

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

FORMAÇÃO SERGI: POTENCIALIDADE DE HIDROCARBONETOS E CONTROVÉRSIA COM AS CARACTERÍSTICAS DA FORMAÇÃO

AUTORES:

Elen Larissa Fontes Lima
Gabriel Seara Lopes
Karolline Dewanele Santana Rocha

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Sergipe

FORMAÇÃO SERGI: POTENCIALIDADE DE HIDROCARBONETOS E CONTROVÉRSIA COM AS CARACTERÍSTICAS DA FORMAÇÃO

Abstract

The Recôncavo Basin, located in the eastern center of the state of Bahia, had its first exploration in 1937. Since then, several fields have been discovered and explored in the region. Inside the Basin, there is the Sergi Formation, also present in the Jatobá, Tucano, Camamu and Almada Basins. The formation consists mainly of fluvial-eolic and conglomerate sandstones and these characteristics make the formation one of the main reservoirs of the basin, perhaps the largest, along with the Itaparica and Água Grande formations. Despite the little variety in a deposition, diagenetic evolutionary processes directly influenced reservoir quality and porosity, making the formation internally complex. The formation was studied in two wells that showed a lithology with low porosity and permeability, indicating that such evolutionary processes resulted in intense pore cementation and, consequently, porous volume, confirmed by the petrophysical evaluation of the reservoir, which produces a controversy with the potential of hydrocarbons in the formation. Petrophysical evaluation is an indirect method for analyzing the physical properties of rocks, mainly through profiles such as gamma-ray and resistivity, in order to verify if the reservoir in that region has great hydrocarbon potential. The present work aims to characterize the Sergi Formation reservoir and identify the reasons that make the formation with a great hydrocarbon potential even having a low porosity and permeability.

Introdução

A Bacia do Recôncavo localiza-se no centro-leste do Estado da Bahia, Região Nordeste do Brasil, perfaz uma área de aproximadamente 12.000 km² e apresenta uma orientação geral que segue o *trend* NE-SW. Limita-se a norte e noroeste com a Bacia de Tucano, pelo Alto de Aporá; ao sul com a Bacia de Camamu, pelo sistema de falhas da Barra; a leste, pelo sistema de falhas de Salvador; e a oeste pela Falha de Maragogipe (ANP, 2013).

A Bacia ainda possui muitas reservas não exploradas, a produção acumulada de hidrocarbonetos desde a década de 1940 até hoje não superou o volume dos seus reservatórios. Diante disso tem-se o desafio de trabalhar com campos antigos, buscando sempre novas formas de prolongar a produtividade e aumentar a recuperação (PETROBRAS, 2019).

Dentro da bacia existe a Formação Sergi, depositada por um sistema de leques aluviais, sob clima árido, francamente progradantes e provindos de W e SW, que gradavam à jusante para planícies aluviais (NETO et al., 1982).

Desde os primórdios da exploração de petróleo no Brasil a Formação Sergi é reconhecida como importante reservatório. O relatório de reservas da PETROBRAS de junho de 1986 indica um volume original de óleo de 328 milhões de metros cúbicos, distribuídos em 28 acumulações de caráter estrutural, todas situadas na Bacia do Recôncavo (BRUHN e DE ROS, 1987). As características da formação a tornam como um dos principais reservatórios da bacia.

A visão atual sobre a unidade define o quadro de um corpo arenoso com escassas compartimentações de origem deposicional, mas com elevada heterogeneidade interna introduzida por uma sucessão de processos e fases diagenéticas, onde se destacam a infiltração mecânica de argilas, logo após a deposição dos sedimentos e a precipitação e dissolução de cimento calcítico, processos atuantes em subsuperfície, sob a influência de transformações operadas nos folhelhos associados (BRUHN e DE ROS, 1987).

Diante das características da formação, o vigente trabalho tem como intuito discorrer sobre a avaliação petrofísica realizada em dois poços que atravessam reservatórios contidos na formação em questão e analisar a controvérsia que existe entre as especificações de porosidade e permeabilidade frente a potencialidade do reservatório.

A avaliação de formação tem por objetivo identificar as rochas atravessadas e avaliar sua comercialidade. Suas atividades começam durante a perfuração, com análise de calha, testemunhos e resposta dos reservatórios (kick, anomalias nos detectores de gás), e se estende após a perfuração com corrida de perfis geofísicos e realização de testes de formação, em poço aberto ou já revestido (NERY, 2004).

Metodologia

Foram disponibilizados dois poços para o estudo da Formação Sergi, sendo eles denominados de Alfa e Beta (devido ao critério de confiabilidade), incluindo os seus dados necessários para fazer a análise petrofísica de cada. Para tal, foi utilizado o software Interactive Petrophysics, mais conhecido como IP, da Lloyd's Register.

Primeiramente, os dados dos poços foram carregados e logo após os perfis básicos foram plotados em tracks, cada um contendo um perfil ou combinação de perfis para fazer as posteriores análises. Os tracks plotados foram: profundidade de medida (DEPTH), perfil de raio gama (GR), potencial espontâneo (SP), perfis de resistividade profunda (RILD ou ILD) e rasa (SN), temperatura (TEMP) e perfil de densidade (RHOB). Todos os perfis foram colocados em escalas padrão e/ou ajustados a necessidade para melhor análise.

Cada poço foi dividido por formação, porém o trabalho em questão tem como objetivo analisar somente a Formação Sergi e suas peculiaridades. Tal formação no poço Beta ainda foi dividida em duas zonas devido mudança de padrão no perfil, e consequentemente, para melhor analisar suas características.

O cálculo do volume de argila foi feito utilizando o método linear, escolhido para evitar um cálculo superestimado das reservas, com a curva do potencial espontâneo para o poço Alfa e do perfil gama ray para o poço Beta. Com auxílio das linhas base dos folhelhos e dos arenitos, foi estimado a média dos valores máximos (folhelhos) e mínimos (arenitos), sendo que esses foram utilizados como GRshale e GRma para o cálculo de volume de argila.

Para a estimativa da porosidade utilizou-se o método Wyllie com correção para presença de argila, a permeabilidade foi calculada por método direto quando presente nos dados de poço ou por equação já fornecida no IP que melhor se ajustava a realidade, e a saturação de água foi calculada pela equação de Archie com auxílio da porosidade efetiva estimada e resistividade da água de formação quando tinha tais dados nos poços ou foi feito o cálculo da resistividade aparente da água.

Com todos os dados carregados e todos os parâmetros plotados foi possível estipular os valores de *cut off* de cada poço, podendo identificar assim a espessura da região que é um reservatório e a espessura da região que é um reservatório contendo hidrocarbonetos, chamados de *net to gross* e *net pay*, respectivamente.

Resultados e Discussão

Segundo Bruhn e De Ros (1987), a Formação Sergi é um importante reservatório na Bacia do Recôncavo e que tem como característica uma baixa porosidade e permeabilidade devido a processos diagenéticos como infiltração de argila. Tais características foram confirmadas com os seguintes resultados dos perfis petrofísicos:

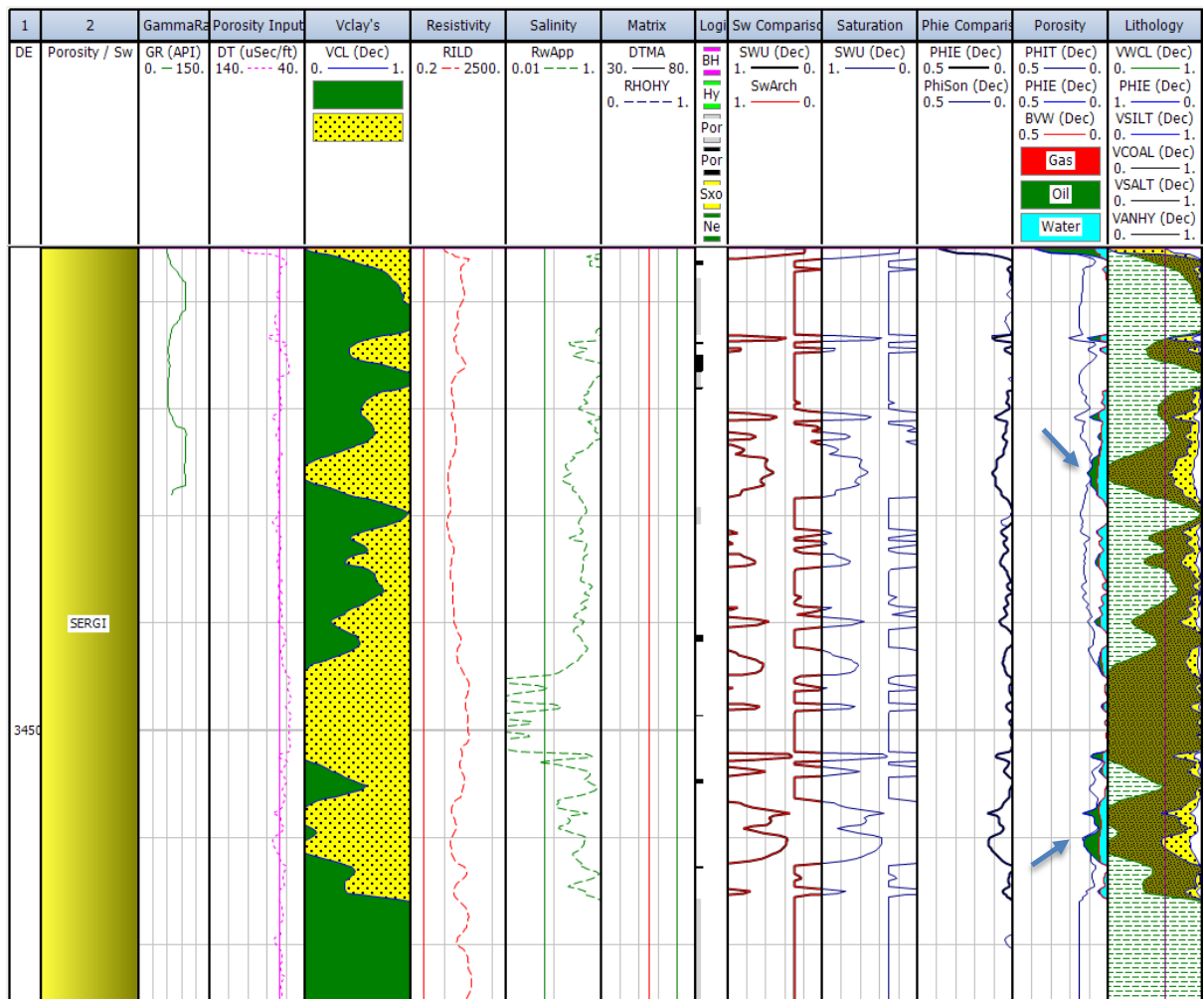


Figura 1: Resultados petrofísicos do poço Alfa

Como pode ser observado, a porosidade do poço Alfa é muito próxima do limite inferior da escala, cerca de 8%, o que contrapõe com a grande quantidade de arenitos de origem fluvio-eólica e menor presença de folhelhos na formação, que deveria indicar uma boa porosidade, e tem cerca de 60% de saturação de água. É possível observar também alguns indícios de hidrocarbonetos indicados pelas setas na figura, sendo o primeiro indício mais relevante a 3300 metros de profundidade e o segundo a 3500 metros de profundidade.

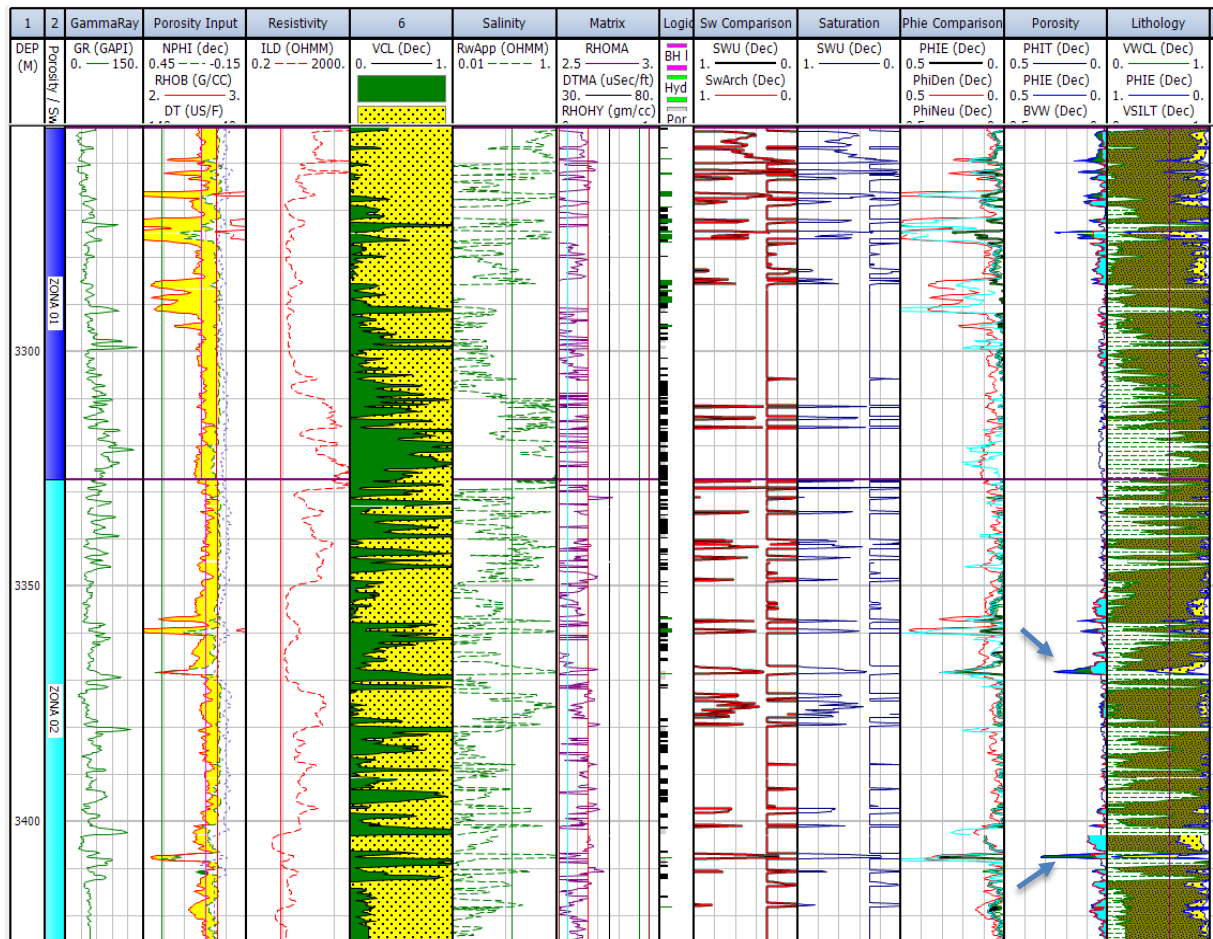


Figura 2: Resultados dos petrofísicos do perfil Beta

Assim como no primeiro poço, o poço Beta mostrou também uma baixa porosidade em meio a uma grande quantidade de arenito e menor de folhelho, cerca de 5% e está cerca de 70% saturado em água, também indicou indícios de hidrocarbonetos ao longo da formação, sendo que esses estão marcados por setas, o primeiro a 3370 metros e o segundo a 3410 metros.

De acordo com os dados dos poços fornecidos no período em que os estes foram colocados em produção, foram feitos testes de formação e pistoneios na Formação Sergi e desta produziu-se cerca de 440 bbl (poço Alfa e Beta juntos), sendo que boa parte dessa produção foi devido a faturamento do poço Alfa, contrapondo assim o que foi analisado com os perfis petrofísicos anteriores em que ambos indicaram baixa porosidade e pequenos indícios de hidrocarbonetos.

Os parâmetros utilizados para determinar os valores do *cut off* foram para um cenário realista em ambos os poços, sendo que $vcl < 0,5$ (volume de argila) e que $\phi > 0,1$ (porosidade), os resultados retirados do *cut off* são expressos na conclusão.

Conclusões

Com a análise feita nos poços Alfa e Beta, juntos eles somam 9 metros de reservatório, sendo que menos de 7 metros são reservatórios com hidrocarbonetos. A migração e acumulação de hidrocarbonetos na Formação Sergi já é algo amplamente estudado e comprovado, mas os processos diagenéticos que ocorreram geraram grande complexidade interna na formação, com zonas de baixíssimas porosidade e permeabilidade, tal fato é introduzido por uma sucessão de processos e fases diagenéticas, onde se destacam a infiltração mecânica de argilas, logo após a deposição dos sedimentos e a precipitação e dissolução de cimento calcítico. Também é evidenciado pelo insucesso no uso de injeção de água como método de recuperação melhorada em outros campos da bacia. Diante disso, a avaliação petrofísica clássica acaba por não ser o melhor método de quantificação dessas reservas, uma vez que um dos principais parâmetros utilizados (porosidade efetiva) apresenta resultados negativos, mas foi comprovada a produção após o uso de métodos de estimulação para melhoria da permeabilidade.

Agradecimentos

Este trabalho representa um estudo da conclusão de curso da Engenheira de Petróleo Karolline Rocha, a qual agradecemos por todo suporte fornecido e paciência. Agradecemos a equipe do Progeologia pelo suporte com o software e todo o seu acervo. E por fim agradecemos a Lloyd's Register pela licença do software.

Referências Bibliográficas

BRUHN, C. H. L.; DE ROS, L. F. Formação Sergi: evolução de conceitos e tendências na geologia de reservatórios. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 1, n. 1, p. 25-40, 1987.

DO BRASIL, ALEHER QUÍMICA. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2013.

LANZARINI, W. L.; TERRA, G. J. S. Fácies sedimentares, evolução da porosidade e qualidade de reservatório da Formação Sergi, Campo de Fazenda Boa Esperança, Bacia do Recôncavo. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 3, n. 4, p. 365-375, 1989.

NERY, G. Apostila perfilagem geofísica. 2004.

NETTO, A. S. T. et al. Projeto Andar Dom João. **Petrobrás Inter. Rep.**, 1982.

ROCHA, Marcus Vinícius Nunes Lima; DE ARAÚJO, Larissa Rafaella Barbosa; MEDEIROS, Fabrícia. CARACTERIZAÇÃO DE ZONAS PRODUTIVAS E CORRELAÇÃO DE POÇOS A PARTIR DA INTERPRETAÇÃO DE PERFIS ELÉTRICOS.

SCARDINI, Rafael Brunoro; DAMASCENO, Davi Rodrigues; SILVA, Carlos André Maximiano da. Caracterização das propriedades do reservatório utilizando curvas de perfilagem geofísica de poços no Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ. In: **13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013**. Society of Exploration Geophysicists and Brazilian Geophysical Society, 2013. p. 1-3.