

APLICAÇÃO DE UM SIMULADOR COMPUTACIONAL DE GRAVEL PACK EM POÇOS HORIZONTAIS EQUIPADOS COM TELAS DIVERSIVAS

Thiago Judson Lima de Oliveira

CENPES/PETROBRAS – Av. Hum, Quadra 7, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, ZIP: 21494-900

tjudson.funplf@petrobras.com.br

João Vicente M. de Magalhães

CENPES/PETROBRAS – Av. Hum, Quadra 7, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, ZIP: 21494-900

jvmagalhaes.puc@petrobras.com.br

André Leibsohn Martins

CENPES/PETROBRAS – Av. Hum, Quadra 7, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, ZIP: 21494-900

aleibsohn@petrobras.com.br

Abstract. The new scenario for offshore development in Brazil includes heavy oil fields in ultra deepwaters where 1000 m to 2000 m horizontal section wells are economical drives for field development. Such well geometry would assure effective reservoir drainage to maintain a reasonable productivity index of a heavy oil field. In such wells, is known that, always in acting aquifers reservoirs, an early breakthrough of water may occur and can lead to water production problems. This article show the *Gravel pack*'s computational simulations for a new technique to correct the production oil flow distribution along the openhole. This technique consists to perforate a gravel base pipe not uniform, with a great concentration of holes at the first section, decreasing until few holes at last section. We see here that this technique lead to an additional pressure drop which can make unfeasible a lot of operations in hard conditions such as narrow operational window for *gravel packing*.

Keywords. *Gravel pack, Diverted Flow, Hydraulic Limits, Modeling, Long Horizontal Wells*

1. Introdução

1.1 O Fluxo Não Uniforme em Poços Horizontais Extensos

As novas fronteiras exploratórias *offshore* brasileiras estão localizadas em sua grande maioria em águas profundas e ultra-profundas. Muitos dos novos campos descobertos são portadores de óleo pesado e este óleo está contido frequentemente em arenitos inconsolidados.

Reservatórios portadores de óleos pesados necessitam de um plano de exploração eficiente, devido à alta viscosidade do óleo "*in situ*". A maximização da área de contato poço-reservatório é uma alternativa usada para viabilizar o escoamento. Assim, poços de longo trecho horizontal devem ser perfurados a fim de garantir a economicidade dos projetos.

Devido às formações inconsolidadas encontradas na Bacia de Campos, técnicas de contenção de areia são consideradas indispensáveis. A produção de areia leva a inúmeros problemas, tais como: erosão de linhas, válvulas e demais equipamentos, bem como, acúmulo nos separadores de superfície. Atualmente, existem inúmeras técnicas para contenção de areia, disponíveis na indústria de petróleo. A técnica mais utilizada pela Petrobras, neste cenário, é o *gravel packing* em poço aberto horizontal, devido ao elevado nível de confiança na execução de tal técnica e aos bons resultados alcançados para manter o índice de produtividade dos poços. Já existem mais de 120 poços completados desta forma.

Diversos autores, baseando-se em uma modelagem do acoplamento do fluxo poço-reservatório, mostram que o escoamento do óleo produzido, principalmente o viscoso, não se dá de forma uniforme ao longo do trecho de poço aberto horizontal. Devido às perdas de carga geradas neste trecho, a maior parte do fluxo fica concentrada junto à sapata do último revestimento (início do poço aberto) e quase nenhum escoamento é observado no trecho final do poço (fundo do poço). Esta diferença de vazão de produção leva a um problema muito grave que reduz de forma significativa a vida produtiva dos poços. Este problema é chamado de produção antecipada de água ou "*early breakthrough*", normalmente associado ao cone de água formado quando há um aquífero atuante no reservatório.

Basicamente, há dois diferentes tipos de abordagem que regem o escoamento poço-reservatório, nestes dois domínios. A primeira abordagem envolve o uso de uma condutividade média infinita no poço, negligenciando os efeitos da hidráulica de poço, o que leva a uma superestimação da produção e a uma distribuição de fluxo irreal. Embora esta primeira abordagem leve a uma superestimação da produtividade, pode ser aplicada em sistemas de baixa produtividade onde os efeitos das perdas de carga no poço podem ser desprezados, se comparados as perdas de carga impostas pelo escoamento no meio poroso do reservatório (Ozkan *et al.* 1999). Entretanto, para poços de longo trecho horizontal, altas vazões de produção, pequeno diâmetro, óleo pesado ou em condições de escoamento multifásico, a hidráulica de poço tem um importante peso sobre o escoamento da produção e não poderá ser desprezada.

Vicente *et al.* (2003) considerando, no domínio poço, uma condutividade média finita, incorporando no modelo efeitos de fricção, aceleração, gravidade e influxo vindo do reservatório, apresentam uma proposta de modelagem mais realista para o sistema. Diferentemente dos resultados obtidos com a consideração de condutividade infinita, pôde-se determinar que a distribuição do fluxo de produção ao longo do trecho horizontal não se dá de maneira uniforme. Há, devido à menor perda de carga no trecho, uma maior vazão de produção junto à sapata do último revestimento, ou seja, no início do poço. Esta contribuição vai decaindo, na maioria dos casos estudados, até chegar à parte final do poço aberto, onde, devido à elevada perda de carga, contribui com uma vazão muito reduzida, se comparada com o trecho inicial. Este comportamento pode ser visto na Fig. 1, onde se pode notar o decaimento contínuo da vazão de produção ao longo da trajetória do poço.

Isto leva, na maioria dos casos, a problemas relacionados a produção antecipada de água, pois a maior vazão no trecho inicial forma o chamado cone de água, que após pouco tempo de produção, pode acarretar até mesmo no fechamento do poço por dificuldade de processamento do enorme volume de água produzida, diminuindo e muito a vida produtiva do poço e o fator de recuperação do campo.

A Figura 1 mostra dois poços onde, o primeiro (linha azul), pode ser modelado sem maiores problemas pela primeira abordagem, pois sendo um reservatório de baixa permeabilidade, as perdas de carga no poço podem ser negligenciadas, em comparação às altas perdas de carga impostas pelo escoamento no reservatório. Podemos ver que o escoamento se dá quase que de maneira uniforme ao longo do poço. Já o segundo poço (linha vermelha), só pode ser corretamente modelado pela segunda abordagem, pois a alta permeabilidade do reservatório faz com que as perdas de carga no poço tenham um peso significativo para o escoamento poço-reservatório como um todo.

A Figura 2 mostra a contribuição ponto-a-ponto de cada trecho do poço na vazão de produção. Nota-se, como dito anteriormente, a maior contribuição do trecho inicial, onde preferencialmente forma-se cone de água, em detrimento do baixo nível de vazão do trecho final. Nota-se também que esta diferença aumenta ainda mais quanto maior for a vazão total de produção. Nas Figuras 1 e 2, k é a permeabilidade do reservatório.

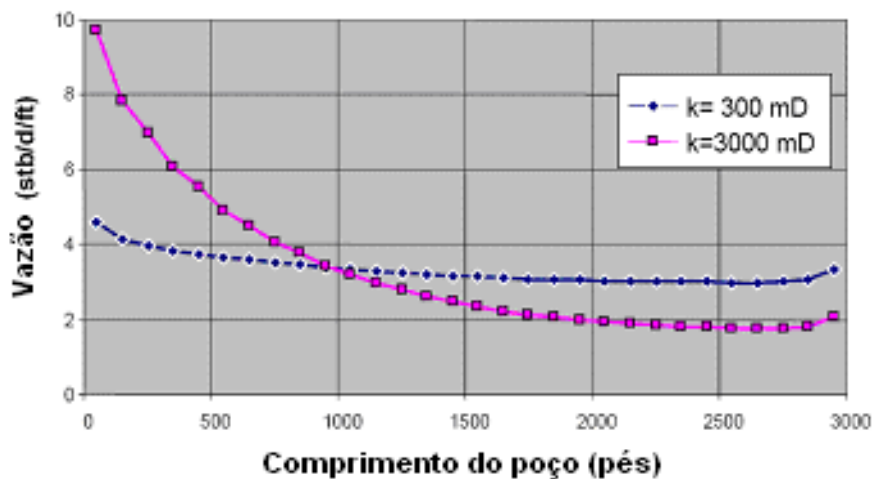


Figura 1. Efeito da permeabilidade do reservatório na vazão de produção (Vicente et al., 2003).

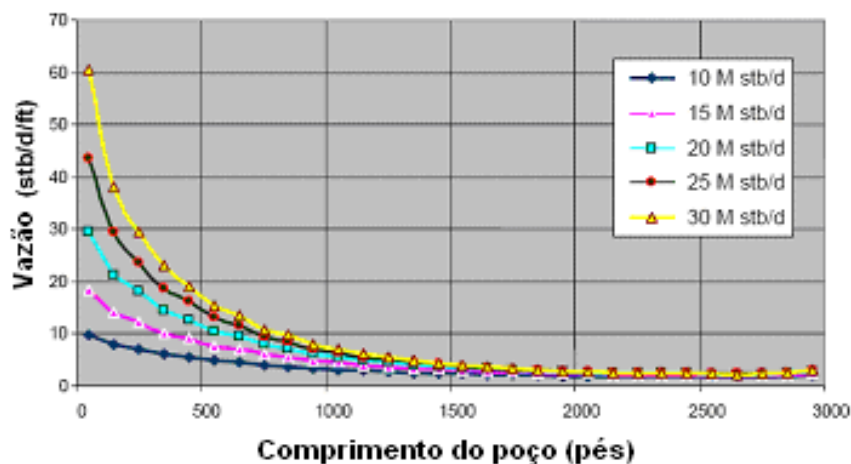


Figura 2. Contribuição não uniforme da vazão de produção ao longo do poço (Vicente et al., 2003).

1.2 Uma Técnica de Uniformização do Fluxo em Poços Horizontais

Diversos autores (Fernandes et al., 2006; Hansen et al., 2002; Brekke et al., 1992; Landman et al., 1991) propõem abordagens de combate ou atenuação deste problema. Em geral os autores utilizam o conceito da furação diversiva dos *liners* ou telas de contenção de areia de produção do poço, que consiste em oferecer resistência diferenciada ao escoamento radial do óleo através da coluna ao longo da extensão horizontal do poço aberto. O objetivo seria promover a equalização do fluxo ao longo do poço, fazendo com que todos os trechos contribuíssem com a mesma vazão de produção.

Fernandes et al propõem um modelo analítico que calcula a distribuição de furos ideal para se promover a equalização do escoamento. Esta técnica pode ser aplicada tanto para poços produtores quanto para injetores, e para liners ou outro tipo de ferramenta de controle de areia. O modelo é composto por uma formulação analítica explícita que acopla o escoamento no poço e na vizinhança do reservatório.

Esta tecnologia já foi aplicada com sucesso tanto em campos *onshore* quanto *offshore*, na costa brasileira. A Figura 3 mostra um desenho esquemático da distribuição das perfurações num tubo dotado de furação diversiva. A maior concentração de furos está na parte final do poço onde há um menor *drawdown* e, conseqüentemente, menor vazão de produção. A Figura 4 mostra um gráfico onde, a curva 1 em preto, representa o perfil de vazões não uniforme normalmente encontrado. Já a curva 2, em vermelho, mostra a equalização do fluxo proporcionada quando tal técnica é aplicada. A Figura 5 mostra um gráfico com resultados da aplicação do modelo, ou seja, o gráfico mostra a distribuição de furos que deverá ser feita para assim promover a equalização do escoamento, aproximando a curva 1 da curva 2.

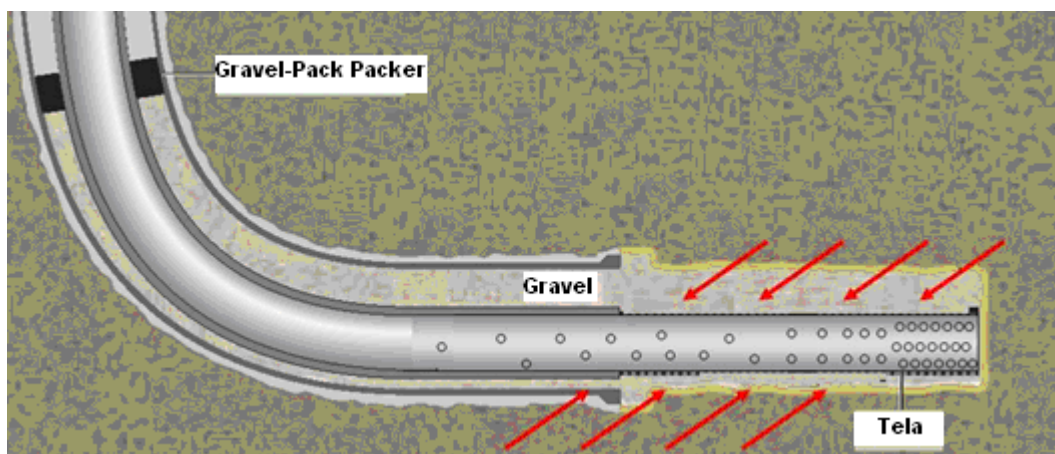


Figura 3. Distribuição não uniforme dos furos num *liner* ou tubo base da tela de *Gravel* (Fernandes et al, 2006).

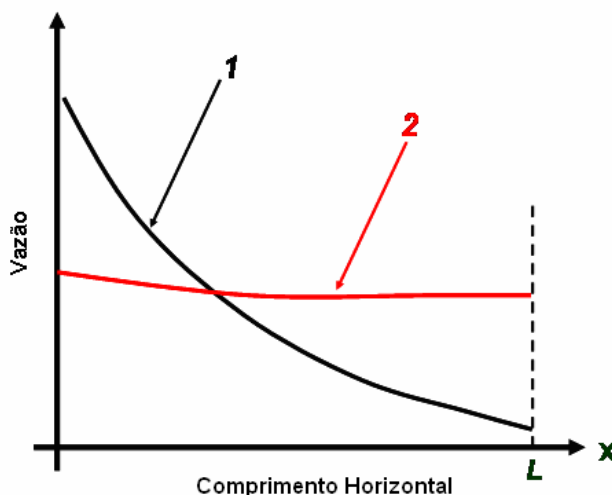


Figura 4. Perfil de vazões ao longo do poço: 1. perfil não uniforme; 2. Perfil uniforme devido a distribuição diversida de furos ao longo do liner ou tela (Fernandes et al, 2006).

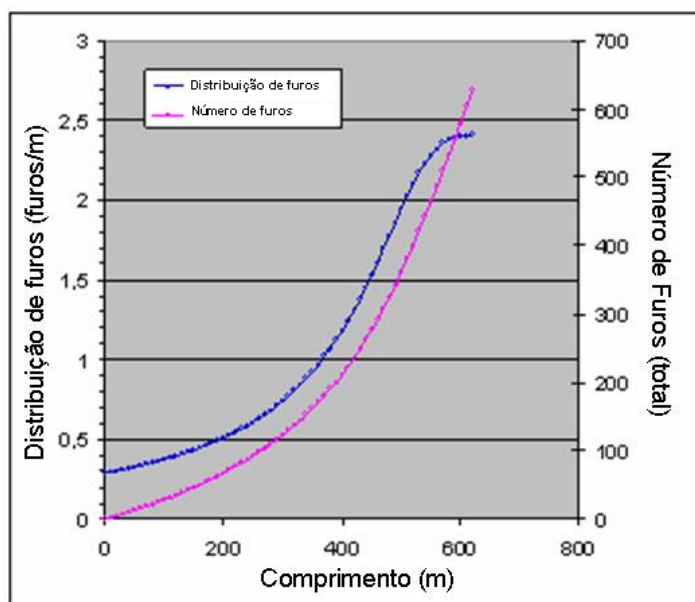


Figura 5. Distribuição diversiva de furos, (Fernandes et al, 2006).

As aplicações da técnica até o presente contemplam cenários de formações produtoras consolidadas, onde a instalação de liners perfurados garante a não produção de finos da formação. A etapa seguinte é viabilizar a técnica para cenários de arenitos inconsolidados onde, usualmente, o projeto de contenção de areia inclui a instalação de telas (diversos meios filtrantes são superpostos) e de um pacote de areia no espaço compreendido entre as paredes do poço e a tela de contenção de areia, técnica conhecida como *gravel pack*. O objetivo do presente trabalho é analisar a aplicabilidade da técnica de *gravel pack* em poços horizontais equipados com telas de furação diversiva. Em tais operações, a pressão de bombeio gerada pelas restrições ao escoamento radial podem ser críticas em cenários onde a janela operacional poros/fratura é estreita.

2. Breve Descrição da Operação de *Gravel pack* a Poço Aberto Horizontal

Para facilitar os cálculos, a operação de deslocamento do *gravel pack* pode ser dividida em três diferentes etapas: Injeção, deslocamento da onda alfa e deslocamento da onda beta. A etapa de injeção, mostrada na Fig. 6, consiste em bombear a mistura fluido/gravel (linha vermelha) pelo interior da coluna desde a plataforma até a ferramenta de gravel, instalada no início do poço aberto, onde o fluxo será desviado do interior da coluna para o espaço anular formado entre a parede do poço aberto e as telas. Neste momento, devido ao fluxo começar a ocorrer numa região com uma área de seção transversal ao escoamento muito maior e como não há variação na vazão, a velocidade de escoamento da mistura

diminui drasticamente. Esta redução na velocidade resulta na diminuição da força de sustentação das partículas na mistura, resultando na sedimentação das mesmas na porção inferior do anular (Fig. 7), formando um leito, que para uma dada vazão, alcança uma altura de equilíbrio (h_{α}). Depois de alcançada a altura de equilíbrio os grãos ainda em suspensão irão sedimentar na porção posterior da duna formada, iniciando assim a fase de propagação da onda alfa (Fig. 8). A onda alfa inicia sua propagação, no poço aberto, junto à sapata do último revestimento, e propaga-se por toda a extensão do poço, deixando um canal livre para o escoamento da mistura entre a parte superior do poço aberto e a superfície do leito formado.

Quando a onda alfa chega à extremidade do poço uma nova etapa é iniciada, chamada onda beta. Como somente o fluido pode atravessar a tela, a areia tende a depositar-se sobre o leito formado pela onda alfa, preenchendo todo o espaço deixado livre na etapa anterior. A onda beta deposita-se no sentido contrário da onda alfa, ou seja, do fim do poço até junto a sapata do último revestimento. A Figura 9 ilustra este processo.

Durante a propagação da onda alfa o fluido escoo pelo espaço anular entre a formação e as telas, chegando ao fim do poço passando pelas telas e retorna pelo interior do wash pipe. Durante a propagação da onda beta, o fluido tende a escolher o caminho que irá gerar a menor perda de carga, não escoando pelo leito poroso formado pela onda beta, atravessando as telas e escoando pelo anular restrito formado pelas telas e o wash pipe e retornando pelo interior do wash pipe. Este anular é mais estreito que o anular por onde o fluido escoo durante a onda alfa, por isso durante a onda beta as perdas de carga geradas são superiores as geradas durante a onda alfa.

Três pontos diferentes são relevantes para o cálculo das pressões no presente estudo (Figura 6): a pressão de bombeio na plataforma (P_B), a pressão de fundo do poço (P_{FP}) e a pressão junto à sapata do último revestimento (P_S). O ponto crítico a ser monitorado será a pressão junto à sapata, onde são atingidos os maiores níveis de pressão.

As pressões dinâmicas geradas durante a operação devem ser mantidas dentro da janela operacional formada entre a pressão de poros e a pressão de fratura. Se a pressão no interior do poço, a qualquer tempo, estiver abaixo da pressão de poros, poderá ocorrer influxo de fluidos da formação para o poço. De forma análoga, se a pressão, no interior do poço, for superior à pressão de fratura da formação, poderá ocorrer fluxo de fluido de completação para dentro do reservatório, podendo ocasionar um embuchamento prematuro, impossibilitando o preenchimento completo do anular tela-poço aberto.

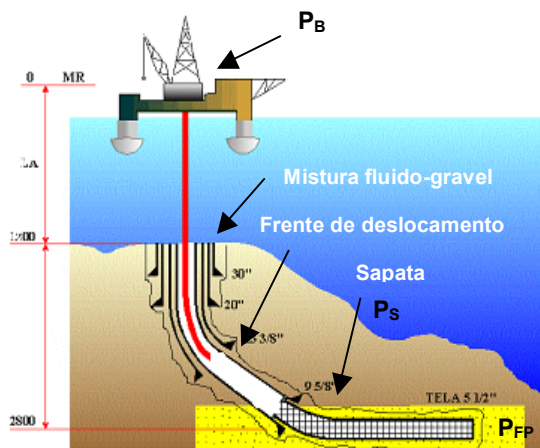


Figura 6. Etapa de injeção da mistura.

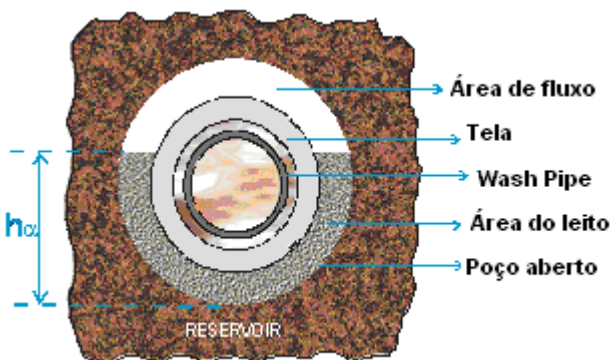


Figura 7. Seção Transversal do Poço Aberto.

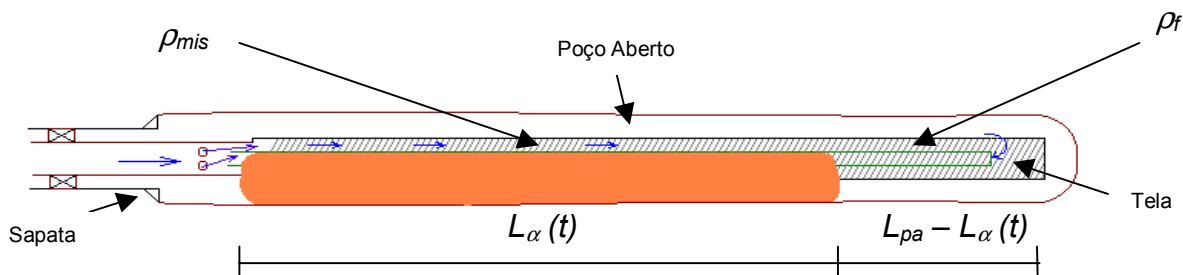


Figura 8. Poço Aberto durante a propagação da Onda Alfa.

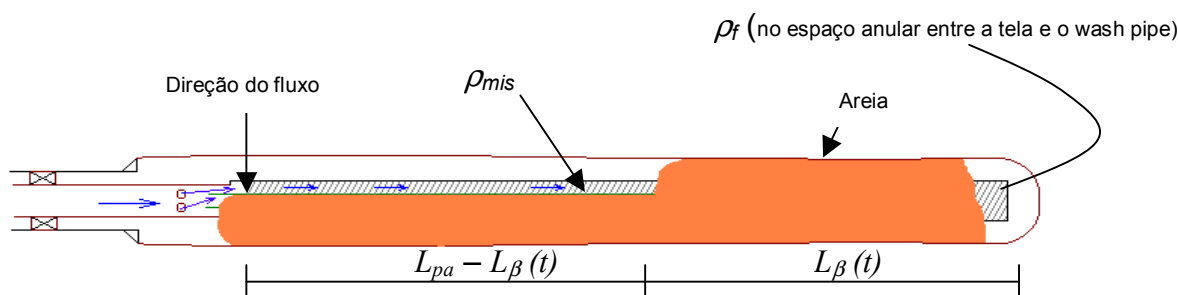


Figura 9. Poço Aberto durante a propagação da Onda Beta.

3. Cálculo de Pressões Durante o Deslocamento de *Gravel pack* em Poços Horizontais Equipados com Telas Diversivas

A análise a seguir é baseada no modelo detalhado em Martins e Magalhães (2003), desenvolvido como base para o simulador de bombeio de *gravel pack* em poços horizontais da PETROBRAS. O modelo proposto é dividido no cálculo das seguintes etapas: propagação de pressão durante a etapa de injeção da mistura, cálculo da altura da onda alfa e cálculo das perdas de carga desenvolvidas durante as propagações das ondas alfa e beta.

Para o cálculo da altura da onda alfa é adotado um modelo de duas camadas. Este modelo é uma adaptação para operações de *gravel packing*, do modelo inicialmente desenvolvido por Martins (1990) para análise do transporte de cascalhos gerados pela broca durante a operação de perfuração. Este é um modelo matemático de caráter mecanicista que visa descrever o escoamento permanente de misturas sólido/fluido-newtoniano em seções anulares excêntricas horizontais, visando a previsão da altura de equilíbrio do leito de *gravel* formado.

Uma vez determinada a altura do leito de *gravel*, em uma operação de *gravel pack* convencional, as perdas de carga são calculadas em função da área de seção anular transversal ao escoamento aberta ao fluxo, conforme ilustrado nas figuras 6 a 9. Durante a injeção, as perdas de carga são determinadas pelo escoamento monofásico, com densidades e viscosidades corrigidas pela concentração de sólidos presentes. Durante a onda alfa, o caminho do fluido será sempre pelo espaço anular poço-tela por este apresentar perdas de carga significativamente inferiores quando comparadas com as do escoamento anular tela-wash pipe de dimensões restritas. Quando a onda alfa chega na extremidade do poço uma nova etapa é iniciada, chamada onda beta. Como não pode atravessar as telas, a areia tende a depositar-se sobre o leito formado pela onda alfa, preenchendo todo o espaço deixado livre na etapa anterior. A onda beta deposita-se no sentido contrário da onda alfa, ou seja, do fim do poço até junto à sapata do último revestimento. Ao encontrar o pacote de areia compactada, o fluido escoara radialmente através da tela para então prosseguir pelo anular tela-wash pipe, que agora apresentará perdas de carga inferiores às do anular poço-tela já compactado pela areia.

Analisemos agora a dinâmica do escoamento na presença de telas de tubo base diversivo, ou seja, onde a área aberta ao fluxo radial é diferenciada ao longo do trecho horizontal. Esquemáticamente, podemos observar que o fluxo de entrada no espaço anular compreendido pelo poço aberto e as telas irá se dividir em dois, podendo seguir o caminho pelo anular poço-tela até o fundo do poço e então retornar pelo wash pipe (caminho vermelho, Fig. 10) ou, a qualquer momento, passar pelos furos da tela e percorrer o anular tela wash pipe ao invés do anular de maior diâmetro (caminho azul, Fig. 10).

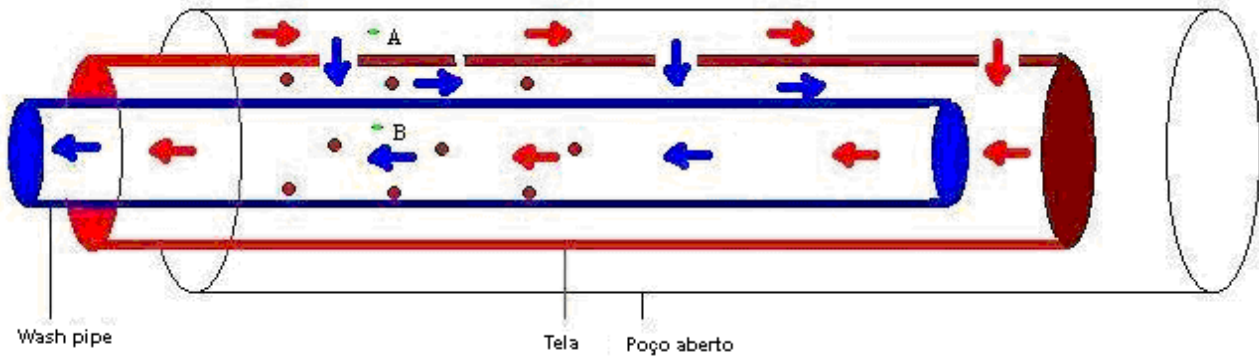


Figura 10. Diagrama esquemático dos caminhos de escoamento durante a operação de bombeio do gravel pack de furação diversiva.

A vazão em cada um dos trechos é inversamente proporcional à perda de carga gerada por eles. A relação entre as vazões que seguem, a cada furo, o caminho vermelho e o caminho azul é determinada igualando-se as perdas de carga por cada caminho, conforme esquematizado nas equações a seguir.

$$\Delta P_1 = \Delta P_{an.po\c{o}-tela}(Q_1) + \Delta P_{wp} \quad (1)$$

$$\Delta P_2 = \Delta P_{furos}(Q_2) + \Delta P_{an.tela-wp}(Q_2) + \Delta P_{wp} \quad (2)$$

Onde ΔP é a perda de carga e Q é a vazão da mistura. Os subscritos 1, 2, furos, wp, an.poço-tela e an.tela-wp se referem ao fluxo no caminho 1 (setas vermelhas – Fig. 10), fluxo no caminho 2 (setas azuis – Fig. 10), aos furos do tubo diversivo, ao wash pipe, ao anular formado pelo poço aberto e as telas e ao anular formado pelas telas e o wash pipe, respectivamente.

As expressões específicas para perda de carga em cada termo dependerão da fase da operação (injeção, propagação de ondas alfa ou beta) e estão detalhadas em Martins e Magalhães (2003). Da mesma forma que em operações de gravel pack com tubos base convencionais durante a propagação da onda alfa, a perda de carga elevada, gerada no espaço anular restrito compreendido entre as telas e o wash pipe, faz com que a vazão neste trecho seja muito pequena, se comparada com o espaço anular poço-tela. Além disso, a presença de poucos furos nas primeiras seções de telas irá orientar o escoamento como ocorre normalmente sem o tubo base diversivo. Já durante a propagação da onda beta, o escoamento é direcionado preferencialmente para atravessar as telas, pois a perda de carga no anular poço-tela é muito superior devido ao meio poroso que está se estabelecendo. Portanto, nesta fase do cálculo, faz-se necessária a inclusão um termo adicional de perda de carga (Eq. 3) para considerar a passagem do escoamento pelos furos. Na Equação 3, ΔP_{furos} é o somatório das perdas de carga em cada furo e seu cálculo foi aproximado conforme a referida expressão, ρ_f é a densidade do fluido de completção, Q_f a vazão total do fluido, C_D o coeficiente de descarga, A_{furos} o somatório das áreas dos furos. Essa equação representa a perda de carga devido aos furos ao final da operação.

$$\Delta P_{furos} = \frac{0,5 \times \rho_f \times Q_f^2}{(C_D \times A_{furos})^2} \quad (3)$$

4. Estudo de Caso

Aqui se apresenta um estudo de casos sobre a viabilidade da aplicação da técnica em questão para um reservatório de arenitos inconsolidados na Bacia de Campos. A partir da formulação proposta por Fernandes et al (2003) foram propostas 3 furações distintas para o tubo base, conforme detalhado na Tabela 1. A furação número 1 atende aos critérios da metodologia. As furações 2 e 3 foram propostas para utilização caso o bombeio do gravel pack gere pressões mais altas que as de fratura, considerando a configuração ideal. Tais furações gerariam perfis de produção intermediários entre o perfil equalizado e o perfil obtido com a completção convencional e constituem soluções satisfatórias.

Tabela 1. Possíveis distribuições de furos nos tubos base para o estudo de casos.

x (m)	x (ft)	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
		nº de furos por tubo	nº de furos acuml.	nº de furos por tubo	nº de furos acuml.	nº de furos por tubo	nº de furos acuml.
0,00	0						
9,14	30	1	1	2	2	3	3
18,29	60	1	2	2	4	3	6
27,43	90	1	3	2	6	3	9
36,57	120	1	4	2	8	3	12
45,72	150	1	5	2	10	3	15
54,86	180	1	6	2	12	3	18
64,00	210	1	7	2	14	3	21
73,15	240	1	8	2	16	3	24
82,29	270	2	10	2	18	3	27
91,44	300	2	12	2	20	3	30
100,58	330	2	14	2	22	3	33
109,72	360	2	16	2	24	3	36
118,87	390	2	18	2	26	3	39
128,01	420	2	20	2	28	3	42
137,15	450	2	22	2	30	3	45
146,30	480	2	24	2	32	3	48
155,44	510	2	26	2	34	3	51
164,58	540	2	28	2	36	3	54
173,73	570	2	30	2	38	3	57
182,87	600	2	32	2	40	3	60
192,01	630	2	34	2	42	3	63
201,16	660	3	37	3	45	3	66
210,30	690	3	40	3	48	3	69
219,45	720	3	43	3	51	3	72
228,59	750	3	46	3	54	3	75
237,73	780	3	49	3	57	3	78
246,88	810	3	52	3	60	3	81
256,02	840	3	55	3	63	3	84
265,16	870	4	59	4	67	4	88
274,31	900	4	63	4	71	4	92
283,45	930	4	67	4	75	4	96
292,59	960	4	71	4	79	4	100
301,74	990	5	76	5	84	4	104
310,88	1020	5	81	5	89	5	109
320,02	1050	5	86	5	94	5	114
329,17	1080	6	92	6	100	6	120
338,31	1110	6	98	6	106	6	126
347,46	1140	7	105	7	113	7	133
356,60	1170	7	112	7	120	7	140
365,74	1200	8	120	8	128	8	148
374,89	1230	9	129	9	137	9	157
384,03	1260	10	139	10	147	10	167
393,17	1290	11	150	11	158	11	178
402,32	1320	13	163	13	171	13	191
411,46	1350	15	178	15	186	15	206
420,60	1380	17	195	17	203	17	223
429,75	1410	21	216	21	224	21	244
438,89	1440	25	241	25	249	25	269
448,03	1470	32	273	32	281	32	301
457,18	1500	41	314	41	322	41	342
466,32	1530	58	372	58	380	58	400
475,46	1560	88	460	88	468	88	488
484,61	1590	164	624	164	632	164	652
493,75	1620	496	1120	496	1128	496	1148

A Figura 11 ilustra a simulação do bombeio do *gravel pack* com tubo base convencional, visando determinar a vazão máxima para não atingir a fratura da formação ao final da onda beta. Pode-se considerar, como critério de segurança, a vazão 7,5 bpm, uma vez que a simulação indica fratura com vazões superiores a 8 bpm.

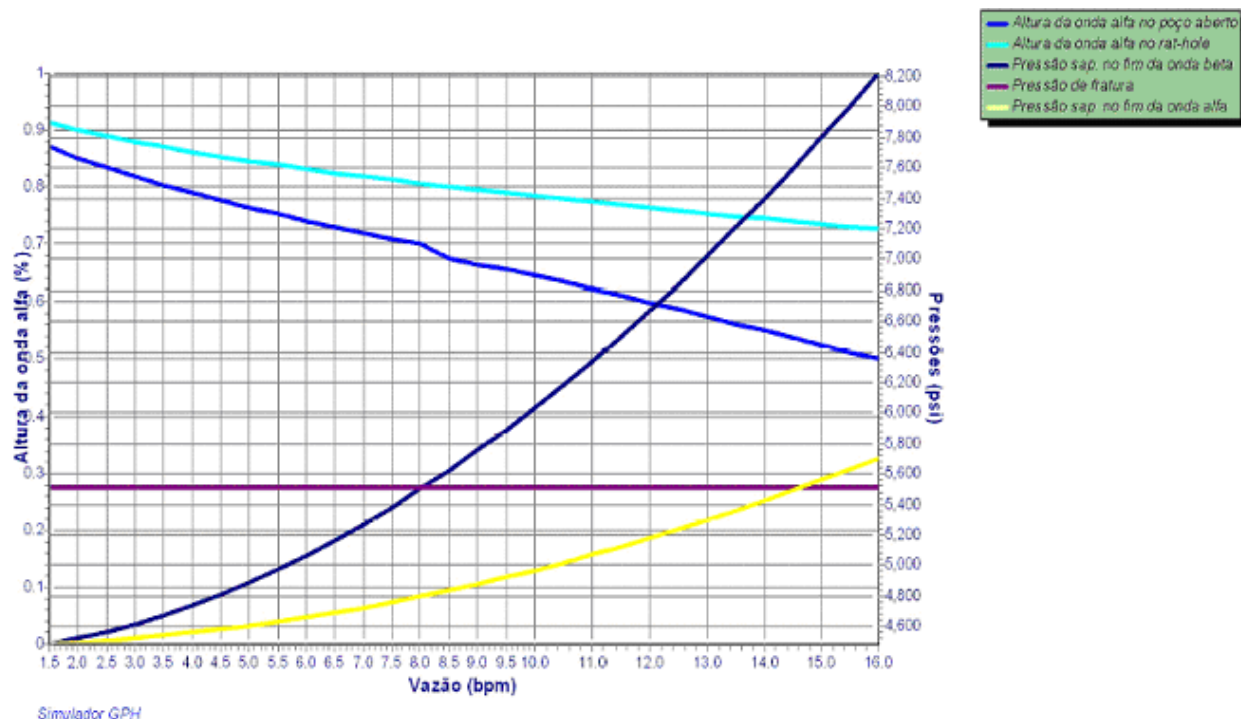


Figura 11. Janela Operacional para a operação com Tela Convencional.

Foi então considerada a vazão de 7.5 bpm para as simulações com as furações diversivas descritas na Tabela 1. Foi ainda simulada a vazão máxima para não fraturar a formação para cada configuração. As Figuras 12, 13 e 14 ilustram as simulações para as furações 1, 2 e 3, respectivamente, com diferentes vazões.

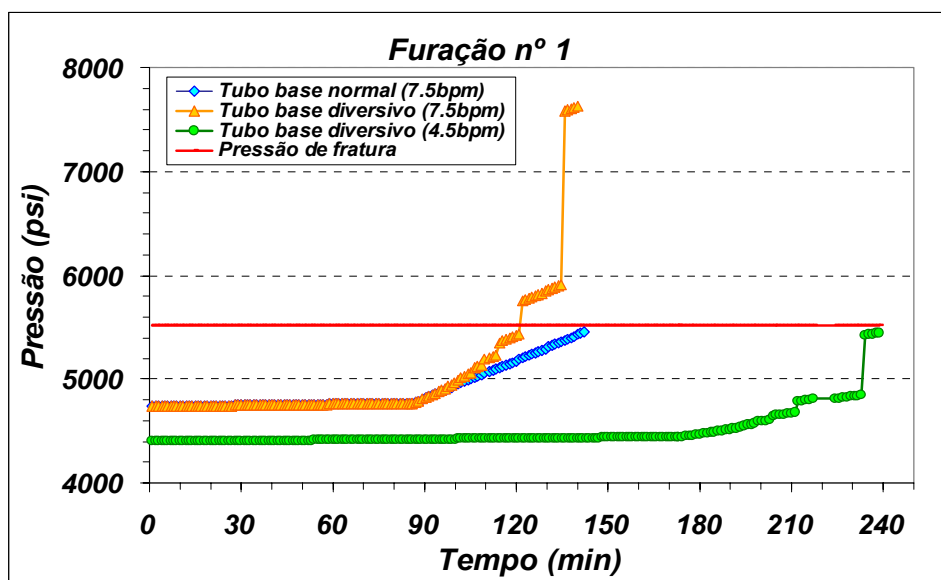


Figura 12. Simulação do bombeio do *gravel pack* – furação 1.

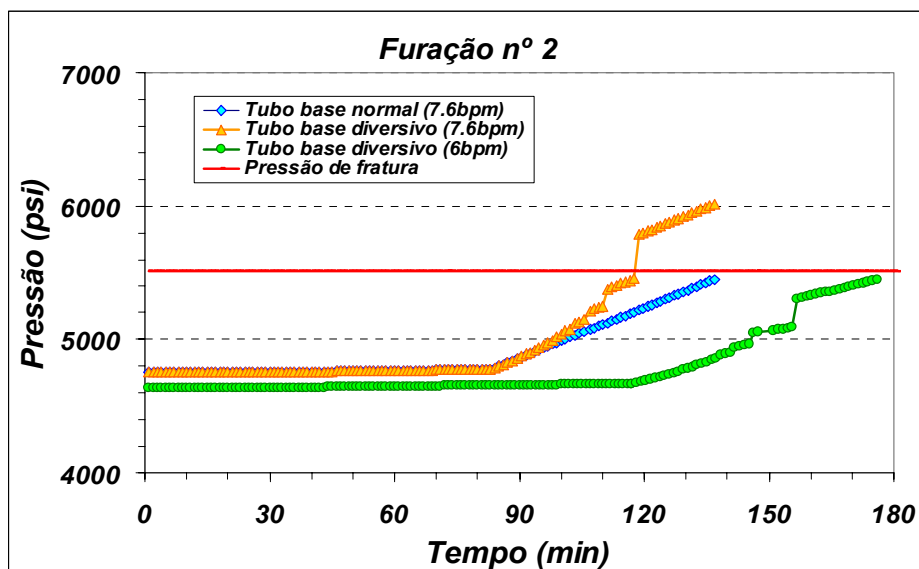


Figura 13. Simulação do bombeio do *gravel pack* – furação 2.

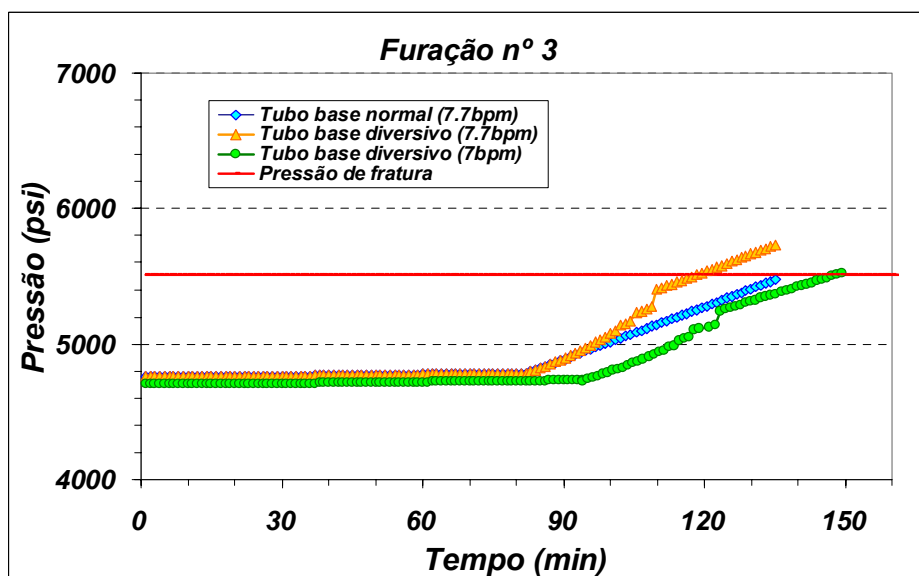


Figura 14. Simulação do bombeio do *gravel pack* – furação 3.

Para a furação 1, uma vazão de bombeio de 7,5 bpm levaria à fratura na metade da fase de propagação da onda beta. Portanto, foram feitas diversas simulações até que se chegou na vazão a qual não ocorreria a fratura (para esta furação) e esta vazão vale 4,5 bpm (curva verde).

Como foi determinada uma vazão muito baixa para o caso 1, foram feitas simulações para o caso 2, onde os primeiros tubos que continham um furo somente foram substituídos por tubos com dois furos. Nota-se, para a furação 2, que é possível bombear o *gravel* numa vazão satisfatória até o fim da operação, onde a propagação da onda beta pode ser encerrada com uma vazão de até 6 bpm sem que ocorra a fratura da formação (curva verde).

Simulações foram realizadas para o caso 3 em que houve substituição dos tubos com dois furos por tubos com três furos.

Para a furação número três, nota-se que é possível bombear o *gravel* com até 7 bpm ao fim da onda beta, mas claramente estes três furos irão contribuir para uma pior equalização do fluxo ao longo do poço.

A Figura 15 ilustra as curvas de pressão durante o bombeio para as três furações nas vazões máximas que permitem a conclusão da operação.

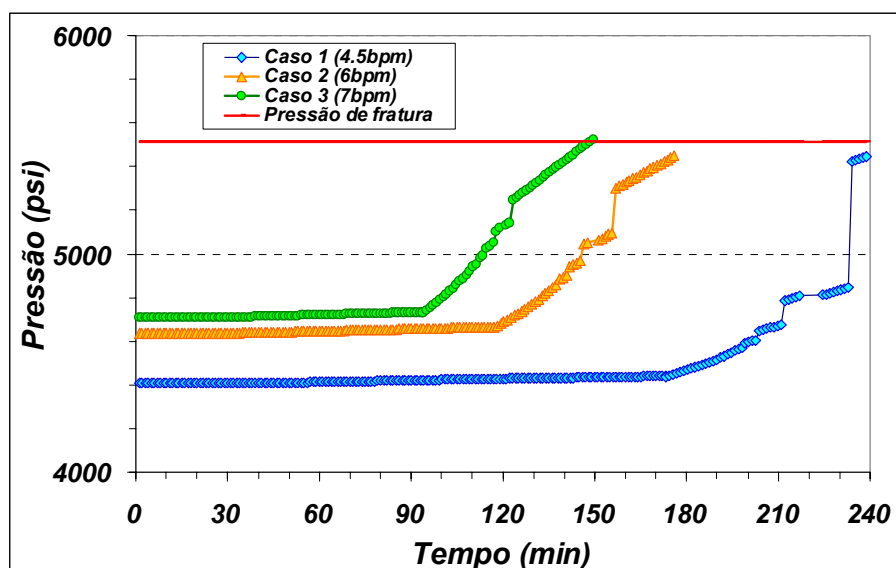


Figura 15. Curvas de pressão durante o bombeio na vazão máxima para as 3 furações.

A análise dos resultados leva às seguintes observações.

- Seria possível realizar a operação com qualquer das furações propostas. A furação 1, que atende aos critérios de equalização de fluxo, iria requerer vazões de bombeio abaixo de 5 bpm. Estas vazões, inferiores às praticadas nas operações convencionais na Bacia de Campos, pode oferecer riscos de embuchamento prematuro no rat-hole ou em eventuais alargamentos do poço aberto.
- A furação 3 permite realizar o bombeio do *gravel pack* com vazão muito próxima à operação com tubo base convencional. Por outro lado, a furação 3 perde muito do potencial de equalização de fluxo.
- A furação 2 parece ser uma solução satisfatória pois atende aos critérios de vazão mínima de bombeio (6 bpm, já utilizada na Bacia de Campos) e fornece equalização de fluxo satisfatória.

5. Conclusões

A metodologia apresentada neste artigo permite avaliar a viabilidade da execução de *gravel pack* em poços horizontais equipados com telas diversivas. O estudo de casos detalha que é possível executar a operação em cenários típicos da bacia de Campos. Assim, entende-se que a tecnologia de equalização de fluxo em poços horizontais pode ser aplicada em cenários onde é requerida barreira dupla de contenção de areia.

Trabalhos futuros incluem a experimentação da técnica em laboratório e a implantação no campo.

6. Bibliografia

- Ozkan, E., Sarica, C., Haci, M.: "The Influence of Pressure Drop along the Wellbore on Horizontal Well Productivity", *Society of Petroleum Engineers Journal*, Setembro 1999.
- Vicente, R., Sarica, C., Ertekin, T.: "Horizontal Well Design Optimization: A Study of the parameters Affecting the Productivity and Flux Distribution of a Horizontal Well", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, EUA., Outubro 2003.
- Fernandes, P.D., Silva, M.G.F., Bedrikovetsky, P.: "A New IOR Technology to Homogenize Horizontal Well Injectivity/Productivity Profile", SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, EUA, Abril 2006.
- Hansen, J.H., Nederveen, N.: "Controlled Acid Jet (CAJ) Technique for Effective Single Operation Stimulation of 14000+ feet long Reservoir Section", SPE 13th European Petroleum conference, Aberdeen, Escócia, Outubro 2002.
- Brekke, K., Lien, S.C.: "New, Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Oil Zones", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington DC, EUA, Outubro 1992.
- Landman, M.J., Goldthorpe, W.H.: "Optimizations of Perforation Distribution for Horizontal Wells", SPE Asia-Pacific Conference, Perth, Austrália, Novembro 1991.
- Martins, A.L., Magalhães, J.V.M., 2003, "A Mechanistic Model for Horizontal *Gravel pack* Displacement", 17^o Congresso Internacional de Engenharia Mecânica, São Paulo, SP, Brasil.
- Martins, A.L., 1990, "Modelagem e Simulação do Escocamento Axial Anular de Misturas Sólido-Fluido Não Newtoniano em Dutos Horizontais e Inclinação", Tese de mestrado, Universidade de Campinas.