

RANP 725 - 2018

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO Nº 725, DE 5.4.2018 - DOU 6.4.2018

Regulamenta a forma, os procedimentos e os prazos para a entrega de dados geoquímicos à ANP.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 6º do Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e pelo art. 7º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo nº 48610.005673/2015, e da Resolução de Diretoria nº 151 de 20 de março de 2018, resolve:

Art. 1º Fica regulamentado, na forma do Anexo, o Padrão ANP3, que estabelece a forma, os procedimentos e os prazos para a entrega de dados geoquímicos à ANP.

Art. 2º As principais instituições que produzem dados geoquímicos relativos à indústria do petróleo e que devem observar as instruções desse regulamento são:

I - empresas de Exploração e Produção (operadoras ou parceiros integrantes do consórcio);

II - empresas de Aquisição de Dados (atividades autorizadas);

III - instituições Acadêmicas com projetos relacionados a petróleo e gás.

Parágrafo Único. As instituições de que trata o caput não são obrigadas a realizar todas as análises indicadas no presente regulamento. Porém, as que forem efetivamente realizadas devem observar a forma, os procedimentos e os prazos de envio estabelecidos pela presente regulamentação para fins de entrega.

Art. 3º Devem ser entregues à ANP os dados geoquímicos relativos à exploração e produção de petróleo e gás natural, obtidos em território nacional e nas áreas em que o Brasil dispõe de soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, respeitadas as condições estipuladas no Padrão ANP3.

Parágrafo único. As áreas de que trata o caput compreendem, de acordo com a Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993:

I - a parte terrestre;

II - o mar territorial;

III - a zona contígua;

IV - a zona econômica exclusiva; e

V - a plataforma continental.

Art. 4º Todas as empresas e instituições que produzem dados geoquímicos relativos à indústria do

petróleo devem observar as instruções desse regulamento, em especial as seguintes:

I - empresas de exploração e produção, atuantes como operadoras ou parceiras integrantes de consórcio;

II - empresas de aquisição de dados, autorizadas pela ANP; e

III - instituições acadêmicas com projetos relacionados a petróleo e gás natural.

Parágrafo único. As empresas e instituições de que trata o caput não são obrigadas a realizar todas as análises indicadas no presente regulamento, porém, as análises que forem efetivamente realizadas devem observar a forma, os procedimentos e os prazos de envio estabelecidos pela presente Resolução e seu Anexo.

Art. 5º Os dados geoquímicos devem ser enviados no prazo de até um ano a partir:

I - da notificação de término da aquisição, para levantamentos geoquímicos; ou

II - da data de conclusão do poço, para dados geoquímicos de poço.

Parágrafo único. As remessas complementares e posteriores de análises realizadas após um ano da data de conclusão do poço ou da notificação de término do levantamento devem ser entregues em até cento e oitenta dias após a data de análise.

Art. 6º Os dados geoquímicos obtidos a partir de amostras pertencentes ao acervo da União também devem ser entregues em conformidade com o Padrão ANP3 em até cento e oitenta dias após a notificação de término de todas as análises de estudo.

Art. 7º Mediante apresentação pelo agente regulado de justificativa técnica fundamentada ou comprovada a limitação logística, a ANP poderá ampliar os prazos mencionados nos artigos 5º e 6º.

Art. 8º A aquisição de dados geoquímicos em levantamentos de superfície deverá cumprir o estabelecido na Resolução ANP nº 11, de 17 de fevereiro de 2011, quanto às autorizações, licenças, notificações e relatórios.

Art. 9º Os dados de poços devem ser entregues preferencialmente em uma única remessa, respeitados os prazos especificados nos artigos 5º e 6º.

Art. 10. A qualquer momento, a ANP poderá solicitar os dados a que se refere esta Resolução.

Art. 11. Adicionalmente aos dados geoquímicos, deverão ser enviadas cópias dos mapas, imagens, gráficos, arquivos espacialmente referenciados, relatórios, metadados ou quaisquer outros documentos relativos aos dados geoquímicos.

Art. 12. Devem ter os resultados entregues conforme prescreve o Padrão ANP3, quaisquer dados geoquímicos:

I - gerados em atividades realizadas em áreas contratadas e concedidas; ou

II - obtidos por empresas de aquisição de dados e instituições de ensino ou pesquisa autorizadas pela ANP, que utilizem amostras enumeradas na Resolução ANP nº 71, de 31 de dezembro de 2014.

Art. 13. Os dados e informações de que tratam esta Resolução, devem ser encaminhados em meio digital, gravados em mídia compatível com o volume dos dados e acompanhados de um boletim,

impresso e assinado, que discrimine os dados encaminhados no formato digital.

Parágrafo único. Caso a ANP adote um sistema informatizado que simplifique o trâmite de documentos previstos nesta Resolução, todas as informações necessárias, tais como a alteração da forma de envio e instruções para preenchimento das tabelas dos resultados, serão amplamente divulgadas com o envio de ofício-circular para os agentes regulados e será conferido prazo razoável para a adoção do novo procedimento de envio das análises de dados geoquímicos.

Art. 14. A ANP reprovará, parcial ou totalmente, os dados em não conformidade com relação às normas técnicas e ao presente Padrão ANP3.

§1º Em caso de não conformidade, será enviado laudo de avaliação dos dados geoquímicos no prazo de até cento e oitenta dias, conforme Resolução ANP nº 11, de 2011.

§2º A critério da ANP, a empresa ou instituição terá prazo de até sessenta dias para entregar os dados corrigidos, contados a partir do recebimento do laudo.

Art. 15. O não atendimento às disposições que constam na presente Resolução e no Padrão ANP3 sujeita o infrator às penalidades previstas na Lei nº [9.847](#), de 26 de outubro de 1999. Art. 16. Esta Resolução entra em vigor cento e vinte dias após a data de sua publicação.

DÉCIO FABRÍCIO ODDONE DA COSTA

ANEXO

PADRÃO ANP3: PROCEDIMENTOS PARA ENTREGA DE DADOS GEOQUÍMICOS À ANP

1. DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

1.1. O presente padrão estabelece o formato dos dados geoquímicos e arquivos relacionados, das amostras coletadas e dos dados gerados nas atividades de exploração e de produção de petróleo e gás natural, para entrega à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

1.2. Os dados geoquímicos são classificados de acordo com a origem da amostra coletada e tipo de ensaio realizado:

I - Dados Geoquímicos de Rocha - Grupo 1;

II - Dados Geoquímicos de Fluidos - Grupo 2;

III - Dados Geoquímicos de Levantamentos - Grupo 3; e

IV - Dados Geoquímicos Especiais - Grupo 4;

1.3. Os dados e as informações mencionados no item 1.1 devem ser encaminhados em meio digital à ANP, endereçados à Superintendência de Dados Técnicos - SDT, por meio do protocolo localizado no Escritório Central da ANP, situado na Av. Rio Branco, 65 - Centro - Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20090-004 ou ao Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP, situado na Av. Pasteur, 404 - Bloco A4 - Urca - Rio de Janeiro - Brasil - CEP: 22290-255.

1.3.1. A ANP poderá disponibilizar ferramenta para envio *online* dos dados, recurso que passará a vigorar após ampla divulgação.

1.3.2. A ANP poderá publicar modelos de tabelas, formulários, arquivos e sistemas informatizados para o envio de dados geoquímicos descritos no presente padrão no endereço eletrônico da ANP, que poderão ser atualizados conforme a necessidade técnica.

1.3.2.1. As tabelas, formulários, arquivos e sistemas informatizados publicados pela ANP para o envio de dados geoquímicos deverão ser utilizados em atendimento ao presente padrão.

1.3.2.2. Enquanto não houver a publicação das tabelas, formulários, arquivos e sistemas informatizados pela ANP, deverá ser observada a formatação básica dos dados descrita no presente padrão.

O envio digital de dados geoquímicos, por meio de sistemas informatizados disponibilizados pela ANP, dispensa o reenvio de mídias digitais por meio do protocolo.

1.3.3.1. A ANP poderá solicitar complementação dos dados já encaminhados com o objetivo de cumprimento integral do presente padrão.

1.4. Os dados geoquímicos devem ser encaminhados acompanhados de um Boletim de Remessa de Dados (BRD), impresso e assinado, listando os dados encaminhados no formato digital.

1.4.1. O Boletim de Remessa de Dados (BRD) deverá ser preenchido conforme formulários eletrônicos disponíveis no sítio da ANP na internet.

1.5. Caso a ANP disponibilize ferramenta para controle de qualidade preliminar dos dados para as empresas responsáveis pelas entregas, tal ferramenta deve ser utilizada antes do envio dos dados.

1.5.1. Nesses casos, os dados só podem ser enviados após sua aprovação pela ferramenta de controle de qualidade.

2. DEFINIÇÕES

Para os fins do presente normativo, são válidas as definições contidas na Lei nº 478, de 6 de agosto de 1997, nos contratos de concessão, de partilha da produção e de cessão onerosa, bem como as seguintes definições:

I - AMOSTRA ou ALÍQUOTA - Para efeitos desse normativo, amostra ou alíquota corresponde à porção de fluido, sedimento, ou rocha obtida a partir de material coletado em poços, exsudações naturais ou levantamentos terrestres ou marítimos.

II - ANÁLISE COMPOSICIONAL DE ROCHA (LITOGEOQUÍMICA) - Análise quantitativa dos elementos químicos, maiores e menores, formadores de rocha. Trata-se de uma análise da rocha com relação aos principais elementos químicos inorgânicos: SiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, MnO, MgO, CaO, Na₂O, K₂O, TiO₂ e P₂O₅, entre outros. Existem diferentes técnicas analíticas utilizados nesta análise, dependendo do grupo de elementos tais como fluorescência de raios X (FRX), Espectrometria de massa por plasma indutivamente acoplado (ICP-MS), Espectrometria de emissão óptica por plasma indutivamente acoplado (ICP-AES), Absorção atômica (AA), entre outras.

III - ANÁLISE DE ÓLEO TOTAL (*whole oil analysis*) - Análise que visa à caracterização de hidrocarbonetos líquidos. A técnica analítica empregada é a cromatografia gasosa com detector por ionização em chama (CG-DIC). Pode ser empregada em amostras de óleo ou em extratos de rochas e

sedimentos.

IV - ANÁLISE DE DIAMANTOIDES - Análise geoquímica especial voltada para a determinação do grau de craqueamento dos fluidos amostrados. A técnica utilizada para sua determinação é a espectrometria de massas e o método para avaliar o grau de craqueamento compara as concentrações de 3- e 4- metildiamantano com a concentração de estigmastano (biomarcador pouco estável).

V - ANÁLISE DE FLUORESCÊNCIA (*TSF - TOTAL SCANNING FLUORESCENCE*) - Técnica analítica semi-quantitativa seletivamente sensível aos compostos aromáticos, que permite a detecção de hidrocarbonetos em extratos de sedimentos por meio do espectro da fluorescência. A amostra é irradiada com luz variando em uma faixa de comprimento de onda específica, obtendo-se a intensidade máxima e o espectro de fluorescência, que se compara a um padrão de óleo conhecido.

VI - ANÁLISE DE GASES ADSORVIDOS - Análise de hidrocarbonetos leves realizada especialmente em sedimentos argilosos ou carbonáticos, nos quais as moléculas de hidrocarbonetos podem se encontrar adsorvidas nos poros das partículas. Assim, em etapa anterior à análise por Cromatografia Gasosa, a dessorção dos gases da amostra é realizada com tratamento ácido. Geralmente se utiliza esta técnica em amostras de áreas submersas.

VII - ANÁLISE DE GASES LIVRES (*HEADSPACE*) - Método geoquímico básico, desenvolvido para a detecção de gases e hidrocarbonetos leves (cadeias com um a cinco carbonos) que ocupem a parte superior do recipiente onde a amostra de solo ou sedimento é acondicionada, utilizando na análise dos gases a técnica de cromatografia gasosa.

VIII - ANÁLISE DE GASES OCLUSOS (OSG) - É uma análise de hidrocarbonetos leves realizadas em amostras que passam por um processo de desagregação mecânica dos sedimentos, para remover os gases que se encontram aprisionados entre as partículas. A desagregação utiliza rotação ou vibração, em equipamentos como *blender* ou *disrupter* e resulta na soma de gases livres com gases oclusos, chamado de gás intersticial total, que é analisado por cromatografia gasosa.

IX - ANÁLISE DE INCLUSÕES FLUIDAS DE PETRÓLEO (*Fluid Inclusion Analysis FIA*) - Nesta análise pode ser incluído a Análise de Voláteis de Inclusões Fluidas (FIV), Microtermometria, entre outras. Trata-se da análise das inclusões fluidas aprisionadas no cimento diagenético. Nessa análise, as amostras são trituradas na fração granulométrica de areia média e submetidos ao processo de limpeza com solventes e ácidos para remoção dos contaminantes externos. Com auxílio da petrografia se confirma a existência de inclusão fluida nas amostras e posteriormente, os grãos limpos são triturados para liberar os hidrocarbonetos aprisionados da inclusão, que são volatilizados em um sistema de injeção especial e enviados para análise em um sistema de cromatografia a gás acoplado à espectrometria de massas.

X - ANÁLISES DE BIOMARCADORES - São métodos geoquímicos voltados à determinação de biomarcadores em óleo ou extrato obtido de rochas e sedimentos, utilizando técnicas de cromatografia gasosa (CG), cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas (CG-EM e CG-EM-EM). Para a realização das análises de biomarcadores são separadas previamente à injeção nos equipamentos GC/EM ou GC/EM/EM as frações saturadas (mais comum), aromáticas e polares das amostras de betume ou óleo. Os métodos permitem obter informações sobre as características do ambiente na época da deposição (paleoambiente), a influência do aporte de matéria orgânica (marinha ou continental) e sobre as suas transformações, como maturação, oxidação, redução e biodegradação.

XI - ANÁLISE DE GASES NOBRES - Análise da concentração de diferentes gases nobres, tais como:

He, Ar, Ne, Kr e Xe, além da razão isotópica de um mesmo elemento ($^3\text{He}/^4\text{He}$). O objetivo da análise é auxiliar na compreensão de rotas de migração, ordem de craqueamento, gênese e evolução da bacia, entre outros fatores importantes para o entendimento do sistema petrolífero. A razão $^3\text{He}/^4\text{He}$ ou $^3\text{He}/^4\text{He}(\text{amostra})/^3\text{He}/^4\text{He}(\text{atmosfera})$ são razões utilizadas para uma melhor compressão da evolução de uma bacia sedimentar, onde a abundância relativa de ^4He muito maior em relação ao ^3He indica que esse gás tem origem crustal, associado ao decaimento radioativo de minerais contendo U e Th. Porém, se houver muito ^3He na amostra, pode indicar uma contribuição do manto. A primeira fase da análise é a purificação, onde são retirados contaminantes, tais como hidrocarbonetos e CO_2 . A segunda etapa é a caracterização dos gases nobres propriamente dita. Um espectrômetro de massas específico é empregado para a determinação das razões isotópicas de cada elemento, o que é feito com base nas massas distintas das espécies envolvidas.

XII - ANÁLISES DE MATURAÇÃO TÉRMICA - São análises que utilizam técnicas de microscopia que tem como objetivo determinar o grau de maturação térmica do querogênio em uma determinada amostra. As técnicas incluem microscopia de luz transmitida e de luz fluorescente (microscopia de luz ultravioleta). O Índice de Coloração de Esporos (ICE), por exemplo, permite a determinação da evolução térmica pela variação da cor observada em esporos e polens da amostra estudada em comparação a padrão de referência. A evolução térmica crescente da matéria orgânica produz um escurecimento gradual das partículas orgânicas, o que permite relacionar os valores do índice colorimétrico medido com a evolução térmica sofrida pela matéria orgânica. Para essa análise usa-se o microscópio de luz transmitida. O ICE apresenta uma escala de 1 a 10 em intervalos de 0,5 e uma variação de cor que abrangem tons de amarelo claro a preto. Em determinadas condições é possível estabelecer correspondência com valores de reflectância de vitrinita, principal análise indicadora de maturação térmica.

XIII - ANÁLISE MICROBIOLÓGICA - Objetiva detectar a presença de microrganismos que metabolizam hidrocarbonetos, indicando assim, de forma indireta, a ocorrência de hidrocarbonetos. Para tanto, são empregadas técnicas de cultura desses microrganismos (por exemplo, MOST), ou quantificação dos genes específicos pela metabolização dos hidrocarbonetos (DNA). Os métodos de cultura utilizam amostras superficiais do solo/sedimento para detecção de microrganismos que utilizam hidrocarbonetos como substrato. Assim, é realizada cultura bacteriana na presença de hidrocarbonetos e as populações obtidas são quantificadas, por meio de contagem visual de colônias ou uso de espectrofotômetro. Já a análise microbiológica molecular (DNA) quantifica genes específicos, responsáveis pela metabolização de hidrocarbonetos, obtidos por meio da técnica de reação em cadeia da polimerase.

XIV - ANÁLISE MICROSCÓPICA DO QUEROGÊNIO - São análises de petrografia orgânica em luz transmitida de rochas com COT superior a 1 % para siliciclásticas e 0,5 % para rochas carbonáticas. Após tratamento com ácidos para dissolver os minerais da rocha, ácido fluorídrico para fração siliciclástica e ácido clorídrico para frações carbonáticas, quantifica-se a abundância relativa dos 3 grupos macerais existentes na amostra: Liptinitas (que compreendem alginitas e exinitas, conferem à matéria orgânica um caráter *oil prone*), Vitrinitas (caráter *gás prone*) e inertinitas (caráter inerte). Tal análise fornece informações acerca da quantidade e tipo de hidrocarboneto a ser gerado. Outra avaliação petrográfica comumente utilizada é a análise visual do querogênio que compreende a estimativa visual dos 3 grupos principais do querogênio (Grupo da Matéria Orgânica Amorfa, Grupo da Matéria Orgânica Lenhosa e Grupo Liptinita) realizada em lâminas de concentrado de querogênio com técnicas de luz branca transmitida e modo fluorescência. A outra análise se refere à análise de Palinofácies, também realizada em lâminas de concentrado de querogênio com técnicas de luz branca transmitida e modo fluorescência. Essa análise compreende um estudo mais acurado com a identificação e contagem dos 3 grupos principais do querogênio: Grupo Amorfo, Grupo dos Fitoclastos e Grupo dos Palinomorfos. Secundariamente, Grupo dos Zoomorfos com seus respectivos

subgrupos, seguindo nomenclatura da literatura especializada.

XV - ANÁLISE SARA – Sigla formada pelos nomes dos compostos saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos. Os óleos e betumes que contêm biomarcadores são misturas complexas que compreendem tais compostos em proporções variadas. A determinação da quantidade e das porcentagens dessas três frações pode auxiliar nas interpretações sobre a origem da matéria orgânica, do ambiente deposicional, do estágio de evolução térmica, dos processos de migração, biodegradação, geração e expulsão. Para a avaliação do percentual mássico de cada uma das frações SARA na composição do óleo ou betume faz-se uso, normalmente, de duas técnicas de cromatografia líquida: a Cromatografia Líquida em Coluna e a Cromatografia Líquida de Camada Fina. Na cromatografia líquida em coluna, tanto gravitacional (ou cromatografia clássica) como na de média pressão (CLMD, ou como no inglês MPLC, *Medium Pressure Liquid Chromatography*), a matriz é submetida à um sistema de fase normal, onde a fase estacionária empregada é frequentemente sílica. Já a fase móvel normalmente segue um gradiente que parte de um solvente a solvente apolar (como n-hexano) até sua mistura com um co-solvente (como, por exemplo, diclorometano e metanol) que incrementa a polaridade total da fase até o nível de remoção dos compostos mais polares presentes na matriz que é objeto da separação. A composição mássica de SARA dessa análise semi-preparativa é obtida através da gravimetria de cada uma das frações recuperada e evaporada (para remoção do solvente) após a corrida cromatográfica. Frequentemente as frações recuperadas nessa análise são utilizadas como amostra de partida para outras análises que demandam uma diminuição da complexidade matricial para um maior ganho em resolução, como a Cromatografia a Gás acoplada a Espectrômetro de Massas (CG-EM, ou como do inglês GC-MS, *Mass Spectrometry Gas Chromatography*). Já na Cromatografia em Camada Fina (CCF, ou como do inglês TLC, *Thin Layer Chromatography*), a amostra de óleo ou betume é aplicada sobre uma placa recoberta com camada fina de fase estacionária (normalmente sílica) e uma percolação de solvente ou mistura de solventes com polaridades variadas é realizada sequencialmente. A leitura convencionalmente empregada das placas para a quantificação do percentual mássico das frações SARA obtidas é feita com detector de ionização de chamas (DIC, ou como no inglês FID, *Flame Ionization Detector*). Diferentemente da cromatografia em coluna descrita anteriormente, a CCF-DIC (ou TLC-FID) é uma análise destrutiva, ou seja, as frações SARA quantificadas são destruídas por queima no processo de leitura, não podendo ser utilizadas como matéria de partida para outras análises.

XVI - BETUME – Corresponde à fração da matéria orgânica solúvel em solventes orgânicos. É composto pela matéria orgânica molecular, ou seja, compostos orgânicos saturados, aromáticos e polares (resinas e asfaltenos).

XVII - BIOMARCADORES – São compostos orgânicos complexos, encontrados em betumes, petróleos e sedimentos, cujas estruturas moleculares apresentam relação com compostos orgânicos presentes em organismos vivos, especialmente lipídeos. Os biomarcadores possuem semelhança estrutural com possíveis compostos precursores, por sua vez biossintetizados por bactérias, fitoplâncton, zooplâncton e vegetais superiores. Dentre os diversos biomarcadores saturados reconhecidos ao longo das últimas décadas, os mais utilizados nos estudos do petróleo fazem parte dos grupos dos esteranos e dos terpanos.

XVIII - BIOMARCADORES ESTERANOS (m/z 217) – São biomarcadores cíclicos saturados, que são comumente utilizados para indicar maturação térmica, origem da matéria orgânica, ambiente deposicional e processos de alteração secundária. Os precursores são derivados diagenéticos dos esteróis em organismos eucariontes (seres cujas células apresentam núcleo delimitado por carioteca, ou membrana nuclear), com menor extensão em plantas superiores e são raramente encontrados ou ausentes em organismos procariontes (sem membrana nuclear). Os esteranos estão presentes, geralmente em quantidades ínfimas, nos extratos orgânicos de rochas sedimentares (folhelhos, carvões e arenitos betuminosos) e nos petróleos. Entretanto, o processo de isomerização

dos esteranos é de grande importância nos estudos de maturação de óleos e extratos orgânicos. Os esteranos C27 em geral caracterizam ambientes dominados por formas mais simples de vida (como fitoplânctons e zooplânctons marinhos e lacustres). Os esteranos C29 são biomarcadores predominantes em vegetais superiores e animais. Já os esteranos C28, quando em maior proporção, indicam maior contribuição de algas lacustres. Por outro lado, a ocorrência de esteranos de baixa massa molecular (entre 21 e 22 carbonos) em sedimentos e petróleos tem sido atribuída à quebra da cadeia de esteranos de alta massa molecular em processos de diagênese e/ou catagênese.

XIX - BIOMARCADORES TERPANOS (m/z 191) - São hidrocarbonetos cíclicos saturados, cujos precursores são derivados de organismos procariontes (sem membrana nuclear). Os terpanos podem ser divididos em três grupos principais: tricíclicos, tetracíclicos e pentacíclicos. Os hopanos (terpenóides pentacíclicos) são os mais comuns e bem estudados, presentes, em maiores proporções, em sedimentos e rochas ricas em matéria orgânica e petróleos. Assim como os esteranos, os terpanos são estudados para prover indicações sobre a origem, maturação térmica e alterações secundárias tanto em petróleos quanto rochas sedimentares.

XX - CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) - Quantidade de carbono orgânico (excluindo o carbono do carbonato) expresso em porcentagem. Corresponde à quantidade de matéria orgânica que foi preservada e incorporada ao sedimento. Portanto, a análise desse elemento é o primeiro passo para a avaliação da riqueza orgânica de uma rocha potencialmente geradora, pois é necessária uma quantidade mínima de matéria orgânica para uma rocha produzir quantidades comerciais de hidrocarbonetos. Em termos gerais esse mínimo corresponde a 1% para folhelhos e margas e 0,5% para margas e carbonatos.

XXI - COMPOSIÇÃO ISOTÓPICA (^{13}C) - A proporção dos isótopos $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ depende da origem do material orgânico, do fracionamento e das alterações subsequentes pelas quais os hidrocarbonetos passam (e.g. catagênese, migração, biodegradação). A análise de ^{13}C para o extrato orgânico total de amostras selecionadas, óleos e suas respectivas frações aromáticas e saturadas é uma ferramenta útil na avaliação do ambiente deposicional, migração, maturação e biodegradação. Para identificar os isótopos de carbono utiliza-se espectrometria de massas para razão isotópica (*Isotope Ratio Mass Spectrometer* - IRMS) e os valores medidos são comparados ao padrão PDB.

XXII - CROMATOGRAFIA EM FASE GASOSA (CG) - A cromatografia baseia-se na distribuição dos componentes de uma mistura entre as fases móvel e estacionária. No caso da cromatografia gasosa, a fase gasosa móvel contendo a amostra volatilizada desloca-se em equilíbrio com uma fase líquida de alta viscosidade (camada interna de uma coluna cromatográfica). A técnica é utilizada para a separação de compostos volatilizáveis, ou seja, com pressão de vapor relativamente baixa nas condições de temperatura da análise. Em um cromatógrafo a gás, para medir as pequenas quantidades dos componentes são utilizados diferentes tipos de detectores, sendo os mais utilizados os detectores por ionização em chama (DIC), detector por condutividade térmica (DCT), detector por captura de elétrons (DCE) e detector de nitrogênio e fósforo (DNP). O DIC é universalmente empregado para detecção de compostos orgânicos.

XXIII - CROMATOGRAFIA EM FASE GASOSA COM ESPECTROMETRIA DE MASSAS (CG-EM) - A análise por cromatografia em fase gasosa com espectrometria de massas corresponde ao principal método para avaliar os biomarcadores. Os compostos da amostra são separados em um cromatógrafo e seguem para o detector de espectrometria de massas, no qual são fragmentados por uma fonte de ionização. Os fragmentos gerados são detectados de acordo com sua relação massa/carga (m/z). O equipamento pode operar em modo de varredura (*Full Scan*) ou de monitoramento seletivo de íons (SIM). No modo SIM é possível realizar o monitoramento de famílias específicas de biomarcadores, como, por exemplo: terpanos (m/z 191), esteranos/diasteranos (m/z 217) e esteróides triaromáticos (m/z 231 e 245).

XXIV - CROMATOGRAFIA LÍQUIDA (CL) - Técnica que consiste na percolação de compostos orgânicos diluídos em solventes de diferentes polaridades (fase móvel) em um meio inorgânico mineral (fase estacionária). De acordo com as propriedades do solvente e da fase estacionária, compostos químicos pertencentes a diferentes classes eluem, isto é, fracionam-se seletivamente ao longo de uma coluna cromatográfica. Permite separar as frações constituintes básicas dos óleos e extratos obtidos das rochas geradoras: hidrocarbonetos saturados (parafinas lineares, ramificadas e cíclicas), compostos aromáticos e compostos polares contendo heteroátomos de N, S e O (resinas e asfaltenos). Os tipos de cromatografia líquida empregados normalmente para essas separações de saturados, aromáticos e compostos heteroatômicos presentes em petróleos e betumes de rochas são a Cromatografia Líquida em Coluna Gravitacional (ou cromatografia clássica), a Cromatografia Líquida de Média Pressão (CLMD, em inglês MPLC, *Medium Pressure Liquid Chromatography*) e a Cromatografia Líquida de Alta Eficiência (CLAE, em inglês HPLC, *High Performance Liquid Chromatography*). As frações saturadas e aromáticas separadas por cromatografia líquida são normalmente encaminhadas para as análises de biomarcadores por Cromatografia a Gás acoplada a Espectrometria de Massas (CG-EM).

XXV - DENSIDADE API - Foi criada pelo *American Petroleum Institute* - API, juntamente com a *National Bureau of Standards*. É utilizada para medir a densidade relativa de líquidos derivados do petróleo. Quanto maior densidade o óleo tiver, menor será seu grau API. Segue Fórmula geral, onde (D) é a densidade da amostra a 60° F. $API = (141,5 \div D) - 131,5$.

XXVI - DIAMANTOIDES - Os diamantoides são hidrocarbonetos policíclicos saturados, com estrutura molecular semelhante ao diamante, de ocorrência natural no petróleo. São formados a partir do querogênio durante ou após a geração do óleo e se caracterizam pela alta resistência ao craqueamento térmico, à biodegradação e à oxidação, persistindo em sua fase líquida até estágios extremos de maturação. Auxiliam no reconhecimento de misturas de óleos provenientes de diferentes pulsos de migração e na determinação de níveis de craqueamento secundário dos óleos. Devido à sua alta estabilidade estrutural, os diamantoides são termicamente mais estáveis que a maioria dos outros hidrocarbonetos. Portanto, a identificação de diamantoides é útil na caracterização de óleos e condensados com alto grau de evolução térmica, onde os biomarcadores são quase inexistentes, ou de óleos submetidos a elevados níveis de biodegradação.

XXVII - ENXOFRE, CONTEÚDO DE - O teor total de enxofre em amostras de petróleo é determinado por espectrometria de fluorescência de raios-X de acordo com o Padrão ASTM D4294. A medição é comparada com uma curva de calibração padrão e o resultado final é expresso em % em massa.

XXVIII - ESPECTROMETRIA DE MASSAS - Método usado para obter informações sobre a estrutura molecular dos compostos, particularmente biomarcadores. Por esse método, as moléculas em estado gasoso (inseridas diretamente em um espectrômetro de massa ou eluídas de um cromatógrafo gasoso após separação) são ionizadas por elétrons de alta energia e detectadas de acordo com sua relação massa carga (m/z).

XXIX - FLUIDO - Para efeitos desse normativo, corresponde a petróleo, condensado, gás, água de formação ou lama de perfuração, obtidos em testes, pré-testes ou exsudações naturais.

XXX - FRAÇÃO SATURADA - Fração do fluido que corresponde aos hidrocarbonetos que possuem apenas ligações simples, representados pelos n-alcenos, isoalcenos ou cicloalcenos.

XXXI - PIRÓLISE - Método em que a matéria orgânica é quebrada por aquecimento, na ausência de oxigênio. Esse método é usado para caracterizar tipos de querogênio e determinar os respectivos potenciais de geração e consiste na simulação em laboratório, sob condições controladas, do processo de maturação da matéria orgânica. Pode ser realizado em sistemas abertos, como a técnica

Pirólise Rock-Eval (que por vezes é utilizada como sinônimo para o termo) ou em sistemas fechados, como as técnicas de hidropirólise e micropirólise.

XXXII - PIRÓLISE ROCK-EVAL - Refere-se a um tipo de pirolisador bastante utilizado pela indústria. Nesse equipamento a rocha pode ser aquecida até 650 °C, por aproximadamente 20 minutos, dependendo do modelo do pirolisador. Durante esse tempo, três parcelas de gases são liberadas da amostra. O gráfico da concentração *versus* temperatura forma três áreas distintas. A primeira área (S1) representa os hidrocarbonetos livres na rocha geradora, liberados até 350°C, ou seja, aqueles que já foram gerados, mas ainda se encontram na rocha geradora. A unidade de medida é mgHC/g rocha (miligrama de hidrocarboneto por grama de rocha). A segunda área (S2) corresponde ao potencial gerador de hidrocarbonetos liberados pelo craqueamento termal do querogênio e indica a quantidade de hidrocarbonetos que pode ser gerada a partir da matéria orgânica presente na rocha quando submetida a condições adequadas de temperatura. A terceira área (S3) indica a quantidade de CO₂ liberado durante a pirólise do querogênio e é informado em mgCO₂/g rocha (miligrama de CO₂ por grama de rocha). Os hidrocarbonetos são detectados por um detector de ionização em chama e o CO₂ por um detector de infravermelho (atualmente, mais comum) ou detector de condutividade térmica (modelos de pirolisador mais antigo). Os resultados são comparados com os valores de uma amostra do padrão internacional do IFP (Instituto Francês de Petróleo). Em conjunto com os resultados obtidos na determinação do Carbono Orgânico Total, são obtidos diferentes índices, onde IH corresponde ao Índice de hidrogênio (S2/COT - mg HC/g COT); IO - Índice de oxigênio (S3/COT - mgCO₂/gCOT) e Índice de Produção (IP) - ($IP = S1/(S1+S2)$), que fornece a relação entre os hidrocarbonetos livres e os hidrocarbonetos totais obtidos na pirólise. A Temperatura máxima (Tmax), outro resultado importante obtido na pirólise, corresponde à temperatura na qual ocorre a produção máxima de hidrocarbonetos e depende da natureza da matéria orgânica. O topo da zona matura é em geral marcada pela temperatura máxima de 440 °C, limite que pode variar um pouco a depender do tipo de matéria orgânica. Tmax é informada em graus Celsius (°C).

XXXIII - PISTON CORE - É um tipo de testemunhador de sedimentos do fundo oceânico que se utiliza de queda livre, para penetrar e retirar o sedimento. No momento em que o peso do gatilho encosta no substrato oceânico o peso do testemunhador é liberado para adentrar no leito marinho por ação da gravidade. Dependendo da resistência do sedimento, os testemunhadores retiraram sedimentos inconsolidados para avaliação da presença de hidrocarbonetos termogênicos. Os sedimentos ficam aprisionados em tubos de resina transparente (*liners*), dos quais são coletadas amostras para análises em laboratório.

XXXIV - QUEROGÊNIO - A matéria orgânica presente nas rochas sedimentares é composta de duas frações: querogênio e betume. O querogênio corresponde à fração da matéria orgânica insolúvel em solventes orgânicos. De forma prática, é composto pela matéria orgânica particulada e o seu estudo envolve a execução de análises que utilizam técnicas de microscopia (luz branca transmitida, luz branca refletida, fluorescência UV), combinadas a técnicas como análise elementar, espectroscopia de infravermelho, pirólise, entre outras.

XXXV - REFLECTÂNCIA DE VITRINITA (Ro) - Esta técnica permite a análise da evolução térmica da matéria orgânica. A vitrinita é um constituinte orgânico formado durante a diagênese pela humificação da lignina e celulose das células de vegetais superiores. Submetida a temperaturas crescentes, parte por soterramento, ocorre um ordenamento dos anéis aromáticos com o consequente aumento da reflectância das partículas de vitrinita, relacionada à paleotemperatura máxima alcançada e do tempo de aquecimento. A reflectância da vitrinita (Ro) é medida utilizando-se um microscópio de luz refletida. Esse método é padronizado internacionalmente e baseia-se na Intensidade da luz refletida por uma superfície de huminita/vitrinita bem polida, colocada

perpendicularmente ao feixe de luz incidente, em imersão em óleo, medida a 546nm usando um fotomultiplicador (ou equipamento similar). Esta intensidade de luz é comparada com a intensidade da luz refletida, em condições idênticas, por um padrão (ou conjunto de padrões) de reflectância conhecida. As medidas são realizadas após calibração dos valores de reflectância em relação ao padrão safira sintética, $R_o=0,505$ % de luz refletida. Em termos práticos, $R_o\%$ pode caracterizar zonas de evolução térmica da matéria orgânica. $R_o = 0,6$ % corresponde a uma zona imatura, com evolução térmica insuficiente para a geração de grandes volumes de óleo ou gás. Valores de R_o entre 0,6 e 1,35% correspondem a uma zona madura, com evolução térmica adequada para a geração de grandes volumes de óleo. Valores de R_o entre 1,35 e 4% correspondem a uma zona senil, com evolução térmica adequada à geração de gás, e valores de R_o superiores a 4 (quatro) apontam para a improbabilidade de ocorrência de grandes quantidades de hidrocarbonetos.

3. DADOS CONTEMPLADOS PELO PADRÃO TÉCNICO

3.1. Os grupos de dados tratados na presente norma são: análises geoquímicas de rochas (geradoras); análises de fluidos (óleo, gás e condensados); análises de amostras obtidas em levantamentos terrestres e oceânicos; e análises especiais.

3.2. Constituem análises para amostras de rocha (Grupo 1) obtidas em poços de petróleo e gás natural e outras eventuais fontes:

3.2.1. Carbono Orgânico Total (COT);

3.2.2. Pirólise;

3.2.3. Análises de maturação térmica (R_o - Reflectância de Vitrinita, ICE e IAT); e

3.2.4. Análise Microscópica do Querogênio.

3.3. Constituem análises para amostras de fluidos (Grupo 2) recuperados em “pré-testes”, testes de formação, similares ou ainda extraídos através de solventes em amostras de rocha:

3.3.1. Cromatografia Gasosa de Óleo Total (*GC Whole oil*);

3.3.2. Cromatografia Líquida;

3.3.3. Análise de biomarcadores, tais como Terpanos (m/z 191), Esteranos (m/z 217), e outras relações massa/carga em óleo total ou frações saturadas, aromáticas ou polares;

3.3.4. Análise isotópica (^{13}C) de óleo total e análises isotópicas das frações; e

3.3.5. Conteúdo de enxofre e densidade API (NBR 7148/2013).

3.4. Constituem análises para levantamentos geoquímicos de fundo oceânico (*piston core*) e levantamentos geoquímicos terrestres - Grupo 3:

3.4.1. Fluorescência (*TSF - Total Scanning Fluorescence*) - para *piston core*;

3.4.2. Análise de hidrocarbonetos leves (*Headspace*, Gases Oclusos, Adsorvidos), de C1 a C5 e outros analisados;

3.4.3. Análise isotópica (^{13}C) de hidrocarbonetos leves e totais;

3.4.4. Análises microbiológicas e similares; e

3.4.5. Para amostras com hidrocarbonetos líquidos:

3.4.5.1. Análise de Composição Total (*GC Whole oil*);

3.4.5.2. Análise de Biomarcadores, tais como Terpanos (m/z 191), Esteranos (m/z 217), e outras relações massa/carga realizadas em óleo total ou respectivas frações; e

3.4.5.3. Análise isotópica (^{13}C).

3.5. Constituem análises geoquímicas especiais (Grupo 4):

3.5.1. Análise de Gases Nobres;

3.5.2. Análise de Diamantoides;

3.5.3. Análise Composicional de Rocha (litogeoquímica); e

3.5.4. Análise de Inclusões Fluidas.

3.6. Todas as análises geoquímicas realizadas, mesmo as não listadas no presente padrão, devem ser entregues em formato digital e sempre que possível, em formato editável.

3.7 Sempre que houver tabelas de resultados de dados geoquímicos em relatórios, elas deverão ser enviadas separadamente, seguindo a formatação deste padrão conforme tipo de análise realizada, a fim de facilitar a disponibilização dos dados respeitando seus respectivos períodos de confidencialidade.

4. FORMATAÇÃO BÁSICA DOS DADOS

4.1. Todos os dados geoquímicos devem ser encaminhados juntamente com cópia dos mapas, imagens, gráficos, arquivos georreferenciados, relatórios, metadados ou quaisquer outros documentos relacionados;

4.2. Relatórios e outras informações textuais devem ser apresentados em língua portuguesa.

4.3. Caso haja a realização de mais de uma análise em uma mesma amostra ou poço, elas deverão ser entregues separadamente à ANP, seguindo a formatação deste padrão.

4.4. No caso dos relatórios de análises, eles poderão ser encaminhados de maneira consolidada contendo mais de uma análise.

4.5. Dados numéricos deverão ser expressos, sempre que possível, no Sistema Internacional de Unidades.

4.6. Todas as feições geográficas serão representadas e informadas à ANP conforme dispõe o Padrão ANP 4C.

4.7. O procedimento de preparação dos dados consiste na organização em pastas eletrônicas, separadas por poço ou por levantamento, conforme o caso, agrupando arquivos digitais cujos modelos constam ou serão gradativamente publicados no endereço eletrônico da ANP, que poderão ser atualizados conforme a necessidade técnica.

4.8. Para análises realizadas em amostra oriunda de afloramento, a primeira sequência alfanumérica deverá representar o grupo de análises geoquímicas, conforme item 1.2, seguida pela sigla AFLORA

que deverá ser utilizada no nome do arquivo, seguida pelo nome da empresa/instituição responsável pela análise e abreviação da análise realizada, conforme exemplo abaixo. Os relatórios finais deverão ser entregues em formato .PDF e as tabelas contendo as coordenadas dos pontos adquiridos e os resultados das análises em formato .XLSX ou .XLS.

4.9. Os dados geoquímicos oriundos de poços deverão ser organizados dentro de diretórios/pastas identificados com os nomes dos poços, conforme Resolução ANP N° 699, de 06 de setembro de 2017.

4.10. A nomenclatura para padronização dos arquivos tabelados e editáveis que representam os resultados das análises geoquímica deverão seguir o critério abaixo: a primeira sequência alfanumérica indicará o grupo de análises geoquímicas, conforme item 1.2 do presente padrão; a segunda sequência de alfanuméricos são indicativos do nome do poço, conforme Resolução ANP N° 699, de 2017; seguida pelo nome da empresa ou E.A.D. responsável pela amostra junto à ANP; seguido da abreviação do tipo da análise; e, por último, a extensão referente ao formato do arquivo, conforme exemplos a seguir.

Exemplo genérico: GQ1_NOMEPOÇO_NOMEEMPRESA_ANÁLISE.xls

Onde:

GQ1 - Geoquímica de Rocha;

GQ2 - Geoquímica de Fluido;

GQ3 - Levantamentos Geoquímicos;

GQ4 - Geoquímica Especial;

NOMEPOÇO - Nome do Poço conforme Resolução ANP N° 699, de 2017:

1-ANP-3-BA

1-BRSA-1080-CES

1COST3BAS

1CS 0001 AL

1FB 0001 BA

2ANP4AMT

NOMEEMPRESA: Operadora responsável pela análise, E.A.D. ou Universidade, quando for o caso.

ANÁLISE - Tipo de Análise:

COT_Pirolise - COTP

Reflectância da Vitrinita - Ro

Índice de coloração de esporos - ICE

Índice de alteração térmica - IAT

Análise microscópica do querogênio - AMQ

Cromatografia líquida - CRL

Cromatografia gasosa - CG

Cromatografia gasosa com espectrômetro de massa - CGEM

Cromatografia gasosa com 2 espectrômetro de massa - CGEMEM

Análise Isotópica (^{13}C) - ISOT

Análise de Hidrocarbonetos Leves:

Headspace - HEAD

Gases Oclusos - OC

Gases Adsorvidos - ADS

Fluorescência (*TSF - Total Scanning Fluorescence*) - TSF

Análises microbiológicas- MBIO

Análise de DNA - DNA

Diamantoides - DIAM

Análise de Gases Nobres - GN

Litogeoquímica - LITO

Análise de Inclusões Fluidas - AIF

Exemplos Genéricos:

GQ1_1-XXX-3333-ABC_PETROBRAS_COTP.xls

GQ1_AFLORA_UERJ_COTP.xlsx

GQ2_1-XXX-3333-ABC_Eurofins_CGEM.xlsx

GQ2_1-XXX-3333-ABC_GSI_CGEMEM.xlsx

GQ4_1-XXX-3333-ABC_UFRJ_DIAM.xlsx

GQ4_1-XXX-3333-ABC_PETROBRAS_GN.xlsx

GQ1_1-XXX-3333-ABC_SHELL_ICE.xls

GQ1_1-XXX-3333-ABC_SHELL_IAT.xls

GQ1_1-XXX-3333-ABC_SHELL_Ro.xls

GQ1_1-XXX-3333-ABC_PETROBRAS_AMQ.xls

4.11. Os dados geoquímicos oriundos de poços devem possuir, em seus respectivos arquivos, os metadados das análises realizadas minimamente com o conteúdo abaixo:

4.11.1. Nome do poço;

4.11.2. Nome da empresa Operadora ou EAD responsável pela análise;

4.11.3. Nome do laboratório de realização da análise;

4.11.4. Tipo de amostras utilizadas;

4.11.5. Marca e modelo dos equipamentos utilizados;

4.11.6. Data de conclusão da análise (DD/MM/AAAA).

4.12. A nomenclatura dos arquivos tabelados e editáveis referentes aos dados geoquímicos dos levantamentos de superfície - Grupo 3, de acordo com o item 1.2, respeitarão ao seguinte critério: o primeiro conjunto alfanumérico será referente ao grupo de dado (GQ3), o segundo representa o número da equipe habilitada junto à ANP; o terceiro representa as abreviações dos dois tipos principais (GEOQS para levantamento geoquímico de superfície e PCORE para *piston core*); o quarto representa a localização do levantamento, onde até 3 Blocos poderão ser descritos seguidamente. Acima de 3 blocos, o nome do arquivo poderá conter o nome da bacia ou múltiplos como referência de localização.

Exemplos Genéricos:

GQ3_0003_GEOQS_POT_T_186_298_573.xls

GQ3_0003_GEOQS_POT_T_MULTIPLOS.xlsx

GQ3_0003_GEOQS_POT_T_POTIGUAR.xlsx

GQ3_0005_PCORE_FZA_M_59_57.txt

GQ3_0006_PCORE_FOZ_DO_AMAZONAS.xlsx

4.13. Os arquivos referentes ao relatório final de todas as análises, de poços e de levantamentos de superfície poderão ser encaminhados em .PDF.

4.14. Para amostras esgotadas com resultados não tabulados automaticamente, serão aceitas digitalizações dos resultados.

4.15. Os dados geoquímicos oriundos de levantamentos devem possuir, em sua respectiva tabela de atributos do *shape*, colunas para cada par de coordenadas, contendo minimamente as seguintes informações:

4.15.1. Nome do levantamento Geoquímico;

4.15.2. Nome da empresa Operadora ou EAD responsável pela análise;

4.15.3. Nome do laboratório de realização da análise;

4.15.4. Descrição de todos os mnemônicos inseridos na tabela de resultados;

4.15.5. Datum das coordenadas, conforme Padrão ANP 4C;

4.15.6. Resultados das análises realizadas (básicas e detalhadas, quando adquiridas), integrados à tabela de atributos; e

4.15.7. Bacia e data de conclusão da análise (DD/MM/AAAA).

4.16. As análises do Grupo 1 são referentes aos dados geoquímicos de rocha para avaliação de potencial gerador de hidrocarbonetos. Os arquivos digitais devem ser entregues no formato de tabelas (.XLS ou .XLSX), em que as linhas deverão disponibilizar as informações de profundidades correspondentes às amostras e as colunas deverão possuir as seguintes informações: Código Cadastro; Nome do poço ANP; Tipo Amostra registrada (metros); Topo Amostra registrada (metros); Base Amostra registrada (metros); COT-Teor de carbono orgânico total (%); Resíduo insolúvel (%); S1-Hidrocarbonetos livres (mg HC/g rocha); S2-Hidrocarbonetos liberados (mg HC/g rocha); S3-CO2 liberado (mg CO2/g rocha); Temperatura máxima (°C); Índice de hidrogênio S2/COT (mg HC/g COT); Índice de oxigênio S3/COT (mg CO2/g COT) e Índice de Produtividade (IP) S1/S1+S2.

4.17. Dados de R_v (Reflectância da Vitrinita) e Análises de Maturação Térmica (ICE e IAT) deverão ser disponibilizados em arquivo .XLS ou .XLSX. Figuras ilustrativas elaboradas de correlação, histogramas de populações, gráficos e fotografias de lâminas poderão ser disponibilizadas em .JPEG. O relatório final da análise poderá ser disponibilizado em .PDF. As informações mínimas da tabela de reflectância da vitrinita são valores de R_v , número de medidas de vitrinitas indígenas, média de reflectância das vitrinitas indígenas e desvio padrão.

4.18. Os dados de IAT deverão ser entregues em tabela (.XLS ou .XLSX) e dispor de colunas com valores variando de 1,5 a 4,0. Os dados de ICE poderão ser expressos em tons de cores, variando de amarelo a preto e/ou valores na escala de 1 a 10. Nas tabelas editáveis de ambas as análises, deverão conter linhas com as profundidades analisadas.

4.19. As análises microscópicas de querogênio deverão apresentar valores, em porcentagem, de liptinita (% Lip.), de vitrinita (%Vit.) e de inertinita (% Inert.) da profundidade analisada. Relatórios de Palinofácies e análise visual do querogênio poderão ser entregues em .PDF e, quando possível, os dados passíveis de serem inseridos em tabelas editáveis deverão ser entregues separadamente, assim como gráficos e figuras que possam ser gerados com as respectivas análises.

4.20. Se os dados analisados forem oriundos de levantamentos geoquímicos, eles deverão possuir adicionalmente colunas com as coordenadas geográficas conforme Padrão ANP 4C.

4.21. As análises do Grupo 2 são referentes aos dados geoquímicos de fluido. Os resultados deverão possuir informações que identifiquem (abreviações e nomes por extenso) e quantifiquem o conteúdo de biomarcadores em uma amostra de hidrocarboneto ou extraído de uma rocha. Caso as análises sejam realizadas, são solicitadas as seguintes informações: nome do poço ANP; número de cadastro do poço (11 algarismos numéricos); instituição proprietária; laboratório responsável pela análise; de onde foi extraída a amostra de hidrocarboneto; tipo de amostra (óleo, gás ou água de formação); análises realizadas; presença de contaminante(s); profundidades do topo e da base da amostra; tabelas com áreas e alturas dos picos de concentrações dos compostos, ppm da área e altura (caso inserido padrão conhecido) das concentrações dos compostos em referência ao número de átomos de carbono resultantes do ensaio de cromatografia gasosa e massas; resultados de análise em fração saturada e aromática após cromatografia líquida; abreviações e nomes de todos os compostos químicos observados e razões massa/carga utilizadas; consolidação dos resultados das análises com gráficos de cromatografia gasosa; cromatografia com espectrômetro de massa acoplado e razões utilizadas (item 4.21.1).

4.21.1. Razões de Interesse comumente utilizadas na indústria que devem ser adicionadas às tabelas de resultados: Pri/Phy, Pri/n-C17, Phy/n-C18, CPI-1, 17(17+27), Hop/Ster, % Sat, % Aro, % NSO, % Asfaltenos, 13C óleo, 13C Sat, 13C Arom, API, % Enxofre, Terpanos ppm, Tri/Hop, Ts/Ts+Tm, Razão 29 Ts/H29, OL/H30, Razão H28/H30, Razão H29/H30, Razão H35/H34, GAM/H30, Razão 25Nor/Hop, 19/23 Tri, 21/23 Tri, 23/24 Tri, 26/25 Tri, Razão C24 Tet/C26Tri, Tri/Hopanos, Esteranos ppm, 20S/(20S+20R), $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ C27%, C28%, C29%, DIA / REG e outras que julgar pertinente e representem características importantes para a amostra analisada.

4.21.2 Todas as análises que possuem a etapa de espectrometria de massas devem seguir as disposições expostas nos itens 4.21, 4.22 e 4.23, no que se refere à formatação básica, fragmentogramas e tabela de correlação entre nomes dos compostos e abreviações.

4.22. Os nomes ou códigos dos compostos identificados (picos) deverão ser inseridos, de forma legível, na porção superior dos cromatogramas (Análise de *whole oil*) e fragmentogramas (m/z). Caso necessário, a ANP solicitará os espectros de massas.

4.23. A ANP poderá solicitar informações sobre a detecção, metodologias e especificações técnicas dos equipamentos utilizados pelo laboratório.

4.24. Caso a ANP adote um modelo de tabela para dados geoquímicos adquiridos a partir de amostras de fluido (Grupo 2), será elaborado documento com instruções para preenchimento no endereço eletrônico da ANP e anunciado amplamente.

4.25. O Grupo 3 é referente aos dados de levantamento geoquímico de superfície e piston core. Deverão ser entregues os seguintes arquivos: arquivo de dados coletados e analisados; e arquivos complementares: dados georreferenciados, mapas e gráficos. O relatório final deverá ser enviados em arquivos .PDF, assim como imagens em .JPEG ou .GEO TIFF. Os arquivos de dados coletados e analisados deverão ser entregues em ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*), seguindo a mesma formatação dos arquivos medidos e processados referentes ao Padrão ANP2B de Métodos Potenciais e tecnologia CSEM da ANP. Os Arquivos em ASCII deverão possuir cabeçalhos definindo todas as colunas (mnemônicos) contendo os resultados das análises para cada ponto de amostragem (X,Y). Informações como especificação dos equipamentos utilizados e padrão utilizado com concentrações conhecidas deverão ser inseridas no cabeçalho, bem como no relatório final.

4.26. O relatório final dos dados geoquímicos e o resultado das análises das amostras adquiridas, em levantamento geoquímico de superfície e *piston core* adquiridos por Empresas de Exploração e Produção (operadoras ou parceiros) em suas respectivas áreas contratadas com a ANP (Concessão, Cessão e Partilha) devem ser enviados em até 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias após a notificação de término do levantamento e conter minimamente as seguintes informações:

4.26.1. Sumário executivo contendo as informações básicas sobre a atividade;

4.26.2. Características operacionais e logísticas da área de trabalho;

4.26.3. Descrição da metodologia, contendo a escolha dos pontos de amostragem, coleta de amostras, análises de laboratório e demais análises que se fizeram necessárias;

4.26.4. Topografia e geodésia, incluindo as coordenadas definitivas;

4.26.5. Produção total de dados, individualizados por concessão;

4.26.6. Datas efetivas de início e término da aquisição dos dados;

- 4.26.7. Custo total da aquisição dos dados, informado em dólares dos Estados Unidos da América (US\$) ou em moeda nacional;
- 4.26.8. Cópia das licenças e autorizações obrigatórias exigidas pelo Poder Público para a execução das atividades;
- 4.26.9. Resultado das análises;
- 4.26.10. Discussão dos resultados;
- 4.26.11. Conclusões; e
- 4.26.12. Anexos, tabelas, mapas e demais informações previstas no sítio da ANP (anp.gov.br).
- 4.27. Os arquivos georreferenciados deverão ser entregues no formato *shapefile* (.SHP) com a integração de tabelas de resultados para cada ponto de amostragem. A tabela de atributos do *shape* deverá refletir o mesmo do arquivo de dados coletados e analisados em ASCII e deverá conter os metadados do levantamento descrito no item 4.13 para cada ponto de amostragem, representado por um par de coordenadas (X e Y).
- 4.28. Os mnemônicos dos arquivos de dados coletados e analisados em ASCII e os arquivos georreferenciados (.SHP) deverão possuir as seguintes colunas de concentrações de gasometria: metano; etano e eteno; propano e propeno; i-butano, n-butano, 1-butenos; i-pentano e n-pentano; hexano; além de somatórios de concentrações, tais como, C2C5, C2C6, C2+ e C6+ em análises de headspace, oclusos (OSG) e/ou adsorvidos. Caso tenha sido realizada, a análise de isótopos, de biomarcadores, microbiologia ou método similar também deverá compor a tabela dos resultados.
- 4.29. Para as análises das amostras de fluidos ou extraídas de rocha oriunda de levantamento, os resultados das análises de cromatografia gasosa ou cromatografia gasosa com espectrometria de massa acoplada deverão ser enviadas à ANP de acordo com a formatação básica estabelecida para o Grupo 2 (itens 4.19 e 4.20). Neste caso, sendo realizadas análises de cromatografia gasosa/massas em amostras oriundas de levantamentos, será necessário ainda as coordenadas geográficas dos pontos de coleta conforme Padrão ANP 4C.
- 4.30. Todas as análises referentes ao Grupo 4 podem ser enviadas em arquivos .XLS, .XLSX ou .TXT, com seus respectivos resultados e as figuras, gráficos das análises e mapas poderão ser enviadas em JPEG. Ainda, serão aceitos relatórios finais em .PDF. Parâmetros estatísticos, como desvio padrão e erro analítico, quando aplicável à análise, devem compor as colunas dos resultados para atestar qualidade e grau de confiabilidade do dado.
- 4.31. As tabelas de concentrações de gases nobres devem conter colunas com as concentrações de ^4He , ^{20}Ne , ^{36}Ar , ^{84}Kr e ^{129}Xe em ppm, além das razões $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$, $^3\text{He}/^4\text{He}$ e $^3\text{He}/^4\text{He}$ (amostra)/ $^3\text{He}/^4\text{He}$ (atmosfera). As linhas deverão ter referência da amostra analisada como identificação do poço e respectiva profundidade ou levantamento geoquímico e respectivo ponto de coleta da qual a amostra é oriunda.
- 4.32. As tabelas de concentrações de diamantoides deverão possuir colunas com nome dos compostos identificados e quantificados em ppm, em ordem crescente de massa molecular da série dos adamantanos, diamantanos e/ou outra(s) série(s) quando utilizado para a análise, bem como a concentração de biomarcador(es) utilizados para estimativa de evolução térmica da amostra. As linhas deverão possuir identificação das amostras analisadas, como nome do poço, profundidade analisada. No caso de se tratar de levantamento geoquímico, o respectivo ponto de origem da amostra e as coordenadas geográficas deve seguir o Padrão ANP 4C.

4.33. As tabelas de análises Litogeoquímica devem conter linhas com identificação das amostras analisadas, como nome do poço, respectivas profundidades analisadas ou nome do levantamento e ponto da qual a amostra é proveniente. As colunas devem conter concentrações dos compostos químicos (elementos maiores, em forma de óxidos) em porcentagem e/ou elementos traços em ppm e ordem alfabética. Será necessário informar, ainda, o tipo de análise que resultou nos valores de concentrações dos compostos e/ou elementos traços.

4.34. As análises de inclusão fluida deverão possuir colunas com Nome do poço ANP, código do poço, profundidade analisada, população, composição, hospedeiro, fluorescência, temperatura de homogeneização observada durante o aquecimento do petróleo (°C), grau API, temperatura de homogeneização da inclusão aquosa, temperatura de fusão final das inclusões aquosas, razão líquido/vapor, salinidade e temperatura de fusão do gelo observada durante o resfriamento. As tabelas dos arquivos deverão ser organizadas em profundidade de análise. Adicionalmente, caso realizadas as análises que envolvam espectrometria de massas, deverão ser entregues tabelas com as áreas e alturas dos picos de concentrações dos compostos e eventualmente área e altura em ppm (caso inserido padrão interno). As tabelas serão formadas por linhas com os compostos identificados nas seguintes razões massa/carga (m/z): m/z 15 (Metila), m/z 55 (Butanil), m/z 57 (Butila), m/z 60 (ácido fórmico), m/z 71 (pentila), m/z 78 (Benzeno), m/z 91 (Benzila) e m/z 97 (Aquil-cíclicos) e colunas com área e altura dos picos de concentrações e, eventualmente, área e altura dos picos em ppm (caso inserido padrão).

4.35. Caso não seja analisada a concentração de um determinado elemento químico composto nas tabelas das análises especiais ou ainda nas concentrações de biomarcadores e análise de óleo total para análise de fluidos, o espaço vazio poderá ser utilizado para representar medições não realizadas ou não determinadas nas respectivas colunas de concentrações. Isso poderá ocorrer quando a análise ou laboratório não for capaz de determinar as concentrações de um determinado composto. Caso seja ausente uma determinada concentração, será utilizado o valor zero.

4.36. Caso sejam realizadas análises especiais em amostras oriundas de levantamentos, será necessário informar as coordenadas geográficas dos pontos de coleta conforme Padrão ANP 4C, bem como o nome do levantamento, conforme item 4.10.

4.37. Caso sejam desenvolvidas novas práticas e tecnologias, os resultados deverão ser enviados a ANP de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo.

5. PRAZOS DE ENVIO E LAUDOS

5.1. Os dados geoquímicos devem ser enviados no prazo de até 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias após a data de conclusão para poços ou notificação de término para levantamentos geoquímicos terrestres ou *piston core*, sem ônus para a ANP e em conformidade com o padrão técnico por ela estabelecido, cópia dos dados brutos, relatórios, metadados, ou quaisquer outros documentos relativos aos dados geoquímicos.

5.2. Os dados geoquímicos obtidos a partir de amostras pertencentes ao acervo da União deverão ser entregues em conformidade com o Padrão ANP3, em versões digitais, em até 180 (cento e oitenta) dias após a notificação de término do estudo.

5.3. Mediante justificativa técnica fundamentada ou comprovada limitação logística, a ANP poderá, motivadamente, ampliar os prazos mencionados no item 5.

5.4. A ANP pode, motivadamente, reprovar, parcial ou totalmente, os dados com conteúdo incorreto, impreciso ou insuficiente em relação às normas técnicas e com o presente Padrão.

5.5. A ANP fará a conferência do material e emitirá um laudo, no prazo de até 180 (cento e oitenta) dias, sobre a conformidade dos dados em relação ao padrão, indicando as correções eventualmente necessárias.

5.6. No caso da ANP recusar, parcial ou totalmente, os dados mencionados no item 5.5, a empresa ou instituição responsável por essas informações terá o prazo de até 60 (sessenta) dias para as correções necessárias.

6. SANÇÕES

6.1. O descumprimento das disposições estabelecidas neste Anexo sujeita o infrator às penalidades previstas na Lei nº [847](#), de 26 de outubro 1999 e demais disposições legais aplicáveis.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1. As análises geoquímicas de interesse da indústria de petróleo e gás que não estiverem regulamentadas no presente padrão deverão ser encaminhadas em versões digitais, constando as principais definições, lista de eventuais abreviações, tabelas editáveis e/ou gráficos, assim como as referências bibliográficas pertinentes, de forma a propiciar à ANP, como órgão regulador, uma contínua evolução dos procedimentos técnicos.

"Este texto não substitui o publicado no Diário Oficial da União"