se constatar que a bomba de fundo está operando com alta submersão, no mínimo de 150 m. Este fato provoca o surgimento de uma elevada pressão na admissão da bomba, podendo comprometer a sua eficiência volumétrica.

Antes do acionamento da unidade de bombeio, foi medido o nível de líquido presente no tanque de armazenamento. A medição realizada através da régua instalada no tanque apresentou uma altura de 262 cm, o que equivale a 47,477 m³ de líquido (óleo + água). Ao término dos testes, a altura de líquido no tanque correspondia a 277 cm, o que representa 50,152 m³. Fica claro, portanto, que o volume de líquido produzido durante o teste foi de aproximadamente 2,675 m³, ou seja, 16,8 barris. Entretanto, deve-se avaliar a produção em duas situações distintas, a saber, anular fechado ou anular aberto. No período em que o poço esteve produzindo com o espaço anular fechado, o volume de líquido produzido foi de 2,229 m³ em um tempo de aproximadamente 370 minutos. Desta forma, a vazão média de líquido produzida foi de 0,36 m³/hora. Após a abertura do anular, o volume produzido foi de 0,446 m³ em um tempo de aproximadamente 57 minutos. Neste caso, a vazão média encontrada foi de 0,46 m³/hora.

Finalmente, deve-se ressaltar que uma análise visual dos fluidos produzidos durante o teste indicou que a quantidade de água produzida foi muito superior a quantidade de óleo. A elevada produção de água gera custos relativos à separação, tratamento e ao descarte. A depender da quantidade de água e óleo produzidos, o empreendimento pode ser inviabilizado de tal forma que o poço ou campo de petróleo tenha que ser abandonado. Dessa forma, torna-se primordial investigar os motivos que tenham contribuído para a elevada produção de água do poço 01-QB-04A-BA. Com a determinação das causas da elevada produção de água será possível avaliar a futura viabilidade econômica do Campo de Quiambina e a possibilidade do retorno da produção.

Conclusões

Com o poço em regime estático e com o anular fechado foi possível determinar a pressão do anular (4,7 psi), a pressão estática do reservatório (304,9 psi), o nível estático de fluido no espaço anular (426,6 m) e a submersão da bomba (193 m).

Na sequência, com o poço produzindo com anular fechado, observou-se que a pressão no revestimento se mantém aproximadamente constante. Por outro lado, constatou-se claramente um declínio da pressão de fluxo do poço, até atingir 194,6 psi. Enfim, foi possível observar que o

nível dinâmico diminui de forma contínua e crescente. Tal evolução mostra claramente que o poço não está sendo alimentado na mesma proporção que produz ou a bomba instalada atualmente está superdimensionada.

No intervalo em que o poço produziu com o espaço anular aberto, observou-se que a pressão de fluxo no fundo do poço sofreu uma redução mais acentuada. Com esta configuração, a vazão volumétrica medida foi de 0,46 m³/hora, próxima da produção diária medida através dos boletins de acompanhamento fornecidos ao Projeto Campo-Escola pela empresa Petrobras. Conclui-se, portanto, que esta configuração deveria ser empregada em todos os dias de produção, exceto nos dias de visitas técnicas ao campo.

Finalmente, para confortar os resultados apresentados neste trabalho recomenda-se utilizar novamente o TWM para avaliar o conjunto de fundo através do registro de cartas dinamométricas de superfície. Além disso, seria de grande relevância investigar os motivos que tenham contribuído para a elevada produção de água do poço 01-QB-04A-BA. Este estudo poderia avaliar a viabilidade econômica do Campo de Quiambina e a possibilidade do retorno da produção.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Projeto Campo-Escola (UFBA/ANP) pela oportunidade de realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

ACERVO PCE. Acervo de Documentos do Projeto Campo-Escola. Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, Salvador.

BARRETO, M. A. F. Bombeio Mecânico. Curso de Formação de Operadores. UN-BA/RH, 2000.

BIZZOTTO, P.; FIORE, R. D.; MARZIO, L. Produccion Silmutanea de Gas & Petroleo en Reservorios Multicapas del Yacimiento Cerro Dragon. Pan American Energy, Unidad de Gestión Golfo San Jorge, Yacimiento Cerro Dragón, 2001.

CÂMARA, R. J. B. Campos Maduros e Campos Marginais: Definições para Efeitos Regulatórios. Dissertação de mestrado. Universidade Salvador, Salvador, 2004.

CHEATWOOD, C.; GUZMAN, A. E. Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas, and Chicotepec Field, Mexico. In: SPE International Petroleum Conference and exhibition in Mexico, 2002, Villahermosa, Mexico. Disponível em [http: www.spe.org](http://www.spe.org), acesso em setembro de 2010.

DUMAS, G. E. S.; HERNANDES, R. Análise Estatística de Declínio de Produção. In: Rio Oil and Gas Expo and Conference, Rio Oil and Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, 2010.

ECHOMETER COMPANY. Basic Steps to Acquire Data Using Total Well Management. Wichita Falls, Texas, USA, 2008.

FERREIRA, D. F. Produção de Petróleo e Gás em Campos Marginais. Editora Komedi, Campinas, 2009.

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

FLECKENSTAN, W. W. Redevelopment Activities in the Carpentaria Field Offshore Santa Barbara County, California: Slimhole Horizontals Reap Big Benefits. In: SPE/AAPG Western Regional Meeting, 2000, Long Beach, California, EUA. Disponível em <http://www.spe.org>, acesso em setembro de 2010.

OLIVEIRA JÚNIOR, J. B. Projeto Campo-Escola: Revitalização de Campos Marginais de Petróleo e Gás Natural do Estado da Bahia. In: FERREIRA, Doneivan Fernandes (org.). Produção de Petróleo e Gás Natural em Campos Marginais: um Nascente Mercado no Brasil - Campinas, SP: Komedi, 2009.

MOURA, E. A. P. Simulador Computacional do Comportamento em Regime Permanente de Poços de Petróleo – Natal, 2004.

QUINTAES, O. F.; SALAZAR, A. O.; FONTES, F. A. O. Unidade de Bombeio Mecânico Inteligente, In: Rio Oil and Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, 2010.

SERRA, K. V. ; SANTOS, F. A. Bombeio Mecânico, Petrobras UN-RNCE, 1990.

TESTES DE PRODUÇÃO, Testes com Sonolog e Dinamômetro Realizados pela Perbras – Empresa Brasileira de Perfurações LTDA, 2009.