

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Impacto econômico da frequência de intervenção para restauração de poços injetores de água –
Análise de um caso real

AUTORES:

Márcio Albuquerque Silveira

Gonzalo Javier Alvarado Zamora

INSTITUIÇÃO:

PETROBRAS, S.A.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

Impacto econômico da frequência de intervenção para restauração de poços injetores de água – Análise de um caso real

Abstract

In an oil field, as the reservoir produces hydrocarbons, static pressure is reduced. Along with the depletion, there is a diminution of energy available in the system, impacting well's flow rate and resulting in a lower recovery factor. In order to maintain well's productivity and increase recovery, oil industry has been using mainly water injection as a secondary recovery method. Pressure maintenance and hydrocarbon displacement resultant from water injection can have a significant importance in results of an oil production field, increasing its economical viability. However, no matter how carefully water is treated before injection, is impossible to avoid formation plugging, what affects injection efficiency. The reduction of injected volume, caused by loss of injectivity, reflects in oil production curve, consequently decreasing economic profits obtained from field exploitation. As injectivity loss is unavoidable, and can only be predicted and mitigated, it is necessary to make an intervention to restore initial water injection rates.

But which is the most appropriated time to make this intervention? In the beginning of injectivity loss, what would result in more frequent interventions, or when the loss is more severe, what would result in less frequent interventions, but also would allow injectivity loss to make a greater impact in production curve? This answer is directly associated to factors such as oil price, interventions cost, injectivity decline and water injection rate impact in oil and gas production curves.

To analyze the impact of water injection well intervention frequency in economical viability of an oil field, there had been used real data from an offshore field located in Northeast coast of Brazil. The prediction of water injection decline from two real injectors wells were drawn and several interventions scenarios were studied. Production curves, obtained from a numeric reservoir simulator, provided data to perform an economical evaluation. Results indicate which is the injectivity loss optimum percentage that should be allowed before starting an intervention to restore water injection flow rate.

Introdução

O campo em análise fica situado na plataforma continental do Nordeste brasileiro e tem lâmina d'água média de 42 metros. No final de 1983 foi iniciada sua produção e em 1989 teve início a injeção de água. No campo atualmente são injetados cerca de 500 m³/d de água através de dois poços, denominados neste trabalho como INJ01 e INJ02, localizados na mesma plataforma.

O Sistema de Injeção de Água consiste basicamente das seguintes etapas:

- Captação de água do mar a uma profundidade de 8 a 10 m da superfície, onde a água é relativamente limpa, porém saturada com oxigênio dissolvido;
- Injeção contínua de Bissulfito de Sódio para eliminar o Oxigênio dissolvido e reduzir a corrosão dos equipamentos de superfície e de subsuperfície;
- Injeção em batelada de biocida, para controle de Bactérias Redutoras de Sulfato;
- Filtração em filtros com grau de filtração de 2 a 4 µm para retenção de sólidos em suspensão;
- Injeção nos poços.

O controle é realizado através de análise do teor de oxigênio que deve ser mantido no máximo em 5 ppb e o residual de sulfito em 3 a 5 mg/l.

Apesar deste tratamento o comportamento dos poços injetores apresenta uma queda considerável da sua injetividade.

A injetividade é definida como a capacidade inerente a cada poço injetor que o faz aceitar a injeção de uma certa vazão de fluido, a uma dada pressão (Gomes, 2003). A medida que esta capacidade é perdida, esta vazão só pode ser mantida em caso de aumento de pressão. Como não se pode aumentar indefinidamente a pressão de injeção, a vazão injetada é reduzida com a perda da injetividade. Para recuperá-la é necessário intervir no poço injetor. Esta intervenção pode ser simples, como uma acidificação, ou mais complexa, como o fraturamento da formação. No campo em análise não existe até então nenhuma estratégia definida para decidir o momento de intervir para restaurar a injetividade. Quando a diminuição da vazão injetada começa a ser muito significativa o poço é incluído no cronograma de sonda para realizar uma acidificação. O momento da realização desta intervenção, e sua frequência, tem influência na economicidade do campo. Intervenções frequentes, que mantêm a vazão de injeção sempre próxima dos seus valores máximos, afetam negativamente os custos totais do campo. Por outro lado, o impacto da queda da injetividade é sentido mais brandamente na curva de produção. No extremo oposto, onde as restaurações de injetividade são bastante espaçadas, e permitem uma queda da vazão injetada bem mais acentuada, o custo total deste tipo de operação não se torna alto. No entanto, a diminuição do volume de água injetado refletirá na curva de produção, que sofrerá um declínio mais acentuado devido à menor energia disponível no sistema. Preço do óleo, custo das intervenções, impacto da curva de injeção na curva de produção e a taxa de declínio dos poços injetores são fatores que alteram a frequência mais economicamente atrativa para restaurar a injetividade.

Metodologia

Extrapolação da curva de injetividade

Para o estudo foram consideradas as seguintes premissas. A vazão inicial de injeção do poço INJ01 era de 438 m³/d e do INJ02 de 230 m³/d. O declínio de injetividade em cada um dos poços foi feito pela extrapolção exponencial da curva real de vazão injetada nos mesmos, utilizando o método dos mínimos quadrados. O Método dos Mínimos Quadrados é uma técnica de otimização matemática que procura o melhor ajuste para um conjunto de dados. O objetivo é minimizar a soma dos quadrados das diferenças entre a curva ajustada e os dados. Esta técnica é comumente usada em ajuste de curvas.

$$q_{inj} = q_{inj_o} \times e^{-\alpha \times t}, \text{ onde}$$

q_{inj} – vazão injetada atual

q_{inj_o} - vazão injetada no mês anterior

α - taxa de declínio

t - tempo (em meses)

Com este método, foram geradas estimativas de declínio para cada um dos poços. As Figuras 1 e 2 apresentam estas extrapolções.

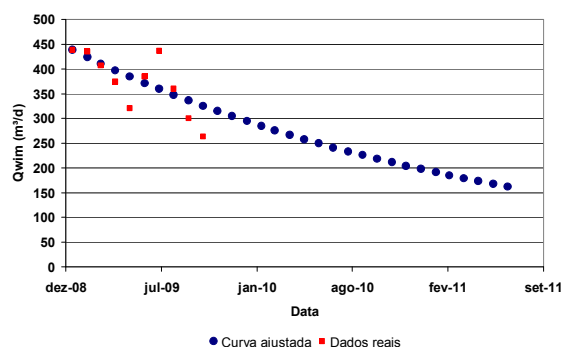


Figura 1: Curva injetividade INJ01 (α : 0,033)

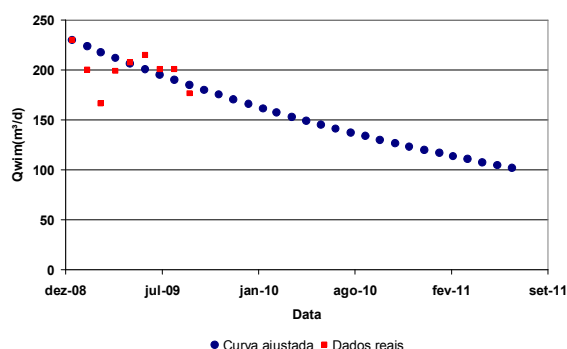


Figura 2: Curva injetividade INJ02 (α : 0,027)

Estratégias de restauração analisadas

O critério adotado para realização da restauração da injetividade dos poços foi a queda percentual da mesma. Foram analisadas estratégias envolvendo intervenções ocorrendo desde após 10% de perda de injetividade até após 90% de perda. Desta forma, na estratégia que adota 10% de perda como gatilho, o poço que primeiro atingir 10% de perda de injetividade é restaurado e tem sua vazão injetada restaurada ao valor máximo. A intervenção no outro poço ocorrerá somente quando este também atingir o patamar determinado. Assim, a curva de injeção total apresenta um comportamento irregular, pois cada poço tem um declínio diferente, como pode ser visto no exemplo apresentado na Figura 3.

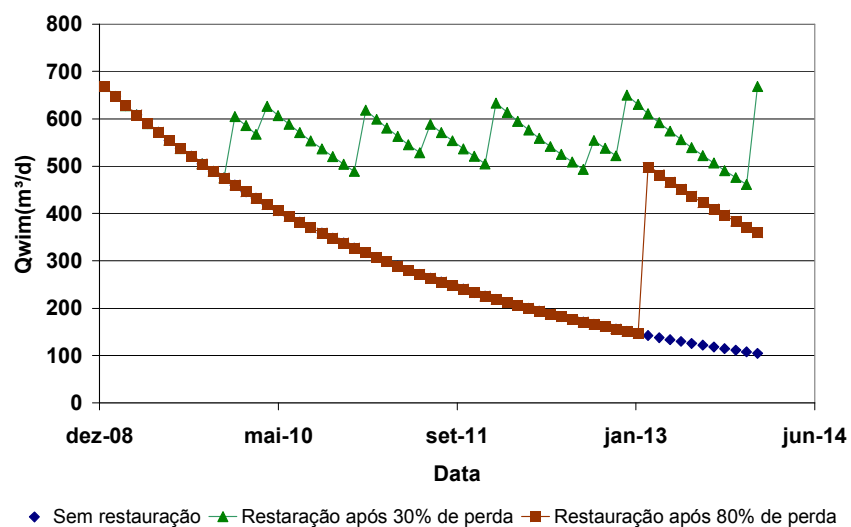


Figura 3: Exemplo de curvas de vazão total injetada com diferentes estratégias de restauração

Para o estudo foram geradas 9 estratégias de restauração para cada curva de declínio de injetividade (perdas de 10%, 20%, 30%,...,90% da vazão inicial), além de uma hipótese onde o poço injetor não sofria intervenção. Quando cada um dos poços alcançava o valor limite de perda de injetividade ele era restaurado e voltava a injetar com sua vazão plena. Estes perfis de injetividade foram alimentados no simulador numérico para gerar as 10 curvas de produção resultantes.

Curvas de produção de óleo

As curvas de produção de óleo considerando cada uma das alternativas foi obtida através de uma simulação numérica black oil realizada com uso do simulador IMEX da CMG. Na simulação realizada foram considerados apenas os poços atualmente produtores, descartando-se qualquer projeto de novo poço a ser implementado no futuro. As curvas de produção de óleo, água e gás das encontram-se nas Figuras 4 a 6.

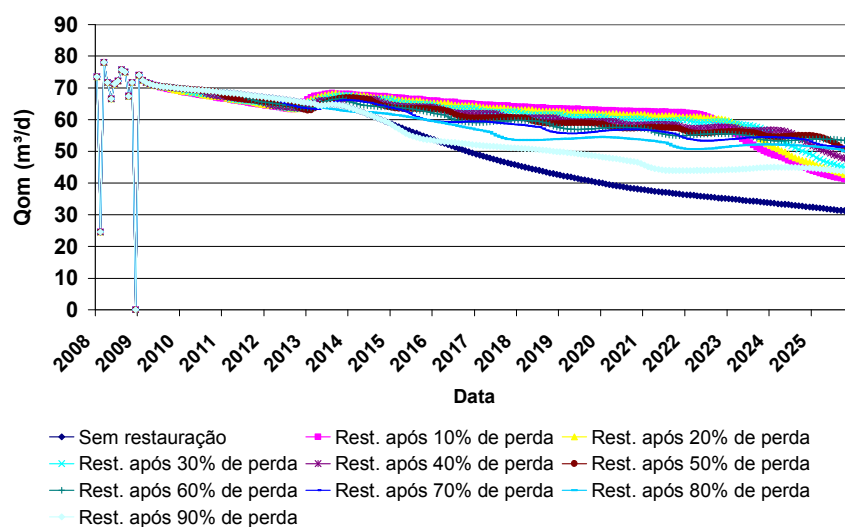


Figura 4: Curvas de produção de óleo para cada estratégia de restauração de injetividade

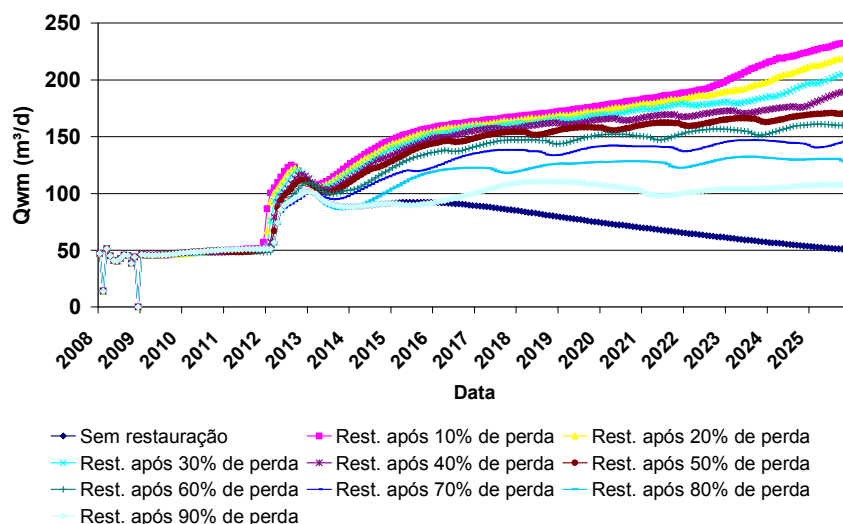


Figura 5: Curvas de produção de água para cada estratégia de restauração de injetividade

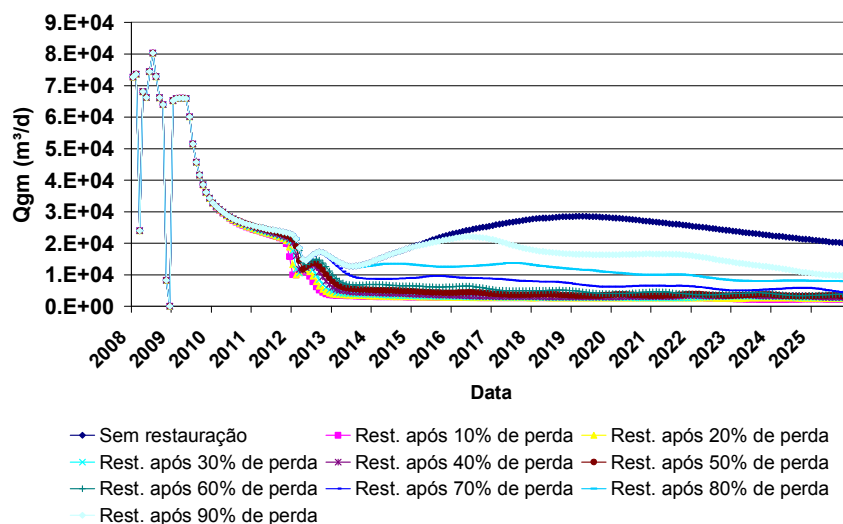


Figura 6: Curvas de produção de gás para cada estratégia de restauração de injetividade

Custo das intervenções

Foram analisados os custos máximos e mínimos esperados para cada operação de intervenção. As intervenções analisadas são operações sem sonda, que são mais frequentes nestes casos, onde geralmente se realiza uma acidificação nos intervalos injetores. Foram considerados valores máximos e mínimos para as intervenções. Para intervenções sem uso de sonda os valores mínimos e máximos por intervenção são respectivamente US\$ 80.000 e US\$ 100.000, respectivamente.

Análise econômica

As análises econômicas foram realizadas utilizando um aplicativo específico da empresa, chamado PROGRIDE. Neste aplicativo consideram-se os lucros provenientes com a venda do óleo e gás, assim como os custos inerentes ao tratamento da água produzida junto ao óleo, entre outros dados. O programa foi rodado com os valores máximos e mínimos da intervenção de cada um. O resultado é o Valor presente líquido (VPL) de cada alternativa.

Resultados e Discussão

Observando as curvas de produção de óleo obtidas neste estudo (Figura 4), pode ser verificado que quanto mais freqüentes forem as intervenções, maior será a produção de óleo durante a maior parte da vida produtiva do campo. Como era esperado, intervenções menos freqüentes nos poços injetores resultam em uma depleção mais acentuada da curva de produção de óleo. O oposto acontece para a curva de produção de gás (Figura 6), onde quanto maior a freqüência de intervenções, maior a vazão média injetada, e conseqüentemente, maior a pressurização do sistema, o que reduz a liberação de gás no reservatório. Por sua vez, a curva de produção de água (Figura 5) também tem um aumento com a maior freqüência de intervenção. Isto também é coerente com o esperado, pois maior é o volume de água que entra no reservatório e chega aos poços produtores. Ao utilizar estes dados para realizar a análise econômica (Figuras 7 e 8), verifica-se que, tanto para os custos máximos quanto mínimos de intervenção, acima de 62% de perda de injetividade deve ser realizada uma intervenção para sua restauração. Isto equivale a restaurar o poço INJ01 quando ele alcançar cerca de 173 m³/d de vazão injetada e o poço INJ02 quando alcançar cerca de 91 m³/d. Intervenções que ocorram antes de ser alcançado este patamar de queda de injetividade terão custos mais onerosos que os ganhos decorrentes da redução da perda de energia no sistema que a restauração irá trazer, o que tornaria a longo prazo mais vantajosa economicamente a estratégia de não restaurar os poços injetores.

Logicamente, estes resultados só são válidos com os critérios econômicos utilizados neste caso para o cálculo no PROGRIDE, em especial o preço do óleo. A modificação da taxa de declínio da injetividade também tem grande influência no resultado encontrado.

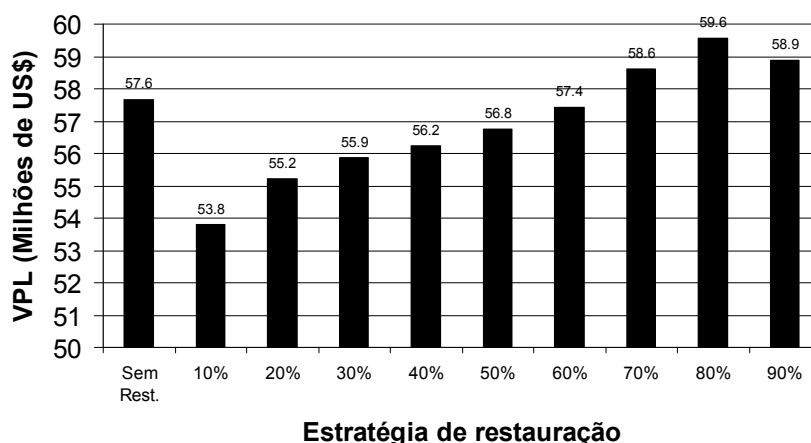


Figura 7: Valor Presente Líquido de cada estratégia (custo mínimo)

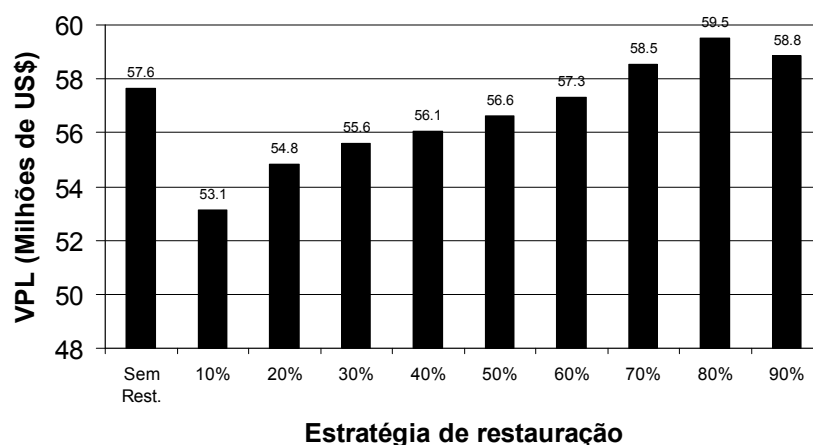


Figura 8: Valor Presente Líquido de cada estratégia (custo máximo)

Conclusões

Estimativas do melhor momento para intervir nos poços injetores de um campo de petróleo podem ser facilmente realizadas, e a definição deste momento é recomendável para melhorar os resultados econômicos obtidos na exploração destes campos. Estudos desta natureza devem ser refeitos toda vez que os parâmetros de maior influência, como preço do óleo, custos relativos ao tratamento da água injetada e produzida, e o comportamento da curva de declínio de injetividade sofrerem variações significativas.

Agradecimentos

- A Petrobras, por permitir a divulgação deste trabalho,
- Aos colegas Afonso Henrique Sabino e André Luis de Carvalho, pelas estimativas dos custos de intervenção.

Referências Bibliográficas

Gomes, A. C. A.; “Efeitos do fluxo bifásico e da compressibilidade no declínio da injetividade nos poços injetores de água”. Tese (Mestrado em Engenharia de Reservatório e Exploração de Petróleo), Universidade Estadual do Norte Fluminense-UENF, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Macaé, Rio de Janeiro, 2003.

Rosa, A. J., Carvalho, R. S.; “Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo: Métodos Analíticos”. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2002.