



UTILIZAÇÃO DE COILED TUBING NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM POÇOS DELGADOS

M.Sc. Ronaldo Gonçalves Madureira

LEN/Escola Politécnica/UFBA – rgmadu@ufba.br

Prof. Dr. Ednildo Andrade Torres

LEN/Escola Politécnica/UFBA – ednildo@ufba.br

M.Sc. José Francisco dos Santos Corrêa

PETROBRAS- UN-BA – correa@ep-ba.petrobras.com.br

Resumo. Desde o início da utilização de poços delgados pela indústria de petróleo, por volta dos anos cinqüenta, até os dias atuais, poços delgados sempre foram associados a problemas de eficiência na elevação. No entanto, ao longo destes anos tem ocorrido o desenvolvimento de equipamentos e técnicas visando superar tais limitações. Com destaque, a utilização de flexitubos ou coiled tubing (CT) coloca-se como forte aliado na viabilização de poços delgados, permitindo a produção através de diâmetros pequenos que, de outra forma, implicariam restrições ou mesmo inviabilidade dos sistemas de elevação artificial empregados. A maior contribuição do CT na produção de petróleo em poços delgados é a viabilização técnica de sistemas de elevação em que a haste de bombeio é substituída por tubulação com dupla função: pistonear a bomba e elevar o óleo. No presente trabalho são apresentados estudos de caso em que coiled tubing de 1½” viabilizam a produção de petróleo em poços revestidos com 2^{7/8}”. Os sistemas de elevação avaliados apresentam custos menores que os convencionais e sinalizam potencial de aplicação em campos maduros, onde a produção só é viabilizada quando os investimentos são substancialmente menores. No trabalho descrevem-se ainda as dificuldades encontradas, as soluções identificadas e o potencial de aplicação da tecnologia, tendo sempre como norte obter tecnologias que sejam tecnicamente exequíveis, economicamente viáveis e ambientalmente sustentáveis.

Palavras-chave: petróleo, produção de petróleo, poços delgados, coiled tubing, elevação artificial.

1. INTRODUÇÃO

A produção de petróleo em campos maduros exige, reconhecidamente, maiores esforços técnicos e econômicos. Com destaque, a relação entre custo e rendimento de cada novo poço é estreita, tal que o custo final do óleo torna-se muito sensível a variações dos custos de construção do poço. Conseqüentemente, reduções no custo do poço podem viabilizar novas campanhas de perfuração e produção em campos de petróleo considerados, inicialmente, não-lucrativos.

Dentre os vários recursos e tecnologias empregados com o objetivo de reduzir custos de produção em campos maduros, destaca-se aqui a tecnologia de poços delgados. Com a redução dos diâmetros de perfuração e de revestimento pode-se obter redução nos custos final do poço.

Naturalmente a redução destes diâmetros está condicionada e limitada pela viabilidade do sistema de elevação do óleo. Em outras palavras, os equipamentos utilizados na produção de petróleo em poços delgados apresentam dimensões que devem respeitar limites que garantam a viabilidade técnica e econômica da produção. No bombeio mecânico, por exemplo, as hastes, a

coluna de produção, os acoplamentos, etc., demandam espaços que ficariam comprometidos dentro de diâmetros de revestimento menores que 4.5”.

É neste contexto que novas tecnologias vem tornando possível a produção de óleo em poços de dimensões ainda menores (por exemplo: 3.5” de revestimento). Neste sentido o *coiled tubing (CT)*, ou flexitubo, tem sido aplicado dentro de soluções de engenharia criativas ou inovadoras.

Neste trabalho abordam-se as possibilidades do CT na viabilização da produção de óleo em poços delgados, suas dificuldades, vantagens e potencial de aplicação na Bacia do Recôncavo Baiano.

2. ELEVAÇÃO DE ÓLEO EM POÇOS DELGADOS: BREVE HISTÓRICO

Diante das possibilidades e das dificuldades descritas anteriormente, diversas experiências com poços delgados vêm ocorrendo ao longo da história recente da indústria de petróleo. Aliás, nem tão recente assim. Trabalhos publicados na década de sessenta (Hinckley, 1960) relatam experiências de perfuração e produção em poços delgados realizadas já nas décadas de quarenta e de cinquenta (Figura 1).

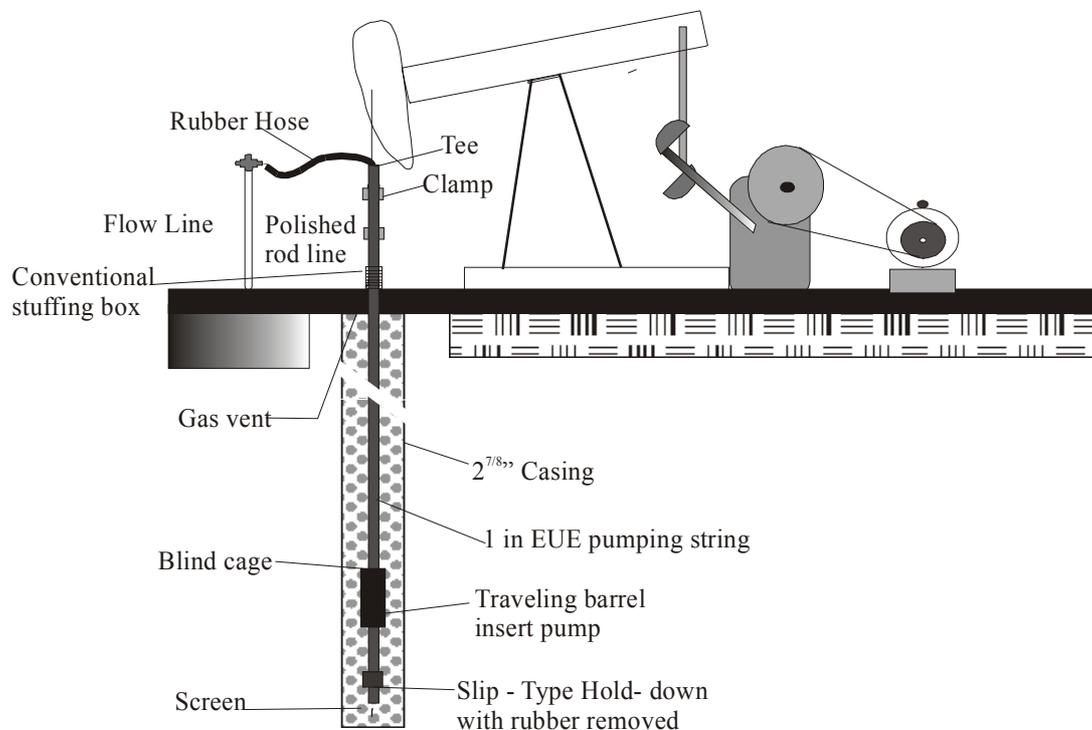


Figura 1: Completação de Poço Delgado da *Stekoll Petroleum* (Hinckley, 1960)

O mesmo autor afirma ainda que, nos anos cinquenta, centenas de poços delgados foram completados em campos petrolíferos no Estado americano do Texas. Desta vez, no entanto, poços revestidos com tubos de 2 7/8" de diâmetro, dentro dos quais tubulação de 1" de diâmetro realizava o bombeio da produção (Figura 1). Essas experiências começaram com profundidades de 1.000 pés (305 m), depois 3.000 pés (915 m) e, finalmente, superaram os 5.000 pés (1.524 m).

Desde as primeiras experiências na década de 40 até as mais recentes, a perfuração de poços delgados tem crescido abundantemente em todo o mundo, espalhando-se por várias áreas, de poços pioneiros a campos maduros.

Contudo, realizada a completação do poço delgado, um novo desafio se coloca: a viabilização da produção. Neste contexto, as tecnologias de elevação artificial têm particular importância, possibilitando a produção em poços cuja pressão natural não é suficiente para permitir surgência.

Destaca-se que, desde o início da utilização de poços delgados pela indústria de petróleo até os dias atuais, é comum associar poços delgados a problemas de eficiência de elevação. No entanto, ao longo destes anos, muitos equipamentos e técnicas foram desenvolvidos para superar estas restrições, em especial nos sistemas de bombeio mecânico.

Assim, descreve-se a seguir os principais métodos de bombeio mecânico utilizados na produção em poços delgados, seus princípios, vantagens comparativas, limitações e recomendações identificadas em casos estudados na literatura e em visitas em campos produtores. Os casos estudados compreendem, especialmente, as experiências em poços completados com tubos de diâmetros entre 2^{7/8}” e 4^{1/2}”, cimentados diretamente na parede do poço, as chamadas completações *tubing-for-casing* ou monobore, exigindo equipamentos e/ou técnicas especiais de elevação.

Os métodos são apresentados em seqüência que permite identificar os problemas que foram surgindo e as contribuições que cada novo método oferecia para solucioná-los. Naturalmente, Coiled Tubing (CT) são apresentados com destaque, uma vez que o método de bombeio mecânico inovador, que utiliza esta tecnologia, mostra-se com significativo potencial de aplicação na viabilização técnica e econômica de poços delgados.

2.1 Bombeio Mecânico Miniaturizado (com equipamentos delgados)

Este método apresenta uma configuração em que a disposição e função dos equipamentos e peças utilizados são basicamente os mesmos daqueles aplicados em um poço convencional (Fig. 2). O que muda essencialmente é o dimensionamento dos equipamentos, utilizando-se coluna de *tubing* delgada (1^{1/4}” ou 1^{1/2}”), inserida em poço revestido com tubos de 2^{3/8}” ou 2^{7/8}” de diâmetro, por exemplo. A coluna de *tubing* pode ser do tipo macarroni, amplamente aplicada na indústria de petróleo e, portanto, com tecnologia desenvolvida e conhecida pelo setor. As dimensões da bomba insertável, de parede fina nesse caso, fica limitada pelo diâmetro do *tubing*.

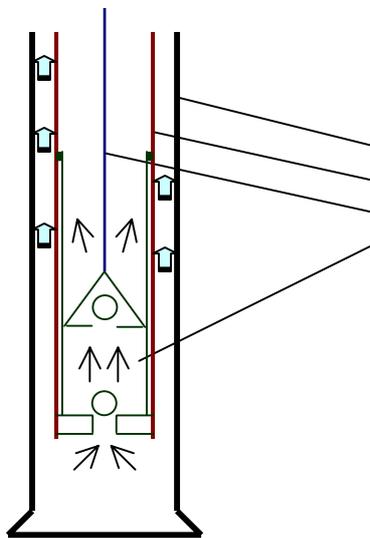


Figura 2: Ilustração de Sistema de Bombeio Mecânico Miniaturizado

Vantagens:

- o gás pode ser ventado pelo anular, melhorando a eficiência da bomba e minimizando riscos de travamento;
- corrosão e parafina podem receber tratamento químico pelo anular;
- o desgaste por fricção fica restrito às colunas de *tubing* e de hastes (desde que sejam ancorados e tensionados adequadamente);
- sólidos e areia ficam confinados no *tubing* que pode ser sacado para limpeza.

Desvantagens:

- limitação do volume de produção e da profundidade;

- necessidade de equipamentos e conexões delgadas, nem sempre disponíveis.

A empresa **Humble Oil and Refining Company**, durante as décadas de 50 e 60, no Estado americano do Texas, completou poços delgados para este método de elevação (Crosby, 1969). Na oportunidade foram utilizados tubos macarroni de 1½”, inseridos em poços revestidos com diâmetros de 2^{7/8}”. Foram testadas variadas profundidades para o sistema (de 1.000 a 6.000 pés — 305 a 1.829 m). Os volumes produzidos eram em média a metade dos obtidos nos demais métodos e ocorria uma acentuada queda na produção quando a profundidade ultrapassava os 4.000 pés (1.219 m).

2.2 Bombeio Mecânico com Bomba para Revestimento (*Casing Pump*)

Essa configuração compreende uma inovação marcante em relação ao bombeio mecânico convencional: a bomba é assentada no revestimento do poço. Com isso tem-se a possibilidade de utilizar uma bomba maior, com maior capacidade de produção, conhecida como bomba para revestimento (*casing pump*). Nesse sistema todo o fluido passará necessariamente pela bomba, já que não há um espaço anular entre ela e o revestimento. Após atravessar a bomba, o fluido pode seguir basicamente por dois caminhos: ao longo do revestimento (ocupando o espaço entre a haste e o revestimento) — Fig. 3(a), ou através da coluna de hastes, que neste caso deve ser oca ou substituída por coluna de *tubing* delgada (macarroni ou *coiled tubing -CT*) — Fig. 3(b), conforme detalhado a seguir:

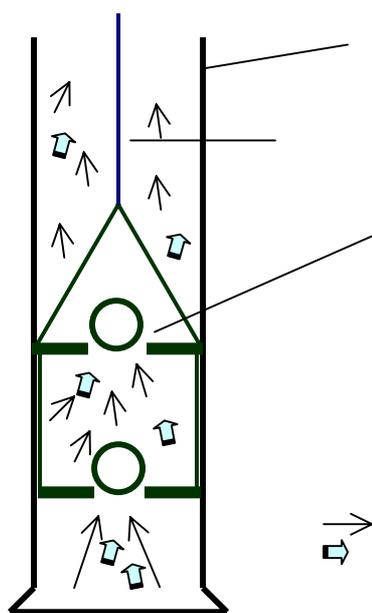


Figura 3 (a): Bombeio Mecânico com Bomba no Revestimento (*Casing Pump*): elevação pelo revestimento

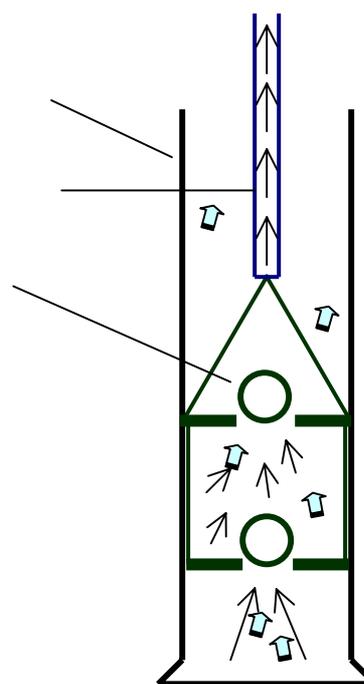


Figura 3 (b): Bombeio Mecânico com Bomba no Revestimento (*Casing Pump*): elevação pela haste

2.2.1 Elevação ao longo do revestimento – Fig. 3(a)

Nesse caso tem-se uma simplificação significativa com a eliminação da coluna de *tubing*, aumentando o potencial de redução dos custos do projeto, além de uma perspectiva favorável quanto ao volume da produção, considerando-se apenas os espaços para escoamento da produção. Por outro lado, o gás contido no fluxo, ao passar pela bomba, compromete a eficiência volumétrica. Além disso, o contato direto com os fluidos expõe muito mais o revestimento e outras partes do sistema à ação da corrosão e da parafina, bem como à ação física da carga aplicada no bombeio.

Vantagens:

- elimina a coluna de *tubing*;
- custos de instalação e operação relativamente baixos;
- maior capacidade volumétrica, podendo resultar em maior taxa de produção;
- unidade de Bombeio (na superfície) convencional;

Desvantagens:

- passagem de gás pela bomba reduz eficiência volumétrica;
- revestimento, haste e demais partes do sistema ficam muito expostos à ação química e física dos fluidos (corrosão, parafina, cargas, etc.), podendo causar danos e até rupturas;
- acúmulo de areia pode travar o sistema;
- a falta de um anular, separando o revestimento do fluxo de produção, impede a aplicação de inibidores químicos, contra a ação da corrosão e da parafina, bem como a utilização de perfis no acompanhamento da produção;
- elevada possibilidade de intervenções custosas.

Crosby (1969) apresenta relato de poço delgado utilizando *casing pump*, no Texas na década de sessenta. Tratava-se de poço revestido com 2^{7/8}”, hastes de 3/4”, com profundidade de 5.114 pés (1.559 m), em que se produziu um total de 190 b/d de fluido (23 b/d de óleo). O ponto crítico apresentado diz respeito ao desgaste da haste e do revestimento, expostos aos fluidos. No gráfico, apresentado na figura 4, o autor ilustra a perda de produtividade do poço em relação à profundidade do mesmo, utilizada naquela oportunidade.

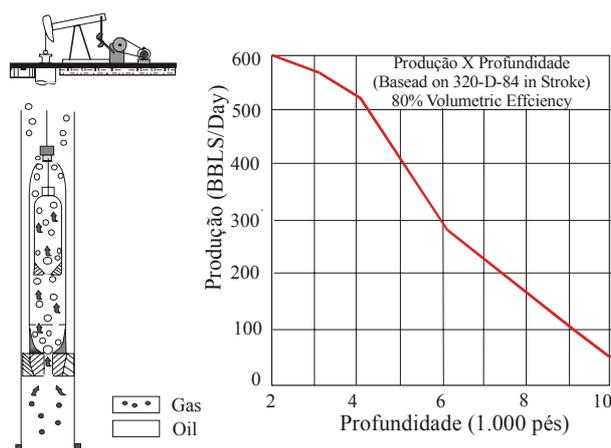


Figura 4: Ilustração de Instalação de Bombeio Mecânico com Bomba para Revestimento (*Casing Pump*) e Gráfico do Volume Teórico de Produção em Poço Revestido com 2^{7/8}” (Crosby, 1969)

Em 1997, a **YPF**, dando seqüência as suas tentativas de diminuir custos de produção em campos maduros, realizava uma nova empreitada experimental, desta vez revestindo poço com 3^{1/2}”. Com esta significativa redução do diâmetro de revestimento, que na região normalmente é de 5^{1/2}”, havia perspectivas de maiores economias. Contudo, o espaço livre não permitia a descida de coluna de produção convencional e desta vez optou-se por não usar nenhuma coluna de *tubing*. O poço foi perfurado a 1.800 pés (549 m) de profundidade, cimentado e preparado, sem apresentar problemas. Três zonas de produção, separadas de 800 pés, foram abertas e a bomba foi assentada acima delas, diretamente no revestimento. A perda de eficiência da bomba foi grande pois todo o gás passava por ela na produção, situação agravada pelo GOR que era muito elevado naquele local. O segundo problema diz respeito ao acúmulo de parafina e corrosão no revestimento e na haste. O novo desafio para a **YPF** passou a ser resolver estes dois entraves: falta de um anular (o que expunha o revestimento, além de impossibilitar seu tratamento químico) e baixa produtividade do poço (Solonet, 1999)

2.2.2. Elevação através da haste (haste oca, macarroni ou *coiled tubing*) – Fig. 3(b)-

Este método coloca-se como alternativa para solucionar problemas do sistema de bombeio pelo revestimento (seção 2.2.1). O princípio do método é elevar o óleo pelo interior da haste, neste caso oca. A haste passa a ter, então, dupla função: transmitir movimento (potência) e conduzir o óleo à superfície (*tubing*). Com isso, cria-se um anular entre a coluna de produção (que nesse caso é própria coluna de hastes) e o revestimento, evitando-se vários dos problemas característicos do sistema de bombeio pelo revestimento. O sistema de bombeio através da coluna de hastes era, inicialmente, realizado com hastes ocas que, freqüentemente apresentavam problemas de fadiga e/ou corrosão, em especial nas conexões dos tubos. Visando superar este problema, passou-se a utilizar tubos do tipo macarroni ou do tipo *coiled tubing* (CT), que apresentam menos conexões e permitem o desenvolvimento da produção em poços mais profundos.

Vantagens:

- o gás segue em separado, pelo anular;
- pela haste oca pode-se circular fluidos para tratamento químico contra corrosão ou parafina.

Desvantagens:

- as dimensões da haste limitam o volume de produção — problema minimizado pela maior eficiência da bomba e pela utilização de macarroni ou CT com diâmetros maiores;
- projeto construtivo do sistema e montagem não convencionais;
- problema de fadiga na coluna de hastes (caso do macarroni com conexões)

Nos anos 50 e 60, nos Estados do Texas e Novo México, a empresa **Humble Oil and Refining Company** completou diversos poços delgados, revestindo-os com tubos de 2^{7/8}". Naqueles poços o *tubing* foi utilizado com dupla função: servir de haste de bombeio e conduzir o óleo até a superfície. O sistema operou bem, mas foi abandonado por problemas de fadiga nos acoplamentos.

A empresa **Perez Companc** vem realizando há mais de dois anos experiência de completação e produção em poços delgados no PERU. Em artigo recente, Alva (2001) relata alguns dos resultados obtidos, além de apresentar uma descrição detalhada do sistema de bombeio não convencional utilizado e sua metodologia de instalação e de produção. O sistema foi construído para operar em poços revestidos com 2^{7/8}" de diâmetro e sua principal característica é a substituição da haste de bombeio por tubulação macarroni de 1", que aciona uma bomba (RWBP) insertável, de parede fina e assentada no fundo do poço (Fig. 7). O principal desafio foi realizar pequenas alterações em partes do sistema (equipamentos de subsuperfície, haste polida e *stuffing box*) e dimensionar adequadamente a operação de bombeio, para que se tivesse o mínimo risco de intervenções no poço. Com isso, no teste de campo realizado ao longo de 26 meses, obteve-se uma significativa redução de intervenções, conseqüentemente reduziram-se também os custos operacionais. E ainda, ao longo deste período o sistema produziu com significativa melhora na eficiência operacional, quando comparado com o previsto para elevação artificial em poços delgados, isto é, de 8 para 38 bpd. Contudo, ainda há alguns problemas em função do menor espaço anular, que precisam ser superados; por exemplo: rápido acúmulo de parafina e maior propensão a desgaste e ruptura por fricção (atrito entre macarroni e revestimento). De forma geral, os poços delgados, revestidos de 2^{7/8}" e completados com coluna de *tubing* macarroni de 1", têm resolvido com sucesso os problemas de produção em poços rasos, permitindo reduzir em 30% o custo de construção, quando comparado com poços convencionais daquela região (revestidos com 5^{1/2}"). Conclui-se que este sistema de bombeio, testado para produção em poços delgados, tem grande potencial de aplicação na reativação de campos maduros, pois consegue produzir com eficiência a custos menores.

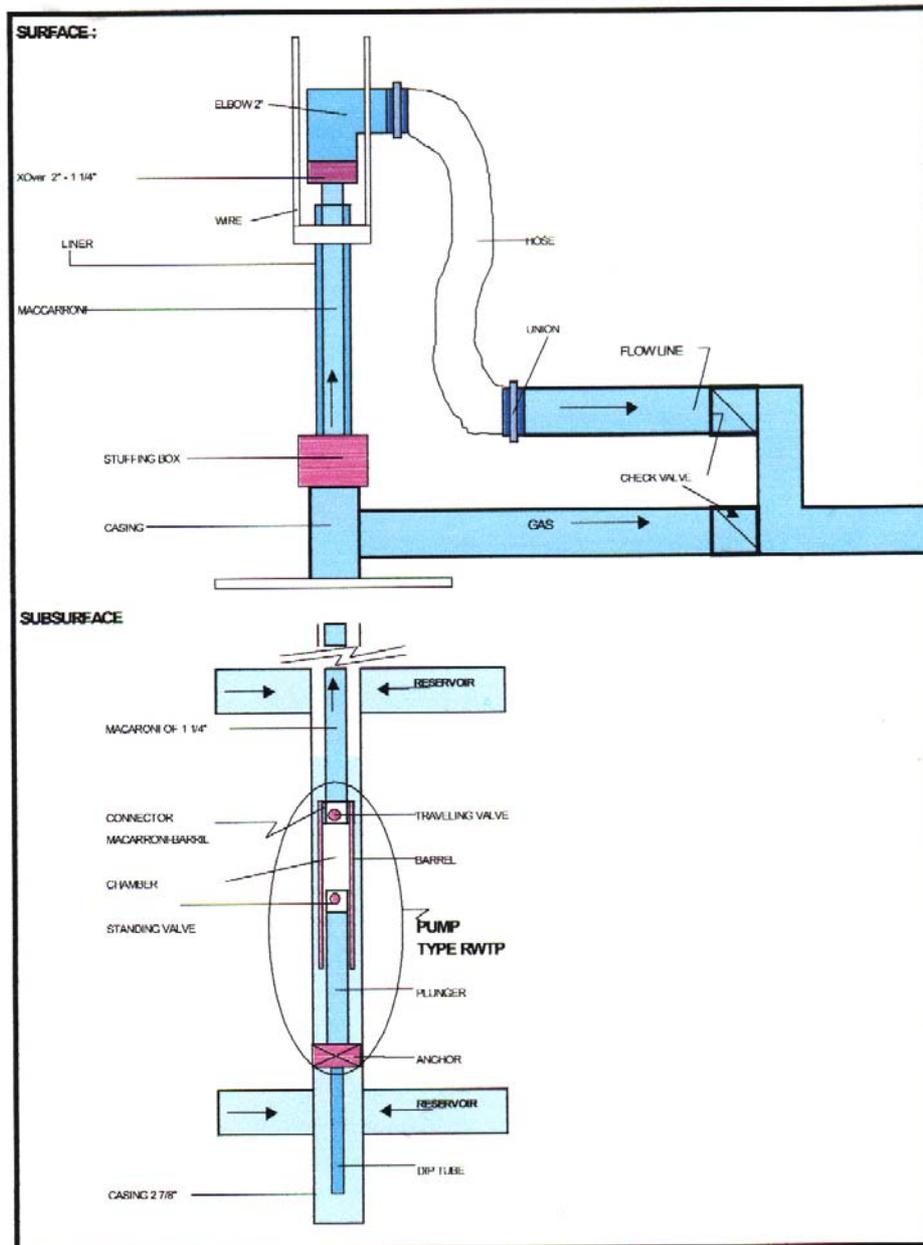


Figura 5: Esquema Ilustrativo do Sistema Utilizado pela *Perez Companc*, em Poços Delgados no Peru (Alva, 2001)

Nesta solução, contudo, ainda observa-se com preocupação o desgaste nas conexões do tubing, em função das cargas a que o mesmo é exposto. Neste contexto, a utilização de CT (flexitubos) em substituição aos tubos macarroni coloca-se como alternativa a ser estudada, conforme apresentado na próxima seção deste trabalho.

3. COILED TUBING: POTENCIAL DE APLICAÇÃO NA PRODUÇÃO DE ÓLEO EM POÇOS DELGADOS

Os sistemas flexitubo compreendem linhas flexíveis para operação e produção em poços, oferecendo vantagens comparativas frente às linhas fixas convencionais.

Assim, a aplicação de flexitubo na produção de óleo continua em expansão na indústria de perfuração, bem como em instalações de produção, mais simples e econômicas (Tell, 1994). As aplicações incluem a perfuração e testemunhagem de poços profundos e ultra-profundos, a limpeza

de linhas e a sísmica de fundo de poço. Além disso, são sistemas com características adequadas ao desenvolvimento de poços delgados.

Maiores velocidades de manobras nas operações são obtidas, facilitadas pela possibilidade de ativação hidráulica de equipamentos de fundo de poço, bem como pela passagem de cabos internamente à coluna, para perfilagem ou controle de equipamentos de fundo de poço. Conseqüentemente, a redução de danos à formação é outro aspecto importante esperado.

A recuperação de poços em campos maduros configura-se promissora com a aplicação desses sistemas. Utilizando recursos de elevação artificial, com sondas menores e mais baratas, têm-se reflexos positivos na otimização da relação custo-benefício. E se, por um lado, os sistemas flexitubo exigem a instalação mais especializada, por outro, normalmente demandam menor tempo para sua realização. Enfim, sistemas flexitubo são fortes aliados na viabilização técnica e econômica de poços delgados.

Como exemplo, no ano de 1998 a empresa *YPF*, adaptou solução para sua tentativa recente de viabilizar economicamente a produção em poços delgados na Bacia de San Jorge, Argentina. A diferença básica, desta solução em relação ao sistema da empresa *Perez Companc* (Figura 5) foi a substituição da coluna de hastes ocas (macarroni) por *coiled tubing* (flexitubos), oferecendo maior resistência mecânica ao conjunto, entre outras vantagens. A *YPF* realizou, então, teste piloto em campo marginal na Argentina, convertendo um poço que anteriormente fora completado com revestimento de 5½" e coluna de 2^{7/8}". O fato de já conhecer os parâmetros de produção daquele poço convencional, favoreceu a avaliação dos resultados com a recompletação, pois com isso tinha-se um referencial importante entre a situação anterior e a experimental. Outro ponto positivo nesta experimentação é que bastou fixar a antiga coluna de produção (2^{7/8}"), tal que assumisse o papel de revestimento do poço. Foi adaptada ancoragem no fundo da tubulação, servindo também para assentar a bomba. Em relação a novos equipamentos, houve apenas a necessidade de projetar conectores para unirem a bomba ao *coiled tubing* e este ao topo do poço. O poço produziu dentro do esperado, similarmente a quando o mesmo operava com completação convencional e operou sem apresentar problemas por pelo menos um ano, quando o relato foi publicado (Solonet, 1999) — Fig.6.

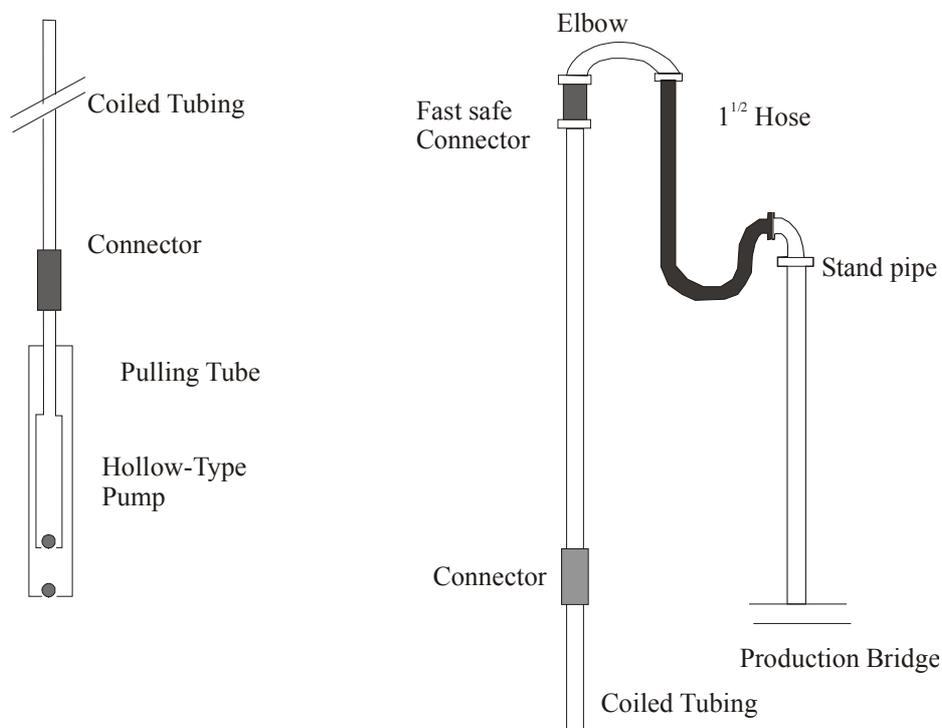


Figura 6: Esquema Ilustrativo do Sistema de Bombeio Utilizado pela YPF, em Poços Delgados na Argentina (Solonet, 1999)

4. COMENTÁRIOS E RECOMENDAÇÕES FINAIS

Os estudos mostram que a garantia de bons resultados econômicos com poços delgados está diretamente relacionada com a confiabilidade na fase de produção, com destaque a obtenção de baixos índices de intervenção no poço. Neste sentido, a utilização de Coiled Tubing (CT) coloca-se como importante tecnologia na engenharia de poço.

Após analisar a literatura e traçar este panorama do estágio atual de desenvolvimento de poços delgados, pode-se concluir que os avanços tecnológicos ao longo dos últimos anos conferem boas perspectivas de aplicação desta tecnologia.

Sobre campos maduros, destacam-se as experiências recentes da *YPF* e da *PEREZ COMPANC*, em unidades produtoras na Argentina e no Peru, respectivamente. Estes casos relatam economias da ordem de 30% no custo de produção.

Observa-se, no entanto, que sistemas com tubing rosqueados apresentam menor resistência à fadiga, em função da exigência à tração a que as conexões ficam submetidas, ao acionar a bomba e elevar o óleo simultaneamente.

Assim, com a utilização de Coiled Tubing (CT) há perspectiva de aumentar a confiabilidade e produtividade destes sistemas de elevação alternativos, evitando-se paradas de produção decorrentes de rupturas por desgaste mecânico (fadiga) ou químico (corrosão), comuns nas juntas de tubulações convencionais (Olmos, 2001).

Na Bacia do Recôncavo Baiano existem vários poços danificados e fechados que poderiam ser revitalizados. Isto é, transformando-se sua antiga coluna de produção (de 2^{7/8"}) em um novo revestimento, sobre o qual se assentaria bomba insertável, acionada por um *coiled tubing*. Neste sistema o CT atuaria como haste da bomba e como coluna de produção, simultaneamente, a exemplo do sistema utilizado pela empresa YPF (Fig. 06).

Em síntese, conclui-se que a produção de petróleo através da tecnologia de poços delgados, utilizando CT, pode constituir-se oportunidade de investimento atraente para a indústria de petróleo e até mesmo viabilizar a produção em campos maduros, atualmente considerados não-lucrativos.

5. AGRADECIMENTOS

Ressalta-se que este estudo é parte do projeto de parceria entre Universidade Federal da Bahia (UFBA) e PETROBRAS/UN-Bahia, que conta com os seguintes financiadores: CTPETRO/FINEP/PETROBRAS/CENPES, os quais agradecemos.

6. REFERÊNCIAS

- Alva, M., Alfaro, A. Non Convencional Sucker Rod Pumping for Slim Hole Wells. SPE 69550, Março-2001.
- Crosby, G. E., Miniaturized Completions can be Artificially Lifted. Petroleum Engineer International, February, 1969.
- Hinckley, J. The application of Slim-Hole Completions to Secondary Recovery. *Journal of Petroleum Technology*, p.31-34, Set. 1960.
- Olmos, D.E. Ernst, H.A. Villasante, J.A, Johnson, D.H., Amegio, A.F, Del Pozo, L. Hollow Rods: Development of a New Technology for PCP, SPE 69558, Março-2001.
- Prater, T. E., et al. Drilling string consideration for Gulf o Mexico's deepest well (27,864). Proceedings of the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, AP, v.2, p.45-54, 1999.
- Solanet, F., Paz, Luiz, Leniek, H. Coiled Tubing Used as a Continuos Sucker-Rod System in Slim Holes. SPE 56671, Outubro, 1999.

Tell, M. E., 1994, "Coiled tubing 1994 update: expanding applications". World Oil, v.215 i6, p.39-45.

7. DIREITOS AUTORAIS

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

COILED TUBING TO OIL PRODUCTION IN SLIM HOLES

M. Sc. Ronaldo Gonçalves Madureira

LEN/Escola Politécnica/UFBA and UNICAMP- rgmadu@uol.com.br

Ph.D. Ednildo Andrade Torres

LEN/Escola Politécnica/UFBA - ednildo@ufba.br

M. Sc. José Francisco dos Santos Corrêa

UN-Bahia/PETROBRAS- correa@ep-ba.petrobras.com.br

***Abstract.** Since the beginning of the use of slim holes by the oil industry in the fifties, until the current days, slim holes had always been associates to problems of efficiency in the artificial lift. However, in this period, many equipments and techniques have been developed to surpass such limitations. In that purpose, the use of coiled tubing (CT) is an important support to the viability of the slim holes, allowing the production through small wellbor. On the other hand, it would imply restrictions or inviability of the artificial lift systems. An important contribution of the CT in the production of oil in slim holes in the technical viability of artificial lift systems where the sucker rod is substituted by a double function tubing: sucker pumping and oil lifiting. In this article, studies of cases are presented where coiled tubing (1½) makes possible the production of oil in wells with 2^{7/8}" casing. The evaluated artificial lift present lower costs than the conventional one and are applied in mature fields, where the production alone is made possible when the investments are substantially lower. At this point, it is included difficulties, solutions and the potential of application of the systems. This throughout review was focused on three aspects that should be observed by the technology in study: technically performable, economically viable and enviromental susteined. oil, thin production of oil, wells, coiled tubing, artificial rise.*

***Keywords.** petroleum, oil production, slim holes, coiled tubing, artificial lift.*