

XII SIMPÓSIO DE RECURSOS HIDRÍCOS DO NORDESTE

Diagnóstico do mecanismo de influxo de águas em reservatórios silisiclásticos

Jose Batista Siqueira¹

Resumo

Este trabalho procurou integrar dados de diferentes fontes, incluindo perfis de poços e da produção em campo de terra da Bacia Potiguar. Este estudo foi suportado pela técnica descrita por Chan (1995) que orienta como diagnosticar o mecanismo de produção de água através da análise das curvas obtidas nos gráficos da razão água/óleo versus tempo.

Os valores históricos da razão água/óleo do Campo de Alto do Rodrigues foram plotados versus o tempo de produção (em dias decorridos) e normalizados pela data de início de produção de cada zona, rotina *Normalize Tables* do OFM - com condição inicial igual à data do início da produção de cada zona.

Às curvas assim obtidas, foram inseridas Linhas de Tendências com o ajuste mais significativo possível de R^2 . A partir dessas Linhas de Tendências, com funções ajustadas aos pontos históricos, foram geradas derivadas $d(\text{RAO}/dt)$ que também foram plotadas no mesmo gráfico.

Com base na análise do comportamento da curva derivada ($d\text{RAO}$), foi efetuado o diagnóstico da natureza do influxo de água que ocorre em cada zona produtora em diferentes regiões do campo.

Abstract

This study sought to integrate data from different sources including well logs and production data of an onshore field. This study was supported by the technique described by Chan (1995) that guides how to diagnose the mechanism of water production by analyzing the curves in the graphs of the water / oil ratio versus time.

The historical values of the water / oil field ratio were plotted versus production time (in days elapsed) normalized by the starting date of production of each zone, routine *Normalize Tables* from OFM - with initial condition equal to the beginning production date of each zone .

1) Universidade Federal de Sergipe, (79)8871-3463, oju296@gmail.com

The curves thus obtained were inserted Trend Lines with the most significant possible adjustment of R^2 . From these Trends Lines with functions fitted to historical sites, were generated derived $d(RAO / dt)$ which were also plotted on the same graph.

Based on the analysis of the behavior of the derivative curve (dRAO), the diagnosis was made on the nature of the water influx that occurs in each producing zone in different regions of the field.

Palavras-Chave

Influxo, Aquífero, Mecanismo

1. INTRODUÇÃO

O *trend* de falhas denominado Falha de Carnaubais situa-se na continuação norte da Zona de Cisalhamento Portalegre, a qual representa um importante lineamento de direção NNE, de caráter transcorrente dextral, instalado durante o Ciclo Brasileiro (650-500 Ma). Esse *trend* de falhas atuou como descontinuidade responsável pela implantação do *graben* que culminou com a instalação da Bacia Potiguar, a qual se enquadra nas bacias relacionadas com estiramento litosférico (Allen & Allen, 1990). Diversos trabalhos foram desenvolvidos abordando a evolução dessa região, e a implantação de bacias, a exemplo de Bertani et. al. (1990), Françaolin & Szatmari (1987) dentre outros.

Campos petrolíferos alojam-se ao longo do *trend* de Carnaubais, controlados pelos efeitos da evolução desse segmento geotectônico conforme ilustrado na figura 01.

A estrutura do campo analisado neste trabalho configura um anticlinal assimétrico, figura 02, definido pela interação entre as camadas que mergulham para norte e a Falha de Carnaubais ao sul. Essa estrutura em parte desenvolveu-se a partir de feições herdadas do embasamento (Siqueira, 2005), que se projetam dentro do preenchimento sedimentar representado pelas Formações Pendência, Alagamar, Açú, Jandaira e Barreiras. A seção reservatório é composta por arenitos de origem fluvial, de idade Cenomaniana, pertencentes à Unidade 3 da Formação Açú (Conceição *et al.*, 1984; Nolla, 1992).

A seguir serão abordados aspectos que visam mostrar como é diagnosticado o mecanismo de influxo de água nos reservatórios siliciclásticos das zonas produtoras de hidrocarbonetos, as quais são denominadas X, Y e Z de cima para baixo.

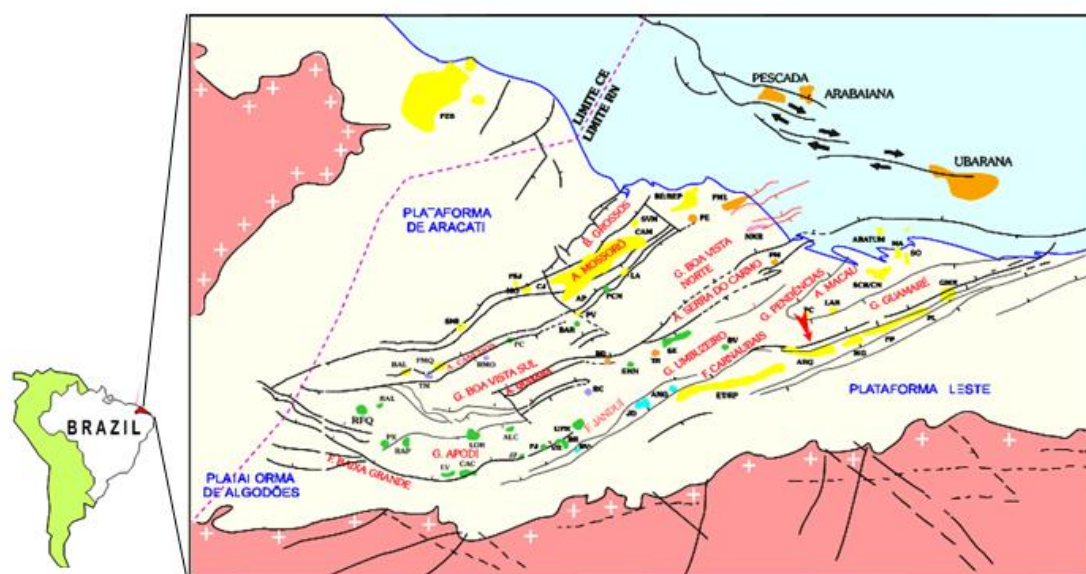


Figura 01 - Mapa de localização do campo.

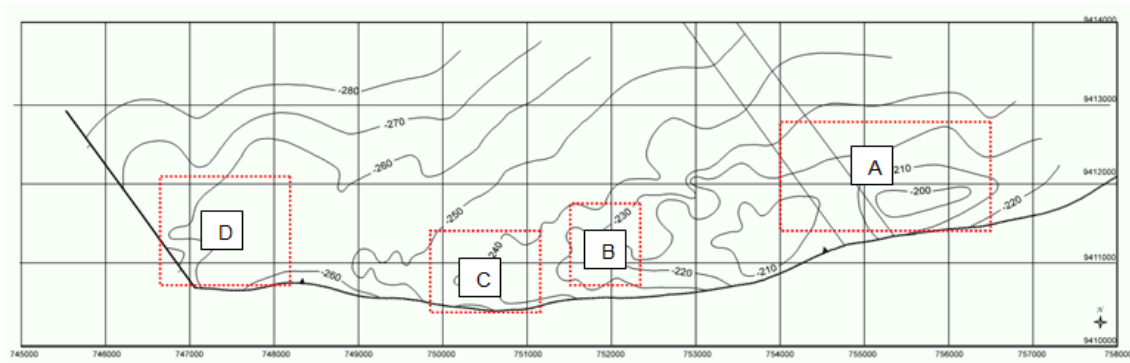


Figura 02 - Mapa estrutural do topo da Zona Açú X do campo e localização das áreas estudadas (A=Área Leste, B=Área Central, C=Área Central, D=Área Oeste)

2. CARACTERÍSTICAS DAS UNIDADES LITOLÓGICAS

A Formação Açú que concentra as principais acumulações de hidrocarbonetos foi subdividida por Vasconcelos *et al.* (1990) em quatro unidades. Foram denominadas Unidade Açú 1 a mais antiga até Açú 4 a mais nova. Na primeira, os sistemas deposicionais predominantes foram leques aluviais gradando lateralmente para ambiente fluvial. A Unidade Açú 2 inicia com depósitos fluviais entrelaçados, gradando acima para um sistema fluvial meandrante fino. Na parte submersa da bacia, intercala-se com calcários da Formação Ponta do Mel. A base da Unidade Açú 3 é marcada por um aumento na energia deposicional, instalando-se um sistema fluvial meandrante grosso a entrelaçado; este sistema também grada acima para meandrante fino. Um afogamento regional, representado pelo Marco I, é à base da Unidade Açú 4. Esta unidade possui caráter transicional e inclui depósitos marinhos rasos.

Os principais reservatórios da Formação Açú são arenitos de granulometria média a grosseira também muito grossa; excepcionalmente, os arenitos finos podem constituir-se em reservatórios produtores de petróleo. As heterogeneidades mais importantes correspondem aos níveis argilosos ou carbonáticos que ocorrem intercalados aos reservatórios.

3. DIAGNÓSTICO DO MECANISMO DE INFLUXO DE ÁGUA POR ÁREA

Os estudos de Chan (1995) baseados em simulação de modelos numéricos usando um simulador *black oil*, mostraram que curvas que geram derivadas com uma declividade constante e positiva indicam a ocorrência de canalização devido a influxo lateral, enquanto que uma declividade variável e negativa caracteriza a ocorrência de cone em função de influxo inferior.

Há ainda o caso da atuação de mais de um mecanismo, quando a derivada assume um comportamento misto entre os dois antes descritos, caracterizando a ocorrência de cone com posterior canalização. Neste trabalho utilizaram-se os princípios adotados por Chan (op. cit.) para elaboração dos gráficos que serão mostrados a seguir e suas interpretações, nas áreas de leste para oeste do campo figura 2A-D.

3.1. Área Leste A

3.1.1. Zona Açú X

Na área leste do campo figura 02A para a Zona Açú X, verifica-se através da derivada dRAO em função do tempo um mecanismo de cone figura 03. Esta feição é característica de aquífero com influxo de fundo. Isto se deve possivelmente ao fato de tratar-se de uma área próxima à região de recarga dessa zona.

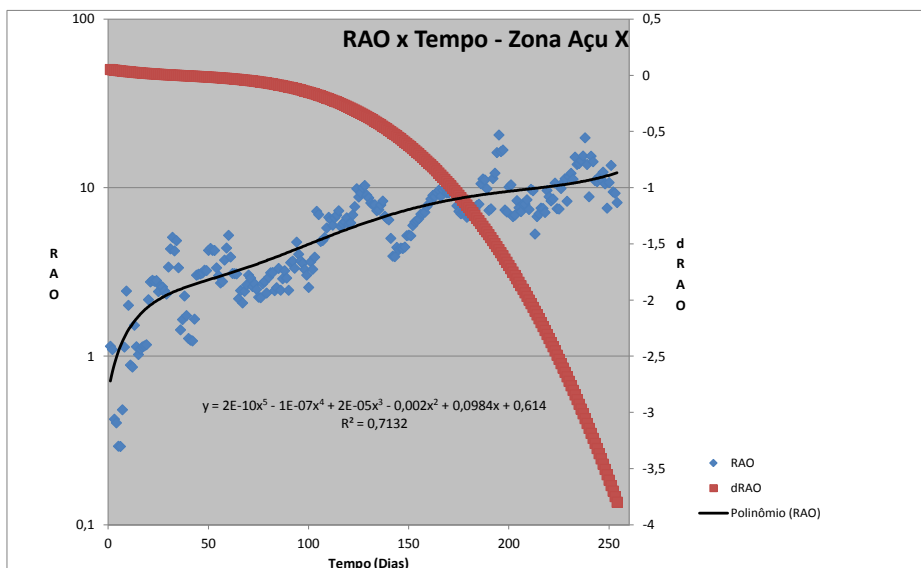


Figura 03 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú X

$$Y = 2E-10x^5 - 1E-07x^4 + 2E-05x^3 - 0,002x^2 + 0,0984x + 0,614 \quad (1)$$

3.1.2. Zona Açú Z

Para a Zona Açú Z na área leste figura 02A, a análise indicou um comportamento característico de cone figura 04, fato este interpretado como devido à atuação de aquífero de fundo.

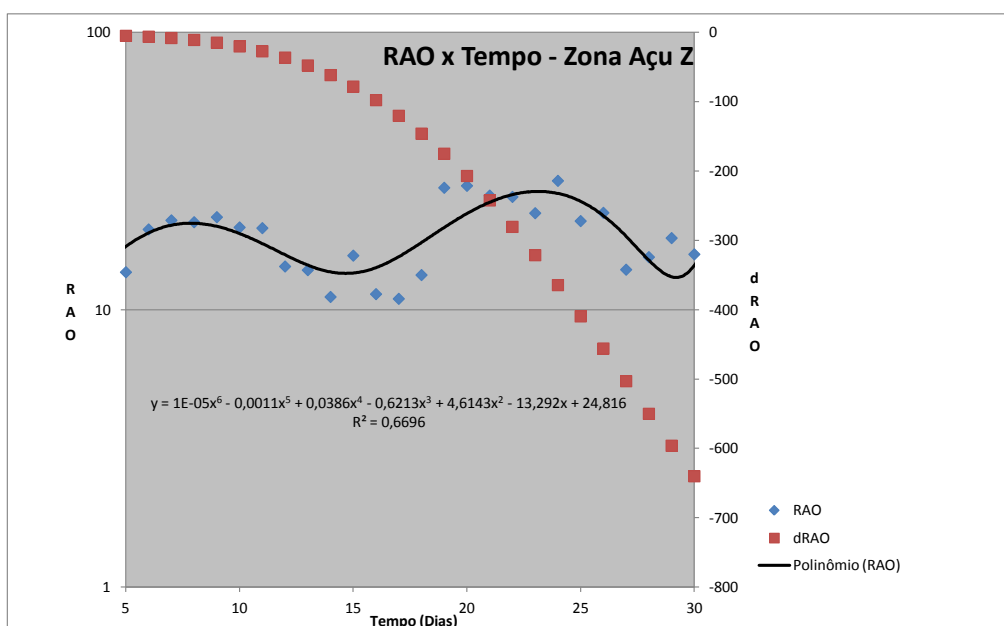


Figura 04 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú Z

$$Y = 1E-05x^6 - 0,0011x^5 + 0,0386x^4 - 0,6213x^3 + 4,6143x^2 - 13,292x + 24,816 \quad (2)$$

3.2. Área Central B

3.2.1. Zona Açú X

A Zona Açú X da área B central figura 02B, apresentou um comportamento misto, com ocorrência inicial de cone de água e posterior canalização lateral figura 05, característicos de influxo de fundo e lateral.

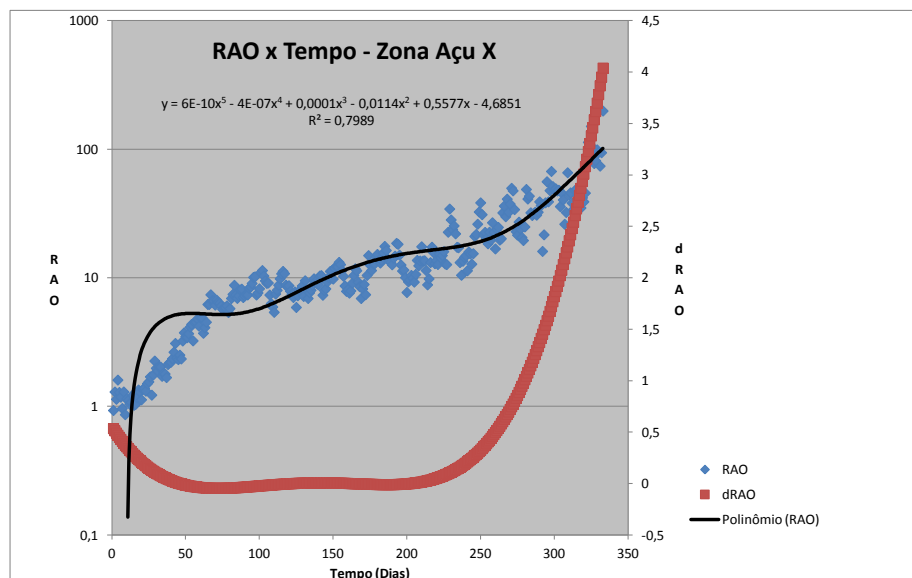


Figura 05 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú X

$$Y = 6E-10x^5 - 4E-07x^4 + 0,0001x^3 - 0,0114x^2 + 0,5577x - 4,6851 \quad (3)$$

3.2.2. Zona Açú Y

O gráfico representativo da Zona Açú Y na área central do campo figura 02B, indicou um comportamento típico de cone de água figura 06, característico de aquífero com influxo de fundo.

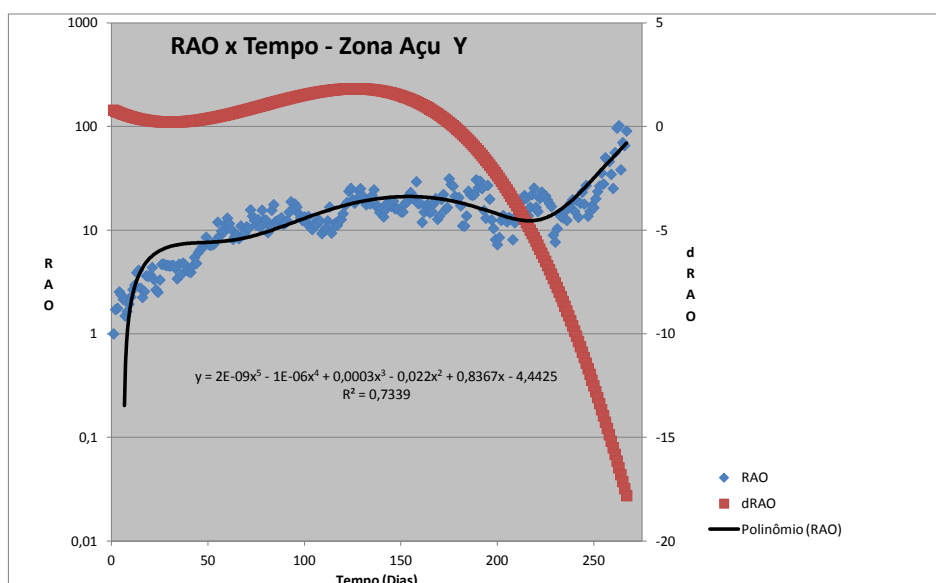


Figura 06 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú Y

$$Y = 2E-09x^5 - 1E-06x^4 + 0,0003x^3 - 0,022x^2 + 0,8367x - 4,4425 \quad (4)$$

3.2.3. Zona Açú Z

Ainda na área central do campo figura 02B, a análise do gráfico da Zona Açú Z caracteriza um mecanismo de cone de água figura 07, típico de aquífero com influxo de fundo.

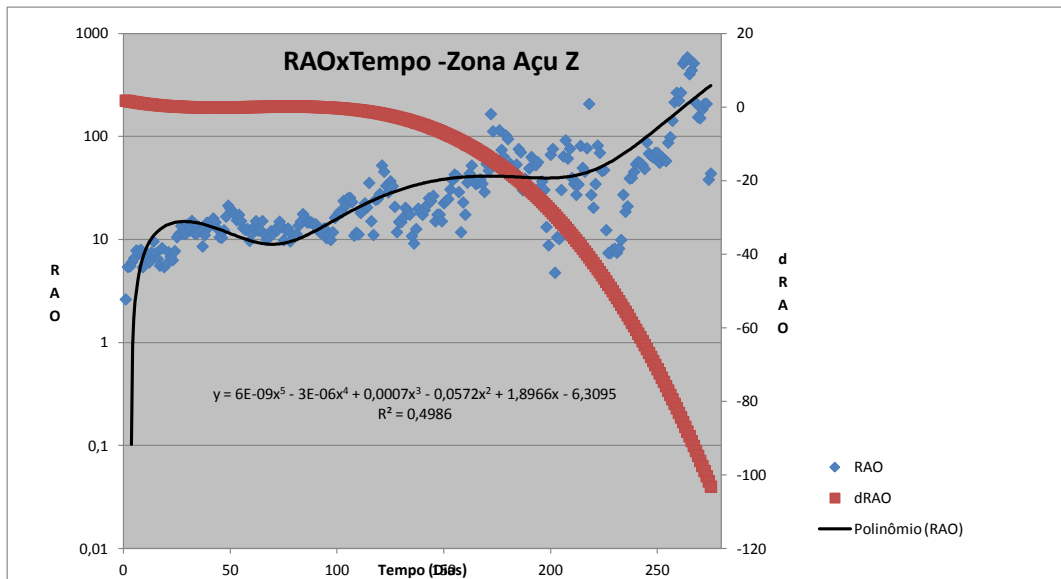


Figura 07 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú Z

$$Y = 6E-09x^5 - 3E-06x^4 + 0,0007x^3 - 0,0572x^2 + 1,8966x - 6,3095 \quad (5)$$

3.3. Área central C

3.3.1. Zona Açú X

Na área central C figura 02C, para a Zona Açú X conforme os dados do gráfico diagnostica-se um mecanismo de canalização figura 08, característico de aquífero com influxo lateral.

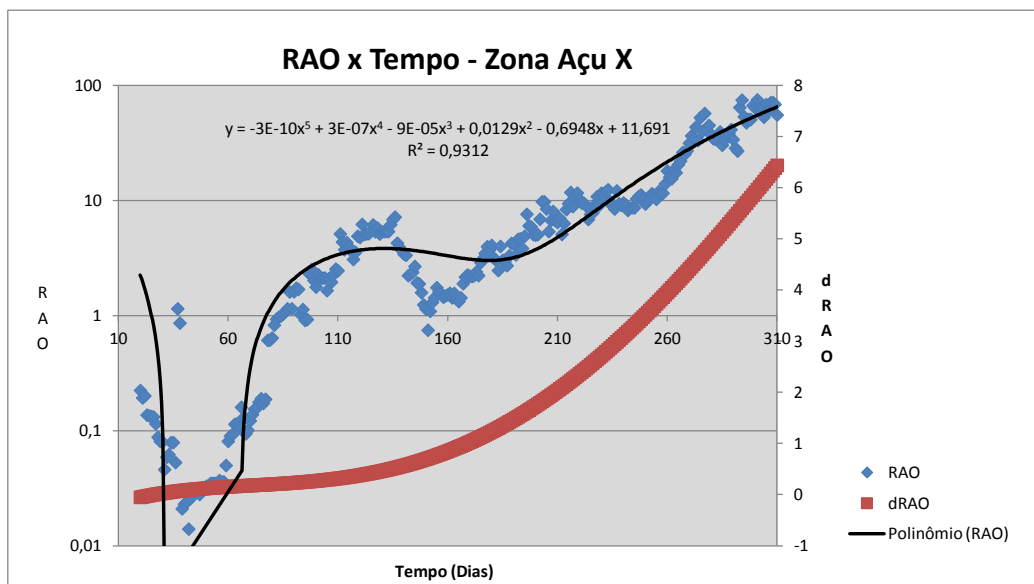


Figura 08 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú X

$$Y = -3E-10x^5 + 3E-07x^4 - 9E-05x^3 + 0,0129x^2 - 0,6948x + 11,691 \quad (6)$$

3.3.2. Zona Açu Y

Nessa área central C figura 02C, a análise do gráfico da Zona Açu Y figura 9, indica um mecanismo de cone, característico de aquífero com influxo de fundo.

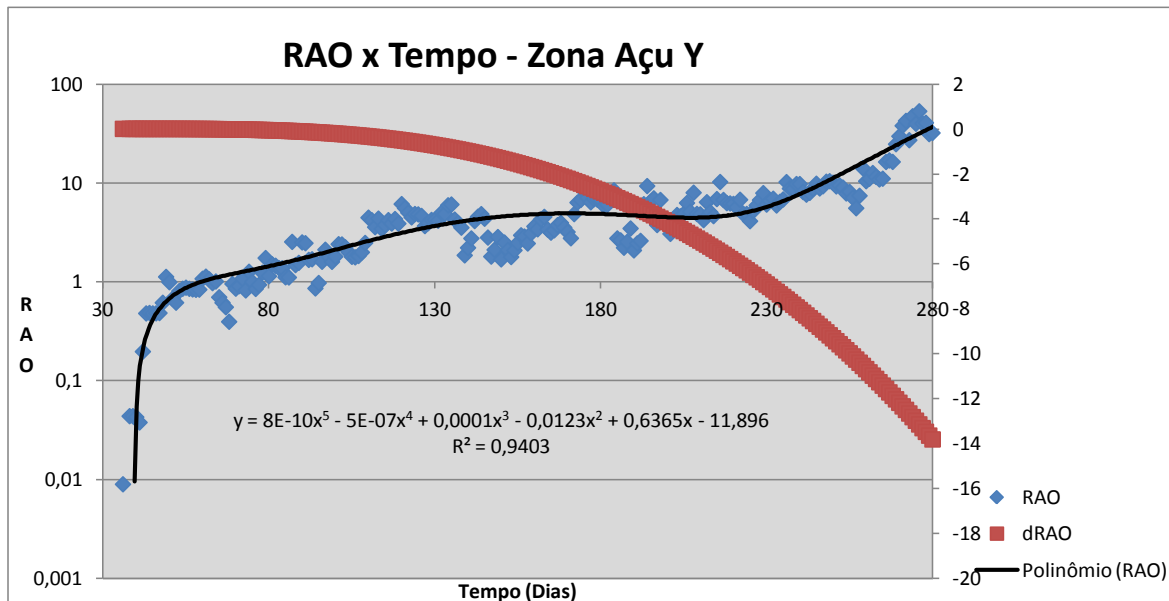


Figura 9 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açu Y

$$Y = 8E-10x^5 - 5E-07x^4 + 0,0001x^3 - 0,0123x^2 + 0,6365x - 11,896 \quad (7)$$

3.3.3. Zona Açu Z

Para a Zona Açu Z também na área central C figura 02C, verifica-se com base na análise do gráfico figura 10, um mecanismo de cone de água característico de aquífero com influxo de fundo.

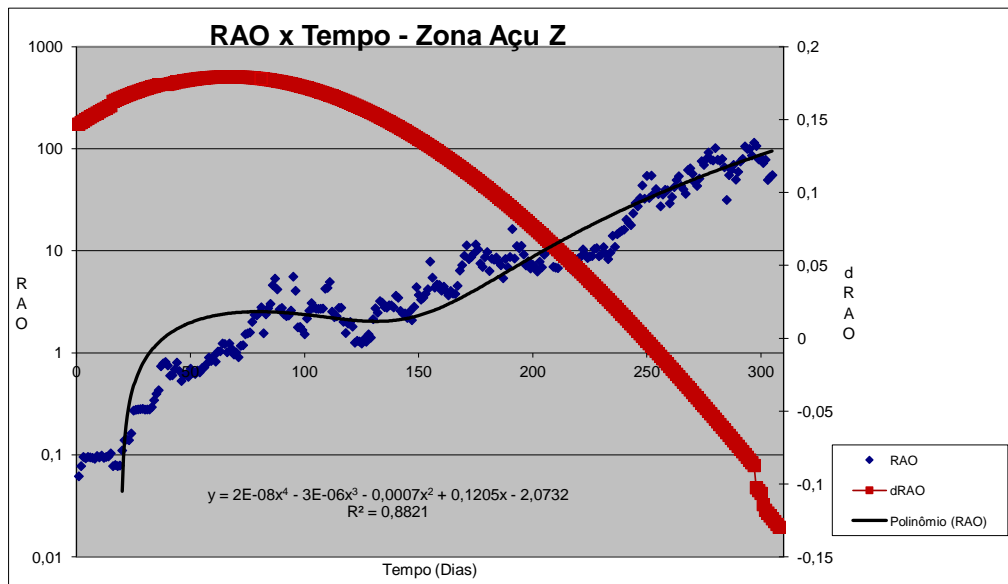


Figura 10 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açu Z

$$Y = 2E-08x^4 - 3E-06x^3 - 0,0007x^2 + 0,1205x - 2,0732 \quad (8)$$

3.4. Área D Oeste

3.4.1. Zona Açú X

Na região oeste do campo conforme mostra a figura 02D, a Zona Açú X apresenta-se mais profunda que na parte leste, em função da segmentação por falha transversal e basculamento para oeste (Siqueira, 2005). Este fato é responsável pelo deslocamento vertical e aprofundamento das zonas Açú X, Y e Z. Com a análise do gráfico da Zona Açú X figura 11 diagnostica um mecanismo de cone de água, característico de aquífero com influxo de fundo.

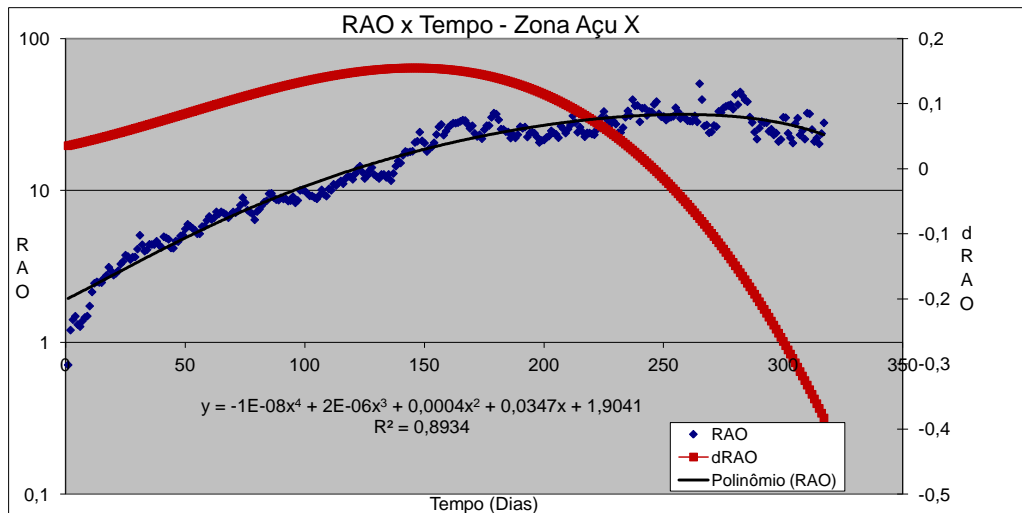


Figura 11 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú X

$$Y = -1E-08x^4 + 2E-06x^3 + 0,0004x^2 + 0,0347x + 1,9041 \quad (9)$$

3.4.2. Zona Açú Z

Nessa região oeste do campo figura 02D, para Zona Açú Z conforme a análise do gráfico da figura 12, verifica-se um o mecanismo de cone de água, típico de aquífero com influxo de fundo.

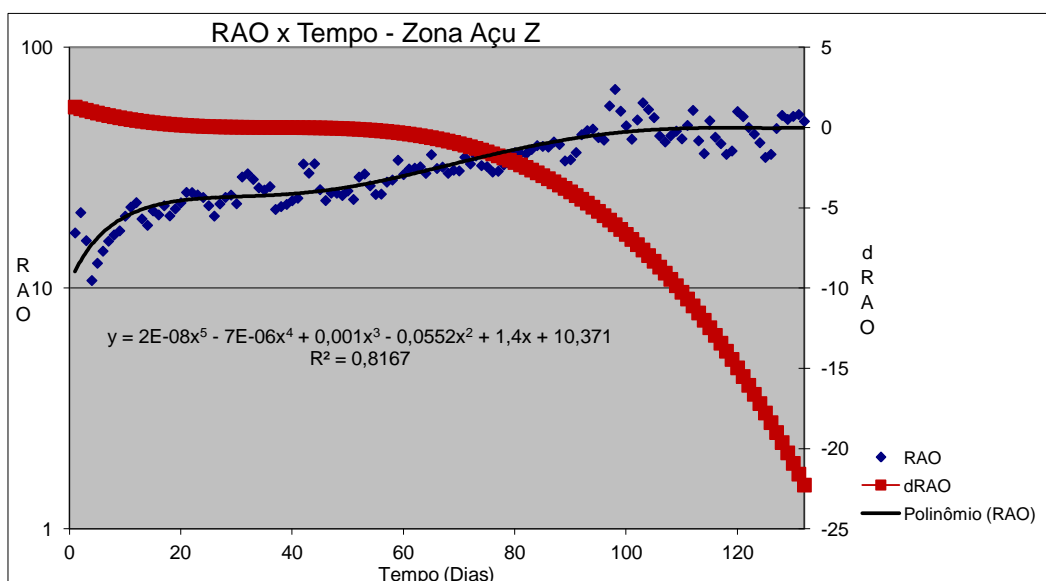


Figura 12 - Razão água óleo (RAO) e derivada da razão água óleo (dRAO) x tempo Zona Açú Z

$$Y = 2E-08x^5 - 7E-06x^4 + 0,001x^3 - 0,0552x^2 + 1,4x + 10,371 \quad (10)$$

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base na análise dos gráficos gerados a partir das informações obtidas ao longo do histórico de produção de cada zona verifica-se que existem diferentes mecanismos de influxo de água dentro de uma mesma zona para diferentes regiões do campo.

Na porção leste do campo na área A para as zonas Açu X e Z foi diagnosticado um mecanismo de cone de água. E este mecanismo é característico da atuação de aquífero com influxo de fundo.

Para a área central B foi diagnosticado um comportamento misto para essa Zona Açu X, com a formação inicial de cone de água e posterior canalização lateral, característicos de influxo de fundo e lateral. Na área central C a Zona Açu X apresentou um mecanismo de canalização, característico de aquífero com influxo lateral.

Nas áreas centrais B e C para as zonas Açu Y e Z verificou-se um mecanismo de cone, típico de aquífero com influxo de fundo.

Para as zonas Açu X e Z na porção oeste do campo verifica-se um mecanismo de cone característico de aquífero com influxo de fundo.

Estes diferentes comportamentos de influxo dos aquíferos atuantes no campo são orientativos nas tomadas de decisão no processo de completação dos poços, visto que isso tem reflexo direto na produção. Notadamente quando se efetua completação conjunta das zonas.

5. BIBLIOGRAFIA

- ALLEN, P.A. & ALLEN, J.R. 1990. *Basin analysis: principles and applications*. London, Blackwell. 451p.
- BERTANI, R. T.; COSTA, I. G.; MATOS, R. M. D. 1990. *Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar*. In: GABAGLIA, G.P. R.; MILANI, E. J. (ed.). *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, p. 291-310.
- CHAN, K.S. 1995. *Water control diagnostic plots*. Schlumberger Dowell, SPE 30775.
- CONCEIÇÃO, L.A.Z.; BARROCAS, S.L.; SILVA, E.J.B.; GUSSO, G.L.N.; SANTOS, M.A.A.; SOUZA, M.S.; SILVA, M.L.F.; BALLIN, P.R.; CAMOLEZE, Z. 1984. *Projeto Alto do Rodrigues*. Natal, PETROBRAS/DEBAR/CENPES. (Relatório Interno).
- FRANÇOLIN, J.B.L. & SZATMARI, P. 1987. *Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira*. Revista Brasileira de Geociências, 17(12), 196-207.
- NOLLA, F.R. 1992. *Atualização do estudo dos arenitos reservatórios da unidade 3 da Formação Açu, Campo de Alto do Rodrigues, Bacia Potiguar Emersa*. Natal: PETROBRAS/DEBAR/SELAG. Nota técnica 001/92, (Relatório Interno).
- SIQUEIRA, J.B. 2005. *"A Falha de Carnaubais e o Controle Estrutural do Campo Alto do Rodrigues/RN"*. 2005. In: X Snet, IV Isit., Curitiba, Bol. Res. Exp. Curitiba, SBG. v.1, p. 87-89.
- VASCONCELOS, E.P.; LIMA, N., F.F.; ROOS, S. 1990. *"Unidades de Correlação da Formação Açu"*. Anais do 36º Congresso Brasileiro de Geologia. SBG, v.1, p.227-240.