

## ANÁLISE DE UM TESTE DE FORMAÇÃO A POÇO REVESTIDO DA BACIA POTIGUAR

Marcio Murinelly Josino Filho<sup>1</sup>; João Luiz Porfirio da Silva<sup>2</sup>; Regina Celia de Oliveira Brasil Delgado<sup>3</sup>; Jardel Dantas da Cunha<sup>4</sup>; Antônio Robson Gurgel<sup>5</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal Rural do Semi-Árido, marciomurinelly@gmail.com

<sup>2</sup>Universidade Federal Rural do Semi-Árido, jl\_porfirio@hotmail.com

<sup>3</sup>Universidade Federal Rural do Semi-Árido – Centro de Engenharias, regina.brasil@ufersa.edu.br

<sup>4</sup>Universidade Federal Rural do Semi-Árido – Centro de Engenharias, jardel.dantas@ufersa.edu.br

<sup>5</sup>Universidade Federal Rural do Semi-Árido – Centro de Engenharias, robsongurgel@ufersa.edu.br

### Resumo

Na avaliação de formações geológicas, os testes de pressão são realizados com a finalidade de analisar uma significativa porção do reservatório em fluxo, objetivando principalmente determinar sua capacidade de produção. O teste de formação a poço revestido pode ser caracterizado como uma completação provisória, que se faz no poço e consiste em estabelecer um diferencial de pressão entre a formação geológica e o interior do poço, forçando os fluidos das rochas-reservatório a serem produzidos. Neste tipo de teste, são descidos equipamentos que tem como objetivo a verificação de dados que resultem em valores qualitativos e quantitativos referentes ao reservatório como por exemplo: pressão estática, permeabilidade, danos, barreiras e coleta de fluidos, culminando na tomada de decisão sobre a viabilidade econômica da exploração da jazida, ou então em medidas secundárias (abandono, estimulação, injeção de fluidos, entre outras). Desta forma, este trabalho consistiu em analisar os resultados referentes a um teste de formação de um poço revestido localizado na Bacia Potiguar. Para a interpretação e estimativa dos dados coletados, foi utilizado um *software* interno da empresa para interpretação, e os resultados foram disponibilizado pela empresa que solicitou o teste. De acordo com os resultados obtidos, foi possível verificar que o teste foi conclusivo, pois as aberturas e fechamentos das válvulas deram-se de forma satisfatória, onde foram estimados os seguintes parâmetros da formação: pressão estática, transmissibilidade, permeabilidade absoluta, dano à formação geológica próxima ao poço e detecção de uma barreira de baixa permeabilidade no reservatório. Também foi constatado que o poço não é surgente, ou seja, necessitaria de um método de elevação artificial para a produção de fluidos.

**Palavras-chave:** Petróleo, Formação Geológica, Teste de Formação, Poço.

### 1. INTRODUÇÃO

Define-se avaliação de formações como sendo um conjunto de atividades que tem como objetivo avaliar qualitativa e quantitativamente o potencial de uma jazida de petróleo. Existem quatro técnicas principais para se avaliar uma formação: perfilagem a poço aberto; perfilagem de produção; teste de formação a poço aberto e teste de formação a poço revestido, que será o tema desse trabalho (THOMAS, 2004).

O teste de formação a poço revestido (TRF) equivale a uma completação provisória de

um poço, que tem a finalidade de isolar o intervalo de interesse e promover, através de válvulas de fundo, períodos intercalados de fluxos e pressões estáticas. Os dados registrados através de registradores de pressão e temperatura descidos juntos com as ferramentas serão utilizados para avaliar o potencial produtivo da formação testada (SOUZA, 2004).

Segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006), diversos tipos de testes podem ser empregados e executados, dependendo dos objetivos que se esperam alcançar, como por exemplo: identificação de fluidos contidos na formação, verificação da pressão estática e da existência de depleção, determinação da produtividade da formação, determinação de parâmetros da formação e do dano causado à formação e a amostragem de fluidos para pressão, volume e temperatura.

A metodologia aplicada no teste de formação consiste na montagem e descida da coluna de teste no poço, nessa fase da operação é realizado um procedimento de verificação de passagem de ar nos tubos, que pode ocorrer devido à falha na vedação das válvulas da coluna. Não sendo verificado qualquer problema na vedação, o teste de formação é realizado com períodos intercalados de fluxo e estática, objetivando medir a evolução da pressão no poço provocadas pelas variações de vazão. As medidas de vazão de um poço em fluxo servem como indicativo da produtividade da formação e as medidas de pressão são utilizadas para calcular propriedades do reservatório (Thomas, 2004; Halliburton, 2004).

Portando, este trabalho tem o objetivo de analisar os dados de um teste de formação a poço revestido da Bacia Potiguar, bem como, realizar interpretação quantitativa e qualitativa dos resultados gerados, baseando-se na literatura disponível sobre o assunto.

## **2. METODOLOGIA**

Os dados utilizados neste trabalho foram adquiridos de um teste de formação realizado em um poço revestido de um campo de petróleo terrestre localizado na Bacia Potiguar do nordeste brasileiro. A concessionária responsável pela exploração e produção do campo disponibilizou documentos sobre a realização do teste, além de informações sobre tipo de rocha, intervalo canhoneado, profundidade do poço e diâmetro do revestimento. Foi utilizado um software interno para interpretação dos dados. Por questões de confidencialidade as informações reais sobre o nome do poço e a empresa a qual ele pertence serão preservados, sendo utilizados então nomes fictícios. No quadro 1 estão descritas as informações sobre o poço.

O trabalho consistiu da análise e interpretação dos dados contidos do teste de

formação executado no poço 7-UFERSA-01-RN (Quadro 1).

Quadro 1 - Dados referente ao poço

NOME DO POÇO	7-UFERSA-01-RN
CAMPO	MOSSORÓ
EMPRESA	UFERSA
PROFUNDIDADE DO POÇO	1811,45 m
INTERVALO DO CANHONEADO	1690,0 – 1691,5 m
DIAMETRO DO REVESTIMENTO	7"
TESTE	TFR-01
TIPO DE TESTE	CONVENCIONAL
LITOLOGIA	ARENITO

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O poço 7-UFERSA-01-RN foi testado no intervalo canhoneado de 1690,0- 1691,5 m, onde predomina rocha tipo arenito. O gráfico de temperatura e pressão em função do tempo apresentado na Figura 1 mostra os dados colhidos durante o teste. No instante próximo a  $t=10h$  ocorre o assentamento do *packer*, evidenciado pela queda brusca na curva azul, seguido do início do primeiro fluxo, após esse evento ocorre o crescimento da curva até o instante próximo a  $t=18h$  representando a primeira estática, seguido de uma queda brusca na curva de pressão, significando que o poço foi aberto para o segundo fluxo, desse instante até próximo a  $t=34h$  o poço permanece em fluxo, a oscilação na curva de pressão nesse intervalo de tempo mostra que o poço não é surgente e foi necessário bombeá-lo para a retirada de fluido. O poço entra novamente em estática evidenciado pelo crescimento da curva de pressão, e próximo ao instante  $t=68h$  ocorre um pico de pressão que simboliza o desassentamento do *packer* e a conclusão do teste.

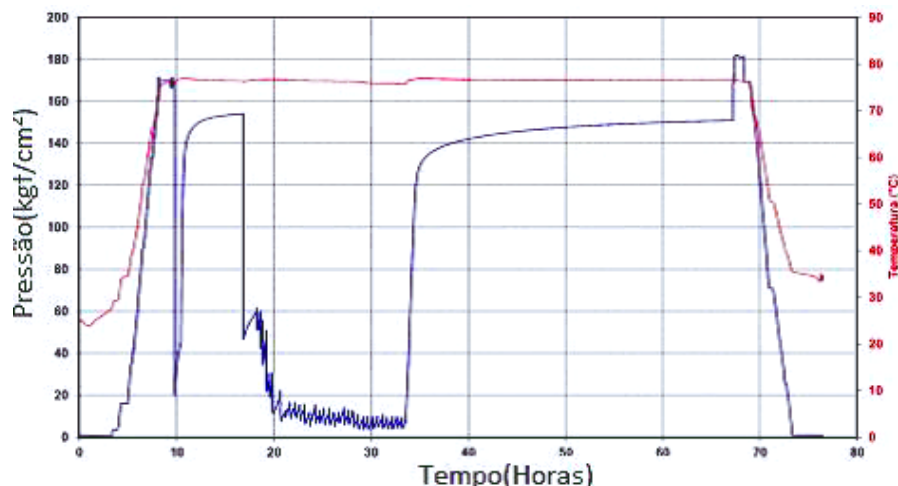


Figura 1- Descrição das etapas do teste registradas no gráfico pressão versus tempo

A Figura 2 apresenta um gráfico do log da pressão em  $\text{kgf/cm}^2$  em função do log do tempo dado em horas.

A pressão estática inicial do reservatório foi estimada em  $157,12 \text{ kgf/cm}^2$  na profundidade entre 1679,2 m, profundidade dos registradores.

Inicialmente se observa o efeito da estocagem da curva verde correspondente à variação da pressão em função do log do tempo, foi observado que para os intervalos aproximados compreendidos entre 0,01 e 0,2 ciclos logarítmicos de tempo um período de estocagem, seguido de um período de transição entre a estocagem e o regime transiente. Posteriormente atinge o regime transiente caracterizando um fluxo radial infinito, dado pela derivada constante visualizada na curva vermelha entre os intervalos de 0,9 e 6 ciclos logaritmos de tempo, referente à derivada da pressão em relação ao log do tempo. Ao final da curva vermelha existe um indicativo de crescimento da mesma, o que sugere uma barreira de permeabilidade, mais tarde evidenciada a 43m de distância em relação ao poço por interpretação do *software* utilizado.

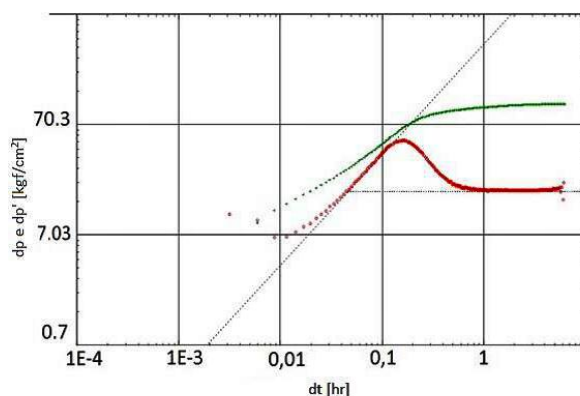


Figura 2 - Gráfico log-log da primeira estática

A Figura 33 apresenta o gráfico semi-log da segunda estática, onde observa-se.

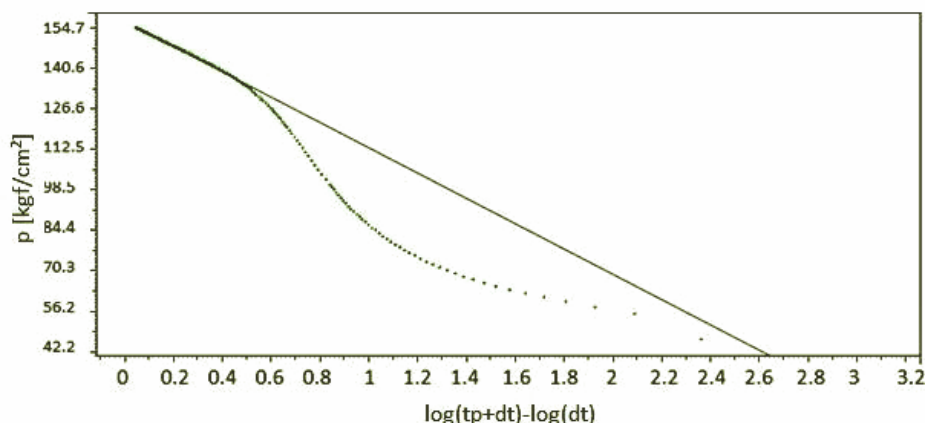


Figura 3 - Gráfico semi-log da segunda estática

A pressão estimada é de 155,2 kgf/cm<sup>2</sup>. Este valor foi obtido com a extrapolação do último intervalo onde a pressão é linear com a função Log [(tp+Δt/Δt)]. O reservatório não atingiu a pressão estimada mesmo tendo atingido o regime transiente, o que pode caracterizar dano na formação próxima ao poço ou depleção do reservatório, porém o software utilizado para analisar os dados identificou um dano leve ( $S = 2,38$ ) e excluiu a possibilidade de depleção.

A Figura 4 mostra um gráfico da produção acumulada de líquido (óleo e água) em m<sup>3</sup> contra o tempo em dias.

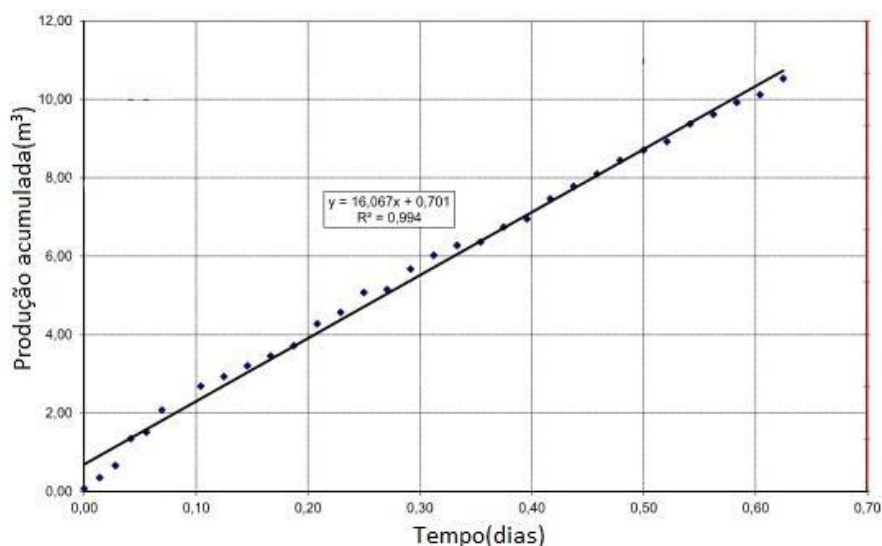


Figura 4 - Gráfico de produção acumulada.

Através do cálculo da inclinação da reta ajustada aos pontos experimentais do volume bruto produzido em função do tempo, foi obtida uma vazão de cerca de 16 m<sup>3</sup>/dia de acordo com o teste realizado. Este valor é representado pela inclinação da reta que foi ajustada aos pontos experimentais obtidos do teste de formação. O intervalo produziu óleo de °API 24,3

com BSW total de 4 %.

Os seguintes dados sobre o reservatório foram obtidos através de software interno: índice de produtividade razoável ( $IP = 0,11532 \text{ m/dia/kgf/cm}$ ), transmissibilidade e permeabilidade regular ( $To = 23,5 \text{ mD.m/cp}$ ,  $K = 28,4 \text{ mD}$ ).

#### **4. CONCLUSÕES**

O teste foi mecanicamente perfeito, e portanto, conclusivo. Produziu óleo de °API 24,3 com vazão bruta de  $16 \text{ m}^3/\text{d}$  e BSW total de 4%. Devido ao dano detectado ( $S = 2,38$ ), foi calculada uma queda de pressão de  $19,3 \text{ Kgf/cm}^2$ . Não foi observado decaimento da pressão estática extrapolada entre a primeira e a segunda estática, não caracterizando depleção do reservatório após o 2º fluxo. À interpretação dos dados evidenciou um crescimento ao final da curva log-log da primeira estática (figura 2) o que sugere a presença de barreiras de permeabilidade próximas do poço, a aproximadamente 43m. A determinação, permite que sejam tomadas atitudes que resultem em melhorias na produção, onde esse resultado pode ser alcançado por meio de operações de estimulação, tais como: acidificação ou fraturamento da formação.

#### **5. AGRADECIMENTOS**

A universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

#### **6. REFERÊNCIAS**

HALLIBURTON. **Well Testing Catalog**. Estados Unidos: Halliburton Communications, 2004.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. **Engenharia de reservatórios de petróleo** – Rio de Janeiro: Interciência : PETROBRAS, 2006.

SOUZA, Clélio Feitosa de. **Desenvolvimento de um Sistema de Monitoramento de Poços de Petróleo em Tempo Real para o Teste de Formação**. Natal. 2004.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

SCHLUMBERGER WIRELINE & TESTING (Inglaterra) (Comp.). **Introduction to well testing**. Bath: Phi Solutions, 1998