

6

Análise crítica: aspectos técnicos e jurídicos da regulamentação da medição de petróleo e gás natural

Neste Capítulo são identificados e classificados aspectos técnicos e jurídicos que carecem de revisão no que tange à regulamentação da medição de petróleo e gás natural no Brasil. A análise crítica aborda os seguintes aspectos essenciais da confiabilidade metrológica de sistemas de medição fiscal e aspectos legais.

- Adoção de diretrizes para novos cenários de produção;
- Atualização das referências metrológicas;
- Flexibilização de sistemas e procedimentos previstos no RTM;
- Aprovação de novas tecnologias;
- Flexibilização da regulamentação para campos marginais ou maduros;
- Aprovação pela ANP de processos alternativos ao RTM;
- Visão crítica à legislação: Lei nº 9.478/97.

O presente trabalho, neste sentido, fornece não apenas à ANP e ao INMETRO, mas também aos diversos integrantes do setor energético brasileiro e à sociedade, subsídios para uma melhor compreensão dos problemas relacionados à indústria do petróleo e gás natural no país, favorecendo, destarte, uma atuação mais eficiente da Agência no sentido da superação dos desafios da regulação no Brasil.

6.1

Adoção de diretrizes para novos cenários de produção

Dentre os desafios, enfatiza-se a necessidade cada vez maior de sintonia entre o órgão regulador - ANP e os agentes envolvidos com a medição no setor petrolífero brasileiro, possibilitando uma melhor coordenação de ações de regulação no curto e longo prazo e garantindo uma ampla e adequada sinalização dos objetivos e ações a serem adotadas para novos cenários de produção.

No âmbito da ANP, existe dificuldade para aceitar as mudanças de cenário da indústria do petróleo e gás natural, que se tornam cada vez mais freqüentes com a globalização. Entre as medidas que podem ser adotadas, merece destaque à elaboração de regulamentos que criem mecanismos para dar maior autonomia às concessionárias de tal forma que estas possam estabelecer projetos próprios que garantam às condições regulamentares - a Agência continuaria no seu papel de aprovador e fiscalizador da aplicação correta e efetiva destas diretrizes¹.

Neste sentido, cabe à ANP estabelecer regras que garantam a consolidação de um ambiente de liberdade, baseado no princípio de que qualquer pessoa ou empresa que conduz ou participa das atividades de petróleo deve cumprir as disposições legais, incluindo as decisões regulatórias que sejam tomadas de acordo com a Lei do Petróleo. De forma mais específica, esta obrigação exige que as partes procurem, de forma pró-ativa, identificar e resolver as discrepâncias, fazendo que estas passem a cumprir os regulamentos.

Além disso, a ANP deve se estruturar melhor para atender às demandas regulatórias no curto prazo. Atualmente, a ANP ainda é deficiente de recursos humanos para o acompanhamento dos sistemas de medição e de suas peculiaridades. Esta carência impede que o setor se desenvolva e avance em níveis tecnológicos semelhante aos países estudados.

6.2

Atualização das referências metrológicas

Após a edição da Portaria Conjunta ANP/INMETRO n° 001, de 19.06.2000, muitas mudanças ocorreram no campo da pesquisa e da indústria. Atendida a fase inicial da adequação dos sistemas de medição de petróleo e gás natural às regras da ANP em todo país, algumas normas de referência do

¹ Este modelo de diretrizes é utilizado na indústria petrolífera do Reino Unido e da Noruega.

RTM estão desatualizadas gerando conflitos para os seus usuários e entraves ao desenvolvimento da indústria tecnológica.

A ANP deve estar atenta a este tipo de demanda, sendo capaz de delinear e preparar o âmbito interno regulatório com normas de referência mais recentes, com base na experiência internacional, para que os agentes econômicos envolvidos possam exercitar as melhores práticas da indústria petrolífera.

Merece crítica, a forma essencialmente prescritiva do RTM, sem a preocupação de buscar uma maior integração textual na medida que não há uma sistematização da linguagem escrita, o que cria dificuldades de interpretação e compreensão dos critérios estabelecidos. O documento tem uma certa complexidade (por ex.: normas conflitantes), deixando transparecer vazios normativos que se evidenciaram através da atividade regulatória demandada até o presente (necessidades de revisão, normas para a transparência, critérios inconsistentes, conflitos normativos, entre outros).

6.3

Flexibilização de sistemas e procedimentos previstos no RTM

Existe no Brasil cenários de diferentes modos de produção (terrestres, marítimas - águas rasas, profundas e ultra-profundas) com características peculiares a cada uma, acrescenta-se, ainda, as distintas composições de propriedades (óleo leve, pesado, elevado nível de água) de fluidos encontrados nos reservatórios, o que justifica uma flexibilização de sistemas e procedimentos prescritos no RTM. Neste caso, são citados a título de exemplo, alguns aspectos que não estão contemplados na revisão do RTM, mas constituem pontos de melhoria:

- Aprovação de balanço de medição por massa;
- Abrandamento dos erros e incertezas de medição (óleo não estabilizado);
- Medição fiscal com óleo não estabilizado;
- Utilização de novas tecnologias (pouco avançou);
- Apropriação por amostragem dos fluidos produzidos (análise PVT de poços com características distintas).

Há que ressaltar ainda os casos dos pequenos produtores (W.Washington, Petroreconcavo, entre outros) cujos volumes de produção são de baixa magnitude e baixa produtividade que podem até inviabilizar sua economicidade caso os requisitos do atual RTM sejam aplicados em sua plenitude.

6.4 Aprovação de novas tecnologias

A ANP, em conjunto com INMETRO, têm sido criteriosos na aprovação de modelos de novas tecnologias de forma a simplificar e/ou otimizar as instalações, por exemplo, medidores de vazão multifásica. Estas autoridades governamentais vêm com “certa desconfiança” tal aplicação para a medição de petróleo, gás natural e água. Na visão da ANP, a medição multifásica apresenta as seguintes características:

- Complexidade tecnológica;
- Manutenção/calibração indefinida;
- Incerteza de medição variável;
- Simplificação das instalações.

Abaixo são descritas as condições impostas pelo órgão regulador para aprovação de novas tecnologias:

- Submissão para ANP (análise caso a caso);
- Avaliação custo-benefício;
- Estimativa de incerteza de medição;
- Procedimentos de manutenção e calibração;
- Relatórios de performance e controle;
- Aprovação de modelo pelo INMETRO.

Diversos organismos industriais e reguladores, como o Instituto Americano do Petróleo (API), a Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos (ASME), a Comissão de Conservação de Petróleo e Gás (OGCC), a Organização Internacional de Normalização, (ISO), o Departamento de Comércio e Indústria do Reino Unido (DTI), a Sociedade Noruega de Medição de Petróleo e Gás (NSOGM), já desenvolveram diretrizes para a aplicação e habilitação de sistemas de medição de vazão multifásica em situações específicas. O desempenho do medidor de vazão multifásico se comparado com as medições dos separadores de testes convencionais se aproximam significativamente, embora estes últimos tenham um maior nível de aceitação com relação ao desempenho dos medidores de vazão multifásica. Entretanto, os testes de produção usando os separadores convencionais são descontínuos e consomem mais tempo do que comparados aos de medição multifásica, e tendem a ser mais custosos.

Segundo estes organismos, os sistemas de medição de vazão multifásica apresentam algumas vantagens comparativamente aos métodos tradicionais, pois aumentam a frequência de execução dos testes de poços e também melhoram a qualidade das medições. A vazão de certos poços é tão instável que não pode ser medido de forma precisa com um separador de teste convencional. Os medidores de vazão multifásica são mais precisos do que os separadores convencionais e se vêem menos afetados pelos regimes de fluxo complexos. Também, as informações obtidas em tempo real pela medição multifásica resulta essencial para otimização da produção e além de apresentar facilidade para calcular melhor o pagamento de impostos.

Em nível mundial é aceito este tipo de tecnologia que tem a sua aprovação prescrita nos regulamentos dos principais países produtores de petróleo. Os entes reguladores e os organismos da indústria do petróleo e gás natural, incluindo o Serviço de Administração de Minerais dos Estados Unidos (MMS), O API [24, 25], a ASME, a Direção Noruega do Petróleo (NPD) [26] e o DTI do Reino Unido [27], reconhecem o rol dos dados de qualidade confiável provenientes dos medidores de vazão multifásica no que diz respeito aos testes de poços e estão desenvolvendo formas para uma utilização cada vez maior destes equipamentos.

6.5

Flexibilização da regulamentação: campos marginais e maduros

A Lei nº 9.478/97 estabelece como um dos princípios e objetivos da Política Energética Nacional (PEN), a valorização dos recursos energéticos e, como uma das diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do país.

A ANP identifica, nesse processo, sua atribuição de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias aliada aos objetivos da Política Energética Nacional de promover o desenvolvimento, ampliar o trabalho e valorizar os recursos energéticos, além de ampliar a competitividade do país no mercado internacional.

Para tanto, a ANP busca definir critérios e requisitos mínimos para os concessionárias de campo de rentabilidade marginal, considerando um risco geológico reduzido.

Para a ANP a definição de campo marginal está diretamente relacionada

com a produção de campo², conforme fez valer através da Portaria n° 279 de 31 de outubro de 2003, que regulamentou a “cessão de direitos inerentes a Contratos de Concessão de campos marginais de petróleo e gás natural”.

Uma das formas que ANP encontrou estabelecida na referida Portaria para viabilizar a vida econômica destes campos, foi a de conceber benefícios de incentivo para melhoria da recuperação dos campos, que consiste da redução para até 5% (cinco por cento) dos royalties devidos da produção incremental³ de petróleo e gás natural.

Entretanto, a adoção de medidas com fins à revitalização de um determinado campo marginal pode se revelar pouco viável economicamente em função da sua produção atual, inibindo, assim a aplicação de novas práticas. Contudo, uma revisão da regulamentação, para campos marginais e maduros que tenha como objetivo desonerar a produção pode, por meio de outros incentivos, viabilizar a adoção de procedimentos que visem tornar mais eficiente a exploração, satisfazendo, assim aos objetivos e diretrizes da PEN e do CNPE.

Entre as medidas específicas que este estudo propõe para campos marginais destacam-se:

- Simplificação dos sistemas e procedimentos de medição visando baixar os custos e aumentar a atratividade econômica;
- Relaxamento dos requisitos metrológicos tais como incertezas de medição;
- Aumento da periodicidade para calibração dos sistemas de medição.

² Campos marginais de petróleo são aqueles que produzem, predominantemente, petróleo, cuja produção à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 500 barris de petróleo diários e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. Campos marginais de gás natural são aqueles campos que produzem predominantemente gás natural, cuja produção de gás à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 70.000 metros cúbicos diários de gás e cuja previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. Caso não haja infra-estrutura próxima (até 10 quilômetros de distância) para o escoamento do gás produzido, o limite para efeito da definição de campo marginal de gás natural passará de 70.000 para 150.000 metros cúbicos diários de gás não associado.

³ Segundo a Portaria n° 239, de 2003, a produção incremental pode ser entendida como aquela que venha a ser obtida de projetos destinados à revitalização de campos e/ou adensamento da malha de drenagem de reservatório e que visem efetivamente ao aumento da recuperação final das jazidas. Para efeitos quantitativos, será considerada, como produção incremental, a diferença a maior entre a produção que venha a ser realizada num determinado mês, respeitadas as condições acima estabelecidas, e aquela presente no Aditivo ao Contrato de Concessão, especificamente para esse fim, estimada pela extrapolação da produção dos projetos implantados no Campo.

- Possibilidade de isenção de pagamento das Participações governamentais, incluindo, os royalties do petróleo e gás natural;
- Estimular o CTPetro a financiar projetos em universidades e centros tecnológicos para desenvolver um sistema de medição de petróleo e gás natural de baixo custo e de eficiência comprovada para campos marginais.

No Brasil, temos os casos dos pequenos produtores no Nordeste (W.Washington, entre outros) onde poços de baixa vazão e alto teor de água comprometem a sua viabilidade econômica se todos requisitos técnicos de processamento, medição, estocagem, etc. forem obrigatórios. É sabido que a ANP vem flexibilizando tais requisitos mínimos, porém ainda não de forma sistematizada e documentada publicamente.

Na legislação também não existe uma distinção para pagamento de royalties quando o campo é marginal⁴ ou maduro⁵, que pode ser outra medida acertada de incentivo para a constituição de um mercado de curto prazo para o estabelecimento sólido de um segmento de empresas brasileiras independentes: selecionar e tornar público um portfólio de campos marginais, a partir de uma legislação específica.

A produção destes campos é medida em medidores fiscais para fins de pagamento de royalties, embora a sua produção tenha sido feita em medidores de apropriação. Alguns requisitos técnicos do RTM podem inviabilizar economicamente o desenvolvimento de campos marginais ou maduros, já que as exigências técnicas e legais para medição de petróleo oneram custo de produção.

Em alguns países os recursos são flexibilizados, até mesmo há isenção do pagamento de royalties para campos marginais, como é o caso dos Estados Unidos.

⁴ Três são os critérios relevantes para definição de campos marginais: geológicos são aqueles campos cuja estrutura geológica dificulta a sua exploração; econômicos são aqueles campos cuja viabilidade econômica é muito dependente do preço do petróleo ao longo da vida produtiva; critérios tecnológicos são campos marginais aqueles que possuem um tipo de óleo difícil de recuperar, considerando as condições tecnológicas vigentes.

⁵ Segundo a revista Oil & Gas Journal (2004), “campo maduro” é aquele cujo reservatório de petróleo e gás natural, após a exploração (produção) primária, ainda detenha 40-60% de seus recursos *in situ*.

6.5.1

O caso particular dos Estados Unidos

Em 2000, os EUA possuíam aproximadamente 457.000 poços marginais, que produziam cerca de 1,2 milhões de b/d. Esta produção representava 20% do total de óleo produzido internamente e era equivalente ao total de óleo importado da Arábia Saudita pelo país. Desta forma, a preservação de campos marginais é central para a segurança energética dos EUA. Neste país, os campos marginais com produção menor que 15 b/d, representam 75% da produção de petróleo das independentes menores, entre 30% a 60% das médias e 20% da produção das independentes maiores (IPAA, 2000).

Nos Estados Unidos, o principal órgão regulador (*offshore*) para a medição de petróleo e gás natural é o MMS, isenta o pagamento de royalties o desenvolvimento de campos marginais. Desta maneira não é exigido apropriação da produção aos poços com finalidades fiscais (royalties por poço ou campo). A apropriação é realizada para gerenciamento do campo, ou seja, determinar o volume produzido por cada campo e/ou concessionário.

6.6

Aprovação pela ANP de processos alternativos ao RTM

Desde a implantação do RTM (2000), foram negociados com a ANP inúmeros processos de aprovação de sistemas e procedimentos diferentes dos definidos no referido Regulamento que não são de conhecimento da comunidade de produção no país. Tal prática, apesar de demonstrar que a ANP tem sido flexível em alguns casos mediante justificção, não corrobora com o modelo internacional, em que o acesso às informações são públicas, resultando maior transparência e facilitando a tomada de decisões.

Isto reforça a crítica que o RTM foi preparado dentro de uma visão essencialmente técnica, eminentemente prescritiva com remissões às normas técnicas. As regras impostas pela ANP geram práticas não regulamentadas que são aprovadas caso a caso, quando se sabe que modernamente a tendência dos países é caminhar para adoção de diretrizes gerais em contrapartida aos regulamentos essencialmente técnicos.

Esta pesquisa conseguiu elaborar uma planilha (documento anexo) contemplando todos os casos de processos alternativos ao RTM, negociados caso a caso entre a ANP e o concessionário no período de 2000 a 2007. É preciso salientar que a referida planilha não está disponível aos agentes econômicos,

mas nada impede que a ANP dê publicidade, pois são informações de ordem pública, contribuindo para difusão e dando mais transparência às informações essenciais aos aspectos regulatórios que envolvem a medição de petróleo e gás natural.

6.7

Visão crítica a legislação: Lei nº 9.478/97

As indefinições políticas e regulatórias nos setores energéticos (petróleo e gás natural) aumentam a percepção de riscos por parte dos agentes privados, que se tornam receosos a investir. Neste contexto, os últimos acontecimentos sobre mudanças da legislação vigente trouxeram a preocupação ainda maior sobre a barreira de novos entraves, inclusive do papel da ANP, no cenário de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Isto demonstra que a base regulatória no Brasil se sustenta em elementos muito frágeis. Apesar de direcionar para um modelo de abertura de mercado, a legislação não fornece os instrumentos necessários para implementação de mecanismos eficazes de mudança.

A legislação específica para o gás natural é outro tema de importância notória para proporcionar investimentos ao país. A reforma do setor de gás natural realizada ao final da década de 90 foi superficial e incompleta, a legislação é insuficiente ao estabelecer os objetivos, mas não define os instrumentos necessários.