



Regulação das atividades de exploração para óleo e gás no Brasil sob a óptica da ANP: O exemplo da Bacia de Campos

Carlos A. S. Ferreira, Tânia Maria G. Fernandes, Moisés V. Pinto, Paulo de Tarso S. Antunes
Agência Nacional do Petróleo – ANP / Superintendência de Exploração (SEP)

Copyright 2008, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IV Simpósio Brasileiro de Geofísica, Belém, 14 a 17 de novembro de 2010. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IV SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

As atividades de exploração para óleo e gás no Brasil são reguladas através do Contrato de Concessão de Exploração, sob a égide da Lei Federal nº 9.478/1998, a chamada “Lei do Petróleo”. O contrato de concessão é claro, objetivo, estabelece períodos de tempo de fruição e compromissos exploratórios a serem efetivamente cumpridos. Este trabalho esclarece e exemplifica as principais etapas da regulação de um Contrato de Concessão de Exploração em vigor na atualidade, sob a óptica da ANP.

Introdução

A Lei 9.478, de 1998, estabelece em seu Capítulo V, artigos 21 a 30, que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, incluindo a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, sob a regulação da ANP. Neste contexto, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural são exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, nas formas estabelecidas pela Lei do Petróleo.

Os contratos de concessão incluem as fases de exploração e produção. Na fase de exploração, estão incluídas todas as atividades de avaliação necessárias a uma eventual descoberta de petróleo e gás natural, para o estabelecimento de sua “comercialidade”: a delimitação e a cubagem adequadas de uma jazida de hidrocarbonetos. Na fase de produção, estão incluídas todas as atividades para desenvolver e explorar um campo. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir óleo e gás em um determinado bloco exploratório, conferindo-lhe a propriedade desses bens, depois de extraídos, com encargos relativos ao pagamento de tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

Em um contrato de concessão de exploração a fase exploratória é dividida em períodos, cujos prazos de fruição variam de acordo com as especificidades de cada contrato: *onshore*, *offshore*, setor de águas rasas, setor de águas profundas, bacia de nova fronteira, bacia madura, bacia de alto potencial, etc. Ultimamente, os

períodos exploratórios tem se restringido a 2 (dois), com um número variado de anos em cada período. No primeiro período, os concessionários estão comprometidos com um Programa Exploratório Mínimo (PEM), que consiste em uma equivalência em Unidades de Trabalho (UT's) de toda e qualquer atividade exploratória realizada no bloco: levantamentos de dados geológicos, geofísicos e perfurações de poços. A quantidade de UT's é equivalente ao parâmetro de oferta no ato da licitação do bloco exploratório. É um fator de equivalência para computar o quantitativo de atividades exploratórias. Ao passar para o segundo período exploratório, o PEM é representado por 01 (um) ou mais poços exploratórios no(s) blocos do Contrato. O PEM é contratual, porém o concessionário pode realizar atividades exploratórias adicionais a este compromisso mínimo ou mesmo propor alteração do compromisso assumido, as quais deverão ser aprovados pela ANP.

O objetivo de cada contrato é avaliar, em um bloco exploratório, potenciais horizontes estratigráficos portadores de hidrocarbonetos, integrantes de um sistema petrolífero em uma bacia sedimentar. Em caso de êxito durante a fase de exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD). A ANP emite parecer de aprovação deste PAD dentro de um prazo pré-estabelecido. No caso de um PAD, a regulação incide sobre compromissos “firmes” e “contingentes” ao longo de sua duração: testes de formação a poço revestido (TFR), poços de extensão (tipo 3), testes de longa duração (TLD), reprocessamento sísmico, reinterpretação geológica, etc.

No caso de se detectar extensão de campos e/ou reservatórios para concessões vizinhas e/ou contíguas, onde atuam concessionários distintos, estes devem celebrar acordo para a individualização da produção. Se as partes não chegarem a um acordo, cabe a ANP determinar, com base em laudo arbitral, a equitatividade dos direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

A fase de exploração somente termina com uma Declaração de Comercialidade (DC). Após realizar com sucesso as atividades de um PAD, o concessionário declara à ANP um determinado volume *in place* no bloco ou na porção de um bloco exploratório, a ser delimitado

por um *ring fence*¹ e tornar-se formalmente um campo para desenvolvimento e produção. A DC é unilateral, por prerrogativa exclusiva do concessionário e/ou operador.

Neste trabalho simulamos todas as etapas da fase de exploração de um contrato abrangendo 3 blocos exploratórios *offshore* fictícios na Bacia de Campos. As atividades reguladas envolvem o cumprimento do PEM nos dois períodos exploratórios, a Cessão de Direitos, a Notificação de Descobertas, a execução do PAD e a DC, esta última formalizando a delimitação de um *ring fence* de campo de desenvolvimento e produção. As atividades exploratórias envolvem análises de seções sísmicas, seções geológicas e perfis de poços.

Ao final, fazemos uma analogia com a situação exploratória atual na Bacia de Campos.

Rodada de Licitações

Considere os concessionários A (60%), B (20%) e C (20%), os quais constituíram um consórcio nesta proporção e adquiriram os blocos marinhos C-M-601, C-M-602 e C-M-603 no *offshore* de águas profundas da Bacia de Campos, perfazendo o Contrato BM-C-200, durante a Rodada 20 de blocos exploratórios da ANP, no ano de 2032. Com uma participação de 60% no consórcio, a operação do contrato ficou a cargo do concessionário A. Os blocos localizam-se na porção sudeste da bacia, em uma área de transição de águas profundas para ultra-profundas, no Estado do Rio de Janeiro (**Figura 1**).

Para a fase exploratória dos 3 blocos do contrato ficou estabelecido um prazo de 6 anos, dividido em 2 Períodos Exploratórios (PEX) para cada bloco do contrato (4 + 2). O PEM para os 3 blocos da concessão em seu 1º PEX são de 3.200 UT's (C-M-601), 2.400 UT's (C-M-602) e 3.100 UT's (C-M-603), respectivamente. No 2º PEX o compromisso exploratório em cada bloco da concessão é a perfuração de 01 (um) poço do tipo "1" (exploratório) até o horizonte contratual. *Leads* do Terciário, do Cretáceo Superior, do Cretáceo Inferior e *plays* carbonáticos do Albiano são os alvos potenciais nesta avaliação exploratória. Porém *leads* na seção pré-sal coexistem na área, podendo ser avaliados em uma segunda etapa, via aprofundamento dos poços e/ou como resultado de novas descobertas.

Seguindo a lógica do concessionário-operador, para o PEM do 1º PEX, do BM-C-200 sugere a seguinte seqüência de atividades exploratórias a realizar:

Bloco	UT's	Atividades
C-M-601	3.200	3 poços + sísmica
C-M-602	2.400	2 poços + sísmica
C-M-603	3.100	3 poços + sísmica

¹ "Isolamento de um projeto/investimento a fim de protegê-lo de fatores de riscos externos". Definição formal em <http://www.businessdictionary.com>. Acessado em 14/07/2010.

Esta lógica sugere a estratégia do concessionário-vencedor para licitar os blocos no momento de sua oferta. No entanto, o mesmo compromisso exploratório pode ser cumprido utilizando várias outras atividades geofísicas e/ou geológicas.

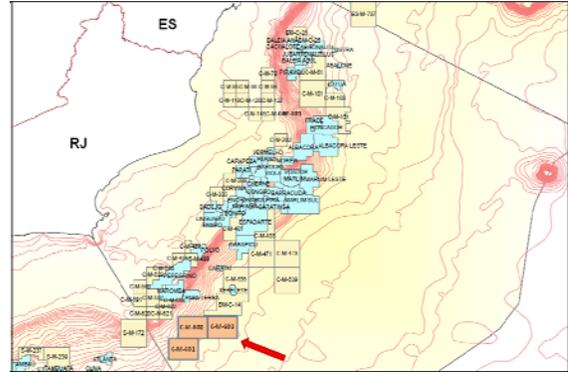


Figura 1 – Localização dos blocos fictícios do Contrato de Concessão BM-C-200 na Bacia de Campos.

Em termos de atividades exploratórias para o cumprimento do PEM são considerados levantamentos sísmicos proprietários ou de natureza especulativa (*spec survey*), além de magnetometria, gravimetria, métodos eletromagnéticos (mCSEM e magnetotelúrico) e poços exploratórios. A cada atividade é atribuído um fator de equivalência para computar o quantitativo correspondente em UT's. A equivalência depende do modelo exploratório de cada bacia (madura, alto potencial ou nova fronteira) e do setor no qual o bloco exploratório está localizado (águas rasas, águas profundas).

Assinatura do Contrato

Para que o(s) concessionário(s) seja(m) habilitado(s) para assinar o Contrato de Concessão, obtido por meio da Licitação da ANP, é necessário que apresente(m) Certidões Fiscais; Garantia Financeira (GF) para assegurar o PEM assumido para o 1º PEX, comprovante de pagamento do Bônus de Assinatura e Contrato de Consórcio, se for o caso.

Como uma condição para prosseguir para o 2º PEX de um determinado bloco integrante da área de concessão, o concessionário é obrigado a fornecer à ANP, antes do término do 1º PEX, GF's para assegurar o PEM relativo ao 2º PEX. Se o concessionário não fornecer GF's ao término do 1º PEX, a fase de exploração será automaticamente encerrada e o concessionário devolverá o(s) bloco(s) integrante(s) da área de concessão, nos termos determinados no próprio Contrato.

O contrato de concessão concede o benefício da Cessão de Direitos, que permite ao concessionário (cedente) o direito de ceder parte ou toda a sua participação no contrato a outro concessionário (cessionário), desde que esta Cessão seja autorizada previamente pela ANP. O processo se inicia com um pedido, do concessionário

para a ANP, de autorização para a Cessão de Direitos do contrato, acompanhado de, dentre outros, um documento denominado Termo de Cessão no qual consta que:

1. A empresa Cedente deseja ceder *todos* os direitos e obrigações referentes a percentual (no todo ou em parte) de sua participação no contrato de concessão para a empresa Cessionária e a CESSIONARIA deseja receber a transferência da referida Participação Cedida em atendimento aos termos e condições estabelecidos na Lei do Petróleo, no contrato de concessão;
2. Na aprovação da Cessão as PARTES, comprometem-se a cumprir integral e estritamente as obrigações previstas nos termos e condições da Lei do Petróleo, e do contrato de concessão, respondendo solidariamente pelas obrigações, ali previstas, perante a ANP e a União Federal, inclusive aquelas incorridas antes da data da Cessão.

Após a aprovação da Cessão pela Diretoria Colegiada da ANP, é celebrado o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão com as exclusivas finalidades de formalização da(s) nova(s) participação(ões) do(s) concessionário(s) e de indicação do Operador.

Períodos Exploratórios

No interregno do 1º PEx do contrato BM-C-200, um mega *survey* de sísmica 3D, totalizando 1.500 Km², englobando as áreas dos 3 blocos do contrato, foi realizado com sucesso (**Figura 2**). As áreas dos blocos C-M-601, C-M-602 e C-M-603 são iguais (26 Km x 26 Km = 676 Km²), de forma que somente pelo levantamento sísmico, foram abatidas 540 UT's do compromisso exploratório de cada bloco, correspondendo a uma equivalência de 0,8 UT's/Km² por área de sísmica 3D adquirida dentro de cada um dos blocos. Um quantitativo de 1.000 UT's/poço foi computada nos blocos C-M-603 (2 poços), C-M-601 (2 poços) e C-M-602 (1 poço). Mesmo com todas essas atividades exploratórias realizadas, restaria aos concessionários os *déficits* de 660, 860 e 560 UT's, respectivamente, nos 3 blocos. Uma compra de dados sísmicos 3D de natureza especulativa (*spec surveys*), adquiridos na área cerca de oito anos atrás, e com um fator de depreciação de $0,9 \times 0,8 \text{ UT's/Km}^2 = 0,72 \text{ UT's/Km}^2$, poderia abater em cada bloco 487 UT's. No entanto, foi mais vantajoso aos concessionários aprofundar um dos poços em cada um dos blocos até a seção pré-sal, computando mais 1.000 UT's/poço em cada bloco e cobrindo o resíduo de UT's. Este aprofundamento dos poços até o pré-sal, previamente aprovado pela ANP mediante aumento de investimentos, foi suficiente para o cumprimento do PEM em seu 1º PEx. Todos os poços aprofundados são codificados na categoria "6", de investigação de jazida mais profunda.

Sob essa configuração de cumprimento do PEM ao final do 1º PEx, a todos os blocos do contrato BM-C-200 foi garantida a passagem ao 2º PEx. No entanto, para o

bloco C-M-602, foi solicitada sua passagem ao 2º PEx sem o compromisso de perfuração de poço exploratório neste período, devido ter sido identificado sísmicamente no bloco C-M-603 uma estrutura que se estende em direção ao bloco C-M-602. Essa extensão foi tecnicamente comprovada junto a ANP/SEP através de interpretação sísmo-estratigráfica do volume sísmico existente na área, mostrando o mapeamento de uma estrutura fechada de modo quaquaversal², com uma área de fechamento de 50 Km². Dados de poços mostram, para os poços 1-A-12-RJS e 1-A-13-RJS, perfurados nos blocos C-M-603 e C-M-601, 3 horizontes potencialmente produtores de HC – turbiditos (Cretáceo), carbonatos porosos (calcarenitos do Albiano) e carbonatos fraturados (pré-sal) – com porosidades variando entre 20 a 25% (arenitos) e 12 a 18% (carbonatos), e permeabilidades média a alta para os reservatórios siliciclásticos e baixo para os reservatórios carbonáticos. Testes de formação nos reservatórios carbonáticos mostraram boa produção mediante fraturamento ácido, porém sujeitos à verificação da extensão dos reservatórios e o planejamento de poços injetores.

Durante a fruição do 2º PEx dos blocos C-M-603 e C-M-601 foram perfurados os poços 1-A-14-RJS (C-M-603) e 1-A-15-RJS (C-M-601) atingindo o cumprimento do PEM neste período.

Todas as informações de dados de exploração – perfis de poços, dados sísmicos, etc – foram devidamente enviados pelo operador ao Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), no Rio de Janeiro-RJ, tendo posterior aprovação deste. Em vista deste fato, o consórcio pôde pleitear junto a ANP a devolução das Garantias Financeiras (GF's) que cobriam uma eventual inadimplência de atividades exploratórias nos 3 blocos em seus dois PEx. O valor total das GF's foi de US\$ 95 milhões de dólares, integralmente restituídos aos concessionários no ato de comprovação do cumprimento do PEM do contrato BM-C-200.

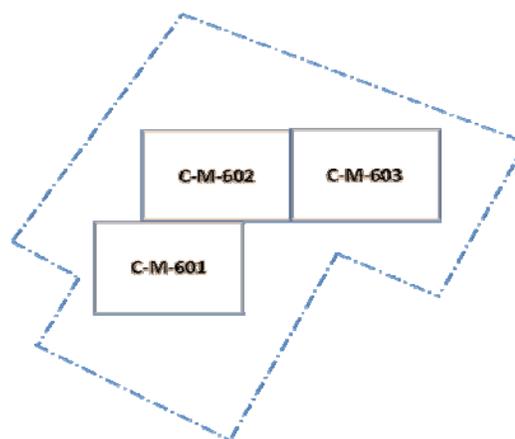


Figura 2 – Mega *survey* de sísmica 3D adquirida sobre as áreas dos blocos do contrato BM-C-200.

² Estrutura geológica com fechamento em 4 direções ao longo do seu mergulho. Definição em www.answers.com. Acesso em 14/07/2010.

Notificação de Descoberta (ND)

As descobertas de hidrocarbonetos, quando realizadas, são notificadas dentro de um prazo de 72 horas a ANP, via internet pelo sistema i_SIGEP³. Este sistema possibilita aos operadores alimentar remotamente a base de dados da ANP. Em uma ND são informados: o bloco onde ocorreu a descoberta, o operador do contrato, a data da descoberta, o poço descobridor, etc. Também são informados os intervalos (topo e base) onde ocorreram indícios de hidrocarbonetos no horizonte do poço e os intervalos correspondentes nos perfis de poço, com sua petrofísica associada – porosidade, saturação em óleo, espessura efetiva da acumulação, grau API e tipo de fluido encontrado. As ND's também são analisadas em papel no escritório central da ANP no Rio de Janeiro e, se aprovadas, são definitivamente armazenadas no banco de dados do SIGEP. A ND enviada fisicamente a ANP forma um acervo documental completo das atividades de E&P, que pode ser posteriormente consultado.

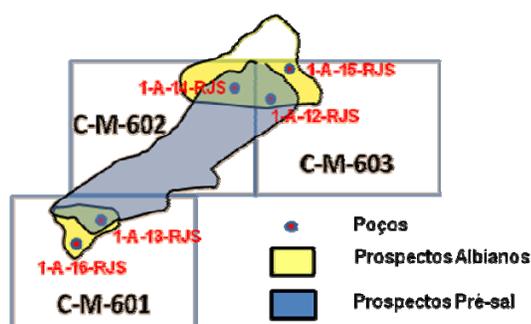


Figura 3 – Configuração de poços perfurados e prospectos mapeados nos dois PEX da fase de exploração do Contrato BM-C-200.

No período de fruição do 1º PEX do BM-C-200 foram realizadas 2 descobertas nos blocos C-M-603 e C-M-601. Os objetivos no Cretáceo Superior não resultaram em descobertas de hidrocarbonetos. As descobertas aconteceram em prospectos do Albiano e em prospectos da seção pré-sal. Os prospectos Albianos encontram-se compartimentalizados entre as áreas dos blocos, em estruturas fechadas (**Figura 3**). O prospecto maior, a Norte dos blocos C-M-602 e C-M-603, possui uma extensão para fora da área da concessão. Em caso de produção efetiva deste reservatório em um futuro campo, o mesmo poderá sofrer unitização com os concessionários do contrato BM-C-14, localizado logo acima. Com o aprofundamento dos poços, foram testados *leads* na seção pré-sal que também resultaram em descobertas. O mapeamento sísmico da área mostra que a extensão total deste prospecto avança ao longo dos 3 blocos da concessão, conforme observado também na **Figura 3**, com provável expansão para além dos limites da concessão.

³ SIGEP = Sistema de Gerenciamento de Dados de Exploração e Produção da ANP.

Plano de Avaliação de Descoberta (PAD)

O PAD é um documento elaborado pelo Operador do contrato e que deve conter informações suficientes, em abrangência de detalhes, para permitir a avaliação por parte da ANP da adequação do referido Plano aos objetivos propostos e permitir conhecer e acompanhar a avaliação da descoberta (Portaria ANP nº 259, de 05/12/2000)⁴. Os objetivos principais do PAD – por outro lado, necessários à sua aprovação – são a quantificação dos volumes originais *in situ* de hidrocarbonetos; a classificação adequada, em caso de declaração de comercialidade, da descoberta; a compreensão dos mecanismos de produção, a previsão do comportamento de produção dos poços e dos reservatórios; a caracterização dos fluidos contidos no(s) reservatório(s); bem como, a compreensão do modelo geológico do(s) reservatório(s), seu controle estrutural, estratigráfico e sua delimitação.

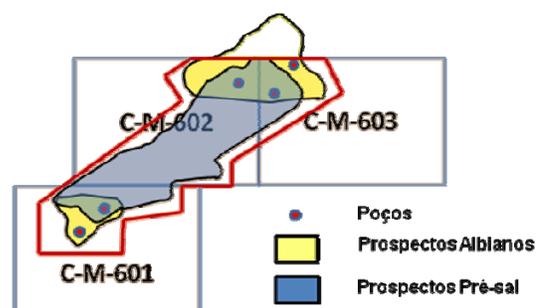


Figura 4 – Área do *ring fence* proposto para o PAD do poço 1-A-12-RJS (Contrato BM-C-200).

A fim de avaliar as possíveis reservas de HC (hidrocarbonetos) identificadas nos dois prospectos mapeados ao nível do Albiano e no prospecto ao nível do Aptiano (pré-sal), na área dos blocos do BM-C-200, foi proposto, ainda durante a fruição do 2º PEX, um *ring fence* para um PAD na área do poço 1-A-12-RJS. Esta área englobou também todas as outras áreas contendo os demais poços perfurados nos outros blocos (**Figura 4**).

Nesta fase de exploração uma área sob PAD se torna uma área separada do restante das outras áreas que formam o contrato. As áreas restantes, se não forem devolvidas a ANP seguindo o critério do próprio operador, prosseguem no período exploratório. Para a área do PAD, porém, desaparece o interregno exploratório, com período fixo de início e término, e começa um período puramente de avaliação, com cronograma fechado para as demais atividades a realizar dentro daquela área – TFR, TLD, perfuração de poços firmes e de poços contingentes, aquisição de dados geofísicos, licenciamento ambiental, etc. De forma a garantir que algumas regiões da área principal retida não fiquem isentas de atividades de exploração, muitos PAD's incluem etapas de pontos de decisão, onde o

⁴ Vide sítio da ANP [www.anp.gov.br/Catálogo de E&P](http://www.anp.gov.br/Catálogo_de_E&P).

concessionário opta por prosseguir com o PAD através da realização de uma atividade firme ou devolver a totalidade da área a União. Em casos onde a duração do PAD extrapola a fase total contratual, a decisão de sua aprovação fica a critério do poder discrecionário da Diretoria Colegiada da ANP. No caso da avaliação atar-se ao período exploratório do contrato (no caso, 6 anos para o BM-C-200), a SEP possui delegação de competência para autorizar a realização do PAD.

A **Figura 4** mostra o *ring fence* do PAD do poço 1-A-12-RJS. Em uma etapa inicial, o *ring fence* englobou os dois prospectos Albianos mapeados nos três blocos e o prospecto do Aptiano, mais profundo. As áreas restantes nos blocos permaneceram sob Contrato de Concessão.

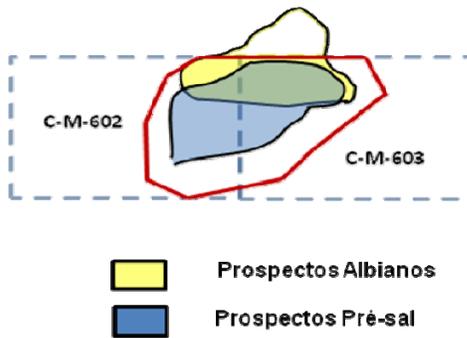


Figura 5 – Ring fence do Campo de TUBARÃO, proposto a ANP após a Declaração de Comercialidade, advindo do PAD do poço 1-A-12-RJS.

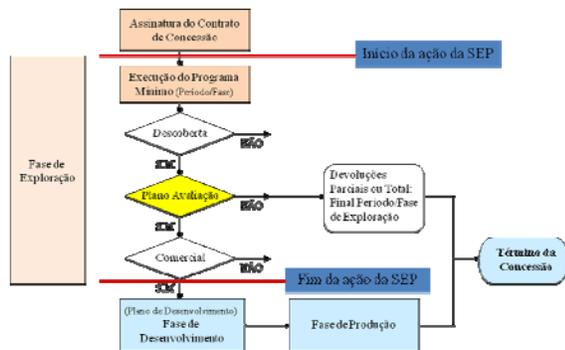


Figura 6 – Fluxograma mostrando todas as etapas de um Contrato de Concessão de Concessão.

Após obter a aprovação do PAD do poço exploratório 1-A-12-RJS, os concessionários prosseguiram com as atividades exploratórias na área do BM-C-200, envolvendo o PAD e as atividades do 2º PEX, esta última incluindo um poço exploratório em cada bloco.

O Contrato BM-C-200 encerrou-se ao final do 2º PEX, dentro da fase exploratória. As atividades na área do PAD, no entanto, estenderam-se por 1 ano e meio além do período exploratório do contrato, tendo sido necessário prévia autorização da Diretoria Colegiada da ANP para a sua realização. Uma vez obedecidas todas a exigências contratuais, as atividades do PAD

prosseguiram normalmente até o final de seu prazo, culminando com a DC da área dos poços. A partir da DC, foi definida uma área para o *ring fence* que deu origem ao Campo de Tubarão (**Figura 5**).

Por fim, o fluxograma da **Figura 6** mostra todas as etapas de regulação de um Contrato de Concessão, na fase exploratória, sob a óptica da ANP.

Bacia de Campos – Situação Exploratória

A situação exploratória atual da Bacia de Campos, em termos de contrato de concessão, é extremamente dinâmica (**Figura 7**). São 24 contratos ativos (Outubro/2010), totalizando 34 blocos. Os campos em estágio de produção totalizam 45, enquanto que os campos em desenvolvimento para produção totalizam 14 áreas sob concessão. Em Setembro de 2010, 9 PAD's encontravam-se ativos. O número de poços perfurados em Campos, abrangendo todas as categorias, totaliza cerca de 2.760, contabilizados ao longo de toda a história exploratória da bacia. Em termos de dados sísmicos 2D e 3D, estima-se uma ordem de grandeza de 5.000-10.000 em Km e Km² para estes dois tipos de atividade na bacia.

Em seus três compartimentos exploratórios (Rangel e Martins, 1998) – águas rasas, profundas e ultra-profundas –, a Bacia de Campos mostra-se largamente coberta por dados sísmicos, dados de métodos potenciais e eletromagnéticos, além de poços. Até a presente data, trata-se da maior e mais prolífica bacia offshore brasileira em volume de óleo. Com o advento das novas bacias de alto potencial (Santos e Espírito Santo), a Bacia de Campos poderá a ser superada em um futuro próximo. Porém, nos últimos anos, tem se mostrado ainda prolífica em várias e novas fronteiras exploratórias, com a expansão das investigações petrolíferas em direção a águas mais profundas e devido às descobertas de *plays* exploratórios “inéditos”.

A seguir, exemplificamos os diversos tipos de atividades realizadas em vários contratos, envolvendo vários concessionários. Os principais agentes atuando no setor são: Anadarko, Devon, Maersk, OGX, Petrobras, RepsolYPF, Shell, Starfish e Statoil.

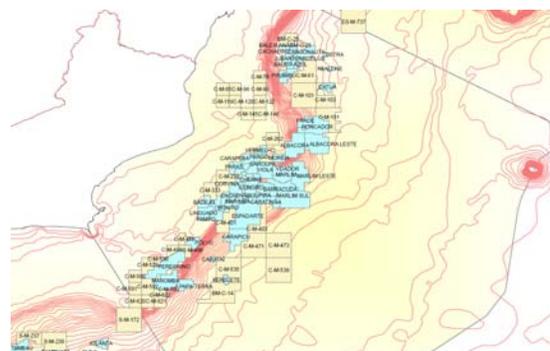


Figura 7 – Situação exploratória atual da Bacia de Campos.

Ao N da bacia, o bloco C-M-101, da Anadarko, faz divisa com o bloco exploratório C-M-61, do contrato BM-C-32, cujo operador principal é a Devon Energy do Brasil. A SE, o presente bloco apresenta limites com os blocos do contrato BM-C-31, operado pelo consórcio Petrobras/Shell. O restante da vizinhança é formado por diversos campos de produção, destacando-se os campos integrantes do Parque das Baleias, Parque das Conchas, Frade e Roncador.

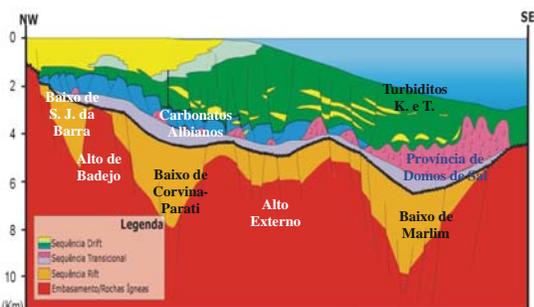


Figura 8 – Principais compartimentos e os *plays* exploratórios da Bacia de Campos (Rangel e Martins 1998).

A vizinhança do bloco C-M-101 é apontada aqui neste trabalho devido às suas similaridades geológicas investigadas ao nível de oportunidades exploratórias na seção pós-sal – neste último caso, objetivo contratual de todos os contratos de concessão até o BID 7 – e, mais recentemente, nas seções pré-sal. No compartimento distal da Bacia de Campos (**Figura 8**), tanto na parte norte da bacia como em sua parte mais a sul, a seção pré-sal vem sendo continuamente investigada através do aprofundamento dos poços para avaliação de prováveis jazidas de HC nas seções *rift* e *sag* da Bacia de Campos. Destacam-se nesta situação, além do BM-C-30, os contratos BM-C-32 e BM-C-31, na parte norte da bacia, e BM-C-34, BM-C-36 e BM-C-33, na parte sul da bacia.

Na área do BM-C-36, dos blocos exploratórios de águas profundas C-M-401 e C-M-403, parte da área do C-M-401 está sendo alvo de PAD pela Petrobras (poço 1-BRSA-713-RJS), já tendo sido anunciadas publicamente descobertas. O restante do C-M-401 e a totalidade do C-M-403 encontram-se em seu 2º PEX.

Na área do BM-C-34, operada pela Devon Energy do Brasil, o período dos PEX dos blocos C-M-471 e C-M-473 foi estendido recentemente pela ANP com vistas a investigar mais adequadamente as oportunidades ora testadas no C-M-101. Trata-se de uma estratégia de “ganho de tempo”, pois a *commodity* sonda de perfuração entra na equação de investigação desta jazida. Com o *slot* de sondas completamente alocado por diversos contratos pré-estabelecidos no setor *offshore*, a Devon Energy do Brasil acenou junto a ANP em 2008 com a vinda ao Brasil do navio-sonda *Deepwater Discovery*, a partir de 2009, com vistas a explorar oportunidades nas áreas dos seus contratos BM-C-32 e BM-C-34. Mesmo com a venda de seus ativos de exploração no Brasil e no

exterior em Fevereiro de 2010, a Devon reafirmou junto a ANP honrar os compromissos de sonda, portanto dando fôlego, neste sentido, à exploração em águas profundas na Bacia de Campos. Com a extensão de prazos obtidos junto a ANP até 2013, no presente momento a Devon gera expectativas de algumas descobertas no BM-C-34, através de perfurações com aprofundamentos para investigações mais profundas dos prospectos pré-sal Atoabá, Grazina e Fragata, ao longo dos blocos C-M-471 e C-M-473, respectivamente.

No BM-C-33 (bloco C-M-539), os prospectos da Repsol YPF do Brasil, ora denominados *Seat* (poço 1-RPF-5-RJS) e *Deep Seat* (poço 6-RPF-6P-RJS), encontram-se terminados e em fase de conclusão, respectivamente. O contrato encontra-se no final de seu 1º PEX.

No BM-C-31, o bloco C-M-103 encontra-se em seu 2º PEX, enquanto que o bloco C-M-151 encontra-se no final de seu 1º PEX. Neste último bloco, será aprofundado um poço no prospecto Araticum, com vistas a cumprir as UT's residuais do 1º PEX até a data final de 01/05/2010 (final do 1º PEX), com expectativa de descoberta e continuação de avaliação para o período exploratório seguinte.

De todos os Contratos de Concessão em águas profundas da Bacia de Campos, destaca-se o desenvolvimento da área de Xerelete (antiga área integrante do BC-2 e atual BM-C-35), no sul da bacia, onde desde 2009 a Petrobras avalia sob PAD a antiga área do contrato do BM-C-14 (hoje *ring fence* do Campo de Xerelete, englobando grande parte da área norte do bloco). Esta área encontra-se estrategicamente a leste do Campo de Papa-Terra, com uma área de acumulação englobando áreas não concedidas, da União. O BM-C-35 encontra-se em seu 2º PEX.

A parte central da bacia não apresenta Contratos de Concessão ativos na fase de exploração, porém apresenta um *trend* de campos de produção (vide **Figura 7**) com algumas descobertas no *play* Albiano Quissamã. Todas essas descobertas nos carbonatos Quissamã têm sido devidamente comunicadas a ANP, e algumas se encontram sob forma de PAD.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a ANP pela permissão de publicar este trabalho. O primeiro autor estende seus agradecimentos a Terezinha Dias Rauta (ANP/SEP), pelos esclarecimentos acerca de Garantia Financeira e Cessão de Direitos.

Referências

Rangel, H. D.; Martins, C. C., 1998. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: Taha, M. (coord.). **Searching for oil and gas in the land of giants**. The search, Cap. 2: 33-40.