

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP

RESOLUÇÃO ANP Nº 33, DE 21.7.2016

O DIRETOR-GERAL SUBSTITUTO da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, com base da Portaria ANP nº 198 de 30 de julho de 2016, tendo em vista as disposições da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Resolução de Diretoria nº 519, de 12 de julho de 2016, e:

Considerando o inciso XI do artigo 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, cuja redação determina que a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo a esta Agência organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;

Considerando o artigo 22 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que versa que o acervo dos dados e as informações sobre as bacias sedimentares brasileiras integram os recursos petrolíferos nacionais;

Considerando que a manutenção do acervo de dados é atividade indispensável à indústria do petróleo e do gás natural e que é de interesse da ANP que haja melhoria contínua no processo de organização dos dados adquiridos por esta indústria nas bacias sedimentares brasileiras;

Resolve:

**Art. 1º** Fica regulamentado, através da presente Resolução, o padrão ANP7 de entrega de dados referentes aos perfis compostos de poços de petróleo e gás natural, descrito no anexo I desta Resolução, que estabelece os procedimentos para formatação e entrega, aplicáveis a quaisquer empresas que perfurem poços exploratórios, conforme Resolução ANP nº49/2011 ou a que vier substituí-la.

**Art. 2º** O perfil composto deve ser enviado no prazo de até 60 dias após a conclusão do poço, conforme o artigo 28 da Resolução ANP nº11/2011 ou a que vier substituí-la.

§ 1º. O perfil composto deve ser remetido para a ANP, endereçado à Av. Pasteur, 404 - Bloco A4 - Urca - Rio de Janeiro - Brasil - CEP: 22290-255, ou enviado por meio eletrônico disponibilizado pela agência.

§ 2º Caso sejam adquiridos novos dados, uma nova versão do perfil composto deve ser enviada no prazo de até 60 dias após sua revisão.

**Art. 3º** A ANP pode, motivadamente, recusar um ou mais perfis compostos com conteúdos insuficientes ao aproveitamento técnico e/ou em não conformidade com o presente padrão.

§ 1º Em caso de não conformidade, será enviado laudo de avaliação de dados de poço conforme Resolução ANP nº11/2011.

§ 2º O operador tem um prazo de 60 dias a partir do recebimento do laudo para entrega do perfil composto corrigido.

**Art. 4º** O descumprimento ao disposto nesta Resolução e em seus anexos implica, no que couber, as sanções previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999 e demais disposições aplicáveis.

**Art. 5º** Esta Resolução entra em vigor 120 dias após a sua publicação no Diário Oficial da União.

WALDYR MARTINS BARROSO

## **ANEXO I**

### **PADRÃO ANP7**

#### **Padrão técnico que define os procedimentos para formatação e entrega de Perfis Compostos**

##### **1. Introdução**

- 1.1. O presente Padrão visa orientar o formato e a entrega do perfil composto dos poços exploratórios.
- 1.2. O perfil composto deve ser redigido em língua portuguesa e expressar as profundidades em metros e na escala vertical de 1:1.000. De maneira complementar, a operadora poderá a seu critério, ou por solicitação da ANP, enviar perfil de detalhe em escala 1:500, focando a(s) zona(s) de interesse perfurada(s).
- 1.3. O perfil composto deve ser entregue de forma contínua em formato Portable Document Format (PDF): gravado em CD ou DVD ou transferido por rede disponibilizada pela ANP.

##### **2. Descrição**

- 2.1. O perfil composto é formado por uma combinação de colunas ou faixas utilizadas para representar as curvas de perfis, para codificar a coluna litológica interpretada e para apresentar outras informações, constituindo um resumo dos dados adquiridos durante operações em poços.
- 2.2. O perfil composto constitui-se de três partes: cabeçalho, corpo principal e rodapé, as quais devem apresentar, no mínimo, as informações previstas a seguir, sempre que disponíveis.
- 2.3. O cabeçalho do perfil composto deve conter:
  - 2.3.1. Título: PERFIL COMPOSTO;
  - 2.3.2. Nome do poço para a ANP (em destaque). Ex.: 1-XXX-111-ABC;
  - 2.3.3. Nome do poço para o operador entre parênteses;
  - 2.3.4. Nome do operador;
  - 2.3.5. Nome da bacia;
  - 2.3.6. Elevação da mesa rotativa em relação ao nível médio do mar, identificada pela sigla "MR". Ex. MR=25m;
  - 2.3.7. Elevação da base do antepoço em relação ao nível do mar (para poços com a cabeça em terra) ou lâmina d'água (para poços com cabeça em mar);
  - 2.3.8. Profundidade final do sondador;
  - 2.3.9. Profundidade final da perfilagem;
  - 2.3.10. Nome da sonda que perfurou o poço (código e nome), cuja MR serviu de referência para as profundidades, e operador da sonda;
  - 2.3.11. Coordenadas geográficas da cabeça e do fundo do poço segundo o Padrão ANP4C ou aquele que o sobrevier, especificando o sistema de referência de coordenadas;
  - 2.3.12. Data de início do poço;

- 2.3.13. Data de conclusão do poço;
- 2.3.14. Tabela dos perfis adquiridos durante a perfuração e perfis a cabo contendo: o mnemônico dos perfis e seus respectivos intervalos de perfilagem, de acordo com documentação e dados enviados à ANP;
- 2.3.15. Data de geração ou da revisão do perfil composto;
- 2.3.16. Mapa de localização do poço, no canto superior direito, contendo escala gráfica e possíveis feições geográficas de interesse (cidades, poços, blocos, campos, etc.);
- 2.3.17. Esquema do poço em figura reduzida, representando a projeção da trajetória em um plano vertical respeitando a geometria da trajetória, no caso de poços direcionais ou horizontais (abaixo do mapa de localização ou no rodapé);
- 2.3.18. Legenda com identificação das simbologias utilizadas no perfil composto, inclusive com a codificação das litologias representadas;
- 2.3.19. Indicação da escala vertical de 1:1.000.

#### 2.4. Corpo Principal

- 2.4.1. O corpo principal do perfil composto deve combinar diferentes perfis, conforme estabelecido a seguir, assim como outras informações, constituindo um resumo dos dados adquiridos durante operações em poços. Deve ser composto de colunas ou faixas para curvas de perfis, para codificação de litologia e para outras informações, totalizando as faixas principais, dispostas do seguinte modo, da esquerda para a direita.
- 2.4.2. Faixa 1, com 1,0 cm: Para anotações de profundidade de início de desvio (KOP), sapatas de revestimento, tampões, canhoneios, registros direcionais, diâmetro de poço e outras informações sobre seu esquema mecânico.
- 2.4.3. Faixa 2, contendo 6,35 cm de largura com 10 divisões de 0,635 cm cada e escala linear crescente da esquerda para direita, deve conter as seguintes curvas:
  - 2.4.3.1. Raio gama, curva primária variando de 0 a 150 GAPI e secundária variando de 150 a 300 GAPI.
  - 2.4.3.2. Potencial espontâneo, em escala adequada para visualização da curva com unidade física mV.
  - 2.4.3.3. Cáliper, em escala adequada conforme diâmetro do poço com unidade física em polegadas.
  - 2.4.3.4. Subfaixa A, as duas primeiras divisões: destinada às anotações de indícios de hidrocarbonetos, conforme simbologia que deve ser mostrada na legenda do cabeçalho.
  - 2.4.3.5. Subfaixa B, as três últimas divisões: destinada aos valores de tempo simples obtido em sísmica de poço e indicações de pré-testes e testes de formação, marcadas nas respectivas profundidades. As informações devem ser dispostas de maneira legível.
- 2.4.4. Faixa 3, com 1,905 cm: 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 faixa devem ser mostrados os valores de profundidade exibidos a cada 50 metros à esquerda da faixa.

2.4.5. Faixa 4, com 6,35 cm de largura, destinada ao registro das curvas de resistividades, representando as curvas de investigação rasa, média e profunda, sempre que disponíveis, em escala logarítmica de quatro ciclos sendo a escala primária variando de 0,2 a 2000 ohm.m e secundária variando de 2000 a 20000000 ohm.m.

2.4.5.1. Deve conter a subfaixa C com até 2,54 cm, à esquerda da faixa, destinada a representação de amostras laterais, testemunhos, testes de absorção e perdas de circulação.

2.4.5.2. À esquerda da subfaixa C, bordejando a faixa 5, deve ser registrada a integração do tempo de trânsito que acompanha a curva do tempo de trânsito compressional ou equivalente, em escala adequada, de forma que a cada dez milissegundos o traço tenha uma extensão duas vezes maior que os intermediários.

2.4.6. Faixa 5, com 6,35 cm de largura e escala linear com 10 divisões, destinada ao registro das curvas do tempo de trânsito:

2.4.6.1. para onda compressional escala primária variando de 140 a 40  $\mu$ s/pé e escala secundária de 240 a 140  $\mu$ s/pé e;

2.4.6.2. para onda cisalhante com escala da curva primária variando de 240 a 40  $\mu$ s/pé e a secundária de 440 a 240  $\mu$ s/pé.

2.4.7. Faixa 6, com largura de 6,35 cm e escala linear com 10 divisões. Destina-se:

2.4.7.1. Curva densidade total, com curva primária variando de 1,95 a 2,95 g/cm<sup>3</sup> e secundária de 0,95 a 1,95 g/cm<sup>3</sup>;

2.4.7.2. Curva porosidade neutrônica, curva primária variando de 45 a -15 por cento (%) e secundária de 105 a 45%.

2.4.7.3. Subfaixa D, com as cinco primeiras divisões (3,175cm), destinada ao registro de topos das unidades litoestratigráficas e/ou superfícies cronoestratigráficas, informando a profundidade medida em relação à mesa rotativa e entre parênteses a profundidade em cota. Os contatos devem ser codificados (segundo legendas de cabeçalho) em concordante, discordante ou por falha. Opcionalmente, as superfícies podem ser codificadas na faixa 6.

2.4.7.4. Descrição sucinta das diferentes litologias atravessadas pelo poço, bem como algum comentário a respeito de algo significativo ocorrido durante a perfuração do poço. Alternativamente, pode ser aceito o uso de outra coluna para descrição sucinta das diferentes litologias.

## 2.5. Rodapé

2.5.1. No rodapé do perfil composto deve constar:

2.5.2. A tabela do resumo dos testes de formação (por tubulação ou a cabo) informando:

2.5.2.1. Número do teste;

2.5.2.2. Unidade estratigráfica (lito e/ou cronoestratigráfica);

2.5.2.3. Intervalo ou ponto de amostragem em profundidade;

2.5.2.4. Intervalo ou ponto de amostragem em cota;

- 2.5.2.5. Tempos dos períodos de teste;
  - 2.5.2.6. Pressões registradas (pressão de fluxo final, estática final lida, estática extrapolada e pressão hidrostática);
  - 2.5.2.7. Observações, informando no caso de testes a cabo: volumes e tempos de bombeio, fluido amostrado (por inferência direta e/ou do analisador óptico), indicando, para óleo, o grau API e RGO, e valores estimados de mobilidade; no caso de testes por tubulação: conclusividade do teste, fluido produzido, recuperação, vazões e aberturas, grau API, permeabilidade, presença de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, razão de dano e índice de produtividade (AOF, no caso de gás) calculados e outras observações pertinentes.
- 2.5.3. A tabela contendo registros de pressão a cabo, informando:
- 2.5.3.1. Profundidade medida;
  - 2.5.3.2. Profundidade em cota;
  - 2.5.3.3. Pressão estática lida, em kgf/cm<sup>2</sup>, ou informação de que o registro não foi possível;
  - 2.5.3.4. Observações, indicando a qualidade do registro (pressão estabilizada ou instável), se o valor apresentou sobrecarga, se o intervalo foi seco ou se houve perda de selo da ferramenta.
- 2.5.4. A tabela contendo as descrições de testemunho, informando:
- 2.5.4.1. Número do testemunho;
  - 2.5.4.2. Recuperação (em %);
  - 2.5.4.3. Profundidade medida do topo;
  - 2.5.4.4. Profundidade medida da base;
  - 2.5.4.5. Profundidade corrigida (topo e base) - Cota;
  - 2.5.4.6. Unidade estratigráfica (lito e/ou cronoestratigráfica);
  - 2.5.4.7. Descrição do testemunho, incluindo indícios de hidrocarbonetos.
- 2.5.5. A tabela com as descrições de amostra lateral, contendo:
- 2.5.5.1. Número da amostra;
  - 2.5.5.2. Profundidade medida e em cota;
  - 2.5.5.3. Recuperação classificada como integral, parcial ou sem recuperação;
  - 2.5.5.4. Descrição da amostra lateral.
- 2.5.6. A tabela com dados de sísmica de poço, informando:
- 2.5.6.1. Profundidade medida e em cota;
  - 2.5.6.2. Tempo simples para cada ponto de leitura em milissegundos.
  - 2.5.6.3. Unidade estratigráfica (lito e/ou cronoestratigráfica);
- 2.5.7. Tabela com dados de temperatura e profundidades medida e em cota;
- 2.5.8. Observações gerais.

### **3. Complemento**

3.1. No caso de serem adquiridas as curvas abaixo, devem ser apresentadas da seguinte maneira:

3.1.1. Curvas de porosidade obtidas a partir do perfil de ressonância magnética nuclear, em faixa adicional, com largura de 6,35 cm e escala linear variando de 40 a 0 por cento (%). Devendo os seguintes itens ser representados por curvas simples: porosidade preenchida por fluido móvel; porosidade efetiva e porosidade total. O valor de corte utilizado deve ser apresentado no cabeçalho. Os intervalos entre as curvas de porosidade e entre estas e o valor zero deve ter preenchimentos em cores diferentes e especificadas no cabeçalho.

3.1.2. Espectro da magnitude do sinal obtido a partir do perfil de ressonância magnética nuclear no domínio do T2 (tempo de relaxação), em faixa adicional, com largura de 6,35 cm e escala logarítmica. A distribuição da magnitude em função de T2 (tempo de relaxação) deve ser representada, para a mesma profundidade, de baixo para cima, partindo de eixo horizontal na própria profundidade e com preenchimento até a curva com cor distinta. A escala do eixo horizontal (T2) deve apresentar unidade física de milissegundos (ms). Deve ser representada também, por uma curva, a média logarítmica de T2, sobreposta e com a mesma escala de T2.

3.1.3. Outros perfis relevantes (perfis de imagem, raios gama espectrais, de captura de elementos químicos, por exemplo), poderão ser apresentados em faixa adicional com indicação de escala e unidade física.

#### **4. Estruturação da remessa**

4.1. Para cada poço deve ser criado um diretório independente na mídia. O nome do diretório é a concatenação do nome do poço para a ANP e a sigla PC (Perfil Composto), por exemplo: \1-XXX-111-ABC\_PC. O nome do arquivo de perfil composto deve conter o nome do poço para a ANP, a sigla PC e o formato do arquivo, conforme exemplo a seguir:

1-XXX-111-ABC\_PC.pdf

4.2. Os nomes de arquivos não podem conter acentuação, caracteres especiais ou caracteres em branco.

4.3. O boletim de remessa de dados deve ser gravado na raiz da mídia e sua versão impressa deve ser anexada à remessa. Podem ser recebidos simultaneamente perfis compostos de diversos poços em uma única remessa, desde que especificados no boletim de remessa de dados e mantendo a organização pertinente de diretórios.

#### **5. Considerações Gerais**

5.1. As informações constantes no perfil composto devem ser concordantes com aquelas declaradas na notificação de perfilagens realizadas.

5.2. Qualquer esclarecimento que se faça necessário deve ser especificado no item de observações gerais.

5.3. A critério da ANP, podem ser aceitas eventuais alterações no perfil composto.

5.4. Todas as informações devem estar legíveis.

5.5. O perfil composto deve ser revisado quando ocorrerem aquisições de novas perfilagens, avaliações por meio de testes em poço e/ou reinterpretações dos dados, que alterem os dados apresentados no perfil composto, durante as atividades exploratórias.

## Modelo de Boletim de Remessa de Dados (BRD)

Número da Remessa: xxxxxxx																
Data de Envio: dd/mm/yyyy																
Modo de Entrega: Protocolo ou SFTP																
Nome do poço ANP	Cadastro do Poço	Tipo de Remessa**	Laudo associado à Correção	Tipo de Dado Entregue*												
				CONV	DUR	E-AM	E-TF	E-SIS	R-SIS	ESQ	DD	DC	ANP7	ANP8	ANP9	ANP10
1-XXXX-0000DPA-XXS	12345678901		0000.0000.0000	X		X						X		X		

\* Legenda para Tipo de Dado Entregue: Marcar somente os dados que serão entregues nesta remessa referentes ao poço.

CONV - Perfis Convencionais;

DUR - Perfis Durante a Perfuração;

E-AM - Perfis Especiais - Amostrador Lateral;

E-TF - Perfis Especiais - Teste de formação;

E-SIS - Perfis Especiais - Sísmica de Poço;

R-SIS - Perfis Especiais - Relatório de Sísmica de Poço;

ESQ - Esquema de Ferramentas;

DD - Dados Direcionais;

DC - Dados de Canhoneio;

ANP7 - Perfil Composto;

ANP8 - Teste de formação por tubulação;

ANP9 - Perfil de Acompanhamento Geológico;

ANP 10 - Pasta de poço

\*\*Tipo de Remessa: Primeira, complementar ou correção