

CONTECComissão de Normas
Técnicas**SC - 30**

Reservatórios

**CARACTERIZAÇÃO MÍNIMA DE FLUIDOS
DA FORMAÇÃO****Método de Ensaio**

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. O Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma é o responsável pela adoção e aplicação dos seus itens.

Requisito Técnico: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não segui-la ("não-conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "dever", "ser", "exigir", "determinar" e outros verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada: Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "recomendar", "poder", "sugerir" e "aconselhar" (verbos de caráter não-impositivo). É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não-conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o seu aprimoramento, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, o item a ser revisado, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS, de uso interno na Companhia, e qualquer reprodução para utilização ou divulgação externa, sem a prévia e expressa autorização da titular, importa em ato ilícito nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis. A circulação externa será regulada mediante cláusula própria de Sigilo e Confidencialidade, nos termos do direito intelectual e propriedade industrial."

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GTs (formados por especialistas da Companhia e das suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e das suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SCs (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as suas Subsidiárias) e homologadas pelo Plenário da CONTEC (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das suas Subsidiárias). Uma Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a norma PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

1 OBJETIVO

1.1 Esta Norma define as análises que devem ser executadas nos fluidos amostrados da formação, durante a fase exploratória, para garantir a determinação das propriedades e do comportamento desses fluidos em todas as condições usadas pelos segmentos da corrente de produção.

1.2 Esta Norma se aplica a poços caracterizados como estratégicos para o interesse da Companhia.

Nota: São considerados poços estratégicos aqueles que, devido às suas condições, definem a comercialidade de blocos ou áreas exploratórias e planos de desenvolvimento de campos, como por exemplo, poços de água profunda, poços de óleos pesados, poços pioneiros em blocos "offshore" e outros.

1.3 Esta Norma se aplica aos procedimentos executados a partir da data de sua edição.

1.4 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 SIMBOLOS OU SIGLAS

B_g	= fator de volume de formação do gás, igual a $\frac{\text{volume de gás a P e T}}{\text{volume de gás em std}}$;
B_o	= fator volume de formação do óleo, igual a $\frac{\text{volume de óleo a P e T}}{\text{volume do óleo residual em std}}$;
C1 - C4	= hidrocarbonetos gasosos entre metano e butanos;
d_o	= densidade do óleo;
$dr @60^\circ\text{F}/60^\circ\text{F}$	= relação entre as massas específicas do petróleo e da água, determinadas a temperatura de 60°F ;
Grau API	= densidade API;
JFTOT	= "Thermal Oxidation Stability of Aviation Turbine Fuels";
KUOP	= classificação UOP baseada no fator de caracterização K;
LPR	= resistência de polarização linear;
n	= número de moles;
P	= pressão manométrica, em kgf/cm^2 ;
Psat	= pressão de saturação (de bolha ou de orvalho);
RGO	= razão gás-óleo, em m^3/m^3 ;
R_s	= razão de solubilidade, igual a $\frac{\text{volume de gás dissolvido a P e T medido em std}}{\text{volume de óleo residual em std}}$;
std	= condições-padrão: 1 atm ($1,033 \text{ kgf/cm}^2$) e $15,6^\circ\text{C}$;
T	= temperatura, em $^\circ\text{C}$;
TIAC	= temperatura inicial de aparecimento de cristais;
UOP	= "Universal Oil Products Company";
V	= volume, em m^3 ;
WSIM	= índice modificado de separação de água;

Z	= fator de compressibilidade do gás a P e T, igual a $\frac{PV}{nRT}$;
ρ_o std	= massa específica da fase óleo, em condições padrões, em g/cm ³ ;
$\delta^{13}\text{C}$ PDB (‰)	= desvio em partes por 1 000 em relação ao padrão "Peedee Belemite".

3 DEFINIÇÕES

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas nos itens 3.1 a 3.23.

3.1 Biomarcadores

Grupo de compostos de hidrocarbonetos encontrados em óleos e extratos de rocha. Correspondem a produtos de alteração diagenética de compostos orgânicos de organismos anteriormente viventes, com os quais mantêm estreita similaridade estrutural. São também conhecidos como fósseis geoquímicos.

3.2 BSW ("Basic Sediments and Water")

Relação percentual entre o volume de água e sedimentos e o volume total de fluido.

3.3 CAQE

Concentração de água na qual ocorre o aparecimento de água livre nas emulsões água-óleo.

3.4 Cromatografia Gasosa

Processo de separação e quantificação relativa de compostos químicos em fase gasosa usando-se uma coluna cromatográfica aquecida progressivamente.

3.5 Dedo Frio (Avaliação do Potencial de Deposição por Simulação Estática)

Análise padrão que consiste na determinação do percentual de depósito formado, em relação à massa de petróleo ensaiada, sobre uma superfície (dedo-frio) resfriada a temperatura de 4 °C, para um período de teste de 6 h.

Nota: O potencial de formação de depósitos parafínicos de cada petróleo é avaliado comparativamente com outros petróleos.

3.6 Densidade API

Escala arbitrária, adotada pelo "American Petroleum Institute" - API, para caracterizar a densidade relativa dos óleos. Sua relação com a densidade relativa é a seguinte:

$$API = \frac{141,5}{d_r @ 60^\circ \text{F} / 60^\circ \text{F}} - 131,5$$