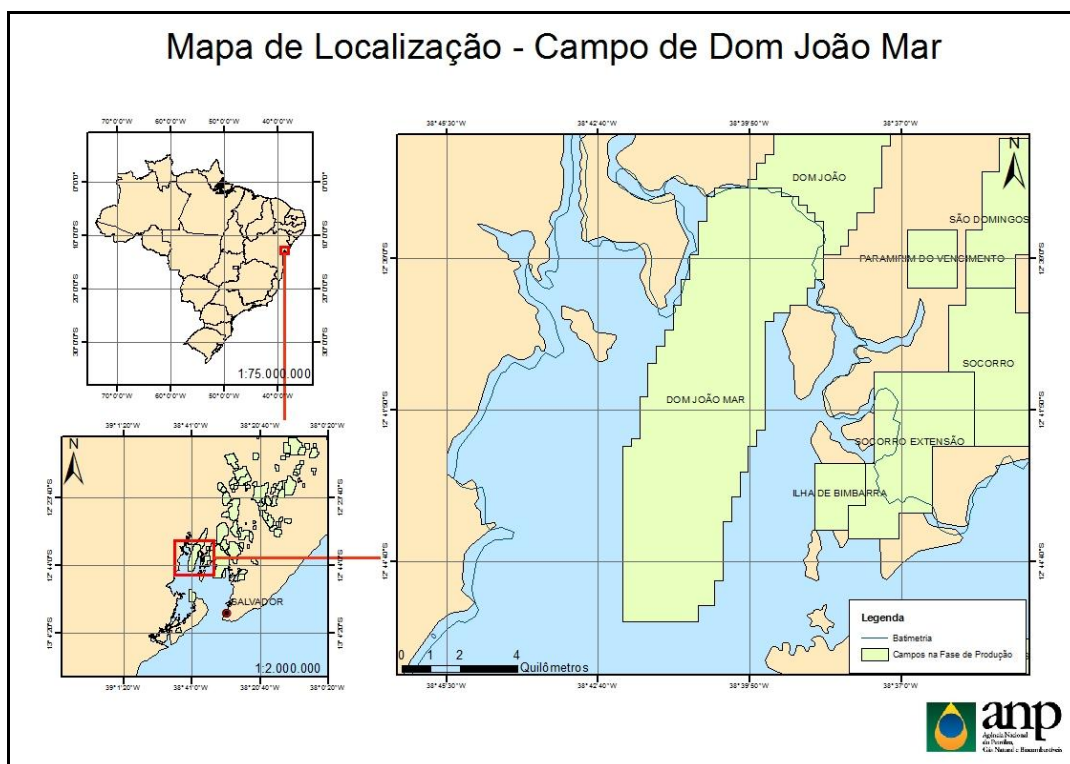


**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Reunião de Diretoria nº 468 de 19/03/2008**  
**Resolução nº 191/2008**

<b>DOM JOÃO MAR</b>	
<b>Nº do Contrato:</b>	<b>48000.003645/97-08</b>
<b>Operador do Contrato:</b>	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
<b>Estado:</b>	<b>Bahia</b>
<b>Bacia:</b>	<b>Recôncavo</b>
<b>Localização:</b>	<b>Mar</b>
<b>Lâmina d'água:</b>	<b>3 m</b>
<b>Fluido Principal:</b>	<b>GÁS</b>
<b>Área:</b>	<b>56,31 km<sup>2</sup></b>
<b>Situação:</b>	<b>Produção</b>
<b>Descoberta:</b>	<b>17/11/1954</b>
<b>Declaração de Comercialidade:</b>	
<b>Início de Produção:</b>	<b>31/12/1954</b>
<b>Previsão de Término da Produção:</b>	

<b>Concessionário:</b>	<b>Participação (%):</b>
<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>	<b>100</b>

**Localização:** O Campo de Dom João Mar, com área de desenvolvimento de 47 km<sup>2</sup>, localiza-se na porção sudoeste da Bacia do Recôncavo, a cerca de 40 km a noroeste da cidade de Salvador, capital do Estado da Bahia. Localizado dentro da Baía de Todos os Santos, apresenta em geral lâmina d'água inferior a 5 metros.



**Sistema de Produção e Escoamento:** A área da concessão de Dom João Mar engloba um Campo de Produção, com poços produtores de óleo e injetores de água. Os poços são equipados com equipamento de segurança denominado árvore de natal e produzem através de linhas de aço carbono SCH80 API5L Gr B de 3", com cerca de 30 m de comprimento. Esses poços têm suas linhas de produção direcionadas para manifolds na área dos poços e destes para a estação Coletora de Marapé. Após o processo de separação, o óleo vai para os tanques de armazenamento e em seguida é transferido para Estação Parque São Paulo por meio de carretas e a água é injetada nos poços da concessão. Os testes são feitos no tanque de teste TQ3141.080002 na Estação Marapé. A estação Marapé injeta água produzida até os manifolds de injeção através de uma linha de 4" de aço e fibra de vidro, e destes para os poços injetores localizados nas três trincheiras da área de Marapé.

**Número de Poços:**

<b>Poços:</b>	<b>01/2016</b>
<b>Perfurados:</b>	<b>651</b>
<b>Produtores:</b>	<b>7</b>
<b>Injetores:</b>	<b>6</b>

**Geologia da área e Reservatórios:** Os principais reservatórios produtores de hidrocarbonetos são os arenitos da Formação Sergi, situados em profundidades que variam de 146 a 376 metros. A Formação Sergi é composta de arenitos cinza esverdeados/avermelhados de granulometria fina a conglomerática, que foram depositados por sistemas fluviais entrelaçados, com retrabalhamento eólico, sob clima árido. O Sergi é considerado neojurássico pela presença de ostracodes não marinhos de Idade Dom João. O principal controle da qualidade dos reservatórios é a argilidade, em especial o interestratificado do tipo illita-esmectita, a qual influi diretamente na saturação de óleo e nas características petrofísicas dos reservatórios. Com base em critérios litológicos e de perfis, a Formação Sergi está dividida em oito zonas de produção: C, D, E, F, G, H, I e J. Várias camadas-chave e quebras litológicas permitem uma boa correlação entre estas zonas. A principal zona produtora é a Zona Sergi C, constituída por arenitos flúvio-eólicos, apresentando espessura por volta de 25 a 30 metros por toda a extensão do campo. Secundariamente, ocorrem de forma mais localizada, as zonas produtoras Sergi E (arenitos grosseiros e conglomeráticos), Sergi G (arenitos médios com retrabalhamento eólico) e Sergi J (fluvial). Esta formação tem porosidade média de 19 % e permeabilidade média de 187,41 mD. O óleo apresenta grau API variando de 36,5 a 40. Em Terra e Mar Norte, o mecanismo de produção é a expansão de líquidos com algum influxo atuando no norte do campo (D. João Terra). Gás em solução após alcançar a pressão de saturação e injeção de água como recuperação secundária. Em Mar Sul ocorre liberação e expansão do gás em solução. Além disso, há possibilidade de atuação do mecanismo de expansão da capa de gás, supostamente operando na Zona Sergi C. O mecanismo de produção na Zona Sergi J é de um leve aquífero no bloco sul e uma combinação desse com gás em solução no bloco norte em Dom João Mar Sul. Tanto na área terrestre como na marítima não é esperado mecanismo de segregação gravitacional devido à viscosidade do óleo e ao pequeno ângulo de mergulho do reservatório. O contato óleo/água no Campo de Dom João é relativamente bem definido. Na parte terrestre e em Dom João Mar Norte, o contato óleo/água é considerado uniforme para toda a Formação Sergi (Zonas C a J), estando posicionado a -325 m. Em Dom João Mar Sul, o contato óleo/água também está definido a -325 m para todas as zonas, com exceção da zona J cujo contato óleo/água está estabelecido em -350m. Em Dom João Mar Sul ocorre uma capa de gás original na Zona C da Formação Sergi, com contato gás/óleo definido a -233m.

<b>Volume "in place"</b>	<b>31/12/2015</b>
<b>Óleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>97,48</b>
<b>Gás Associado (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>1856,04</b>
<b>Produção Acumulada:</b>	
<b>Óleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>14,34</b>
<b>Gás Associado (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>341,53</b>

Fonte: BAR/2015

### Histórico de produção - Campo de Dom João Mar

