

RELATÓRIO DE APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS DE PVT

Padronização

CONTEC

Comissão de Normas
Técnicas

SC – 30

Reservatórios

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 itens da mesma.

Requisito Mandatório: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não seguí-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 (não-mandatária): 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 aprimoramento da mesma, 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 pelos Representantes Locais (representantes das Unidades Industriais, Empreendimentos de Engenharia, Divisões Técnicas e Subsidiárias), são aprovadas pelas Subcomissões Autoras – SCs (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando os Órgãos da Companhia e as Subsidiárias) e aprovadas pelo Plenário da CONTEC (formado pelos representantes das Superintendências dos Órgãos da Companhia e das suas Subsidiárias, usuários das normas). Uma norma técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 (cinco) 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.

RELATÓRIO DE APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS DE PVT (Padronização)

1 OBJETIVO

Esta Norma padroniza o relatório de apresentação de resultados da análise completa de fluido de reservatório. A análise é realizada, em célula PVT, em óleo proveniente de amostragem de fundo ou de superfície.

2 DEFINIÇÕES

2.1 Expansão do Fluido com Composição Constante

É a determinação do volume ocupado por uma certa massa de fluido a diversas pressões e a uma dada temperatura. Durante esse ensaio, embora ocorra a formação de uma fase gasosa, a composição total do sistema permanece constante.

2.2 Liberação Diferencial

É um ensaio isotérmico onde o fluido do reservatório é depletado em estágios sucessivos desde a pressão de bolha até a pressão atmosférica. Em cada estágio, após o estabelecimento do equilíbrio líquido-vapor, se processa a remoção da fase vapor, sendo que, durante essa liberação, mantém-se a pressão constante e igual àquela em que se estabeleceu o equilíbrio.

2.3 Viscosidade do Fluido

É o ensaio realizado no fluido de reservatório, a uma dada temperatura, através de um viscosímetro do tipo "Rolling-ball". Abaixo da pressão de bolha a amostra é depletada, em estágios sucessivos, de modo semelhante ao da liberação diferencial, onde se mede a viscosidade do óleo em cada estágio.

2.4 Teste de Separação

É uma simulação, em laboratório, do processo de separação normalmente utilizado no campo. O teste é conduzido no sentido de se determinar a condição ótima de separação de um fluido de reservatório. Atinge-se tal objetivo mediante variação da pressão de separação para uma dada temperatura ou mediante variação da temperatura de separação para uma dada pressão. O teste é, normalmente, realizado simulando-se uma separação em dois estágios, onde o primeiro estágio seria o separador propriamente dito e o segundo o tanque de estocagem.

2.5 Condição Ótima de Separação

É a pressão, em caso de temperatura constante, ou a temperatura, em caso de pressão constante, na qual o valor do grau API do óleo obtido no 2º estágio de separação (tanque de estocagem), após o teste de separação, é máximo dentro da faixa de pressão ou temperatura propostas.

2.6 Razão Gás-Óleo do 1º Estágio de Separação

É a relação entre o volume de gás produzido no 1º estágio de separação (separador) e o volume de óleo obtido no 2º estágio de separação (tanque de estocagem); ambos medidos em condições standardizadas.

2.7 Razão Gás-Óleo do 2º Estágio de Separação

É a relação entre o volume de gás e o volume de óleo no 2º estágio de separação (tanque de estocagem), ambos medidos em condições standardizadas.

2.8 Razão Gás-Óleo Total

É a soma da razão gás-óleo do 1º estágio com a razão gás-óleo do 2º estágio.

2.9 Volume de Óleo Residual

É o volume, corrigido para as condições standardizadas, do óleo remanescente na Célula de PVT, após o ensaio de Liberação Diferencial.

2.10 Pseudo-Componente Residual

É a fração mais pesada do fluido não resolvida por via cromatográfica em fase vapor. É identificada pela expressão C_n^+ onde n é o número de átomos de C do hidrocarboneto, a partir do qual não foi realizada a resolução. Normalmente, para gases, n é igual a 6 ou 7 e, para óleos, n varia de 10 a 35.

2.11 Composição Total do Fluido de Reservatório

É a composição molecular do fluido tal como se encontra no reservatório. Tal composição é obtida através de cromatografia em fase vapor.

3 SÍMBOLOS GRÁFICOS

Na apresentação dos resultados de um estudo PVT são utilizados os seguintes símbolos:

- P = pressão manométrica, expressa em kgf/cm^2 ;
 V = volume, expresso em m^3 ;
 n = número de moles;
 R = constante dos gases;
 T = temperatura, expressa em $^{\circ}\text{C}$;
 STD = condições standardizadas: 1 Atmosfera ($1,033 \text{ kgf/cm}^2$) e $15,6^{\circ}\text{C}$;
 P_b = pressão de bolha;
 V_r = Volume Relativo: volume de uma certa massa de fluido, a uma dada pressão, dividido pelo volume ocupado por esta na pressão de bolha, ambos medidos na mesma temperatura;

$$V_r = \frac{V(P, T)}{V(P_b, T)} ;$$

- β = coeficiente de compressibilidade isotérmica, expresso em $(\text{kgf/cm}^2)^{-1}$; $\beta = -\frac{1}{V} \times \frac{\Delta V}{\Delta P}$;

- α = coeficiente de expansão térmica isobárica, expresso em $(^{\circ}\text{C})^{-1}$; $\alpha = -\frac{1}{V} \times \frac{\Delta V}{\Delta T}$;

- r_o = massa específica do óleo, em condições de reservatório, expressa em g/cm^3 ;

- μ_o = viscosidade do óleo, em condições de reservatório, expressa em cP;

- B_o = fator volume-formação do óleo;

$$B_o = \frac{\text{volume de óleo a } P \text{ e } T}{\text{volume de óleo residual em STD}} ;$$

B_g = fator volume-formação do gás:

$$B_g = \frac{\text{volume de gás a P e T}}{\text{volume de gás em STD}} ;$$

R_s = razão de solubilidade:

$$R_s = \frac{\text{volume de gás dissolvido a P e T medido em STD}}{\text{volume do óleo residual em STD}} ;$$

RGO = razão gás-óleo:

$$RGO = \frac{\text{volume de gás liberado expresso em STD}}{\text{volume de óleo residual em STD}} ;$$

MM = massa molecular média do gás;

dg = densidade do gás em relação ao ar;

$$dg = \frac{MM}{28,98} ;$$

Z = fator de compressibilidade do gás a P e T:

$$Z = \frac{PV}{nR (T + 273)} .$$

4 CONDIÇÕES GERAIS

4.1 Amostra de Fundo

O relatório de análise PVT de uma amostra de fundo deve conter os resultados dos seguintes ensaios.

4.1.1 Expansão do fluido com composição constante

Geralmente é realizado na temperatura do reservatório. O traçado da curva Pressão vs Volume nos permite determinar a pressão de bolha (P_b) do fluido e seu coeficiente de compressibilidade isotérmica (β) na zona monofásica. Para que o volume seja independente da massa de fluido em estudo, adota-se como referência, o volume de fluido na pressão de bolha. Deste modo, deve ser reportada a tabela de Pressão vs Volume Relativo na temperatura do ensaio.

4.1.2 Liberação diferencial

4.1.2.1 Geralmente é realizada na temperatura do reservatório. Através de medida de volume e/ou balanço de massa, são obtidas as seguintes propriedades volumétricas para cada estágio de equilíbrio, correspondente a uma dada pressão (P).

- Fator Volume-Formação do Óleo (B_o);
- Fator Volume-Formação do Gás (B_g);
- Razão de Solubilidade (R_s);
- Massa Específica do Fluido (ρ_o);
- Densidade do Gás Produzido (d_g).

4.1.2.2 Os valores obtidos devem ser reportados por intermédio das tabelas e gráficos seguintes:

- B_o vs P ;
- B_g vs P ;
- R_s vs P ;
- ρ_o vs P ;
- d_g vs P ;
- mol % vs P (composição molecular do gás).

Nota - Os cinco primeiros gráficos devem ser plotados em papel cartesiano, enquanto o último (composição molecular do gás vs pressão) em papel semi-log.

4.1.2.3 Ainda desse ensaio é obtido, por cromatografia, a composição molecular dos efluentes gasosos para cada estágio de equilíbrio.

4.1.3 Viscosidade do fluido

A medição da viscosidade do óleo normalmente é feita à temperatura do reservatório. As leituras devem ser reportadas em tabela de pressão vs viscosidade e o gráfico correspondente em papel cartesiano.

4.1.4 Teste de separação

O teste de separação é realizado à pressão e temperatura solicitadas. A fim de se determinar a pressão ou a temperatura ótima de separação, são normalmente feitos pelo menos 5 ensaios, variando-se a pressão ou a temperatura de separação nas faixas solicitadas.

Os resultados obtidos devem ser agrupados nas seguintes tabelas:

- Pressão vs RGO do 1º estágio de separação;
- Pressão vs RGO do 2º estágio de separação;
- Pressão vs RGO total;
- Pressão vs B_o ;
- Pressão vs °API.

Nota - Devem ser plotados em papel cartesiano os gráficos referentes às 3 últimas tabelas acima.

4.1.5 Determinação da composição total do fluido de reservatório

A composição total do fluido do reservatório deve ser reportada em mol %, incluindo hidrocarbonetos e não-hidrocarbonetos presentes no fluido. O pseudo-componente residual (C_n^+) deve ser caracterizado através de sua massa molecular e de sua massa específica.