

PERFILAGEM EM POÇOS COM ALTO ÂNGULO E HORIZONTAIS

WELL-LOGGING IN HIGHLY DEVIATED AND HORIZONTAL BOREHOLES

Ricardo Manhães Ribeiro Gomes¹

RESUMO – A perfilagem convencional está restrita a poços com inclinações menores que 60/75°. Em poços com alto ângulo ou horizontais, são necessários sistemas especiais para guiar, bombear ou empurrar as ferramentas até o fundo do poço. Atualmente, são utilizadas as seguintes técnicas para perfilagem em poços com alto ângulo e horizontais: *coiled tubing*, *pump down stinger*, perfilagem com coluna de tubos de perfuração e o MWD (*Measurements While Drilling*). No sistema *coiled tubing* as ferramentas são empurradas até o fundo do poço por intermédio de tubos maleáveis de pequeno diâmetro. No sistema *pump down stinger* os equipamentos são deslocados ao longo do poço por intermédio de uma haste fina de extensão (*stinger*), bombeada por dentro de uma coluna de tubos de perfuração ou produção. Nos sistemas de perfilagem com a coluna de tubos de perfuração, as ferramentas são acopladas à extremidade de uma coluna de *drill pipes*, obtendo-se os registros durante as manobras de subida ou descida da coluna. Esta técnica foi desenvolvida inicialmente pelo Instituto Francês de Petróleo e a Elf Aquitaine, gerando o SIMPHOR (*Systeme d'Instrumentation et de Mesures en Puits Horizontaux*). Posteriormente, o sistema foi adaptado com pequenas modificações por algumas companhias de perfilagem, recebendo as seguintes denominações: TLC (*Tough Logging Conditions*), da Schlumberger; *Toolpusher*, da Halliburton Logging Services (HLS), e PCL (*Pipe-Conveyed Logging*) da Dresser-Atlas. No MWD, os sensores são acondicionados na coluna de perfuração, sendo os registros obtidos simultaneamente com o avanço normal da perfuração. Os sistemas de perfilagem com a coluna de tubos de perfuração e o *coiled tubing* permitem o uso das ferramentas convencionais de perfilagem, de melhor resolução. O sistema *pump down stinger* está restrito a ferramentas finas e de produção. O MWD utiliza sensores específicos, que fornecem parâmetros de perfuração e de avaliação de formações. Atualmente, estão disponíveis no Brasil os equipamentos TLC e *Toolpusher*. Com este último, foram realizadas as duas únicas perfilagens em poços horizontais perfurados pela PETROBRÁS: 9-FZB-446D-CE (set./88) e 7-BO-13H-RJS (jan./91). Operações de perfilagem em poços de alto ângulo e horizontais já são realizadas rotineiramente em todo o mundo, com as técnicas desenvolvidas. O desafio atual é a interpretação dos perfis. Para isso, é necessário entender o que ocorre no ambiente de perfilagem, onde, devido aos efeitos da gravidade e mudanças de permeabilidade, a invasão é assimétrica, gerando a situação não convencional de anisotropia radial nas vizinhanças do poço. Nestas condições, os modelos estabelecidos de interpretação não se aplicam, sendo necessário elaborar modelos específicos para entender o que significam as medidas de perfis, quando as ferramentas estão em posição paralela ao acamamento.

(Originais recebidos em 11-02-92).

ABSTRACT – Conventional well-logging is restricted to boreholes with inclinations of less than 60-75°. In the case of highly deviated or horizontal holes, special systems are required to guide, pump, or push tools to the bottom of the hole. These currently include the (1) coiled tubing, (2) pump down stinger, (3) drillpipe logging, and (4) measurements while drilling (MWD) techniques. Under system (1), the tools are pushed to the bottom of the well bore using small-diameter malleable pipes. Under system (2), tools are moved through the hole using a thin extension rod called a stinger, which is pumped down through a drillstring or production string. Under system (3), the tools are attached to the end of a drillpipe and logs are recorded while the pipe is being run in. The latter technique was first developed by the French Petroleum Institute and Elf Aquitaine, who entitled it SIMPHOR (*Systeme d'Instrumentation et de Mesures en Puits Horizontaux*). The system later suffered slight modifications when adopted by different well-logging companies, under the following names: Tough Logging Conditions™ (TLC), by Schlumberger; Toolpusher™, by Halliburton Logging Services (HLS); and Pipe-conveyed Logging™ (PCL), by Dresser Atlas. Under system (4), sensors are placed in the drillstring and measurements are taken during normal drilling operations. With the drillpipe logging and coiled tubing procedures, it is possible to use conventional logging tools, which have better resolution. The pump-down stinger system requires thin production tools. The MWD method relies on specific sensors that furnish drilling and formation-assessment parameters. TLC and Toolpusher equipment are currently available in Brazil. The latter was used for the only two logging operations that PETROBRÁS has conducted in horizontal wells (9-FZB-446D-CE, in Sep. 1988, and 7-BO-13H-RJS, in Jan. 1991). Well-logging in highly deviated and horizontal well is now routine throughout the world, using the above-mentioned techniques. The current challenge is log interpretation, which demands an understanding of what occurs in the logging environment; owing to the effects of gravity and to changes in permeability, invasion is asymmetrical in these cases, thereby occasioning non-conventional radial anisotropy in the vicinity of the well bore. Established interpretation models thus do not hold and it becomes necessary to devise specific models for interpreting well-log data when tools are parallel to the bedding.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

1 - Setor de Aquisição e Avaliação de Dados Geológicos (SETAV), Divisão de Geologia (DIGEO), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

1 – INTRODUÇÃO

A perfuração de poços com alto ângulo e horizontais tem-se tornado, nos dias atuais, prática bastante utilizada pela indústria do petróleo. Dentre as diversas vantagens deste procedimento destacam-se: o aumento da produtividade, como conseqüência da maior metragem perfurada no reservatório; a redução e o controle da produção de água, devido à distribuição mais regular do fluxo, com a subida do contato óleo-água mais uniforme; e a possibilidade de se perfurar através de várias fraturas verticais, criando comunicação permanente entre elas.

O desafio inicial na avaliação por perfis de poços horizontais foi o desenvolvimento de técnicas especiais que permitissem descer as ferramentas de perfilação até o fundo dos poços. Assim, surgiram os sistemas de *coiled tubing*, *pump down stinger* e a perfilação utilizando a coluna de perfuração (*Toolpusher*, *TLC* e *PCL*). Além desses três sistemas, o *Measurements While Drilling (MWD)*, com sua técnica especial de aquisição e transmissão de dados, também é utilizado na perfilação horizontal. Estes métodos são descritos, e apresentadas suas vantagens, limitações e exemplos de operações efetuadas.

Atualmente, o maior esforço está voltado para a interpretação de perfis no poço horizontal. É necessário entender o que ocorre no ambiente de perfilação, onde, ao contrário dos poços convencionais, o normal é uma anisotropia radial, ocasionando invasão assimétrica. Modelos específicos de interpretação podem ser estabelecidos, para áreas conhecidas, com características do reservatório já estudadas através de poços verticais.

O trabalho tem por objetivo apresentar os métodos atualmente disponíveis na indústria do petróleo para perfilação de poços horizontais. São feitas algumas considerações preliminares sobre os perfis registrados nos poços horizontais 9-FZB-446D-CE e 7-BO-13H-RJS.

2 – SISTEMA COILED TUBING

O *coiled tubing* é um tubo de pequeno diâmetro, composto por uma liga especial de aço com baixo teor de carbono, que lhe confere grande resistência para sustentar o peso das ferramentas no poço, e passível de ser enrolado em uma bobina (fig. 1).

O tubo flexível já vem sendo utilizado há muito tempo, como técnica econômica e eficaz para deslocar fluidos no poço, em operações de limpeza, acidificação, elevação artificial ou compressão de cimento. A partir desta idéia, foi desenvolvido, pela Dresser-Atlas, o sistema *coiled tubing* para perfilação e/ou canhoneio em poços com alto ângulo ou horizontais, que consiste na utilização do tubo de pequeno diâmetro para empurrar até o fundo do poço o equipamento a ser utilizado.

A operação de perfilação com o *coiled tubing* é semelhante a uma perfilação a cabo normal. O tubo

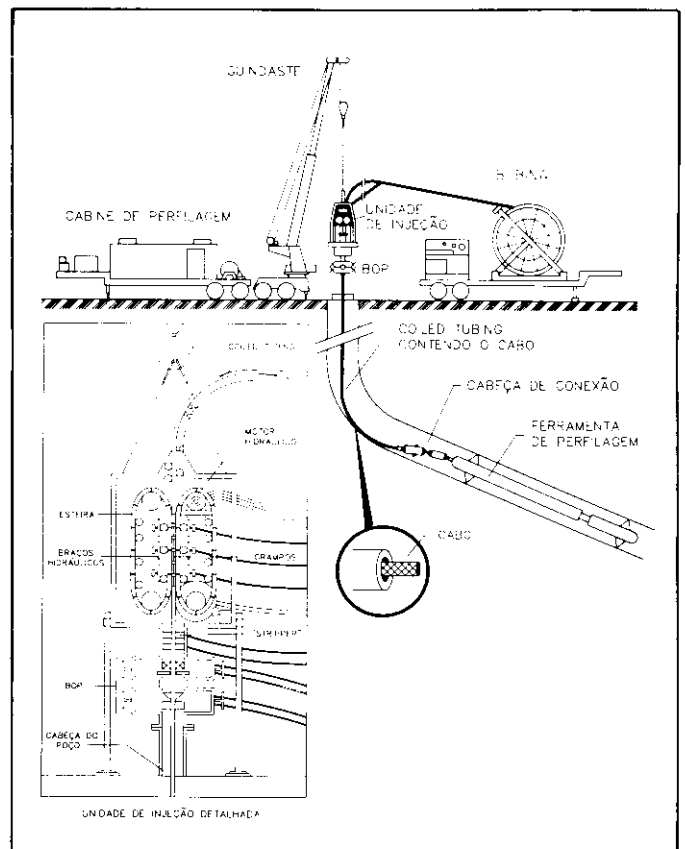


Fig. 1 - Equipamentos de fundo e superfície do sistema *Coiled Tubing* (Howell et al. 1988; Fertl e Hotz, 1987 e Ackert et al. 1989).

Fig. 1 - Bottomhole and surface equipment for the coiled tubing system (Howell et al. 1988; Fertl and Hotz 1987; and Ackert et al. 1989).

maleável é utilizado para a comunicação mecânica entre os equipamentos de fundo e a cabine de perfilação. A comunicação elétrica é feita pelo cabo condutor convencional inserido no tubo. A circulação contínua de fluido, direta ou reversa, é possível através do anular entre o cabo elétrico e o *coiled tubing*. As características de rigidez do tubo, em termos de força de tensão e resistência à compressão, controlam o sucesso da operação de suspender ou empurrar os equipamentos de fundo. As especificações do *coiled tubing* estão listadas na tabela 1.

TABELA I / TABLE I
ESPECIFICAÇÕES DO COILED TUBING
COILED TUBING SPECIFICATIONS

Diâmetro externo	(pol.)	1,25	1,50
Diâmetro interno	(pol.)	1,032	1,282
Peso	(lb/pé)	1,328	1,619
Tração máxima	(lbf)	23.370,00	38.100,00
Pressão máxima	(psi)	15.180,00	12.430,00

2.1 – Equipamentos

Os equipamentos de fundo e superfície podem ser visualizados, com mais detalhes, na figura 1. Um cabo de perfilagem convencional, mono ou multicondutor, estabelece a comunicação elétrica entre os equipamentos. O cabo é inserido previamente no tubo maleável, e sua colocação pode ser feita durante a própria fabricação do tubo, ou no local da operação, por bombeamento ou por gravidade.

O contato elétrico e mecânico entre os equipamentos de fundo e o *coiled tubing* é feito por meio de uma cabeça de conexão especial, que pode ser totalmente rígida ou ter um adaptador móvel em sua extremidade inferior. Orifícios na cabeça de conexão possibilitam a circulação de fluidos através do tubo.

O *coiled tubing* move-se propulsionado pela unidade de injeção, posicionada na cabeça do poço, acima do BOP (*blowout preventer*) de perfilagem. A unidade de injeção é composta por duas esteiras com grampos que, por intermédio de braços hidráulicos, são pressionados ao mesmo tempo contra o *coiled tubing*, fixando-o. As esteiras são movimentadas por dois motores hidráulicos, que controlam a velocidade de perfilagem de acordo com a especificação de cada ferramenta. São possíveis velocidades de 1,5 a 73 m/min. Um isolador de pressão para o *coiled tubing*, ou *stripper*, é posicionado logo acima do BOP de perfilagem. A medição de profundidade é obtida por um módulo conversor acoplado à unidade de injeção.

No interior da bobina é instalada uma conexão em Y, que tem como função separar o cabo e o acesso de entrada de fluido durante a operação. A extremidade para circulação de fluido é acoplada a uma bomba de injeção. Na outra conexão, o cabo elétrico passa por um isolador anular (*pack off*) de alta pressão, e é ligado à unidade de computação.

2.2 – Vantagens e Desvantagens

A principal vantagem da utilização do sistema *coiled tubing* para perfilagem em poços de alto ângulo ou horizontais está na relativa simplicidade do método, que possibilita uma operação rápida e contínua, sem necessidade de uma sonda convencional, reduzindo em muito os custos envolvidos. Outras vantagens são: possibilidade de utilização de ferramentas convencionais com muito poucas adaptações; circulação durante a operação, mantendo estáveis as condições de fluido e poço, e proporcionando velocidade de perfilagem mais uniforme; diminuição de temperatura em poços quentes para melhores condições de perfilagem; medições de profundidade mais precisas, devido ao menor alongamento do *coiled tubing* em relação ao cabo normal de perfilagem; cabo de perfilagem protegido, e possibilidade de trabalhar com o poço sob pressão.

A desvantagem do sistema está na limitação em empurrar ferramentas pesadas por grandes distâncias

horizontais. A poço aberto, é impossível a operação com ferramentas convencionais em trechos de alto ângulo ou horizontais. A poço revestido, estas ferramentas podem ser empurradas até, no máximo, por cerca de 200 m. Com ferramentas finas e de produção, é possível operar em poços revestidos com até 600 m, na horizontal.

2.3 – Operações

A primeira operação de perfilagem com o *coiled tubing* foi realizada em outubro de 1985, na Alemanha Ocidental. O poço horizontal Berkhoepen 2001, com comprimento total de 2 500 m, foi perfurado com GR (*gamma ray*), CCL (*casing collar locator*) e CBL (*cement bond log*), em trecho horizontal de 180 m, revestido com tubos de sete polegadas. Após o sucesso desta primeira operação, o poço horizontal Chateaugenard 136, na França, com 1 190 m, foi perfurado com GR, CCL e perfil de carbono-oxigênio, em trecho horizontal de 200 m, revestido com *liner* de sete polegadas pré-perfurado.

Após estas operações, serviços semelhantes foram realizados em poços revestidos com alto ângulo e horizontais, no Alasca e na Califórnia (EUA). Em agosto de 1986, na Califórnia, pela primeira vez, o sistema *coiled tubing* foi utilizado para perfilar cerca de 200 m de poço aberto, com inclinação de 55 graus. Foram corridas ferramentas convencionais de DIL (duplo indução) e GR, a uma profundidade de 1 880 m. No Brasil, este sistema de perfilagem e canhoneio ainda não foi utilizado.

3 – SISTEMA PUMP DOWN STINGER

Este sistema de perfilagem consiste em deslocar a ferramenta e o cabo condutor, ao longo do poço, por intermédio de uma haste fina de extensão (*stinger*), bombeada por dentro de uma coluna de tubos de produção ou perfuração, denominada coluna de serviço, que funciona como meio de propulsão do conjunto (fig. 2).

A ferramenta de perfilagem é montada na extremidade inferior do *stinger*, composto pelo acoplamento de vários tubos especiais. Uma unidade de propulsão, ou locomotiva, liga o *stinger* ao cabo condutor convencional. O conjunto, em continuidade elétrica, é bombeado no interior da coluna por intermédio da locomotiva. A perfilagem é realizada tanto quando o conjunto é estendido até o final do poço, como quando é puxado de volta para dentro da coluna de serviço, pelo cabo condutor. Este sistema só é aplicável a ferramentas de pequeno diâmetro, ou de produção.

3.1 – Equipamentos

O *stinger* consiste na união de tubos de 6 m de comprimento, 1 11/16 polegadas de diâmetro externo, e 4,3 kg/m de peso. Conexões especiais, nas extremidades dos tubos, proporcionam a continuidade me-

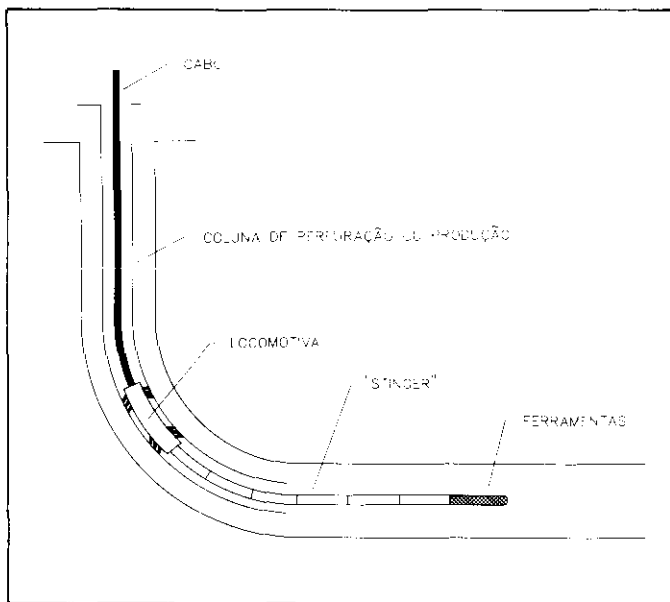


Fig. 2 - Operação de perfilagem com o sistema *Pump Down Stinger* (Spreux et al. 1988).

Fig. 2 - Logging operation using pump down stinger (Spreux et al. 1988).

cânica e elétrica do conjunto.

A unidade de propulsão, ou locomotiva, fornece a conexão mecânica e elétrica entre o cabo condutor e o *stinger*. É composta de um mandril com copos de borracha (*swabs*), que proporcionam o efeito de pistoneio, empurrando o equipamento para o final do poço. Os copos de borracha são suficientemente flexíveis, para ultrapassarem eventuais restrições na coluna de serviço. A face dos mesmos é voltada para baixo, para evitar o efeito de pistoneio, quando da retirada do conjunto.

A ferramenta de perfilagem é empurrada para fora da coluna de serviço, de acordo com o comprimento da haste de extensão. Uma vez atingido o final do intervalo a ser perfilado, o conjunto é içado pelo cabo de perfilagem, que também serve como medidor de profundidade.

3.2 – Vantagens e Desvantagens

Teoricamente, não há limite de extensão de poço horizontal ou de alto ângulo a ser perfilado. Não havendo obstáculos no poço, podem ser alcançadas grandes distâncias. O maior *stinger* já utilizado foi de 520 m. No caso de trechos maiores que o comprimento do *stinger* a serem perfilados, a operação pode ser feita em mais de uma etapa.

Devido à necessidade de se usar uma coluna de serviço como meio de propulsão, o método está limitado a ferramentas de pequeno diâmetro, não podendo ser utilizados equipamentos convencionais de perfilagem.

A ausência de circulação pela coluna de serviço durante a perfilagem faz com que, para a corrida de

perfis de produção em condições de fluxo, seja necessária a completação com duas colunas, uma para descida das ferramentas, e outra para injeção ou produção de fluidos.

3.3 – Operações

Esta nova técnica foi desenvolvida com o objetivo de atender à necessidade de perfilagem de produção, nos poços horizontais perfurados no Campo de Rospo Mare, localizado no Mar Adriático, Itália. Primeiramente, foi utilizada em um poço como experiência, no campo terrestre de Lack, na França. O poço Lack-91, com comprimento total de 1 250 m, sendo 370 m na horizontal, foi perfilado por meio de *stinger* de até 500 m, tendo sido corridos perfis de produção (*fullbore spinner* com manômetro e termômetro) e o CCL. Descidas adicionais, para canhoneio e injeção de fluidos também foram realizadas.

Com o sucesso da operação no Lack-91, a técnica foi utilizada no Campo de Rospo Mare. O poço RMS-6, com comprimento total de 2 316 m, sendo 600 m na horizontal, foi perfilado em novembro de 1984, utilizando-se *stinger* de até 520 m. O conjunto de perfis foi semelhante ao usado no Lack-91, com adição de um perfil traçador e do perfil TDT (*thermal decay time*), para localização de pontos de entrada de água. Para possibilitar a corrida de perfis de produção com o poço em fluxo, foi realizada uma completação dupla, utilizando-se uma coluna mais comprida – de 2 3/8 pol. – para a descida das ferramentas, e uma mais curta – de 4 1/2 pol. – para a produção de fluido (fig. 3). No Brasil, esta técnica ainda não foi utilizada.

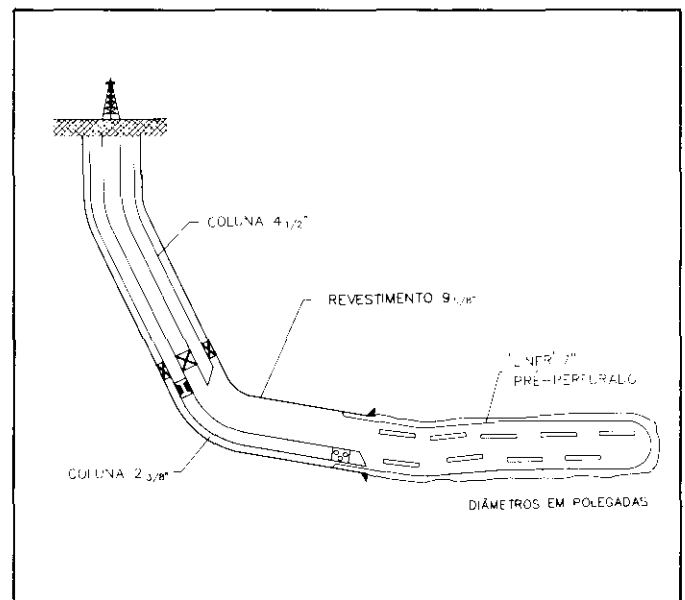


Fig. 3 - Poço Rospo Mare-6, Itália. Completação dupla para perfilagem com *Pump Down Stinger* (Joly et al. 1988).

Fig. 3 - Well Rospo Mare-6. Double completion for logging with pump down stinger (Joly et al. 1988).

4 – SISTEMAS DE PERFILAGEM COM COLUNA DE TUBOS DE PERFURAÇÃO

Estes sistemas utilizam o princípio de transportar as ferramentas convencionais de perfilagem ao longo do poço, por intermédio de uma coluna de tubos de perfuração. A perfilagem é realizada durante as manobras de descida ou subida da coluna, sendo o contato elétrico entre as ferramentas e o equipamento de superfície estabelecido por meio de um cabo condutor convencional.

O esforço pioneiro para o desenvolvimento desta técnica foi feito pelo Instituto Francês de Petróleo (IFP) que, em conjunto com a Elf Aquitaine, patenteou o sistema SIMPHOR (*système d'instrumentation et de mesures en puits horizontaux*). A peça-chave do método é um conector com entrada lateral (*side entry sub*), através do qual o cabo de perfilagem é introduzido na coluna e bombeado até o topo do conjunto de ferramentas, para estabelecer o contato elétrico com os equipamentos de superfície.

Em abril de 1981, o SIMPHOR foi utilizado pela primeira vez no poço horizontal Lack-91, na França. Foram corridas ferramentas convencionais de duplo indução com raios gama (DIL/GR) e, posteriormente, ferramentas de pesquisa de cimentação (CBL/VDL). O sucesso da operação incentivou o aprimoramento da nova técnica, que foi adotada, com pequenas modificações e melhoramentos, por algumas companhias de perfilagem. Assim, surgiram os sistemas *toolpusher*, da HLS, TLC (*tough logging conditions*), da Schlumberger, e PCL (*pipe-conveyed logging*), da Dresser-Atlas.

4.1 – Sistema *Toolpusher*

Os equipamentos utilizados compreendem os conjuntos de fundo (fig. 4), de acoplamento e do conector de entrada lateral (fig. 5).

O conjunto de fundo consiste em ferramentas convencionais de perfilagem e dos tubos protetores (*sleeves*), acoplados entre si, e fixados à extremidade da coluna de tubos de perfuração. Os tubos protetores são fabricados para atender a cada tipo de ferramenta. Assim, para a ferramenta de indução, é usado um tubo de fibra de vidro, que proporciona o meio isolante necessário. Para o funcionamento do latero-perfil e de potencial espontâneo (SP), são estabelecidas continuidades elétricas locais no tubo de fibra de vidro.

As ferramentas de densidade e neutrão são protegidas por tubos de aço, com janelas para permitir o contato dos patins com a formação. No caso do neutrão de mandril, é usado tubo de aço inteiriço. Durante a perfilagem, para assegurar o melhor contato com a formação, a abertura do patim deve estar sempre voltada para a parte baixa do poço. Para isso, um conector de orientação, com um equipamento de pêndulos, é adicionado ao conjunto, fornecendo conti-

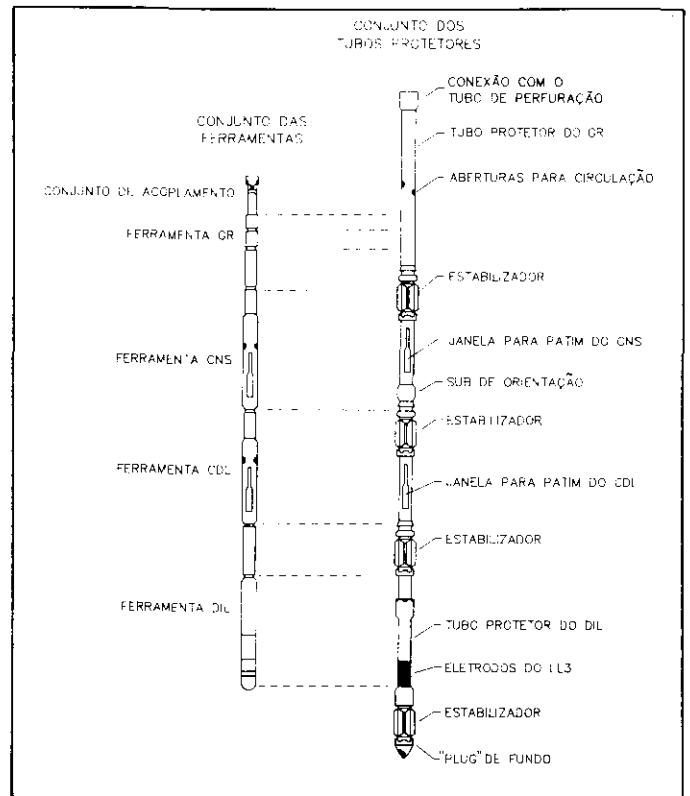


Fig. 4 - Conjunto de fundo do *Toolpusher* (Knight, 1983).
Fig. 4 - Bottomhole assembly for *Toolpusher*TM (Knight 1983).

nuamente ao operador a posição mais adequada para o posicionamento das ferramentas.

A ferramenta de raios gama é acondicionada em um tubo de aço especial, que também contém a parte inferior do conjunto de acoplamento. Este tubo contém ainda orifícios para a circulação de fluidos, em

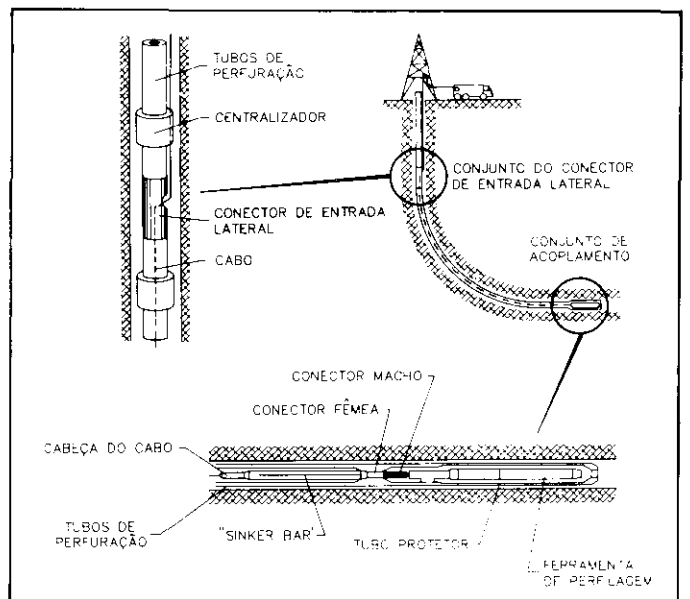


Fig. 5 - Conjuntos de acoplamento e do conector de entrada lateral do *Toolpusher* (Breakley, 1983).
Fig. 5 - Coupling assemblage and side-entry sub for *Toolpusher*TM (Breakley 1983).

casos de problemas no poço, e para manter limpo o conjunto de acoplamento.

Fazem parte, ainda, do conjunto de fundo estabilizadores de borracha, para centralização das ferramentas, e o *plug* de fundo, que contém um orifício, e ajuda na descida do conjunto no poço.

O conjunto de acoplamento permite a conexão elétrica entre as ferramentas de perfilagem e o equipamento de superfície, através de um cabo condutor convencional. Na figura 5 estão esquematizadas as duas partes deste conjunto: a inferior, montada acima das ferramentas de perfilagem, contém o conector macho; a superior, acoplada à cabeça do cabo condutor, contém o conector fêmea montado na extremidade de uma barra auxiliar, denominada *sinker bar*. Esta barra é desenhada para facilitar o bombeamento ao longo da tubulação, caso necessário, e estabelecer o encaixe entre os conectores macho e fêmea. A conexão é projetada para ser liberada com tensões acima de 1 000 libras.

A função do conjunto do conector de entrada lateral (fig. 5) é permitir a passagem do cabo condutor de dentro para fora da coluna de tubos de perfuração. Este procedimento permite manobrar normalmente a coluna durante a operação de perfilagem. O conjunto contém um isolador anular que permite a movimentação livre do cabo, sem que haja comunicação de fluido entre a coluna e o anular. Uma válvula especial, dentro do isolador, impede a comunicação com o anular, após o cabo ter sido extraído.

4.1.1 – Procedimento de Perfilagem

Para evitar maior risco de dano ao cabo de perfilagem, o conjunto do conector de entrada lateral deve ser mantido dentro do trecho revestido do poço durante toda a operação. Assim, em poços onde a profundidade da última sapata do revestimento é menor que a metade da profundidade total do poço, é necessário que a perfilagem seja feita em mais de uma fase, sendo, cada uma, no máximo, igual ao comprimento total do trecho revestido do poço. As figuras 6 e 7 exemplificam, respectivamente, as seqüências de operações simples (um único acoplamento) e com duas fases (dois acoplamentos).

No primeiro exemplo tem-se um poço com 3 000 m de profundidade, revestido até 1 800 m. O conjunto de ferramentas é montado dentro dos tubos protetores, e conectado na coluna de tubos de perfuração. Em seguida, o conjunto é descido no poço até a sapata do último revestimento (fig. 6a). Nesta posição, acopla-se o conector de entrada lateral. O cabo de perfilagem, com a parte superior do conjunto de acoplamento, é descido por dentro da coluna, para estabelecer a conexão elétrica com as ferramentas. Caso o peso do *sinker bar* não seja suficiente para promover a descida do cabo, é feita a conexão da haste quadrada (*kelly*), e o conjunto é descido, bombeando-se lama por dentro da coluna. O sucesso do acoplamento (*latch*) é verificado instantaneamente, em su-

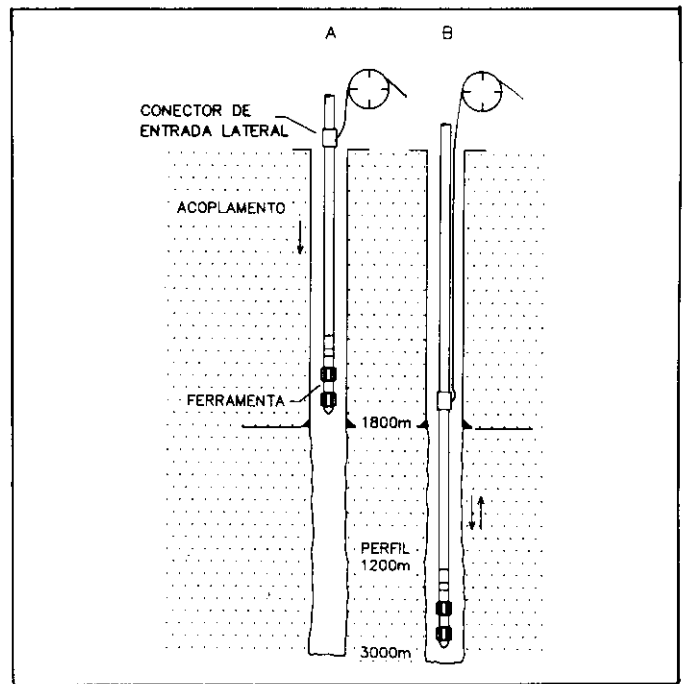


Fig. 6 - Seqüência de operação com um acoplamento (Knight, 1983).
Fig. 6 - Operation sequence with coupler (Knight 1983).

perfície, com a chegada do sinal das ferramentas. Isto feito, o cabo é fixado ao conector de entrada lateral, e prossegue-se à descida da coluna até a profundidade final, com o cabo mantido unido aos tubos de perfuração por meio de grampos igualmente espaçados (fig. 6b). Antes de iniciar a perfilagem, a ferramenta é co-

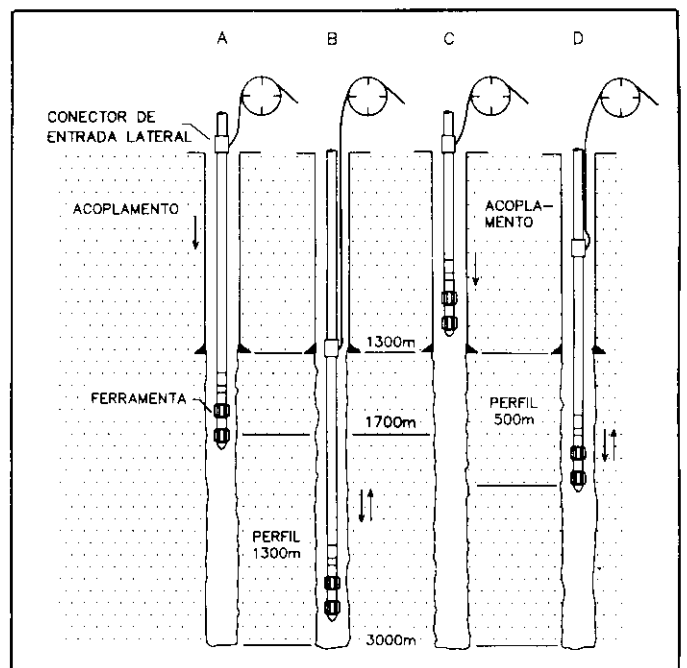


Fig. 7 - Seqüência de operação com dois acoplamentos (Knight, 1983).

Fig. 7 - Operation sequence with two couplers (Knight 1983).

locada na posição ideal, ou seja, com os patins voltados para a parte baixa do poço, e a mesa rotativa é travada. Inicia-se a perfilagem manobrando-se a coluna, a velocidade constante, sincronizada com o bobinamento do cabo pelo guincheiro. Cada conexão retirada interrompe momentaneamente a perfilagem, que vai sendo realizada sempre com pequeno recobrimento entre os trechos perfilados. Um programa de computador processa os dados, de maneira a registrar o perfil de forma contínua. No final da perfilagem, com o conjunto do conector de entrada lateral em superfície, o cabo é tensionado até liberar a conexão com a ferramenta, e retirado da coluna. A manobra de retirada é concluída, e as ferramentas e tubos protetores desmontados.

O segundo exemplo (fig. 7) mostra um poço com 3 000 m de profundidade, revestido até 1 300 m. Neste caso, a operação com duas fases é necessária, e os últimos 1 300 m são perfilados inicialmente. Para isso, o conjunto do conector de entrada lateral é montado na superfície, após a descida da coluna até 1 700 m (fig. 7a). Com a seqüência já apresentada, realiza-se a primeira fase de perfilagem (fig. 7b). O cabo é desconectado, e o conjunto do conector de entrada lateral retirado. Cerca de 450 m de tubos de perfuração são removidos, e reinicia-se todo o procedimento, com um novo acoplamento cabo-ferramenta, para a perfilagem dos últimos 500 m abaixo da sapata do revestimento (figs. 7c e d).

Os procedimentos apresentados consideraram a perfilagem com o conjunto básico de ferramentas do *Toolpusher*, ou seja, DIL/CDL/CNS/GR (duplo indução com densidade, neutrão e raios gama). Atualmente, algumas inovações já estão disponíveis ou em fase final de desenvolvimento.

Para utilização do sistema em poços com diâmetros menores que 7 3/8 pol. (*slim hole*), foi desenvolvido um tubo protetor especial, de fibra de vidro, para abrigar ferramentas convencionais de indução e GR.

Para possibilitar a utilização do perfil de medição de mergulho das camadas (*dipmeter*) e sônico, uma adaptação especial foi montada, permitindo que a ferramenta seja descida dentro do tubo protetor e, posteriormente, bombeada parcialmente para fora, para a realização do perfil. Após a perfilagem, a ferramenta é novamente retraída para o tubo protetor. O sistema *Toolpusher* também permite que qualquer ferramenta convencional seja presa ao final da coluna de tubos de perfuração, e descida no poço para perfilagem, sem o uso do tubo protetor.

4.1.2 - Operações

Grande número de poços já foi perfilado com o *Toolpusher*, principalmente na área do Golfo do México e no estado do Texas, EUA. Nos serviços a poço aberto, além do conjunto básico DIL/CDL/CNS/GR, também foram efetuados *dipmeter*, sônico e amostra-

dor lateral. Em *slim hole*, foi corrido o IEL/CDL/GR (indução com densidade e raios gama) e a poço revestido, perfis de cimentação.

No Brasil, o equipamento básico do *Toolpusher* para poço aberto (DIL/CDL/CNS/GR) está disponível desde setembro de 1985. Inicialmente, o *Toolpusher* foi utilizado com o objetivo de verificar o desempenho do novo sistema em relação à perfilagem convencional. As operações foram realizadas nos poços 7-RD-7D-ES e 7-FU-11D-AL, respectivamente, em dezembro de 1985 e abril de 1986. Foi corrido o conjunto DIL/CDL/CNS/GR (inclinações entre 30 e 45 graus), com resultado satisfatório.

Em setembro de 1988, o *Toolpusher* foi utilizado pela primeira vez no Brasil para perfilar um poço horizontal, o 9-FZB-446D-CE, no Campo de Fazenda Belém. O esquema do poço, após a descida do *liner* de 5 1/2 pol., é mostrado na figura 8. Uma primeira perfilagem foi realizada a 479 m, antecedendo a descida do revestimento de 9 5/8 pol.. O intervalo de 167 m de poço aberto, com inclinação de 47 a 72 graus, foi perfilado normalmente com o conjunto DIL/CDL/CNS/GR, em uma única fase, não tendo sido necessário bombear o cabo e a parte superior do conjunto de acoplamento para estabelecer a conexão elétrica no fundo.

Atingida a profundidade final, a perfilagem propriamente dita, em poço horizontal, foi realizada. O intervalo 479/1 128 m foi perfilado com o conjunto DIL/CDL/CNS/GR, em operação composta de duas fases, tendo sido necessário o bombeamento do cabo para as duas conexões elétricas de fundo realizadas. Os perfis obtidos mostraram-se de boa qualidade, com registros coerentes com as características da área.

O *Toolpusher* foi novamente utilizado, em maio de 1989, no 1-SES-101, e em outubro de 1990, no 7-AB-8D-RJS. Em ambos os casos, as condições mecânicas dos poços não permitiram as operações convencionais a cabo, sendo então perfilado o conjunto

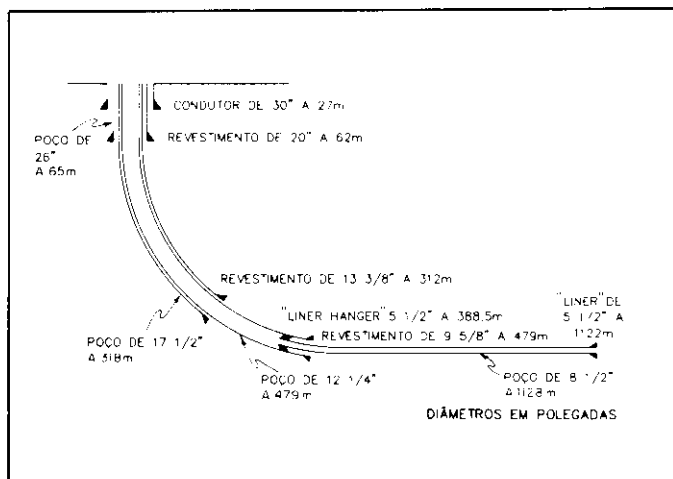


Fig. 8 - Esquema do poço 9-FZB-446D-CE.
Fig. 8 - Well 9-FZB-446D-CE.

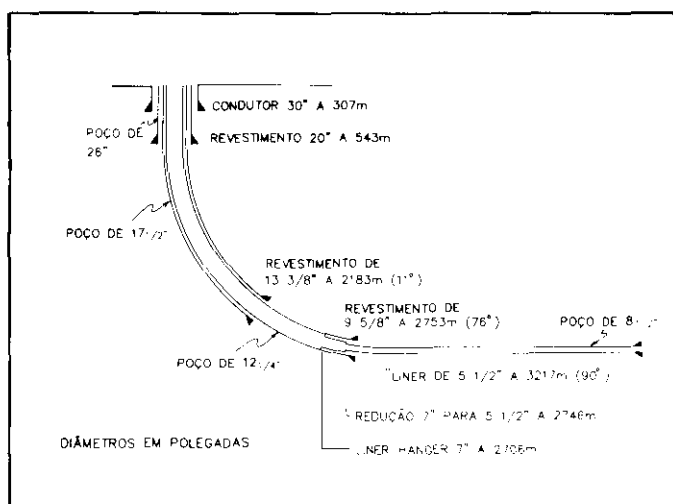


Fig. 9 - Esquema do poço 7-BO-13H-RJS.
Fig. 9 - Well 7-BO-13H-RJS.

básico DIL/CDL/CNS/GR.

Em janeiro de 1991, a segunda perfilagem em poço horizontal no Brasil, primeira no mar, foi realizada com o *Toolpusher*, no poço 7-BO-13H-RJS (fig. 9). A operação, na fase de 12 1/4 pol. (intervalo 2 187/2 765 m), inclinação de 11 a 76 graus, foi cancelada devido à ocorrência por duas vezes, do dano no cabo de perfilagem, por ocasião das conexões para subida das ferramentas. O problema foi causado pelas condições de mar agitado, gerando intensa oscilação na sonda semi-submersível, e fazendo com que, durante as conexões, a cunha da mesa mudasse de posição, danificando o cabo. A fase foi perfilada convencionalmente, tendo-se conseguido descer o DIL/CDL/CNS/GR até 2 738 m, com inclinação de 72 graus.

A fase de 8 1/2 pol. (intervalo 2 753/3 212 m), com inclinação de 76 a 90 graus, foi perfilada com o *Toolpusher*, sendo descido, sem tubos protetores, o conjunto DIL/BCS/CDL/CNS/GR, com o sensor de tensão e juntas flexíveis. A operação foi realizada em uma fase, com bombeamento do cabo para estabelecimento da conexão elétrica. As condições eram de mar calmo, não foi utilizado compensador, e a cunha da mesa foi adaptada para evitar possíveis danos ao cabo. Os perfis obtidos mostraram-se de boa qualidade, com registros coerentes com as características da área.

4.2 – Sistema TLC

O TLC (*tough logging conditions*), da Schlumberger, utiliza o mesmo princípio básico, já descrito, que consiste em mover as ferramentas de perfilagem com o uso de uma coluna de tubos de perfuração. Os equipamentos e procedimentos de perfilagem são semelhantes aos já mencionados.

O equipamento foi desenvolvido para operar com ferramentas convencionais, acopladas à extremi-

dade da coluna de tubos de perfuração, sem o uso de tubos protetores. Para tanto, utiliza-se uma ferramenta auxiliar de medição (AMS), que contém sensores de tensão e compressão para prevenir a aplicação de excesso de esforços no conjunto. O AMS também pode dispor de sensor de temperatura, útil para detecção de zonas de perda. Se for necessário, o TLC pode incluir, ainda, tubos protetores.

O sistema TLC permite o uso de qualquer ferramenta convencional, incluindo amostrador lateral, testador a cabo e FMS (*formation microscanner service*). Com o uso de juntas flexíveis, é possível combinar vários perfis em uma única descida no poço. Para a orientação mais adequada das ferramentas de patins, voltadas para a parte baixa do poço, são usados equipamentos adicionais, como o GPIT (*general purpose inclination tool*) e o *tool turner sleeve*.

4.2.1 – Operações

O sistema TLC já é utilizado rotineiramente, com elevado índice de sucesso, em campos de óleo de todo mundo. Já foram perfilados poços com até 115 graus de inclinação. A profundidade máxima alcançada foi de 5 700 m, com maior extensão perfilada em uma fase, de 1 800 m. A maior combinação de perfis em uma só descida incluiu 11 ferramentas (DLL, SDT, GR, MSFL, EPT, LDT, CNL, GPIT, NGS, AMS e SP), com comprimento total do conjunto de 53 m. O sistema já foi utilizado para perfilagem no diâmetro mínimo de 5 1/2 pol., tanto a poço aberto como em poço revestido.

No Brasil, o TLC foi utilizado pela primeira vez no poço 7-MLZ-1D-SPS (Campo de Merluza), perfurado pela PECTEN, em março de 1990. O sistema foi utilizado em decorrência de más condições mecânicas, que não permitiam a corrida convencional do FDC/ CNL/GR. O TLC voltou a ser utilizado, também em decorrência de más condições mecânicas do poço, nas perfilagens intermediária e final do poço 4-RJS-419DA, em setembro de 1990 e no poço 7-MLZ-4D-SPS, em dezembro de 1990.

4.3 – Sistema PCL

A Dresser-Atlas também desenvolveu um sistema de perfilagem com a coluna de tubos de perfuração, denominado PCL (*pipe-conveyed logging*). A operação pode ser realizada de três maneiras: com o PCL de conexão, as ferramentas são mantidas durante toda a operação nos tubos protetores; com o PCL de extensão, as ferramentas se mantêm em um único tubo protetor metálico, durante o deslocamento no poço, e são estendidas para fora, na ocasião da perfilagem; e com o PCL de conexão direta, as ferramentas são acopladas diretamente na coluna de tubos de perfuração, sem o uso de tubo protetor.

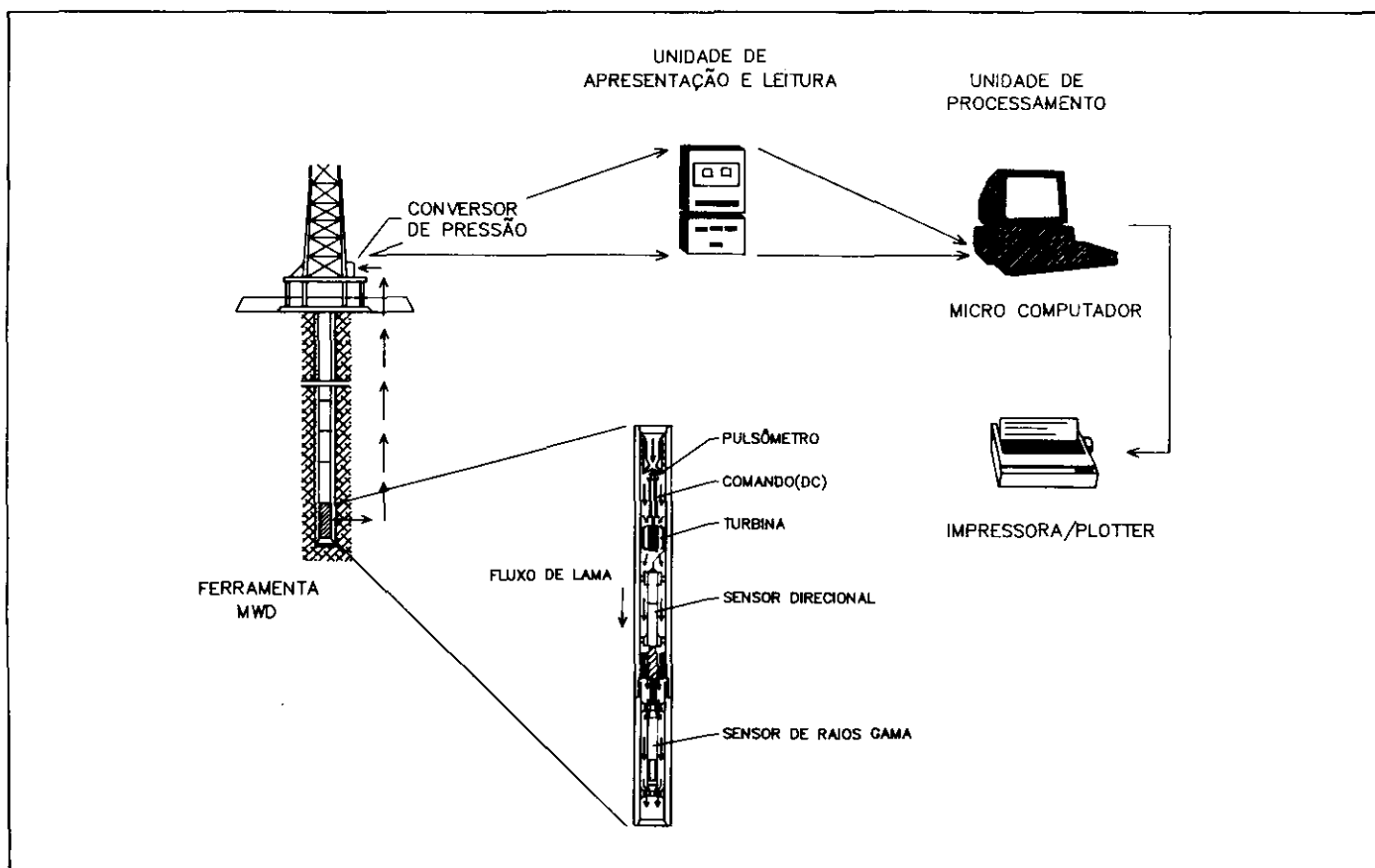


Fig. 10 - Operação com MWD (Baldissera, 1986).
 Fig. 10 - Operation using MWD method (Baldissera 1986).

4.4 – Vantagens e Desvantagens dos Sistemas de Perfuração com Coluna de Tubos de Perfuração

A grande vantagem dos sistemas de perfuração com a coluna de perfuração reside na possibilidade de utilização de quaisquer combinações de ferramentas convencionais, sem limite de peso, podendo operar em poços de alto desvio ou horizontais, de quaisquer extensões.

A possibilidade de circulação de fluido durante a perfuração, inclusive ao longo das ferramentas, mantém o controle do poço e a temperatura adequada para funcionamento dos equipamentos de fundo.

A maior limitação deste sistema está em operações em sondas flutuantes, onde as condições de mar passam a ser fator decisivo para o sucesso da perfuração. Ferramentas de patins correm grande risco de serem danificadas, e operações com equipamentos que necessitam parar temporariamente no poço, como o amostrador lateral (CST), o testador a cabo (RFT) e o perfil sísmico de poço (WST), geralmente são evitadas em condições de mar agitado. A falta de compensação adequada, nestes casos, também afeta a correta memorização dos registros. O uso de tubos protetores exige correções nos registros efetuados.

5 – SISTEMA MWD – MEASUREMENTS WHILE DRILLING

O MWD é um equipamento que faz medições e registros simultaneamente ao avanço normal da perfuração. A ligação entre os sensores de fundo, acondicionados na coluna de perfuração em comandos especiais, e os equipamentos de superfície, é feita por telemetria de pulsos de lama. A operação com MWD é esquematizada na figura 10. As medições efetuadas pelos sensores de fundo são codificadas por um microprocessador e enviadas à superfície por meio da variação da pressão de bombeio da lama. Esta variação de pressão, ou pulsação pode ser positiva, negativa ou do tipo *mud siren* (onda contínua de pressão) (fig. 11). A pulsação positiva é gerada pelo fechamento de uma válvula (pulsômetro), que provoca um estrangulamento parcial no fluxo de lama, aumentando a pressão de bombeio. No sistema de pulso negativo, uma válvula do tipo *by pass* promove a comunicação do interior da ferramenta com o anular, diminuindo a pressão de bombeio. No sistema *mud siren*, a transmissão dos dados é feita através de uma onda contínua de pressão, gerada por uma seqüência ininterrupta de pulsos positivos.

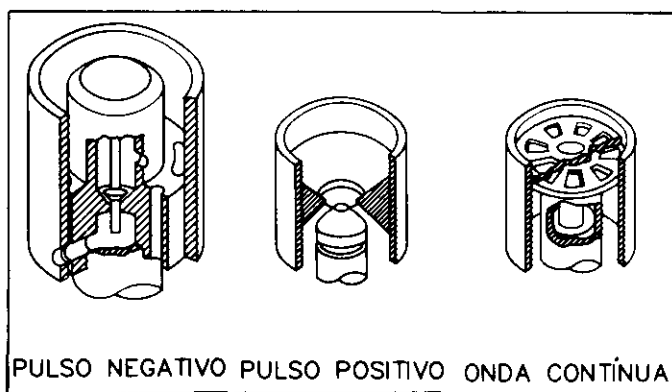


Fig. 11 - Telemetria de pulsos de lama (Baldissera, 1986).
Fig. 11 - Mud-pulse telemetry (Baldissera, 1986).

A codificação é feita de forma binária, com pulsos curtos e longos, ou com a modulação das ondas de pressão (sistema *mud siren*). Os sinais enviados são detectados na superfície, por um conversor de pressão, que transforma a energia mecânica em elétrica. Assim, os sinais são decodificados e os dados, após processados por computador, são registrados em profundidade. Os dados também são arquivados em uma memória de fundo, que é recuperada quando o equipamento chega à superfície.

A maior utilização do MWD ainda está relacionada com a obtenção de parâmetros de perfuração, tais como direção e inclinação do poço, torque, peso sobre a broca, temperatura da lama, pressão no anular, etc. Nos últimos anos, porém, o desenvolvimento de sensores para a obtenção de parâmetros de avalia-

ção de formações tem tido grande impulso. Atualmente, o denominado LWD (*logging while drilling*)* já dispõe de sensores de resistividade, densidade, neutrão e espectrografia de raios gama no mercado.

5.1 – Vantagens e Desvantagens

A perfilagem com o sistema MWD não tem limitação quanto à inclinação do poço, sendo efetuada praticamente nas mesmas condições em poços verticais, inclinados ou horizontais, de quaisquer profundidades. A obtenção de dados em tempo real facilita a tomada de decisões durante a perfuração. Os perfis obtidos são menos afetados por desmoronamentos do poço ou invasão de filtrado, uma vez que são obtidos pouco tempo após a formação ter sido perfurada. A possibilidade de reperilar uma zona em vários períodos de tempo após a perfuração, permite o melhor entendimento das condições de permeabilidade e invasão de filtrado.

O sistema MWD tem como principais desvantagens o limitado número de sensores para obtenção de parâmetros de avaliação da formação, vulnerabilidade dos sensores submetidos a choques e vibrações excessivas, e limitada transmissão de dados para a superfície.

5.2 – Operações

O MWD vem sendo usado, em todo o mundo, em poços de alto ângulo e horizontais, como ferra-

* Marca da Schlumberger

TABELA II / TABLE II
COMPARAÇÃO DAS TÉCNICAS DE PERFILAGEM
COMPARISON OF LOGGING TECHNIQUES

Técnica	Ferramentas Possíveis	Capacidade de Empurrar a Ferramenta	Velocidade de Perfuração Constante	Perfilagem com Poço Pressurizado	Limite de Desvio do Poço (Graus)	Máximo Intervalo Perfilável na Horizontal		Observações
						Poço Aberto	Poço Revestido	
Perfilagem Convencional	Convencionais <i>Slim hole</i> Produção	Nenhuma	Sim	Possível	60/75	0	0	- Combinação de ferramentas limitadas pelo peso
Perfilagem com Coluna de Tubos de Perfuração	Convencionais <i>Slim hole</i>	Muito boa	Não	Impossível	> 90	Sem limite	Sem limite	- Combinações de ferramentas sem limite de peso - Uso limitado em sondas semi-submersíveis - Circulação durante perfilação
<i>Pump Down Stinger</i>	<i>Slim hole</i> Produção	Boa.	Sim	Possível	> 90	Sem limite	Sem limite	- Completação dupla para circulação durante a operação
<i>Coiled Tubing</i>	Convencionais <i>Slim hole</i>	Razoável	Sim	Possível	> 90	0	200 m (convencional) 600 m (<i>Slim hole</i> e produção)	- Circulação durante a perfilação - Dispensa sonda convencional para operação
MWD	Sensores especiais	—	Não	Possível	> 90	Sem limite	—	- Reduzido número de sensores para avaliação de formações

menta imprescindível de apoio à perfuração, principalmente no controle direcional.

No Brasil, o MWD com sensor de raios gama foi utilizado durante a perfuração de poços direcionais (30 a 40 graus) nos campos de Pampo e Pargo. No poço 9-FZB-446D-CE, o MWD foi utilizado somente para obtenção de parâmetros de perfuração. A perfuração do poço 7-BO-13H-RJS foi, também, acompanhada com MWD, tendo, na fase final, a inclusão de um sensor de GR.

A única experiência no Brasil com MWD utilizando sensor de resistividade ocorreu em fevereiro de 1987, no poço 1-PRS-3. Diversos problemas operacionais, principalmente relacionados a defeitos do equipamento, impediram a completa aquisição de registros.

Na tabela II comparam-se as vantagens e desvantagens das quatro técnicas apresentadas para perfuração de poços com alto ângulo e horizontais, incluindo, também, a perfuração convencional.

6 - INTERPRETAÇÃO DE PERFIS

O primeiro passo na interpretação de perfis em poços horizontais é o entendimento do ambiente de perfuração, onde, devido aos efeitos da gravidade e mudanças de permeabilidade, a invasão é assimétrica, gerando uma situação não-convencional de anisotropia radial nas vizinhanças do poço (fig. 12a). Nestas condições, os modelos estabelecidos de interpretação não se aplicam, e o desafio passa a ser a elaboração de modelos específicos, para se entender o que significam as medidas de perfis, quando as ferramentas estão em posição paralela ao acamamento.

Para a elaboração dos modelos de interpretação, é fundamental que poços horizontais sejam programados em áreas conhecidas, onde um número suficiente de poços verticais já tenha sido perfurado, de maneira que todas as propriedades e características dos reservatórios sejam bem conhecidas. Desta forma, os perfis nos poços horizontais passam a ter como principais funções o reconhecimento dos reservatórios, com suas características (geometria, fraturas, contatos entre fluidos), e a definição da posição do poço em relação aos mesmos.

A interpretação dos perfis é dificultada pelas características dos poços horizontais. Perfis de resistividade são afetados pela posição do poço em relação ao acamamento, e pelo agravamento do efeito de anisotropia de resistividade em estratos laminados. Ferramentas de contato têm seus registros afetados por tortuosidade, mais comum em poços horizontais. Ao se analisarem os perfis, duas especificações das ferramentas são de maior importância: a profundidade de investigação, e a maneira como é efetuada a medição, focalizada em uma direção, ou ao redor de todo o poço (figs. 12b e c).

Perfis de resistividade, com medições que penetrem vários pés na formação, são muito afetados por heterogeneidades verticais, acima e abaixo do poço. A existência de camadas de folhelhos ou níveis com altas saturações de água nas vizinhanças podem diminuir o valor da resistividade, dificultando a determinação da saturação de água (SW). Modelos específicos, utilizando subsídios de poços convencionais, são necessários para solucionar o problema.

Em carbonatos maciços e homogêneos, o perfil de resistividade é menos influenciado, e variações na

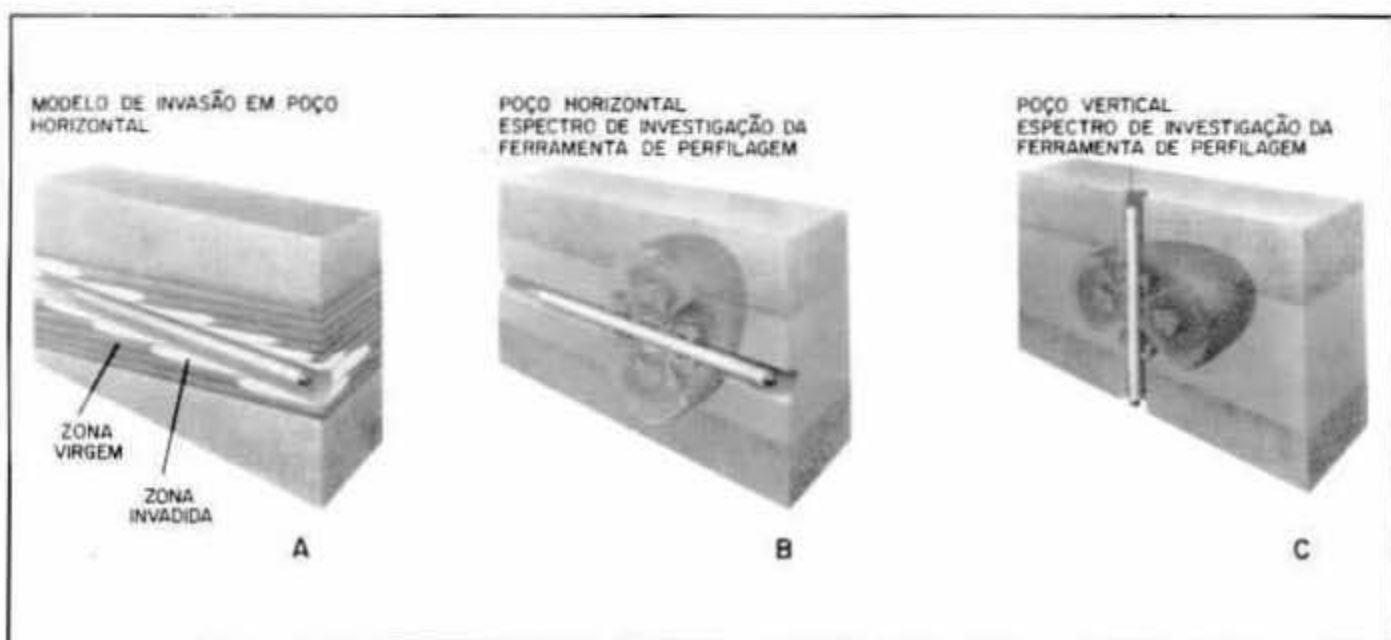


Fig. 12 - Interpretação de perfis em poços horizontais. Ambiente de perfuração (Betts et al. 1990).
Fig. 12 - Well-log interpretation for horizontal boreholes. Logging environment (Betts et al. 1990).

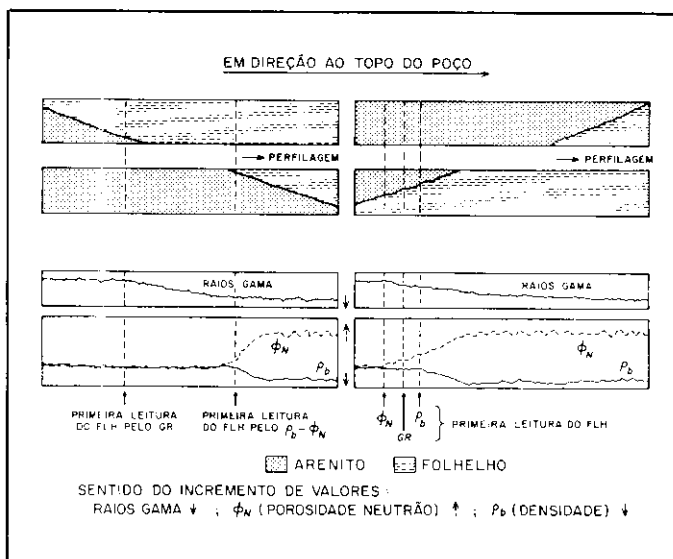


Fig. 13 - Modelo teórico de comparação dos perfis de Raios Gama e densidade-neutrão, para determinar o sentido de aproximação de uma camada de folhelho, em poço horizontal (modificado de Betts et al. 1990).

Fig. 13 - Theoretical model comparing gamma-ray and density-neutron logs to ascertain approach direction of a shale layer in a horizontal borehole (modified from Betts et al. 1990).

resistividade podem indicar mudanças de fácies ou contatos entre camadas.

Diferenças consideráveis nas medidas de resistividade entre poços horizontais e verticais, que atravessam o mesmo intervalo, podem ocorrer devido a diferentes profundidades de invasão, causadas por contrastes nas permeabilidades vertical e horizontal. Isto foi observado no campo de gás de Zuidwal, na costa da Holanda, onde a permeabilidade horizontal no reservatório é de 50 a 100 vezes maior que a vertical.

A precisão dos registros dos perfis de densidade-neutrão depende de um perfeito contato do patim com a formação. Em poços horizontais, as medições devem ser efetuadas com os sensores voltados para a parte baixa do poço. Considerações sobre os registros e interpretação destes perfis estão intimamente relacionados com este fato. Uma limitação, que afeta as medições, pode ser uma pronunciada diferença da densidade da formação, acima e abaixo da ferramenta, como por exemplo, em um poço perfurado ao longo de um contato entre camadas. Isto irá resultar num valor errôneo da densidade da camada que está sendo atravessada.

Os registros de raios gama não são focalizados, porém, devido ao fato de a ferramenta estar apoiada na parte baixa do poço, as medidas são ligeiramente mais influenciadas pelas camadas abaixo do poço horizontal. Uma comparação dos registros dos perfis de densidade-neutrão com os de raios gama pode revelar a aproximação de uma camada de folhelho, e dizer se a mesma está vindo na direção do topo ou da base do poço. Quando a camada de folhelho aproxima-se

a partir do topo, ela é detectada pelos perfis de raios gama antes dos de densidade-neutrão. Quando a camada de folhelho se aproxima a partir do fundo, é identificada imediatamente pelo perfil de densidade-neutrão (fig. 13).

Equipamentos de medição de raios gama com MWD podem fornecer, além do registro convencional, uma medição focalizada de GR, a partir das partes alta e baixa do poço. A comparação dos dois registros, convencional e focalizado, também pode revelar a posição de uma camada de folhelho, em relação ao poço (fig. 14).

As leituras do perfil sônico tendem a pesquisar a camada de maior velocidade próxima ao poço. Em reservatórios de pequena espessura, ou com muitas heterogeneidades litológicas, a leitura de porosidade sônica pode ser muito pequena, quando comparada com a do densidade-neutrão. A ferramenta sônica pode ser adaptada para medir, além da velocidade da formação, as reflexões acústicas. Desta forma, pode-se obter as distâncias do poço para heterogeneidades, como rocha capeadora, lentes argilosas ou contato entre fluidos.

Em poços horizontais, a utilização do testador a cabo para a obtenção de gradientes verticais de pressão (gás, óleo e água) não se aplica. Porém, a ferramenta pode ser utilizada para determinar a distribuição lateral de pressão, que irá ajudar no monitoramento da depleção e no controle da drenagem do reservatório.

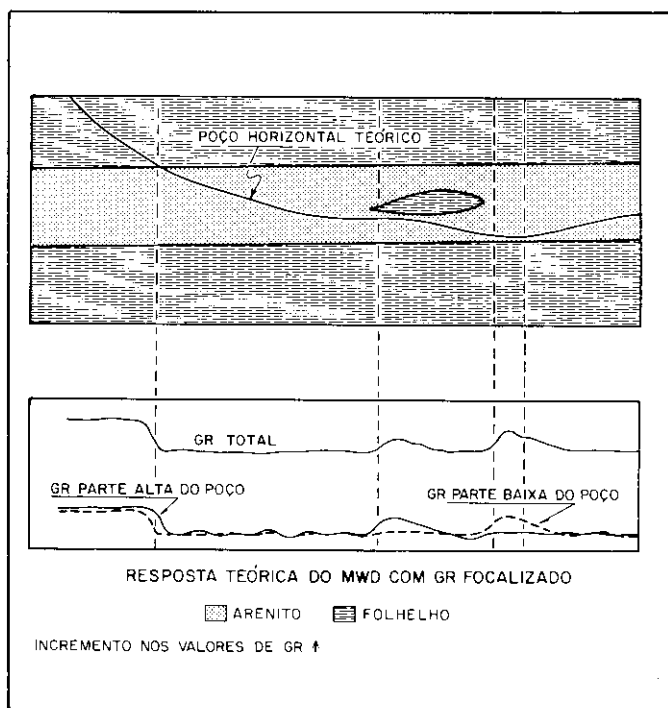


Fig. 14 - MWD com Raios Gama focalizado (Halliburton Oil Field Services Group, 1991).

Fig. 14 - MWD method using focused gamma rays (Halliburton Oil Field Services Group 1991).

6.1 — Perfis nos Poços 9-FZB-446D-CE e 7-BO-13H-RJS

Com base nos conceitos apresentados, podem ser feitas algumas considerações preliminares.

A Zona C da Formação Açu composta de corpos arenosos com intercalações de folhelho, foi penetrada horizontalmente pelo poço 9-FZB-446D-CE. Os perfis obtidos permitiram o perfeito reconhecimento do reservatório. Variações litológicas (arenito, folhelho) ao longo do poço horizontal são decorrentes de oscilações na sua trajetória, saindo do reservatório e penetrando em folhelhos vizinhos, ou decorrentes da presença de lentes argilosas.

Os efeitos da heterogeneidade vertical no poço horizontal são observados mais facilmente nas medidas de raios gama e resistividade. As medições de raios gama nos folhelhos apresentam valores menores que os dos poços verticais da área, provavelmente devido à influência dos arenitos próximos. A resistividade nos folhelhos também é afetada, registrando valores maiores que os conhecidos, possivelmente devido à influência de areias com óleo acima e abaixo do poço.

A Zona V da Formação Macaé no poço 7-BO-13H-RJS foi penetrado horizontalmente, perfurando uma seqüência de calcissiltitos, localmente com níveis peloidais. Os perfis obtidos mostram variações laterais nas características da rocha, que podem ser atribuídas a alterações na inclinação do poço, ou a mudanças de fácies.

Em rochas carbonáticas, os perfis de poços horizontais tendem a ser menos afetados por heterogeneidades verticais. No poço 7-BO-13H-RJS, os perfis de raios gama e sônico apresentaram valores iguais aos registrados em poços verticais na Zona V. O mesmo não foi observado em relação aos registros de resistividade e porosidade do densidade-neutrão, que no poço horizontal mostram valores menores que os conhecidos na Zona V, o que pode ser atribuído às características do reservatório, com predominância de calcissiltitos na Zona V, conforme indicam os testemunhos.

7 — CONSIDERAÇÕES FINAIS

Atualmente, operações de perfilagem em poços de alto ângulo e horizontais já são realizadas rotineiramente em todo mundo, utilizando as técnicas desenvolvidas. Aperfeiçoamentos são feitos continuamente, visando a contornar as limitações, de forma a possibilitar os mesmos serviços de perfilagem em poços horizontais e verticais.

Atualmente a PETROBRÁS dispõe, para operação, dos sistemas *Toolpusher*, da HLS, e TLC, da Schlumberger. Além da finalidade principal, em poços de elevada inclinação e horizontais, os sistemas também foram utilizados em poços com pequeno desvio e verticais, onde a perfilagem convencional não foi possível, devido às más condições mecânicas do poço.

O MWD ainda tem sua maior aplicação na obtenção de parâmetros de perfuração. No futuro, com o constante aprimoramento do sistema e o desenvolvimento de sensores adicionais para obtenção de parâmetros de avaliação de formações, a perfilagem com MWD deverá suprir, em grande parte, a necessidade da perfilagem convencional.

O desafio atual na perfilagem de poços horizontais é a interpretação dos perfis. O que ocorre no ambiente de perfilagem é uma anisotropia radial, porém, modelos para se compreender a dinâmica da invasão, nos diversos tipos de reservatórios, ainda não foram estabelecidos, e as influências nos perfis não são totalmente conhecidas.

Os avanços na interpretação de perfis em poços horizontais são cada vez maiores, com o grande aumento da perfuração destes poços em todo o mundo. Maiores progressos são feitos na Europa, onde, em geral, os poços horizontais são perfilados com grande variedade de ferramentas.

No Brasil, os poços horizontais ainda estão em fase experimental, para assimilação da tecnologia e comprovação de resultados. Com a evolução do processo, poderão ser idealizados projetos de desenvolvimento com poços horizontais, e estabelecidos modelos específicos para interpretação dos perfis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERT, D., BEARDSSELL, M., CORRIGAN, M., NEWMAN, K. The coiled tubing revolution *Oilfield Review*, Cambridge, v. 1, p. 4-16, Oct. 1989.
- BALDISSERA, P. R.. Sistema MWD e resultados obtidos com sua utilização na Bacia de Campos. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE OPERAÇÕES GEOLÓGICAS, 1, 1986. Natal. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS / DEPEX / DIGEO, 1986. p. 116-125.
- BETTS, P., BLOUNT, C., BROMAN, B., CLARK, B., HIBBARD, L., LOUIS, A., OOSTHOEK, P. Acquiring and interpreting logs in horizontal wells. *Oilfield Review*, Cambridge, v. 2, n. 3, p. 34-51, jun. 1990.
- BLEAKLEY, W. B. IFP and Elf-Aquitaine solve horizontal well logging problem. *Petroleum Engineer International*, Dallas, v. 55, n. 11, p. 22-24, Nov. 1983.
- FERTL, W. H., HOTZ, R. F. Efficiently log and perforate 60° + wells with Coiled Tubing. *World Oil*, Houston, v. 205, n. 1, p. 32-35, July, 1987.
- HALLIBURTON HORIZONTAL COMPLETIONS SEMINAR, 1991. Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Halliburton oil field services group, 1991. Seminar Volume, section 14.
- HOWELL, E. P., SMITH, L. J., BLOUNT, C. G. *Coiled tubing logging system*. New York: American Society of Civil Engineers, Mar. 1988. p. 37-39. (Separate papers fluids engineering).
- JOLY, E. L., DORMINGNY, A. M., CATALA, G. N., PINCON, F. P., LOUIS, A. J. P. *New production logging techniques for a horizontal well*. New York: American Society of Civil Engineers, Aug. 1988. p. 328-332. (Separate papers fluids engineering).
- KNIGHT, O. M. Toolpusher logging, an aid advance directional drilling programs. In: NORTHERN EUROPEAN DRIL-

- LING CONFERENCE, 1, 1983. Kristiansand. *Proceedings*. . . Kristiansand: Norwegian Petroleum Society, 1983. (Paper, 6930).
- SPREUX, A., GEORGES, C., LESSI, J. Horizontal well operations-6, most problems in horizontal completions are resolved. *Oil and Gas Journal*, Tulsa, v. 86, n. 24, p. 48-52, 13 June 1988.
- SPREUX, A. M., LOUIS, A., ROCCA, M. Logging horizontal wells, field practice for various techniques. *Journal of Petroleum Technology*, Dallas, v. 40, n. 11, p. 1352-1354, Oct. 1988.
- BIBLIOGRAFIA**
- ACKERT, D., BOETEL, M., MARSZALEK, T., CLAVIER, C., GOODE, P., THAMBYNAYAGAM, M., STAGG, T. Looking sideways for oil. *The Technical Review*, Houston, v. 36, p. 22-31, 1988.
- ALLEN, D., BERGT, D., CLARK, B., FALCONER, I., HACHE, J. M., KIENITZ, C., LESAGE, M., RASMUS, J., ROULET, C., WRIGHT, P. Logging while drilling. *Oilfield Review*, Cambridge, v. 1, n. 1, p. 4-17, Apr. 1989.
- BOSIO, J., REISS, L. H. Horizontal well operations 2, site selection remains key to success in horizontal well operations. *Oil and Gas Journal*, Tulsa, v. 86, n. 12, p. 71-76, 21 Mar. 1988.
- BOUTEMY, Y. Putting a bite aside. *Middle East Well Evolution Review*, [s.l.], n. 8, p. 42-53, 1990.
- CEZAR, P. F. D., RODRIGUES, C. R. O. O sensor de resistividade em ferramentas de MWD, resultados obtidos no 1-PRS-3. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE OPERAÇÕES GEOLÓGICAS, 2, 1988. Salvador. *Anais*. . . Rio de Janeiro: PETROBRÁS / DEPEX / DIGEO, 1988. p. 40-49.
- DANIEL, W. L., FERTL, W. H. Logging high-angle, long-reach boreholes. *Oil and Gas Journal*, Tulsa, v. 82, n. 49, p. 103-108, 3 Dec. 1984.
- DAVIS JR., A. P., KNIGHT, O. M. Reduce logging problems in high angle welbores. *World Oil*, Houston, v. 196, n. 5, p. 59-62, Apr. 1983.
- DUSSERT, P., SOUDET, H., SANTORO, G. Horizontal well operations-1, a decade of development pays off in offshore Italian field. *Oil and Gas Journal*, Tulsa, v. 86, n. 9, p. 33-39, 29 Feb. 1988.
- ESCARON, P. C. A technique to evaluate deviated wells with standard logging tools. In: ANNUAL FALL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF AIME, 1983. San Francisco. *Proceedings*. . . Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1983. (SPE Paper 12180).
- FERTL, W. H., NICE, S. B. Well logging in extended reach and horizontal boreholes. In: ANNUAL OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 20, 1988. Houston. *Proceedings*. . . Houston: American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, Society of Petroleum Engineers, 1988. (OTC Paper 5828).
- GRUPPING, T. I. F., WAGSTAFF, J. D. *Recent performance of the dual resistivity measurements while drilling tool*. New York: American Society of Civil Engineers, Jun. 1990. p. 171-176 (Separate papers fluids engineering).
- HORIZONTAL wells technical catalog. [s.l.]: Dowell Schlumberger, [19--].
- ICTS, Intelligent coiled tubing systems: technical catalog. [s.l.]: Dowell Schlumberger, [19--].
- MEASUREMENTS While Drilling: Technical catalog. [s.l.]: Halliburton Oil Field Services Group, [19--].
- MONTIGNY, O. D., SORRIAU, P., LOUIS, A. J. P. Horizontal well operations-conclusion, horizontal-well drilling data enhance reservoir appraisal. *Oil and Gas Journal*, Tulsa, v. 86, n. 27, p. 40-48, 4 July 1988.
- TLC tough logging condition system: technical catalog. New York: Schlumberger, [19--].
- TOOLPUSHER, high angle logging system: technical catalog. [s.l.]: Gearhart. The Go Company, [19--].

EXPANDED ABSTRACT

The coiled tubing, pump down stinger, drillpipe logging, and measurements while drilling (MWD) methods are currently used when logging highly deviated or horizontal wells.

The first of these employs a small-diameter tube of high-strength low-carbon-steel alloy, capable of supporting the weight of the tools yet malleable enough to be rolled into a coil. During logging, the coiled tubing is responsible for mechanical communication between bottomhole equipment and the logging unit. Electrical communication takes place along a conventional wire line inside the coiled tubing. The advantage of this method is its relative simplicity; it affords a rapid, continuous operation with no need for a rig at the location, thereby cutting costs. The disadvantage is that it cannot push heavy tools over long horizontal distances.

In well-logging operations using a pump down stinger, the tool and wire line are moved along the borehole using a stinger pumped inside a drillstring or production string, known as a service pipe, which will move the assemblage. A locomotive or propulsion unit links the stinger to the wire line. This system is only applicable with small-diameter or production tools. Theoretically,

there are no limitations as far as the length of the horizontal hole to be logged, and unless obstacles exist in the borehole, large distances can be covered. In cases where intervals are greater than stinger length, the operation can be divided into more than one stage. Under the drillpipe system, conventional tools are attached to the end of the drillpipe and logs are recorded during trips. Electrical contact occurs through the wire line. The keystone of this method is the side-entry sub, through which the logging cable is placed in the drillpipe and pumped down to the tool assemblage to establish electrical contact with surface equipment. This system has been adapted by a number of logging companies, under the following names: Toolpusher™ (HLS); Tough Logging Conditions™ (Schlumberger); and Pipe-conveyed Logging™ (Dresser Atlas). Brazilian wells 9-FZB-446D-CE (Sep. 88) and 7-BO-13H-RJS (Jan. 91) were drilled using the toolpusher method. The major advantage of the pipe-conveyed method is that any combination of conventional tools may be used, with no weight restrictions, and operations may take place in highly deviated or horizontal boreholes of any length. Its major drawback is that ocean conditions may jeopardize operation success in the case

of floating rigs, where contact tools run a high risk of damage. Use of any equipment that must stay steady in the borehole (e.g., equipment used in sidewall coring, wire line drillstem testing, or seismic logging) is usually avoided in rough seas.

The MWD technique is used primarily to obtain drilling parameters. With further improvement of current sensors and development of new ones for obtaining formation-assessment parameters, this method should largely satisfy conventional logging needs in the future. The interpretation of well-logs from horizontal boreholes demands, above all, an understanding of the logging environment. Owing to the effects of gravity and of permeability changes, invasion is asymmetrical in these cases, thereby occasioning non-conventional radial anisotropy in the vicinity of the well bore.

Established interpretation models thus do not hold and it becomes necessary to devise specific models for interpretation of well-log data. This means it is essential that horizontal wells be programmed for areas where a sufficient number of vertical wells have already been drilled and where reservoir properties and characteristics are therefore well known.

In analyzing well-logs from horizontal boreholes, two tool specifications are of major importance: investigation depth and the way in which measurements are taken (focused in one direction or around the entire well bore). Resistivity logs, where measurements penetrate

several feet into the formation, are greatly affected by vertical heterogeneities both above and below the hole. The presence of layers of shale or levels that are highly saturated with water in the vicinity may decrease resistivity values, generating errors in water-saturation measurements. The reliability of density-neutron logs depends on perfect sensor-formation contact. In horizontal boreholes, measurements should be taken with the sensors turned downhole. One limitation that may affect logging is a pronounced difference in formation density above and below the tool, for example, in a well drilled close to a contact between two layers.

Although gamma-ray records are not focused, the tool rests on the bottom part of the well bore, and measurements are thus slightly more influenced by the layers below the borehole. A comparison of neutron-density and gamma-ray logs can detect the approach of a layer of shale and tell whether it is moving toward the top or bottom. This same interpretation is possible using MWD equipment, which furnishes a focused gamma-ray log in addition to the conventional record. Sonic log readings tend to research the fastest layer near the bore hole. In reservoirs where thickness is reduced or many lithological heterogeneities are observed, the sonic porosity reading may be very small compared with the density-neutron log.