

Nota Técnica Tomada Pública de Contribuições nº 9/2018

Importância do Conceito de Campo de Petróleo no Contexto Regulatório do Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Brasil

INTRODUÇÃO

1. Em 6 de agosto de 1997, foi publicada a Lei nº 9.478, conhecida também como a “Lei do Petróleo”, que foi o marco legal da quebra do monopólio sobre a produção de petróleo no Brasil. Esta lei dispôs sobre a política energética nacional e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”).
2. Dentre os conceitos elencados pela Lei nº 9.478/97 destaca-se o de Campo de Petróleo ou de Gás Natural (“Campo”) que é de suma importância tanto para a definição da área concedida, cedida ou contratada que será posta em produção pelo particular quanto, a depender do regime jurídico aplicável, para formar a base de incidência das Participações Governamentais (“PGOV”), em especial da Participação Especial (“PE”).
3. Contudo, como demonstraremos na presente Nota Técnica, as definições constantes na Lei do Petróleo não são suficientemente claras acerca dos critérios para a delimitação da área do Campo sendo este um dos temas que atualmente traz mais insegurança jurídica para os investidores do setor de petróleo e gás no Brasil.
4. Na prática, inclusive, tais definições não foram bastantes para evitar divergências ocorridas entre a ANP e concessionárias em relação aos limites das áreas de alguns Campos que refletiram sobre o montante devido de PE.
5. Resta claro, portanto, que as definições técnicas da Lei do Petróleo, que impactam diretamente nas decisões de investimento dos particulares, requerem complementos de forma a deixá-las compreensíveis sem que percam o sentido e preservando a intenção do legislador.
6. Nesse contexto, é louvável a abertura por esse Órgão Regulador da Tomada Pública de Contribuições em referência, que visa coletar contribuições para a eventual elaboração ou revisão de instrumentos regulatórios que contemplem os critérios a serem aplicados na delimitação de Área de Campo de Petróleo ou Gás Natural, oportunizando a Indústria, em um momento bem mais avançado do setor petrolífero que o prevalecente quando do advento da Lei nº 9.478/97, a contribuir para o

aprimoramento regulatório que, em última instância, objetiva garantir a maior atração de investimentos ao Brasil e, conseqüentemente, beneficiar toda a Nação.

7. Assim, esta Nota Técnica foi estruturada da seguinte forma: primeiramente, apresentaremos um histórico resumido da evolução da regulação sobre Campo ao longo do tempo. Em um segundo item, apresentaremos sua correlação à espécie de Participação Governamental denominado Participação Especial. Em um terceiro item, apresentaremos o resultado de estudo realizado por esta Companhia em diferentes jurisdições com conceitos de Campo distintos, todos com ênfase em critério técnico. Ao final, apresentaremos as conclusões da Petrobras e o formulário anexo à presente Nota com as propostas em concreto da Petrobras.

I. ASPECTOS TÉCNICOS RELACIONADOS AO CONCEITO DE CAMPO: EVOLUÇÃO REGULATÓRIA.

I.1 Lei nº 9.478/97:

8. Na redação publicada da Lei nº 9.478/97, em sua Seção II – das Definições Técnicas, item XIV, estabeleceu-se que:

Campo de Petróleo ou de Gás Natural: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção;

9. E ainda, em seus itens X e XI, respectivamente, definiu:

Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção.

10. Observa-se, no entanto, que apesar da lei definir o que vem a ser um “Reservatório” e ainda, correlacionar explicitamente “um reservatório contínuo ou mais de um reservatório, a profundidade variáveis” a um “Campo de Petróleo ou de Gás Natural”, a mesma lei não contempla a definição de “reservatório contínuo” nem delimita a quantidade ou as características dos “reservatórios a profundidades variáveis”.

11. A rigor, o termo “reservatórios a profundidades variáveis” abarcaria todos os reservatórios existentes, o que certamente não representa a intenção do legislador.

12. Desse modo, faz-se necessária a atuação do Regulador para encerrar incertezas legais, de ordem conceituais, ainda remanescentes.

I.2 Contratos de E&P:

Os contratos de concessão assinados nesse contexto de quebra de monopólio trouxeram as seguintes referências relacionadas à Área de um Campo (ex.: modelo de contrato da “rodada zero”):

9.1 Dentro do prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados da data de entrega de uma Declaração de Comercialidade, nos termos do parágrafo 7.1 e exceto conforme previsto no parágrafo 12.1, ou na data da Declaração de Comercialidade, no caso do parágrafo 7.1.2, o Concessionário entregará à ANP o respectivo Plano de Desenvolvimento, preparado de acordo com as boas práticas da Indústria do Petróleo, e em obediência às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas propostas para recuperação de fluidos, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas. O Plano de Desenvolvimento conterá, entre outros aspectos julgados relevantes, o seguinte:

a) a área que o Concessionário propõe reservar como Área de Desenvolvimento, delimitada de acordo com o disposto no parágrafo 9.2;

Área de Desenvolvimento

9.2 A Área de Desenvolvimento a que se refere o parágrafo 9.1 (a) estará circunscrita por uma única linha traçada segundo um reticulado de 9,375” (nove segundos e trezentos e setenta e cinco milésimos) de latitude por 9,375” (nove segundos e trezentos e setenta e cinco milésimos) de longitude, de modo a abranger, além de uma faixa circundante de segurança técnica de no máximo 1 (hum) km, a totalidade da Jazida ou Jazidas a serem produzidas, determinada com base nos dados e informações obtidas ao longo da Exploração e Avaliação, e de acordo com as boas práticas de Indústria do Petróleo.

9.2.1 Se, ao longo do Desenvolvimento, ficar comprovado que a Jazida ou Jazidas abrangidas pela Área de Desenvolvimento definida nos termos do parágrafo 9.2 se estendem para além da mesma, poderá o Concessionário solicitar sua modificação à ANP, a fim de nela incorporar outras parcelas da Área da Concessão original, desde que estas não tenham ainda sido devolvidas em cumprimento das disposições deste Contrato aplicáveis quanto à devolução de parcelas.

9.2.2 Concluído o Desenvolvimento, o Concessionário reterá, da Área de Desenvolvimento, apenas a área do Campo que daí resultar, devolvendo imediatamente à ANP as parcelas restantes, observado o disposto nos parágrafos 3.6 e 3.7.

13. Da leitura das cláusulas acima transcritas decorre o entendimento de que a Área de um Campo seria aquela originalmente declarada comercial pelo Concessionário e apresentada em um Plano de Desenvolvimento, e confirmada após o fim da Etapa de Desenvolvimento, podendo ser menor que a Área inicialmente retida para Desenvolvimento.

14. Ao longo das Rodadas tal cláusula foi sofrendo alterações. O Contrato de Concessão da última Rodada de Concessão realizada (15ª Rodada) define como Área de Desenvolvimento *qualquer parcela da Área do Contrato retida para a Etapa de Desenvolvimento* e como Área do Campo a *área circunscrita pelo polígono que define o Campo, por ocasião da aprovação do Plano de Desenvolvimento*. Nesse sentido, a cláusula 10.6 prevê que o Concessionário reterá da Área de Desenvolvimento apenas a Área do Campo aprovada pela ANP no âmbito do Plano de Desenvolvimento e devolverá as parcelas restantes a ANP.

15. Em relação ao regime de Partilha de Produção, o Contrato da 5ª Rodada de Partilha manteve o mesmo racional previsto na última minuta de Contrato de Concessão da ANP, que resulta no entendimento de que Área do Campo é aquela efetivamente posta em produção pelo particular, aproximando-se ao conceito de jazida.

I.3 Normas infralegais: portarias e resoluções da ANP.

16. O Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento que define o conteúdo e os procedimentos quanto à forma de apresentação do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural foi inicialmente aprovado pela Portaria ANP nº 90/2000, que vigorou por quinze anos.

17. Foi somente no ano de 2014, no âmbito da Consulta Pública nº 13/2014, com o objetivo de revisar a Portaria ANP nº 90/2000, que a ANP trouxe a público uma proposta que ela julgou ser de melhoria do conceito de campo. A minuta utilizada nessa consulta pública, e que serviu como base para o que se tornaria posteriormente a Resolução ANP nº 17/2015, propunha em seu Art. 1º, dentre outras, as seguintes definições:

Área do Campo – é a área circunscrita pelo polígono que define o Campo ou a Jazida Compartilhada, por ocasião da entrega do Plano de Desenvolvimento.

Campo de Petróleo ou de Gás Natural - área produtora de petróleo ou gás natural delimitada por um Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis,

abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. São critérios para agrupamento dos reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais, econômicos e fiscais, delimitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento.

18. A indústria reagiu de forma contundente – como se vê das manifestações apresentadas durante a Consulta Pública nº 13/2014 – ao que considerou excessivo e arriscado para as operadoras: a introdução de um conceito de agrupamento de reservatórios utilizando critérios diversos (não só técnico-geológico), sem precedentes e aparentemente interpretando de forma diversa a intenção do legislador ao introduzir critérios não previstos na definição de Campo da Lei do Petróleo. Frente a essa controvérsia, a estratégia adotada pela ANP foi de excluir o conceito de agrupamento da definição de Campo, transferindo o item para o corpo da resolução (Art. 6º, § 1º), manifestando-se da seguinte forma:

“Com o objetivo de reforçar a já citada segurança jurídica na presente Resolução, decidiu-se retirar os critérios de definição de Campo de sua própria definição, transferindo o mesmo para o corpo da Resolução, mais especificamente para o Artigo 5º. Sem a discriminação dos critérios a definição passa a ter a mesma redação da Lei do Petróleo, tornando desnecessária a sua permanência na Resolução”.

19. Dessa forma a Resolução ANP nº 17/2015 manteve, no âmbito da aprovação dos PDs, a ideia pretendida pela ANP de utilizar novos critérios para agrupar reservatórios para efeito de definição da área do campo. A resolução trouxe ainda uma nova condição em relação à delimitação de um campo (§ 2º a seguir)

Art. 6º Fica o Contratado obrigado a entregar à ANP o Plano de Desenvolvimento nos prazos estabelecidos contratualmente, de acordo com as especificações da Agência referentes a meios, formatos e procedimentos.

§ 1º São critérios para agrupamento dos Reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos, delimitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento.

§ 2º Não será aceita pela ANP qualquer delimitação de área de Campo que, sem considerar os critérios do § 1º, cause redução do pagamento das Participações Governamentais.

20. Ressalta-se, entretanto, que, em março de 2016, a própria Procuradoria Federal junto à ANP, por meio do Memorando nº 009/2016/PGR, se manifestou da seguinte forma sobre a adoção do critério arrecadatório (fiscal) como um dos critérios não técnicos impostos pela ANP:

“... Já a segunda interpretação pode levar à conclusão de que a ANP, ao aprovar ou não a proposta de delimitação do Campo, tem como foco apenas, ou principalmente, o montante de participação governamental esperado, optando pela delimitação que garanta o maior ganho aos entes beneficiários.”

21. Com base nesse entendimento, a Procuradoria recomendou avaliar a possibilidade de a ANP rever a redação do dispositivo, afastando interpretações inadequadas ou incorretas da regulação.

22. Agora, no âmbito da TPC nº 09/2018, de forma oportuna, a ANP novamente provoca essa discussão acerca conceitos relativos à definição de Campo. Nesse contexto, as Operadoras, tal como a Petrobras, têm grande expectativa de que somente os critérios geológicos prevaleçam e que eventuais distorções na regulação sejam prontamente corrigidas. Adiante apresentaremos uma proposta com esse objetivo.

II. ASPECTOS ECONÔMICOS DECORRENTES DA DELIMITAÇÃO DE UM CAMPO NO BRASIL.

23. A Lei do Petróleo, pretendendo dar providências ao ambiente regulatório nacional, determinou também, em sua Seção VI, Art. 45, as participações governamentais previstas para os contratos a serem assinados dali por diante:

Seção VI - Das Participações

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - royalties;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

24. Dentre as participações governamentais previstas pela Lei do Petróleo a Participação Especial é de capital importância para a indústria petrolífera nacional conforme passaremos a explorar nesta Nota Técnica.

25. De acordo com a lei, a Participação Especial é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção.

26. Para a apuração da Participação Especial, alíquotas progressivas que variam de acordo com: (i) a localização da lavra, (ii) o número de anos em produção e (iii) o volume de produção trimestral fiscalizada, são aplicadas sobre a receita líquida da

produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do Art. 50 da Lei nº 9.478/1997 (royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos). *In verbis*:

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

27. Do ponto de vista econômico e financeiro dos projetos desenvolvimento da produção, no Brasil, a definição de Campo tem importância praticamente exclusiva para a apuração da Participação Especial já que as demais participações: (i) incidem diretamente sobre o volume de produção, independentemente de esta ser apurada para um ou mais campos (royalties); (ii) dependem da Área do Campo, porém incidindo valores baixos por unidade de área (km²), se comparados à PE (taxa de retenção) ou; (iii) são ofertadas pelos concessionários quando da licitação (bônus de assinatura).

28. Mesmo não tendo uma delimitação rigorosamente determinada, no sentido físico da definição, o termo “Campo” representa uma região de fundamental interesse para o desenvolvimento de projetos de desenvolvimento da produção, principalmente por se tratar da unidade básica de apuração da Participação Especial, podendo significar a incidência de alíquota de até 40% sobre a receita líquida resultante de sua produção.

29. A instrução descrita no Art. 50 estabelece que “nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá pagamento de uma participação especial”, implica no esclarecimento de questões fundamentais como: O que seria “um grande volume de produção” ou “uma grande rentabilidade”? Quais seriam os limites físicos para a apuração e totalização dessa grande produção e/ou dessa grande receita?

30. Tais questionamentos foram respondidos, em parte, pelo Decreto nº 2.705/1998 e por normas da ANP publicadas posteriormente à Lei nº 9.478/97.

II. 1 Decreto Lei 2.705/1998

31. Em 03/08/1998, o Decreto do Presidente da República nº 2.7051 previsto pelo Art. 50 da Lei do Petróleo, estabeleceu critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil, porém não trouxe nenhum complemento à definição de campo de petróleo, mantendo-a tal qual consta na lei do Petróleo.

32. Em seu capítulo II – das Definições Técnicas (Art. 3º), o referido Decreto estabelece que:

*VII - Receita Bruta da Produção: **relativamente a cada campo** de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos;*

*VIII - Receita Líquida da Produção: **relativamente a cada campo** de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP;*

*X - Volume de Produção Fiscalizada: soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, **relativas a cada campo**, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção, sujeitas às correções técnicas de que trata o art. 5º deste Decreto;*

*XI - Volume Total da Produção: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, **extraídas em cada mês de cada campo**, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em flares em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em flares, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.*

33. Já em seu Art. 22, o Decreto define, para cada campo, a correlação entre a localização da lavra, o número de anos em produção, o volume de produção trimestral fiscalizada e as respectivas alíquotas (progressivas) de apuração da Participação Especial sobre a receita líquida da produção trimestral (em reais).

34. Esse mesmo dispositivo estabelece que as alíquotas progressivas da PE podem atingir até 40% sobre a receita líquida da produção apurada para cada campo, conferindo à definição de “Campo de Petróleo” uma importância fundamental na

¹ <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-federal/decretos/1998&item=dec-2.705--1998>.

concepção e viabilização dos projetos de desenvolvimento da produção dado que representa a unidade básica de apuração dos volumes de produção e receita eventualmente sujeitos à participação especial.

II.2 Portaria ANP sobre Participação Especial.

35. Em janeiro de 1999, foi publicada a Portaria ANP nº 10/1999² estabelecendo os procedimentos para a apuração da participação especial prevista no Art. 50 da Lei do Petróleo e em complementação ao Capítulo VII do Decreto nº 2.705, de agosto de 1998.

36. Mais recentemente, em 24/02/2014 a ANP publicou a Resolução ANP nº 12/2014³ revogando a Portaria ANP nº 10/1999. Nenhuma dessas resoluções, porém, alterou as definições vigentes, relativas ao conceito de Campo.

III. ESTUDO COMPARADO: DEFINIÇÕES DE RESERVATÓRIOS E CAMPOS DE PETRÓLEO DE ORDENAMENTOS JURÍDICOS ESTRANGEIROS E DE CONSULTORIAS ESPECIALIZADAS.

37. Recorrendo-se à literatura técnica especializada, verifica-se que as definições do que vem a ser: reservatórios, depósitos, acumulações, jazidas, e campos de petróleo corroboram o entendimento de que a delimitação da área de um Campo deve ser realizada com base exclusivamente técnica geológica, sem considerar questões operacionais ou arrecadatórias.

38. Além da literatura técnica, modelos regulatórios de outros países do mundo com tradição na produção de petróleo e gás natural, e com maior histórico em termos regulatórios, também podem trazer insumos importantes à discussão.

39. A seguir são apresentados alguns exemplos dessas definições:

² Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/portarias-anp/tecnicas/1999/janeiro&item=panp-10--1999>>. Acesso em: xx/xx/201x.

³ Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2014/fevereiro&item=ramp-12--2014>>. Acesso em: xx/xx/201x.

III.1 Definições de Campo

40. De maneira geral, em que pesem as diferenças pontuais, todas as referências analisadas apresentam em comum o fato de utilizarem apenas os conceitos geológicos para a definição de Campo.

a) *An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on or related to the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impervious, strata, or laterally by local geologic barriers, or by both. Reservoirs that are associated by being in overlapping or adjacent fields may be treated as a single or common operational field. The geological terms structural feature and stratigraphic condition are intended to identify localized geological features as opposed to the broader terms of basins, trends, provinces, plays, areas-of-interest, etc. - Security And Exchange Commission (SEC) / Code of Federal Regulation (CFR) – Estados Unidos⁴.*

b) *“The Oil Taxation Act 1975 introduced and made provision for Petroleum Revenue Tax (PRT) to be levied on all oil and gas fields. Schedule 1 to the Act states that all fields are to be “determined” by a boundary drawn around them. Following debate around the Oil Taxation Bill, it became clear the boundary was to be drawn **in accordance with geological criteria alone so the field could be defined as a single geological petroleum structure.***

A field determination is therefore a boundary that encompasses the maximum extent of the field. This is taken as the maximum extent of all the hydrocarbons present, whether moveable or not, and regardless of whether the entire accumulation is in phase and/or pressure communication.

*It follows that **for a hydrocarbon accumulation to be determined as a field it must be physically separated from any other accumulations that might be present nearby.** This separation may be by means of a structural low below the lowest known hydrocarbon (“blue water”) or by non-permeable rock eg, a shale-out of the reservoir. Both structural and stratigraphic traps can therefore be determined as fields. Field Determinations may have a top and/or a base, or overlie or about one another. A field determination may only cover an area that is part of a licensed area. - Oil and Gas Authority (OGA) – Reino Unido.*

Interessante observar que a legislação do Reino Unido define também que reservatórios a profundidades variáveis são determinados como diferentes campos (separados):

⁴ Fontes: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/CFR-2010-title17-vol2/pdf/CFR-2010-title17-vol2-sec210-4-10.pdf> - <https://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>

*Where accumulations that overlie each other are determined as separate fields, they are defined by means of a base and/or top in depth;*⁵

- c) Is a producing area containing in the subsurface (1) a single pool uninterrupted by permeability barriers, (2) multiple pools trapped by a common geologic feature, or (3) laterally distinct multiple pools within a common formation and trapped by the same type of geologic feature where the lateral separation between pools does not exceed one-half mile. - AAPG Special Volumes - "Future Petroleum Provinces of the World - Chapter: Giant Oil and Gas Fields, Year: 1986, Author(s): S. W. Carmalt, Bill St. John;*
- d) In conventional reservoirs, a field is typically an area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on, or related to, the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impermeable rock, laterally by local geologic barriers, or both. The term may be defined differently by individual regulatory authorities. For unconventional reservoirs without hydrodynamic influences, a field is often defined by regulatory or ownership boundaries as necessary. - Resources Management System (PRMS) – Society of Petroleum Engineers;*
- e) A petroleum deposit, or several petroleum deposits together, that are covered by an approved Plan for Development and Operation (PDO) or has been granted an exemption from the PDO requirement. - Norwegian Petroleum Directorate (NPD) – Noruega;⁶*
- f) A geographical area in which oil or gas wells are producing from a continuous reservoir. - "Drilling Engineering" – Institute of Petroleum Engineering – Heriot-Watt University;*
- a) A group of hydrocarbons reservoirs in common geological setting – Petroleum Geoscience" – Institute of Petroleum Engineering – Heriot-Watt University;*
- g) Field means an area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on, or related to, the same general geological structural feature or stratigraphic trapping condition. Two or more reservoirs may be in a field, separated vertically by intervening impervious strata or laterally by local geologic barriers, or both. - U. S. Energy Information Administration (EIA) – Estados Unidos.⁷*

⁵ Fonte: <https://www.ogauthority.co.uk/exploration-production/development/field-determinations/>

⁶ Fonte: <http://www.npd.no/Global/Engelsk/5-Rules-and-regulations/Guidelines/PUD-og-PAD-e.pdf>

⁷ Fonte: <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=F>

III.2 Definições Relativas a Reservatórios.

41. Assim como para a definição de Campo, as definições de Reservatório, mesmo tendo diferenças pontuais, de maneira geral, apresentam em comum o fato de caracterizarem corpos rochosos porosos e permeáveis, contendo hidrocarbonetos em comunicação hidráulica, existindo barreiras de permeabilidade que os individualizam de outros.

- b) *A subsurface rock formation that contains an individual and separate natural accumulation of petroleum that is confined by impermeable barriers, pressure systems, or fluid regimes (conventional reservoirs), or is confined by hydraulic fracture barriers or fluid regimes (unconventional reservoirs) - Petroleum Resources Management System (PRMS) – Society of Petroleum Engineers.*
- c) *A porous and permeable underground formation containing a natural accumulation of producible oil and/or gas that is confined by impermeable rock or water barriers and is individual and separate from other reservoirs. – Securities and Exchange Commission (SEC).*
- d) *A subsurface porous permeable formation in which oil or gas is present. – “Drilling Engineering” – Institute of Petroleum Engineering – Heriot-Watt University;*
- e) *A porous, fractured, or caved rock formation with a geological seal forming a trap for producible hydrocarbons. – “Petroleum Geoscience” – Institute of Petroleum Engineering – Heriot-Watt University.*
- f) *Petroleum deposit is an accumulation of petroleum in a geological unit, limited by rock characteristics by structural or stratigraphic boundaries, contact surface between petroleum and water in the formation, or a combination of these, so that all the petroleum comprised is in pressure communication through liquid or gas throughout. In cases of doubt, the Ministry will determine what shall be regarded as a petroleum deposit.” - Norwegian Petroleum Directorate (NPD) – Noruega*

42. De uma maneira geral as diversas definições, acima transcritas, apresentam variações entre si, porém, preservam algumas características em comum:

- (i) Utilizam fundamentalmente critérios técnicos geológicos;
- (ii) Não consideram o compartilhamento de instalações de produção como um critério para a definição de Campo;
- (iii) Não consideram critérios fiscais (arrecadatórios) para delimitar a área de um campo; e

- (iv) Quando preveem o agrupamento de mais de um reservatório em um campo mencionam condições e critérios geológicos no sentido de delimitar os reservatórios passíveis de agrupamento.

43. Observa-se que em nenhuma definição de campo, seja em literatura técnica seja em regulação, o compartilhamento de instalações de produção sequer é citado como possível critério para a definição de Campo.

44. No entendimento da Petrobras, parece-nos óbvio que o termo “abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção” não admite qualquer interpretação que passe pelo compartilhamento de instalações como critério para delimitação de um campo. Qualquer campo de petróleo ou reservatório em produção sempre incluirá uma grande quantidade de instalações e equipamentos, portanto não poderia ser um critério de agrupamento.

45. Além disso, importante pontuar que, em pesquisa feita em leis petrolíferas de mais de vinte e cinco Estados⁶, incluindo os principais produtores, **identificamos que apenas a legislação do Reino Unido possui a previsão de um tributo sobre receita de petróleo (*Petroleum Revenue Tax*) que se correlaciona diretamente ao contorno de um Campo. Por isso do destaque dado sobre a legislação do UK e a ênfase que este ordenamento deu a delimitação de um Campo com base exclusivamente em critério geológico, mesmo com a consequência econômica dela advinda.**⁷

46. Como o caso do Reino Unido é o único em que, pelo que conseguimos apurar, há uma associação do conceito de campo com o pagamento de taxa extra-ordinária sobre receita da produção, o conceito de campo utilizado é mais criterioso que o previsto na Lei do Petróleo (item 40(b)) no sentido que: para que uma acumulação de hidrocarbonetos seja determinada como um campo, deve estar fisicamente separada de qualquer outra acumulação que possa estar presente nas proximidades; adicionalmente, reservatórios a profundidades variáveis são determinados como diferentes campos (separados).

47. Desta feita, com base na literatura técnica disponível, na legislação brasileira e em regulamentos de outros países com tradição na produção de petróleo, a Petrobras apresenta conjuntamente a presente Nota Técnica e o formulário desta TPC nº

⁶ Angola, Argélia, Camarões, Gana, Guiné-Bissau, Guiné-Equatorial, São Tomé e Príncipe, Argentina, Bolívia, Canadá, Colômbia, Equador, México, Peru, Venezuela, Dinamarca, Inglaterra, Noruega, Austrália, China, Indonésia, Malásia, Nova Zelândia, Irã e Índia.

⁷ Também a Lei de Petróleo da Guiné-Bissau e de São Tomé e Príncipe restringem o Campo à Jazida, por exemplo, mas não possui taxa extra-ordinária, além dos royalties e de imposto sobre o rendimento dos hidrocarbonetos.

09/2018 preenchido com definições condizentes com proposta antes apresentada à ANP pelo o Instituto Brasileiro do Petróleo (“IBP”), e que contou com a participação ativa desta estatal.

IV. CONCLUSÕES

- I. A legislação brasileira precisa ser incrementada com critérios mais claros e consistentes com a literatura especializada para as definições constantes na Lei do Petróleo no sentido de preservar a previsibilidade econômica dos projetos de desenvolvimento da produção consolidando um ambiente regulatório com maior segurança jurídica.
- II. Por mais que a definição de Campo da Lei do Petróleo requeira complemento, no sentido de deixá-la mais clara, a lei não indica nenhuma intenção de se utilizar critérios que não sejam técnicos geológicos para delimitar um campo de petróleo;
- III. De uma maneira geral, os critérios encontrados na literatura técnica especializada mencionam fundamentalmente variáveis geológicas para a delimitação de um Campo;
- IV. Nenhuma referência encontrada na literatura estabelece o compartilhamento de instalações de produção como um critério para delimitação da área do campo de petróleo;
- V. As definições relativas a um campo de petróleo não devem ter como foco principal o montante de participação governamental esperado para um campo, segundo a própria Procuradoria Federal junto à ANP (Memorando nº 009/2016, citado na Nota Técnica nº 0238/2016/SDP).
- VI. As características e os limites para o conjunto de reservatórios a profundidades variáveis que podem ser agrupados em um único Campo tem grande impacto na viabilização de projetos de desenvolvimento da produção e, portanto, devem ser especificados com base em critérios técnicos, de acordo com as melhores práticas da indústria, de forma a fomentar investimentos e otimizar a recuperação final dos reservatórios.