

PADRÃO ANP07

Procedimentos para formatação e entrega de Perfis Compostos

1. Introdução

1.1 O presente procedimento visa a padronizar o formato e a orientar a entrega de Perfil Composto de poços a ANP, em concordância com os Contratos de Concessão e com a regulamentação vigente.

1.2 Juntamente com o Relatório Final de cada Poço Exploratório (poços de categoria 1 até 6, segundo a Portaria 075/2000), os Operadores deverão entregar a ANP um Perfil Composto, nas condições estipuladas neste padrão, redigido em português, com as distâncias expressas em metros e na escala 1:1000.

1.3 O Perfil Composto deve ser entregue nas seguintes mídias:

- a) Em papel (impressão colorida);
- b) Em formato Printable Document File (PDF), gravado em CD ou disquete de 3 ½”.

2. Descrição

2.1 O Perfil Composto é formado por uma combinação de colunas ou faixas (tracks) utilizadas para representar as curvas de perfil, para codificar a coluna litológica penetrada e para apresentar outras informações, constituindo um resumo dos dados adquiridos durante a perfuração de poços.

2.2 O Perfil Composto constitui-se de três partes: cabeçalho, corpo principal e rodapé, as quais deverão apresentar, **no mínimo**, as informações previstas a seguir, sempre que disponíveis.

3. Cabeçalho

3.1 O cabeçalho do Perfil Composto deverá conter:

- a) o título: **PERFIL COMPOSTO**;
- b) nome do poço para a ANP (em destaque). Ex.: **1-XXX-111-ABC**;
- c) nome do poço para o Operador (entre parênteses). Ex.: (LOC AMADA), (XXX-111-BR) etc;
- d) código do bloco em que o poço foi perfurado. Ex.: **BM-FZ-9**;
- e) nome da bacia. Ex.: Pelotas;
- f) mesa rotativa, identificada pela sigla “MR”. Ex. MR=25m;
- g) boca do antepoço BAP, cota batimétrica (CB) ou lâmina d’água;
- h) profundidade total do sondador;
- i) profundidade total da perfilagem;
- j) sonda que perfurou o poço (código e nome) e operadora da sonda Ex.: SS-16 Petrobras X - Bohrungen AGS;

- k) coordenadas geográficas da base ou locação relacionadas ao datum SAD-69;
- l) Coordenadas Retangulares (Projeção Policônica ou UTM) do fundo do poço, mencionando obrigatoriamente o Meridiano Central, identificado pela sigla MC;
- m) data de início do poço;
- n) data de conclusão do poço;
- o) perfis corridos durante a perfuração e perfis a cabo contendo descidas e intervalos;
- p) data de geração ou atualização do Perfil Composto e nome da empresa operadora do bloco;
- q) mapa de localização do poço no bloco, no canto superior direito do;
- r) esquema do poço em figura reduzida respeitando a geometria da trajetória no caso de poços direcionais ou horizontais (abaixo do mapa de localização ou no rodapé);
- s) legenda com identificação das simbologias utilizadas no Perfil Composto, inclusive com a codificação das litologias representadas.

4. Corpo Principal

4.1 O corpo principal do Perfil Composto deve combinar diferentes perfis, conforme a seguir estabelecido, assim como outras informações, constituindo um resumo dos dados adquiridos durante a perfuração de poços. Deverá constar de colunas ou faixas (tracks) para curvas de perfil, para codificação de litologia e para outras informações, totalizando sete faixas principais, dispostas do seguinte modo, da esquerda para a direita (vide Anexo 1):

- a) Faixa 1, com 0,7cm: Provisoriamente, nenhuma anotação deve ser feita nessa faixa;
- b) Faixa 2, com 1,0cm: Para anotações de Profundidade de Início do Desvio (KOP), sapatas de revestimento, tampões, canhoneios, registros direcionais, diâmetro de poço;
- c) Faixa 3, com 6,35cm (2,5pol): A faixa deve ter 10 divisões de 0,635cm (0,25pol) cada, contendo as subfaixas A, com 2 divisões de grid, e B, com 3 divisões de grid. A faixa 3 destina-se ao registro de curva de identificação litológica, geralmente a curva de Raio Gama (gamma ray - GR) ou do potencial espontâneo (self potential ou spontaneous potential - SP), este último somente quando apresentar bom desenvolvimento da curva, como comumente observado em poços terrestres. Sugere-se usar para GR a escala 0 - 150 Gapi e, como escala secundária (back up), 150 - 300 Gapi. Os traços deverão ser em linha cheia, na cor preta;
 - c.1) Subfaixa A: Destinada às anotações de indícios de hidrocarbonetos, conforme simbologia que deverá ser mostrada na legenda do cabeçalho;
 - c.2) Subfaixa B: Destinada a informações de tempo simples obtido de levantamento sísmico (VSP), marcadas nas respectivas profundidades. Ainda nesta subfaixa deverão ser anotados os dados referentes a pré-testes e testes de formação.
- d) Faixa 4, com 1,905cm (0,75pol): Destinada à representação da litologia atravessada pelo poço e interpretada de acordo com os perfis, amostras de calha, amostras laterais e de testemunhos, obedecendo à simbologia obrigatoriamente exibida no cabeçalho. Ainda nesta subfaixa serão mostrados os valores de profundidade exibidos a cada 50 metros, assim como a identificação dos intervalos potencialmente de interesse, mostrados à esquerda da faixa;
- e) Faixa 5, com 6,35cm (2,5pol): A faixa deve conter uma subfaixa C, com 2,54cm (1pol), à esquerda do grid: A faixa 5 destina-se ao registro das curvas de resistividade (com

investigação rasa, média e profunda, sempre que disponíveis), em escala logarítmica de dois ciclos, variando de 0,2 a 20 ohm X m. Curvas secundárias (back up) devem ser apresentadas nas escalas de 0,20 a 2000 ohm.m ou de 2000 a 200000 (diante da ocorrência de camadas de halita, quando a resistividade pode aproximar-se de 40000 ohm.m). A curva rasa terá linha cheia, em cor verde escuro, a curva média será tracejada (traço longo) em cor verde claro e a curva profunda será tracejada (traço curto) em cor azul.

- e.1) Subfaixa C com 2,54cm (1pol), destinada aos dados de amostras laterais, testemunhos, testes de absorção e perdas de circulação. À esquerda da subfaixa C, bordejando a faixa 5, deverá ser registrada a integração do tempo de trânsito (ITT ou TTI), em escala adequada, de forma que a cada dez milissegundos o traço (pip) tenha uma extensão duas vezes maior que os intermediários.
- f) Faixa 6, com 6,35cm (2,5pol): A faixa 6 destina-se ao registro da curva do tempo de trânsito compressional DT, DTCO ou equivalente na escala linear de 140 - 40 μ s/pé, da direita para esquerda, e curva secundária de 240-140 μ s/pé. A curva terá linha cheia em cor preta.
- g) Faixa 7, com 6,35cm (2,5pol): A faixa deve conter a subfaixa E com 5 divisões de grid. A faixa 7 destina-se à inserção das curvas de densidade total (RHOB ou equivalente), variando linearmente de 2 a 3 g/cm³, e curva secundária variando de 1 a 2 g/cm³, linha cheia na cor azul marinho; de porosidade neutrônica (NPHI ou equivalente), variando linearmente de 45 a -15 por cento (%) e eventualmente uma curva secundária de 105 a 45 % (O valor 105, irreal, serve apenas para efeito de registro da curva), linha tracejada (traço curto) em cor vermelha. Nesta faixa será apresentada também a descrição sucinta das diferentes litologias atravessadas pelo poço, bem como algum comentário a respeito de algo significativo ocorrido durante a perfuração do poço.
 - g.1) Subfaixa D, com 5 divisões de grid (3,175cm), destinada ao registro de topos das formações / membros, informando a profundidade medida em relação à mesa rotativa (MR) e, entre parênteses, em relação ao nível do mar. Os contatos deverão ser codificados (segundo legendas de cabeçalho) em: concordante, discordante ou por falha. Opcionalmente, os topos das formações/membros poderão ser codificados na faixa 7.

5. Rodapé

5.1 Do rodapé do Perfil Composto deverão constar:

5.1.1 o resumo dos testes de formação (por tubulação ou a cabo) informando:

- a) número do teste;
- b) intervalo ou ponto de amostragem em profundidade;
- c) intervalo ou ponto de amostragem em cota;
- d) tempos dos períodos de teste;
- e) pressões registradas (pressão de fluxo, estática lida, estática extrapolada e pressão hidrostática);
- f) observações, informando, sempre que disponível: conclusividade do teste, fluido produzido, recuperação, vazão, abertura, grau API e outras observações pertinentes.

5.1.2 Tabelas contendo as descrições de testemunho e de amostras laterais:

- a. para testemunhos: número do testemunho, recuperação, topo, base, profundidade

corrigida (topo e base), unidade estratigráfica (lito e/ou cronoestratigráfica) e descrição do testemunho.

- b. para amostra lateral: número da amostra, profundidade, cota, recuperação (boa, regular, vazia, perdida etc) e descrição da amostra lateral.
- c. para sísmica de poço: profundidade, cota e tempo simples para cada ponto de leitura.

6. Alternativas

6.1 Opcionalmente as seguintes alternativas serão aceitas:

- a) o uso de coluna (track) alternativa para a descrição das amostras;
- b) o uso da subfaixa C ou da faixa 4 para codificar zonas potencialmente produtoras;
- c) o esquema do poço em figura reduzida respeitando a geometria da trajetória, no caso de tratar-se de poços direcionais ou horizontais.

Anexo 1

