

CONDICIONAMENTO DE POÇOS PARA AMOSTRAGEM DE PETRÓLEO PARA PVT

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Toda esta Norma foi alterada em relação à revisão anterior.

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 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 (não-mandatória): 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."

CONTEC

Comissão de Normas
Técnicas

SC - 30

Reservatórios

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.

1 OBJETIVO

1.1 Esta Norma fixa o procedimento de condicionamento de poços produtores de petróleo para retirada de amostras representativas do fluido do reservatório à época da amostragem. Essas amostras são utilizadas para estudo das propriedades desses fluidos - PVT (ver ANEXO A).

1.2 Esta Norma se aplica aos procedimentos estabelecidos a partir da data de sua edição.

1.3 Esta Norma contém Requisitos Mandatórios e Práticas Recomendadas.

2 DOCUMENTO COMPLEMENTAR

O documento relacionado a seguir é citado no texto e contém prescrições válidas para a presente Norma.

American Gas Association - Report Nº 3.

3 DEFINIÇÕES

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas nos itens 3.1 a 3.19.

3.1 Condensado

Líquido formado por condensação de uma fase vapor. Dentro do reservatório, “condensado” significa uma fase líquida de hidrocarbonetos originada por condensação “retrógrada” de uma fase vapor, quando há redução de pressão. Na superfície, “condensado” significa uma fase líquida de hidrocarbonetos formada por condensação da fase vapor originada pela redução de pressão e/ou temperatura.

3.2 Fator de Encolhimento (do Líquido no Separador)

Razão entre o volume de óleo medido no tanque de estocagem, corrigido para 15,6 °C e 1 atm e o volume do mesmo óleo medido nas condições de temperatura e pressão no estágio de separação anterior.

3.3 Fluido Quase Crítico

Mistura líquida, ou gasosa, nas condições de reservatório, constituída predominantemente de hidrocarbonetos, cuja temperatura crítica é próxima à temperatura do reservatório que a contém (ver FIGURA B-3 do ANEXO B). Quando a temperatura do reservatório é ligeiramente superior à temperatura crítica do fluido, recebe a designação de gás condensado rico; em caso contrário é chamado de óleo volátil. As características freqüentes desse fluido são as seguintes: razão gás-óleo de superfície: entre 300 m³/m³ e 1 500 m³/m³ padrão; °API: entre 45 e 60. Os fluidos quase críticos formam uma segunda fase (gasosa ou líquida) significativa, em volume, após uma descompressão isotérmica (na temperatura do reservatório) que caia abaixo da pressão de saturação (pressão de bolha ou pressão de orvalho). Ver item 3.17.

3.4 Fluido de Reservatório para PVT

Acumulação natural de subsuperfície consistindo primariamente de hidrocarbonetos. Pode ser um líquido ou gás contendo não-hidrocarbonetos, tais como: nitrogênio, dióxido de carbono, gás sulfídrico, hélio ou água. A água livre que flui para dentro do poço com o fluido do reservatório não é considerada aqui como fazendo parte do sistema.

3.5 Líquido Subsaturado

Líquido capaz de reter componentes gasosos adicionais em solução ou um vapor capaz de reter componentes líquidos adicionais em solução, ambos em condições especificadas de temperatura e pressão.

3.6 Líquido Saturado

Líquido que nas condições de pressão e temperatura do reservatório, se encontra no limite ou no interior do envelope de fases (ver FIGURA B-3 do ANEXO B).

3.7 Gás Condensado

Mistura gasosa, nas condições de reservatório, constituída predominantemente de hidrocarbonetos, cuja temperatura se situa entre a temperatura crítica e o cricondenterma no reservatório que a contém (ver FIGURA B-3 do ANEXO B). As características freqüentes desse fluido são as seguintes: razão gás-óleo de superfície: entre 1 500 m³/m³ e 15 000 m³/m³ padrão; °API do condensado: entre 50 e 65. O gás condensado, quando descomprimido isotermicamente (temperatura do reservatório) apresenta fenômeno chamado de condensação retrógrada, ao cair abaixo da pressão de orvalho (ver item 3.17).

3.8 Gás Condensado Rico

Ver fluido quase crítico (item 3.3).

3.9 Gás Retrógrado

Ver gás condensado (item 3.7).

3.10 Gás Seco

Mistura gasosa, nas condições de reservatório, constituída predominantemente de hidrocarbonetos, cuja cricondenterma é menor que a do reservatório que a contém (ver FIGURA B-3 do ANEXO B). As características freqüentes desse fluido são as seguintes: razão gás-óleo de superfície: acima de 15 000 m³/m³ padrão; °API superior a 65. Os gases secos descomprimidos isotermicamente (na temperatura do reservatório) não apresentam formação de líquido (ver item 3.17).

3.11 Índice de Produtividade

Razão entre a vazão de óleo, medida na condição padrão e a diferença entre a pressão de reservatório e a pressão de fluxo estabilizada na face da formação, expressa em m³/d / kg/cm².

3.12 Óleo

Mistura líquida, constituída predominantemente de hidrocarbonetos, cuja temperatura crítica é maior que a temperatura do reservatório que a contém (ver FIGURA B-3 do ANEXO B). As características freqüentes desse fluido são as seguintes: razão gás-óleo na superfície: até 300 m³/ m³ padrão; °API inferior a 45.

3.13 Óleo (do Tanque de Estocagem)

Óleo colhido em tanque de armazenamento, à pressão atmosférica, medido a 20°C.

3.14 Ponto de Bolha

Estado de um sistema em fase líquida quando em equilíbrio com uma quantidade infinitesimal de fase vapor.

3.15 Ponto de Orvalho

Estado de um sistema em fase vapor quando em equilíbrio com uma quantidade infinitesimal de fase líquida.

3.16 Pressão de Saturação

Pressão na qual, um vapor e um líquido estão em equilíbrio. É freqüentemente usada com o mesmo significado de “pressão no ponto de bolha” e “pressão no ponto de orvalho”.

3.17 Razão Gás-Óleo (No Separador) - RGO

Razão entre a vazão de gás e a de óleo (ou condensado) nas condições de separação. É expressa em m^3 de gás a 15,6 °C e 1 atm por m^3 de líquido nas condições de pressão e temperatura do separador.

3.18 Razão Gás-Óleo Total (RGO Corrigida)

Razão entre a vazão de gás total liberado (gás do separador + gás do tanque) e a vazão de óleo corrigida, ambas expressas em condições padrão.

3.19 Fluxo Crítico

Condição que ocorre quando um fluido escoar através de um orifício com uma velocidade superior à do som. Neste caso, a vazão se torna independente da pressão a jusante do orifício.

4 CONDICIONAMENTO PARA AMOSTRAGEM

Deve ser conduzido de acordo com o Report nº 3 da “American Gas Association” (AGA) e o ANEXO A desta Norma.

4.1 Poço Surgente de Óleo

4.1.1 Limpar convenientemente o poço até que todo o fluido estranho à formação seja retirado, ou até ser alcançado o menor BSW possível. Evitar que a pressão de fluxo no fundo (P_{wf}), durante o processo de limpeza fique abaixo da pressão de saturação estimada (P_{sat}).

4.1.2 Variar a abertura que controla o fluxo do poço (“choke”) para obter a condição de fluxo crítico. Estabilizar a pressão na cabeça do poço (P_{cab}).

Nota: Excepcionalmente, o poço pode ser amostrado sem as condições de fluxo crítico, desde que as vazões medidas no separador estejam estabilizadas. **[Prática Recomendada]**

4.1.3 Dirigir o fluxo para o separador e estabilizar o nível, pressão e temperatura de separação.

Notas: 1) O separador deve ficar o mais próximo possível do poço. Atentar para a distância mínima de segurança.
2) A separação deve ser feita em apenas um estágio, na menor pressão possível.

4.1.4 Iniciar medições de líquido e gás, com equipamentos devidamente aferidos e compatíveis com as vazões a serem medidas, por um período de, pelo menos 4 horas ou produção de 1,5 vez o volume da coluna. Registrar as medições nas planilhas de cálculo, semelhantes as exemplificadas no ANEXO G.

Notas: 1) Aferir a vazão de gás usando 2 orifícios diferentes a fim de obter consistência das medições.
2) O medidor de líquido deve estar aferido com água ou com óleo morto.

4.1.5 Estimar a P_{sat} do óleo na temperatura do reservatório (T).

Nota: Podem ser usadas correlações para a estimativa da P_{sat} , tais como; correlações desenvolvidas para a área ou correlações usadas na indústria de petróleo como por exemplo a correlação de Standing (ver ANEXO C). **[Prática Recomendada]**

4.1.6 Caso 1 (Amostragem no Separador)

4.1.6.1 Registrar a pressão de fluxo de fundo (P_{wf}). Se não for possível, estimar.

4.1.6.2 Se houver suspeita que a RGO medida está acima da RGO típica estimada para este óleo ($P_{wf} < P_{sat}$), há necessidade de diminuir a abertura do “choke” e repetir as operações dos itens 4.1.3 a 4.1.5.

Notas: 1) Se a RGO total, comparada com a RGO total medida na abertura anterior, se mantiver constante, comparar P_{sat} com P_{wf} . Caso $P_{sat} < P_{wf}$, o poço pode ser considerado condicionado para amostragem.
2) Se a RGO total for menor que a RGO total medida na abertura anterior, repetir as operações do item 4.1.6.2.
3) Se a RGO total aumentar, não é conveniente tentar amostrar o poço nestas condições, pois dificilmente uma amostra representativa do fluido do reservatório vai ser obtida.

4.1.7 Caso 2 (Amostragem de Fundo com Poço em Fluxo e Amostragem na Cabeça do Poço)

4.1.7.1 Comparar a P_{sat} com a P_{wf} .

4.1.7.2 Se $P_{wf} > P_{sat}$, o poço pode ser condicionado para amostragem. **[Prática Recomendada]**

4.1.7.3 Se $P_{wf} < P_{sat}$, diminuir a abertura do “choke” e repetir os procedimentos descritos nos itens 4.1.3 a 4.1.5.

4.1.7.4 Caso não se consiga $P_{wf} > P_{sat}$, deve-se procurar um outro tipo de amostragem.

Nota: Para amostragem na cabeça do poço, substituir P_{wf} por P_{cab} nos itens 4.1.7.1 a 4.1.7.4.

4.1.8 Caso 3 (Amostragem de Fundo com Poço Fechado)

4.1.8.1 Fechar o poço.

4.1.8.2 Correr um gradiente estático no poço para determinar o ponto de amostragem.

4.1.8.3 Comparar a P_{sat} do óleo estimada com as pressões do gradiente estático para definir o intervalo possível para amostragem.

Nota: Caso não se encontre uma pressão maior que a pressão de saturação, deve-se procurar outro tipo de amostragem.

4.1.8.4 Produzir volume suficiente, para renovar o óleo, assegurando uma P_{wf} superior a P_{sat} , no ponto de amostragem.

4.2 Poço Surgente de Gás

4.2.1 Proceder conforme o item 4.1.1.

4.2.2 Remover todo o líquido de dentro da tubulação, entre o fundo do poço e a superfície, baseado na capacidade de arraste do gás e com maior P_{wf} possível (ver FIGURA B-4 do ANEXO B).

4.2.3 Proceder conforme descrito nos itens 4.1.2 a 4.1.4.

4.2.4 Caso 1 (Amostragem no Separador - Gás Condensado e Óleo Volátil)

4.2.4.1 Estimar a P_{sat} do gás condensado na temperatura do reservatório.

Nota: Podem ser usadas as correlações das FIGURAS B-1 e B-2 do ANEXO B. Em caso de dificuldade, adotar P_{sat} próximo à pressão estática do reservatório (P_e) por ser a condição mais desfavorável. **[Prática Recomendada]**