

Remoção de Danos em telas através de Sistema de Pulsação

Resumo

Atualmente nos poços horizontais de longo alcance completados com tubos telados, um dos grandes fatores que diminuem a eficiência da completação é a formação de reboco nas telas devido às características do fluido de perfuração e também aos finos insolúveis que precipitam no pacote de propante reduzindo o espaço poral, resultando num decréscimo de permeabilidade do sistema.

Com a finalidade de recuperar essas perdas, ao longo dos anos, as companhias operadoras vêm utilizando inúmeras técnicas, tendo em comum a utilização de um sistema de estimulação ácida.

Recentemente, a associação de um sistema ácido com ferramentas rotativas vem mostrando ser o método mais eficaz e econômico devido a soma dos resultados apresentados.

A tecnologia de limpeza de telas através de Sistema de Pulsação utiliza uma ferramenta rotativa com controle de rotação ajustável e jatos otimizados que produzem correntes de fluxo que fazem o pacote de propante pulsar. A pulsação movimenta os finos e o fluxo remove o material.

O poder pulsativo auxiliado por um sistema de software para configuração da ferramenta não desgasta o propante e é tão importante quanto o sistema ácido na limpeza.

A utilização desta ferramenta associada a um sistema ácido apropriado garante uma limpeza completa no menor período de intervenção.

Resultados utilizando esta técnica serão descritos neste artigo.

Introdução

Os tratamentos iniciais em poços horizontais na Bacia de Campos foram realizados em formações carbonáceas, arenitos consolidados ou em completações do tipo “stand alone” após 1990. Durante este período, os tratamentos em completações ~ stand alone eram muito simples, compostos basicamente por uma pequena operação de ácido, realizada logo após a instalação da tela, geralmente promovendo um incremento de injetividade, porém deixando dano, o que afetava a performance do poço. Até o final desta década, não havia na região poços horizontais injetores completados com gravel pack. Até mesmo as completações “stand alone” não eram muito comuns.

Inicialmente, as considerações para um tratamento em completações desta natureza baseavam-se unicamente nos mecanismos e técnicas para divergência e não no tipo de tratamento aplicado. Ferramentas simples, tais como um tubo de lavagem perfurado eram utilizados para o tratamento.

Com o avanço da tecnologia, novas ferramentas surgiram, permitindo a realização de acidificações logo após terminado o gravel pack, sem a necessidade de retirada da ferramenta do poço (one trip – fig.01).

É de conhecimento comum que as completações com gravel pack, após certo período de tempo, ficam plugueadas com finos, reduzindo a permeabilidade do meio e, conseqüentemente, restringindo o fluxo. De acordo com Stanley et al (2000), os quatro maiores problemas associados com danos provocados por finos em completações de gravel pack são:

- 1) Partículas a serem removidas podem apenas ser dissolvidas em HF;
- 2) Estas partículas podem liberar precipitados, aumentando o dano;
- 3) A concentração destas partículas é alta, pois o gravel atua como um filtro;
- 4) A penetração de ácido vivo na formação inconsolidada pode resultar na produção de finos adicionais.

A fim de promover a restauração da produtividade do reservatório a níveis satisfatórios, dois diferentes mecanismos podem ser evidenciados:

- 1) Tratamentos químicos para remoção do dano;
- 2) Uso de ferramentas dedicadas para tratamento imediatamente após a operação de gravel pack

Apesar de resultados satisfatórios serem frequentemente atingidos, a demanda por métodos alternativos de tratamento continuaram existindo devido a falhas operacionais ocorridas durante a operação ou por problemas logísticos não esperados que incapacitaram a conclusão do trabalho, atrasando o tratamento para após a instalação da árvore de natal.

Por este motivo, adotou-se no Brasil um procedimento bastante comum para intervenção e acidificação seletiva composta pela divergência mecânica utilizando flexitubo aliado à ferramentas infláveis de múltiplos assentamentos (multi-set straddle packers – figs. 2 e 3).

A necessidade de uma gabaritação prévia (dummy run), o limitado número de assentamentos permitidos pela ferramenta, o tempo necessário para troca de seus elementos infláveis, as restrições de temperatura, o custo de sonda agregado, entre outros fatores, contribuíram para a busca de soluções mais versáteis.

O desenvolvimento de ferramentas rotativas de alta tecnologia associadas a sistemas ácidos especiais, revolucionou o conceito de divergência, proporcionando uma grande melhoria nos poços estimulados e permitindo uma considerável redução no tempo de intervenção.

Desenvolvimento

Apesar dos resultados de remoção de danos serem satisfatórios ao utilizar ferramentas de múltiplos assentamentos, a característica do flexitubo de demandar pequenas vazões sempre resultou em tempos operacionais excessivos, muito superiores aos observados nas “ferramentas dedicadas”, incrementando os custos e a corrosão do equipamento. Somado a este fato, a falha dos selos, o número limitado de assentamentos da ferramenta e a sua sensibilidade à temperatura contribuem ainda mais para o prolongamento da operação e, conseqüentemente, do tempo de sonda. Além disso, os elementos selantes são sensíveis a produtos aromáticos ou até mesmo ao nitrogênio, que pode ser utilizado para estimular a produção.

A introdução de uma ferramenta rotativa de alta tecnologia no mercado offshore brasileiro veio a suprir o mercado como alternativa para tratamento de longos trechos telados, sobrepondo-se à técnica existente até então que, apesar de eficiente, necessitava de longos períodos de intervenção e pessoal envolvido.

Um excelente domínio tecnológico quanto à utilização de ferramenta de jatos rotativos para limpeza de telas e estimulação é requerido, pois uma pressão de impacto descontrolada nas telas pode causar um furo ou rasgo na mesma, comprometendo sua integridade e permitindo a invasão de gravel (ou areia de formação para completações stand-alone) para dentro da tela, interrompendo a produção e comprometendo a vida produtiva do poço.

De maneira similar, o excesso de velocidade dos jatos poderá causar a fragmentação dos grãos de areia e/ou propantes, gerando finos (figs. 04 e 05). Estes finos por sua vez se depositam nos poros do pacote de gravel, reduzindo a comunicação interpore, conseqüentemente reduzindo a permeabilidade do pacote. Este dano secundário é irreversível.

A ferramenta rotativa de alta tecnologia é composta por uma ogiva com ângulos de jato configuráveis e um sistema de turbinas e freios dinâmicos ajustáveis para controle rotacional, capazes de promover uma pulsação axial. A vazão de tratamento, a direção dos jatos e sua intensidade bem como sua velocidade rotacional são independentemente controladas e definidas por um software

específico antes do tratamento (fig.06), prevenindo contra possíveis danos nas telas e no propante, otimizando assim o tempo de operação.

A eficiência da ferramenta é atribuída às correntes de fluxo provenientes da rotação e pulsação da ferramenta (fig.07). A vibração hidráulica causada pelos jatos é suficientemente forte para deslocar os finos e os materiais impregnantes do pacote de gravel. Esta promove um aumento temporário de permeabilidade do pacote de areia, garantindo a penetração do fluido de tratamento no pacote apenas na área imediatamente adjacente à ferramenta. Como consequência de todo o processo, o contato entre os fluidos de tratamento e os finos é maximizado, assim como a sua penetração.

Este processo é mais eficiente que os métodos antecessores, atingindo áreas de completação tais como os túneis do canhoneado e danos causados pelo fluido de perfuração (fig.08).

Caso 01 – Poço B

O poço A é um dos diversos poços injetores HOHGP (Horizontal Open Hole Gravel Packed) existentes no Campo de Marlim Sul, Bacia de Campos. Este possui uma lâmina d'água de 1137m com uma profundidade final de 3024m e uma seção horizontal de 517m (fig.09).

O Campo de Marlim Sul está localizado no NE da Bacia de Campos, com profundidades de lâmina d'água entre 800m até 2600m. Apenas 20% dos poços neste campo, porém, estão numa profundidade de lâmina d'água inferiores a 1200m (fig.10). Os reservatórios são compostos por arenitos Oligocênicos e Eocênicos. Os reservatórios de Marlim Sul não apresentam influxo de água e dependem de injeção de água para manutenção da pressão.

Devido a problemas logísticos, o poço A necessitou ser abandonado, adiando sua acidificação para após a instalação da Árvore de Natal. Diversas tentativas foram feitas para realizar a acidificação através de straddle packers, porém eles não conseguiram ultrapassar por uma restrição localizada no topo das telas. Sendo assim, decidiu-se utilizar o Sistema de Pulsação utilizando a ferramenta rotativa de alta performance.

Na maioria dos casos, o tratamento para um poço horizontal consiste em um bombeio de mud acid, porém, como esta seria a primeira aplicação da ferramenta sob estas condições, uma estratégia diferente foi definida a fim de permitir a avaliação do poder divertivo da ferramenta e prevenir contra a possibilidade de efeitos secundários devido a falhas na divergência. Desta forma, o tratamento foi dividido em duas partes, cada uma utilizando uma configuração diferente de ferramenta, a fim de maximizar a eficiência do tratamento, reduzir o tempo de operação e prevenir contra qualquer dano ao equipamento de controle de areia.

A primeira etapa do trabalho foi realizada utilizando HCl 10% (Tabela 01). Após avaliação do efetivo posicionamento do ácido ao longo do trecho horizontal e seus efeitos, verificou-se que o dano não foi totalmente removido.

A segunda etapa da operação foi realizada com mud acid (Tabela 02) e, novamente, foram realizados testes com o objetivo de avaliar o dano e a injetividade. Além disso, logo após estas etapas, um pequeno teste de injetividade foi feito utilizando uma solução de NH₄Cl para permitir uma avaliação do trabalho.

Durante a operação, o flexitubo era deslocado a fim de promover o tratamento corretamente, injetando o ácido nos intervalos específicos. Ele foi realizado de maneira que, após bombeado o último estágio de um intervalo, a ogiva estivesse posicionada no início do próximo intervalo.

O tempo total de operação foi de 56 horas, tempo inferior ao estimado para a operação com a ferramenta dedicada (65 horas) e muito menor que o esperado caso utilizássemos o straddle packer (168 horas).

Abaixo encontram-se as descrições dos tratamentos e as configurações da ferramenta

Etapas 01 (HCl @ 10%)

Configuração da Ferramenta

Angulo de jato 45 graus (tipo C)

By Pass: 3/16"

Variação de impacto hidráulico: 43 – 47 psi

Variação de pressão do jato: 3044 – 3327 psi

Velocidade de rotação: 710 – 750 rpm

Variação de pressão de bombeio: 4360 – 4800 psi

Variação de vazão de bombeio: 1,1 – 1,2 bpm

Tratamento Fase 01 (HCl 10%)

Fase	Estagio (bbl)	Total (bbl)	Volume Específico (gal/lb)	Vazão	Velocidade FT (m/s)
NH4Cl + SOLVENTE MÚTUO	400	400	10	1,1 - 1,2	1,5 subindo
HCL 10%	2200	2200	55	1,1 - 1,2	0,5 ciclando
DESLOCAMENTO (NH4CL)	1200	1200	30	1,1 - 1,2	0,5 subindo
TOTAL		3800	95		

Tabela 01

Etapas 02 (Mud Acid 13.5% - 1.5%)

Configuração da Ferramenta

Angulo de jato 45 graus (tipo C)

By Pass: 1/4"

Variação de impacto hidráulico: 45 – 62 psi

Variação de pressão do jato: 2431 – 3309 psi

Velocidade de rotação: 628 – 774 rpm

Variação de pressão de bombeio: 3706 – 5095 psi

Variação de vazão de bombeio: 1,2 – 1,4 bpm

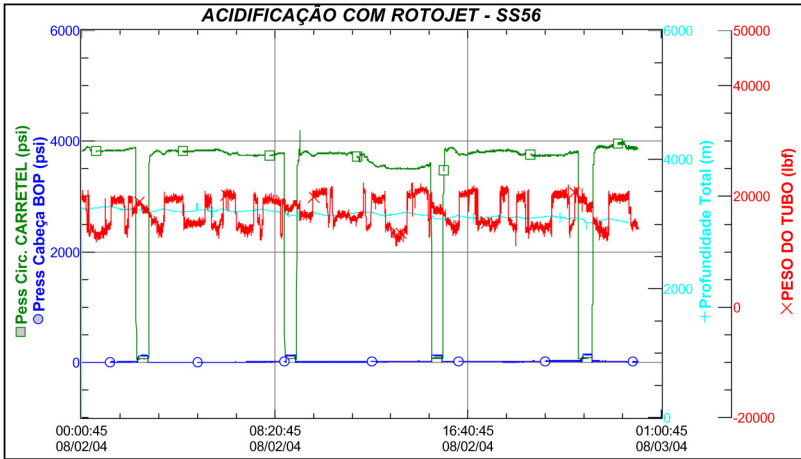
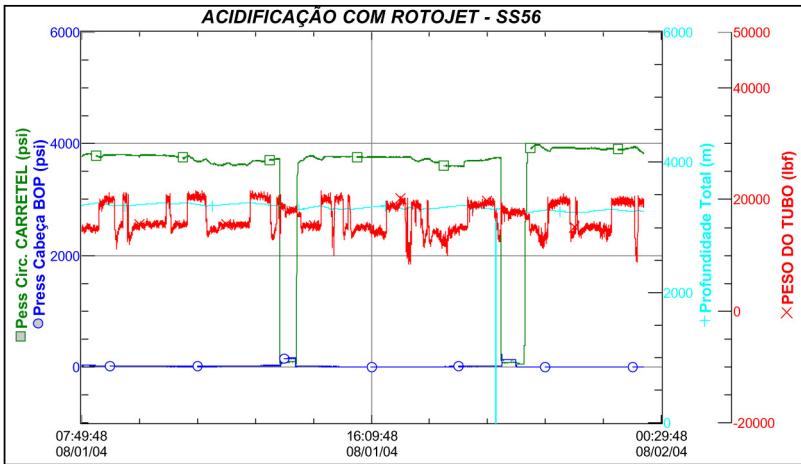
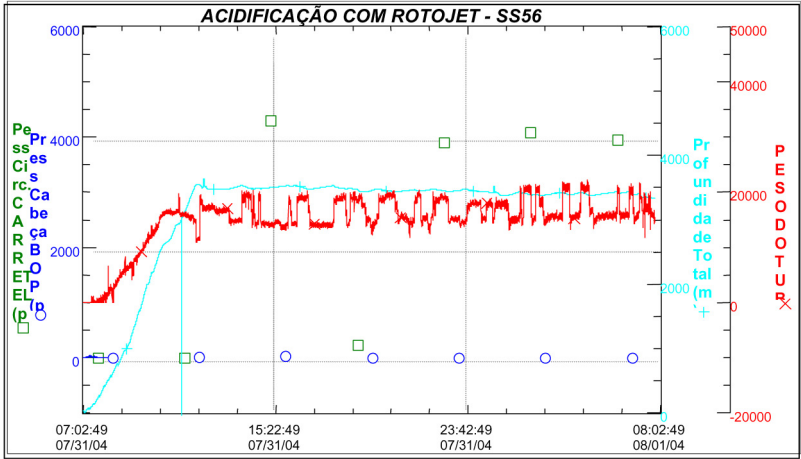
Tratamento Fase 02 (Mud Acid 13,5% - 1,5%)

Fase	Estagio (bbl)	Total (bbl)	Volume Específico (gal/lb)	Vazão	Velocidade FT (m/s)
NH4Cl + SOLVENTE MÚTUO	40	400	10	1,2 - 1,4	1,8
PRE FLUSH (HCL 10%)	40	400	10	1,2 - 1,4	1,8
MUD ACID	120	1200	30	1,2 - 1,4	0,6
OVER FLUSH (HCL 10%)	40	400	10	1,2 - 1,4	1,8
DESLOCAMENTO (NH4CL)	160	1600	40	1,2 - 1,4	0,5
TOTAL		4000	100		

Tabela 02

De acordo com os resultados encontrados nos testes realizados após as duas etapas de tratamento e utilizando os conhecimentos adquiridos por experiências passadas neste reservatório, evidenciou-se a injetividade de fluido ao longo de todo trecho poroso horizontal poroso. Os valores do Índice de Injetividade (I.I) encontrados bem como da Razão de Dano (DR) evidenciaram o sucesso do trabalho de acidificação utilizando o Sistema de Pulsção através da ferramenta de alta tecnologia com controle de vazão e rotação independentes (Tabelas 03 e 04).

Gráficos de Monitoramento da Operação – Caso 01



Resultados do Teste de Injetividade

Resultados encontrados antes do Tratamento

kh (mD)	kv (mD)	II (m ³ /d/kgf/cm ²)	s	DR
1403	23	45.1	24	2.6

Tabela 03

Resultados encontrados após o Tratamento

kh (mD)	kv (mD)	II (m ³ /d/kgf/cm ²)	s	DR
1600	19	120	0.17	1

Tabela 04

Caso 02 - Poço B

O segundo caso relatado consiste em uma operação de flexitubo realizada no campo de Marlim Sul em maio de 2005.

O poço, injetor, apresentava uma completação stand-alone devido a problemas com a ferramenta de gravel/acidificação. Devido ao tempo excessivo para descer uma segunda ferramenta similar, decidiu-se utilizar a ferramenta rotativa de alta tecnologia com controle rotacional para realizar o trabalho de acidificação através do Sistema de Pulsação.

A primeira etapa da operação era dedicada a efetuar a pescaria de uma Stand Valve @ 2920m utilizando um JDC de 3". A segunda etapa da operação consistia em realizar um tratamento ácido na região dos canhoneados (3755m – 3137m) utilizando a ferramenta rotativa já mencionada. Esta acidificação foi dividida em 12 estágios, conforme o procedimento de bombeio apresentado a seguir.

Para esta operação, utilizou-se Mud Acid, flexitubo 1.75" e ferramenta com controle rotacional de 2 1/8".

Dados do Poço:

Pressão Estática: 4359 psi @ 2900m

Temperatura do Poço: 66C

BSW: 0

RGO: 103

Tratamento Ácido Utilizando Flexitubo

Fase 01

Estagio - Descrição	Volume Limpo (gal)	Volume Limpo (bbl)	Vazão (bpm)
CAINJ + GLICOL	2231	53	1,0
HCL@10% + EDTA	2231	53	1,0
MUD ACID	3347	80	1,0
HCL@10% OVERFLUSH	892	21	1,0
CAINJ + GLICOL	7809	186	1,0
DESLOCAMENTO - CAINJ	2100	50	1,0

Fase 02 a Fase 11

Estagio - Descrição	Volume Limpo (gal)	Volume Limpo (bbl)	Vazão (bpm)
CAINJ + GLICOL	1641	39	1,0
HCL@10% PREFLUSH	1641	39	1,0
MUD ACID	2461	59	1,0
HCL@10% OVERFLUSH	656	16	1,0
CAINJ	5742	137	1,0
DESLOCAMENTO - CAINJ	2100	50	1,0

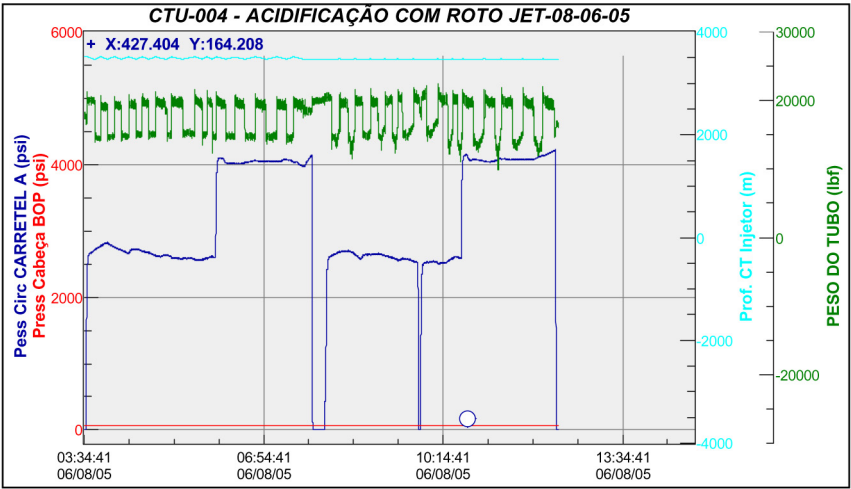
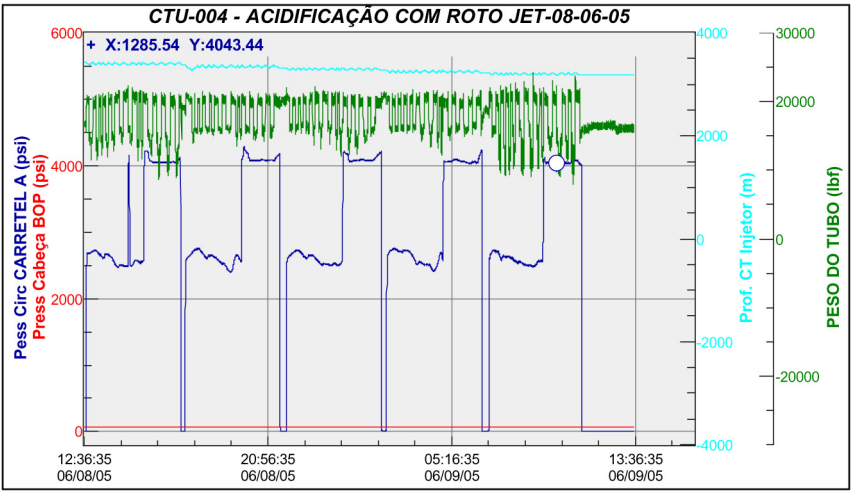
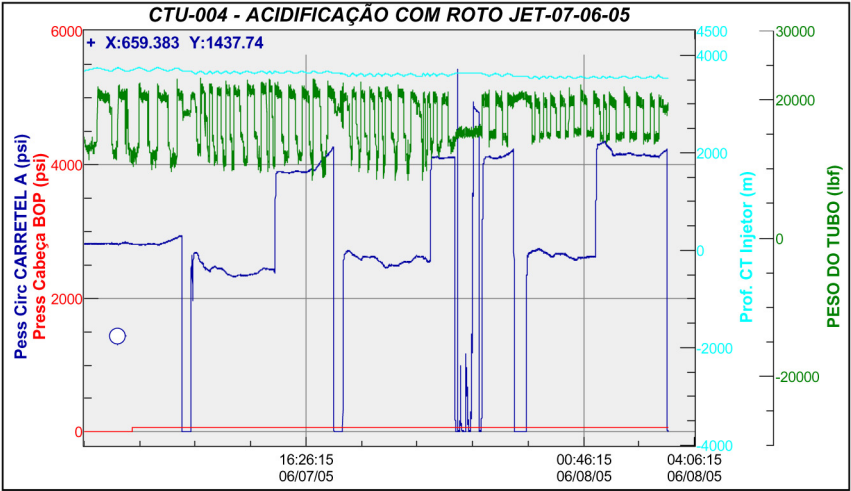
Fase 12

Estagio - Descrição	Volume Limpo (gal)	Volume Limpo (bbl)	Vazão (bpm)
CAINJ + GLICOL	1641	39	1,0
HCL@10%	1641	39	1,0
MUD ACID	2461	59	1,0
HCL@10%	656	16	1,0
CAINJ	5742	137	1,0
DESLOCAMENTO - CAINJ	2100	50	1,0
DESLOCAMENTO - CAINJ	21000	500	1,0

Resultados Obtidos:

Antes da operação de acidificação, o poço apresentava-se sem injetividade. Após o tratamento, a Razão de Dano (DR) ficou em 1,1 e o Índice de Injetividade (I.I) superior a 200 m³/d/kgf/cm², o que demonstrou a eficiência da operação e comprovou de maneira bastante satisfatória a eficiência da ferramenta e do sistema através dela empregado.

Gráficos de Monitoramento da Operação – Caso 02



Conclusões:

- 1) Um sistema de acidificação com flexitubo e ferramenta rotativa de alta eficiência em poços offshore com longos trechos horizontais associa baixos custos de intervenção a um excelente resultado da estimulação;
- 2) A integração flexitubo, sistema ácido e ferramenta rotativa de alta eficiência garante uma divergência homogênea de todo o intervalo tratado;
- 3) Os índices de injetividade e razão de dano alcançados em poços tratados com a ferramenta rotativa de alta eficiência, utilizando o Sistema de Pulsação, são melhores que os poços onde foram utilizados o mesmo sistema ácido e ferramentas infláveis de múltiplo assentamento para garantir seletividade.

Nomenclatura:

BPM – Barrels per minute, barris por minuto

CT – Coiled Tubing, flexitubo

DR – Damage Ratio, Razão de Dano

HCl – Ácido Clorídrico

HF – Ácido Fluorídrico

HOHGP – Horizontal Open Hole Gravel Pack, Gravel Pack Horizontal em Poço Aberto

II – Índice de Injetividade

NH₄Cl – Cloreto de Amônia

RPM – Revoluções por Minuto

S – skin, dano

TI – Teste de Injetividade

Bibliografia:

- 1) Giroux R. Hoffman C., and Wilson P., “Formation Treating with Coiled-Tubing-Conveyed-Straddle Tools”, paper presented at the SPE/ICOTA Coiled Tubing roundtable, Houston, Texas, 7 – 8 March 2001
- 2) Vilela, A., Calderon, A., Padilha, G and Da Silva, M, Germino, F., “Novel Single Trip Horizontal Gravel Pack and Selective Stimulation System Improves Injectivity in Deepwater Wells”, paper SPE 84260, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5 – 8 October, 2003.
- 3) A.Z.I Pereira, A., Calderon, C.M. Chagas, C. de Camargo, and E.P. da Motta. Fabricio; A.A. de Miranda and J.P.F de Santana, Petrobras; and M. Acosta, O.G. Zacarias, R.L. Farias, and V. Almeida, BJ Services, “Pulse-Rotating Jet System Acidizing in a Campos Basin Deepwater Horizontal Gravel Packed Injection Well”, paper SPE 94802, presented at the SPE European Formation Damage Conference, Scheveningen, Netherlands, 25 – 27 May, 2005.
- 4) Guerra, R., Almeida, V., Mendez, A., Dean, G., “Applications of Rotary Jetting Tool with Coiled Tubing off-shore Brazil”, paper IBP 14104, presented at the Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004, Rio de Janeiro, Brazil, October 2004.

FIGURAS

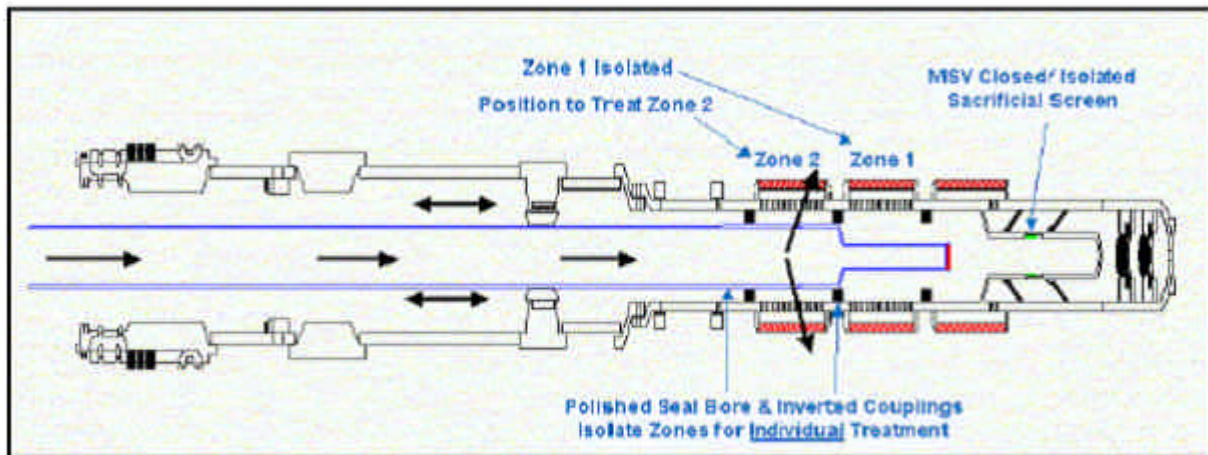


Figura 01



Figura 02

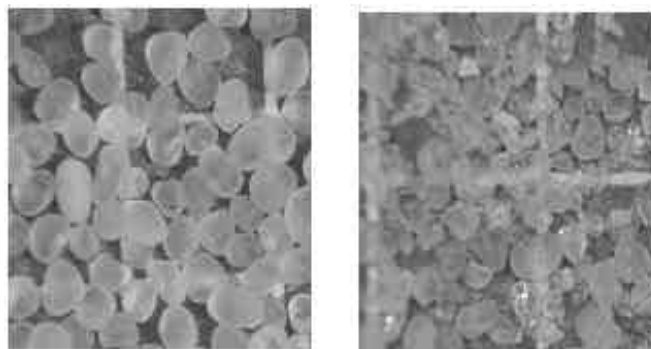


Figura 04

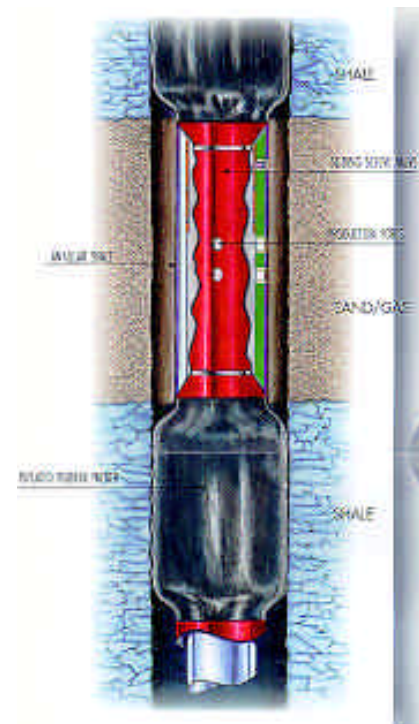


Figura 03

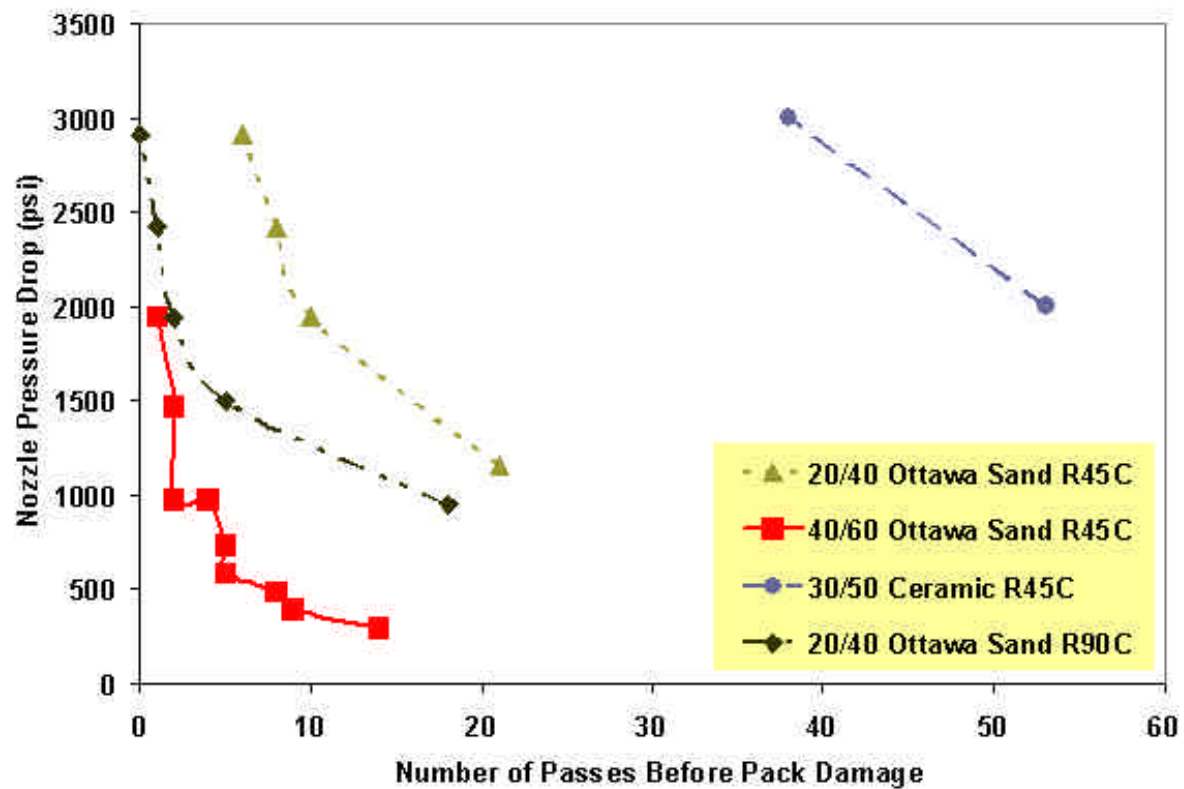


Figura 05

RotoPulse Performance Details:

Efficiency at the specified travel rate is :

Rotopulse's coverage for one pass is : 63 %

Gravel pack's damage per pass is : 0.20 %

Operational Requirements to avoid damage with Optimal Coverage

Use a liquid pump rate of : 1.20 bbl/min

Use a gas pump rate of : 0.0 scf/min

Specified RotoPulse travel rate through the interval is: 5.8 ft/min

Travel rate for optimum coverage is : 3.4 ft/min

The maximum number of passes to keep damage below 1% is: 4

RotoPulse has a maximum recommended run time of : 20.0 hr

Note Wellbore Temp in the QC Maintenance Schedule : 130.0 °F

Figura 06

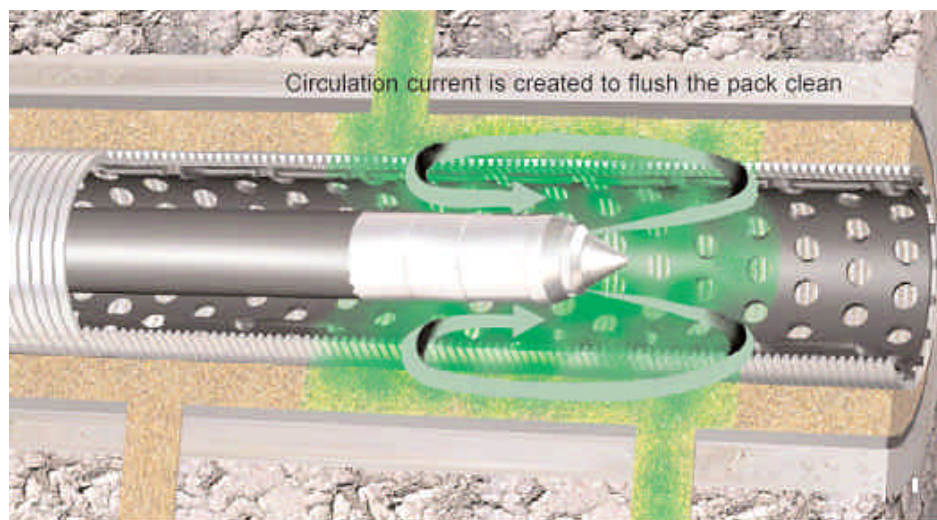
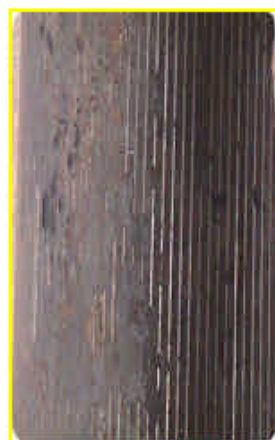
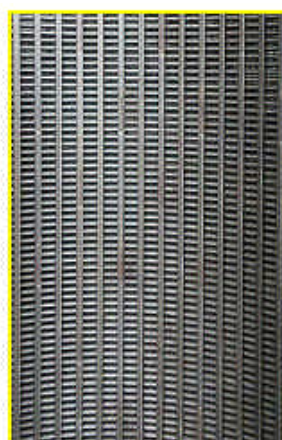


Figura 07



Antes



Depois

Figura 08

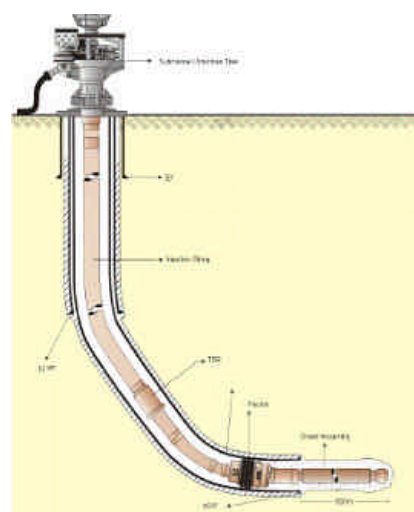


Figura 09

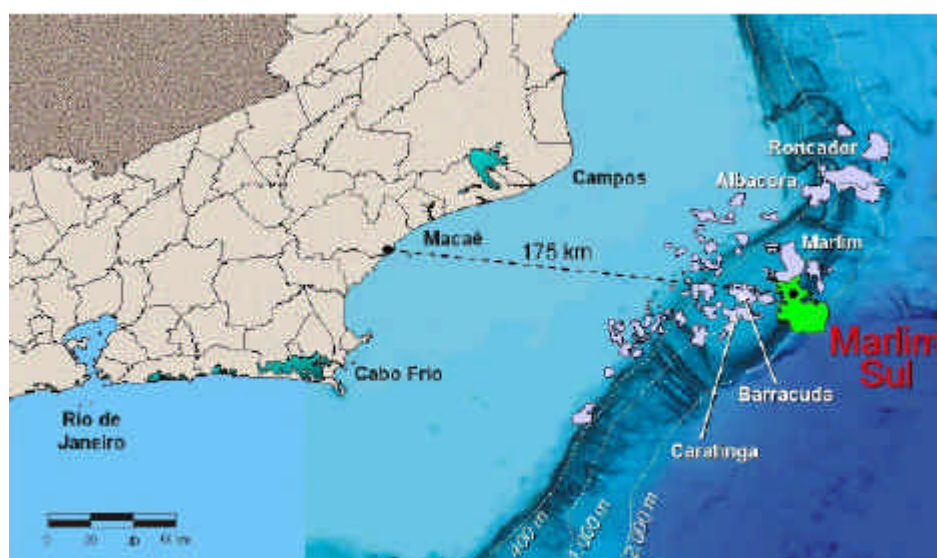


Figura 10