

Gerenciamento de injeção de água: análise qualitativa a partir dos resultados da salinidade da água produzida e testes com traçadores

Tatiani Andrião Zandonade^{1*}, Bernabé Alfredo Sanjombi²

¹Aluna do curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Vila Velha – UVV, campus Boa Vista, Vila Velha, ES

²Prof. do curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Vila Velha – UVV, campus Boa Vista, Vila Velha, ES

*Autor para correspondência, e-mail: tatiani-zan@hotmail.com

Resumo: Apesar de todos os avanços na indústria do petróleo, a eficiência da recuperação secundária nos reservatórios tem seu valor mais frequente entre 30 a 50% quando utilizados os métodos convencionais. O fato de saber que a acumulação existe e não é totalmente aproveitada chama atenção, e as pesquisas voltadas a tais métodos mostram sua importância no mercado. A injeção de água é o método mais utilizado no mundo e é o foco deste trabalho. Um grande volume de água é constantemente produzido, já que este líquido está diretamente associado à produção de óleo e gás. Em campos *offshore*, geralmente a água produzida apresenta salinidade alta – acima de 30.000 mg/L – e pode ser reinjetada para manutenção de pressão do reservatório. Inicialmente, a injeção é realizada utilizando a água do mar. Devido a este fator, com o passar do tempo a água produzida começa a apresentar características tanto da água de formação quanto da água do mar. O comportamento do fluido injetado é algo difícil de se prever devido à grande anisotropia dos reservatórios, heterogeneidade e estruturas de camadas (*layers*). O método em estudo tem como objetivo auxiliar no estudo do comportamento dessa água de injeção pelo caminho percorrido, sabendo que o avanço da água do mar no reservatório pode ser acompanhado indiretamente pela determinação da salinidade (cloreto) da água produzida nos poços, desde que se conheçam as composições das águas da formação e da água do mar injetada, dessulfatada ou não. O princípio básico deste método é a geração de um histórico com os dados coletados de salinidade da água produzida de poços reais, G e M, do campo Taz a fim de realizar o acompanhamento e análise de suas variações ao longo do tempo. Esse histórico, de forma isolada, chama atenção para um indício de produção da água injetada, mas em conjunto com os resultados dos testes com traçadores tornou-se possível comprovar a chegada dessa água em superfície, além de permitir uma análise qualitativa e revelar que a água produzida é proveniente do poço real injetador U. Tal método revelou-se como uma poderosa ferramenta para descrever o reservatório, investigar inesperadas anomalias no escoamento, verificar suspeitas de barreiras geológicas e canais de fluxo.

Palavras chave: Injeção de água. Reinjeção. Água produzida. Água do mar. Salinidade. Testes de traçadores.

1. Introdução

O gerenciamento de reservatórios é utilizado nos campos de petróleo e gás para auxiliar o seu desenvolvimento, manutenção da produção e revitalização. Para tal, pesquisas na área de inteligência computacional, banco de dados, visualização de informações e simulação numérica são necessárias tendo como objetivo atender as inovadoras demandas da área de reservatórios.

Boas práticas de gerenciamento, em especial da água, são imprescindíveis para o alcance desses objetivos. Assim, qualquer técnica que auxilie em um conhecimento mais preciso do comportamento do fluido de injeção entre os poços injetores e produtores tem certamente um amplo campo de aplicação.

Apesar de todos os avanços na indústria do petróleo, a eficiência da recuperação secundária em poços tem seu valor mais frequente entre 30 a 50 % com métodos convencionais. Logo, saber que a acumulação existe e não é totalmente aproveitada chama atenção e as pesquisas dos métodos de recuperação secundária mostram sua importância.

A injeção de água é o método mais utilizado no mundo e é o foco deste trabalho. Dependendo da localização do campo produtor e da disponibilidade de água, diversas opções são propostas para utilização na recuperação secundária: água de aquíferos, de rios, do mar, e água produzida (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Em campos *offshore* a injeção de água do mar é favorecida devido a grande disponibilidade, o que

não inviabiliza a reinjeção de água produzida, estratégia adotada em alguns campos produtores, como o campo Taz.

A água está associada à produção de petróleo e grandes volumes são produzidos (Somerville *et al.*, 1987; Strømgren *et al.*, 1995). Em plataformas *offshore*, geralmente a água produzida apresenta salinidade alta, acima de 30.000 mg/L, portanto são ditas salinas (Tabela 1). Isso acontece porque no período inicial de produção de petróleo, a água produzida é essencialmente a água de formação com grande parte das suas características inalteradas, como por exemplo, altas concentrações de cátions metálicos. Como em projetos *offshore* a água injetada normalmente é a água do mar, com o tempo a água produzida começa a apresentar características tanto da água de formação quanto da água do mar, como cátions metálicos, alguns ânions e sais dissolvidos.

Tabela 1: Salinidade das águas (Resolução CONAMA nº 357 de 17/03/2005).

Água	Salinidade s , %
Doces	$s < 0,05$
Salobras	$0,05 < s < 3$
Salinas	$s > 3$

No entanto, prever a maneira com que a água vai se mover no reservatório pode ser muito difícil, devido à grande anisotropia dos reservatórios, heterogeneidade e estruturas de camadas (*layers*). O método em desenvolvimento tem como objetivo auxiliar no estudo do comportamento dessa água de injeção no reservatório.

O avanço da água do mar no reservatório pode ser acompanhado indiretamente pela determinação da salinidade (cloreto) da água produzida nos poços, desde que as composições das águas da formação e da água do mar injetada, dessulfatada ou não, sejam conhecidas. Deste modo é possível obter a proporção de mistura das águas da formação e de injeção na água produzida.

O princípio básico do método é a geração de um histórico com os dados coletados de salinidade da água produzida dos poços G e M do campo Taz, na Bacia de Campos, a fim de realizar o acompanhamento e análise de suas variações ao longo do tempo. Esse acompanhamento isolado chama atenção para um indicio de produção da água injetada, mas em conjunto com os resultados dos testes com traçadores é possível confirmar ou não a produção dessa água, além de permitir uma análise qualitativa e definir a origem desta, ou seja, de qual poço injetor provém esta água. A composição da água do mar pode ser vista na Fig. 1, com destaque para os sais:

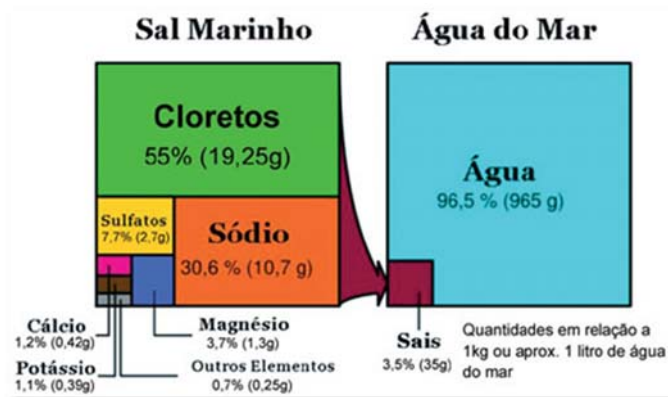


Figura 1: Composição química da água do mar (Disponível em: <http://www.quimlab.com.br>).

Traçadores tem como princípio básico a suposição que o seu deslocamento reflete o movimento da água injetada. Deste modo, se tornam poderosas ferramentas para descrever o reservatório, investigar inesperadas anomalias no escoamento ou verificação de suspeitas de barreiras geológicas ou canais de fluxo.

Em 60% das aplicações de traçadores o objetivo é o gerenciamento de projetos de injeção de água, das quais 61% geram interpretações qualitativas e envolve a documentação de chegada ou não chegada do traçador aos poços produtores, provendo informações de continuidade e barreiras.

2. Metodologia

Para a aplicação deste método é preciso primeiramente conhecer a composição das águas da formação e da água do mar injetada. Depois de adquirida essas informações, será necessário coletar dados de salinidade da água produzida por poço produtor e posteriormente gerar graficamente um histórico de salinidade. Este histórico será utilizado para visualização das variações dos valores de cloreto de sódio (NaCl) ao longo do tempo, possibilitando um acompanhamento indireto do avanço da água do mar no reservatório.

Os critérios de análise são baseados nas informações de composição das águas. A salinidade da água de formação é maior que a da água do mar utilizada na injeção. Por isso, uma redução do valor de salinidade da água coletada nos poços produtores é um indicativo de que se está produzindo a água injetada.

No entanto, a análise isolada deste histórico gera apenas um indicio de produção da água injetada, sendo necessário acoplar a esta análise os resultados obtidos através dos testes com traçadores. Nesta etapa será necessário coletar os dados dos resultados dos testes com traçadores para plotar a curva de concentração de traçadores ao longo do tempo. O teste com traçador indicará também de qual poço injetor provém a água.

Os resultados serão interpretados de forma a gerar uma análise qualitativa. Os dados principais e complementares ao estudo, como valores de BSW e vazões de injeção (dessulfatada e produzida), terão origem dos *softwares Plant Information (PI)* e *Oil Field Manager (OFM)*.

O OFM é um *software* de vigilância poderosa que é amplamente utilizado por profissionais da indústria do petróleo que fornece um conjunto de ferramentas para gerenciar e analisar dados de produção. Já o PI, é um *software* que permite o acompanhamento em tempo real de dados como os de pressão e vazão.

3. Resultados e discussões

O acompanhamento da vazão total de água injetada – representado em azul no gráfico –, vazão de reinjeção e da vazão de água dessulfatada – curva em vermelho – permite a geração de um perfil da injeção de água do campo (Fig. 2).

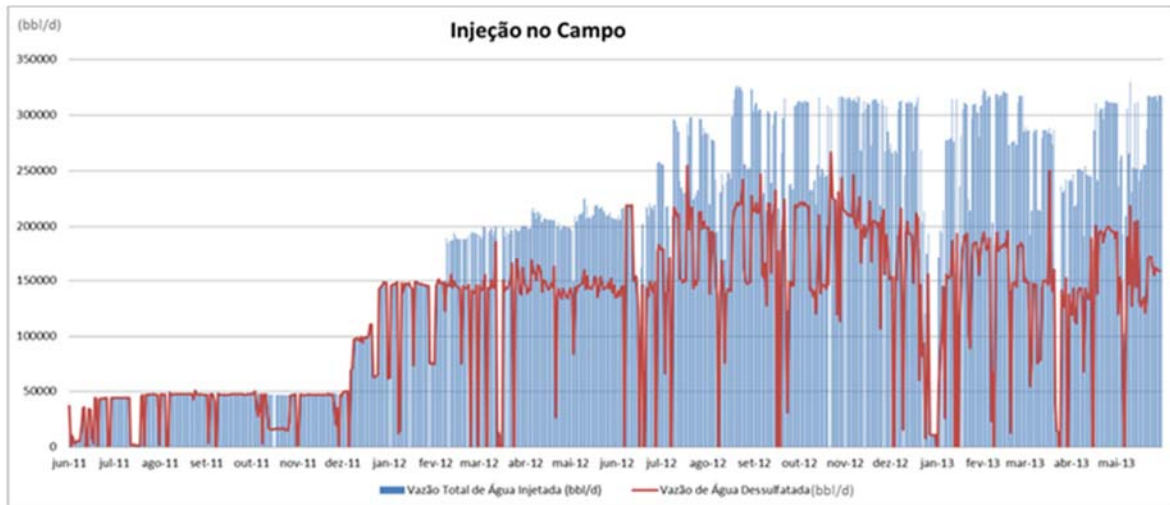


Figura 2: Histórico da injeção de água no campo Taz.

O fato de a curva em vermelho seguir o contorno das barras em azul até o mês de fevereiro de 2012 demonstra que a injeção era realizada utilizando cem por cento de água do mar (dessulfatada). Logo, deduz-se que a partir desta data a prática de reinjeção foi incorporada às atividades de recuperação.

Com essas informações, as porcentagens das águas do mar e produzida utilizadas na injeção podem ser calculadas a partir de uma simples regra de três, conforme Eqs. (1) e (2).

$$AM(\%) = \left(\frac{Q_{am}}{Q_{total}} \right) * 100, \quad (1)$$

$$AR(\%) = \left(\frac{Q_{ar}}{Q_{total}} \right) * 100, \quad (2)$$

onde: AM = Água do mar (dessulfatada); AR = Água de reinjeção; Q_{am} = Vazão de água dessulfatada; Q_{ar} = Vazão de água produzida para injeção; Q_{total} = Vazão total de água de injeção.

A partir das vazões foi feito também o cálculo da salinidade da mistura de água injetada (Eq. (3)). A água da formação do campo Taz contém alta salinidade, com valor em torno de 150.000 mg/L e a água do mar, como já citada, possui 35.000 mg/L de NaCl. Então:

$$\text{Salinidade da Água Injetada} = AM * 35000 + AR * 150000 \quad (3)$$

Ao aplicar a Eq. (3) para todos os pontos tem-se como resultado um histórico da salinidade em questão e respectiva proporção de água do mar injetada (Fig. 3), calculada por interpolação e tendo como resultado a Eq. (4)

$$AM = \frac{(150.000 - NaCl)}{(150.000 - 35.000)} * 100\%, \quad (4)$$

onde o NaCl corresponde a salinidade no ponto escolhido.

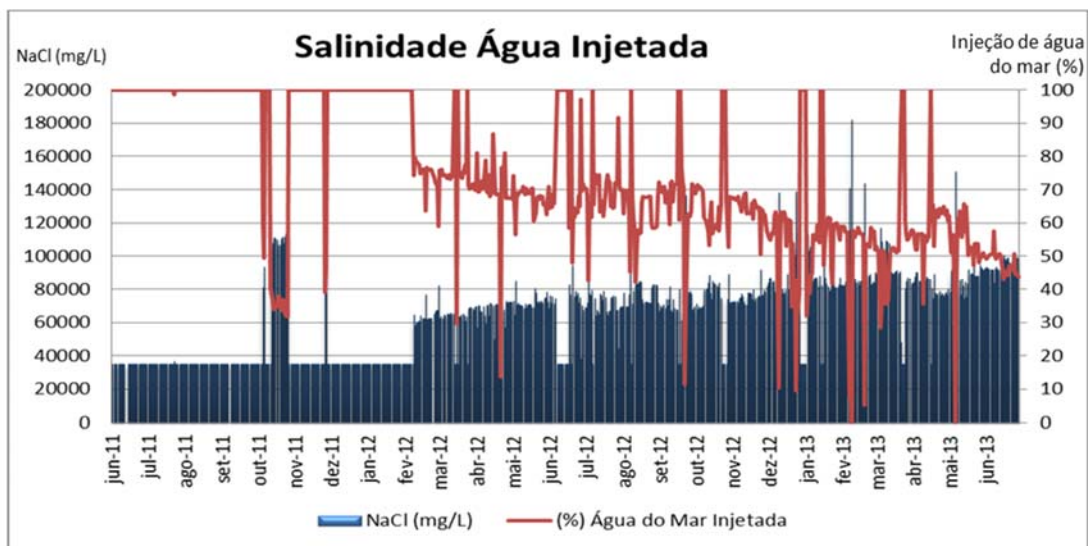


Figura 3: Histórico da salinidade da água injetada.

Assim como no perfil da Fig. 2, o histórico de salinidade da água injetada também mostra que até fevereiro de 2012 a injeção era total de água do mar. A salinidade deste período era de 35.000 mg/L, chegando a alcançar 100.000 mg/L em junho de 2013. Esse aumento é justificado pela diminuição da participação da água do mar e adição da água produzida – que é de alta concentração de NaCl – na mistura de injeção.

Para a aplicação do método, foram selecionados dois poços produtores reais do campo Taz – embora apresentados com nomes fictícios a pedido da Petrobras, fornecedora dos dados. A fim de preservação, os poços selecionados serão identificados como poço G e poço M.

Em resumo, a água produzida nesses poços tem a seguinte composição:

$$\text{Água produzida} = \text{Água da formação} + \text{Água de injeção} \quad (5)$$

Se até fevereiro de 2012 – como mostra as Figs. 2 e 3 – a injeção era apenas de água dessulfatada, tem-se que:

$$\text{Água produzida} = \text{Água da formação} + \text{Água do mar} \quad (6)$$

Logo, a partir desta data:

$$\text{Água produzida} = \text{Água da formação} + (\text{Águas do mar e reinjetada}) \quad (7)$$

Lembrando que a parcela de água de injeção existe na produção e é algo inevitável, mas o que se procura sempre é minimizar esse valor a fim de garantir o sucesso da recuperação secundária, onde o objetivo é a permanência do fluido injetado no reservatório e elevação do óleo para a superfície.

A salinidade desta água associada à produção de cada poço pode ser determinada através de sua coleta e posteriormente levada para análise de laboratório. Esse procedimento foi realizado nos poços poço G e poço M, conforme pode ser observado na Fig. 4 e Fig. 5. Como não é possível através da salinidade diferenciar a água de reinjeção da de formação, o devido estudo usa a água do mar como índice de produção da água injetada. Onde por interpolação, a proporção de água do mar produzida é calculada com base na Eq. (8)

$$AM_{produzida} (\%) = \frac{(150000 - NaCl)}{(150000 - 35000)} * 100 \quad (8)$$

Nas Figs. 4 e 5, o eixo vertical esquerdo e os preenchimentos em azul mostram os valores de salinidade em mg/L, enquanto o lado direito e a curva vermelha representam a porcentagem de água do mar produzida.

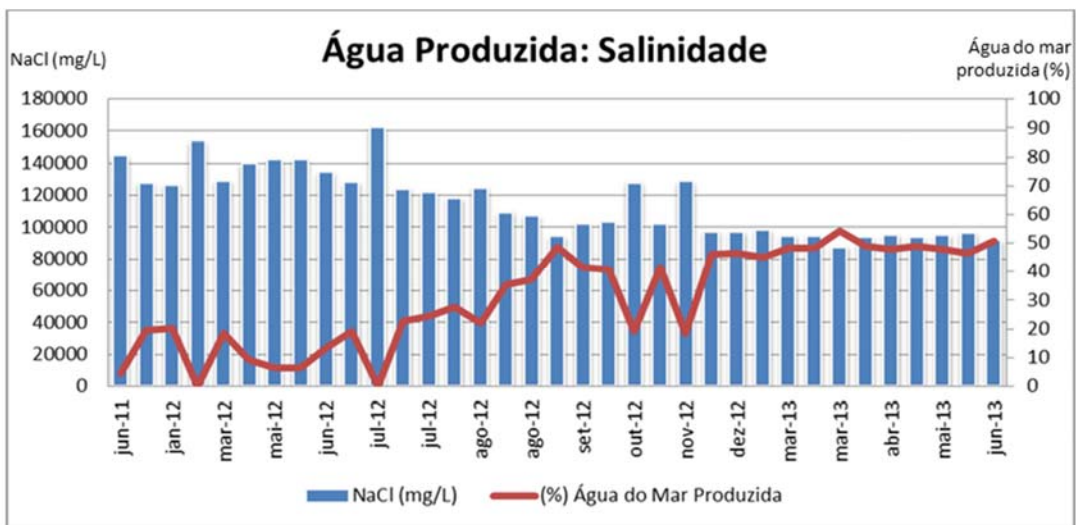


Figura 4: Histórico de salinidade da água produzida do poço G.

Desconsiderando os pontos dos meses de outubro e novembro de 2012, que apresentaram anormalidade em meio ao crescimento da curva de produção de água do mar, é possível a identificação da redução no valor da salinidade a partir de julho de 2012. Essa redução mostra um possível indício de que se está produzindo a água que vem sendo injetada para fins de recuperação.

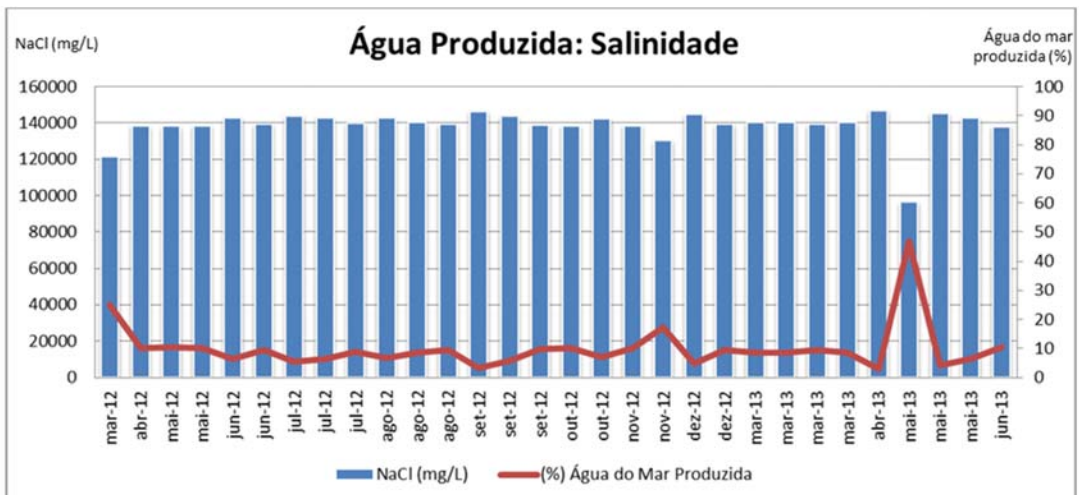


Figura 5: Histórico de salinidade da água produzida do poço M.

Diferente da inconstância do histórico anterior, o poço M – consideravelmente de forma linear – apresenta apenas um ponto isolado, com concentração de NaCl bem abaixo do normal – 100.000 mg/L onde a média é 140.000 mg/L – e que chama a atenção para o mês de maio no ano de 2013, que traz consigo uma grande possibilidade e indício de produção da água injetada. Os pontos observados apenas indicam que há uma grande chance de produção indesejada de água, porém é necessário o uso de teste com traçadores para esclarecer a dúvida.

A empresa Tracerco, utilizando da modalidade *Interwell* – com diferentes pontos para injeção e monitoramento – inseriu os traçadores, do tipo químico fluorbenzoatos, na água de injeção e os recolheu nos pontos de monitoramento dos poços G e M. A injeção do produto químico foi realizada em 14 de janeiro de 2012 e na época da coleta dos dados, em junho de 2013, a última data de coleta havia sido realizada em março do mesmo ano e forneceu os seguintes resultados (Fig. 6):

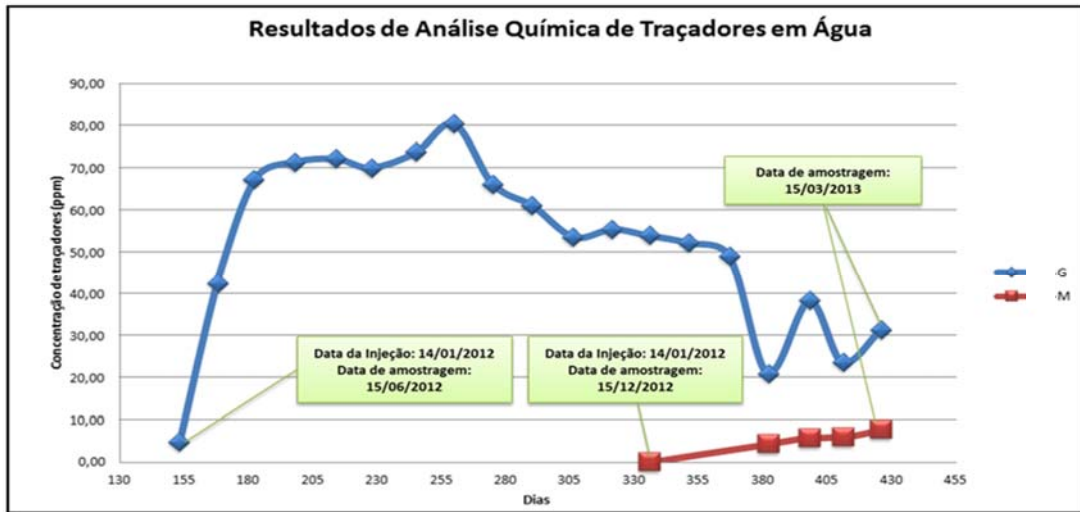


Figura 6: Curvas de concentração de traçadores ao longo do tempo.

Analisando a curva de concentração de traçadores, observa-se que o ponto de *breakthrough* (BT) do poço G é alcançado em 153 dias e do poço M em 336 dias. O fato do poço M ter um maior BT indica que o caminho percorrido pelo fluido seja tortuoso e mais longo que o percorrido no poço G.

Ainda sobre a curva em questão, seu comportamento sugere que o poço G tem alto grau de heterogeneidade devido aos vários picos no gráfico, sendo que os picos secundários ditam a presença de intervalos menos permeáveis. Diferente do gráfico que representa o poço M, pois este até a última data de coleta de dados se encontrava com aspecto homogêneo por conter apenas um pico.

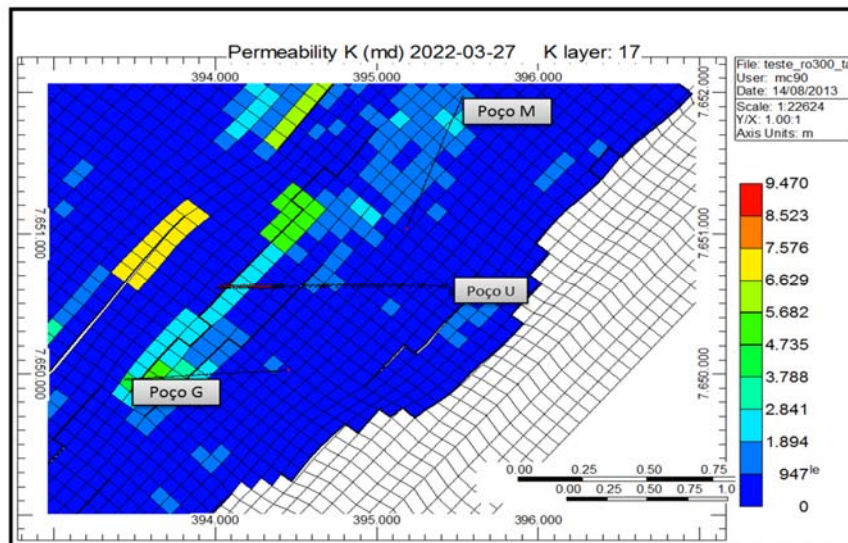


Figura 7: Distribuição dos poços G, M e U e permeabilidade do campo.

Apesar de os traçadores químicos terem sido detectados nos dois poços, o poço G apresentou uma produção mais elevada de produto em relação ao poço M – 80,6 ppm e 7,8 ppm respectivamente. Este fato em conjunto com os valores de BT evidencia que o caminho percorrido pelo fluido em direção ao poço G possui anomalias e direções preferenciais, com alta permeabilidade e fraturas. Além dessa caracterização do reservatório, o teste revelou a origem da água, que é proveniente do poço injetor U, localizado próximo aos produtores como mostra a Fig. 7.

4. Considerações finais

Ao final deste projeto conclui-se que o acompanhamento das variações do histórico de salinidade em conjunto com o teste de traçadores é uma boa ferramenta para a melhor compreensão do caminho percorrido pelos fluidos no reservatório, e que os resultados alcançados confirmam o sucesso dos objetivos previstos inicialmente na pesquisa.

Para os dois poços produtores selecionados, G e M, houve a confirmação da produção de água injetada, ou seja, a recuperação secundária não está acontecendo com seu melhor desempenho, se diz isso pelo fato de que o fluido deveria permanecer no interior do reservatório e não retornar à superfície.

Além dessa constatação de chegada da água de injeção nos poços produtores e saber a origem desse fluido, outras características dos poços foram reveladas. Para o poço M há evidências de que possui caráter homogêneo apesar de seu tortuoso caminho. E o poço G classificou-se como um caminho marcado por alto grau de heterogeneidade, com presença de intervalos de baixa e alta permeabilidade, anomalias, direções preferenciais e fraturas.

Essas informações são de grande importância na área de gerenciamento de reservatórios de petróleo e se bem aplicadas auxiliam para um maior aproveitamento na exploração da jazida.

Agradecimentos

Os autores agradecem a toda equipe Petrobras pelo apoio e fornecimento de dados para o estudo.

Referências bibliográficas

Rosa, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D. 2006. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência.

Somerville, H. J.; Bennet, D.; Davenport, J. N.; Holt, M. S.; Lynes, A.; Mahieu, A.; Mccourt, B.; Parker, J. G.; Stephenson, R. R.; Watkinson, R. J.; Wilkenson, T. G. 1987. *Environmental effects of produced water from North Sea oil operations*. Marine Pollution Bulletin 18:549-588.

Strømgren, T.; Sørstrøm, S. E.; Shou, L.; Kaarstad, I.; Aunaas, T.; Braskstad, O. G.; Johansen, Ø. 1995. *Acute toxic effects of produced water in relation to chemical composition and dispersion*. Marine Environmental Research 40(2):147-169.