

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

IMPORTÂNCIA DE DADOS DE ENSAIOS GEOLÓGICOS E PETROFÍSICOS PARA O BANCO DE DADOS DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

AUTORES:

Carolina de Lucena Sagrillo¹

Clarissa Oliveira da Luz²

Luciana Castro Brelaz³

INSTITUIÇÃO:

UFF¹

UFRJ²

UERJ³

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

IMPORTÂNCIA DE DADOS DE ENSAIOS GEOLÓGICOS E PETROFÍSICOS PARA O BANCO DE DADOS DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

Abstract

The "description of cores and laboratory analyzes" are required items in the scope of the Final Petroleum Discovery Assessment Report (*Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo - RFAD*) for the declaration of commerciality of the oil reserves of ANP auctioned blocks in the bidding rounds. The oil companies must submit this report to ANP at the end of the discovery evaluation phase, lasting up to five years. Nonetheless, ANP does not have resolutions that formalize the set of analyzes necessary for the geological and petrophysical characterization of rock samples. Therefore, the present work presents a discussion about the essential laboratory analyzes for the characterization of oil reservoirs and proposes a minimum scope that each analysis should contain. The standardization of a scope for each analysis proposed here may contribute to the organization and improvement of the data quality of the BDEP (*Banco de Dados de Exploração e Produção*) collection, and making this data available to the public domain may foster research in the Oil and gas sector in Brazil.

Introdução

As companhias operadoras de petróleo buscam caracterizar seus reservatórios a partir das propriedades geológicas e petrofísicas das rochas obtidas a partir de perfurações de poços, com a finalidade de determinar a interação rocha-fluido existente em um sistema petrolífero e, assim, otimizar a exploração e produção dos campos de petróleo.

No que se refere às amostras geológicas utilizadas para avaliação dos reservatórios, a Agência Nacional do Petróleo por meio da resolução ANP 71 / 2014 estabelece os procedimentos referentes à amostragem e armazenamento de rochas e fluidos provenientes de poços de petróleo. A realização de uma suíte básica de análises laboratoriais a partir de amostras provenientes de poços de petróleo já é rotina dentro das companhias operadoras, principalmente na fase de exploração. No entanto, a resolução ANP 71 / 2014 não trata sobre quais tipos de análises laboratoriais podem e/ou devem ser realizadas, nem tampouco aborda os critérios geológicos e petrofísicos mínimos necessários para o conhecimento básico dos sistemas petrolíferos.

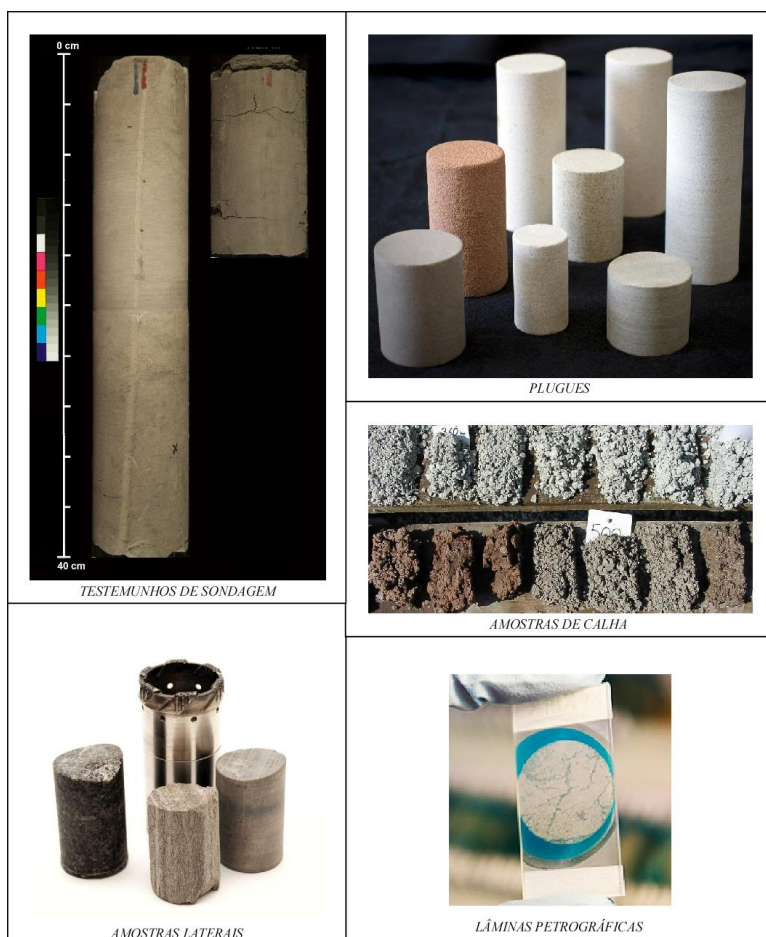
Neste contexto, o presente trabalho visa discutir acerca das análises laboratoriais necessárias para a avaliação de reservatórios de petróleo, a fim de propor à ANP uma suíte básica de análises voltadas à geologia e a petrofísica de reservatórios. Estes dados, que devem ser entregues pelas companhias operadoras ao Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional do Petróleo - BDEP/ANP, se constituem em uma ferramenta valiosíssima para o fomento das pesquisas por parte de companhias privadas, instituições acadêmicas e de pesquisa no setor de óleo e gás do Brasil.

Metodologia

Este trabalho tem por objetivo propor à ANP um pacote básico de análises voltadas à geologia e petrofísica de reservatórios. Para o alcance deste objetivo se fez necessária a revisão da Resolução ANP 71/2014 - que trata a respeito da amostragem e armazenamento de rochas e fluidos, revisão do RFAD - Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo, consulta à norma internacional API RP 40 (*Recommended Practices for Core Analysis*) de 1998, além da experiência em laboratório especializado em avaliação de reservatórios dos autores deste trabalho. Os tipos de amostras e subprodutos obtidos em atividades de exploração, desenvolvimento e/ou produção de petróleo e gás abordados no escopo deste trabalho estão resumidos nos itens a seguir e ilustrados na figura 1.

1. Testemunhos de sondagem: amostra de rocha obtida em poço, geralmente de formato cilíndrico, com objetivo de amostrar os estratos de rocha;
2. Amostras de calha: fragmentos de rocha obtidos pelo trabalho da broca durante a perfuração;
3. Amostras laterais: amostras de rocha obtidas na parede do poço, de formato cilíndrico, cuja obtenção visa preservar a estrutura da rocha;
4. Plugues: Frações de rocha, de formato geralmente cilíndrico, obtidas a partir de testemunhos e utilizadas em ensaios petrofísicos;
5. Lâminas delgadas: Lâmina preparada com fragmentos de rocha polidos para a observação em microscópio petrográfico de luz transmitida.

Figura 1 – Tipos de amostras e subprodutos obtidos em atividades de exploração. Fonte: Testemunho de Sondagem – Acervo Pessoal; Plugues – Weatherford Laboratories Webpage; Amostras de calha – Fossil Oil Webpage; Amostras Laterais – Houston Chronicle Webpage; Lâminas Petrográficas – ALS Global Webpage.



Resultados e Discussão

A padronização e qualidade dos dados analíticos entregues por parte das operadoras de petróleo ao BDEP/ANP é de fundamental importância para o acervo técnico que constitui o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras. A fim de contribuir na elaboração de um padrão específico para análises laboratoriais em amostras de rochas e seus subprodutos com foco na avaliação

de reservatórios, nos parágrafos que seguem é apresentada sugestões de análises e procedimentos laboratoriais para cada tipo de amostra.

1-Amostra de calha:

1.1-Recomendam-se aqui como análises-padrão as descrições macroscópicas e análises granulométricas. Inicialmente, as amostras analisadas devem ser submetidas à remoção de fluidos com uso de solventes por escoamento e/ou fluxo e/ou contato. A *American Petroleum Institute* possui em sua *Recommended Practice* 40 de 1998 (API RP 40, 1998) orientações relacionadas aos tipos de solventes mais recomendados para cada tipo de fluido a ser extraído. A fase de limpeza não possui tempo exato, é variável de acordo com o estado da amostra e tipo de litologia. A API RP 40 (1998) disponibiliza uma relação de tipos de solvente e seu uso na tabela 1.

Tabela 1 – Tipo de solvente e recomendações de uso. Fonte: Traduzida da norma API RP 40 (1998).

Solvente	Ponto de Ebulição °C	Solubiliza
Acetona	56.5	Óleo, Água e Sal
Clorofórmio/Metanol	53.5	Óleo, Água e Sal
Azeotrópio (65/35)		
Ciclohexano	81.4	Óleo
Cloreto de Etileno	83.5	Óleo, Água limitada
Hexano	49.7-68.7	Óleo
Metanol	64.7	Água e Sal
Cloreto de Metileno	40.1	Óleo, Água limitada
Nafta	160.0	Óleo
Tetracloroetileno	121.0	Óleo
Tetrahidrofurano	65.0	Óleo, Água e Sal
Tolueno	110.6	Óleo
Tricloroetileno	87.0	Óleo, Água limitada
Xileno	138.0-144.4	Óleo

1.2-A descrição macroscópica deve ser realizada com auxílio de estereomicroscópio, identificando-se cor, litologia, estruturas sedimentares, constituintes deposicionais e/ou diagenéticos e os tipos de porosidade (quando possível). Devem-se incluir estimativas de abundância dos constituintes e de porosidade (raro, comum, frequente, abundante), além de um par de fotografias das litologias mais representativas para registro dos atributos geológicos descritos.

1.3-A análise granulométrica visa o percentual em peso da amostra por faixas pré-estabelecidas de tamanhos de grãos, por meio da curva de distribuição granulométrica (de acordo com a Escala de Wentworth). Tal análise pode ser realizada por meio de: 1. peneiramento, quando as amostras são granulares (areias); 2. sedimentação ou decantação, no caso de amostras argilosas; 3. processos combinados, e; 4. granulometria a laser.

2-Plugue e Amostra Lateral:

2.1- Para iniciar qualquer tipo de análise com plugue e amostra lateral é necessário remover os fluidos presentes nas amostras conforme detalhado no item 1.1.

2.2- Para estas amostras sugere-se um conjunto básico de dados petrofísicos para determinação da densidade de grão, porosidade e permeabilidade ao ar. Existem diferentes métodos para calcular a densidade e porosidade de rochas consolidadas ou inconsolidadas. A API RP 40 (1998) recomenda alguns procedimentos para se calcular o Volume Total da amostra (*Bulk Volume*), Volume de Grãos e Volume Poroso, que são usados para obtenção dos dados de densidade e porosidade. A tabela 2 resume os diversos procedimentos que podem ser aplicados de acordo com a referida norma.

Tabela 2 – Métodos para cálculo do Volume Poroso (Vp), Volume Total e/ ou Bulk (Vt) e Volume de Grãos (Vs). Fonte: Traduzida da norma API RP 40 (1998).

Método	Objetivo
Arquimedes (flutuabilidade) imersão em mercúrio	Medir Volume Total e/ou Bulk(Vt)
Deslocamento de mercúrio	Medir Volume Total e/ou Bulk(Vt)
Paquímetro	Medir Volume Total e/ou Bulk(Vt)
Arquimedes (flutuabilidade) com fluido diferente de mercúrio	Medir Volume Total e/ou Bulk(Vt)
Volume total por soma de volume de grãos e volume de poro	Medir Volume Total e/ou Bulk(Vt)
Volume total de poros de amostra desagregada densidade de grãos	Medir Volume de Grãos (Vs)
Método da Lei de Boyle com duas células	Medir Volume de Grãos (Vs)
Método da Lei de Boyle com uma célula	Medir Volume de Poroso (Vp)
Soma de fluidos porosidade	Medir Volume Total e/ou Bulk(Vt) e Volume de Poroso (Vp)
Método saturação de líquidos	Medir Volume de Poroso (Vp)
Procedimentos históricos	Medir Volume Total e/ou Bulk(Vt), Volume de Grão(Vs) e Volume de Poroso (Vp)
Rocha rica em composto orgânico	Medir Volume de Poroso (Vp) e gás adsorvido

Aqui se propõe que os dados petrofísicos sejam obtidos através da utilização de equipamentos conhecidos como porosímetros – permeâmetros ao ar, que são análises não destrutivas que possibilitam o uso das amostras em outros ensaios. Este equipamento permite a aquisição dos dados de densidade de grão e porosidade pela técnica de expansão de gás segundo a Lei de Boyle (equação 1), e dados de permeabilidade pela técnica de decaimento de pressão instável com o uso do gás nitrogênio de acordo com a Lei de Darcy (equação 2).

$$\frac{V1}{V2} = \frac{P2}{P1} \quad (1)$$

Onde:

V1= volume do gás na condição inicial

V2= volume do gás na condição final (depois de injetado na amostra)

P1= pressão do gás na condição inicial

P2= pressão do gás na condição de expansão final (depois de injetado na amostra)

$$Q = - \frac{kA \Delta P}{\mu L} \quad (2)$$

Onde:

Q = Vazão do fluido

k = Permeabilidade absoluta do meio poroso

A = Área

P = Diferença de pressão aplicada na amostra

L = comprimento

2.3-A descrição macroscópica dos plugues e amostras laterais deve ser realizada com auxílio de estereomicroscópio, identificando-se cor, litologia, estruturas sedimentares, grau de compactação, identificação dos constituintes deposicionais, texturas (tamanho, seleção, grau de arredondamento e esfericidade), tipo de matriz (conteúdo de argila), produtos e processos diagenéticos, fósseis e/ou icnofósseis, tipos de porosidade e presença de hidrocarbonetos (odor e fluorescência com auxílio de luz UV). Deve ser incluída a estimativa de abundância dos constituintes e porosidade (raro, comum, frequente, abundante), além de um par de fotografias em magnificação adequada para a visualização dos atributos geológicos descritos.

2.4-Segundo a Resolução ANP 71 / 2014, plugues e amostras laterais devem ser obrigatoriamente fotografados sob luz branca antes de qualquer intervenção e/ou análise e, quando pertinente, fotografar sob luz Ultravioleta (UV). No entanto, se sugere que também seja solicitada a fotografia UV em plugues e amostras laterais obtidos em de poços que apresentem óleo.

3-Testemunhos:

3.1- Recomenda-se que antes de qualquer tratamento no testemunho seja realizada uma análise de raios gama. Esta análise identifica litologias enriquecidas em elementos radioativos (Tório, Urânio e

Potássio) os quais podem representar variações litológicas, além de ser útil para a calibração das profundidades obtidas na perfilagem de poço.

3.2- A Tomografia Computadorizada (CT) é outra análise que deve ser realizada previamente a qualquer tratamento no testemunho. Segundo a norma API RP 40 (1998) essa análise possibilita avaliar a integridade do testemunho antes de abrí-lo, identificando regiões de falha, fraturamento ou zonas de fraqueza (principalmente em folhelhos ou litologias heterolíticas estratificadas), fornecendo a orientação devida para o corte e assim diminuindo as chances de danificar os testemunhos.

3.3-Além disso é aconselhável que seja construído um perfil litoestratigráfico com a definição de fácies e associações de fácies que inclua a identificação dos seguintes itens: cor, litologia, estruturas sedimentares, identificação dos constituintes deposicionais, texturas (granulometria, arredondamento, seleção e esfericidade), reconhecimento de fósseis e/ou icnofósseis, processos deposicionais, produtos diagenéticos (cimentação, substituição, fraturamento, dissolução, etc), tipos e estimativa de porosidade e presença de hidrocarbonetos (com auxílio de luz UV para fluorescência de óleo).

3.4- A Resolução ANP 71 / 2014 solicita fotografias dos testemunhos sob luz branca que devem ser realizadas logo após seu corte (intervenção mínima). Recomenda-se aqui também a solicitação da fotografia em luz UV para testemunho de poços que apresentem óleo.

4-Lâmina Petrográfica:

4.1- Para um estudo mais aprofundado acerca dos constituintes e minerais que compõem as rochas faz-se necessário o estudo petrográfico, no qual uma amostra da rocha é preparada sobre uma lâmina de vidro para observação em microscópio especial, chamado microscópio petrográfico. A descrição petrográfica é uma ferramenta auxiliar capaz de fornecer importantes informações acerca do arcabouço da rocha, porosidade e suas interconexões, com impacto direto na permeabilidade. O estudo petrográfico deve conter: identificação da litologia, estruturas sedimentares, componentes deposicionais e propriedades texturais dos grãos do arcabouço (tamanho, seleção, grau de arredondamento, esfericidade e contato entre grãos – quando aplicável) e de fábrica (orientação de grãos, suporte e empacotamento – quando aplicável), tipo de matriz, produtos e processos diagenéticos, tipos de poros e quantificação em percentual dos constituintes deposicionais, diagenéticos, matriz e poros. Ao final da descrição a rocha deverá ser classificada de acordo com os trabalhos mais aceitos na indústria do petróleo: para rochas siliciclásticas utiliza-se a classificação de Folk (1959/1962); no caso de rochas carbonáticas usa-se a classificação de rochas de Dunham (1962), Embry & Klován (1971), Wright (1992) e/ou Riding (2000). Devem ser tomados dois pares de fotomicrografias das lâminas: 1 par de fotos com magnificação de menor aumento para visão geral da rocha e suas microestruturas; e 1 par de fotos com maior magnificação para mostrar detalhes do arcabouço, como cimento, matriz e poros. Os pares de fotomicrografias são tomados sob luz plano-paralela e luz polarizada. A descrição petrográfica é mais completa quando aplicada a fragmentos obtidos de testemunhos ou amostras laterais. Porém, quando se trata de amostra de calha, a descrição petrográfica é mais limitada e, neste caso, deve conter: identificação da litologia, estruturas sedimentares, componentes deposicionais e diagenéticos, matriz e tipos de poros (se possível) com quantificação relativa visual dos constituintes e poros.

Conclusões

A definição de um pacote de análises para a caracterização geológica e petrofísica dos testemunhos e amostras físicas de rochas são de suma importância para o acervo do BDEP. As rochas obtidas nas atividades de perfuração são o registro direto das bacias sedimentares brasileiras. O estabelecimento de critérios mínimos para cada análise visa os aspectos geológicos e petrofísicos mais relevantes para o entendimento dos sistemas petrolíferos. O conjunto destas análises, organizados e padronizados no

BDEP, podem contribuir para a ampliação do conhecimento geológico do território brasileiro, fomentar as atividades de pesquisa no setor de óleo e gás e subsidiar descobertas de novos alvos exploratórios, com impacto direto no desenvolvimento econômico e social do país.

Agradecimentos

As autoras agradecem aos programas de Pós-Graduação das universidades UFF – Universidade Federal Fluminense, UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro e UERJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro e a Weatherford Laboratórios Brasil pela experiência laboral adquirida e base deste trabalho.

Referências Bibliográficas

ALS Global. Disponível em: < https://www.alsglobal.com/industries/oil-_and_-gas/upstream/core-analysis/petrography/thin-section-preparation >. Acessado em: 16 de ago. 2017.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP Nº 71 de 31/12/2014. Estabelece os procedimentos para a coleta e manejo de amostras de rocha, sedimento e fluidos obtidos em poços e levantamentos de superfície terrestre e de fundo oceânico, nas bacias sedimentares brasileiras, por operadores de concessões exploratórias, de desenvolvimento e produção petróleo e gás, assim como operadores de contratos de partilha, cessão onerosa e empresas de aquisição de dados. Publicado no DO em 2 jan 2015.

DUNHAM, R.J.. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: HAM, W.E. (Ed.). Classification of carbonate rocks. Am. Ass. Petrol. Geol., p.108 - 121, 1962. (Memoir 1).

EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island , N.W.T. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 19, p. 730 - 781, 1971.

FOLK, R. L. 1959. Practical petrographic classification of limestones: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 43, p. 1-38.

FOLK, R. L. Spectral subdivision of limestone types. In: W. E. Ham (Ed.). Classification of Carbonate Rocks - a symposium. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, p. 62 - 84, 1962. Memoir 1.

Fossil Oil Glossary. Disponível em: < <http://www.fossiloil.com/glossary-of-oil-gas-terms/> >. Acessado em: 16 de ago. 2017.

Houston Chronicle. Disponível em: < <http://www.houstonchronicle.com/business/article/This-goes-right-to-the-core-for-a-more-accurate-3530388.php#photo-2891638> >. Acessado em: 16 de ago. 2017.

RECOMMENDED PRACTICE 40 SECOND EDITION, FEBRUARY 1998. American Petroleum Institute.

RIDING, R. 2000. Microbial carbonates: the geological record of calcified bacterial-algalmats and biofilms. Sedimentology, 47:179-214.

Houston Chronicle. Disponível em: < <http://www.houstonchronicle.com/business/article/This-goes-right-to-the-core-for-a-more-accurate-3530388.php#photo-2891638> >. Acessado em: 16 de ago. 2017.

Weatherford Laboratories. Disponível em: < <http://labs.weatherford.com/services/laboratory-services/routine-core-analysis> >. Acessado em: 16 de ago. 2017.