



IBP1024_06 MAKING RIGLESS COMPLETIONS POSSIBLE AND ECONOMICAL IN A VERY MATURE FIELD IN THE NORTHEAST OF BRAZIL

Roberto C. Luduvic Melo¹, Luiz A. Q. M. Gomes²

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Os quatro intervalos produtores a partir dos reservatórios de arenito/conglomerado da formação Muribeca/Carmópolis no campo de Carmópolis devem ser estimulados por fraturamento hidráulico para incremento das vazões de óleo. A remoção do excesso de agente de sustentação do poço, após cada tratamento, pode ser lenta e custosa, enquanto utilizando recursos preciosos – sondas de completação e logística associada. Completações sem sonda se aplicam aos poços recém-perfurados, em que canhoneio, estimulação e limpeza de poço podem ser executados ininterruptamente sem a presença da sonda. A otimização da limpeza de poço é o principal desafio, já que o consumo de Nitrogênio e fluido deve ser reduzido; para tal, novas ferramentas de CT foram agregadas e o bombeamento otimizado. Um inovador RBP foi introduzido e modificado ao longo do projeto, para que sua recuperação com CT se tornasse mais rápida e confiável. Apesar de sua produção diária de 3000 m³/dia, o campo de Carmópolis produz também 18000 m³/dia de água de seus quase 900 poços; desta forma, viabilidade econômica é o principal parâmetro na definição de sucesso. A realização de operações de completação sem sonda, com redução do custo total ao operador, se mostrou possível e viável economicamente.

Abstract

The Carmópolis field produces from sandstone/conglomerate reservoirs of the Muribeca/Carmópolis formation, which contains four oil-bearing zones that must be fracture stimulated to result economically viable. Removing the excess proppant from the wellbore after each fracture treatment can be time consuming and expensive, while tying up scarce resources - a workover rig and the associated logistics. The rigless completion scheme applies to newly drilled wells where the perforating, fracturing and wellbore cleanout operations can be executed in such a manner that a seamless sequence is obtained without a rig. Optimizing wellbore cleanout was a key challenge, as fluid/N₂ consumption had to be minimal while enabling to move on to the next stages. New CT tools were deployed, and the pumping sequence was successfully modified. A new RBP was also introduced and modified along the project, making its retrieval with CT more reliable and faster. In the mature Carmópolis field, economics play a major role in the definition of success. Although its oil output is 3000 m³/day, it also produces 18000 m³/day of water from almost 900 wells. Implementing a new completion scheme that saves the workover rigs for other tasks, while still reducing total completion costs, has been a rewarding achievement.

1. Introdução

O objetivo do projeto de completação sem sonda no campo de Carmópolis é a criação de fraturas sustentadas para aumento de produtividade dos intervalos canhoneados nos reservatórios de arenito/conglomerado da formação Carmópolis/Muribeca, com redução substancial nos tempos operacionais e custos associados, mantendo íntegros os poços e os equipamentos de superfície, sem acidentes e sem impacto mensurável ao meio-ambiente.

Estimulação por fraturamento hidráulico tem sido praticada na Bacia de Sergipe-Alagoas há décadas, porém somente com as melhorias identificadas e implementadas a partir de 2000, como parte do programa de revitalização dos

¹ Engenheiro Civil – Gerente de Intervenção em Poços, PETROBRAS

² Engenheiro Mecânico – Gerente de Desenvolvimento de Negócios, Schlumberger

campos de Carmópolis, Riachuelo e Siririzinho descrito por Dória et al. (2005), os resultados obtidos passaram a justificar a utilização regular desta técnica nos poços produtores.

Uma vez obtidos os resultados desejados para a produção dos poços com a técnica de fraturamento hidráulico, o foco tornou-se a redução dos custos em função do crescente volume de operações. Com quase 900 poços produtores requerendo constante manutenção e a perfuração regular de poços a serem completados, sondas terrestres de workover se tornaram artigo escasso e caro no campo de Carmópolis, especialmente após o aquecimento do mercado com o aumento do preço do petróleo e a entrada de novas companhias operadoras no Nordeste do Brasil.

O projeto de completação sem sonda no campo de Carmópolis, descrito neste trabalho, reduz a dependência das sondas de workover, diminuindo os custos totais de completação dos poços produtores.

2. Campo de Carmópolis

A bacia de Sergipe-Alagoas está localizada na região Nordeste do Brasil, estando dois terços submersa e o restante de seus 36000 km² sob terra firme. Fazem parte desta bacia os campos terrestres de Carmópolis, Siririzinho e Riachuelo. A Figura 1 indica a localização destes campos dentro do estado de Sergipe.

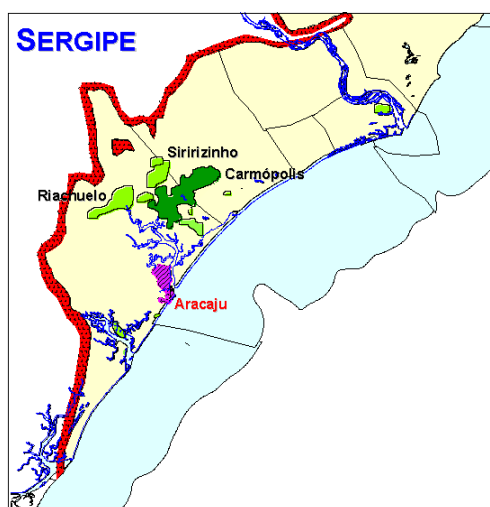


Figura 1. Localização dos campos de Carmópolis, Siririzinho e Riachuelo

O campo de Carmópolis, cuja produção se iniciou em 1963, é o principal campo da bacia de Sergipe-Alagoas e representa a maior acumulação terrestre de óleo já descoberta no Brasil – cerca de 268 milhões de metros cúbicos de óleo originalmente in place. O campo é dividido em duas áreas distintas: Bloco Principal e Bloco do Embasamento. A Figura 2 mostra a localização destes blocos dentro do campo de Carmópolis e uma vista aérea do Bloco Principal em relação à cidade de Carmópolis.

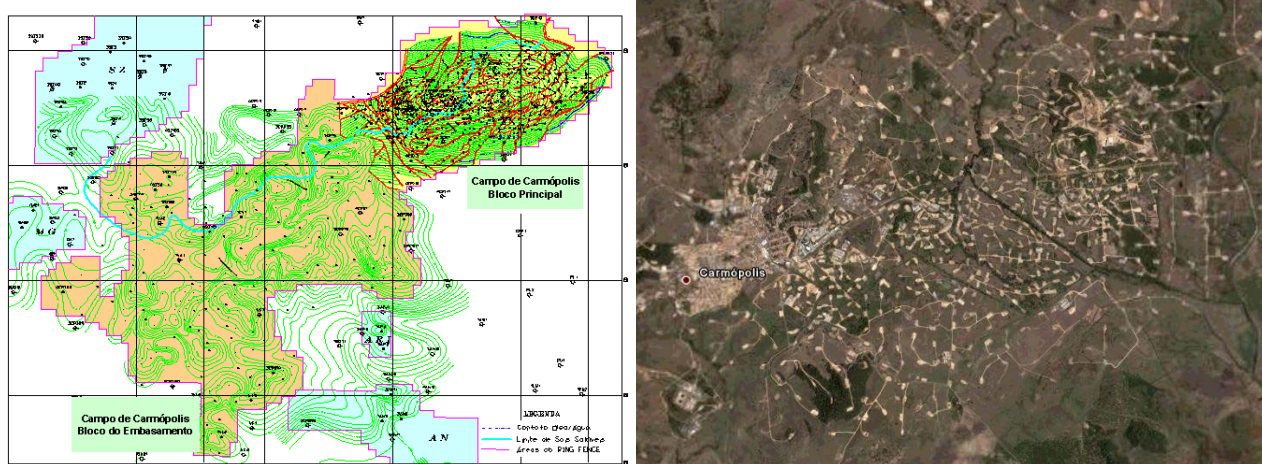


Figura 2. Campo de Carmópolis – Blocos Principal e do Embasamento, vista aérea do Bloco Principal

O Bloco Principal, com cerca de 40 km², produz a partir de reservatórios de arenitos do período Jurássico e de arenitos e conglomerados do período Cretáceo. Este bloco responde por 92% da produção do campo de Carmópolis, atualmente em torno de 3000 m³/dia.

Os reservatórios de arenitos e conglomerados do período Cretáceo encontrados no Bloco Principal – formação Muribeca/Carmópolis – são os principais do campo de Carmópolis e responsáveis por mais da metade da produção acumulada e das reservas atuais da bacia de Sergipe-Alagoas. Estes reservatórios se sub-dividem em seis zonas produtoras distintas – CPS 1A, 1B, 2, 3A, 3B e 4, separadas entre si por camadas de folhelho contínuas lateralmente.

As zonas CPS ocorrem a profundidades que variam de 550 a 800 metros e possuem permeabilidade média de 200 mD e porosidade média de 17%. A alta viscosidade do óleo à temperatura de reservatório, 28 cp @ 50°C, é um obstáculo à sua recuperação. Operações de fraturamento hidráulico em poços produtores fazem parte do conjunto de medidas tomadas para aumentar a produção e o fator de recuperação do campo de Carmópolis.

Operações de fraturamento hidráulico nos intervalos produtores a partir dos reservatórios de conglomerados e arenitos da formação Muribeca/Carmópolis se tornaram procedimento padrão a partir de 2000, tendo contribuído para o aumento de produção observado no campo de Carmópolis.

3. Seqüência Operacional

3.1. Atividades Preliminares

A seqüência de operações de completação sem sonda se inicia quando a sonda de perfuração ainda está sobre o poço, durante o trabalho de cimentação primária do revestimento de produção 7" 23 lb/ft. O deslocamento da pasta de cimento é feito com fluido de completação filtrado devendo-se, também, garantir a eficiência da limpeza do interior do revestimento com a utilização adequada do tampão de topo durante o deslocamento.

Após a cimentação do revestimento de produção, a sonda de perfuração sai da locação. Em seguida, coloca-se na extremidade do revestimento uma redução API 7 1/16" x 7" Buttress para conexão à cabeça de trabalho dedicada, que permitirá controle do poço, execução da operação de fraturamento hidráulico, montagem e operação de equipamento de coiled tubing, canhoneio e perfilagem. A Figura 3 mostra a redução colocada no revestimento, a cabeça de trabalho e a cabeça de trabalho conectada à redução.



Figura 3. Redução e cabeça de trabalho dedicada, individualmente e conectadas para operação

3.2. Segurança e Meio-Ambiente

Procedimentos adequados de segurança e proteção ao meio-ambiente são prioridade em qualquer operação de poço, tendo sido observados a cada passo do projeto de completação sem sonda. A análise dos riscos envolvidos gerou limites operacionais e planos de contingência específicos a cada fase do trabalho, particularmente durante a fase de limpeza de excesso de agente de sustentação, em que há maior possibilidade de influxo de fluidos de formação no poço e sua chegada à superfície. O equipamento de superfície e a composição de fundo de poço utilizados em todas as fases da completação sem sonda possuem limites operacionais muito acima daqueles esperados no campo de Carmópolis.

Mesmo sem a presença de sonda na locação, todos os serviços auxiliares são mantidos durante as operações, com iluminação adequada, escritório, alojamento, disponibilidade de guindaste e transporte, geração de eletricidade e estoque de fluido para controle de poço.

Reuniões de segurança antes de cada operação específica servem para rever procedimentos, possíveis planos de contingência e analisar riscos particulares àquela locação ou situação de trabalho, não previstos na análise de risco geral realizada antes da mobilização do equipamento.

O aparato de combate a incêndio e atendimento de emergência, bem como a estrutura de logística e transporte existente na área do campo de Carmópolis, são disponibilizados às operações sem sonda, como medida mitigadora no caso de um evento que necessite de auxílio externa, como uma erupção sem controle ou um acidente.

3.3. Operações sem Sonda

Sobre o flange da cabeça de trabalho dedicada é montado o equipamento de perfilagem para corrida do perfil CBL/VDL/GR/CCL com aplicação de pressão no revestimento através de uma das entradas de 3" no flow tee, para avaliação da qualidade da cimentação primária do revestimento de produção 7" 23 lb/ft. A menor restrição interna na cabeça de trabalho dedicada é a válvula de gaveta com diâmetro interno de 6 3/8".

Seguinte à operação de perfilagem, é montado equipamento de superfície para canhoneio do intervalo inferior a ser estimulado por fraturamento hidráulico. Os canhões são Casing Gun End Loaded (CGEL) de 4", com densidade de disparos de 4 tiros/pé. As cargas usadas são Hyperjet-II 41B, 22 gramas de explosivo com distribuição radial de 90 graus. A penetração deste tipo de cargas é de 23,61" e diâmetro de furo de 0,38" (padrão API).

Após o canhoneio do intervalo inferior, retirada dos canhões e desmontagem do equipamento de superfície em condições de segurança, o intervalo aberto está pronto para ser tratado. A linha de tratamento é conectada a uma das entradas de 3" do flow tee e a montagem do equipamento de estocagem, mistura e bombeamento de alta pressão é terminada – tanques de estocagem de fluido, silos de agente de sustentação, blender, bombas, cabine de controle. As linhas são testadas a 1000 psi acima da pressão máxima esperada durante o trabalho.

A sequência de bombeamento do tratamento principal através do revestimento é obtida após a análise do teste de calibração em um simulador pseudo-tri-dimensional. O objetivo é a criação de uma fratura altamente condutiva, com comprimento compatível com o espaçamento entre os poços da malha de injeção de água do campo, evitando-se a ocorrência de embuchamento (screenout) prematuro.

Para possibilitar o prosseguimento das operações sem sonda, o excesso de agente de sustentação deve ser removido do poço mediante o bombeamento de fluido e nitrogênio através de coiled tubing.

O próximo passo, após a remoção do excesso de agente de sustentação, é o assentamento do WR RBP a cabo, isolando hidráulicamente o intervalo já estimulado.

A partir deste ponto, se repetem as operações de canhoneio, fraturamento hidráulico e limpeza de poço. A remoção do excesso de agente de sustentação, do segundo intervalo em diante, se dará simultaneamente à pescaria do WR RBP assentado abaixo do intervalo recém-estimulado. Um novo WR RBP é assentado acima do último intervalo aberto e a sequência de canhoneio, fraturamento hidráulico, limpeza de poço associada à pescaria do WR RBP inferior e assentamento do WR RBP acima do topo do último intervalo canhoneado se repetirá até que todos os intervalos tenham sido tratados.

O WR RBP assentado acima do último intervalo tratado é deixado no poço como barreira de segurança até a entrada da sonda de workover que instalará o sistema de bombeamento mecânico no poço.

O sucesso operacional do projeto de completação sem sonda se deve, em grande parte, ao uso do WR RBP e às melhorias implementadas nas operações de limpeza de poço, discutidos nas próximas seções.

4. WR RBP

O WR RBP fornecido para as operações de completação sem sonda pode ser utilizado em revestimentos de 7" com pesos entre 23 e 26 lb/ft e pode ser assentado com coluna de trabalho, CT ou wireline. Suas aplicações incluem isolamento entre zonas e estimulação por fraturamento hidráulico ou acidificação matricial.

Requerimento essencial para utilização do WR RBP em operações sem sonda é a confiabilidade operacional; não apenas o bridge plug deve garantir o isolamento hidráulico entre zonas durante o bombeamento do fraturamento hidráulico, como seu assentamento e retirada do poço devem ocorrer sem incidentes, possibilitando o prosseguimento da sequência operacional sem perda de tempo.

A adequação do WR RBP às operações sem sonda é garantida por suas características particulares: um único conjunto de cunhas com dupla ação resiste a forças em ambos sentidos; um sistema interno permite a equalização de pressões antes da remoção do bridge plug; não requer rotação para desassentamento, bastando aplicação de tensão; se mantém assentado até que a válvula de equalização esteja aberta e seja aplicada tensão.

O WR RBP possui elementos de vedação acima das cunhas, o que reduz o risco de prisão por travamento das cunhas com agente de sustentação; seu diâmetro externo reduzido quando desassentado facilita descida e recuperação graças ao grande espaço anular. O WR RBP possibilita, também, equalização de pressões e circulação de fluido estando ainda assentado, o que pode se revelar muito útil em condições de maior severidade operacional. A figura 4 mostra o WR RBP em detalhe.

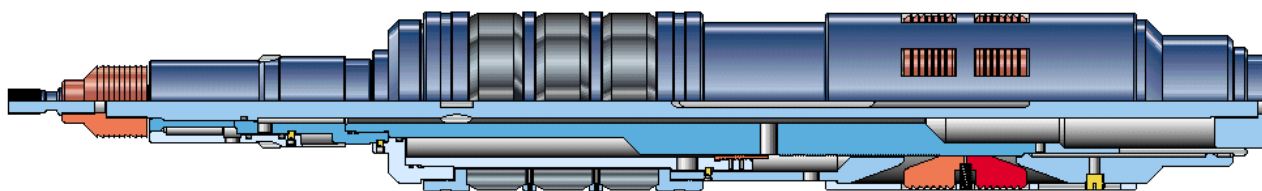


Figura 4. WR RBP

O assentamento do WR RBP com wireline se dá através da utilização do wireline pressure setting assembly e de um wireline adapter kit. Ao atingir a profundidade desejada, a ferramenta de assentamento é detonada. O início da sequência empurra a camisa de assentamento do WR RBP para baixo, sobre a junta de cisalhamento dentro da qual o mandril de borracha está conectado. Os pinos de cisalhamento de bronze localizados na junta de cisalhamento se rompem e o mandril de borracha se move para baixo, empurrando os cones superior e inferior sob as cunhas. Os pinos de bronze localizados no cone superior se rompem, permitindo a energização dos elementos de Nitrile Duro. Força adicional da ferramenta de assentamento energiza os elementos em torno do mandril de borracha e parte a barra de cisalhamento, completando o assentamento do WR RBP.

Após a execução da operação de fraturamento hidráulico, deve-se remover o excesso de agente de sustentação deixado sobre o WR RBP, possibilitando-se desta forma o acesso da cabeça dedicada WR ao topo do WR RBP para seu desassentamento e retirada do poço. A figura 5 mostra a cabeça dedicada WR em detalhe.

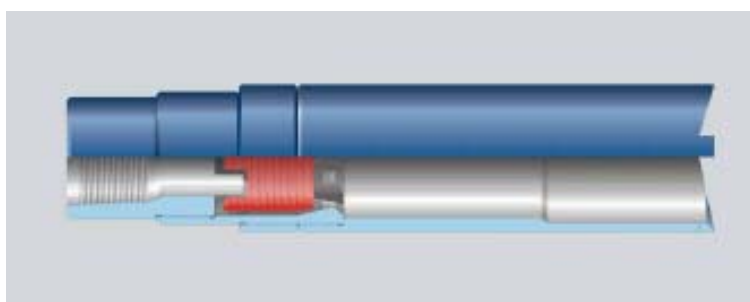


Figura 5. Cabeça dedicada WR

O WR RBP é removido com a cabeça dedicada WR, que pode ser utilizada em coluna de trabalho, wireline ou CT. Nas operações de completação sem sonda, após a remoção do excesso de agente de sustentação deixado sobre o WR RBP, a cabeça dedicada WR é descida com CT e arriada sobre o WR RBP, abrindo a válvula de equalização antes de se conectar ao pescoço de pescaria. O número de pinos de cisalhamento na camisa da válvula de equalização, com resistência de 2000 lb cada, é ajustado de tal forma que o peso disponível de CT seja suficiente para que a camisa da válvula vá para posição de equalização, possibilitando a liberação do bridge plug.

O bridge plug não pode ser liberado sem que antes haja a equalização de pressão. Após o rompimento dos pinos na camisa da válvula e a equalização de pressão, a cabeça se conecta sobre a junta de acoplamento do WR RBP. Aplicando-se tensão, o mandril interno se move para cima e libera a camisa de travamento. Tensão adicional faz subir o mandril de borracha, afastando o cone superior das cunhas e liberando o bridge plug.

5. Limpeza de Poço

Após cada operação de fraturamento hidráulico, o excesso de agente de sustentação deixado sobre o WR RBP deve ser removido, para que a cabeça dedicada WR possa desassentar e retirar o WR RBP do poço.

As operações de limpeza de poço, realizadas nas severas condições impostas pela ausência da sonda de workover, se revelaram o maior desafio operacional deste projeto. Nas primeiras operações tentou-se utilizar CT 1 1/2"

porém, após a investigação motivada pela dificuldade de remoção do excesso de agente de sustentação nos primeiros poços, simulações indicaram o diâmetro de 1 3/4" como o mínimo requerido para o sucesso das intervenções.

O conjunto conectado ao CT de 1 3/4" para remoção do excesso de agente de sustentação e recuperação do WR RBP é composto de uma double flapper check valve de 2 1/8", de um disconector hidráulico de 2 1/8" e da cabeça dedicada WR.

Somente na primeira operação de limpeza no poço, após a estimulação do intervalo inferior, a ferramenta de fundo não possui a cabeça dedicada WR incorporada, tendo em seu lugar uma ogiva especial que promove um regime de fluxo favorável à suspensão do agente de sustentação a ser removido. A partir do segundo intervalo estimulado, a cabeça dedicada WR se torna parte do conjunto, diminuindo o espaço anular e aumentando a velocidade de retorno do fluido com agente de sustentação.

O conjunto conectado ao coiled tubing de 1 3/4" deve remover, em condições de segurança operacional, o excesso de agente de sustentação com alta densidade empregado em operações de fraturamento hidráulico de dentro do revestimento de 7", controlando tanto a perda de fluido de limpeza para a formação com baixa pressão de reservatório, o que impossibilitaria o fluxo à superfície, quanto a produção de óleo para o interior do poço, o que tornaria instável a emulsão empregada na limpeza. A figura 6 abaixo mostra o conjunto em detalhe.

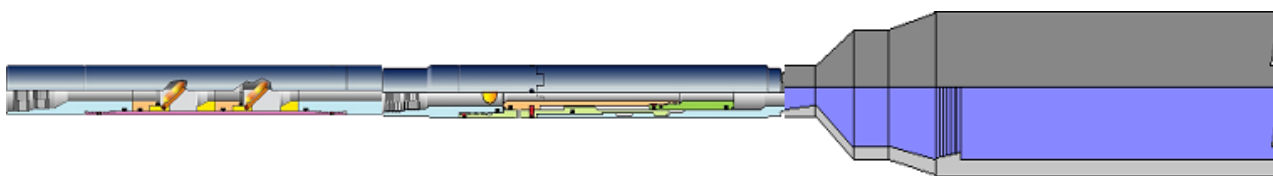


Figura 6. Conjunto para limpeza de poço e recuperação do WR RBP

Para definição dos fluidos e sequência de bombeio utilizados na limpeza do poço com CT, as condições de contorno (densidade do agente de sustentação, geometria do poço e dados de reservatório/fluidos) e a composição da ferramenta de fundo alimentam o modelo do simulador computacional. A figura 7 mostra a simulação das velocidades de fluido e agente de sustentação no espaço anular entre o CT 1 3/4" e o revestimento de 7", dentro das condições operacionais propostas para uma limpeza exitosa.

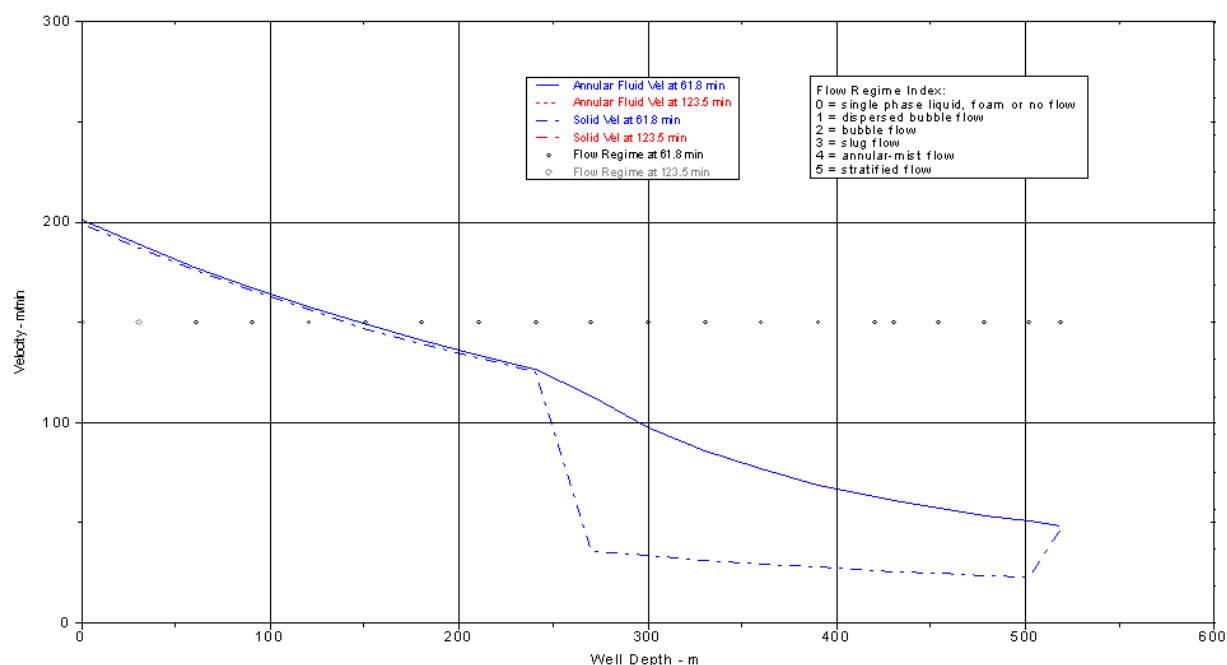


Figura 7. Simulação, velocidades de fluido e sólidos durante remoção de agente de sustentação

A elevada densidade do agente de sustentação utilizado nas operações de fraturamento hidráulico no campo de Carmópolis, o grande espaço anular entre o CT 1 3/4" e o revestimento de 7" e a baixa pressão de reservatório são elementos que aumentam a complexidade da simulação e a obtenção de uma solução ao problema. A figura 8 ilustra um

gráfico com a qualidade do fluido (espuma) e a fração de agente de sustentação removido, ambos no retorno em superfície, enquanto a figura 9 mostra a vazão de remoção de sólidos e o balanço volumétrico de fluido no poço.

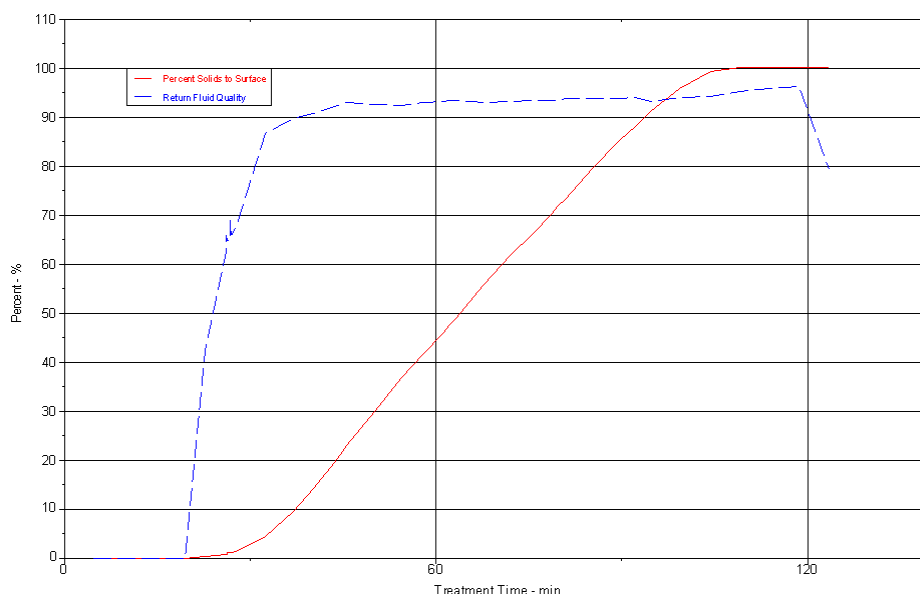


Figura 8. Simulação, qualidade de fluido e fração de agente de sustentação recuperado

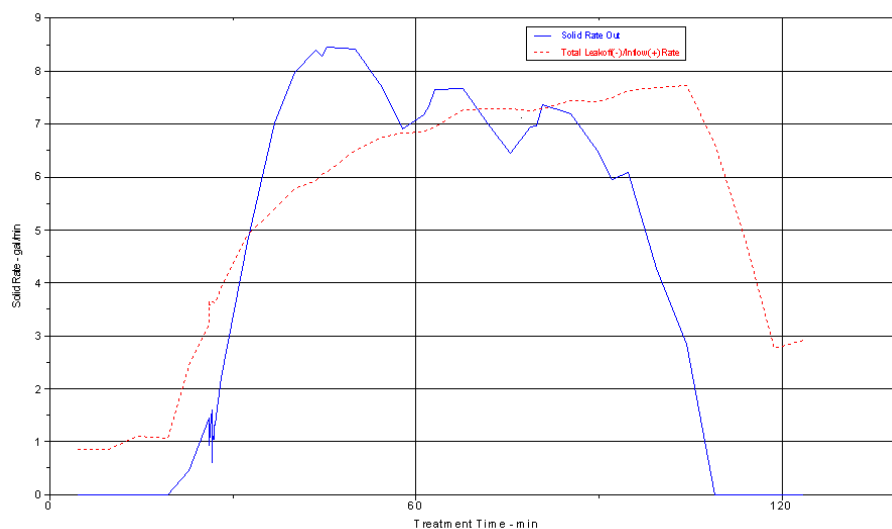


Figura 9. Simulação, vazão de remoção de sólidos e balanço volumétrico de fluido no poço

6. Resultados

O projeto de completação de poços recém-perfurados no campo de Carmópolis, sem o emprego de sonda de workover, revelou-se um sucesso operacional e econômico. Após 68 intervalos tratados em 22 poços, o tempo normal de completação caiu para menos de um dia por cada intervalo, resultado das melhorias implantadas, do aprendizado acumulado e da integração entre os vários departamentos envolvidos nas operações.

O custo diário do aparato de completação sem sonda é 28.5% mais caro do que a estrutura requerida para as operações com sonda, porém o melhor tempo obtido na área de Carmópolis é de dois dias por intervalo completado em uma intervenção com sonda de workover. Como as operações sem sonda possuem performance superior àquela obtida em intervenções convencionais (um dia por intervalo contra dois dias por intervalo), o custo total do sistema substituído

da sonda de wookover atualmente se revela 35.8% menor, por intervalo completado. A figura 10 mostra a evolução cronológica do tempo de completção por intervalo, nos poços do projeto.

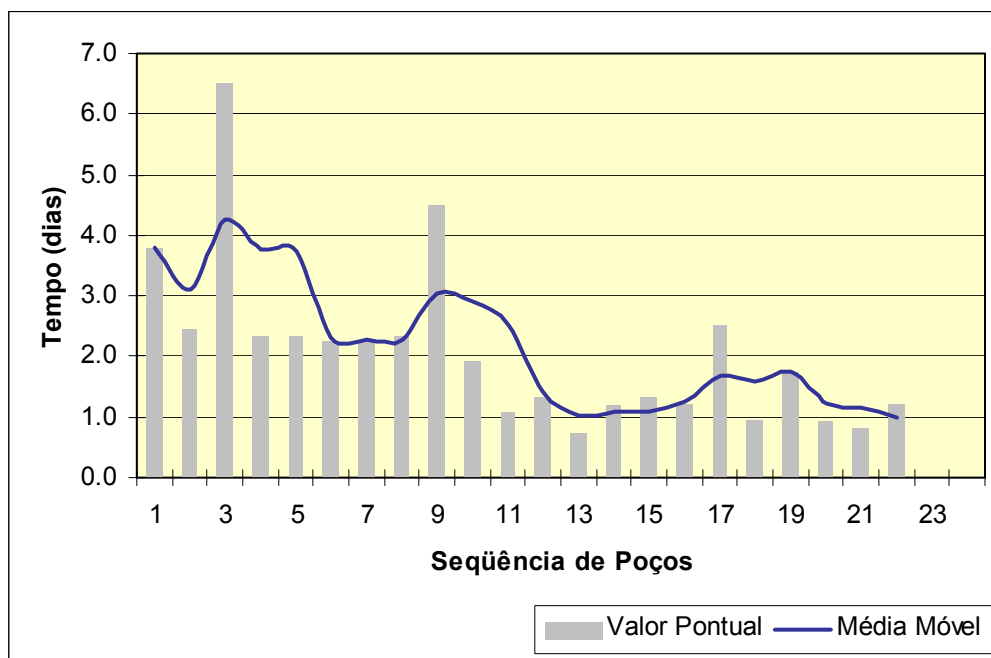


Figura 10. Tempo por intervalo, ordem cronológica de completção dos poços

Com o tempo total de completção reduzido à metade daquele obtido em intervenções convencionais, o poço é colocado em produção antecipadamente, acelerando o retorno econômico do investimento. Cabe ressaltar que não há diferença qualitativa entre as operações de fraturamento hidráulico realizadas com e sem a presença de sonda na locação, mantendo-se toda a flexibilidade operacional para a criação da melhor fratura sustentada naquele intervalo.

As inovações implementadas com êxito no projeto de completção sem sonda foram estendidas às operações convencionais com sonda. Os WR RBP's, por possibilitarem a equalização de pressões e a circulação de fluido quando assentados, reduzem uma manobra para limpeza de poço antes do desassentamento do bridge plug em operações com sonda, uma vez que o WR RBP possibilita a simultaneidade destas atividades. A limpeza com CT em operações com sonda se tornou mais rápida após incorporação dos ajustes promovidos nas operações de completção sem sonda.

7. Agradecimentos

Os autores agradecem a PETROBRAS e Schlumberger pela oportunidade de publicar este trabalho.

8. Referências

- LUVIZOTTO, J. M., MEZZOMO, R. F., PALAGI, C. L., Improved oil recovery in Carmópolis field: R&D and field implementations, SPE 059280 prepared for presentation at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000
- DÓRIA, M. A. F. S., SILVA, A. W., FRANCO, C. A. C., BATISTA, M. S. M. S., JÚNIOR, J. A. M. C., Well succeeded examples of mature waterflood project revitalization, SPE 094941 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20-23 June 2005
- SANT'ANA, M., Procedimentos de trabalho para operações de limpeza de agente de sustentação, Schlumberger internal report, Aracaju, Brazil, March 2005
- SOUZA, M. J., MARCOTTE, D. In-situ geostatistical oil reserve estimation, zone 2 of Carmópolis oil field, Brazil SPE 021616, 1990