



PLANEJAMENTO E EXECUÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO NO BRASIL UTILIZANDO-SE PERFURAÇÃO SUB-BALANCEADA

J. C. Cunha

Fábio S. N. Rosa

Antonio C.V.M. Lage

Petrobras, Exploração e Produção

Av. Chile, 65/1004-B, 20035-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Alvaro F. Negrão

Halliburton, Praia do Flamengo, 200, 23^o andar

22209-900 Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Resumo: *A perfuração sub-balanceada de poços de petróleo (Underbalanced Drilling) tem sido largamente utilizada principalmente no Canadá e nos EUA. No Brasil, apenas há alguns anos iniciou-se a utilização desta tecnologia para perfuração. Até o momento vários poços foram perfurados na Região Amazônica (Urucu), Nordeste e Sul do Brasil (Bacia do Paraná).*

Este artigo mostra as recentes experiências para a implementação da tecnologia no Brasil e comenta o necessário desenvolvimento de novos equipamentos (incluindo separadores multifásicos). Também são mostradas as principais diferenças operacionais entre a perfuração sub-balanceada e a perfuração convencional. As operações realizadas no Brasil incluem perfuração a ar e perfuração com fluidos gaseificados (líquido e ar, líquido e nitrogênio, e espuma).

O trabalho mostra as vantagens e principais problemas encontrados nas operações realizadas até agora assim como a necessidade de iniciativas, como o projeto em desenvolvimento atualmente, para a implementação da tecnologia em águas profundas, uma vez que até o momento todas as operações realizadas no mundo foram em campos terrestres ou em campos marítimos localizados em águas rasas.

Palavras chave: *Perfuração, Perfuração a ar, Sub-balanceada, Fluidos leves.*

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo utilizando-se ar ou espuma tem sido aplicada no Brasil, embora não sistematicamente, em diversas regiões (Negrão *et al.* 1999). A grande maioria destas aplicações foi inicialmente voltada para a obtenção de uma taxa de penetração mais alta. Na Região Amazônica por exemplo, onde os custos com logística podem chegar a mais de sessenta por cento do custo total do poço, perfurar mais rápido pode ter um grande impacto

no custo final do projeto. Nesta região, para se atingir os objetivos principais do poço, é necessário atravessar-se uma camada bastante espessa e muito resistente de diabásio cuja perfuração consome grande parte do tempo total de perfuração. Neste caso, a utilização de perfuração a ar, devido ao aumento da taxa de penetração, poderá reduzir bastante o tempo de perfuração. Entretanto, mesmo neste cenário favorável, vários poços foram perfurados com ar sem que fossem obtidos os resultados econômicos esperados. Apesar das taxas de penetração significativamente mais altas, os problemas operacionais surgidos e os altos custos com os equipamentos especiais adicionais tornaram a operação antieconômica.

Em algumas áreas utilizou-se espuma com o propósito de se perfurar reservatórios depletados sem a ocorrência de perdas de circulação. Com esta técnica alguns poços foram perfurados no Nordeste do Brasil em campos como Candeias e Carmópolis.

As experiências iniciais, mesmo quando não totalmente bem sucedidas demonstraram um grande potencial para aplicação da perfuração com fluidos leves nas diversas áreas de exploração e produção de petróleo no Brasil. O que provavelmente impediu uma maior difusão no Brasil quando das primeiras experiências foi o aumento significativo dos custos assim como alguns problemas operacionais causados principalmente pela inadequação de alguns dos equipamentos de superfície, como separadores e cabeça rotativa.

2. EXPERIÊNCIAS RECENTES

A partir de 1994, devido à recentes melhorias tecnológicas nos equipamentos e também à resultados bastante favoráveis apresentados na literatura (Shale, 1994), decidiu-se reavaliar os benefícios econômicos da perfuração com fluidos leves através de alguns testes de campo.

2.1. Poços no Nordeste do Brasil

Os primeiros testes foram no campo de Carmópolis, um campo maduro, produtor de óleo com reservatórios conglomerados heterogêneos e que supostamente seria bastante danificado quando perfurado convencionalmente. Neste campo, a depender da localização do poço, o uso de fluido de perfuração convencional causa perda de circulação total. Dois poços direcionais foram perfurados no campo utilizando-se espuma, em um deles perfurou-se mantendo-se pressões ligeiramente acima das pressões da formação e no outro utilizou-se a perfuração sub-balanceada. Apesar dos custos adicionais do sistema de nitrogênio, o projeto foi considerado economicamente viável pois a produtividade inicial dos poços foi quase 4 vezes maior (Lage et al., 1996) do que a dos poços da área perfurados convencionalmente.

Estes bons resultados obtidos em Carmópolis motivaram a utilização desta tecnologia também em Candeias, outro campo do Nordeste do Brasil, através da perfuração, em 1995, de um poço vertical. No campo de Candeias, as principais zonas produtoras são localizadas em folhelhos fraturados e rochas carbonáticas com um gradiente de pressão bastante baixo (3.5 lbm/gal). Devido ao baixo gradiente, a perfuração de poços neste campo é bastante complicada e, tipicamente, durante a perfuração convencional, ocorre perda de aproximadamente 10.000 barris (1600 m³) de fluido de perfuração. Esta perda, além de implicar em aumento dos custos da operação, faz com que o poço leve quase seis meses para atingir o nível de produção esperado, pois inicialmente grande parte do fluido perdido no poço será produzido de volta junto com o óleo do reservatório. Numa situação como esta as vantagens da utilização de fluidos leves (gaseificados), na perfuração, são claras.

O poço Candeias-218, perfurado com fluido aerado, foi uma experiência muito bem sucedida pois as zonas fraturadas foram perfuradas sem perda de circulação, a taxa de penetração média foi aumentada para 9,73 m/h, e o custo para se perfurar a seção de 8 ½" do

poço foi menor do que o incorrido naqueles perfurados de forma convencional. As Figuras 1 e 2 mostram as comparações entre taxas de penetração e custos do poço Candeias-218 e outros da mesma área.

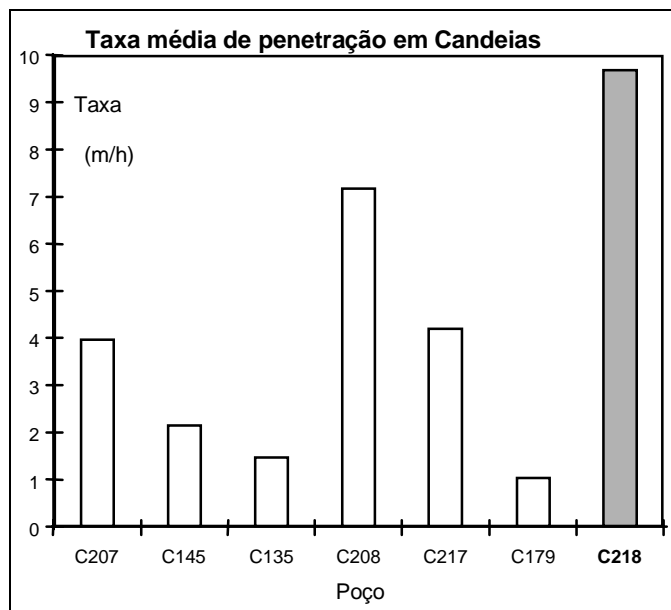


Figura 1 – Comparação de Taxas de Penetração

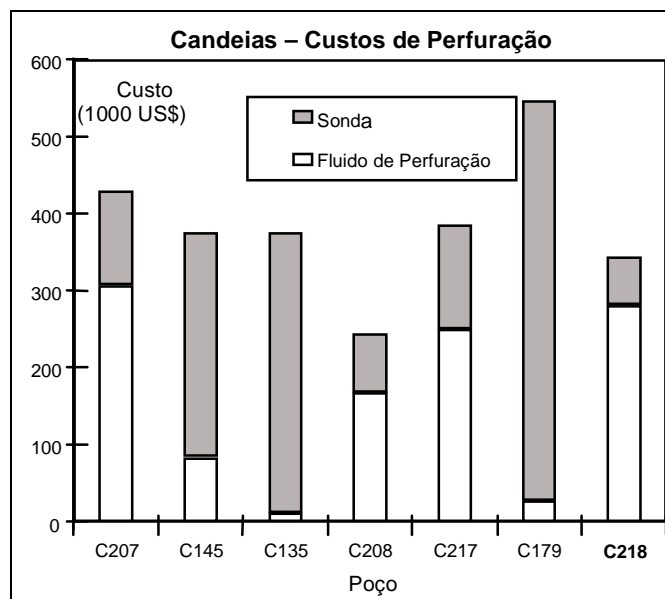


Figura 2 – Comparação de Custos

2.2. Perfuração na Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná está localizada num extenso platô, na Região Sul do Brasil, onde os esforços exploratórios tem sido aumentados em anos recentes. Normalmente as locações exploratórias nesta região são localizadas em áreas remotas, obrigando assim a uma extensa preparação para a perfuração dos poços, bem como a montagem de uma grande estrutura logística para apoiar as operações.

FR-1, Santa Catarina. O poço FR-1, perfurado em Santa Catarina foi programado visando testar duas zonas com arenito de baixa pressão e alta permeabilidade, o arenito Botucatu, com 3,7 lbm/gal e o arenito Rio do Rastro, com 4,2 lbm/gal. No passado testes de formação nestas zonas falharam devido ao extenso dano causado aos reservatórios pela utilização de fluido de perfuração convencional. Assim, o principal objetivo da utilização de espuma neste poço foi minimizar os danos e também permitir a fácil identificação, durante a perfuração, de zonas portadoras de hidrocarbonetos. Adicionalmente, a utilização de espuma para se perfurar uma espessa camada (mais de 100 metros) de basalto situada logo acima do arenito Botucatu, permitiu testar o desempenho do fluido leve para a perfuração de rochas duras. A Fig. 3 mostra a comparação entre o resultado obtido no poço FR-1 e um outro poço da área. Pode-se notar que a taxa obtida foi quase duas vezes superior à do poço perfurado com fluido convencional.

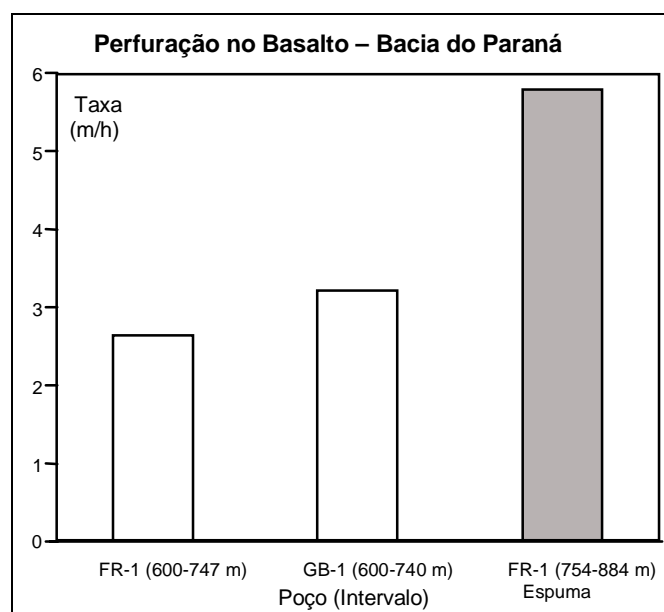


Figura 3 - Comparação de Taxas de Penetração, Poço FR-1

Os principais resultados obtidos com a perfuração do poço FR-1 foram: (1) teste positivo do arenito Botucatu, que confirmou as pressões de poro esperadas e recuperou amostras do fluido do reservatório; (2) melhores resultados na perfilagem dos poços; (3) minimização dos danos à formação e (4) dados sobre o desempenho da espuma na perfuração do basalto. Quanto a este último ponto, embora a taxa de penetração tenha dobrado, ainda são necessários melhores rendimentos para reduzir os gastos com nitrogênio e justificar a aplicação da técnica como uma maneira de se reduzir custos com a perfuração. Ou seja, embora a utilização da perfuração sub-balanceada esteja plenamente justificada pelo conjunto de benefícios que proporciona ao projeto, sua utilização somente como uma ferramenta para se perfurar mais rápido ainda não se provou válida no Brasil.

Barra Bonita, Paraná. Em meados de 1996 um novo poço exploratório foi perfurado na Bacia do Paraná usando-se fluido nitrogenado. Basicamente, a Bacia do Paraná apresenta formações superficiais basálticas muito duras, e reservatórios depletados. Este conjunto de fatores, obviamente, configura uma excelente oportunidade para o uso de fluidos leves de perfuração pois irá permitir um aumento da taxa de penetração no basalto e uma melhor

avaliação das formações. O poço BB-1, como mostrado na Fig. 4, teve o basalto perfurado com brocas de 12 ¼” e as formações depletadas com brocas de 8 ½”. Neste poço, algumas novidades operacionais foram introduzidas. Adotou-se durante as conexões o procedimento de pré-carga recomendado por Saponja (1995), ou seja, após a perfuração de uma junta o poço era fechado e a injeção de gás era mantida por alguns minutos antes de se conectar outro tubo à coluna. Como se pode ver na Fig. 5, este procedimento minimizou a variação de pressão no fundo do poço, fenômeno esse que havia sido observado no poço anterior (Figura 6).

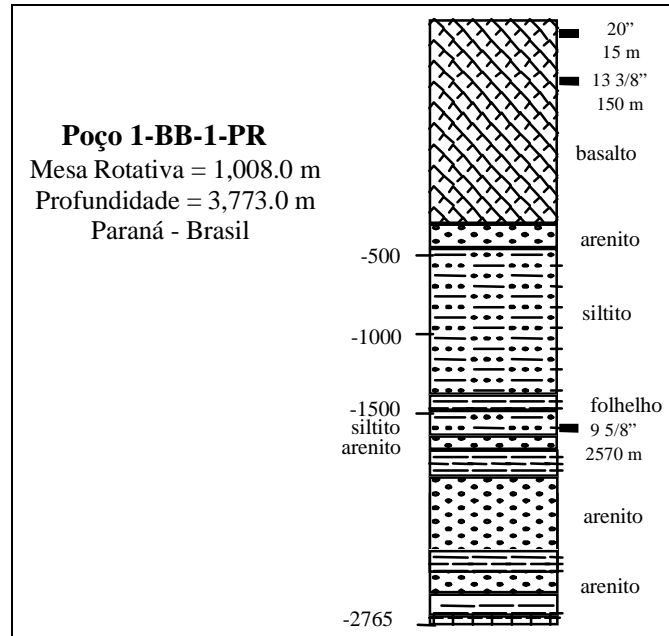


Figura 4 - Poço 1-BB-1-PR

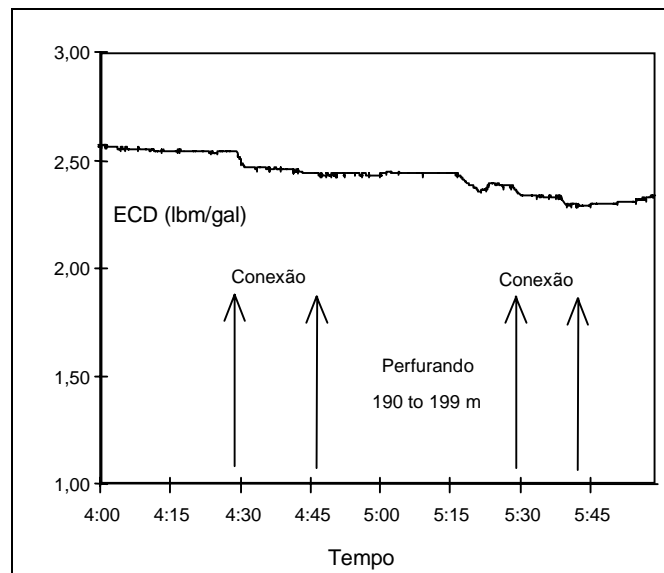


Figura 5 - ECD durante as uma conexão - Poço BB-1

Quanto ao sistema de separação na superfície, o separador usado em Barra Bonita possuía um sistema automático para controle do nível do fluido no seu interior, evitando assim que repentinos aumentos de influxo direcionassem líquido para a linha de gás e, na situação

inversa, que gás fosse circulado para o sistema de peneiras da sonda. O fluido de perfuração utilizado na fase de 12 ¼” para a perfuração do trecho de 152 m a 1300m foi composto por nitrogênio, água e um agente espumante. A operação apresentou excelentes resultados e a ECD (*Equivalent Circulating Density* - Densidade Equivalente de Circulação) foi mantida sempre inferior a 5 lbm/gal, com vazões de líquido-gás variando de 200 gal/min-350 pe³/min no início da fase até 200 gal/min-700 pe³/min ao final. Estas vazões foram escolhidas visando minimizar a utilização de N₂ e ao mesmo tempo manter no anular do poço uma velocidade mínima (Lage *et al.* 1996) que garantisse o transporte dos cascalhos. A taxa de penetração média foi em torno de três vezes superior à obtida na região quando fluido convencional foi utilizado. Na Fig. 7 pode-se observar as taxas obtidas assim como a imediata melhora a partir do momento em que se inicia a utilização de fluido leve.

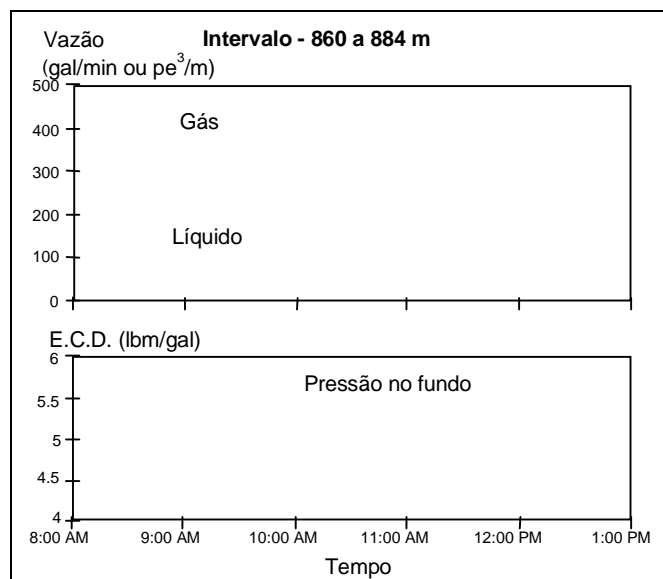


Figura 6 - ECD no Poço FR-1

O uso do agente espumante na fase de 12 ¼” diminuiu a eficiência do separador, devido ao excesso de espuma, o que também causou problemas no equipamento para detecção de gás na superfície. Assim, na fase de 8 ½”, não mais se usou o espumante. Na perfuração da fase de 8 ½” a utilização de fluido nitrogenado era importante para evitar danos às formações portadoras de gás, com baixa pressão de poros, localizadas abaixo do basalto. O uso de um diferencial de pressão excessivo ao se perfurar estas formações tornaria difícil a detecção de zonas portadoras de hidrocarbonetos. Uma ECD de 7.2 lbm/gal foi utilizada. Esta densidade equivalente permitiu a identificação de várias zonas portadoras de gás e , pela primeira vez no Brasil, devido à condição sub-balanceada da perfuração, houve queima de gás na superfície simultaneamente com a perfuração do poço.

Entre os problemas operacionais ocorridos, pode-se citar, alguns vazamentos na coluna devido ao excesso de vibração, possivelmente causado pela injeção de gás, e pequenas interrupções da operação por falta de N₂, já que devido à localização remota da locação e ao excesso de chuvas, foi impossível evitar alguns atrasos nas carretas que transportavam o nitrogênio líquido para a sonda.

O poço Barra Bonita-1 tornou-se um marco na história da exploração no Brasil, não só pelo uso da perfuração com fluidos leves, mas principalmente, por ter sido o descobridor do primeiro campo produtor de gás na Bacia do Paraná. Assim, após anos de esforço exploratório, finalmente uma descoberta comercial de gás foi feita nesta região.

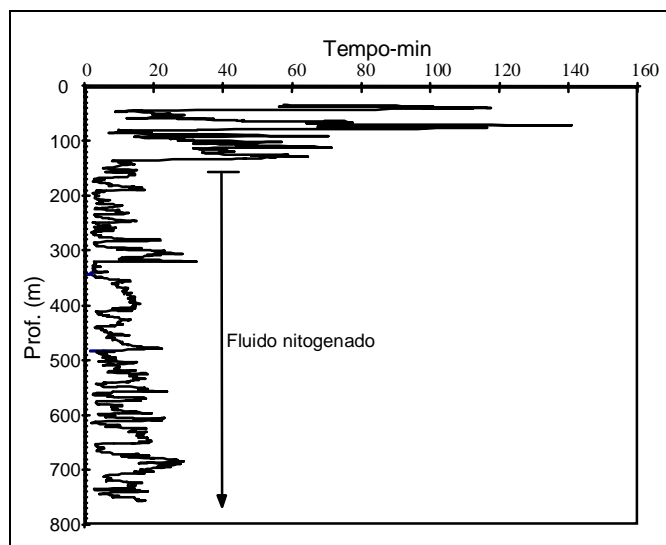


Figura 7 - Taxa de penetração no poço 1-BB-1-PR

Poço Barra Bonita-2. Dando prosseguimento à campanha de perfuração na Bacia do Paraná, um segundo poço foi perfurado da mesma localização do poço Barra Bonita-1 visando verificar a extensão da jazida gasífera descoberta no poço anterior. Este poço, 3-BB-2D-PR, apresentou duas novidades em relação aos poços anteriormente perfurados no Brasil: (1) foi o primeiro poço direcional perfurado utilizando-se fluido gaseificado e (2) o nitrogênio utilizado passou a ser gerado *in-situ* por uma unidade de membrana. Este segundo ponto veio a limitar a capacidade de bombeio de N_2 , já que a capacidade de geração da membrana era de apenas 500 pe^3/min , mas em compensação eliminou o problema logístico de ter que transportar grandes quantidades de nitrogênio em carretas por estradas muitas vezes precárias.

Neste poço não se utilizou o fluido leve nas fases superficiais. Somente a partir de 2490 m, na fase de 8 1/2" iniciou-se a perfuração com fluido nitrogenado. A fase líquida da mistura foi constituída de um fluido de poliacrilamida com 8.8 lbm/gal. A vazão de gás foi de 500 pe^3/min e a de líquido de 250 gal/min, o que possibilitou uma ECD de 7.5 lbm/gal. Esta fase foi perfurada até a profundidade de 3794 m, onde, após se revestir o poço, iniciou-se a perfuração da última fase com broca de 6 1/2". Nesta fase usou-se vazão de gás-líquido de 500 pe^3/min -200 gal/min visando manter uma ECD no fundo do poço que equilibrasse a pressão da formação. Como o fluxo não é contínuo, variações nas pressões de fundo fizeram com que, algumas vezes, a condição de perfuração fosse sub-balanceada com a conseqüente produção de gás na superfície. Nestas ocasiões, o gás, após separação, era desviado e queimado ao mesmo tempo em que se prosseguia a operação de perfuração.

Os resultados obtidos no poço Barra Bonita-2, confirmaram a descoberta ocorrida no poço anterior.

Poço Mato Rico-1. Este poço, também perfurado utilizando-se fluido nitrogenado, representou um outro marco exploratório para a Bacia do Paraná pois possibilitou a descoberta de um novo campo produtor de gás, com um potencial de produção de 1.000.000 de m^3/dia de gás, quase dez vezes superior ao do campo de Barra Bonita. Novamente, a exemplo do que ocorreu no poços anteriores, a utilização de perfuração sub-balanceada foi considerada fundamental na identificação dos intervalos produtores de hidrocarbonetos.

Os equipamentos e procedimentos operacionais usados durante a perfuração do poço Mato Rico-1 foram similares àqueles usados no poço Barra Bonita-2.

3. PLANEJAMENTO DOS POÇOS

Ao se planejar o programa hidráulico dos poços, para se determinar as vazões de gás/líquido a serem usadas a cada trecho do poço, bem como as esperadas pressões de superfície e de fundo, foram usados dois simuladores de fluxo multifásico, o SIMULT da Petrobras e o Mudlite da Maurer Engineering. Nestas simulações, parte-se de uma determinada ECD que se deseja utilizar, e que é baseada nas pressões de poro esperadas das formações, para se obter a combinação de vazões de líquido/gás necessárias. Os dados de entrada nos simuladores são: geometria do poço, geometria da coluna de perfuração, dados do líquido (densidade, viscosidade, temperatura de injeção), taxa de penetração esperada e dados da rocha a ser perfurada;

As vazões obtidas, além de fornecerem a ECD desejada, devem também proporcionar no anular do poço uma velocidade mínima que possibilite o carregamento dos cascalhos e a limpeza do poço. No resultado da simulação são fornecidos relatórios e gráficos com as densidades, pressões, velocidades, qualidade da mistura e ECD's ao longo do poço (interior da coluna e anular). Durante a operação, gás e líquido são bombeados separadamente, com a mistura ocorrendo na linha de injeção. No retorno o fluxo é desviado pela cabeça rotativa para o separador onde líquido e sólidos são direcionados para a peneira e o gás para a linha do queimador. A Fig. 8 mostra um *lay-out* do sistema de injeção.

4. POTENCIAL PARA APLICAÇÃO DA PERFURAÇÃO SUB-BALANCEADA NO BRASIL

Embora a perfuração sub-balanceada seja bastante comum em outros países (11.000 poços perfurados nos EUA e Canadá), no Brasil esta técnica ainda está em implantação. Existe um enorme potencial a ser explorado, com possíveis aplicações em todas as áreas petrolíferas do Brasil (Figura 9). Esta técnica poderia ser aplicada para se perfurar reservatórios depletados ou campos maduros onde a produção vem decrescendo em anos recentes como acontece com muitos dos campos da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte. Nestas áreas a perfuração sub-balanceada, associada à poços multilaterais ou horizontais, poderá incrementar a produção dos campos. No momento um estudo de viabilidade está sendo feito visando a aplicação em campos do Rio Grande do Norte.

Quanto à Bacia do Paraná, o potencial para aplicação já está provado e no momento existem vários poços programados para perfuração no sul do Brasil utilizando-se fluidos leves. Nesta área, como mostrado anteriormente, pode-se utilizar fluido nitrogenado para se perfurar as duras formações superficiais, assim como os reservatórios da parte final do poço.

Na Região Amazônica recentemente foram perfurados alguns poços utilizando-se ar e espuma com o objetivo de aumentar as taxas de penetração. Embora o rendimento tenha aumentado bastante, os altos custos envolvidos em transportar e manter na floresta amazônica equipamentos especiais como compressores, separador e cabeça rotativa fizeram com que a operação não obtivesse os resultados econômicos esperados.

Finalmente, a Bacia de Campos, de onde provém mais de 70 % da produção de petróleo nacional, também pode vir a ser uma área propícia à aplicação de perfuração com fluidos leves. A existência de campos com reservatórios depletados na área indica que a perfuração de poços horizontais utilizando-se a técnica sub-balanceada poderia aumentar a produção de óleo nestes campos. Entretanto, a maioria dos campos desta bacia estão localizados em águas profundas o que representa um grande desafio, tanto no aspecto operacional quanto no que tange ao desenvolvimento e/ou adaptação de equipamentos. No momento, um projeto para aplicação da

tecnologia em águas profundas vem sendo desenvolvido pela Petrobras em parceria com as companhias, Air Drilling Services, Amerada Hess, British Petroleum, Mobil e Williams Tool Company.

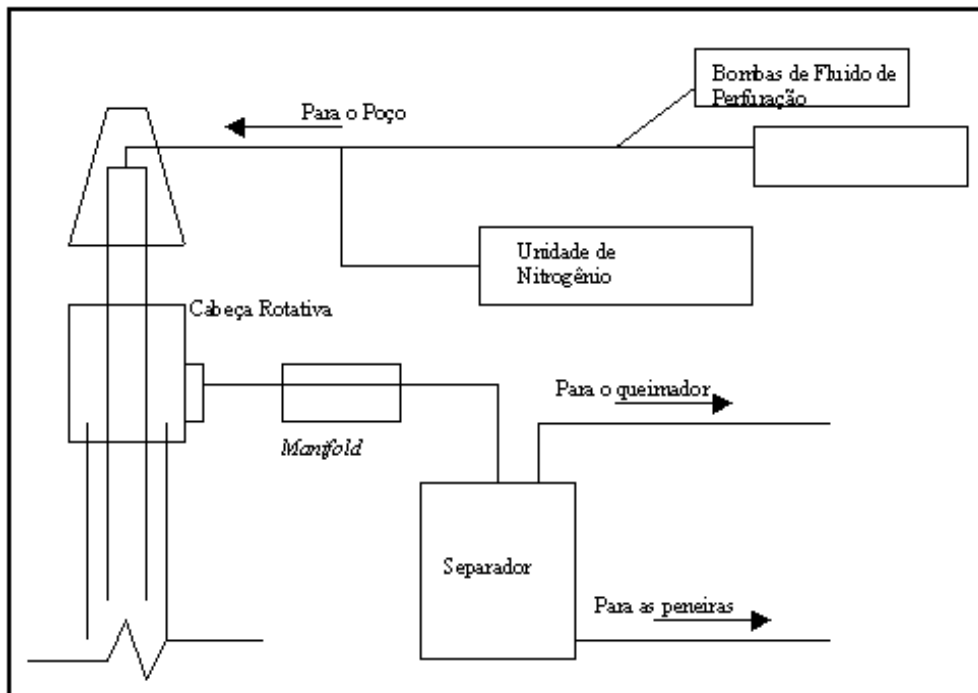


Figura 8 - Sistema de Injeção

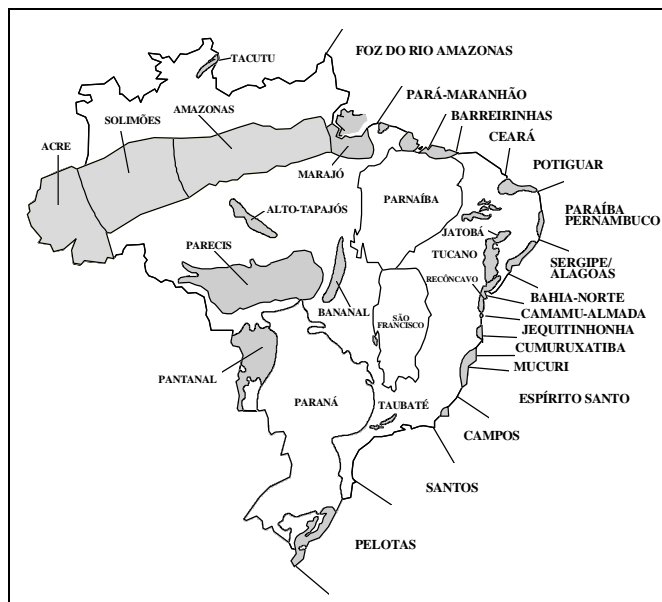


Figura 9 - Bacias Sedimentares no Brasil

5. CONCLUSÕES

A utilização de fluidos leves na perfuração de poços de petróleo, seja na condição sub-balanceada, ou ligeiramente sobre-balanceada é uma tecnologia com um grande potencial de

aplicação no Brasil. As experiências recentes mostraram várias vantagens, entre elas a minimização dos danos causados à formação, o incremento da produtividade dos poços, a eliminação de perda de circulação em áreas depletadas e o aumento da taxa de penetração.

No caso dos poços da Bacia do Paraná, o fator mais importante foi a fácil detecção de zonas portadoras de gás durante a perfuração, o que possibilitou a melhor avaliação das formações perfuradas. Devido ao sucesso das experiências recentes, todos os poços programados para a bacia prevêem a utilização de fluidos leves. Por outro lado, algumas iniciativas na área de pesquisa e desenvolvimento ainda são necessárias, principalmente no que tange à modelagem de fluxo multifásico, melhoramentos em equipamentos de superfície (principalmente separadores multifásicos) e adaptação da técnica para aplicação *offshore* em unidades flutuantes de perfuração.

Quanto a este último aspecto, a Petrobras vem desenvolvendo um esforço pioneiro na área, com a criação de um projeto multicliente (Nakagawa *et al.* 1999) que conta com a participação de grandes companhias operadoras e de serviços de petróleo, visando a perfuração com fluidos leves a partir de sondas flutuantes, operação até o momento inédita no mundo.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrobras pela autorização para a publicação deste artigo.

REFERÊNCIAS

- Lage, A.C.V.M., Nakagawa, E.Y., Souza, A.A., Santos, M.M., 1996, Recent Case Histories of Foam Drilling in Brazil, Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Trinidad Tobago, April 1996, SPE 36098.
- Nakagawa, E. Y., Santos, H. e Cunha, J. C., 1999, JIP's Work Brightens Outlook For UBD in Deep Waters, *The American Oil & Gas Reporter*, Abril, 1999.
- Nakagawa, E. Y., Santos, H. e Cunha, J. C., 1999, Application of Aerated-Fluid Drilling in Deep Water, *World Oil*, Junho, 1999.
- Negrão, Alvaro F., Lage, A.C.V.M. e Cunha, J. C., 1999, An Overview of Air/Gas/Foam Drilling in Brazil (SPE 56865), *SPE Drilling and Completion*, Junho, 1999.
- Saponja, J., 1995, Engineering Considerations for Jointed Pipe Underbalanced Drilling, First International Underbalanced Drilling Conference, October 1995.
- Shale, L.T., 1994, Underbalanced Drilling: Formation Damage Control During High Angle or Horizontal Drilling, Formation Damage Control, Lafayette, February 1994, SPE 27351.

PLANNING AND IMPLEMENTATION OF UNDERBALANCED DRILLING IN BRAZIL

Abstract: *Underbalanced drilling has been extensively used mainly in USA and Canada. In Brazil only in recent years this technology started to be applied to drill some wells on the Amazon, Northeast and South Regions.*

This article shows recent operations carried out to implement the technology of underbalanced drilling in the country. Also the article relates the development of new equipment (including multiphase separators). The main differences between conventional and underbalanced drilling are commented.

Operations performed in Brazil included air, gas and foam drilling. This work shows advantages and main operational problems faced when using the technology. The development efforts currently being made to implement light weight drilling fluid on offshore deepwater environment are commented as well.

Key words: Drilling, Underbalanced drilling, Light weight drilling fluid.