

AVALIAÇÃO DOS CASOS HITÓRICOS DE RPMs APLICADOS EM “CONFORMANCE FRACTURING”

Ricardo C. B. de Melo, BJ Services; Ricardo S. Aboud, BJ Services.

Abstrato

Atualmente, “companhias da industria petrolífera” podem ser chamadas “companhias de água”. A média mundial de produção de óleo hoje é, aproximadamente, 75 milhões de barris por dia. Esta produção de óleo está associada a uma produção estimada de 300 – 400 milhões de barris de água por dia. Estes valores significam que para 1 barril de óleo, são produzidos 5–6 bbl de água, esta é uma estimativa bastante conservadora. Em algumas áreas do mundo, a média chega a alta razão de até 50 para 1.

Em poços produtores de hidrocarbonetos a produção de água está associado a vários problemas, como incrustações, migração de finos, corrosão de tubulações, matar o poço devido ao incremento de pressão hidrostática em outras coisas. Assim enquanto a produção de água é um inevitável consequência da produção de óleo, é desejável retardar ou reduzir o máximo possível.

Numerosas estratégias, tanto mecânicas, quanto químicas, têm sido empregadas nos últimos anos para tentar reduzir ou conter a produção de água. Simples tampões de cimento, packers mecânicos, entre outros, têm sido largamente usado para abandono de zonas aquíferas. Materiais exóticos como DPR (redutores desproporcionais de permeabilidade), e ou a nova geração de RPM (modificadores de permeabilidade relativa) vêm sendo aplicados em tratamentos de injeção radial com vários graus de sucessos. Mais recentemente, “Conformance Fracturing”, que nada mais é que o efeito sinérgico da adição de um aditivo RPM ao fluido de fraturamento, que resulta no aumento da produção de óleo e redução do corte de água.

Este trabalho é uma avaliação de vários materiais RPM (Modificadores de Permeabilidade Relativa) comumente utilizado em tratamentos de “Conformance Fracturing” realizados no Nordeste do Brasil e em outros países da América Latina, ao invés de usuais testes de laboratórios e estimativas teóricas. Este manuscrito, também descreve as melhorias no desenho técnico e na metodologia operacional, no tratamento de reservatórios simples ou laminados com diferentes tipos de razão de mobilidade. Nós acreditamos que a técnica “Conformance Fracturing” poderá impactar significativamente nas estratégias de muitos campos do mundo.

Introdução

A produção de água em poços produtores de óleo continuam aumentando com o passar dos tempos e os campos vão se tornando maduros. A fonte desta água pode ser tanto da própria formação quanto de falha de varredura da água injetada para manter a pressão de reservatório. Espessuras de reservatórios limitadas, excessivo “Drawdown”, alto razão de mobilidade água/óleo e reservatórios heterogêneos podem causar canalização de água através de dutos de alta permeabilidade, fissuras na formação e/ou conificação de água próximo ao poço antes do previsto na vida útil. Entretanto, mobilidade não é o único fator. Efeitos de molhabilidade causado por deposição de hidrocarbonetos pesados, ou efeitos de capilaridade causado pela depleção com condensados trapeados, podem também compor o problema.

Muitos reservatórios precisam ser estimulado para ter uma produção econômica provada. Neste estão inclusos arenitos “sujos”, formações de múltiplas camadas e baixa permeabilidade, sejam com zonas de água próximas ou reservatórios com empuxo hidráulico por água .

Acidificação de arenitos é usualmente realizado apenas para remoção de dano, porém muitas vezes o efeito pode ser superior e incrementar a produção em até 1,4 vezes em formações não danificadas, desde que o tratamento seja bem projetado.

Tratamento para controle de água por injeção matricial nestes tipos de poços não representa uma opção comercial devido ao custo do tratamento e potencial de produção limitado, muitos destes tipos de reservatórios no mundo nunca foram produzidos e um significativo volume de hidrocarboneto é esquecido.

Até então, nós temos discutido tratamentos matriciais, pois em fraturamento sempre evitou-se a todo custo, que a fratura não entra-se em contato com zonas de água. Tipicamente mesmo com todos os esforços para que a zona de água não fosse atingida pela fratura, no fim sempre a produção de água surgia, por causa da alta condutividade da fratura propada alcançando a zona indesejada (similar a uma alta condutividade vertical), e também a desfavorável diferença da mobilidade entre a água e o óleo.

Como ainda foi descoberto um método efetivamente comprovado para controle de altura de fratura, evitando a invasão desta nas zonas de água, apenas fraturar não é uma boa opção para estes tipos de reservatórios maduros e novamente, um grande volume de óleo é esquecido.

Como para este tipo de reservatório é necessário estimular e controlar a produção de água, a solução única com bom custo/benefício seria realiza-las simultaneamente, “Conformance Fracture”. Neste caso o único custo associado ao fraturamento seria o próprio material para controle de água..

Conceito de “Conformance Fracturing”

O tratamento de “Conformance Fracturing” deve acima de tudo prover um retorno sobre o investimento na vida útil da zona. Se o intervalo é maduro e tem algum tipo dano, ele deve ser estimulado de qualquer forma (a menos realmente não possua dano e produza economicamente) , se a zona de água está próxima, então o fluido de fratura torna-se um ideal transporte para o material para controle de água.

De todos os tipos de materiais disponíveis hoje para tratamento radial de controle de produção de água, os únicos tipos que não produzem dano ao óleo e não é sensível ao cisalhamento (pressão e vazão) são os modificadores de permeabilidade relativa (RPMs). Portanto, torna uma escolha óbvia desde que seja compatível com o fluido de fraturamento.

A adição de um RPM no fluido de fraturamento, criará um resistência à água na região invadida pelo fluido de fraturamento em ambas as asas e faces da fratura, e também (não tão importante), na própria região propada da fratura. Assumindo que o RPM alcança um elevado valor de *NFRR* (Razão Normalizada de resistência ao fluido, referência 3), o efeito positivo na produção de óleo será bastante elevado. Sendo assim a técnica “Conformance Fracture” é um método de estimulação seletiva do reservatório. A produtividade do óleo é seletivamente incrementada, enquanto que a da água será seletivamente reduzida ou mantida constante.

Alguém pode imaginar como uma reduzida penetração de RPM poderia conter ou reduzir o fluxo de água? A resposta é simples, primeiro a fratura reduz a pressão de Drawdown na face da fratura para valores abaixo de 0,5 psi e neste valor de a pressão de Drawdown, o RPM com restringir a produção de água em até 270 vezes, em testes com plugues de 2 polegadas (5,08 cm) (figura 2). Normalmente, todos os fraturamentos realizados desenhados hoje, tem em média uma penetração lateral por face de fratura maior que 3 polegadas (7,62 cm).

Uma vantagem adicional da técnica “Conformance Fracture” é que o material RPM também restringe a perda de filtrado (leak-off) para o reservatório (referencia 1), desde que o fluido de fratura neste caso seja base água. Como consequência deste tópico, apesar de não ser o objetivo deste trabalho, o RPM também melhora a eficiência do fluido, reduzindo o volume do tratamento. O conceito de “Conformance Fracture” está ilustrado na figura 1.

Seleção do Fluido de Fraturamento

Desde que seja quimicamente compatível, qualquer fluido de fraturamento poderia ser utilizado, incluindo fluidos base óleo. Entretanto, como estamos falando de campos maduros, a escolha correta será o fluido de melhor custo/benefício.

Quimicamente, portanto, um fluido de fraturamento viscoelástico aniônico seria a escolha perfeita. Estes fluidos geram um dano mínimo a formação e ele possui internamente um mecanismo de bloqueio seletivo, pois dependendo da composição só quebra na presença em contato com óleo, referência 4, e não quebra em contato com a água, este tipo de fluido deixa o arenito molhável a água favorecendo a produção de óleo e possui uma razoável controle de perda de filtrado sobre pressão, referência 2. Um importante fator é o excelente poder de sustentação do fluido de fraturamento viscoelástico aniônico, que prever a decantação do propante durante o fechamento da fratura. Como normalmente a zona de água está abaixo da zona estimulada a decantação de propante favorecerá a produção de água, devido a seção de maior condutividade está próximo ou em frente a zona de água.

Infelizmente, o alto custo do fluido de fraturamento viscoelástico aniônico, VAS, pode impedir a utilização de fluido em alguns campos maduros. Portanto nossa escolhas é frequentemente limitada ao uso de fluidos polimérico com pH variando de neutro a básico. Baixa concentração de polímero no fluido de fraturamento, 20 lb/1000gal (2,40 kg/m³) á recomendado para formações de baixa permeabilidade e fluidos de fraturamento convencionais, concentração acima de 25 lb/1000gal (2,99 kg/m³), pode ser usado em formações de média a alta permeabilidade. Já que a adição de RPMs melhora a eficiência do fluido de fraturamento base água, baixa concentração de polímero pode ser usada desde que o propante seja de baixa a ultra-baixa densidade. De todos os “Conformance Fracture” realizados na América do Sul, apenas um teve embuchamento prematuro e devido a fissura natural da formação. Entretanto, com fluidos polimérico, para prever decantação de propante após a parada de bombeio, é recomendado a prática de fechamento forçado da fratura imediatamente após a parada do bombeio ou propantes leves ou ultra-leves devem ser usados (Gravidade específica abaixo de 1,75).

Nos campos testados foram usados três diferentes tipos de fluidos de fraturamento: um VAS, descrito nas referencias 2,3 e 4 e dois fluidos polimérico guar, onde a diferença entre eles é o reticulador onde foram usado o mono-borato de baixo custo e o exótico complexo de organo-borato. Em ambos os casos de fluidos polimérico foram utilizados quebradores enzimático para reduzir a viscosidade do fluido e destruir os resíduos de polímeros. Outros quebradores, como agentes oxidastes, persulfato de amônia ou peróxidos encapsulados, podem ser utilizados porém antes é necessário checar a compatibilidade com o aditivo RPM. A seleção final do tipo de fluido polimérico deve ser baseado no dados de configuração do poço, dados do reservatório e geometria de fratura.

Seleção do Modificador de Permeabilidade Relativa (RPM)

Os RPMs são compostos solúveis em água, hidrofílico, que quando hidratado, produz uma longa cadeia de polímeros, que na rocha ocuparão os espaços porais. Como o RPM é fortemente hidrofílico, eles atraem a água trapeando-a e repelindo o óleo, com resultado ele gera uma redução no fluxo de água nas zonas produtivas, com um mínimo e até mesmo positivo efeito sobre o óleo (referência 5). Quando o fluxo de água é causado por canalização através de intervalos de alta permeabilidade, o RPM produz um impressionante redução nesta permeabilidade por um longo prazo. O mesmo pode ser dito quando o mecanismo de produção de água é por conificação. Entretanto, neste caso a produção de água se dá por causa de um excessivo “Drawdown” aplicado, mesmo com permeabilidade vertical sendo bastante inferior a horizontal . Em zonas de extrema saturação de água, com formação homogênea, o RPM inicialmente reduzirá o corte de água sem alterar a saturação de água na rocha matriz, portanto é difícil prever a durabilidade do tratamento, devido a dependências de várias variáveis envolvida. Um

formação produz através dos poros ou óleo ou água (Teoria da segregação, referência 6) e não ambos. A distribuição de fluido geral, dentro da rocha matriz, dita o nível de saturação de água na formação e assim, em conjunto com a heterogeneidade da rocha (perfil de permeabilidade), é a base da medida do corte de água durante a produção. Em outras palavras, o valor da percentagem de corte de água não será necessariamente o mesmo da saturação de água, sendo assim um baixo percentual de corte de água não significa dizer que o tratamento foi efetivo, caso não tenhamos um valor comparativo anterior. Em ambientes de alta saturação de água, onde o nível percentual de corte de água difere do da saturação de água, são bons indicativos que o RPM pode ser aplicado com sucesso para controlar a produção de água. Alguns engenheiros têm questionado a efetividade da aplicação do RPM em ambientes de alta saturação, porém os resultados de campo têm provado que a técnica realmente pode ser aplicada para reduzir significativamente a produção de água.

De todos os RPMs disponíveis, aqueles que produzem elevados valores de NFRR e que não são sensíveis ao cisalhamento ou salinidade da água da formação são a escolha correta. Obviamente, ele também deve ser compatível com o fluido de fraturamento, explicado anteriormente, e este realmente é um importante fator, pois fluido com pH inferior a 5 pode reduzir consideravelmente a eficiência do RPM.

De preferência, o material RPM deve ser líquido e sua concentração aplicada deveria ser proporcional a permeabilidade da formação. O a concentração e o RPM selecionado deve produzir um incremento da resistência de 3 a 10 vezes a resistência inicial ao fluxo da água, enquanto que ao óleo deve ser próximo a 1 e nunca superior a 2.

Nos campos testados foram usados três diferentes tipos de materiais RPMs, a Poliacrilamida Aniônica (PA) de custo mais barato, um Polímero Anfotérico Terciário (PAT) e o novo Vinil-Amida Ter-Polímero (VATP), referências 1 e 5, especialmente desenvolvido para ter estabilidade em condições difíceis (pH, Salinidade, Temperatura).

O critério de seleção foi baseado nas condições de permeabilidade da formação, salinidade da água produzida e temperatura estática da formação.

Metodologia de Desenho do Tratamento nos Campos Testados

Mais de 500 tratamentos de “Conformance Fracturing” foram realizados até então. Destes 62 foram realizados na América do Sul nos últimos dois anos, para nove companhias operadoras diferente. Neste trabalho nós revisaremos resultados obtidos de dezesseis trabalhos realizados na Argentina e trinta e dois realizados em campos do Nordeste Brasileiro, os tratamento da Argentina serviram de base para iniciarmos este tipo de tratamento no Brasil .

Inicialmente, os trabalhos foram preparados para uma área particular, com a adição do material RPM em todo o fluido de fraturamento, com bomba de aditivo líquido, incluindo os testes de calibração, quando aplicados. Desde que a penetração do RPM fosse no mínimo 4 polegadas (10,16 cm) em cada face da fratura. Como o resultado do trabalho foi um sucesso, um processo de otimização começou e o RPM foi removido dos últimos estágios de propante, pois este fluido permanecia na própria fratura e nunca penetraria na formação. Depois, o volume total de RPM foi calculado assumindo que duas polegadas de penetração por face de fratura seria suficiente, baseado em testes laboratoriais, referência 7, permitindo adicionar o material RPM apenas nas fases dos testes de calibração, e colchão do tratamento principal o que representou uma redução de 15 a 25% do volume de tratamento total. Nestas condições o material RPM passou a penetrar na formação em media 3 polegadas (7,62 cm) por face de fratura. Considerando a possibilidade que em muitos tratamento a fratura crescia livre em altura durante o tratamento, um procedimento novo foi adotado, o volume de material que seria aplicado nas fases iniciais foi distribuído o mesmo volume para todo o tratamento, traduzindo-se numa concentração inferior no tratamento, porém similar a concentração ideal caso fosse usado apenas nas fase iniciais.

Casos Históricos da Argentina - Revisão

Apesar dos tratamentos de “Conformance Fracturing” terem sido aplicados para cinco operadoras diferentes na Argentina, neste manuscrito revisaremos dezesseis trabalhos que foram realizados em campos próximos a Rincon de los Sauces e Neuquen. Lições aprendidas destes tratamentos, referência 2, foram aplicadas em toda a América do Sul e especialmente no projeto do Nordeste brasileiro que será apresentado no tópico seguinte. Estes campos são reservatórios com empuxo de água, no qual a produção foi iniciada a vinte e três anos atrás, hoje existe aproximadamente 280 poços produzindo. No momento, a pressão vem sendo mantida por aproximadamente duzentos poços injetores. A saturação média de água é alta, com poços produzindo com corte de água variando de 50% a 95%. O perfil litológico de um dos poços está ilustrado na figura 3, incluindo o perfil com saturação de água. A produção de água nestes campos é em média 3,6 vezes superior a produção de óleo, e hoje está havendo uma forte campanha de perfuração para reduzir a área de drenagem dos poços de 60 acres ($0,24 \text{ km}^2$) para 23 acres ($0,093 \text{ km}^2$). Fraturamento durante a fase de completação é um procedimento padrão nestes campos, tanto que os novos poços perfurados não são nem testados nem postos para produção sem que antes sejam fraturados. Dados históricos mostram que em média a produção incrementa quatro vezes após o intervalo ser fraturado. Alguns novos poços perfurados tem sido testados e possuem um corte de água similar ao dos poços antigos, de 50% a 95%. O primeiro “Conformance Fracturing” realizado e o que teve melhor resultados até então, foi feito bombeando o fluido sem polímero VAS, contendo 4% por volume do material RPM, polimérico anfotérico terciário em todo o tratamento. Este caso foi estudado e vastamente explicado na referência 2, a comparação da produção com poços correlates está apresentada na figura 4 e um curva de produção em função do tempo na figura 5. Como pode-se observar, no primeiro mês o corte de água ficou baixo de 20%, sendo o menor de todo o campo. O corte de água ficou baixo por quase dois anos, quando alcançou o nível similar do poços correlates. O segundo trabalho não alcançou o mesmo excelente resultado e a escolha por uma solução de menor custo, otimizando o tratamento começou.

Outros treze tratamentos foram realizados até o fechamento deste manuscrito, usando fluido polimérico guar, reticulador com complexo de organo-borato e quebrado com enzimas específicas para goma guar. Foi utilizado materiais RPMs, com concentrações variando de 2% a 2,5% por volume, tanto de Polímero Anfotérico Terciário, como de Vinil-Amida Ter-Polímero (VATP), adicionados nos estágios de teste de calibração e colchão do fraturamento. O corte de água médio para cada RPMs foram, 64% e 57% respectivamente. Mais recentemente mais dois trabalho foram realizados utilizando fluido polimérico de baixa concentração (carboximetilguar) e Polímero Anfotérico Terciário. Os dados de produção do primeiro mês não estavam disponíveis até o fechamento deste manuscrito, porém os resultados iniciais são bons.

O fechamento forçado de fratura não foi aplicado neste tratamentos, devido ao pequeno volume de tratamento resultando num rápido fechamento natural da fratura.

Casos Históricos do Brasil

No Nordeste Brasileiro, existem vários reservatório com tamanhos variando de pequeno a médio. A maioria destes possuem três formações produtoras distintas, com diferentes grau API de óleo e produzindo independente.

Cada formação é composta por estruturas que contém várias zonas produtoras; estas formações extremamente heterogênea contém finas e intercaladas camadas de folhelhos e arenitos, e o intervalo é com considerado com uma zona única para resultados de produção. Como os folhelhos são finos e fracos, eles não representam uma barreira competente para conter altura de fratura, resultando sempre em tratamento de volume maior que o necessários para atingir o comprimento desejado. Dois exemplos são ilustrados nas figures 6 e 7, onde observa-se o real crescimento de fratura acima e abaixo da zona

canhoneada, em laranja. Olhando a coluna litológica, a zona colorida em azul claro é saturada de água. Com pode ser visto, existem zonas de água em todos as posições nestas estruturas. Note que na figura 6 está abaixo e a 7 está por cima do intervalo canhoneado.

Estimulação por “Conformance Fracturing” tem sido a mais viável solução para produzir estas estruturas. Até então 32 trabalhos foram realizados usando gel polimérico guar, reticulado com complexo de monoborato, pois são poços com temperatura média de fratura menor que 150°F. Nos de temperaturas mais elevada foi utilizado complexo de organo-borato e em ambos os casos quebradores enzimático foi o melhor resultado. Todos os três RPMs foram utilizados nestes poços. No início a poliacrilamida aniônica, por ter um custo mais baixo, foi utilizada seis vezes. Um problema quando utilizando poliacrilamida aniônica, é a concentração utilizada, 0,6% ou 0,7% em volume, este era a concentração limite devido a alta viscosidade, fazendo o fluido difícil de manusear, e ainda assim esta não era a concentração recomendada, porém era o limite. Nestes tratamento a média de corte de água no primeiro mês foi 70% e cinco meses depois reduziu para 14%. Entretanto, análise pós frac indicou que dois destes tratamento não alcançou a zona de água (um deles ilustrado na figura 7). Removendo estes resultados das estatísticas, o corte de água médio com um e seis meses foi respectivamente 54% e 21%. Outros doze trabalhos foram realizado utilizando Polímero Anfotérico Terciário com concentração variando de 2% a 6%. Destes, sete tratamentos o aditivo RPM foi misturado em todo o tratamento e os cinco restante foi misturado apenas nas fases de teste de calibração e colchão. O corte de água em um mês, para os sete primeiros tratamentos foi 39% e cinco meses depois 35%. Dois tratamentos então for a destas estatísticas pois os poços não produzirão óleo algum. Os cinco tratamentos restantes tinham uma média de corte de água de 27% e cinco meses depois incrementou para 44%.

Mais seis trabalhos for a realizados usando a vinil-amida com concentrações variando de 1% a 2,5% em volume, em todos o RPM foi adicionado apenas nos estágios iniciais. Após um mês de produção o corte de água médio foi de 51% e cinco meses depois era de 52%.

Outros nove trabalhos foram realizados recentemente, todos no mesmo campo, adicionando vinilamida em todo o tratamento, porém com a concentração reduzida, conforme o volume requerido como se fossemos adicionar em todo o tratamento. Estes poços produziam antes de trata-los, em conjunto 18 m³/dia com um corte de água médio de 50%, em todos os poços foram atingidas pela a fratura a zona saturada por água que era próximo ao intervalo canhoneado, porém mesmo assim o corte de água após os tratamento permaneceu em média 51% com uma produção total dos nove poços elevando para 38 m³/dia.

A técnica de fechamento forçado da fratura foi utilizado em todos os 32 tratamento.

Uma análise inicial dos dados acima indica que a poliacrilamidas aniônica afeta a recuperação do fluido e a limpeza do poço torna-se demorada, pois o elevado BSW inicial deve-se a recuperação de gel de fraturamento, mesmo após um mês. Quando o material RPM é adicionado em todo o volume de tratamento, o corte de água reduz com o passar dos seis primeiro meses, provavelmente devido a mais profunda penetração na formação. Em geral, nos tratamentos em o material RPM foi utilizado em todo o tratamento, o corte de água após seis meses é 10% menor que nos tratamento em que os RPMs foram utilizado em volume reduzido. Ao contrário, o corte de água inicial é menor nos tratamentos que foi utilizado menor volume material RPM, porém este incrementou com o tempo. Seria impossível apenas com os dados acima dizer qual o melhor material RPM utilizado, pois em geral a poliacrilamida aniônica foi utilizada em formações de baixa temperatura, onde a água da formação tinha salinidade menor enquanto que a vinilamida foi utilizada em formações com condições piores, já o Polímero Anfotérico Terciário foi bastante utilizado no início porque, a vinilamida ainda estava em fase de desenvolvimento, além da formação permitir um aditivo que requer a condições intermediárias as citadas anteriormente.

O outro e objetivo de um “Conformance Fracturing” é o incremento da produção de óleo e devido ao fato das formações envolvidas e tratamento não serem os mesmos, o único modo de obter alguma

comparação significativa é calcular a produção de óleo por pé de zona produtora nos intervalos de tempo diferente. Os Fraturamento que foram utilizados a poliacrilamida aniônica, produziu uma media de 2,40 bopd/ft (1,25 m³/dia/m) e 3,19 bopd/ft (1,66 m³/dia/m) depois de um e seis meses respectivamente. Enquanto que o polímero anfotérico terciário produziu uma média de 6,04 bopd/ft (3,15 m³/dia/m) e 7,14 bopd/ft (3,72 m³/dia/m) e os tratamentos com vinilamida 16,08 bopd/ft (8,39 m³/dia/m) e 14,05 bopd/ft (7,33 m³/dia/m) para o mesmo período.

Conclusões

1. O método de “Conformance Fracturing” tem sido aplicado e seus resultados tem demonstrado um sucesso, pois ele seletivamente estimula a produção de óleo controlando a de água.
2. O técnica de “Conformance Fracturing” tem provado ser viável para estimulação de campos maduros e em zonas de alta saturação de água.
3. O novo RPM, Vinil-Amida Ter-Polímero, foi testado e aprovado em campo, a um terço da concentração requerida pelos tradicionais polímero anfotéricos terciários em operações de “Conformance Fracturing” com excelentes resultados.
4. *NFRR* estimado a partir testes de fluxos lineares deve ser considerado para tratamentos de “Conformance Fracturing”; a nova geração de RPMs (vinilamida) produz acima de 2 e 4 vezes mais óleo por pé de intervalo produtor que respectivamente a poliacrilamida aniônica e o polímero anfotérico terciário.
5. O uso da técnica de fechamento forçado de fratura, em fluidos polimérico (ao invés de sistemas VAS) ajuda em reduzis o corte de água, já que prever a decantação das partículas de propante durante o longo período de fechamento de fratura. Uma alternativa seria a utilização de propantes Ultra leves (Gravidade específica variando de 1.25 a 1.75).

Agradecimentos

Os autores agradecem a BJ Services pela permissão para publicar este manuscrito. Obrigado também aos engenheiros que ajudaram no projeto e colheram informações.

Nomenclatura

k_w	= Permeabilidade Horizontal, darcies
k_o	= Permeabilidade Vertical, darcies
R_{fw}	= Resistência ao fluxo da água, Adimensional
R_{fo}	= Resistência ao fluxo do óleo, Adimensional
<i>NFRR</i>	= R_{fw}/R_{fo} , normalized fluid resistance ratio (Razão Normalizada de Resistência ao Fluxo)
VAS	= Viscoelastic anionic surfactant (Surfactante aniônico Viscoelastico)
RPM	= Relative permeability modifier (Modificador de Permeabilidade relativa)
Bfpd	= Vazão de produção bruta - bbl/dia
Bopd/ft	= Vazão de produção, óleo, por pé de intervalo produtor - bbl/dia/ft
Ppt	= Libras por 1000 galões

Referências

1. Kalfayan L. and Nelson S.: “Reducing Water Permeability Through the Application of a New Unique Relative Permeability Modifier” apresentado no 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA, Oct 5-8.

2. Zubillaga A., Cortona M., Veiga M., Briggiler N.: “Control de Agua, Aplicacion de Nuevas Tecnologias y Productos” apresentado no 2003 II Congreso de Hidrocarburos, Buenos Aires, Argentina, Fevereiro 5-8.
3. Di Lullo, G. Rae P. and Curtis J.: “New Insights Into Water Control – A Review Of The State Of The Art, Part II” apresentado no 2002 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Conference, Alberta, Canada, Novembro 4 – 7.
4. Di Lullo, *et al.*: “Towards Zero Damage: New Fluid Points the Way,” paper SPE 69453 apresentado no 2001 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Março 25 – 28.
5. Di Lullo, G. and Rae, P.: “New Insights Into Water Control – A Review Of The State Of The Art,” paper SPE 79963 apresentado no 2002 Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Outubro. 8 – 10.
6. Stavland, A. and Nilsson, S.: “Segregated Flow is the Governing Mechanism of Disproportionate Permeability Reduction in Water and Gas Shutoff,” paper SPE 71510 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Set. 30 – Out. 3.
7. Melo, R. *et al.*: “Aplicação de Aditivos Modificadores de Permeabilidade Relativa para Redução da Produção de Água em Diferentes Formações,” IBP 13204, apresentado em 2004 Rio Oil and Gas Expo Conference, 4 a 7 de Outubro .

Fatores de conversão para o SI métrico

°API	$141.5/(131.5 + ^\circ\text{API})$	= g/cm ³
bbl	% 1.589 874	E – 01= m ³
cp	% 1.0*	E – 03= Pa·s
ft	% 3.048*	E – 01= m
°F	$(^\circ\text{F} - 32)/1.8$	= °C
gal	% 3.785 412	E – 03= m ³
lbm	% 4.535 924	E – 01= kg
psi	% 6.894 757	E + 00 = kPa
sack	% 4.535 924	E + 01 = kg

* Fator de conversão exato.

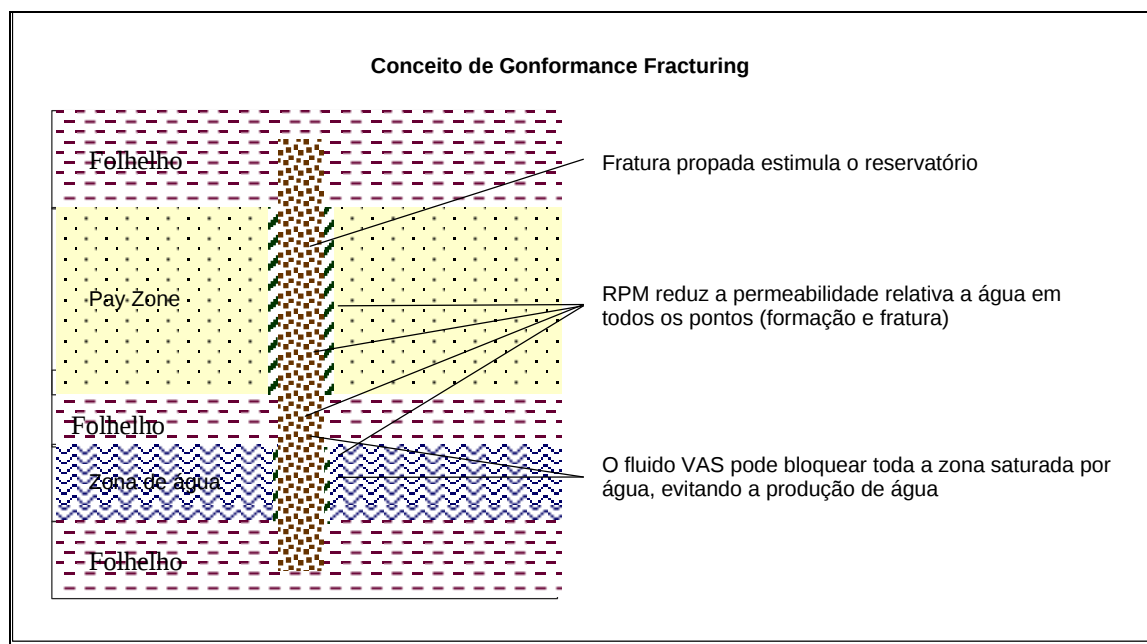


Figura 1 - Ilustração do conceito de “Conformance Fracturing”

Pressure (psi)	Polyacrylamide DMAAC NFRR	Co-Polymer NFRR	Amphoteric Vinyl - Amide NFRR
1.0	4.5	4.9	270
2.0	4.0	3.5	60
3.0	3.3	3.2	29
4.0	2.6	2.0	13

Figura 2 – Comparação da razão normalizada da resistência ao fluxo

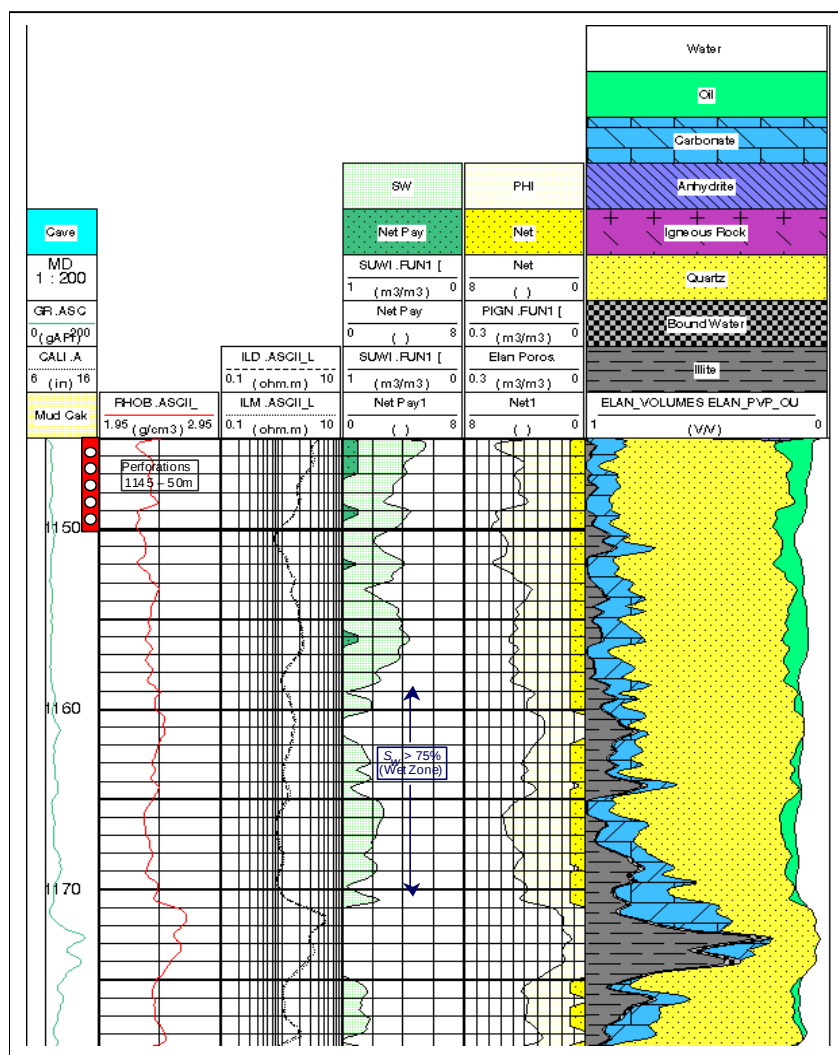


Figura 3- Perfil litológico e de saturação de água da bacia de Neuquen, Argentina. Este intervalo foi tratado “Conformance Fracturing”. A zona inferior (abaixo de 1158 m) possui uma saturação variando de 75% – 100%. Podemos observar que não há barreira litológica para conter o crescimento da fratura para baixo, penetrando na zona de alta saturação de água.

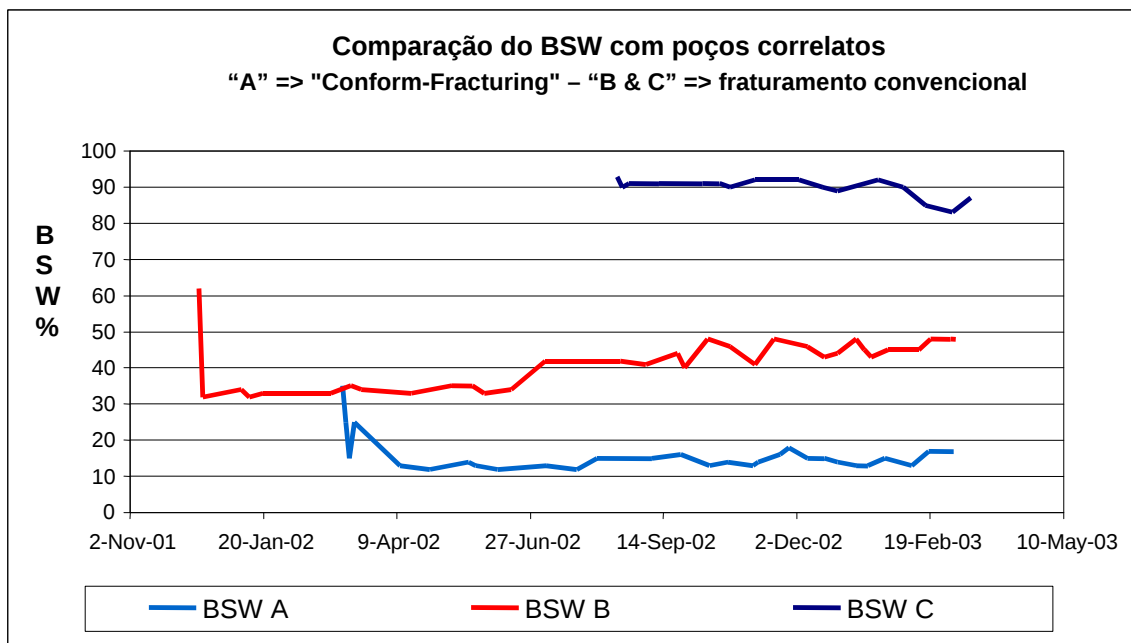


Figura 4- Corte de água após um tratamento de “Conformance Fracturing” (A) e dois fraturamentos convencionais (B e C).

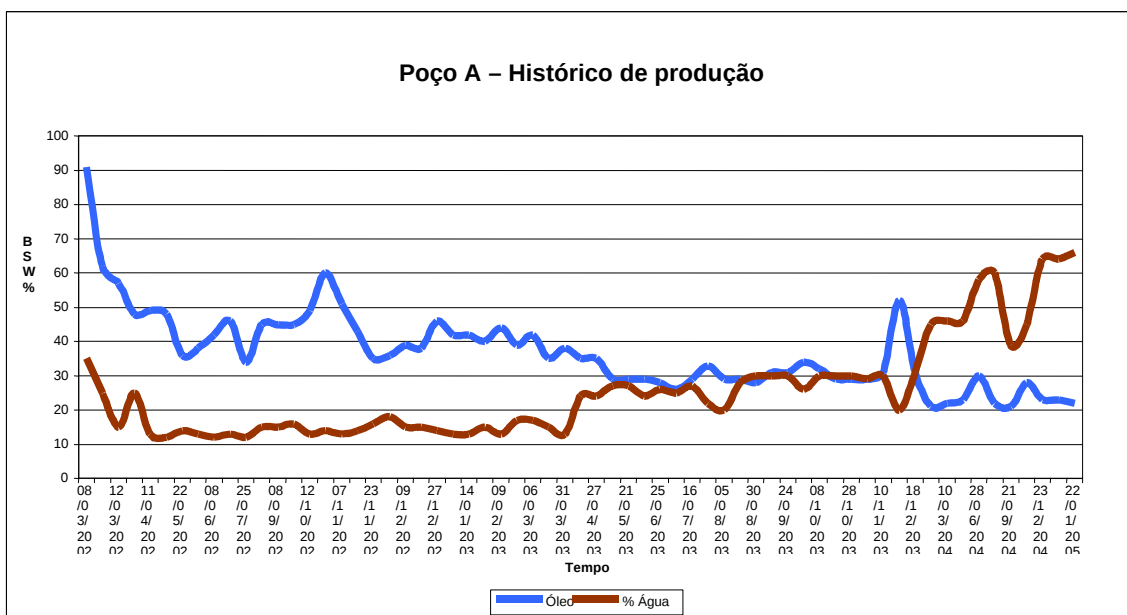


Figura 5- Primeiro tratamento com “Conformance Fracturing” na Argentina usando fluido VAS e polímero anfotérico terciário, do qual resultou no excelente resultado acima.

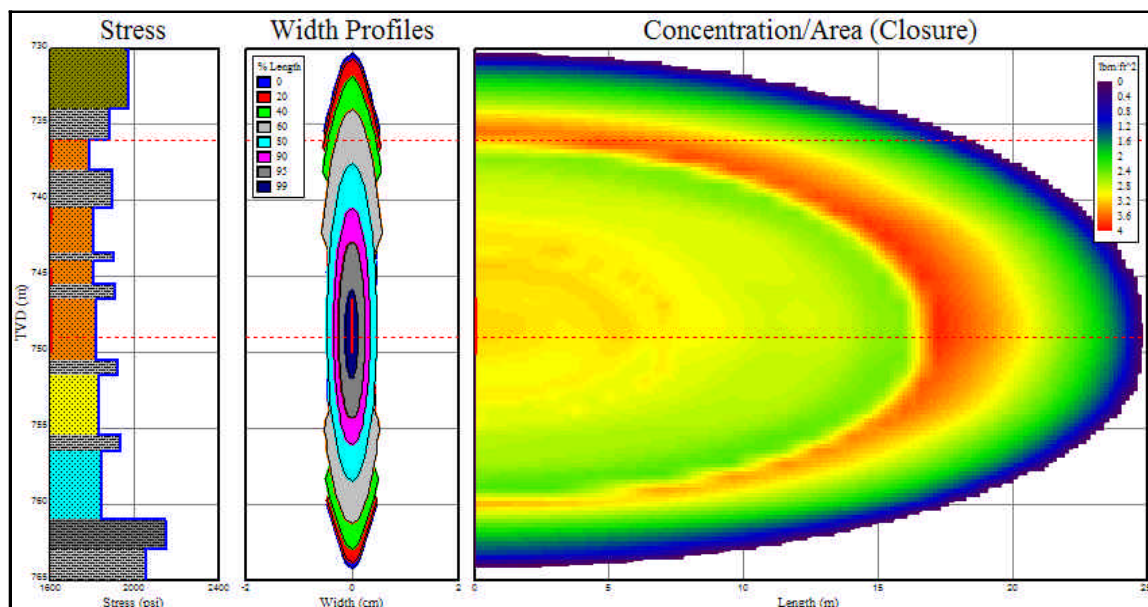


Figura 6- Perfil litológico e geometria de fratura após “match” de pressão em formação de várias camadas do nordeste brasileiro. Observe que a fratura atingiu a zona de água (destaque em Azul claro)

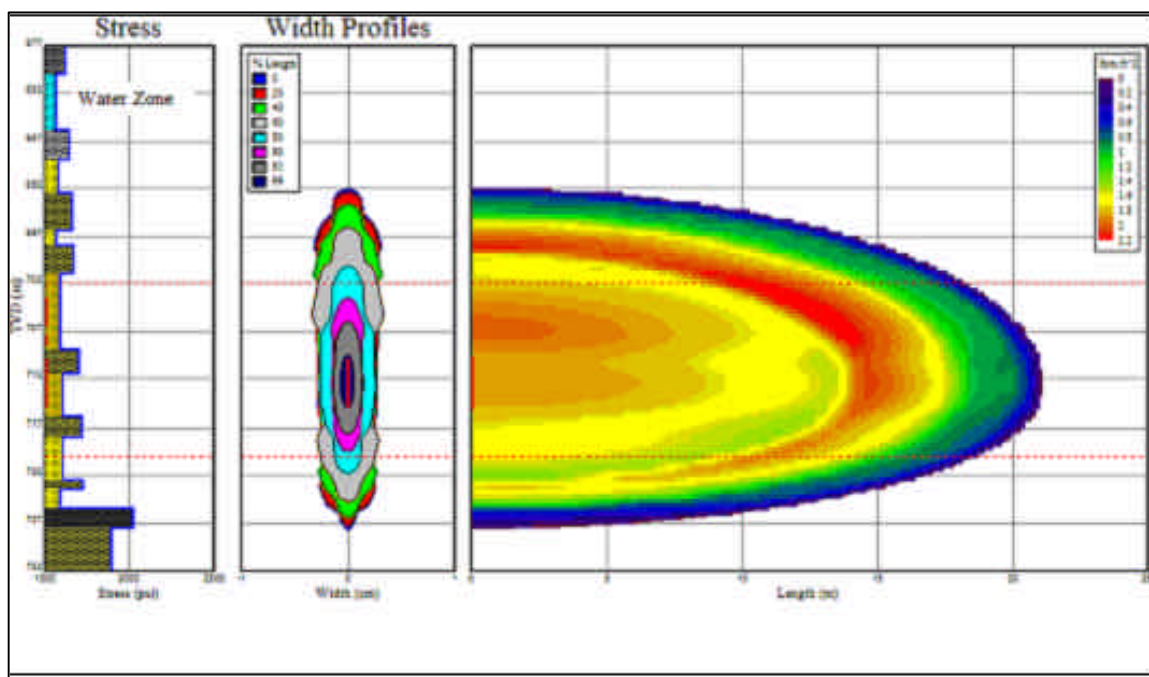


Figura 7- Perfil litológico e geometria de fratura após “match” de pressão em formação de várias camadas do nordeste brasileiro. Observe que neste caso a fratura não atingiu a zona de água (destaque em Azul claro), que neste caso específico estava acima da zona produtora.