

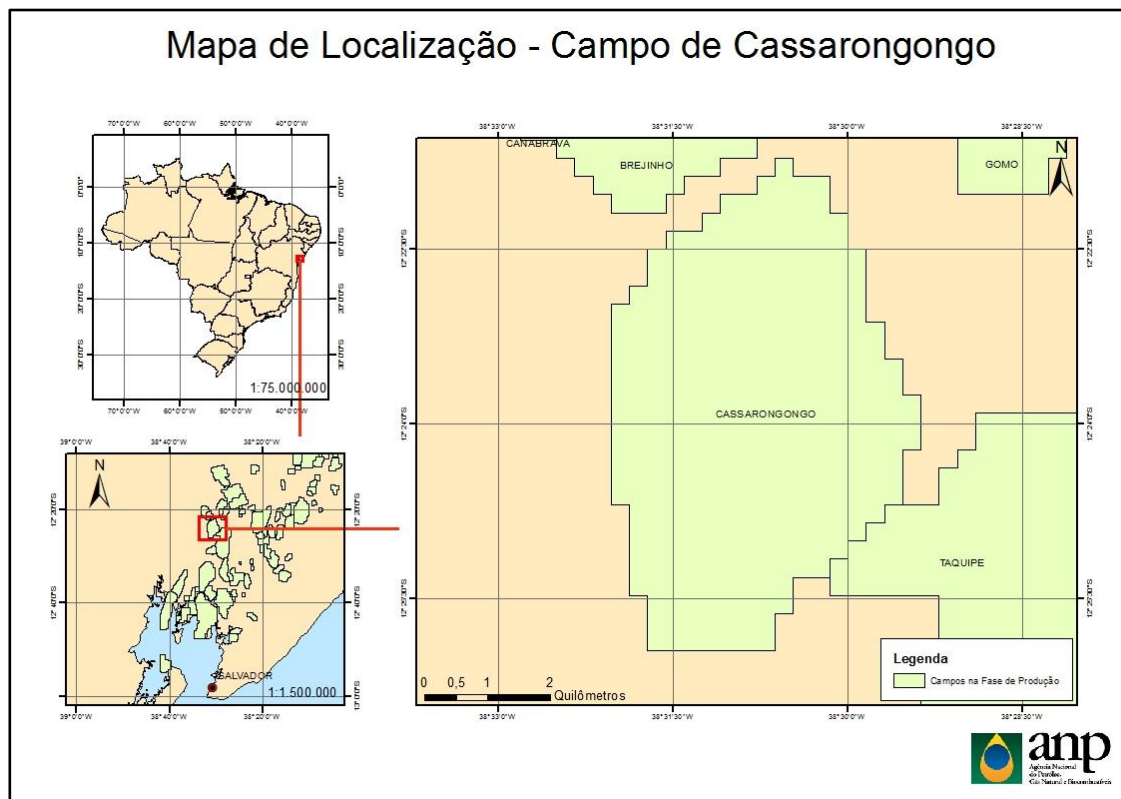
**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Reunião de Diretoria nº 802 de 13/05/2015**  
**Resolução nº 316/2015**

**CASSARONGONGO**

<b>Nº do Contrato:</b>	<b>48000.003640/97-86</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>Terra</b>
<b>Lâmina d'água:</b>	<b>-</b>
<b>Fluido Principal:</b>	<b>ÓLEO</b>
<b>Área:</b>	<b>26,27 km<sup>2</sup></b>
<b>Situação:</b>	<b>Produção</b>
<b>Descoberta:</b>	<b>23/01/1959</b>
<b>Declaração de Comercialidade:</b>	<b>-</b>
<b>Início de Produção:</b>	<b>31/03/1959</b>
<b>Previsão de Término da Produção:</b>	<b>2025</b>

**Concessionário:**
**Petróleo Brasileiro S.A.**
**Participação (%):**
**100**

**Localização:** O Campo de Cassarongongo, com área de desenvolvimento de 26,27 km<sup>2</sup>, localiza-se na Bacia do Recôncavo, a cerca de 70 km a norte da cidade de Salvador, capital do Estado da Bahia.



**Sistema de Produção e Escoamento:** O campo atualmente é dividido em dois sistemas de coleta ou unidades de produção, a Estação Ilhas e a Estação Nova Cassarongongo, que são organizados em função do volume e localização dos poços. Ambas unidades coletam a emulsão em tanques e transferem o óleo através de oleodutos, e injetam a água produzida no campo Cassarongongo. Os poços de óleo produzem por elevação artificial através dos métodos de BM (Bombeio Mecânico), BCP (Bombeio por Cavidades Progressivas) e BCS (Bombeio Centrifugo Submerso). As linhas de produção de cada poço para seu respectivo satélite são de 3". Além desses dois sistemas, existe a coleta de gás no anular dos poços, onde todo o gás produzido em Cassarongongo é associado à produção de petróleo, no entanto existem dois subsistemas de coleta: o primeiro coleta o gás separado do óleo nas estações, o outro, coleta diretamente dos anulares de diversos poços produtores de petróleo que estão conectados à sucção de compressores instalados em quatro pontos do campo. Esses compressores enviam o gás coletado a uma linha de transferência que alimenta a estação Nova Cassarongongo, com um ramal para a estação Ilhas. Esses poços estão completados com Bombeio Centrifugo Submerso (BCS), Bombeio de Cavidade Progressiva (BCP) e Bombeio Mecânico (BM), e equipados com coluna de produção de 2 3/8", 2 7/8" ou 3 1/2" com T-de-fluxo. Toda produção de gás é escoada através de linhas de aço carbono soldadas de 2".

#### Número de Poços:

Poços:	01/2016
Perfurados:	219
Produtores:	86
Injetores:	58

**Geologia da área e Reservatórios:** O Campo de Cassarongongo está inserido, geologicamente, no compartimento sul da Bacia do Recôncavo, no patamar de Cassarongongo.

A coluna estratigráfica atravessada pelos poços é a normal para a Bacia do Recôncavo, atingindo em torno de 2500 m.

Os principais reservatórios do campo pertencem à Formação Taquipe (Andar Aratu) e Água Grande (seção pré-rifte). Existem ainda os reservatórios secundários, representados pelos membros Caruaçu (Formação Maracangalha), Catu (Formação Marfim) e Formação Sergi.

O embasamento, na área do campo, foi penetrado pelos poços 1-CS-1-BA e 7-CS-39-BA, atingindo esse horizonte aos 2300 m, aproximadamente.

Da base para o topo, a coluna sedimentar da Bacia do Recôncavo encontrada no Campo de Cassarongongo, segundo Caixeta *et al.* (1994), é representada pelas unidades estratigráficas abaixo:

A Formação Afligidos compreende os membros Pedrão e Cazumba. O primeiro é constituído por arenitos de granulometria fina a muito fina, cinza-claro a bege, apresentando feições que sugerem retrabalhamento por ondas, intercalados com siltitos, laminitos algais e evaporitos (anidrita e halita). O Membro Cazumba compreende pelitos e lamitos avermelhados de origem lacustre com nódulos de anidrita na base.

A Formação Aliança, depositada por sistemas flúvio-lacustres em clima árido, engloba os Membros Boipeba e Capianga. Este é constituído por folhelhos avermelhados e o primeiro é representado por arenito arcóseo com coloração marrom avermelhada, granulometria fina a média e estratificação cruzada. A Formação Sergi, depositada concordantemente sobre a Formação Aliança, foi descrita no Campo de Cassarongongo pelas seguintes fácies: conglomerado granuloso arenoso, arenito grosseiro, subarcóseo e arenito médio, subarcóseo. A associação vertical destas fácies constitui ciclos *fining upward* de um sistema fluvial proximal. Os principais eventos diagenéticos, responsáveis pela modelagem do sistema poroso desse reservatório, observados em lâmina delgada, são: *overgrowth* de quartzo, cimentação carbonática, dissolução deste cimento com geração de porosidade secundária, ilita autigênica sob a forma de *coatings* ou formando pontes, tamponando garganta de poros, e precipitação de óxidos de ferro. Apesar de ser um reservatório clássico da Bacia do Recôncavo, a

Formação Sergi tem pouca importância no âmbito de Cassarongongo, encontrando-se saturado em óleo apenas no seu topo.

A Formação Itaparica foi depositada concordantemente sobre a Formação Sergi, sendo constituída por folhelho marrom a cinza-oliva de origem lacustre e siltitos com raras intercalações de arenitos finos. É, portanto, interpretada como sendo formada em ambiente lacustre com pequenas incursões fluviais.

A Formação Água Grande se encontra em contato discordante com a Formação Itaparica, sendo representada por arenito fino a grosso, cinza-claro a esverdeado e estratificação cruzada acanalada, planar ou tangencial. Esta sequência foi depositada por sistemas fluviais com retrabalhamento eólico (Figura 3.7). Entretanto, no âmbito do Campo em estudo, encontram-se arenitos pertencentes apenas à fácies fluvial, caracterizando-se pela superposição de sequências incompletas de barras de pontal (*lower and middle point bar*) depositadas por um sistema de rios meandantes com deposição de grosseiros (*coarsegrained meanderbelts*).

Não existe uma compartimentação vertical marcante que permita subdividir a Formação Água Grande em reservatórios distintos. A superposição dos ciclos de granodecrescência ascendente das sequências incompletas das barras de pontal resulta em ligeiras heterogeneidades verticais que, em áreas restritas do campo, possuem relativa continuidade lateral, subdividindo o reservatório.

Os principais eventos diagenéticos responsáveis pela modelagem do espaço poroso, observado em lâmina delgada, são: precipitação de argilas e óxidos de ferro formando *coatings*, *overgrowth* de quartzo e feldspato, cimentação carbonática, dissolução parcial do cimento espático, criação de porosidade secundária e argilas tardias.

A Formação Candeias, de origem lacustre, está depositada discordantemente sobre a Formação Água Grande. É considerada como sendo o principal gerador da Bacia do Recôncavo, sendo constituída por folhelhos escuros marromacastanhados (Membro Tauá) e folhelhos cinza-esverdeados intercalados com camadas de calcilutito e de arenitos turbidíticos (Membro Gomo).

A Formação Maracangalha possui contato basal discordante com a Formação Candeias e se caracteriza por folhelhos cinza-escuros e espessos pacotes de arenitos maciços e fluidizados relacionados a processos gravitacionais subaquosos que constituem os membros Caruaçu e Pitanga.

O Membro Caruaçu constitui um reservatório secundário no Campo de Cassarongongo, havendo produção em apenas um poço (7-CS-45-BA). Através de correlação com outras áreas da bacia, pode-se dizer que o reservatório é turbidítico, constituído por intercalações de depósitos de canais e diques marginais associados, que via de regra não possuem boas condições permoporosas.

A Formação Marfim possui contato basal gradativo interdigitado ou concordante com a Formação Maracangalha. É constituída por arenitos com granulometria fina a média, bem selecionados, cinza-claros, apresentando intercalações com folhelhos cinza esverdeados. O Membro Catu, reservatório secundário do Campo em estudo, possui ocorrência restrita, estando presente apenas na porção leste, sendo que no restante da área foi erodido pelo cânion de Taquipe. O reservatório em análise é caracterizado pelo padrão caixote bem definido nos perfis de potencial espontâneo e raios gama. Os seus depósitos são interpretados como canais amalgamados num contexto sedimentar de frente deltaica.

A Formação Pojuca está sobreposta à Formação Marfim e é constituída por intercalações de arenitos cinza muito finos a médios, folhelhos cinzaesverdeados, siltitos cinza-claros e calcários castanhos. Possui o Membro Santiago, que compreende uma camada de arenito fino bem demarcada por delgados níveis calcários de cor castanha e vários corpos arenosos.

A Formação Taquipe compreende folhelhos cinza com lentes de arenitos muito finos e maciços, além de siltitos e, subordinadamente, conglomerados, margas e calcarenitos ostracodais. Esta sequência ocupa uma feição erosiva em forma de cânion alongada na direção norte-sul e presente na porção centro-oeste da Bacia do Recôncavo. Desta forma, a Formação Taquipe está justaposta à Formação Pojuca em discordância erosiva, sendo recoberta concordantemente pela mesma.

Através de correlações poço a poço utilizando-se, basicamente, as curvas de SP, GR e resistividade, foi possível zonar a Formação Taquipe em cinco seqüências no Campo de Cassarongongo denominadas do topo para a base: I, II, III, IV e IV-A. Para fins operacionais, as seqüências II e III passaram a ser denominadas de Taquipe Superior e as seqüências IV e IV-A como Taquipe Inferior.

A seqüência I corresponde a uma seção predominantemente siltico-arenosa de alta resistividade com espessura bastante variável e não apresenta zonas de interesse para hidrocarbonetos.

A seqüência II possui reservatórios turbidíticos descontínuos e com espessura variável entre 5 e 10 m. Ocorrem pacotes intercalados de margas pouco espessos e bastante lenticulares, que desaparecem lateralmente e possuem distribuição estratigráfica aleatória. Essa seqüência está presente por todo o Campo, sendo que na porção norte os reservatórios são mais expressivos, apesar da sua pequena contribuição para a produção total da Formação Taquipe. A separação entre as seqüências I e II é dada por um intervalo pelítico/siltico de baixa resistividade com espessura em torno de 10 a 15 m. A seqüência III é composta por uma seção pelítica com pulsos turbidíticos esparsos, sendo que a espessura de cada reservatório está em torno de 10 a 15 m. A sua contribuição para a produção é bastante importante, apesar do caráter lenticular dos reservatórios. A ocorrência de reservatórios de boa qualidade é maior na região oeste/sudoeste do campo e o seu mapeamento é feito conjuntamente devido a impossibilidade de separá-los e rastreá-los a grandes distâncias. A separação entre as seqüências III e IV é feita através de folhelhos de espessura variando de 5 a 15 m.

A seqüência IV é responsável pela maior parte da produção de Cassarongongo. É constituída de um corpo arenoso que atinge espessura média de 40 m e corresponde a um complexo de turbiditos amalgamados. Este pacote pode apresentar-se interdigitado com folhelhos, o que lhe confere um aspecto serrilhado no perfil de raios gama.

A seqüência IV-A foi identificada para os arenitos sotopostos a seqüência IV que apresentam contato óleo/água mais profundo. A ocorrência de óleo nesta seqüência é bastante restrita e os reservatórios apresentam espessura média da ordem de 15/20 m.

A partir de análises sequenciais de testemunhos (poços 7-CS-52-BA, 7-CS-75-BA e 7-CS-90-BA), foi possível identificar quatro associações faciológicas para a Formação Taquipe, a saber: i) fácies I - depósitos de escorregamento; ii) fácies II - depósitos de fluxo de detritos; iii) fácies III - turbiditos de alta densidade canalizados e; iv) fácies IV - depósitos hemipelágicos intercanais. As figuras 3.10 e 3.11 mostram as distribuições das fácies nas seqüências II e IV, respectivamente, através da descrição de testemunhos.

Os canais apresentam padrão *thinning and finning upward* caracterizado por ciclos iniciados por conglomerados intraformacionais lamosos. As fácies sedimentadas a partir de correntes de turbidez de alta densidade são arenitos maciços limpos e/ou fluidizados. Os níveis de arenitos com estratificação cruzada resultam do retrabalhamento por correntes de turbidez subsequentes, provavelmente em áreas confinadas dentro dos canais.

Os sedimentos dos diques marginais seriam formados a partir da porção superior das correntes de turbidez que extravasaram os canais. Os pacotes mais espessos constituídos por arenitos deformados plasticamente podem representar escorregamentos maiores produzidos pela instabilidade das paredes do cânion. Os arenitos silticos maciços corresponderiam aos depósitos formados por fluxo de detritos ou fluxo de massa.

A Formação São Sebastião é constituída por arenito com granulometria grossa, amarelo-avermelhado e intercalações de argila siltica depositado por sistemas fluviais, deltaicos e lacustres, que encerram o assoreamento da Bacia do Recôncavo.

O Grupo Barreiras é constituído por depósitos de arenitos com granulometria grossa e estratigrafia cruzada que estão associados a leques aluviais de idade pliocênica.

Estruturalmente, o Campo de Cassarongongo está situado no Patamar homônimo, ao longo da Falha de Mata-Catu. Existem três fases tectônicas distintas para a área, segundo Lima (1986).

As principais falhas da área que delimitam o Campo desenvolveram-se durante a primeira fase de idade Rio da Serra. Como representantes tem-se a falha de Cassarongongo a leste, Nova América a sul e Paranaguá a oeste. Estas falhas possuem rejeito superior a 500 m.

Durante o Andar Aratu ocorreu a segunda fase tectônica, representada pela reativação das falhas pré-existentes. Foi neste período que houve o grande processo erosivo que deu origem ao cânion de Taquipe. Por fim, na terceira fase, idade pós-Buracica, as falhas possuem rejeito de até 80 m com características de falha de crescimento, com rejeitos diminuindo com a profundidade.

A arquitetura interna do Campo é recortada por falhas de pequenos rejeitos (de 20 a 80 m) com direções variáveis: NNE-SSW, NE-SW, N-S, E-W e NW-SE. As falhas de maior rejeito (acima de 500 m) delimitam a acumulação a leste (falha de Cassarongongo) e a sul. Na direção noroeste, a estrutura continua com vários *steps* mais altos na direção do Campo de Brejinho.

Volume "in place"	31/12/2015
Óleo (milhões de m <sup>3</sup> )	23,359
Gás Associado (milhões de m <sup>3</sup> )	570,684

Produção Acumulada:	31/12/2015
Óleo (milhões de m <sup>3</sup> )	4,534
Gás Associado (milhões de m <sup>3</sup> ):	254,253

Fonte: BAR/2015

