

Alternativas para viabilizar a produção de poços em campos maduros com elevado custo de produção no Nordeste do Brasil

Marcelo de Melo Cabral

Eng. Mecânico, especialista em Engenharia de Petróleo e Gás.
WEATHERFORD. E-mail: marcelo.cabral@la.weatherford.com

Nicomedes Figueiredo Rolino

WEATHERFORD. E-mail: nicomedes.rolino@la.weatherford.com

ENVIO EM: Setembro de 2013

ACEITE EM: Outubro de 2013

Resumo: Esse trabalho tem como objetivo avaliar alternativas para viabilizar produção de petróleo em campos maduros, em zonas de declínio de produção no território Onshore do Brasil, através de avaliações de métodos de elevação artificial mais eficiente energeticamente. Dos métodos de elevação artificial existente, avaliaremos a utilização de três sistemas diferente de bombeio mecânico (UBs convencionais classe I, unidades classe III e Rotaflex®) e bombas de cavidades progressivas-BCP. As avaliações serão realizadas através dos simuladores Rod pump e PC Pump, analisando o menor custo de eletricidade por Barril produzido.

Palavras-chave: Campos maduros. Elevação Artificial. Simulação de poços de petróleo.

ALTERNATIVES TO ALLOW PRODUCING WELLS IN MATURE FIELDS WITH HIGH COST OF PRODUCTION IN NORTHEASTERN BRAZIL

Abstract: This paper proposes to evaluate alternatives to allow production in oil mature fields in region with production declining in Brazilian's onshore territory through evaluation of artificial lift methods more energetically efficient. From the artificial lift Methods existent we will evaluate three different Reciprocating Rod Lift systems (Conventional pump unit-Class I, Class III and ROTAFLEX ®) and progressive cavity pump system-PCP. The evaluations will be performed through Rod Pump and pc pump simulator, analyzing the lowest cost of electricity per barrel produced.

Keywords: Mature Field. Artificial Lift. Petroleum well simulation.



1 INTRODUÇÃO

As atividades de petróleo Onshore no Brasil foram alavancadas de forma mais intensa, no final da década de 30 e início da década de 40 (Mariana, 2008). Por aproximadamente 40 anos, a Petrobras com o monopólio, foi responsável pelas atividades Upstream- extração, Midstream- processamento e o Downstream- logística e vendas dos derivados prontos.

Em 1997 com a quebra do monopólio e início das rodadas de licitação promovida pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), denominada rodada zero em 1998, outras empresas nacionais e internacionais, receberam liberação para atuarem nas atividades Upstream e Midstream, atividades que não detinham liberação até a quebra.

Os campos de produção e explorados Onshore no Brasil, desde o início da produção, com a descoberta do primeiro poço em Lobato na Bahia, em 1939, vêm passando por estudos de sísmicas, análises de reservatório, perfurações e avaliações de produção. Esses estudos vêm facilitando o conhecimento e a delimitação das áreas efetivas de produção.

Muitos dos campos atualmente em produção Onshore no Brasil estão se tornando maduros, já chegaram ao seu pico de produção, e estão entrando na sua curva de declínio (MENDES, 2012). Fora esse declínio, o custo operativo vem se tornando mais elevado.

A ANP, desde 2002, vem exigindo mudanças nos requisitos de medição de petróleo e gás, através da portaria (ANP/INMETRO 001 de 19/06/2000), adicionando políticas de medição que tem tornado o custo de operação muito elevado. Isso não significa que esses campos, não são mais atrativos. Estudos de recuperação suplementares tais como, injeção de água e de vapor e utilização de métodos de elevação artificiais mais eficientes, tem proporcionado uma taxa de retorno mais atrativa, permitindo que o campo seja viável economicamente.

O objetivo deste trabalho é avaliar dois métodos de elevação artificial do ponto de vista energético, Bombeio mecânico-BM (Figura 01) e Bombas de Cavidade Progressiva-BCP (Figura 02), sendo que, o primeiro método será analisado três subsistemas distintos: Convencional-Classe I (Figura 03), Classe III (Figura 04) e Rotaflex® (Figura 05).



Figura 1 - Extraída do artigo publicado por Paul Nelson Artificial lift systems benefiting by new technology no site Oil and gas on line 20/04/2001.



Figura 2 - Extraída do artigo publicado por Paul Nelson Artificial lift systems benefiting by new technology no site Oil and gas on line 20/04/2001.

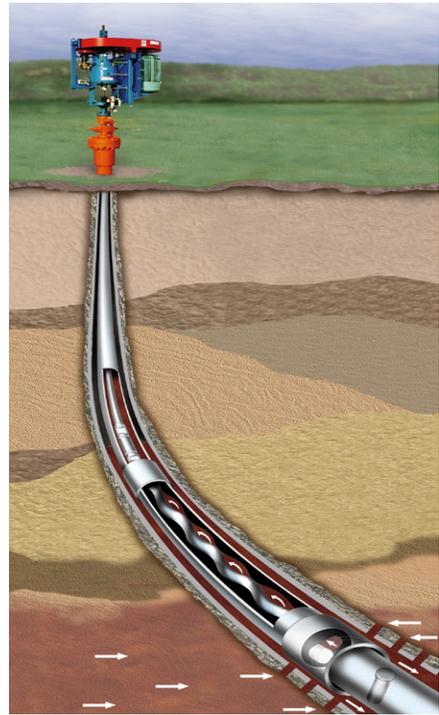


Figura 3- Extraída da apresentação Improvements on RRL Services and their effect on production. Franklin Cueto, SPE- Cancun México março de 2010.

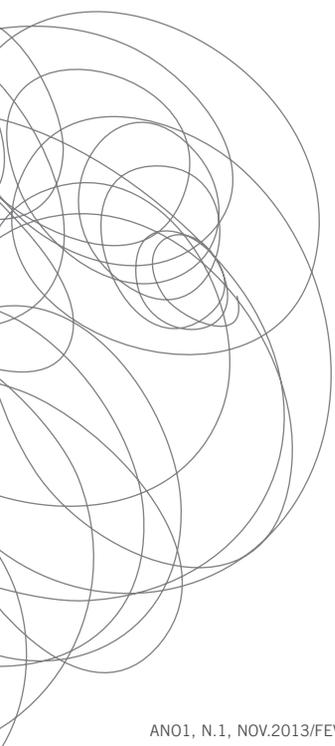
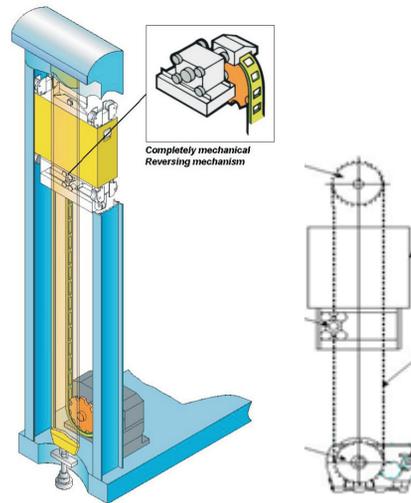


Figura 4 - Extraída do catálogo SOGIANT.



Figura – 05 extraída do catálogo Rotaflex® Long-Stroke Pumping Unit



Esses sistemas são utilizados, quando o reservatório não tem energia suficiente para transferir o fluido do reservatório para superfície e para garantir baixos níveis de pressão no fundo do poço, facilitando a movimentação do fluido do reservatório para o interior do poço (BROWN, 1980). O primeiro método (BM) transforma movimento rotativo, de um motor elétrico ou a combustão, em movimento alternativo na unidade de bombeio, transmitindo da superfície a bomba de fundo o movimento através de uma coluna de hastes.

Esse movimento recíproco energiza o fluido transferindo-o do fundo do poço a superfície (NEREU, 2006). Na Figura 06, os modelos mais comuns de bomba de fundo utilizado no Brasil (tubulares e insertáveis convencionais) – e na Figura 07, haste de bombeio convencional utilizado para transmitir os o movimento recíproco da unidade de bombeio à bomba de fundo.

Figura 6 - Extraída do catálogo da Weatherford Rod Pumping Field Applications 2007-2008.

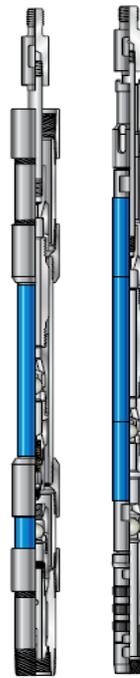
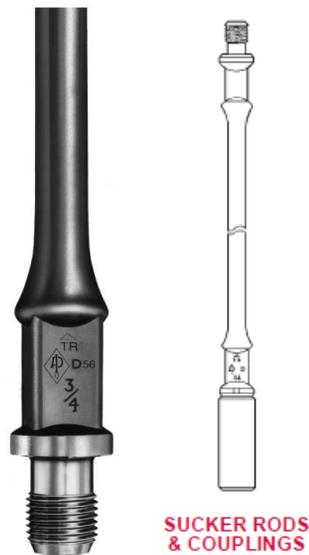


Figura 7 - extraída do catálogo da Trico Industries, Inc. 1988-1999.



A principal diferença entre as unidades acima apresentadas são: a) as unidades Classe III têm uma geometria peculiar, com uma manivela e estrutura central com certa defasagem, se comparada com a geometria convencional, que torna o curso ascendente mais lento que o curso descendente. Esse fator permite que a zona de admissão da bomba passe mais tempo aberta quando comparado com a unidade convencional trabalhando com o mesmo CPM (essa característica facilita a admissão do fluido no interior da bomba, garantindo o deslocamento de maior quantidade de fluido por ciclo de bombeio em poços que apresentam fluidos com dificuldade de es-

coar); b) as unidades Rotaflex® são unidades de curso longo, curso igual ou superior a 288", que transformam o movimento rotativo dos motores em movimento alternativo, através de um redutor de unidade de bombeio convencional, um sistema de corrente ligada a duas rodas dentadas, um mecanismo de reversão, e uma correia que transfere o movimento da unidade de bombeio ao sistema de hastes e bomba dentro do poço.

Segundo Maurício (SPE 108122), o mecanismo de reversão e ligação, carro do contrapeso x corrente, fica diretamente ligado a corrente através de um de seus elos (Ver Figura 05). O fato da Rotaflex trabalhar com um curso longo, e trabalhar com velocidades relativamente constante, a baixos CPMs, proporcionam eficiências semelhantes à unidade Classe III, maior ciclo de vida tribológica entre a tubulação de produção x coluna de hastes, e maior vida do sistema de vedação da bomba de fundo sede x esfera (MIRKO SPE 54115).

O segundo método (BCP) transmite movimento rotativo do cabeçote de superfície, que pode ser acionado por motor elétrico ou por motor de combustão, a bomba de fundo, através de uma coluna de hastes. Essa bomba é composta basicamente por um rotor de formato helicoidal e um estator (ver Figura 08), onde o rotor gira no interior do estator, transportando o fluido de baixa pressão, sucção da bomba, para uma região de alta pressão descarga da bomba (RUTÁCIO, 2004).

Figura 8 - Extraída do catálogo da Weatherford Progressing cavity Pumps 2002.



2 METODOLOGIA

A pesquisa consiste num levantamento bibliográfico e incursões investigativas nos campos de exploração e produção do território Onshore do Brasil, considerados como maduros.

Neste trabalho, além de fontes convencionais de trabalhos científicos, foi realizada uma pesquisa nos catálogos dos principais fabricantes de equipamentos de elevação artificial, que possuem representação no Brasil. Essa ação visou extrair os dados de operação de cada um deles e em seguida realizar simulações através de software de simulações de poços, tais como, ROD PUMP & PCPUMP e avaliar os dados com a finalidade de extrair a melhor curva de eficiência desses equipamentos.

Universo da pesquisa

Para essa pesquisa, utilizou-se como referência para análise, cinco poços, chamados de Poço-01, Poço-02, Poço-03, Poço-04 e Poço-05 que possuem BSW de 80%, gravidade API 32, produção bruta em (m³/dia) e profundidade de assentamento das bombas em (m) conforme tabela 01 nomeada de poço tipo abaixo, preço de KW/h = R\$ 0,54749, O valor utilizado do cambio para essas simulações foi de R\$ 2,00.

Tabela 01. Tipologia dos poços.

Dados	Poço 01	Poço 02	Poço 03	Poço 04	Poço 05
Produção (m ³ /dia)	200	180	140	70	40
Prof. Bomba (m)	800	1000	1200	1600	2000

Coletas dos Dados

Após simulação dos poços com os diferentes sistemas, com capacidade semelhante de produção, foram avaliadas as melhores opções, comparando custo de energia elétrica (USD) por metro cúbico por dia produzido (m³/dia). Ver tabelas nos anexos 1, 2, 3, 4 e 5 com as simulações dos respectivos poços: Poço-01, Poço-02, Poço-03, Poço-04 e Poço-05. As informações dessas tabelas foram extraídas dos resultados das simulações dos softwares Rod Pump e PC Pump (anexos de 6 a 25).

Os resultados obtidos seguem o padrão de resposta abaixo:

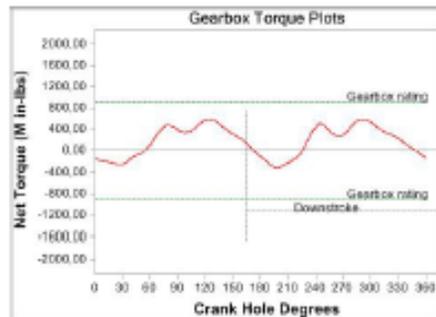
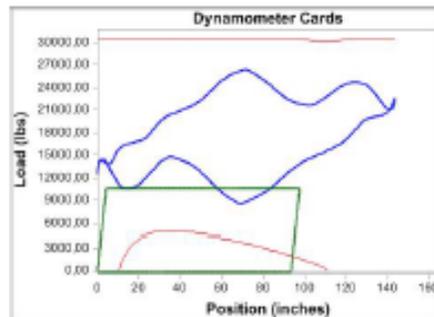
Company: Popo 05
 Well: MMC 05
 Disk file: MM11 05.rst
 Comment:

© Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 3
 User: Cabral
 Date: 30/09/2012

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS				
Target prod. (m³/D):	40	Fluid level			Production rate (m³/D):	40.0	Peak pol. rod load (lbs):	26395	
Run time (hrs/day):	24.0	(m from surface):	1900		Oil production (m³/D):	8.1	Min. pol. rod load (lbs):	8600	
Tubing pres. (kPa):	344.7	(m over pump):	100		Strokes per minute:	5.45	Polished rod HP:	15.9	
Casing pres. (kPa):	344.7	Stuf box fr. (lbs):	100		System eff. (Motor->Pump):	45%	Unit struct. loading:	87%	
Fluid properties					Motor & power meter				
Water cut:	80%	Power Meter:	Defant		Permissible load HP:	54.9	PRHP / PLHP:	0.29	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$,27/KWH		Fluid load on pump (lbs):	10018	Buoyant rod weight (lbs):	12903	
Oil API gravity:	32.0	Type:	NEMA D		Fluid level TVD (m from surface):	1900	NNr: ,145 , FoSRr: ,353		
Fluid sp. gravity:	0,9731				Required prime mover size (spec var. not included)				
Pumping Unit: Lufkin Mark II (M-912D-305-192)					BALANCED (Min Torq)				
API size: M-912-305-192 (unit ID: MLS)					NEMA D motor: 40 HP				
Crank hole number	#3 (out of 3)				Single/double cyl. engine: 40 HP				
Calculated stroke length (in):	143,6				Multicylinder engine: 40 HP				
Crank Rotation with well to right:	CCW				Torque analysis and electricity consumption				
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown				BALANCED (Min Torq)				
Structural unbalance (lbs):	-7180				Peak g'box torq (M in-lbs): 592				
Crank offset angle (deg):	19,5				Gearbox loading: 65%				
Tubing and pump information					Cyclic load factor: 1,8				
Tubing O.D. (mm):	88,900	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0,100		Max. CR moment (M in-lbs): 1791,81				
Tubing I.D. (mm):	75,997	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0,100		Counterbalance effect (lbs): 19962				
Pump depth (m):	2000	Tub.anch.depth (m):	1200		Daily elect.use (KWH/day): 496				
Pump condition:	Full				Monthly electric bill: \$3754				
Pump type:	Tubing	Pump vol. efficiency:	85%		Elect.cost per m³ fluid: \$3,030				
Plunger size (ins):	2,25	Pump friction (lbs):	200,0		Elect.cost per m³ oil: \$15,148				
Rod string design (rod tapers calculated)					Tubing, pump and plunger calculations				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (m)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Tubing stretch (ins): 4,2				
,875	WFT EL	908	N/A	0,2	Prod. loss due to tubing stretch (m³/D): 1,8				
,75	WFT EL	1062	N/A	0,2	Gross pump stroke (ins): 97,4				
# 1,5	C (API, SB)	40	90000	0,2	Pump spacing (in. from bottom): 19,7				
					Minimum pump length (ft): 22,0				
					Recommended plunger length (ft): 5,0				
					Rod string stress analysis (service factor: 0,9)				
					Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
					78%	43045	14362	5515	WFT EL
					78%	41183	7035	258	WFT EL
					32%	6518	65	-113	API MG

Sinker bar has no elevator neck.
 NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos das simulações computacionais para os casos avaliados são mostrados a seguir:

Tabela 2 - Simulação 1.

Dados das simulações	Poço-01			
	UBC-912-305-168	Mark II 912-305-192	RTF-320-360-288	Mini GX
Objetivo de Produção (M3/Dia)	200,00	200,00	200,00	200,00
Produção (M2/dia)	203,90	202,00	200,10	200,00
CPM / RPM	6,13	6,11	3,31	255,31
Peak T. Redutor (Lbs x in)	843	769	172	NA
F.U. Red. Min. Energ. (UB) / F.U. do eixo transmissão principal (PCP) %	92%	84%	54%	44,47%
F.U. das hastes (%)	74	73	74	53,33
Motor Elétrico (HP)	60	60	50	50
Efic. Motor-Bomba (%)	53	54	60	59,97
Custo de Energia/m3F	1,044	0,971	0,916	0,975
Custo de Energia/3m0	5,19	4,873	4,578	4,873
Custo energia/Mês (\$)	6386,148	5884,26	5498,748	5849,7
API °	32	32	32	32
BSW	80	80	80	80
200 M3/dia; Bomba assentada a 800m; Pistão 3 1/4" / WFT 92 -1100				

Tabela 3 - Simulação 2.

Dados das simulações	Poço-02			
	UBC-912-305-168	Mark II 912-305-192	RTF-320-360-288	Mini GX
Objetivo de Produção (M3/Dia)	180,00	180,00	180,00	180,00
Produção (M2/dia)	182,10	182,00	182,20	180,00
CPM / RPM	6,84	7,18	3,94	260
Peak T. Redutor (Lbs x in)	862	638	158	NA
F.U. Red. Min. Energ. (UB) / F.U. do eixo transmissão principal (PCP) %	95%	70%	50%	53
F.U. das hastes (%)	80	70	70	63,57
Motor Elétrico (HP)	60	60	50	50
Efic. Motor-Bomba (%)	51,00%	51,00%	55,00%	54,00%
Custo de Energia/m3F	1,059	1,074	0,998	1,317
Custo de Energia/3m0	5,297	5,37	4,99	6,585
Custo energia/Mês (\$)	5785,317	5864,04	5455,068	7112,10
API °	32	32	32	32
BSW	80	80	80	80
180 M3/dia; com a bomba assentada a 1000m; Pistão 3 1/4" / WFT 91-1500				

Tabela 4 - Simulação 3.

Dados das simulações	Poço-03			
	UBC-912-305-168	Mark II 912-305-192	RTF-320-360-288	Mini GX
Objetivo de Produção (M3/Dia)	140,00	140,00	140,00	140,00
Produção (M2/dia)	141,80	142,60	140,70	140,00
CPM / RPM	7,11	6,13	3,17	238
Peak T. Redutor (Lbs x in)	812	756	168	NA
F.U. Red. Min. Energ. (UB) / F.U. do eixo transmissão principal (PCP) %	89,00%	83,00%	52,00%	47,90%
F.U. das hastes (%)	84	83	79	57,45
Motor Elétrico (HP)	60	60	40	40
Efic. Motor-Bomba (%)	51	53	59	60,51
Custo de Energia/m3F	1,402	1,358	1,207	1,400
Custo de Energia/3mO	7,009	6,791	6,037	7,004
Custo energia/Mês (\$)	5964,108	5809,524	5094,747	5881,2
API °	32	32	32	32
BSW	80	80	80	80
140 M3/dia; com a bomba assentada a 1200m; Pistão3 1/4" / WFT 69-1400				

Tabela 5 - Simulação 4.

Dados das simulações	Poço-04			
	UBC-912-305-168	Mark II 912-305-192	RTF-320-360-288	Mini GX
Objetivo de Produção (M3/Dia)	70,00	70,00	70,00	70,00
Produção (M2/dia)	75,20	71,20	71,00	70,00
CPM / RPM	8,00	6,41	2,46	198,58
Peak T. Redutor (Lbs x in)	583,00	644,00	152,00	NA
F.U. Red. Min. Energ. (UB) / F.U. do eixo transmissão principal (PCP) %	64,00%	71,00%	47,00%	46,95%
F.U. das hastes (%)	84,00	84,00	77,00	56,3
Motor Elétrico (HP)	40	50	30	40
Efic. Motor-Bomba (%)	52,00	46,00	61,00	64,26
Custo de Energia/m3F	2,05	2,32	1,77	2,288
Custo de Energia/3mO	10,24	2,32	8,84	11,44
Custo energia/Mês (\$)	4620,29	4946,98	3767,97	4804,2
API °	32,00	32,00	32	32
BSW	80,00	80,00	80	80
70 M3/dia; com a bomba assentada a 1600m; Pistão2 3/4" / WFT 28 - 2500				

Tabela 6 - Simulação 5.

Dados das simulações	Poço-05			
	UBC-912-305-168	Mark II 912-305-192	RTF-320-360-288	Mini GX
Objetivo de Produção (M3/Dia)	40,00	40,00	40,00	40,00
Produção (M2/dia)	40,06	40,06	41,30	40,00
CPM / RPM	7,69	5,45	2,18	212,74

Peak T. Redutor (Lbs x in)	509,00	592,00	130,00	NA
F.U. Red. Min. Energ. (UB) / F.U. do eixo transmissão principal (PCP) %	56,00%	65,00%	40,00%	32,88%
F.U. das hastes (%)	81,00	78,00	71,00	32,88
Motor Elétrico (HP)	40,00	40,00	25,00	30
Efic. Motor-Bomba (%)	45,00	45,00	59,00	54,54
Custo de Energia/m3F	3,04	3,03	2,29	2,50
Custo de Energia/3m0	15,20	15,15	11,43	12,52
Custo energia/Mês (\$)	3653,47	3641,45	2833,593	3005,1
API °	32,00	32,00	32	32
BSW	80,00	80,00	80	80

40 M3/dia; com a bomba assentada a 2000m; Pistão2 1/4" / WFT 22-2500

Após as simulações dos 5 poços, acima descritos, verificou-se que no aspecto energético, potência entregue ao sistema e potência utilizada, o sistema de bombeio com unidade Rotaflex e o sistema com bomba de cavidades progressivas, apresentaram aproximadamente a mesma tendência, divergindo de maneira sutil apenas no aspecto energético no Poço 03 e 04.

O sistema BCP obteve um ganho 1,51% e 3,26%, no Poço 05 onde a unidade Rotaflex obteve um ganho de 4,46%, conforme Gráfico 01. Analisando-se o gráfico 02 e a Tabela 07, custo anual de energia, o fator mais importante procurado nesse trabalho, identificamos que o sistema que apresenta um custo operacional mais eficiente, é a unidade Rotaflex.

Gráfico 1 - Eficiência energética dos sistemas simulados.

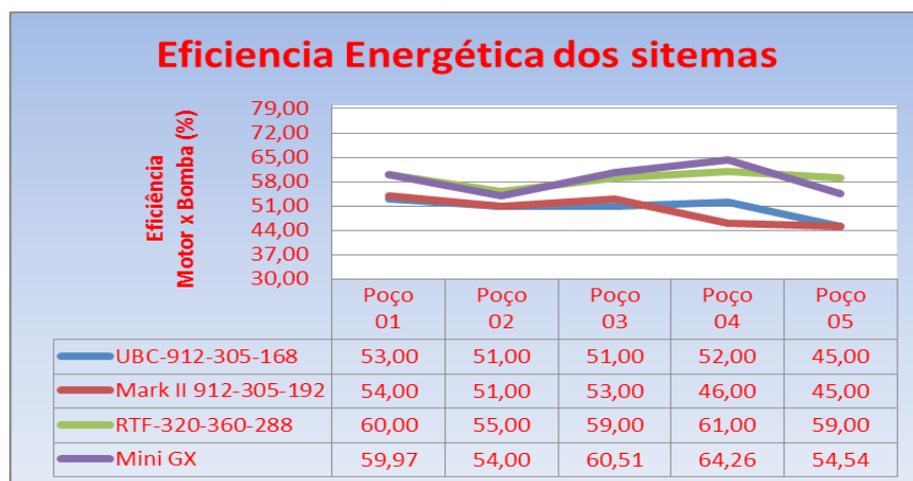


Gráfico 2 - Despesas com energia.

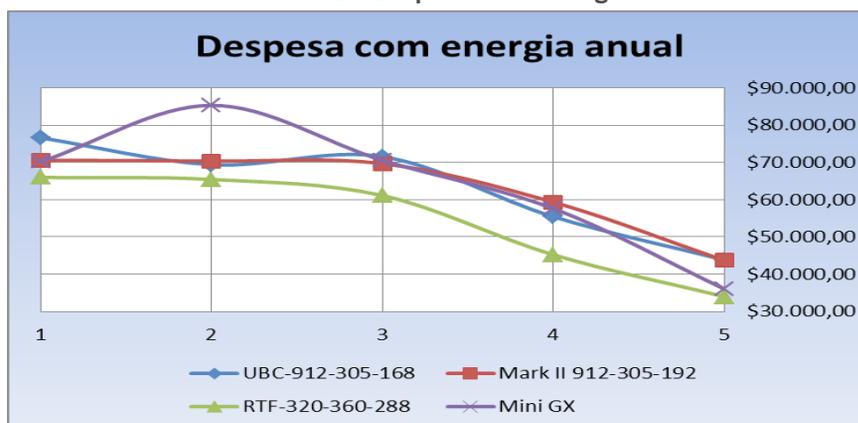


Tabela 07. Despesa com energia anual.

	UBC-912-305-168	Mark II 912-305-192	RTF-320-360-288	Mini GX
Poço 01	R\$ 76.633,8	R\$ 70.611,1	R\$ 65.985,0	R\$ 70.196,4
Poço 02	R\$ 69.423,8	R\$ 70.368,5	R\$ 65.460,8	R\$ 85.345,2
Poço 03	R\$ 71.569,3	R\$ 69.714,3	R\$ 61.137,0	R\$ 70.574,4
Poço 04	R\$ 55.443,5	R\$ 59.363,7	R\$ 45.215,6	R\$ 57.650,4
Poço 05	R\$ 43.841,7	R\$ 43.697,4	R\$ 34.003,1	R\$ 36.061,2

	Custo mais elevado
	Custo médio
	Custo mais baixo

4 CONCLUSÕES

Analisando os dados encontrados nas simulações, pode-se identificar que em todos os poços tipos: Poço-01, Poço-02, Poço-03, Poço-04 e Poço-05, o sistema mais eficiente, do ponto de vista, pagamento de conta de energia, foi o simulado com sistema Rotaflex®.

Analisando-se poço a poço, os sistemas que obtiveram menor nível de eficiência foram: Poços 01, 03 e 05 unidade de bombeio convencional, poço 02 sistema de bombas de cavidade progressivas, e Poço 04 obteve menor eficiência com o sistema utilizando a unidade Mark.

REFERÊNCIAS

ANA, AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, CEBDS. **Água: Fatos e tendências**. 2 ed. ANA; CEBDS, Brasília, 2009. Disponível em <20100312110010_Revista_Fatos_e_Tendencias_2009.pdf>. Acesso em 12 abr. 2012.

ANDRADE, A.G.; SOLETTI, J.I.; & CARVALHO, S.H.V. Tratamento de resíduos oleosos da indústria de petróleo. **Congresso Brasileiro de engenharia química em iniciação científica**, 8, Uberlândia, 2009. Disponível em <<http://www.cobeqic2009.feq.ufu.br/uploads/media/81020692.pdf>>. Acesso em 15 jun. 2012.

ANTONIOLLI, MAURICIO; STOCCO, ANTONIO **Long Stroke Pumping System Improves the efficiency of the production SPE 108122-2007**.

BENKEL, R.V. **Cleaner production for process industries**: Overview of the cleaner production concept and relation with other environmental management strategies. Curtin University of Technology. Plenary Lecture - CHEMECA 2000, Perth WA, 9-12, Australia, 2000. Disponível em <<http://infohouse.p2ric.org/ref/13/12031.pdf>>. Acesso em 10 maio 2012.

BRAGA, P.F.B. et al. Pacto federativo e gestão de águas. **SciELO**: Estud. Av. vol. 22, nº 63, São Paulo, 2008. Disponível em <<http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40142008000200003>>. Acesso em 10 maio 2012.

BRASIL. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Agência Nacional de Águas – ANA**. Disponível em <<http://www2.ana.gov.br/Paginas/institucional/SobreaAna/Default.aspx>>. Acesso em 10 maio 2012.

_____. **Resolução Nº 430, de 13 de maio de 2011**. Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA, 2011. Disponível em <http://www.saude.mg.gov.br/publicacoes/estatistica-e-informacao-em-saude/residuos-de-servicos-de-saude/RE%20CONAMA%20403-2011_Lancamento%20de%20Efluentes.pdf> Acesso em 16 de maio de 2012.

_____. **Resolução CONAMA nº 393, de 08 de Agosto de 2007**. Diário Oficial da União, 2007.

_____. **Resolução CONAMA No. 357, de 17 de março de 2005**. Publicada no DOU nº 053, de 18/03/2005, págs. 58-63. Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências.

CLARK, C.E. ; J.A. VEIL. **Produced Water Volumes and Management Practices in the United States**. ANL/EVS/R-09/1, prepared by the Environmental Science Division, Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2009. Disponível em <http://www.ead.anl.gov/pub/doc/ANL_EVS_R09_produced_water_volume_report_2437.pdf> Acesso em 01 abr. 2012.

COSTA, Rutácio. **Curso de bombeio mecânico**. Petrobrás, 2004.

CUETO, Franklin. **Improvements on RRL Services and their effect on production SPE** Cancún , México, 2010.

DE ROSSI, Nereu. **Curso de engenharia de Petróleo II CEP 2006-II bombeio mecânico**, 2006.

SIQUEIRA, Mariana de; SANTOS, Rafael dos. **Os campos maduros de petróleo e o desenvolvimento regional: o caso do Nordeste Brasileiro**, 2008.

ESPINOSA, J.W.M.; BACHEGA, S.J. Aplicação de conceitos de produção mais limpa em uma universidade: uma pesquisa-ação sobre reciclagem. Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 31, **Anais...**, Abepro, Belo Horizonte, 2011.

JERÔNIMO, C. E. M. et al. Redução, reciclagem e eliminação na fonte do consumo e minimização da poluição da água no processo do refino do petróleo. **Simpósio de Recursos Hídricos do Norte e Centro-Oeste**. Cuiabá, 1, 2007. Disponível em: <http://www.abrh.org.br/novo/i_simp_rec_hidric_norte_centro_oeste05.pdf>.

MACIEIRA, S.; VENTURA, M. **Como elaborar projeto, monografia e artigo científico**. 4.ed. Rio de Janeiro: Freitas Bastos, 2006.

MARIANO, J.B. **Proposta de metodologia de avaliação integrada de riscos e impactos ambientais para estudos de avaliação ambiental estratégica do setor de petróleo e gás natural em áreas offshore**. 2007. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

MEDEIROS, D.D. et al. Aplicação da produção mais limpa em uma empresa como ferramenta de melhoria contínua. **SciELO: Rev. Produção**, v. 17, n. 1, p. 109-128, 2007. Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-5132007000100008&lang=pt>. Acesso em 02 abr. 2012.

MENDER, Joelson. Extração e cada vez mais difícil no RN. **Blog Campos Marginais**, 2012.

MIRKO J., Zatka. **Long Stroke Pumping System At Shell Canadaá Peace River Multilateral Thermal Wells SPE 54115**, 1999.

NELSON, Paul. **Artificial lift systems benefiting by new technology**, 2001.

PRESTRELO, R.C. **Aplicação do conceito de produção mais limpa no gerenciamento do uso da água em atividades terrestres de exploração e produção de petróleo**. 2006. Dissertação (Mestrado)- Universidade Federal da Bahia – UFBA, Salvador, 2006.

ROCHA, Luis; AZEVEDO, Cecília. **Projeto de poços de petróleo, Geopressões e assentamento de colunas de revestimento**. 2.ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência. 2003.

RODSTAR. D/V. **Manual, Modern Design and simulation of rod pump systems for deviated or vertical well**. Theta enterprise, Inc. First edition, October, 2006.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Ed. Interciência/PETROBRAS. Rio de Janeiro, 2006.

SILVA, C. R. R. **Água produzida na extração de petróleo**. 2012. Monografia (Graduação)- Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia – UFBA, 2012. Disponível em <http://www.teclim.ufba.br/site/material_online/monografias/mono_remi_r_silva.pdf> Acesso em 03 abr. 2012.

SILVA, E.L.; MENEZES, E. M. **Metodologia da pesquisa e elaboração da dissertação**. 3 ed. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2001.

THOMAS, José Eduardo (org.). **Fundamentos de engenharia do petróleo**. 2 ed. Ed. Rio de Janeiro: Interciência/PETROBRAS, 2004.

TRICO. Catálogo de equipamentos e ferramentas da Trico Industries Inc. **Catalog of Oilfield Products**, 2012.

WEATHERFORD. **Catálogo da Weatherford de bombas de fundo Rod Pump Field Applications 2007**, 2008.

