

EQUIPARAÇÃO DO PETRÓLEO NAS ROCHAS ÍGNEAS- RESERVATÓRIO E ROCHAS RESERVATÓRIO

Natanael Cesar Silva Vieira ¹

INTRODUÇÃO

O petróleo é uma das principais matérias primas relevantes para economia, seja ela nacional ou mundial. Devido a sua composição, os hidrocarbonetos fornecem uma série de derivados que podem atender a diversos tipos de setores da economia, desde o setor primário na produção agrícola, como na indústria de química fina na fabricação de medicamentos.

Sabe-se que para a acumulação viável de hidrocarbonetos, deve-se ocorrer a deposição de sedimentos com matéria orgânica e a ação de bactérias anaeróbicas, ainda com o auxílio da temperatura e pressão, assim atingindo as condições ideais para geração do hidrocarboneto, denominada de janela de formação, no entanto outros fatores devem ocorrer para que de fato se obtenha uma acumulação de hidrocarboneto economicamente viável. Após a sua geração é fundamental que o petróleo migre da sua rocha de formação para uma rocha denominada de reservatório, uma vez que a rocha geradora não possui características adequadas para armazenar, é imprescindível que a rocha reservatória seja dotada de boa porosidade, e conseqüentemente boa permeabilidade, para que seja possível o armazenamento do petróleo e fluxo do mesmo dentro da rocha durante a sua produção.

Contudo, foram encontradas quantidades consideráveis de petróleo em rochas ígneas, que diante de todo um estudo geológico a mesma não apresenta características para realizar tal fato, pois segundo Alvares *et al* (2014) as rochas ígneas estão relacionadas a plutonismo, consolidação do magma na crosta terrestre, formados por grãos muito pequenos, assim caracterizando resfriamento supracrustal.

A textura de rochas ígneas, sobretudo a granulometria, tem sido considerada como um dos importantes critérios para sua classificação. Um corpo ígneo é formado basicamente por rochas de granulometria fina, com a mesma textura das rochas constituintes de uma larva. Dependendo do número de vesículas e do grau de diagênese e de fraturamento, derrames de basalto e soleiras de diabásio podem ser bons reservatórios de petróleo (MOTOKI, 2006, p.14).

¹ Graduado do Curso de Tecnologia em Petróleo e Gás da UNIRB-BA, natanaelvieira.tecg@gmail.com;

Apesar de apresentar características que se opõe as normalidades presentes em um reservatório convencional, sistemas petrolíferos contendo rochas-reservatório magmáticas ocorrem em várias partes do mundo. Existem reservatórios ricos em acumulações de petróleo como a Bacia de Neuquén, situada no oeste da Argentina e a região do Rio Grande, Província de Mendoza, onde no extremo norte dessa bacia, se encontra óleo e gás em diabásio (EIRAS *et al*, 2003).

Para isso, Reis (2013) afirma que, normalmente, as rochas ígneo-básicas constituem um reservatório em que predomina um intenso sistema de fraturas interligadas, abrindo espaços vazios (porosidade) o que permite também boa permeabilidade ao reservatório.

Os derrames de basalto são reservatórios de hidrocarbonetos e apresentam porosidade por fraturamento, vesicular e de matriz. A permeabilidade dessas rochas está associada tanto ao fraturamento maior como as micro fraturas que unem as vesículas (MISUSAKI, 1993, p.77).

Para que exista uma acumulação de petróleo neste tipo de reservatório, deve-se ocorrer um fraturamento dessa rocha, assim sendo possível uma acumulação. No entanto, deve-se levar em consideração que ao menos a migração deve ocorrer, estando esta rocha ígnea próxima de uma rocha geradora, bem como a presença da rocha selante sobre a mesma.

Sendo assim, de fato, quais os fatores que ocasionaram a presença de hidrocarbonetos em rochas ígneas?

Entende-se como reservatório, a rocha que possui uma combinação apropriada de valores de porosidade e permeabilidade, e assim possibilita o acúmulo de hidrocarbonetos, seja óleo ou gás. Rochas sedimentares (arenitos e carbonatos) são conhecidas como reservatórios convencionais de hidrocarbonetos, enquanto as rochas ígneas podem constituir um tipo de reservatório especial, denominado não convencional (DREYER, 2012).

“Sistemas petrolíferos ígneo-sedimentares são sistemas mistos nos quais um ou mais elementos essenciais ou processos envolvidos estão relacionados a eventos magmáticos” (Eiras, 2003).

Corrêa (2012) afirma que para uma jazida ser economicamente viável, a mesma deve conter uma quantidade significativa de óleo ou gás, ou até mesmo um fluido intermediário, conhecido como condensado.

De acordo com Corrêa (2012), denomina-se rocha reservatório, aquela que rocha que possui condições geológicas de armazenar o fluido, e geralmente é maior que a quantidade de fluido contido nela.

Segundo Marques, 2011, para uma rocha ser caracterizada como reservatório, esta deve conter boa porosidade e por consequência uma adequada permeabilidade.

A pressão existente na rocha geradora acarreta na expulsão do hidrocarboneto, que irá migrar até zonas de menores pressões através de fraturas e rochas porosas. O processo de migração irá cessar no momento em que o óleo e o gás encontrarem obstáculos estruturais, estratigráficos ou hidrodinâmico, denominados traps. Com isso, o hidrocarboneto ficará acumulado em uma rocha porosa e permeável, denominada de reservatório. Desta forma, o petróleo e o gás poderão ser economicamente explorados, quando acumulados em quantidades suficientes (THOMAS, 2004).

Marques (2011) afirma que o petróleo é encontrado nos poros das rochas, e estas rochas são classificadas como reservatórios. Para a rocha ser capacitada para a acumulação de petróleo, é indispensável que esta seja dotada de porosidade e permeabilidade, quanto mais porosa igualmente permeável será, assim, constituirá um ótimo reservatório.

Diante de todos os critérios de constituição da mesma e de todo o sistema petrolífero com seu sincronismo de eventos para chegar até uma acumulação viável de hidrocarbonetos, este projeto busca justificar e ao mesmo tempo esclarecer os acontecimentos que influenciaram nessa presença de hidrocarbonetos em rochas ígneas, e realizar uma correlação entre a produção nas rochas ígneas e em rochas reservatórios, sendo possível uma análise teórica de ambos os reservatórios, a fim de contribuir assim para o conhecimento e servir de fontes bibliográficas para outras pesquisas.

Portanto, objetiva-se com esse trabalho equiparar os reservatórios, e evidenciar as diferenças e/ou similaridades da presença de hidrocarbonetos em rochas ígneas e reservatórios.

METODOLOGIA

Este trabalho é uma revisão bibliográfica, de caráter descritivo exploratório e natureza qualitativa. Cujos dados foram coletados a partir de pesquisas bibliográficas e estudos de caso existentes, tendo como base teórica artigos, monografias, dissertações de mestrado, teses de doutorado e livros. Foram aplicadas nas pesquisas palavras chaves como: *Hidrocarbonetos em rochas ígneas, reservatórios ígneo-sedimentares e rochas-reservatórios magmáticas*. Tais materiais foram encontrados em sites acadêmicos como *SciELO e Google Acadêmico*.

Foram criados parâmetros para a elaboração do mesmo, estes possuem o propósito de articular meios que possam convergir com o objetivo principal. Assim, foram verificados

quais métodos poderiam ser utilizados para a obtenção dos hidrocarbonetos em rochas ígneas e reservatórios; bem como evidenciados quais os tipos de rochas ígneas-reservatórios mais encontradas. Realizou-se uma comparação entre as características do petróleo encontrado em rochas ígneas e em rochas sedimentares, evidenciando suas diferenças e/ou similaridades e foram investigados os meios que ocasionaram essa presença.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com as literaturas realizadas, foi possível apresentar as características das rochas atribuídas como reservatório de petróleo, bem como suas qualidades quanto à produtividade.

Quando se comparado à produtividade dos reservatórios convencionais, torna-se injusto a viabilidade das rochas ígneas. É notório que, a maioria dos recipientes de petróleo estão localizados em rochas reservatórios e em sua grande minoria em rochas magmáticas.

Atribui-se que, os reservatórios convencionais detêm maior produtividade de petróleo, pois estes são nomeados de características padrões, em sua particularidade a porosidade e permeabilidade.

As rochas ígneas apresentam certa insegurança em armazenamento, pois o mesmo fato que pode propiciar a acumulação, as fraturas, pode ocasionar a fuga do petróleo, se esta rocha for submetida a outros eventos tectônicos.

Entretanto, como afirma Corrêa (2012), para que um reservatório seja considerado economicamente viável, é necessário que o mesmo apresente uma quantidade significativa de óleo ou gás.

Palombo *et al* (2015) também afirma, que após a avaliação para estimar o reservatório de petróleo, a viabilidade se dá através do tamanho da reserva.

O fraturamento pode ser classificado como vesicular, onde as falhas são originadas de acordo o seu resfriamento e tectonismo, e fraturamento de matriz que representa quando a rocha tem um resfriamento muito rápido.

Segundo Marques (2011) e Thomas (2004) já as rochas reservatórios, para que possam armazenar petróleo, devem ser portadores de boas características como a porosidade e permeabilidade, para que seja possível o fluxo e armazenamento do fluido na rocha.

Para que uma rocha reservatório esteja apta a armazenar petróleo, a mesma deve ter boa porosidade e permeabilidade, como já citado. Mas para que o petróleo encontre o

reservatório, é necessária uma série de fatores que irão contribuir para sua acumulação. A rocha geradora deve estar perto do reservatório, bem como rochas permeáveis que permitam a migração do petróleo por elas para achar a rocha. Por fim, uma rocha capeadora para aprisionar o fluido dentro do reservatório.

Quando este reservatório denota de uma rocha ígnea, são indispensáveis os mesmos índices da rocha reservatório convencional. Entretanto, há algumas particularidades, como por exemplo, esta rocha ígnea pode ser a mesma rocha, que por um acaso, forneceu calor para a rocha geradora do seu período de diagênese e catagênese. É válido ressaltar também, que a mesma poderia ter sido a capeadora de um reservatório convencional, e por meio do tectonismo, a rocha se tornou propícia para ser recipiente, bem como abalado o equilíbrio da convencional, facilitando seu fluxo para a rocha seguinte.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

De acordo com os estudos realizados nesse trabalho, conclui-se que embora os reservatórios sejam de rochas com características diferentes e com suas particularidades, ambas possuem capacidade para armazenar hidrocarboneto economicamente viável, isso será definido devido as suas condições geológicas de formação.

Para extração e produção do petróleo medidas especiais devem ser tomadas para cada tipo de rocha, uma vez que as mesmas possuem composições diferentes. Quanto à composição do petróleo encontrado nessas rochas, é válido afirmar, como já foi mencionado ao longo do trabalho, o armazenamento não irá influenciar no mesmo, e sim sua rocha geradora, bem como o caminho percorrido em sua migração.

Em relação aos métodos que influenciaram a sua presença, para a rocha reservatório é correto afirmar que teve início durante sua migração por rochas permoporosas e teve fim na rocha reservatório convencional, quando estudada a rocha ígnea-reservatório, o fato se deu devido à falha e fraturas geradas por eventos tectônicos ou antrópicos.

É de grande relevância e servirá de fontes para outras pesquisas, tal como expansão de conhecimento, visto que foram citados conceitos de autores especializados na área do petróleo, bem como uma discussão rica sobre os assuntos.

Palavras-chave: Reservatório; Petróleo; Rochas.

REFERÊNCIAS

CORRÊA, O. L. S. **Petróleo: Noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia.** Editora Interciência. Rio de Janeiro. 2012.

DREYER, T. **Modelo Tectono-estratigráfico da Formação Serra Geral (Bacia do Paraná) como análogo para os reservatórios vulcanos-sedimentares das bacias da margem continental brasileira.** Sala de iniciação científica. Porto Alegre, RS, 2012.

EIRAS, J. F.; FILHO, J. R. W. **SISTEMAS PETROLÍFEROS ÍGNEO-SEDIMENTARES.** In. 2o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. 2003.

MARQUES, E. A. R. **Caracterização de reservatórios petrolíferos: Análise comparativa de dois métodos para a caracterização de propriedade de um reservatório petrolífero.** 2011.

MIZUSAKI, A. M. P.. **Rochas ígneo-básicas do neocomiano da Bacia de Campos: caracterização e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos.** *Anu. Inst. Geocienc.* [online]. 1993, vol.16, pp. 77-78. ISSN 0101-9759.

MOTOKI, A., SICHEL, S. **Avaliação de aspectos texturais e estruturais de corpos vulcânicos e subvulcânicos e sua relação com o ambiente de cristalização, com base em exemplos do Brasil, Argentina e Chile.** REM: R. Esc. Minas, Ouro Preto, 59(1): 13-23, jan. mar. 2006.

PALOMBO, L.; ULSEN, C.; ULIANA, D.; COSTA, F. P.; YAMAMOTO, M.; KAHN, H. **Caracterização de rochas reservatórios por microtomografia de raios x.** Revista Halos. São Paulo. 2015.

REIS, G. S. **A formação Serra Geral (Cretáceo, Bacia do Paraná-como análogo para os reservatórios os ígneo-básicos de margem continental brasileira.** /. – Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2013.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2004.