

IDENTIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE ÁGUA DA FORMAÇÃO

Procedimento

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.

CONTEC

Comissão de Normas
Técnicas

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.



Documents

Document Sharing Hub

1 OBJETIVO

1.1 Esta Norma fixa o procedimento para identificação e caracterização da água proveniente de poços petrolíferos, isenta de contaminação de fluidos utilizados na perfuração, completação e estimulação de poços.

1.2 Esta Norma se aplica a métodos iniciados a partir da data de sua edição.

1.3 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Os documentos relacionados a seguir são citados no texto e contêm prescrições válidas para a presente Norma.

PETROBRAS N-1215	- Determinação Instrumental de pH (Método de Eletrodo de Vidro);
PETROBRAS N-1451	- Água e Fluidos Aquosos - Determinação de Alcalinidade;
PETROBRAS N-1456	- Água - Determinação de Cloreto (Argentometria);
PETROBRAS N-1458	- Água - Determinação de Cálcio e Magnésio;
PETROBRAS N-1802	- Água - Determinação de Sulfeto;
PETROBRAS N-2462	- Detecção de Bactérias Redutoras de Sulfato;
PETROBRAS N-2463	- Contagem de Bactérias Redutoras de Sulfato Plantônicas;
PETROBRAS N-2722	- Coleta e Preservação de Amostra de Água da Formação;
API RP 45	- Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters;
ASTM D 4327	- Standard Test Method for Anions in Water by Chemically Suppressed Ion Chromatography;
Standard Method 4110B	- Ion Chromatography with Chemical Suppression of Effluent Conductivity and Conductimetric Detection.

3 DEFINIÇÕES

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas nos itens 3.1 a 3.8.

3.1 Aditivos

Compostos químicos que, atuando por meios físicos ou químicos, proporcionam novas características, ou se adaptam, aos fluidos para aplicações específicas.

3.2 Água da Formação

Produto metalogenético-sedimentar que faz parte da história geológica de uma bacia, cuja a natureza dos sais nela dissolvidos depende da unidade estratigráfica que percola.

3.3 Água Produzida

Solução aquosa contendo eletrólitos, produzida junto com o petróleo. Pode ser decorrente da própria formação geológica ou pode ser proveniente de mistura de água da formação com outros fluidos utilizados durante a produção de petróleo.

3.4 Cromatografia de Íons

Técnica que possibilita a separação e quantificação de ânions e cátions com grande precisão, velocidade e alta sensibilidade em amostras aquosas simples ou complexas.

3.5 Bactérias Redutoras de Sulfato (BRS)

Variedade de microorganismos heterotróficos caracterizados pela redução metabólica de sulfato a sulfeto ou a sulfeto de hidrogênio (H₂S).

3.6 Bactérias Redutoras de Sulfato Mesófilas (m-BRS)

Bactérias redutoras de sulfato que comumente se desenvolvem na faixa de 20 °C a 55 °C.

3.7 Bactérias Anaeróbicas Heterotróficas Totais (BANHT)

Organismos que não necessitam de oxigênio em seu metabolismo e são capazes de utilizar o carbono presente em compostos orgânicos, potencializando a ação corrosiva, pela produção de ácidos orgânicos.

3.8 Bactérias Facultativas Heterotróficas Totais (BFHT)

Organismos capazes de crescer na ausência ou presença de oxigênio e são capazes de utilizar o carbono presente em compostos orgânicos, potencializando a ação corrosiva, pela produção de ácidos orgânicos.

4 CONDIÇÕES GERAIS

4.1 O programa de operação deve conter informações sobre a composição química (salinidade, pH, teor de cálcio, magnésio e potássio) dos fluidos de perfuração, completação e estimulação envolvidos ou qualquer produto químico utilizado no poço anteriormente a amostragem.

4.2 Estes fluidos devem ser previamente preparados e analisados no laboratório.

4.3 Os constituintes a serem determinados são: sódio, potássio, cálcio, magnésio, estrôncio, bário, cloreto, sulfato, bicarbonato e aditivos.

Nota: A caracterização química destes fluidos é de fundamental importância para que o técnico químico responsável pela amostragem identifique o momento correto da coleta da amostra de água da formação isenta de contaminação.

4.4 O gradiente de salinidade da bacia em questão e a distribuição catiônica dos sais dissolvidos na água da formação da qual a amostra provém devem constar no programa.

Nota: Estes dados devem ser utilizados quando da identificação do fluido aquoso obtido.

5 ANÁLISE DA AMOSTRA DO FLUIDO AQUOSO OBTIDO

Objetiva identificar se o fluido aquoso obtido é água da formação.

5.1 Procedimento

5.1.1 Determinação da Salinidade

A determinação da salinidade deve ser realizada de acordo com o item 6.1.1 desta Norma, através da determinação de cloreto.

5.1.2 Determinação de pH, Cálcio, Magnésio e Potássio

A determinação de pH, cálcio, magnésio e potássio deve ser realizada de acordo com os itens 6.1.2 a 6.1.4 desta Norma.

5.2 Avaliação dos Resultados

5.2.1 Salinidade

5.2.1.1 Devem ser comparados, para as mesmas profundidades, os valores de salinidade medidos e os obtidos do gradiente de salinidade específico da bacia, de onde os dados são originários.

5.2.1.2 A ocorrência de discrepâncias nessa comparação pode indicar a contaminação da amostra ou uma anomalia no gradiente de salinidade do poço em relação ao da bacia. Em ambos os casos, as causas devem ser determinadas e reportadas.

Nota: O gradiente de salinidade da bacia, de onde está sendo realizada a caracterização da água, bem como a tipificação (relação catiônica) da formação pela sua água, devem estar disponíveis durante a operação (ver FIGURA A-1 do ANEXO A).

5.2.2 pH, Cálcio, Magnésio e Potássio

Devem ser comparados os valores de pH, cálcio, magnésio e potássio do fluido obtido na amostragem e dos fluidos usados nas operações do poço com os respectivos dados de água da formação obtidos em poços de correlação ou em dados históricos do reservatório.