



Decreto nº 10.320, de 9 de abril de 2020.

## **Subcomitê 3: Metodologia para Classificação de Áreas Estratégicas**

Sumário Executivo da Nota Técnica nº 31/2020/SAG/ANP-RJ

**Brasília, março de 2021.**

## **Integrantes do Programa de Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – BidSIM.**

### **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**

Rafael Bastos da Silva  
Jair Rodrigues dos Anjos  
Carlos Agenor Onofre Cabral  
Diogo Santos Baleeiro  
Clayton de Souza Pontes

### **CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA**

Gustavo Henrique Ferreira  
Gustavo Cerqueira Ataíde  
José Mauro Esteves dos Santos  
Rogério Alexandre Regina

### **MINISTÉRIO DA ECONOMIA**

Gustavo Gonçalves Manfrim  
Maurício Marins Machado  
Romário de Oliveira Batista  
Hugo Manoel Marcato Affonso

### **AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS**

Dirceu Cardoso Amorelli Junior  
Ronan Magalhães Ávila  
Renato Lopes Silveira  
Claudio Jorge Martins de Souza

### **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (CONVIDADO)**

Heloísa Borges Esteves  
Marcos Frederico Farias de Souza  
Roberta Cardoso

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

CASA CIVIL

MINISTÉRIO DA  
ECONOMIA



## INTRODUÇÃO

1. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção de petróleo e gás natural no Brasil poderá atingir, em 2030, aproximadamente 7 milhões de barris de petróleo equivalente por dia, posicionando o País entre os cinco maiores produtores e exportadores de petróleo do mundo. A maior parte desta produção virá do Pré-sal.
2. Tais projeções consideram a continuidade das ofertas/contratação de áreas para exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural. As rodadas de licitações promovidas pela Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) são fundamentais para garantir o crescimento sustentável da produção petrolífera no médio e no longo prazo, bem como da indústria de bens e serviços a ela associada.
3. Pelos expressivos números do setor, relevância no produto interno bruto (PIB) e benefícios socioeconômicos advindos dessas atividades, é notório que os procedimentos licitatórios de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural são estratégicos para o desenvolvimento do País, como mecanismo de atração de investimentos, notadamente privados, de maximização dos recursos da União, de recolhimento de royalties e tributos para a União, estados e municípios e de aumento da competitividade na indústria do petróleo nacional.
4. Neste contexto, e considerando que o Brasil compete globalmente por investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural, foi publicado em 13 de abril de 2020 o Decreto nº 10.320, que instituiu o Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM) e criou o seu Comitê Interministerial Executivo.
5. A finalidade do programa é aumentar a competitividade e a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural, cabendo ao Comitê Interministerial Executivo, composto por membros do Ministério de Minas e Energia (MME), Casa Civil da Presidência da República (CC), Ministério da Economia (ME), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a convidada Empresa de Pesquisa Energética (EPE), propor aperfeiçoamentos na governança e na metodologia das rodadas de licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural, nos regimes de contratação, nas metodologias de estabelecimento dos seus parâmetros técnicos e econômicos, na definição de áreas estratégicas e nas simulações de modelagem que embasam as decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).
6. Destaca-se, ainda, que a instituição do programa teve fulcro em recomendação do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos, mediante a Resolução CPPI nº 103, de 19 de novembro de 2019.
7. Em sua primeira reunião ordinária, realizada em 15 de junho de 2020, o Comitê Interministerial Executivo do BidSIM aprovou a criação de três subcomitês para tratar de temas específicos ligados aos objetivos do programa, a saber:

**Subcomitê 1** - Regimes de Contratação e Aprimoramentos Regulatórios;

**Subcomitê 2** - Metodologia para a Definição de Parâmetros Técnicos e Econômicos das Licitações de Partilha de Produção; e

**Subcomitê 3** - Metodologia para Classificação de Áreas Estratégicas.

8. A ANP assumiu a coordenação do Subcomitê 3 (SCT 3), com a execução dos trabalhos sendo realizada internamente pela Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica (ANP-SAG), com apoio da Superintendência de Dados Técnicos, Superintendência de Exploração e Superintendência de Promoção de Licitações.

9. O objetivo do SCT 3 contempla a elaboração de metodologia para classificação de áreas estratégicas, para posterior submissão ao CNPE, bem como a avaliação quanto à viabilidade de serem utilizados os mesmos critérios de decisão, na hipótese de flexibilização da Lei nº 12.351/2010 (por exemplo, por meio do PL 3.178/2019) para se admitir a modalidade de concessão em áreas internas ao polígono do Pré-sal.

10. Os estudos e o relatório foram concluídos no prazo estipulado, sendo consubstanciados na Nota Técnica nº 31/2020/SAG/ANP-RJ. O presente documento constitui um “sumário executivo” do trabalho integral apresentado na citada Nota Técnica.

## **ESCOPO E PREMISSAS**

11. Como reportado, o escopo do projeto estabelece dois produtos no âmbito do SCT 3: a proposta de metodologia propriamente dita para classificação das áreas estratégicas e a verificação da possibilidade de se utilizar o mesmo instrumento para subsidiar o processo decisório de escolha do regime de contratação (concessão ou partilha da produção), em caso de flexibilização da Lei do Pré-sal.

12. Como premissa para elaboração de metodologia para classificação das áreas estratégicas, aplicou-se a definição constante do art. 2º, inciso V, da Lei nº 12.351/2010, “*in verbis*”:

“área estratégica é uma região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.”

13. Desta forma, foram realizadas a Avaliação do Potencial de Produção (APP) e a Avaliação do Risco Exploratório (ARE), uma vez que, conforme disposto em lei, as duas condições devem ser concomitantemente atendidas para classificação de uma área como estratégica.

## APP - AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO (PRIMEIRO ELEMENTO DO BINÔMIO LEGAL)

14. Uma ampla gama de informações contidas na base de dados da ANP foi concatenada e tratada para realização deste trabalho: (i) dados mensais de produção por campo (ANP-SIGEP), (ii) Planos de Desenvolvimento (PD), (iii) Relatórios Finais de Poço Exploratório (RFP), (iv) Planos de Avaliação de Descoberta (PAD), (v) Notificações de Perfuração de Poço (NPD) e (vi) Notas Técnicas de Atratividade Exploratória (ANP-SAG).

15. Entre outras funcionalidades, essa base possibilitou análise aprofundada acerca (i) da taxa de sucesso exploratória para o Pré-sal, além da distribuição de campos por tamanho, (ii) da maturidade exploratória do *play* (*creaming curve*) e (iii) das estimativas de novas descobertas (*Yet-to-Find*). Informações complementares também foram obtidas pela avaliação da produção histórica e produtividade de pico por poço.

16. As principais avaliações realizadas, no tocante ao potencial de produção (APP), assim como as conclusões obtidas para cada um dos itens supra listados, são sumarizados na sequência.

### Histórico da Taxa de Sucesso Exploratório para o *Play* Pré-sal

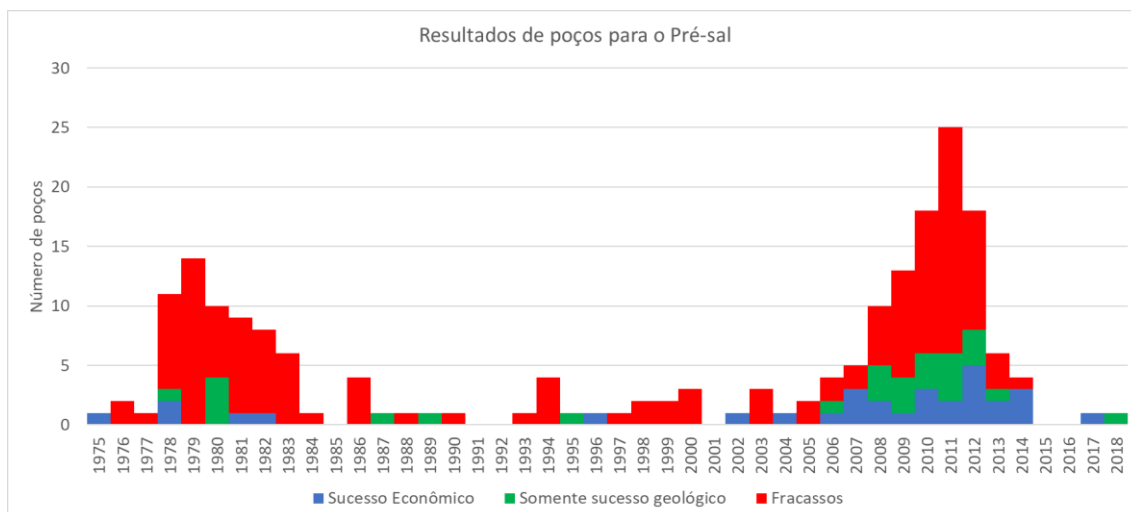
17. Como parte do controle de qualidade, foi realizada a classificação por *play* para todos os poços perfurados desde 1975. Em seguida, os poços exploratórios pioneiros do *play* Pré-sal das bacias de Campos e Santos foram divididos em três classes: sucesso geológico, sucesso econômico ou fracasso.

18. No presente estudo, sucesso geológico refere-se a poços nos quais se descobrem hidrocarbonetos móveis *in situ*. Caso a acumulação possa ser desenvolvida, é classificada como sucesso econômico. Poços secos são classificados como fracassos.

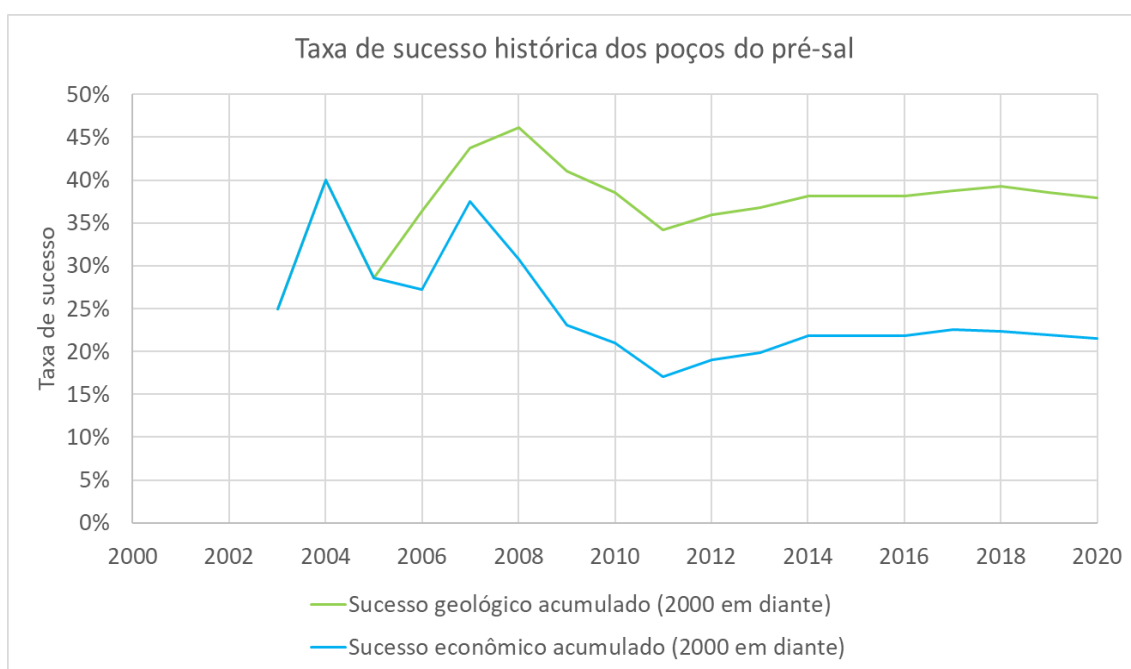
19. Cumpre ressaltar que geologicamente o Pré-sal vem sendo perfurado há décadas, conforme ilustra a **Figura 1**. No entanto, o *play* ganhou notoriedade e relevância, se consolidando a partir das descobertas gigantes em águas profundas, sobretudo na Bacia de Santos, somente a partir de 2006.

20. Com efeito, comparando-se, a partir de 2006, as Bacias de Santos e Campos, observa-se que as taxas de sucesso econômico são de 27,7% e 16,1%, respectivamente.

21. Ressalta-se ainda, conforme ilustra a **Figura 2**, que o pico de taxa de sucesso exploratório ocorreu entre 2006 e 2010, sendo a taxa de sucesso atual inferior àquela observada à época da edição da Lei do Pré-sal (Lei nº 12.351/2010).



**Figura 1** - Resultados históricos de poços exploratórios pioneiros para o Pré-sal (considerando as Bacias de Campos e Santos), segundo as classificações de sucesso econômico, sucesso geológico ou fracasso.

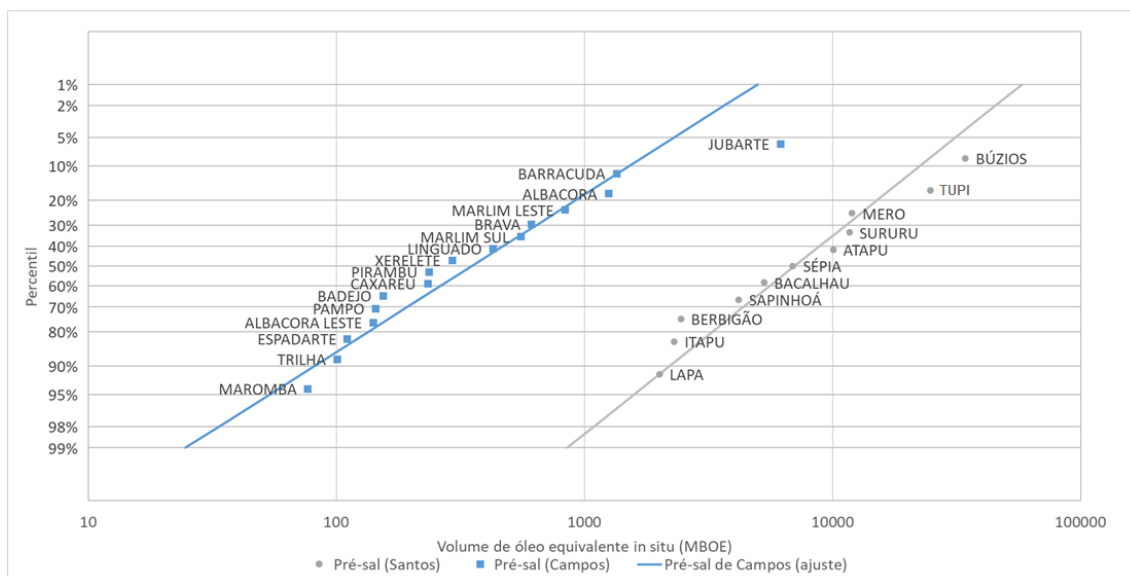


**Figura 2** - Taxa de sucesso histórica acumulada para o *play* Pré-sal.

### Distribuição de Tamanho de Campo (FSD) por *Play*

22. Além da taxa de sucesso, algumas das descobertas do Pré-sal se destacaram por seu porte, corroborado pelo fato de que alguns campos respondem atualmente pela maior parte da produção do País. Todavia, nem todas as oportunidades do Pré-sal são gigantes, sendo importante a análise do tamanho dos campos.

23. Comparando-se o Pré-sal das Bacias de Campos e Santos (**Figura 3**), o porte dessa última se destaca, apresentando volumes de hidrocarbonetos originais *in situ* (VOIP) muito superiores aos de sua vizinha.



**Figura 3** - Distribuição de tamanho de campo para as acumulações do *play* Pré-sal das Bacias de Campos e Santos. O gás livre foi convertido para BOE utilizando 169,9 m<sup>3</sup>/BOE. As retas são as distribuições lognormais ajustadas a cada um dos FSD dos *plays*.

### Análise de Curva de *Creaming* e *Yet-To-Find*

24. Além da taxa de sucesso e do porte das acumulações, que apontam números mais expressivos para o Pré-sal da Bacia de Santos, foram avaliados a maturação exploratória do *play* (*creaming curve*) e as estimativas de porte para novas descobertas (*Yet-to-Find*).

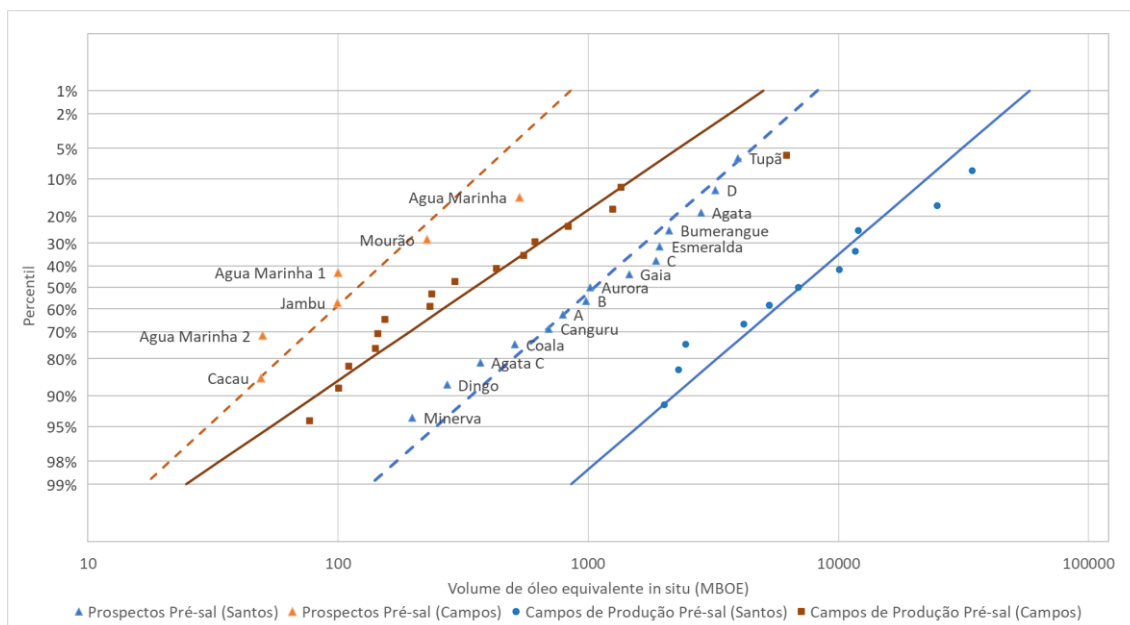
25. A análise de maturação é obtida ordenando-se as descobertas cronologicamente e somando-se os volumes ao longo do tempo. Quanto ao *Yet-to-Find*, são utilizadas a volumetria de oportunidades exploratórias identificadas nas interpretações sísmicas da ANP-SAG, assim como modelagens.

26. Em resumo, para todos os casos, as descobertas futuras possivelmente serão de menor porte se comparadas às até aqui já realizadas. Além disso, as oportunidades mapeadas no Pré-sal da Bacia de Santos, em caso de sucesso exploratório, embora com números inferiores aos atuais, são as que apresentam maior porte volumétrico (**Figura 4**).

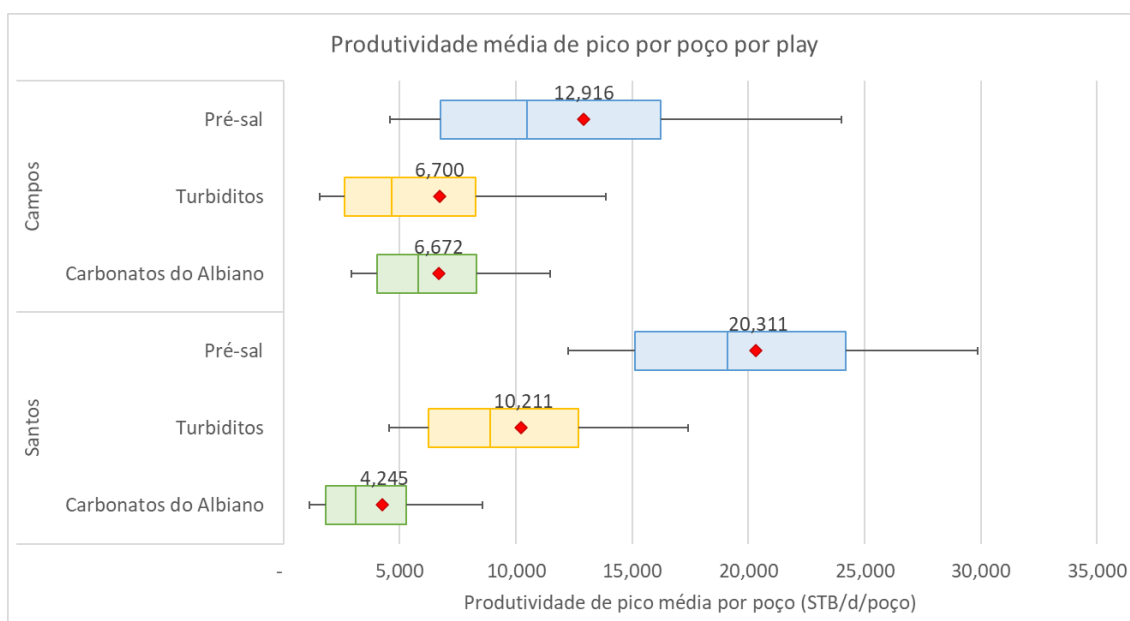
27. Cabe notar que a modelagem realizada inclui amostras diversas, a exemplo dos prospectos mapeados na plataforma continental estendida (além das 200 milhas náuticas) da Bacia de Santos.

### Análise da Produção Histórica e Produtividade de Pico por Poço

28. Por fim, para avaliação do potencial de produção, analisou-se a produtividade de pico por poço (**Figura 5**), que consiste na divisão da produção do campo pelo número de poços produtores, por período, durante o pico ou platô de pico de produção.



**Figura 4** - Comparação entre FSD do *Yet-to-Find* em áreas não contratadas para o *play* Pré-sal das Bacias de Campos e Santos.



**Figura 5** - Distribuição de produtividade de pico (por poço e *play*) para todas as acumulações das Bacias de Campos e Santos. Nos gráficos de caixa, a barra da esquerda é o P90 e da direita o P10, os limites da caixa são o P75, P50 e P25. O losango vermelho indica a média da distribuição ajustada aos valores de produtividade de pico por poço.

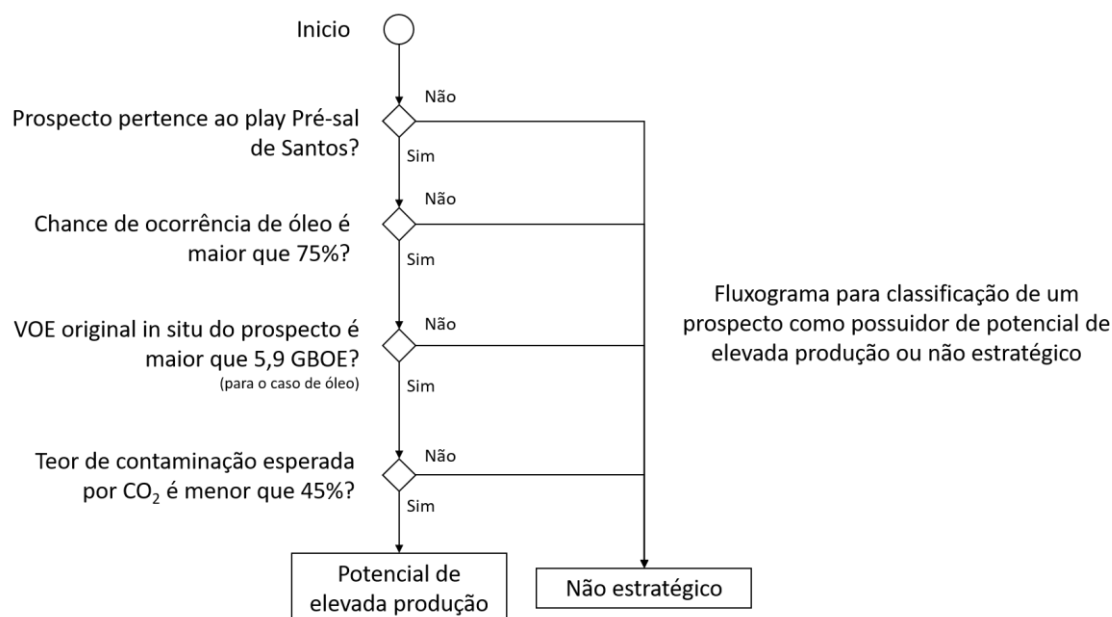
29. Como observado em todas as análises supra descritas, a produtividade do Pré-sal da Bacia de Santos (20.311 STB/d/poço) é 57% superior à do Pré-sal da Bacia de Campos (12.916 STB/d/poço). Tal diferença alcança 203% a mais se comparada à do segundo *play* mais importante do País, caracterizado pelos arenitos turbidíticos da Bacia de Campos (6.700 STB/d/poço).

30. Ademais, registra-se que o Pré-sal se destaca pelo tempo de permanência no pico de produção por poço.



## Consolidação da Metodologia (APP)

31. Em função de todas as avaliações realizadas, evidencia-se que o *play* Pré-sal da Bacia de Santos se destaca pela superioridade de porte volumétrico, taxa de sucesso histórica e produtividade.
32. Da mesma forma, os dados apontam que a maturidade exploratória do *play* Pré-Sal já foi atingida, esperando-se, pois, que as descobertas futuras, embora relevantes, sejam de porte volumétrico inferior ao dos campos gigantes atualmente em produção ou em desenvolvimento.
33. Portanto, com base nessa ampla gama de informações e análise de dados reais, recomenda-se que somente o Pré-Sal da Bacia de Santos seja, a priori, considerado, singularmente, como tendo alto potencial de produção.
34. Não é demais lembrar que a Lei nº 12.351/2010 foi motivada principalmente pela descoberta do Campo de Tupi, no *play* Pré-sal da Bacia de Santos, que se consolidou como um dos maiores campos produtores do País. Registra-se, que essa bacia apresenta grande extensão espacial e os aspectos geológicos não são homogêneos, de tal forma que foram incorporados outros fatores para a determinação de áreas com elevado potencial de produção.
35. A elevada chance de ocorrência de óleo, que possui valor de mercado e possibilidades de escoamento nas águas profundas da Bacia de Santos muito superiores ao gás natural, é um destes fatores fundamentais para a classificação da área de elevado potencial de produção.
36. A expectativa de expressivos volumes de hidrocarbonetos *in situ* permitem a redução do risco na realização dos vultosos investimentos em unidades de produção, perfuração de poços, instalação de equipamentos submarinos e linhas de produção, sendo este um outro fator a ser considerado na metodologia.
37. Por último, propõe-se a inclusão de um fator de corte com relação ao teor de CO<sub>2</sub> esperado para o prospecto. O CO<sub>2</sub> é um contaminante relativamente comum nos campos do pré-sal e, quando ocorre em teores elevados, pode encarecer significativamente a produção do petróleo e gás natural, devido à necessidade de sua separação nas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) e reinjeção no reservatório. Teores extremos de CO<sub>2</sub> podem inviabilizar o aproveitamento econômico de uma acumulação de petróleo e gás natural.
38. Considerando todos esses elementos, propõe-se como metodologia a aplicação do fluxograma de classificação para Área com Elevado Potencial de Produção (APP), ilustrado na **Figura 6**.



**Figura 6** - Fluxograma proposto para classificação de uma área como Elevado Potencial de Produção.

39. A descrição detalhada de cada um dos elementos do fluxograma, assim com as justificativas para seleção dos parâmetros estão consubstanciadas na Nota Técnica nº 31/2020/SAG/ANP-RJ.

## ARE - AVALIAÇÃO DO RISCO EXPLORATÓRIO (SEGUNDO ELEMENTO DO BINÔMIO LEGAL)

### Avaliação de Risco Exploratório Atual do Pré-sal

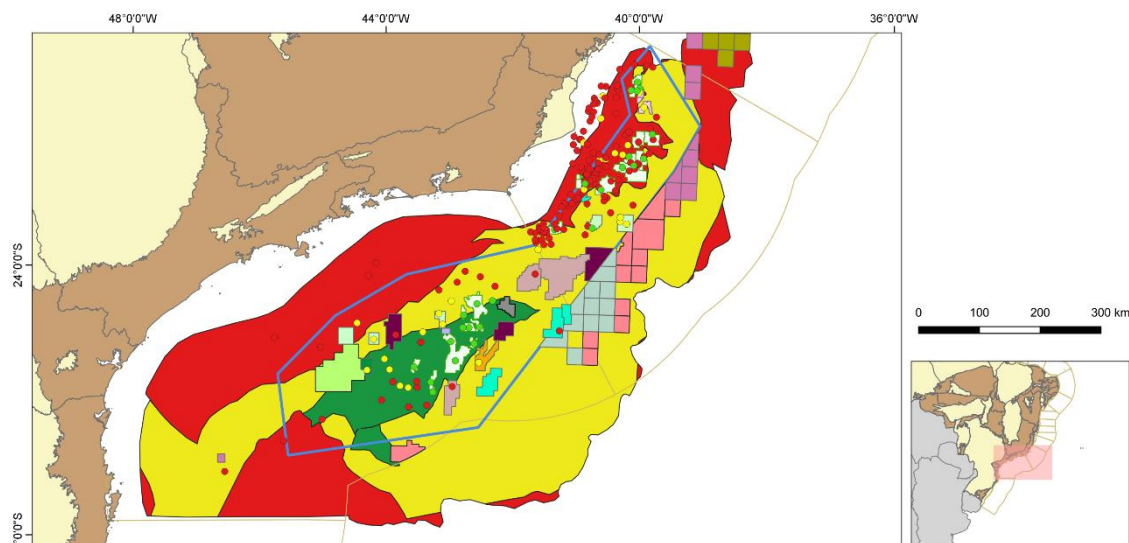
40. Para aferir o atual risco exploratório regional do *play* Pré-sal das Bacias de Campos e Santos foram avaliados, em mapa, os elementos geração e migração de hidrocarbonetos, assim como reservatório e selo.

41. Para ilustração do risco ou da probabilidade de ocorrência de uma acumulação, utilizou-se a metodologia de classificação em sistema de semáforo, sendo que a cor verde representa o menor risco exploratório, a amarela, valor moderado, e a vermelha, alto risco.

42. O mapa da **Figura 7** ilustra o risco total para o *play* Pré-sal das Bacias de Campos e Santos. Na mesma figura, estão sobrepostos os poços exploratórios pioneiros classificados pelo resultado, bem como campos em desenvolvimento/produção e blocos licitados.

43. Observa-se que o polígono verde, de baixo risco, está integralmente localizado na Bacia de Santos e abrange os principais campos produtores ou em desenvolvimento do País, a exemplo de Tupi, Búzios e Sapinhoá. O principal fator regional que distingue essa região é a espessa muralha de sal, que funciona com um selo formidável para os

reservatórios do Pré-sal. Além disso, essa região apresenta baixo risco para geração, assim como são observados reservatórios de excelente qualidade.



**Figura 7** – Mapa de risco do *play* Pré-sal de Santos e Campos em escala de bacia sobreposto aos poços exploratórios pioneiros classificados por resultado. Também estão ilustrados os blocos exploratórios, polígono do Pré-sal e campos em desenvolvimento e produção.

### Metodologia Elaborada para Avaliação de Risco Exploratório

44. Consoante reportado, a avaliação do risco exploratório é tratada como uma variável independente do potencial de produção. A avaliação do risco exploratório aplicada pela ANP-SAG no âmbito das Rodadas de Licitações está consolidada, de forma geral, na Instrução Normativa 02, de 11 de fevereiro de 2020, a qual estabelece o procedimento a ser adotado para a indicação e a delimitação dos blocos exploratórios ofertados nas rodadas de licitações.

45. No entanto, entendeu-se que a replicação estrita da referida IN, assim como dos demais fluxos internos da ANP-SAG, não seria adequada para realização desse projeto, uma vez que exigiria que todos os intervenientes dominassem conceitos complexos de geologia e geofísica do petróleo. Além disso, o tempo de avaliação de cada área seria muito superior ao prazo estipulado.

46. Assim, no âmbito do SCT 3 do BidSIM, optou-se pela elaboração de uma metodologia inédita, simplificada, porém robusta, a ser aplicada exclusivamente para o fim proposto.

47. Na metodologia proposta, são considerados, por exemplo, a distância de campos produtores e poços, assim como a qualidade do dado sísmico disponível. Quanto à avaliação geológica, a ANP-SAG elaborou e disponibilizou dezenas de mapas contendo a interpretação expedita da região. Esses mapas são a base para preenchimento de planilhas, também elaboradas exclusivamente para esse projeto.

48. A metodologia assenta-se nas premissas da replicabilidade, desde que o usuário tenha o conhecimento mínimo necessário, e da transparência, uma vez que os critérios são pré-estabelecidos e os mapas disponibilizados.

49. Em síntese, o risco exploratório é avaliado em duas escalas distintas: de *play* e de prospecto. Cada uma das avaliações tem seu conjunto de mapas para consulta e suas planilhas, que devem ser preenchidas para atribuição de notas. Essas notas são consolidadas de forma probabilística. As fórmulas estão disponibilizadas na Nota Técnica nº 31/2020/SAG/ANP-RJ.

#### **Avaliação de Chance Geológica na Escala de *Play***

50. Consiste na avaliação regional, sendo fundamental para distinguir áreas com maior probabilidade de ocorrência de oportunidades exploratórias, que podem apresentar menor risco. Simplificadamente, são consideradas as geradoras regionais ou cozinhas de geração, assim como a presença de altos estruturais e das muralhas de sal.

51. Na escala de *play*, a avaliação da probabilidade de sucesso PSG *play* é dada por:

$$\text{PSG } play = \text{PScarga HC} \times \text{PSreserv com selo}$$

sendo PScarga HC o fator carga de hidrocarbonetos, composto pela geração e migração, e PSreserv com selo o fator de retenção dado pelas notas dos fatores reservatório e selo. Todas as notas variam de 0,1 a 1.

#### **Avaliação da Chance Geológica na Escala de Prospecto**

52. Consiste na avaliação detalhada dos seis elementos dos sistemas petrolíferos, sendo atribuídas notas individuais a cada um, que variam de 0,1 a 1. Os valores são então multiplicados para obtenção da chance de sucesso geológico em escala de PSG prospecto, da seguinte forma:

$$\text{PSG prospecto} = \text{Pgeração} \times \text{Pmigração} \times \text{Preserv} \times \text{Pselo} \times \text{Ptrapa} \times \text{Pincronismo}$$

#### **Avaliação da Chance Geológica Exploratória Final**

53. Consiste na concatenação entre avaliação da chance de sucesso em escala de *play* e prospecto. Entende-se que um prospecto com baixo risco exploratório na escala local deve ser situado em uma região igualmente com baixo risco exploratório na escala regional. Dessa forma, a chance de sucesso geológico PSG é dada por:

$$\text{PSG} = \text{PSG } play \times \text{PSG prospecto}$$

#### **Avaliação do Risco Exploratório Final**

54. O risco exploratório (R) é definido como complemento da chance de sucesso, dado por

R = 1 - PSG

55. Com base em toda análise realizada, recomenda-se a adoção do parâmetro de risco exploratório de 0,70 como limite para a categoria de baixo risco. Desse modo, uma área pode ser classificada como estratégica se possuir um risco exploratório inferior a 0,70 e elevado potencial de produção.

## CONTROLE DE QUALIDADE

56. Para fins de controle de qualidade dos parâmetros, assim como de toda a metodologia proposta, foram realizadas as avaliações de APP e ARE em diversos exemplos, tais como prospectos que: (i) se converteram em campos produtores, (ii) foram licitados e estão na fase de exploração, ou (iii) representam oportunidades exploratórias para futuras rodadas de licitações, incluindo áreas fora do polígono do Pré-sal, assim como além das 200 milhas náuticas. Essa aplicação direta em amostras está detalhada na Nota Técnica nº 31/2020/SAG/ANP-RJ.

57. Ressalta-se, por último, que todos os resultados se mostraram condizentes e em consonância com aqueles obtidos pela avaliação completa ordinariamente realizada pela ANP-SAG, no âmbito das Notas de Atratividade elaboradas para cumprimento de suas atividades finalísticas, com vistas às rodadas de licitações de blocos, razão por que se considera robusta e aplicável a presente proposta de metodologia de classificação de áreas estratégicas.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

58. Conforme amplamente discutido na Nota Técnica nº 31/2020/SAG/ANP-RJ e exposto de forma resumida neste Sumário Executivo, com base em dados reais, resultados históricos e critérios técnicos, constata-se que a maior parte do *play* Pré-sal das bacias de Campos e Santos não se encontra em situação de baixo risco exploratório. Há variações entre diversos segmentos, tanto na Bacia de Campos quanto na Bacia de Santos, que apresentam características geológicas distintas e particulares, caracterizadas por suas próprias taxas de sucesso histórico, assim como diferentes níveis de risco exploratório.

59. Desta forma, à luz do conhecimento atual, os estudos apontam uma única área com relativo baixo risco exploratório, localizada no Alto Externo da Bacia de Santos. As demais áreas do *play* Pré-sal da Bacia de Santos e de toda a Bacia de Campos apresentam médio ou alto risco exploratório. Cabe frisar que os mapas refletem a avaliação até o momento, sendo necessária sua atualização, com periodicidade recomendada de três anos ou imediata, em caso de alteração relevante no entendimento geológico da região.

60. As acumulações esperadas (*Yet-to-find*) do *play* Pré-sal das Bacias de Campos e Santos são de porte inferior aos das primeiras descobertas relevantes do *play* Pré-sal de

Santos, as quais haviam motivado a criação da Lei do Pré-sal (Lei nº 12.351/2010). Esse é o comportamento previsto, dado o processo típico de maturação de um *play* exploratório (*creaming curve*).

61. Como já destacado, os estudos geológicos apontam que o Pré-sal da Bacia de Santos é muito superior a todos os outros *plays* do País, incluindo o Pré-sal da Bacia de Campos, em termos de Potencial de Produção. Todavia, por não constituir ciência exata, os estudos e resultados aqui propostos não afastam a possibilidade de que sejam realizadas descobertas de grande porte, assim como não indicam que as áreas são menos atrativas.

62. Em face a todo exposto, considera-se que os estudos consolidados na Nota Técnica nº 31/2020/SAG/ANP-RJ e sumarizados neste arrazoado atendem ao escopo do SCT 3 do BidSIM, no sentido de propor uma metodologia para classificação de áreas estratégicas, a qual poderia ser utilizada para subsidiar o processo decisório de escolha do regime de contratação dentro do polígono do Pré-sal, na hipótese de flexibilização da Lei nº 12.351/2010 (por exemplo, por meio do PL 3.178/2019) para se admitir a modalidade de concessão em áreas internas a esse polígono.

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



CASA CIVIL



MINISTÉRIO DA  
ECONOMIA

