



Interpretação Geofísica de perfis de poços do Reservatório Arenítico do Campo de Conceição da Barra – bacia do Espírito Santo

Ualas Magalhaes Aguiar, Carlos André Maximiano da Silva e Andreas Nascimento.

Copyright 2019, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August 2019.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The "mature fields" is the name given to those fields and oil or natural gas that have already exceeded their peak of production, that is, the volume of hydrocarbons extracted reduced the internal energy of the reservoir causing a fall in production. On the other hand, areas with marginal accumulations are regions known for the possibility of limited production of oil or natural gas. The economic characteristics of the mature fields stimulate the interest of small to medium sized companies and allow the entry of new participants in the exploratory oil activity. This project aims to characterize geophysical profiles of wells in the Conceição field of the bar, located in the Espírito Santo basin in the northern region of the state of Espírito Santo. The purpose of the characterization is to locate the formation with characteristics of reservoir rock, to characterize the formation sealant and generator of the reservoir, as well as the definition of its main geophysical characteristics. It was characterized an oil reservoir, with a small aquifer of water below, located at 1460 meters of depth, with 16 meters of thickness in points of greater net pay.

Introdução

Os “campos maduros” é a denominação dada àqueles campos e petróleo ou gás natural que já ultrapassaram seu pico de produção, ou seja, o volume de hidrocarbonetos extraído reduziu a energia interna do reservatório acarretando a queda da produção. Por sua vez, áreas com acumulações marginais, são regiões conhecidas por possibilidade de produção limitada de petróleo ou gás natural (CÂMARA, 2004). A exploração de campos maduros aponta para uma possibilidade de um empreendimento com características singulares dentro da indústria de exploração e produção de hidrocarbonetos. Essas características sinalizam, em princípio, para a necessidade de investimentos menores, bem como para menores riscos exploratórios envolvidos e, portanto, menores expectativas de resultados econômicos em comparação com áreas denominadas “novas fronteiras exploratórias” que, por sua vez, são caracterizadas por não possuírem poços perfurados ou haver poucos conhecimentos a respeito de suas reservas ou possibilidade de reservas (ZAMITH e SANTOS, 2007).

As características econômicas dos campos maduros despertam o interesse de empresas de porte médio a pequeno e possibilitam a entrada de novos participantes na atividade exploratória ou *up stream* de petróleo e gás natural. Essa possibilidade se configura, em menores exigências de investimentos e

O presente projeto visa a caracterização de perfis geofísicos de poços do campo de Conceição da Barra, localizado na bacia do Espírito Santo na região norte do estado do Espírito Santo. A caracterização tem como metas localizar a formação com características de rocha reservatório, caracterizar a formação selante e gerador do reservatório, assim como a definição de suas principais características geofísicas .

Esse estudo faz parte de uma série de trabalhos integrados que tem como objetivo fornecer dados e modelos Petrofísicos para a reavaliação de planos de recuperação de campos marginais do Espírito Santo /Mucuri. Tal reavaliação dos planos de recuperação dos campos possui um grande potencial, já que estamos falando de um campos já esgotados , que em muitas vezes apenas passaram pelo processo de injeção de água como método de recuperação secundário especial, tendo muito desses campos pouco dos seus volumes originais *in place* produzidos.

1.1- Contexto geológico

A evolução tectonoestratigráfica da Bacia do Espírito Santo segue o padrão das bacias da margem leste brasileira. Segundo o diagrama estratigráfico (Figura 1) proposto por França, et. al. (2007), a evolução estratigráfica da bacia é subdividida em três fases principais denominadas Rife (Neocomiano ao Eoaptiano), Pós-Rife (Aptiano) e Drifte (Albiano ao Recente).

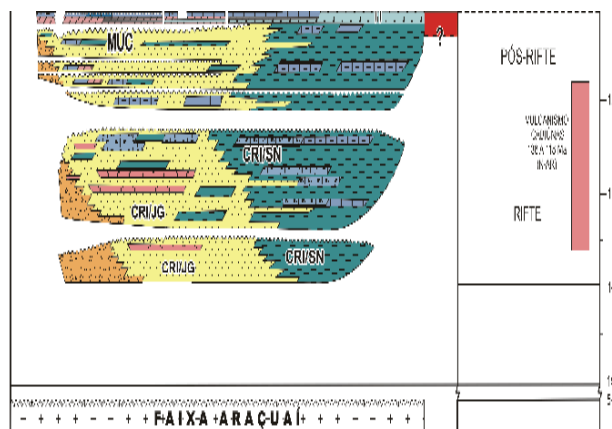


Figura 1. Recorte do diagrama Estratigráfico da Bacia do Espírito Santo, foco na região de estudo (França,2007).

Na fase *Rifte* (Neocomniano ao Aptiano Superior), o estiramento crustal resultou na formação de falhas normais de direção aproximada NS e NE-SW, que produziram *horsts* e meio-*grabens* com altos estruturais internos, limitados no topo por uma discordância regional pré Neo-alagoas e preenchidos por sedimentos típicos de ambiente continental (Formação Cricaré), entre os quais arenitos cinzentos, conglomerados do Membro Jaguaré, folhelhos lacustres, carbonatos (coquinas) e margas do Membro Sernambi. Podem ocorrer ainda intercalações com rochas vulcânicas da Formação Cabiúnas especialmente no Membro Jaguaré. O contato inferior dessa formação é discordante com as rochas do embasamento Pré-Cambriano, sendo seu limite superior discordante com a sequência transicional (Membro Mucuri). Em parte, a Formação Cricaré pode ser correlacionada com as formações Lagoa Feia (Bacia de Campos) e Guaratiba (Bacia de Santos) (Ferreira, 2017).

Tomando como base a análise descritiva das formações encontradas na fração onshore da bacia do Espírito Santo, Feijó (1994), e os dados de perfilagem dos poços perfurados na região, os quais possuem sua análise litológica apresentada, pode-se observar as seguintes formações como: selante ,reservatório e gerador do campo:

Membro Itaúnas: Constituído por rochas evaporíticas, anidrita e halita, com finas camadas de folhelho, poço 3-CB-5-ES, e arenito, 1-CB-3-ES.. Segundo os poços, sua espessura varia entre 100 e 200m, predominando a camada de halita abaixo da anidrita. As maiores espessuras de sal ocorrem na plataforma continental, nas áreas onde intensa halocinese formou domos salinos e muralhas de sal. É o caso do campo de Conceição da Barra.

Membro Mucuri: É o reservatório arenítico do campo de Conceição da Barra. Localizado abaixo de Itaúnas, composto por arcóseo grosso, conglomerado arcoseano e lítico depositados em sistema aluvial e fluvial com intercalações de folhelhos, calcários e anidritas. e pequena espessura variando entre 18 e 30m. A Figura 3 representa uma seção geológica da área estudada e interpretada da região.

1.2- Área de Conceição da Barra

O Campo de Conceição da Barra foi descoberto em 1987 através do poço especial 9-PSG-1-ES (Figura 2). Na área, que abrange 2,4km², e no seu entorno, estão disponíveis 172 km de sísmica 2D, além de e 13 poços perfurados dentro do *ring fence*. Os reservatórios são arenitos e conglomerados da Formação Mariricu, Membro Mucuri, os quais contém óleo pesado (ANP,2008).O campo localiza-se no município de Conceição da Barra, a sul do Campo de Rio Itaúnas e a norte de São Mateus e a cerca de 3km a oeste da cidade de Conceição da Barra .

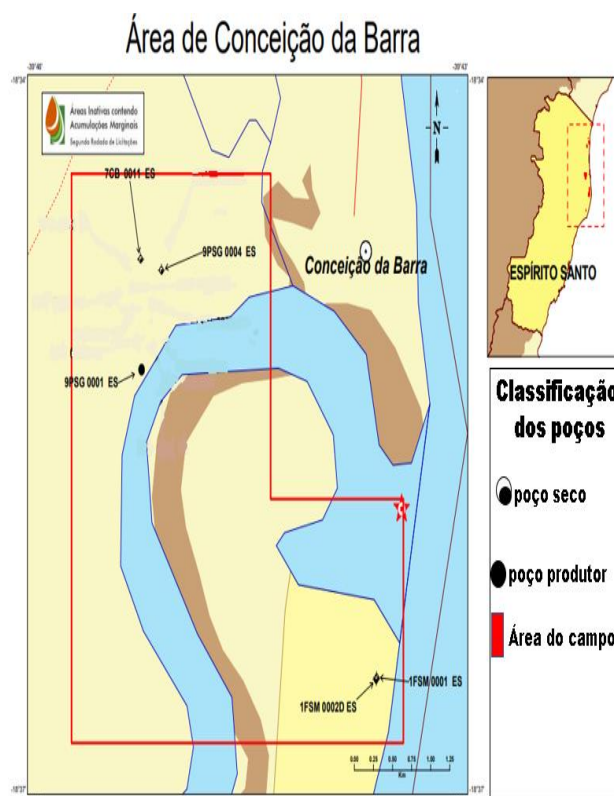


Figura 2. Localização do campo de estudo e dos dados geofísicos utilizados no projeto, o campo de Conceição da Barra se localiza no município de mesmo nome , a norte da cidade de São Mateus , o campo é caracterizado como um campo marginal pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) (ANP, 2008).

Metodologia

2.1- Materiais

Esta pesquisa foi desenvolvida a partir do conjunto de dados sísmicos e de poços fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo Gás natural e Biocombustíveis (ANP), através da política de disponibilização de dados públicos. Foram fornecidos três arquivos de poços (9PSG-1, 9PSG-4 e 7CB), além dos respectivos perfis compostos, pastas de poço e curvas básicas no formato LAS, contendo : ILD (resistividade), GR (Raio Gama) e DT (sônico). Estes dados foram utilizados na análise dos perfis de poços e na definição da distribuição estratigráfica (correlação de poços).

2.2 – Métodos

Para a correlação de intervalos estratigráficos, os arquivos .las de cada poço foram carregados em um *software* de interpretação sísmica com intuito de elaborar gráficos das características perfiladas de cada poço. Onde os dados de poços analisados foram: raio gama (GR), sônico (DT), elétrico (ILD) e de profundidade (m) no

intervalo do Grupo Mucuri (1400-1900 m). A correlação de poços foi realizada a partir da identificação das formações com propriedades físicas semelhantes entre os perfis dos poços do campo, buscando identificar a sequência reservatório na região. Com a correlação dos intervalos identificados nas seções estratigráficas, foi possível observar o comportamento das espessuras e propriedades físicas do campo.

Definidos as sequências reservatório, geradora e selante foi necessário realizar o cálculo dos valores médios de resistividade, gama e sônico, assim como a definição da área de contato de água/ óleo, no intervalo identificado como reservatório, a partir dos dados dos arquivos .las, no final se definiu a zona de acumulo e se realizou o cálculo da sua espessura media.

Resultados

A partir da análise dos perfis geofísicos dos poços, foram identificados o embasamento, a formação reservatório / gerador e a formação selante, além da correlação lateral destes intervalos, a qual permitiu descrever a sequência dessas formações no Campo de Conceição da Barra, possibilitando definir suas propriedades físicas e heterogeneidades laterais da formação reservatório (Figura 3).

O reservatório do campo de Conceição da Barra e caracterização como um reservatório onshore, convencional. Delimitado abaixo pelo embasamento formado por rochas vulcânicas de idade Pré-Cambriano, sendo seu topo representado na figura 3 e 4 pela linha amarela. No poço 9PSG-1 esse embasamento se localiza a 1515 metros, já no poço 7CB a perfuração não atingiu o embasamento, terminando em 1507 metros ainda na formação Membro Mucuri e, mesma situação se observa no poço 9PSG-4, onde o poço atinge a profundidade de 1468 metros. A acumulação petrolífera se dá por uma estrutura em *Horst e Graben*, formado por dobras em *rollover* e falhas normais e de mergulho em alto ângulo.

Logo acima do embasamento de forma discordante, se localiza a formação membro Mucuri, formação caracterizada como gerador e reservatório. Sendo formado por arenitos siliciclásticos, interdigitados com folhelhos, carbonatos e anidritas, que representam curtos períodos de transgressão marinha. Apresenta uma espessura média de 70 metros, sendo seu topo localizado em média a 1450 metros de profundidade. O acumulo na região se dá principalmente por trapas estruturais ou perda da porosidade, causada pela diagênese que provoca o fechamento dos poros. Acima da formação Mariricú se localiza uma pequena camada de anidrita, formação membro Itaúnas com uma espessura media de 220 metros, sendo essa sequencia caracterizada com a formação selante do reservatório.

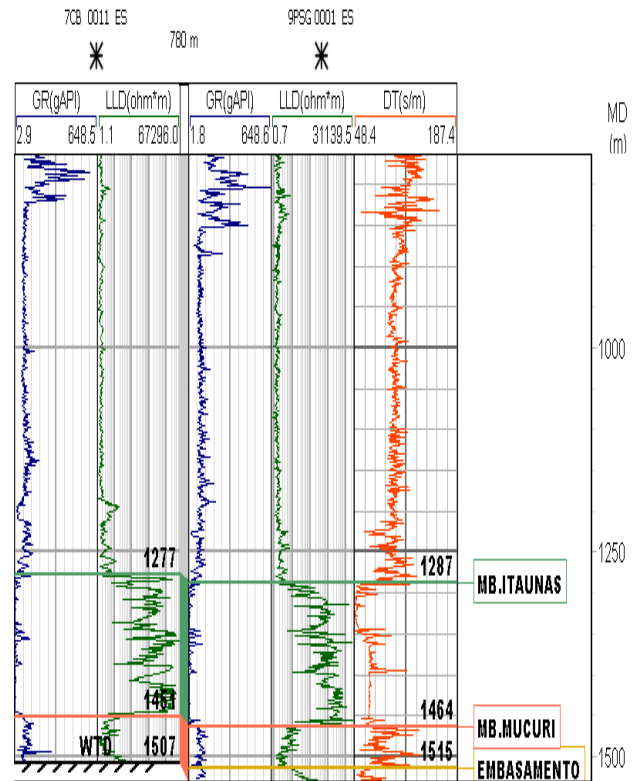


Figura 3. Interpretação dos perfis de poços da correlação 7CB-(9PSG-1). Como se observa o único poço que atingiu a profundidade do embasamento foi o poço 9PSG-1 a 1515 metros de profundidade, também e o único poço que possui o perfil sônico, essencial para a correlação das formações.

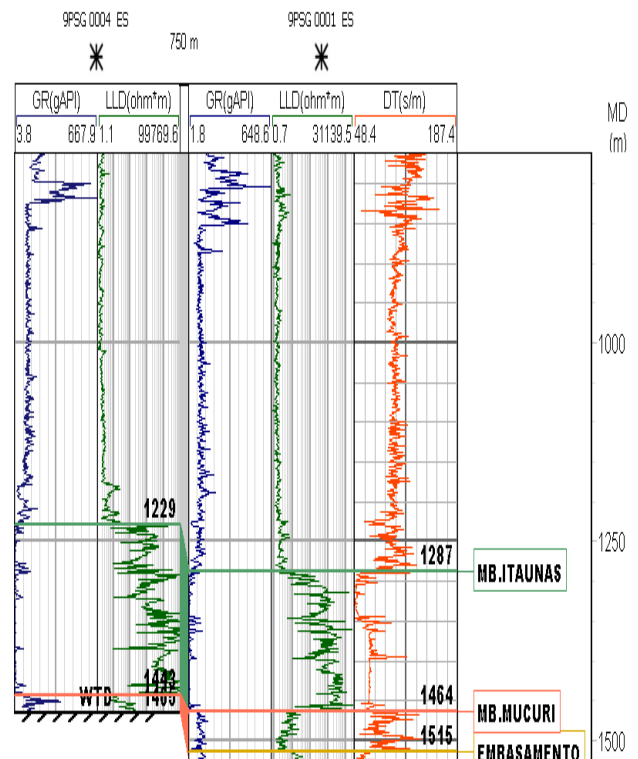


Figura 4. Interpretação dos perfis de poços da correlação (9PSG-1)-(9PSG-4).O perfil sônico do poço 9PSG-1 foi fundamental para a identificação e correlação das continuidades das formações .

Os perfis Raio Gama foram uma das principais fontes de informações usadas neste projeto , sendo uma fonte confiável da composição química das rochas e de sua variação em profundidade. A interpretação deste perfil se dá a partir de duas premissas. Primeiro a variação brusca ou do padrão regular da curva de raio gama é um indicativo de mudança litológica e segundo cada fácies litológica composicional pertence a um intervalo definido de Raio Gama.

Após o carregamento das seções dos poços é feita uma interpretação geral do perfil e delimitados os limites do topo e base da formação do membro Mucuri. O topo em todos os perfis é caracterizado por uma diminuição brusca do valor de gama (Figuras 5 e 6), resultado da transição do Membro Itaúnas (fase evaporítica) para as rochas predominantemente siliciclásticas do Membro Mucuri, que possuem gama de valor mais alto, devido à sua composição arcoseana e rica em biotitas. Os perfil de gama possui uma certa similaridade no limite basal da formação Membro Mucuri com o seu embasamento. Assim é necessário recorrer ao auxílio do perfil sônico do poço 9PSG-1 e criar padrões para separação.

O perfil Sônico (DT) é usado em conjunto com o gama pois apresentam similaridades na variação das curvas ,essa ferramenta mede a variação da impedância acústica com a profundidade, sendo essa propriedade física uma relação entre a velocidade da onda sísmica e a densidade da rocha que a mesma está sendo atravessada. Assim quando a onda sai de uma rocha magmática (densidade maior), para uma rocha siliciclásticas (densidade menor), o valor do perfil sônico aumenta, permitindo assim a diferenciação entre o limite basal da formação Membro Mucuri e o embasamento .O topo da formação Membro Itaúnas pode ser caracterizado pelo perfil sônico com a diminuição brusca do perfil sônico, a formação possui uma variação negativa no perfil .

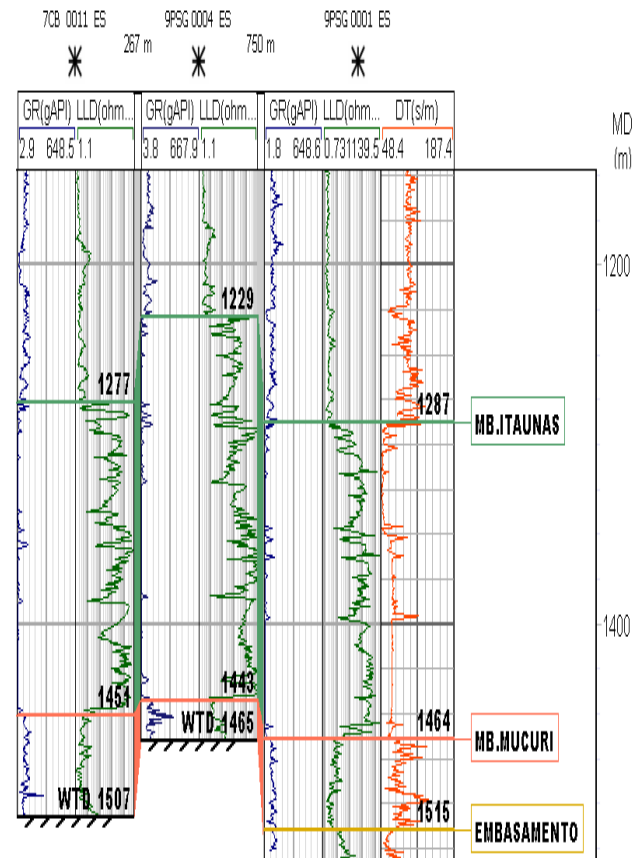


Figura 5- correlação de poços.

O reservatório arenítico do campo de Conceição da Barra e composto por arcóseo grosso, conglomerado arcoseano e lítico depositados em sistema aluvial e fluvial com intercalações de folhelhos de pequena espessura. Tal fato pode ser bem observado nos perfis de resistividade e gama espectrometria. No perfil de *gamma ray* a intercalação de folhelhos e caracterizada por picos positivos no perfil dentro da sequência da formação, já perfil de resistividade e caracterizado por picos negativos no perfil, tal fato se dá pelo fato que a rocha folhelho possui menores poros do que a rocha arenítica , retendo menor quantidade fluido nos seus poros .Apresentando então menor resistividade a passagem de corrente.

Utilizando os perfis de resistividades junto com o perfil sônico do poço 9PSG-1 , se constatou que a acumulação de óleo se deu nas partes "limpas" da sequência ou seja nas partes do poço com menores quantidades de intercalações , sendo selado pela formação seguinte, a formação Itaúnas ou camadas de folhelhos da formação membro Mucuri .O reservatório de óleo se localiza a 1460 metros, sendo a profundidade de contato água-óleo nos poços 9PSG-1 e 9PSG-4 e 7CB a 1472 , 1453 e 1467 metros de profundidade (Figura 6).

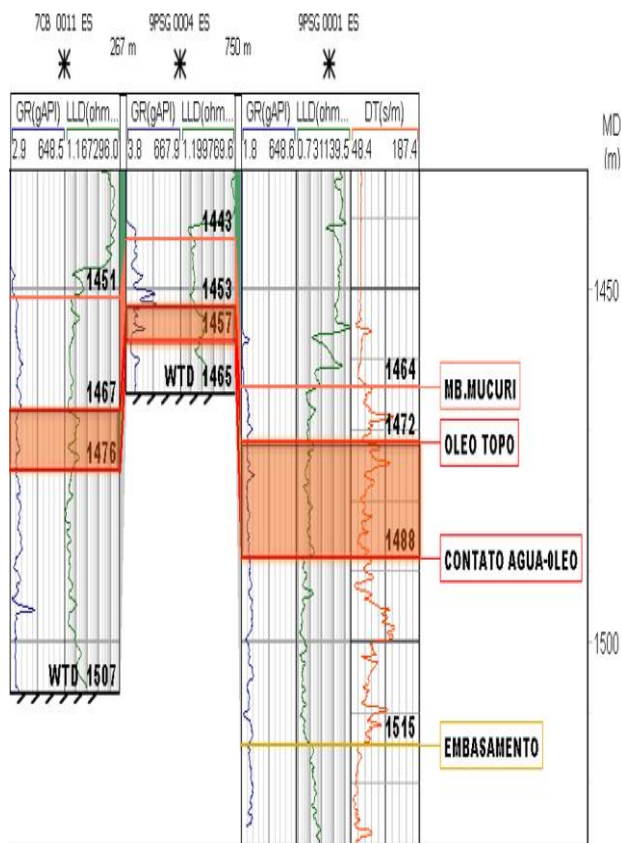


Figura 6 - Correlação de poços, determinação da zona de acumulo do reservatório. O reservatório arenítico do campo de Conceição da Barra e composto por arcóseo grosso, conglomerado arcoseano e lítico depositados em sistema aluvial e fluvial com intercalações de folhelhos de pequena espessura.

Conclusão

Com a metodologia utilizada (carregamento dos dados, filtragem, análise de poços, interpretação geofísica de poços e correlação de poços) se mostrou satisfatória nos objetivos buscados nesse projeto. Foi possível identificar três horizontes estratigráficos representados por : base da formação reservatório (embasamento), topo da formação reservatório (Membro Mucuri) e topo da formação selante (membro Itaúnas). Foi caracterizado um reservatório de óleo , com um pequeno aquífero de agua abaixo, localizando a 1460 metros de profundidade , com 16 metros de espessura em pontos de maior *net pay*. Reservatório esse convencional arenítico, composto por arcóseo grosso, conglomerado arcoseano e lítico depositados em sistema aluvial e fluvial com intercalações de folhelhos de pequena espessura.

Referencias

Agencia nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis,(2008) www.brasilrounds .gov.b

/arquivos/Seminarios_P1/Apresentacoes/partilha1_tecnic_o_ambient al.pdf. Acessado em 13/01/2019.

Agencia nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis,(2013) www.brasilrounds .gov.b /arquivos/Seminarios_P1/Apresentacoes/partilha1_tecnic_o_ambient al.pdf. Acessado em 10/01/2019.

Asmus, H. E., Gomes, J. B. & Pereira, A. C. B. (1971). Integração geológica regional da Bacia do Espírito Santo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 25., 1971, São Paulo. Anais do Congresso... São Paulo, Sociedade Brasileira de Geologia, v.3, pp. 235- 252.

Ferreira, André Lopes (Org.). Bacia do Espírito Santo – Terra: Sumário Geológico e Setores em Oferta. Rio de Janeiro: Superintendência de Definição de Blocos Sdb, 2017. 20 p.

França, Rosilene Lamounier, et al. "Bacia do Espírito Santo." Boletim de Geociencias da PETROBRAS 15.2 (2007): 501-509.

Tramontina, Fernando Rubbo. "Análise tectono-estratigráfica do Membro Mucuri no cubo sísmico 3D fazenda Cedro Sul, Aptiano da Bacia do Espírito Santo." (2016).

Vieira, R. A. B., Costa, L. A. R. & Alves, R. G. (1992). Bacias do Espírito Santo e Mucuri: Estudo geológico e análise exploratória das porções onshore e nearshore. Petrobras/Dexes (Relatório interno). São Mateus-ES.

Vieira, R. A. B., Mendes, M. P., Vieira, P.E., Costa, L. A. R., Tagliari, C. V., Bacelar, L. A. P. & Feijo, F.J. (1994). Bacias do Espírito Santo e Mucuri. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 8(1): 191-202.

Vieira, R. A. B. (1998). Análise estratigráfica e evolução paleogeográfica da seção Neoptiana na porção sul da Plataforma de São Mateus, Bacia do Espírito Santo, Brasil. Porto Alegre, 158 f. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

