

1

Introdução

Quando um poço de petróleo é perfurado e o mesmo atravessa um reservatório portador de uma estrutura mineralógica onde os grãos da rocha reservatório não estão suficientemente presos uns aos outros e, portanto, onde não há a presença de um agente de cimentação efetivo, a esta estrutura é dada o nome de inconsolidada, ou, em outras palavras, de fácil fragmentação.

Na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, um dos problemas mais freqüentes é a contenção desta fragmentação durante a produção do óleo, quando o mesmo é proveniente de arenitos inconsolidados, facilmente encontrados na Bacia de Campos e demais fronteiras *Offshore* ao longo da costa Brasileira.

Se após a perfuração do poço, na fase chamada de completação, o mesmo é equipado com telas de *Gravel-pack* e o reservatório for dotado de uma matriz rochosa inconsolidada, será criado um grande problema. Pois quando o poço começar a produzir, o fluxo de óleo irá, fatalmente, desagregar o reservatório, principalmente no entorno próximo ao poço, região onde estão concentradas as linhas de fluxo do escoamento. Esta movimentação irá carrear todo o material particulado, oriundo do reservatório, para dentro da coluna de produção. A este fenômeno é dado o nome genérico de “Produção de Areia”. Este “carreamento” ocorre quando o poço apresenta uma pressão de fundo em fluxo menor que a pressão estática do reservatório, ou seja, quando o fluxo se estabelece do reservatório para o poço.

O ingresso do material particulado da formação na coluna produtora irá criar problemas de erosão e deposição nas tubulações e demais equipamentos de superfície tais como, linhas de produção, válvulas de bloqueio, separadores, e também em equipamentos de sub-

superfície tais como, DHSV, mandris de gás lift e etc. [1]. Tais fatos levam à custos adicionais elevadíssimos, referentes às paradas de produção necessárias para troca das tubulações erodidas, limpeza dos equipamentos e demais serviços de manutenção e reparo.

Para evitar estes problemas, atualmente está sendo empregada de forma intensiva a técnica chamada de *Gravel Packing* em poço aberto (OHGP – *Open Hole Gravel Packing*) com a utilização de telas do tipo *premium*, de metalurgia especial. A técnica de *Gravel-packing* consiste em posicionar em frente a formação produtora um tubo-telado e preencher, através de bombeio de uma mistura sólido-líquido (Gravel/fluido-de-completação), o espaço anular formado entre o tubo-telado e a formação produtora, com um tipo de areia, ou outro tipo de material particulado, como por exemplo, esferas de cerâmica [2].

O preenchimento do anular poço-tela irá criar um segundo meio poroso, onde as gargantas de poros do leito de *Gravel* formado terão diâmetros menores que o diâmetro das partículas de finos (material particulado do reservatório). O bombeio irá formar um pacote compacto e criará, assim, uma espécie de filtro permeável que, desta forma, impede a movimentação dos finos da formação para dentro da coluna produtora, deixando fluir somente o óleo a ser produzido [1]. A Figura 1.1 apresenta um corte transversal do poço, nela são observadas as telas de *Gravel-pack* e, internas as mesmas, os tubos de lavagem (*washpipes*), bem como o leito depositado durante a propagação da onda alfa. O processo de deposição, por meio das ondas alfa e beta, será explicado em maiores detalhes na revisão bibliográfica.

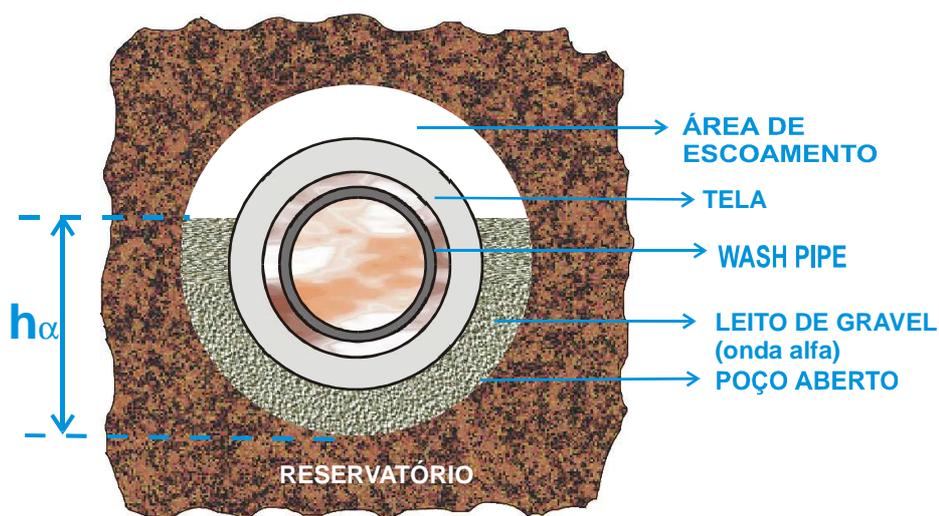


Figura 1.1 - Seção transversal do poço durante a propagação da onda alfa

Dadas as condições críticas encontradas quando se perfura em águas profundas e ultra-profundas, tais como baixo gradiente de fratura das formações, aliado à necessidade de se perfurar poços com trechos horizontais cada vez mais extensos, é imperativo que se faça o deslocamento do *Gravel-pack* com precisão operacional suficiente para garantir o sucesso da tarefa, sem que da mesma forma se comprometa a posterior vazão de produção. Em outras palavras, sem que haja dano às telas ou mesmo fratura da formação.

Por tais fatos, chegou-se à conclusão de que era necessário o desenvolvimento de um modelo mecanicista (chamado neste trabalho de modelo preliminar), que será mostrado mais a frente, e que o mesmo fosse capaz de calcular as perdas de carga durante a operação de deslocamento do *Gravel-pack* de forma acurada. A partir deste modelo preliminar foi desenvolvido um simulador (*software*) capaz de determinar parâmetros operacionais essenciais, tais como, a vazão ótima de trabalho e o perfil de pressões geradas durante cada operação.

Como a tecnologia para a perfuração e completação de poços horizontais extensos (trechos acima de 600m) foi desenvolvida a poucos anos atrás, somente num passado recente, foi notado que tais trechos horizontais extensos, dependendo de características do reservatório, acarretam, em alguns casos, em um problema para o escoamento, ou

seja, em alguns poços não se tem um perfil homogêneo de produção ao longo do eixo axial do poço. Portanto, dispositivos para a equalização do escoamento da produção estão sendo desenvolvidos, através de projetos de pesquisa em diversos lugares. Telas de *Gravel-pack* dotadas de uma furação não-uniforme no seu tubo base consiste em uma destas novas soluções tecnológicas.

Portanto, chegou-se a conclusão que um modelo poderia ser desenvolvido para simular, computacionalmente, o deslocamento do *Gravel-pack* em poços equipados com telas de furação não-uniforme no seu tubo base e, posteriormente, incorporar este novo modelo no modelo preliminar utilizado no simulador de deslocamento do *Gravel-pack*, mencionado anteriormente. O desenvolvimento e a validação deste novo modelo consistem no escopo desta Dissertação.

Diversos autores [3,4,5,6] baseados em uma modelagem do acoplamento do escoamento poço-reservatório, mostram que o fluxo do óleo produzido não se dá uniformemente 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 (calcanhar do poço - *Heel*) e quase nenhum escoamento é observado no trecho final do poço (dedão do poço - *Toe*). Esta diferença no perfil de produção, ao longo do poço, leva a uma drenagem não uniforme do reservatório o que reduz de forma significativa a vida produtiva dos poços. A Figura 1.2 mostra um perfil não-uniforme de produção ao longo do eixo axial de um poço horizontal equipado com *gravel-pack* a poço aberto. É importante ressaltar que há um pequeno aumento no fim do poço, na Figura 1.2 (junto ao dedão) relativo à concentração do escoamento esférico, neste ponto. Este fenômeno ocorre especialmente em poços não tão extensos, dependendo, é claro, da relação: extensão horizontal x características do reservatório.

Um problema muito comum associado a este perfil de vazão não uniforme é chamado de “*early breakthrough*”, ou chegada antecipada da água injetada. Outro problema seria a formação de cones de água e gás em reservatórios portadores de aquíferos atuantes ou na presença de

uma capa de gás, elevando o BSW e a RGO a níveis antieconômicos.

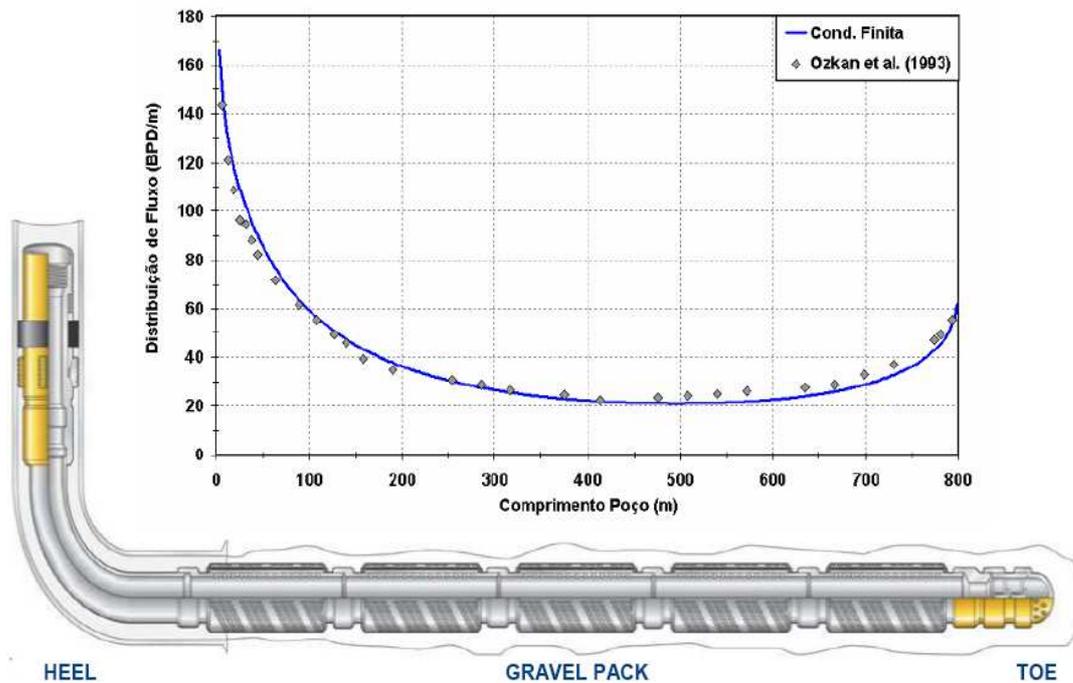


Figura 1.2 - Fluxo de produção não-uniforme ao longo do trecho horizontal

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 infinita no poço, negligenciando os efeitos da perda de carga no poço, o que leva a uma superestimação da produção e a uma distribuição de fluxo irreal. Embora esta primeira abordagem leve a uma superestimação, a mesma pode ser aplicada em sistemas de baixa produtividade onde os efeitos das perdas de carga no poço não apresentam grande impacto, se comparados às perdas de carga impostas pelo escoamento no meio poroso do reservatório [3]. Entretanto, em alguns casos, 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 negligenciada.

Vicente et al. [7] considerando, no domínio poço, uma

condutividade finita, incorporando no modelo efeitos de fricção, aceleração, gravidade e influxo vindo do reservatório, apresenta 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, associado a um maior *drawdown*, uma maior vazão de produção junto à sapata do último revestimento, ou seja, no “calcanhar” do poço. Esta contribuição decai, na maioria dos casos estudados, até chegar à parte final do poço aberto, onde, devido à elevada perda de carga experimentada pelo escoamento no interior do poço, esta região contribui com uma vazão muito reduzida, se comparada com o trecho inicial. O decaimento contínuo da vazão de produção ao longo do trecho de poço aberto horizontal é apresentado a seguir para dois cenários de permeabilidade [7].

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 o 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. Na Figura 1.3, k é a permeabilidade do reservatório.

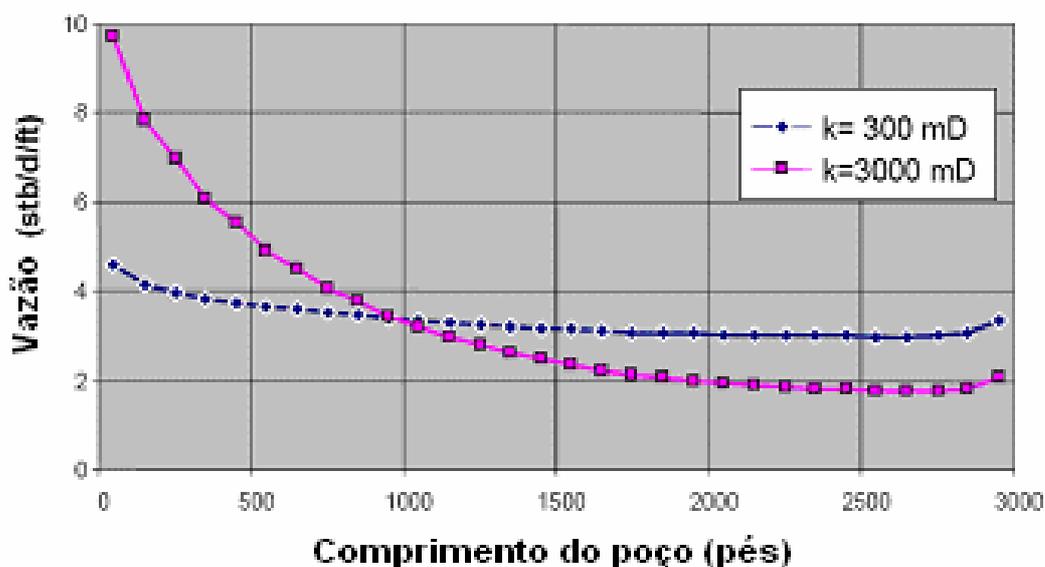


Figura 1.3 - Efeito da permeabilidade do reservatório na vazão de produção [7]

A Figura 1.3 mostra dois poços onde, o primeiro (linha azul), pode ser modelado, sem maiores problemas, pela primeira abordagem (condutividade infinita no poço), pois sendo um reservatório de menor permeabilidade, as perdas de carga no poço podem ser negligenciadas, se comparadas 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 (condutividade finita no poço), pois a alta permeabilidade do reservatório faz com que as perdas de carga no poço e no reservatório venham a ter ordem de grandeza próximas, levando o escoamento no poço a ter um peso significativo para o escoamento poço-reservatório como um todo.

A Figura 1.4 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 irá se formar cone de água ou gás, 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 o que irá acentuar o problema.

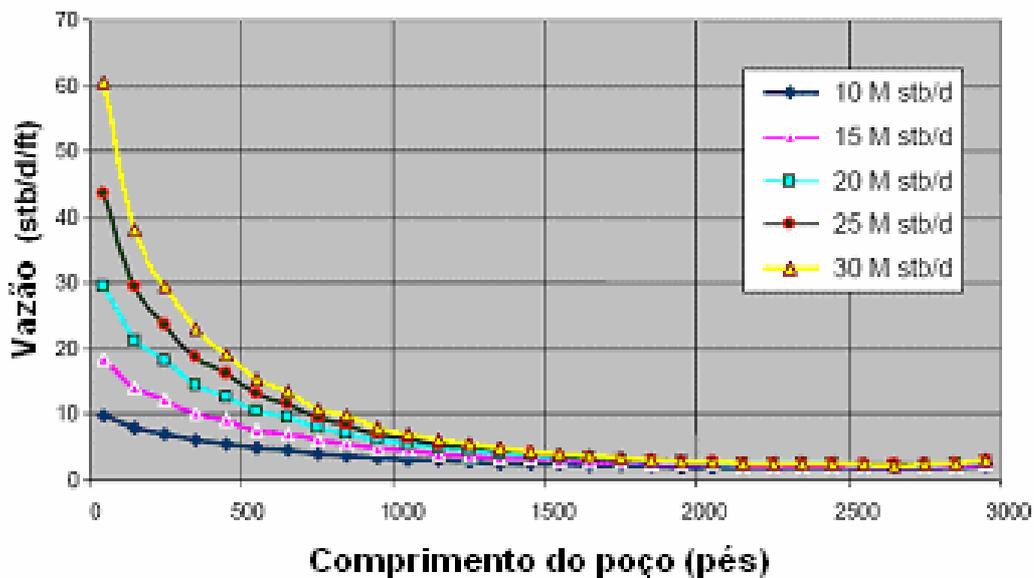


Figura 1.4 - Contribuição não uniforme da vazão de produção ao longo do poço [7]

Devido às forças capilares atuantes nos vários fluidos presentes no reservatório, às forças resistivas ao escoamento presentes no poço e no reservatório e ao dano gerado na matriz porosa, na época da perfuração do poço, cerca de dois terços de todo o óleo presente nos reservatórios ficam imóveis, sem nunca serem produzidos pelos métodos convencionais de recuperação. Daí surge o conceito de fator de recuperação (Fr), dado pela eq. (1.1), como sendo o quociente entre todo o volume recuperável e seu volume original “*in place*” (VOIP – volume de óleo *in place*).

$$Fr = \frac{Vol.rec.}{VOIP} \quad (1.1)$$

Atualmente, avaliações indicam que, aproximadamente 11,6 bilhões de barris de óleo (sem contar LGN e GN) compõem as reservas provadas nacionais (segundo o critério SPE para classificação de reservas) [8]. Deste total de óleo recuperável, se considerarmos o barril de óleo sendo vendido a um preço médio de 70 dólares e um fator de recuperação médio de 34%, a aplicação de qualquer nova tecnologia que venha a acrescentar um ponto percentual no fator de recuperação destas reservas irá gerar uma receita de aproximadamente 23,9 bilhões de dólares.

Portanto, o foco desta dissertação será apresentar o desenvolvimento do modelo matemático aplicado para o cálculo da vazão nos furos dos tubos base das telas de *Gravel-pack*. Tal furação deverá ter a capacidade de uniformizar o fluxo do óleo produzido ao longo do trecho de poço aberto horizontal, provendo uma melhor drenagem do reservatório. Esta tática irá garantir o deslocamento do *Gravel-pack* sem que a sobrepressão gerada, durante a operação, devido a baixa concentração de furos do tubo base junto ao calcanhar do poço, fracture a formação produtora e, ao mesmo tempo, irá garantir o deslocamento através de ondas alfa e beta sem que, a concentração excessiva de furos,

junto ao dedão do poço, leve ao embuchamento prematuro. O modelo proposto é então escrito em forma de código computacional e alimentado no software de simulação da operação de *gravel-pack*, já mencionado. Os resultados obtidos são validados através de um trabalho experimental de simulações físicas em escala próxima à real.