

“FLUIDOS DE PERFURAÇÃO, CONCEITOS DA PERFURAÇÃO PETROLÍFERA APLICADOS À PERFURAÇÃO DE POÇOS PARA ÁGUA”.

Eng^o ROBERTO DE CARVALHO COSTA *

I) INTRODUÇÃO

O presente trabalho sintetiza a experiência, por nós vivenciada, em quatro anos de aplicação e adaptação das práticas e técnicas dos fluidos de perfuração em petróleo com os seus correspondentes na perfuração de poços para água.

A seguir apresentamos, na seqüência cronológica o desenvolvimento do fluido de perfuração e as melhorias obtidas ao longo do tempo para finalmente, apresentarmos os modelos de formulações mais recentes que contam inclusive com a confirmação experimental em testes de laboratório além dos resultados de campo.

II) UM BREVE HISTÓRICO DOS SISTEMAS DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO PARA O POÇO DE ÁGUA:

Desde os primórdios da perfuração rotativa com circulação direta no Brasil a argila natural dissolvida em água, foi utilizada como fluido de perfuração. A Corner S/A foi pioneira fazendo o selecionamento das melhores jazidas na época abundantes na região do Município de São Paulo. Buscava-se sempre a argila que tivesse o menor teor de areia e/ou silte, através de critérios empíricos como cor, consistência etc... e conhecimento prático, conseguia-se, então, bons resultados para a época.

Essa prática perdurou até meados da década de 60, quando devido ao crescimento industrial de São Paulo, simultaneamente aumentaram as perfurações de poços para água e escassearam as jazidas de produção de argila pela ocupação imobiliária dos terrenos onde elas ocorriam. Nessa ocasião a Corner S/A iniciou a utilização de bentonita usada no petróleo com procedência do Estado da Paraíba. A

solução ainda que tecnicamente satisfatória, elevou os custos de perfuração devido ao preço do frete do produto, desde o Nordeste até o Sul.

No início da década de 70, a Corner S/A foi novamente pioneira, no Brasil, com a introdução de 1^o fluido de perfuração com viscosificante de base orgânica e biodegradável; o sistema “revert”, importado dos EUA e produzido pela UOP JOHNSON, era constituído por um colóide natural o GUAR-BEAN e tinha a propriedade de “Quebra rápida” e programada de sua viscosidade em função do PH.

Após, 1972 com a criação do Departamento de Águas Subterrâneas do DAEE foi feita a introdução do controle tecnológico nos fluidos de perfuração utilizando-se então o mesmo equipamento básico de campo, usado no petróleo: medidor de densidade e viscosímetro FUNIL-MARSH da BAROID-USA. Nessa época já se buscava um fluido que proporcionasse a máxima viscosidade para remoção de cascalhos perfurados, mas que permitisse também a decantação dos sólidos e sua remoção em superfície. Desta forma foi feito o controle da bentonita e sua ativação com sonda cáustica, obtendo-se assim boa viscosidade com o fluido mais “LEVE” possível.

Na perfuração dos aquíferos típicos do interior do Estado de São Paulo, arenitos Bauru e Botucatu/Pirambóia os técnicos do DAEE observaram que quanto maior o tempo de permanência da lama no aquífero, menor será a produtividade final (traduzida em vazão específica), obtida no poço. Essa regra torna-se particularmente crítica para perfuração de aquíferos profundos e confinados como geralmente se apresenta o arenito Botucatu; nesses casos, há a formação de

* CORNER S/A - PERFURAÇÃO DE POÇOS

um rebôco de argila ("MUD CAKE") nas paredes do poço que obstrui os poros das areias, diminuindo ou mesmo eliminando a permeabilidade das mesmas. Esse rebôco aumenta de espessura progressivamente com o tempo, devido ao fato de haver uma resultante diferencial de pressão do poço para a formação. Sendo o rebôco de difícil remoção no desenvolvimento do poço, foram introduzidas técnicas preventivas que evitassem a sua formação. Assim no final da década de 70, a perfuração do arenito Botucatu, era feita com fluido à base de Polímero Carboxi - Metil - Celulose (CMC) usado no petróleo. Imediatamente os reflexos dessa técnica, significaram poços de altas vazões específicas, algumas até dez vezes maiores que aquelas dos poços perfurados com bentonita.

Com a criação do Setor de Águas Subterrâneas da SABESP, e a crescente contratação de serviços de construção de poços tubulares profundos, várias companhias especializadas em fluidos de perfuração que prestam serviços à Petrobrás, voltaram-se para a atividade de perfuração de poços para água. Nas décadas de 80 e início de 90, as empresas perfuradoras investiram no aprimoramento da elaboração e do controle nos fluidos de perfuração, à medida que eram licitadas poços notadamente no Interior do Estado de São Paulo, com vazões e profundidades cada vez maiores. Para os poços profundos em arenito Botucatu, com grandes espessuras de basalto (FM Serra Geral) a serem atravessadas os custos de perfuração crescentes exigiram um controle tecnológico mais apurado e empresas perfuradoras têm adotado uma sistemática de controle, semelhante àquela feita no petróleo, apresentando para cada formação perfurada, uma formulação específica do fluido de perfuração. A seguir descrevemos em detalhe tais formulações.

III) AS PRINCIPAIS FORMULAÇÕES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO PARA POÇOS DE ÁGUA NO BRASIL:

Como podemos notar o tipo do fluido de perfuração, usado num poço está intimamente ligado à composição das formações nele atravessadas. Um outro fator importante é o econômico, a relação entre os custos diretos da lama de CMC e a lama convencional de bentonita é de cerca de 5:1. Assim dependendo da produtividade esperada para o aquífero, das necessidades de água do cliente, o projetista poderá optar pelas diversas formulações de fluido.

Para a perfuração dos arenitos Botucatu/Pirambóia que ocorrem em vasta porção do interior de São Paulo, tem

sido especificados, fluidos de perfuração exclusivamente à base de CMC (Carboxi-Metil Celulose) e água. Essa formulação prevê uma mudança no fluido de perfuração, logo que é detectado o arenito da formação Botucatu.

Nesse ponto a perfuração é interrompida e toda a lama usada na fase anterior (Basalto) é descartada. Essa prática pode trazer alguns inconvenientes como a desestabilização de porções fraturadas do basalto, e em seguida desmoronamento e indução de perda de fluido por remoção do rebôco, que normalmente preenche as fraturas do basalto. Um outro conveniente da solução acima, ou seja uma substituição radical de todo o volume do poço por fluido, exclusivamente à base de polímeros é em primeiro lugar o alto custo, envolvido na operação. Além disso em poços que se perfura uma fase intermediária de basalto, grandes porções de argila aderem às paredes e penetram em suas fendas tornando necessária uma remoção mecânica (escovamento) ou hidráulica (circulações sucessivas com água) para preparar o poço, para troca de lama. Por outro lado, vale notar que o Carboxi Metil-Celulose tem grandes aplicações, principalmente nas indústrias alimentícia e petrolífera (Perfuração); assim sendo na primeira é usada uma formulação do CMC, como espessante ou viscosificante, o que não é comum na segunda.

Para a perfuração em poços de Petróleo, normalmente o CMC entra como agente redutor e controlador de filtrado, conjuntamente com a bentonita. O filtrado é um parâmetro de controle fundamental nos fluidos de perfuração para Petróleo, pois quantifica em primeira análise a percolação da fase líquida da lama para dentro da formação através da película tixotrópica de rebôco; sabe-se que quanto maior a infiltração (filtrado) mais espessa é a camada do rebôco e maior é o fator de dano à formação.

Podemos afirmar que atualmente são usados três tipos de fluidos de perfuração em São Paulo:

A) FLUIDO A BASE DE BENTONITA E ÁGUA:

É o fluido convencional e o mais utilizado. O controle tecnológico limita-se ao peso específico, viscosidade MARSH (FUNIL API) e controle do PH. É o fluido utilizado nas fases superficiais e intermediárias de perfuração respectivamente, grupo Bauru (Sedimentos) e formação Serra Geral (Basaltos).

Em outros Estados do Brasil, essa formulação é usada para a perfuração dos aquíferos principais como arenitos que ocorrem na região do Pólo de Camaçari (BA), os areni-

tos da formação Açú em Mossoró (RN) e os arenitos da formação Alter do Chão em Belém (PA). Vale notar que o custo direto da lama convencional é de cerca de US\$ 20,00/m³, bastante inferior ao custo direto da lama com CMC.

B) FLUIDO A BASE DE POLÍMEROS (CMC) E ÁGUA:

É a formulação original para perfuração no sistema aquífero principal dos poços do interior do Estado de São Paulo, formações Botucatu e Pirambóia. São controlados os parâmetros de peso específico, viscosidade MARSH (Funil API), P.H. e teor de sólidos; também é feito um controle empírico da cor e do aspecto da lama com o objetivo de avaliação da importação e encapsulamento das argilas presentes na formação ("INTERTRAPS") principalmente no Pirambóia. Esse fluido tem a característica de não formar uma película tixotrópica muito espessa pois é pobre em bentonita (eliminada na fase anterior como já foi citado); assim sendo o rebôco será composto com argila natural da formação que é heterogênea e não tem a qualidade tixotrópica da bentonita, causando um rebôco inconsistente ou seja, incapaz de promover a boa estabilidade mecânica das paredes do poço. Esse efeito é agravado na perfuração de arenitos muito friáveis e de alta permeabilidade como via de regra se apresenta a formação Botucatu, um outro problema com essa formulação é que apresenta um filtrado relaxado ou seja excessivo, isso significa uma grande invasão da fração líquida do fluido carreando também argila natural dissolvida, e sólidos finos.

Isto causa um efeito de baixo rendimento volumétrico com alto consumo de CMC para a manutenção do volume de perfuração. Por outro lado a profundidade dessa invasão de filtrado pode ser de várias vezes o diâmetro de perfuração causando uma mudança das características hidrogeológicas de permeabilidade que dificilmente serão recuperadas no desenvolvimento do poço.

Como foi citado no início desse tópico, observamos que não é feito controle de filtrado para essa formulação pois o CMC isoladamente não permite a formação de uma barreira de infiltração. Assim, sendo quando se perfura arenitos "Limpos" Hialinos e com toda a bentonita removida, podemos obter valores de filtrado acima de 30cc para 30min/100psi no ensaio de filtro prensa API.

Um filtrado é considerado controlado na faixa de 15 a 20cc API sendo estável na faixa de 8 a 15cc API. Valores de filtrado, em perfuração de arenitos porosos e altamente permeável estarão numa situação de excelente controle na

faixa de 8 a 10cc API e serão ótimos na faixa de 0 a 8cc API. Esses são os critérios geralmente utilizados no Petróleo e através deles podemos verificar o nível de infiltração e conseqüentemente dano ao aquífero da formulação de água e exclusivamente CMC.

Ao tempo que fazemos uma análise crítica dessa formulação citaremos também alguns casos particulares onde o dano decorrente do não controle do filtrado é minimizado pelas características locais do aquífero. É o caso de perfuração de aquíferos com nível estático próximo à superfície ou mesmo surgentes em que o diferencial de pressão contra a formação é menor. Um outro caso ocorre quando o arenito é "Limpo" Hialino e não há camadas com argilosidade acentuada nem antes nem após a perfuração desse arenito. Em todo caso essas aparentes excessões e contra exemplos podem apresentar problemas de perfuração com esse tipo de formulação qual seja desmoronamento frequente dos arenitos friáveis e grande consumo de fluido de perfuração a base de CMC com custos e riscos elevados de perfuração.

C) FLUIDOS "MISTOS" A BASE DE BENTONITA, ÁGUA E CMC COMO CONTROLADOR DE FILTRADO

E a formulação mais recente para a perfuração de poços profundos no sistema Botucatu/Pirambóia em S. Paulo, tendo muita semelhança com o fluido de perfuração das fases avançadas no Petróleo.

Os parâmetros controlados são o peso específico, a viscosidade marsh (Funil API), o PH, o teor de sólidos, o filtrado API e em alguns casos os Parâmetros de reologia (viscosidade plástica, limite de escoamento e os géis inicial e final). Esse fluido tem a propriedade de formar uma película tixotrópica (rebôco) de excelente qualidade geralmente da ordem de 0,8 a 1,6mm de espessura. Esse rebôco apesar de fino é muito rico em bentonita e por isso é também muito flexível, estável e consistente. Ao mesmo tempo que impede uma infiltração excessiva para a formação (filtrado controlado), o rebôco estabiliza as paredes do poço devido ao efeito tixotrópico (efeito de película). Como vimos na formulação anterior, as argilas naturais presentes no fluido de perfuração são heterogêneas física e quimicamente, e podem ter sólidos finos (siltes) agregados à sua matriz; no caso da presente formulação a bentonita sendo uma argila natural industrializada tem suas características otimizadas no processo de industrialização visando estabilização e homogeneidade química e física. Sabemos que quanto mais impermeável é a camada de rebôco, menor será sua espessura e maior será sua consistência.

O mecanismo de formação do rebôco é iniciado pela massa coloidal de gel concentrado de bentonita e água que tem naturalmente microcanais por onde se movimenta a água livre (não ligada às argilas), a medida que o fluido percola pelo meio poroso (arenito), os grãos de areia tem seus poros progressivamente colmatados restando ainda os microcanais por onde percola água livre. O efeito do controle de filtrado é obtido pelo tamponamento dos microcanais pelo C.M.C. Vale observar que fluidos constituídos exclusivamente por bentonita e água ou CMC e água não terão propriedade controlada de filtrado pois o mecanismo de controle ocorre em duas escalas; primeiro, macroscópica - colmatagem dos poros do arenito; segundo, microscópica - tamponamento dos microcanais. Por outro lado na presente formulação o consumo de CMC para preparo e para manutenção do volume de fluido será sempre inferior ao consumo da formulação anterior.

Para citar outra vantagem do sistema de "lama mista" faremos uma breve explicação sobre reologia. Reologia é a propriedade que um fluido tem de variar seu atrito interno de acordo com a velocidade a que está submetido. Em termos práticos essa propriedade se traduzirá basicamente em dois aspectos:

- 1ª) A capacidade de carreamento de partículas sólidas pelo fluido (limpeza de poço/remoção de cascalhos perfurados pela broca).
- 2ª) A capacidade de manter as partículas sólidas em suspensão no fluido parado. A reologia é estimada num sistema de fluido de perfuração através de duas grandezas básicas: o limite de escoamento (que é uma "tensão" de cisalhamento com unidade LBF/100 pés²), e a viscosidade plástica (medida em centipoise).

A relação entre viscosidade plástica e o limite de escoamento é que vai caracterizar a capacidade de "limpeza" do fluido e também determinar o formato do perfil de velocidade do fluido no poço. Assim sendo quando VP (Viscosidade Plástica) é maior ou igual LE (Limite de Escoamento), o sistema é denominado disperso e, em caso contrário ($VP < LE$) o sistema é floculado. Em geral os fluidos de perfuração são sistemas dispersos e os tampões viscosos (Perfuração Superficial) e os tampões de separação e isolamento são floculados.

Para a formulação em questão, os valores característicos de VP e LE são respectivamente, 25 centipoise e 15 LBP/100pés²; para um fluido com água e CMC (formulação anterior) os valores de VP e LE são 8 CP e 15 LBF/100pe²; o primeiro é um fluido disperso e o último floculado. Intuitivamente apenas com observação visual ou com medi-

da de viscosidade em funil (Marsh), pode-se pensar que o sistema floculado tem melhor poder de limpeza, isso na prática, entretanto não é verificado pois ao ser bombeado, o fluido floculado "perde" poder de carreamento, com maior gasto de energia para execução do bombeio. Como o fluido disperso tem uma decantação em repouso maior que o floculado verifica-se na prática um melhor controle do teor de areia para o fluido desse item em relação ao anterior; a remoção de sólidos em superfície na peneira de lama, calhas de decantação ou desareidores é melhor quando o fluido é disperso. Com um bom controle de sólidos abrasivos obtém-se um rendimento melhor da perfuração mantendo-se as altas taxas de penetração em arenito sem necessidade de constantes paradas para limpeza dos extratores de areia; por outro lado consegue-se um fluido de perfuração barato (viscosificante barato/bentonita) e que danifica pouco a formação. Essa formulação também é indicada em aquíferos de pouca capacidade específica como por exemplo, os do Grupo Tubarão na depressão periférica no interior de S. Paulo. Na localidade de Americana(SP), Rio Claro(SP) e Ipeúna(SP), tivemos a oportunidade de usar as três formulações já citadas e o fluido de perfuração que apresentou melhores resultados (ver tabela 2), foi o sistema misto bentonita e CMC.

IV) CONCLUSÃO E OBSERVAÇÕES

Tendo em vista os diversos tipos de fluidos de perfuração que vem sendo usados, apresentamos um quadro comparativo (Tabela I) onde estão citados os parâmetros mais importantes e que serão úteis aos projetistas de Poços Tubulares Profundos no estabelecimento dos programas construtivos e no acompanhamento e fiscalização das obras. Para as companhias construtoras julgamos que é fundamental o reconhecimento da importância dos fluidos de perfuração para a obtenção de uma melhoria da qualidade do produto final e exemplificamos esta realidade os resultados obtidos pela Corner S/A, como é mencionado em diversas regiões do Brasil na Tabela II. Salientamos também que os ensaios normalizados pela ABNT/Petrobrás para o controle da qualidade dos produtos componentes dos fluidos de perfuração em Poços de Petróleo são perfeitamente aplicáveis aos fluidos similares de perfuração em água. Valem notar que existem, naturalmente, produtos exclusivos para uso em petróleo, como é o caso de fluidos à base óleo e certos antibactericidas; isso entretanto não invalida a importância do controle de desempenho (rendimento) das bentonitas e dos CMC disponíveis no mercado.

A seguir faremos algumas observações que fixam os principais conceitos propostos nesse trabalho:

A) A IMPORTÂNCIA DA QUALIDADE DA BENTONITA

Como foi visto no histórico dos fluidos de perfuração, a qualidade da bentonita é decisiva no rendimento e desempenho do fluido de perfuração.

As características e procedimentos de teste necessários são objeto das normas técnicas N-1676a (NOV/89), Petrobrás - Contec - ABNT sobre bentonita para fluidos de perfuração e N-1398c (JUL/84) e N-1446e (FEV/88) com mesma origem e sobre ensaios e especificações de argila ativada para fluido de perfuração à base de água doce.

B) A IMPORTÂNCIA DA QUALIDADE DOS CMC'S

O mercado oferece atualmente uma variada linha de produtos a base de carboximetil-celulose. De uma maneira geral eles podem ser classificados quanto à função primordial como viscosificantes ou redutores de filtrado;

quanto ao meio de dissolução podem ser CMC para água doce ou salgada. O projetista deve consultar as normas da Petrobrás-Contec, sempre tendo em vista as condições particulares de cada projeto; a título de exemplo citamos algumas:

- Especificações e ensaio para fluidos de perfuração com água doce, CMC - BV (baixa viscosidade) N-1395b e N-1445c (NOV/89)
- Especificações e ensaios para fluidos de perfuração salinos CMC-BBV-ADS (baixa viscosidade) N-2188a a N-2189b (NOV/89)

C) A IMPORTÂNCIA DO MONITORAMENTO DOS PARÂMETROS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Podemos observar na Tabela II que há uma melhoria

Tabela I: Formulações de Fluidos de Perfuração

QUADRO COMPARATIVO COM PROPRIEDADES MAIS IMPORTANTES

Fluidos de Perf. Propriedades	a) Bentonita + água	b) CMC+água (Viscosif.)	c) Bentonita + água+CMC (Contr. Filtr.)	Observações
1) Peso Específico (LBS/GAL)	8.8 a 9.0	8.6 a 8.7	8.5 a 8.6	Depende do teor de areia
2) Viscosidade MARSH (Funil API) SEG	40 a 80	35 a 40	35 a 45	- Pouco significativa em relação ao bombeio
3) Reologia V.P.(Visc. Plast.) L.E.(Limite de escoamento)	s/Controle	s/Controle	V.P = 25cp L.E = 15LBF/100 pés ²	- Controle Difícil (Reômetro)
4) Filtrado cc/30mim API	30 s/Controle	30 s/Controle	8.0 a 15.0 Controlado	Menor que 8.0cc (Ideal)
5) Teor de Sólidos	5mg/1t Alto com retrabalho	1mg/1t Pode ser Alto *	3mg/1t Decantação mais fácil *	* Depende da Viscosidade
6) Rebôco Espessura em mm	8mm Inconsistente	2 a 5mm Inconsistente **	0.8 a 1.6 mm Consistente	* Pode ser inexistente
7) Bombeabilidade	Difícil FL. Viscoso	Moderada (Função da Viscosidade)	Boa (Função da Reologia)	
8) Custo Aplicação US\$/m ³	- Baixo (20) - Tubo de boca fases iniciais e/ou de menor risco	- Alto (110) - Perf. do Aquífero CMC=10Kg/m ³	- Moderado (90) - Perf. do Aquífero CMC=7kg/m ³	- Custos Diretos e Indiretos

das vazões específicas em todas as formações à medida que progredem as técnicas de projeto, preparo e controle dos fluidos de perfuração.

Dessa forma ressaltamos alguns poços perfurados para o DAEE (SP) no Botucatu-Pirambóia que apresentou um notável aumento de vazão específica a medida que são usados fluidos com bentonita ($Q/S \approx 1,0 \text{ M}^3/\text{HM}$) e C.M.C alta viscos. (s/controle de filtrado) ($Q/S \approx 5,0 \text{ M}^3/\text{HM}$) e C.M.C. baixa viscos. (com controle de filtrado) ($Q/S \approx$ de 8,0 a 14,0 M^3/HM).

Outros exemplos marcantes são os resultados dos poços profundos no Grupo Tubarão (SP) que tem aquíferos com baixa produtividade (característica da formação), mesmo assim as vazões específicas sofreram incremento de 0,4 a 0,5 M^3/HM (bentonita + água) para 0,8 a 0,9 M^3/HM (CMC sem controle de filtrado) e 1,1 M^3/HM (Bent.+CMC

Tabela II: Comparativo de vazão específica (Q/S) x tipo de Fluido de Perfuração

Cliente Poço Corner Nº	Datas Início Término	Prof. Total Total Filtros (m)	NE ND	Q (m3/H) Eq. Teste	Q/S (M3/HM)	Fluido de Perf.	Observações
COPENE 3379/11	24-08-89 09-09-89	347 8"/72.5	43.2 103.4	189 B.E.P.	3.14	Bentonita	- Arenitos Recôncavo s/Contr. Filtrado
2552-1	01-02-80 19-02-80	320 8"/45.5	11.3 37.0	140 C.DXL600	5.45	"	"
C I B E B 3528-9	17-09-91 15-09-91	202 10"/75 6"/14	42.4 85.0	104 E.B.S.	2.44	Bentonita + CMC	"
3523/8	01-09-91 10-09-91	231 10"/60 6"/33	51.8 82.2	104 E.B.S.	3.42	"	"
1431/1	08-07-69 16-08-69	219 8"/38	9.0 55.0	80 C.VT-6Dd	1.74	Bentonita	"
Janer 3	04-74 -	200 8"/31	19.0 65.2	40 Compr.	1.07	"	"
P.M. Americana 352/4	01-09-91 03-10-91	305 6"/88	86.3 110.4	20 E.B.S.	0.83	Bentonita + CMC	Grupo Tuburão s/ Contr. Filtrado
3508/2	07-07-91 03-08-91	165 6"/42	26.0 74.8	18 E.B.S.	0.37	"	"
Tecnobrás 3460/1	20-08-90 16-09-90	220 6"/52	86.0 105.9	9.9 C.BT414	0.50	Bentonita	"
Rockwell 3457/2	14-08-90 19-10-90	364 8"/100	116.1 149.0	30 E.B.S.	0.92	Bentonita + CMC	"
Igreja Mess. 3495/1	12-05-91 16-06-91	197 6"/50	93.0 112.7	20.8 E.B.S.	1.06	Bentonita + CMC	Com. Labor Baroid (Filtro)
Maisa 3215/1	04-04-87 09-07-87	621 9 5/8"/128	54.0 71.0	180 C.DX600	10.6	CMC	Arenitos FM Açú-RN-CE s/Contr. Filtrado
3244/2	15-09-87 30-11-87	568 9 5/8"/121	51.1 87.7	180 C.DX600	4.9	CMC	s/Contr.
3259/3	16-01-88 17-03-88	532 9 5/8"/109	56.0 84.5	168 C.DX600	5.9	CMC	s/Contr.
DAEE-Santa Lúcia 3093/1	16-01-86 27-03-86	243 8"/63.5	100.0 139.5	40.6 E.B.S.	1.03	Benton.	Ar. Botucatu e Pirambóia s/Contr.
" Américo Bras. 3250/1	21-01-88 07-07-88	408 6"/119.4	155.6 172.2	77.1 E.B.S.	4.64	CMC	s/Contr.
" Dumont 3300/1	10-09-88 11-11-88	350 6"/191.8	104.1 135.5	156.5 B.E.P. Esco	4.98	CMC	s/Contr.
" Ibaté 3474/1	09-02-91 12-03-91	349 12"/28m	NE=106.	245	14.4	CMC	c/Contr. de Filtrado
"	"	6"/121m	ND=123.	E.B.S.	"	"	"
" IG. do Tietê 3475/1	16-12-90 24-03-91	343 6"/123m	NE=95.1 ND=147.	187.6 E.B.S.	3.57	"	"
" Lençóis Paulista 3476/1	18-12-90 01-03-91	421 8"/151m	NE=60.6 ND=89.4	240.0 E.B.S.	8.33	"	"
US. Sª Cruz 2998/1	10-05-85 17-05-85	303 6"/119.4m	70.8 112.2	124.3 E.B.P. Esco	3.00	"	s/Contr.
Citrosuco 3285/2	21-06-88 23-08-88	386 8"/88.2	49.8 76.8	210.0 E.B.P. Esco	7.78	CMC	s/Contr.

Tabela II: Continuação

Cliente Poço Corner Nº	Datas Início Término	Prof. Total Total Filtros (m)	NE ND	Q (m3/H) Eq. Teste	Q/S (M3/HM)	Fluido de Perf.	Observações
CICA 3450/1	02-07-90 12-12-90	792 8"/135.0	229.0 256.0	222.9 E.B.S.	8.25	CMC	c/Contr. de Filtrado
Cutrale 3521/1	28-08-91 04-10-91	340 12"/44.7m	NE=49.8	215.2	8.54	CMC	"
"	"	6"/88.8m	ND=75.0	B.E.P. Esco	"	"	"
DAERP 3498/9	14-05-91 02-08-91	263 10"/107m	82.0 102.1	208 B.E.P. Esco	10.35	"	"
3546/1	28-01-92 24-03-92	290 8"/54.1m	5.3 32.9	240 B.E.P. Esco	8.70	"	"
São Manoel 3547/1	22-01-92 15-01-92	391 12"/54.7 8"/54.1	115.3 172.4	222.4 B.E.P. Esco	3.89	"	"
CVRD PCO 2919/1	04-06-84 25-10-84	111 8"/23	0.8 64.4	102.8 E.B.S.	1.62	Benton.	s/ Contr.
PCO 2920/2	12-07-84 06-12-84	111 8"/22.3	0.00 71.8	90.0 E.B.S.	1.25	"	"
PCO 2921/3	18-08-84 04-02-85	116 8"/32.3	0.00 81.8	37.9 E.B.S.	0.46	"	"
PCO 2922/4	09-08-84 01-10-84	106 8"/23.5	0.00 87.7	45.0 E.B.S.	0.51	"	"
CVRD PCO 2923/5	18-07-84 03-08-84	106 8"/22.3	0.75 84.08	41.7 E.B.S.	0.50	Benton.	s/ Contr.
PCA R2 2976/8	15-11-84 21-01-85	161 8"/37.6	61.5 101.7	60.0 E.B.S.	1.49	"	"
PCA R3 3048/9	07-09-85 18-09-85	127 8"/25.9	1.5 115.2	40.0 E.B.S.	0.23	"	"
PCA R4 3049/10	25-09-85 28-09-85	124 8"/26.5	1.5 98.9	96.0 E.B.S.	0.98	"	"
PCA R5 3050/M	07-09-85 13-10-85	131.7 8"/29.4	26.7 112.6	41.0 E.B.S.	0.48	"	"
PCA R6 3067/12	05-10-85 27-10-85	94.5 8"/24.1	31.1 84.7	8.9 E.B.S.	0.17	"	"
M.B.R. MAC 3296/2	01-09-88 16-09-88	182 6"/61.2	-10.0 93.1	40.8 E.B.S.	0.39	"	"
MAC 3307/3	21-09-88 12-10-88	159 6"GEO/53	-20.0 89.5	30.1 E.B.S.	0.27	"	"
MAC 3309/4	06-11-88 01-12-88	265 8"/82	-0- 19.2	180.0 E.B.S.	9.37	Benton. + Polyan	"
MAC 3316/5	12-12-88 29-01-89	214 6"GEO/80	-0- 20.0	70.0 E.B.S.	3.50	Benton.	s/ Contr.
MUT 3273/3	01-05-88 05-06-88	132 8"/45.2	8.1 41.1	84.5 E.B.S.	2.56	"	"
MUT M.B.R. 3265/2	22-03-88 08-04-88	135 8"/50.6	13.0 83.0	120.0 E.B.S.	1.71	Benton.	s/ Contr.
MUT 3260/1	20-01-88 03-03-88	274 8"/75.2	3.9 31.4	180.0 E.B.S.	6.54	"	"

com controle de filtrado). Também houve melhoria de vazão específica nos Arenitos do Recôncavo (Camaçari-BA) sendo de 1,0 a 2,0 M³/HM (Bentonita) e de 3,0 a 6,0 M³/HM (Bentonita + CMC).

Finalmente queremos destacar um exemplo notável de melhoria de vazão específica na completção do Itabirito (Minério de Fe) para a MBR (Minas de Águas Claras e Mutuca) e CVRD (Minas de Conceição e do Cauê).

Na MBR foi completado com polímero "POLYAN" o poço MAC/PC 3309/4 com excelente resultado (Q/S = 9,4 M³/HM contrastando com os valores de Q/S entre 0,2 a 2,5 M³/HM normalmente obtidos com fluido à base de bentonita (CVRD e MBR). Com esses dados sugerimos que os poços em minério de ferro sejam executados com fluido com Controle e Filtrado visando obtermos novos parâmetros de comparação pois as expectativas de melhoria de Q/S, são muito promissoras.

D) MELHORIA DO ÍNDICE DE SEGURANÇA CONSTRUTIVA COM "FLUIDOS MISTOS" BENTONITA+CMC COMO CONTROLADOR DE FILTRADO

O fluido controlado representa um avanço nas técnicas de perfuração para poços de água pois os problemas típicos de certas formações podem ser detectados e corrigidos com bastante antecedência com maior economia, racionalidade e segurança. Exemplos disso são como segue:

- Fluido a base de POLYAN e água, densificado com BARITINA usado para conter a SURGÊNCIA em aquífero confinado de alta pressão na Mina de Águas Claras MBR (DEZ/88); esse fluido além de proteger a formação produtora evitando danos à mesma possibilitou o controle de pressão anormalmente alta de formação equivalente a um peso específico de 15 LBS/Gal.
- Poço da CICA - Monte Alto (SP), em Arenito Botucatu Pirambóia: fluido a base de CMC-BV e Bentonita com controle de filtrado e rebôco estritamente nas faixas respectivas de 7,0 a 8,0 cc/30min API e 0,8 a 1,2mm. A dificuldade nesse caso era representada pela baixa pressão estática da formação (gradiente anormalmente baixo) equivalente a um fluido de 7,0 LBS/Gal (NE= 223 M) (Ver tabela II). Para esse caso foi projetado o fluido que tivesse o rebôco mais constante possível com o mínimo de filtrado e o menor peso específico diminuindo a

resultante de pressão diferencial contra a formação e prevenindo contra o efeito de DANO, a vazão específica obtida contemplou o cliente e gratificou a equipe técnica da CORNER com o poço profundo de maior vazão específica (8,25 M³/HM) da região.

- Poço para DAERP (PC 3498/9), Citrusuco (PC 3285/2), Cutrale (3521/1) e SABESP/Sta Cruz do Rio Pardo (3546/1) no arenito Botucatu Pirambóia:

Nesses projetos os maiores problemas estavam associados aos diâmetros de perfuração (entre 17 1/2" e 20") dos aquíferos exigindo boa característica de limpeza. Isso foi atingido pelo controle reológico (viscosidade plástica e limite de escoamento) o que permitiu uma alta performance de perfuração aliada ao controle de filtrado. Como numa perfuração rápida geralmente o aquífero sofre menor DANO, obtivemos (como já era esperado) vazões específicas da ordem de 8,5 a 10,5 M³/HM e cerca do dobro das obtidas anteriormente nas mesmas regiões.

Além dos benefícios citados anteriormente existem outros de difícil avaliação mas certamente muito importantes obtidos por um sistema de fluido de perfuração com monitoração rigorosa:

- Melhor controle de sólidos abrasivos em suspensão.
- Utilização de material em quantidade mínima com diminuição de custo de preparo e manutenção do fluido de perfuração.
- Melhor eficiência de limpeza do poço sem retrabalho dos cascalhos.
- Melhor lubrificidade da coluna de perfuração com menor desgaste de seus componentes.
- Melhor bombeabilidade do fluido de perfuração diminuindo o consumo de combustível para a perfuração.
- Melhor performance global de perfuração com redução de custos e aumento dos lucros.
- Melhor preservação das características geológicas naturais da formação com aproveitamento otimizado do aquífero disponível.

AGRADECIMENTOS

1. Agradecemos aos eng^{os} Gustavo A. Rodrigues,

Augusto Quezada e Américo Masukawa da Ultraquímica, com sua valiosa colaboração no desenvolvimento, testes de laboratório e aplicação em campo de novas formulações para fluidos de perfuração.

2. Agradecemos ao geólogo Antonio Carlos Bertachini da MBR - Mineração Brasileiras Reunidas, pelo apoio e a confiança demonstrada na aplicação de formulações inovadoras de sistemas de fluidos de perfuração.
3. Agradecemos ao geólogo Apolo Oliva Neto da Drill Gel Com. e Representação Ltda, pelo apoio no desenvolvimento e otimização dos sistemas de fluido de perfuração.

BIBLIOGRAFIA

- UNIVERSITY OF TEXAS - PRINCIPLES OF DRILLING MUD CONTROL.
- ZABA AND DOHERTY - PRACTICAL PETROLEUM ENGINEER'S HANDBOOK.
- NL INDUSTRIES INC. BAROID DIVISION - MUD TECHNOLOGY HANDBOOK.
- MD-3 CAPER 82 - FLUIDOS DE PERFURAÇÃO - SÉRGIO PANTOJA DEPER/PETROBRÁS - PETRÓLEO BRASILEIRO S/A.
- WATER WELL TECHNOLOGY - MICHAEL D. CAMPBELL, JAY H. LEHR.
- GROUNDWATER AND WELLS - JOHNSON DIVISION - F. G. DRISCOLL.
- HIDROLOGIA SUBTERRÂNEA - E. CUSTÓDIO, M. R. LLAMAS.
- MANUAL DE PERFURAÇÃO - ANTONIO CARVALHO DE ALMEIDA DEPER/PETROBRÁS - PETRÓLEO BRASILEIRO S/A.
- "MANUAL TÉCNICO CORNER" - ROBERTO DE C. COSTA/HENRIQUE BASANO Fº.