

## Área de São João

### **Aviso importante**

A utilização desses dados e informações é de responsabilidade exclusiva de cada usuário, não podendo ser imputada à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis a responsabilidade pela sua fidedignidade, utilização e/ou interpretação.

Parte das informações foi extraída de relatórios fornecidos pela Petrobras.

Campo com sensibilidade ambiental, estando sobreposto à Área de Proteção Ambiental (APA) Estadual Upaon Açú (órgão gestor: SEMA/MA) e à zona de amortecimento do Parque Nacional Lençóis Maranhenses (órgão gestor: ICMBio).

### **Introdução**

O campo São João, situado na Bacia de Barreirinhas, foi descoberto em 01/08/1966 pelo poço pioneiro 1-SJ-001-MA.

Na área, que abrange 5,75 Km<sup>2</sup> (a área original tinha 8,5 Km<sup>2</sup>, e foi diminuída conforme orientação do órgão ambiental competente pelo licenciamento), foram realizados 7km de linhas sísmicas 2D, sendo que desses apenas 2,5 Km se inserem dentro do *ring fence*, além disso foram perfurados 11 poços, sendo que desses 7 permaneceram dentro do *ring fence*.

Os reservatórios portadores de hidrocarbonetos são os arenitos das formações Tutóia e Bom Gosto. As acumulações ocorrem a profundidades superiores a 1500m.

Os volumes originais *in place* de óleo e gás, estimados pela Petrobras, são de 562 mil m<sup>3</sup> (3,535 milhões de barris) e 51,549 milhões de m<sup>3</sup>, respectivamente.

As produções acumuladas de óleo e gás são de 12 mil m<sup>3</sup> (75,5 mil barris) e 0,69 MM m<sup>3</sup>, respectivamente.

### **Aspectos Geológicos**

O Campo de São João apresenta duas acumulações localizadas nas formações Tutóia (Zona T) e Bom Gosto (Zona B).

#### **Formação Tutóia (Zona T)**

A acumulação de óleo em arenitos da Formação Tutóia localiza-se no arqueamento provocado pelo falhamento que afetou a sequência rifte (Grupo Canárias) da Bacia de Barreirinhas. O trapeamento é do tipo estrutural, podendo ter, localmente, controle estratigráfico, ocasionado pelo acunhamento dos corpos arenosos. O fechamento da estrutura é proporcionado por mergulho, nos flancos da superfície arqueada, e pela base do arenito, uma vez que o contato óleo-água não foi constatado. O capeamento (selo) é proporcionado pela seção argilosa sobreposta da própria Formação Tutóia.

O reservatório é constituído por arenitos finos, depositados em ambiente deltaico (prodelta), no Cretáceo (Albiano). Os corpos arenosos individuais são delgados, normalmente menor que 3m, e apresentam geometria lenticular, imersos na espessa sequência de pelitos. A maior espessura porosa encontra-se no poço 3-SJ-8-MA, com 9m.

Os reservatórios apresentam boa porosidade, contrastando com baixos valores de permeabilidade (1 a 10mD). Estas características aliadas à pequena espessura dos corpos individuais e à lenticularidade dos arenitos corroboram a baixa produtividade e o baixo fator de recuperação reportado pela Petrobras.

O volume original de óleo *in situ* calculado a partir do mapa de isópaca poroso da Zona T<sub>1</sub> fornece um valor em torno de 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, muito superior (~3 vezes) ao volume reportado. O valor reportado deve ter sido obtido pelo cálculo das calotas, uma vez que as zonas portadoras encontram-se individualizadas por poço. Os dados de teste de formação e o histórico de produção reforçam a hipótese de pequena continuidade lateral destes arenitos, associada às suas características permo-porosas.

### **Formação Bom Gosto (Zona B)**

A acumulação de óleo em arenitos da Formação Bom Gosto está restrita às áreas situadas junto aos poços 1-SJ-2-MA e 1-SJ-1-MA. A geometria da acumulação não foi apresentada, mas através do mapa estrutural do topo da Formação Bom Gosto, as duas áreas situam-se no degrau dos blocos baixos escalonados que bordejam a acumulação principal da Formação Tutóia. O traçamento, a exemplo da acumulação principal, é do tipo estrutural, com possível controle estratigráfico.

O reservatório é constituído por arenitos finos, depositados em ambiente marinho bacinal, interpretados como leques submarinos, no Albiano. Os arenitos apresentam uma geometria lenticular, com variações bruscas de espessura, interpretadas como resultante da deposição dos turbiditos em calhas formadas pela argilocinese, associada ou não a falhas lítricas. Este cenário geológico resulta em corpos arenosos de extensão limitada.

As características permo-porosas do reservatório são semelhantes aos da Zona T, isto é boa porosidade e baixa permeabilidade. Não foi possível conferir o volume *in situ* deste intervalo, em virtude da inexistência de mapas de espessura porosa.

Em função das características permo-porosas desfavoráveis dos reservatórios, é aconselhável considerar o volume conservador apresentado pela Petrobras.

- Principais características dos reservatórios:

Os reservatórios apresentam pressões originais estimadas de 153 e 191kgf/cm<sup>2</sup> (Tutóia e Bom Gosto) e pressões de saturação estimadas de 153 e 149kgf/cm<sup>2</sup>, estando um saturado e outro subsaturado. O mecanismo inicial de produção é gás em solução. O fluido principal é óleo leve de 40 °API.

As características de permeabilidade, viscosidade e espessura definem o reservatório como de baixa transmissibilidade de cerca de 40 a 80mD.m/cP.

### **Indícios de Hidrocarbonetos**

Além do pioneiro descobridor, 1-SJ-1-MA, foram perfurados 4 poços pioneiros (1-SJ-2, 3, 4 e 5), 4 poços de extensão (3-SJ-6, 7, 8 e 5-SJ-9) e 2 poços para o desenvolvimento da produção (7-SJ-10 e 11), totalizando 11 poços. Os poços de extensão e de desenvolvimento foram perfurados na década de 80.

#### **Poço 1-SJ-1-MA**

Este foi o primeiro poço da Bacia de Barreirinhas que apresentou surgência de óleo à superfície, em teste de formação a poço aberto. O poço visava testar um alto gravimétrico, indicado por uma anomalia residual positiva, e conhecer a seção

estratigráfica nesta região da bacia. O poço atingiu 3.578 m, com ocorrência de inúmeros indícios de óleo e gás, ao longo de toda a seção cretácica, tendo sido perfurado somente até 3.200 m, em função de problemas mecânicos apresentados.

A análise de perfis identificou inúmeros intervalos de interesse, entre as profundidades -1.258m e -2.955m. Os intervalos mais espessos (> 10m) situam-se em 1.963m – 1.977m, 2.595m – 2.605m, 2.909m – 2.919m e 2.945m – 2.955m.

O poço 1-SJ-1-MA revelou uma predominância de hidrocarboneto, na forma de óleo, no intervalo superior do poço, até a profundidade de 2000m. A seção abaixo apresentou predominância de gás. O poço, na ocasião da primeira avaliação (1967), foi considerado produtor de gás e de pequena quantidade de óleo. O poço foi colocado em produção em 1984. Em 1986, o poço foi reavaliado e completado também no intervalo 1963,5m – 1976,0m (Fm. Bom Gosto), através de fraturamento hidráulico. O poço encontra-se equipado com árvore de natal.

### *Poço 1-SJ-2-MA*

O poço 1-SJ-2-MA foi perfurado em 1967, localiza-se a 1.260m S e a 750m W do poço pioneiro descobridor. Este poço visou testar uma estrutura dômica, definida pela sísmica de refração, e avaliar o potencial petrolífero da área. O poço revelou-se portador de óleo no intervalo 1.854m – 1.898m (Formação Bom Gosto). Este poço ficou fora do *ring fence* da área.

### *Poços 1-SJ-3-MA, 1-SJ-4-MA e 1-SJ-5-MA*

Os poços 1-SJ-3-MA (12-1966), 1-SJ-4-MA (07-1967) e 1-SJ-5-MA (04-1967), junto com o 1-SJ-2-MA, foram locados visando avaliar e testar a continuidade dos arenitos portadores de óleo encontrados pelo pioneiro descobridor 1-SJ-1-MA. Ao contrário do que ocorreu no 1-SJ-2-MA, os 3 primeiros, apesar dos indícios de hidrocarbonetos encontrados, foram abandonados como secos. Nos intervalos testados, recuperou-se água salgada e volume pouco significativo de hidrocarboneto.

### *Poço 3-SJ-6-MA*

O poço 3-SJ-6-MA (10-1984) foi proposto para testar a continuidade dos reservatórios produtores de óleo presente nos poços 1-SJ-1-MA e 1-SJ-2-MA. Os objetivos principais eram os arenitos das formações Tutóia e Bom Gosto e os secundários, a Formação Barro Duro e os arenitos inferiores da Formação Bom Gosto. O poço alcançou 2.918m, dentro da Formação Arpoador. Indícios de óleo e gás foram detectados ao longo de praticamente toda a seção perfurada, a partir de 200m.

Através de perfis, constataram 3 corpos de arenitos portadores de hidrocarboneto na Formação Tutóia e 2 corpos na sequência Bom Gosto/Arpoador. O poço encontra-se equipado com árvore de natal.

### *Poço 3-SJ-7-MA*

Este poço foi locado visando testar a extensão dos reservatórios produtores de óleo nos poços 1-SJ-1-MA, 1-SJ-2-MA e 3-SJ-6-MA. Os objetivos principais foram os arenitos das formações Barro Duro/Tutóia e Bom Gosto, e os secundários foram os reservatórios do Grupo Humberto de Campos e Cajú.

Foram identificados 3 intervalos de interesse (1.566m – 1.565m, 1.434,5m – 1.436,5 m e 1.286 – 1.294 m), portadores de óleo e gás. O intervalo 1.566m – 1.565m mostrou condições de ser colocado em produção. O poço foi abandonado temporariamente como produtor comercial de óleo e posteriormente classificado como sub-comercial. Este poço ficou fora do *ring fence* da área.

### *Poço 3-SJ-8-MA*

O poço 3-SJ-8-MA teve objetivos semelhantes ao 3-SJ-7-MA e foram identificados através de perfis 3 intervalos de interesse para hidrocarboneto na Formação Tutóia (1.519/1.525m, 1.536/1.541m e 1.749/1.755m) e 4 na Formação Bom Gosto (2.117/2.120m, 2.160/2.165m, 2.368/2.376m e 2.392/2.399m).

### *Poço 3-SJ-9-MA*

O poço 3-SJ-9-MA, geminado ao 3-SJ-8-MA, objetivou avaliar os indícios encontrados nos carbonatos do Grupo Humberto de Campos, denominados de zona H. Apesar de reservatórios de excelente transmissividade, somente água foi recuperada. O poço foi tamponado e abandonado como seco.

Os poços 7-SJ-10-MA (04/1985) e 7-SJ-11-MA (05/1985) foram locados visando ampliar a extensão dos reservatórios produtores de óleo da zona T1 da Formação Tutóia, portadores de óleo nos poços 3-SJ-6 e 3-SJ-8-, onde não foram constatados o contato óleo/água. Este poço ficou fora do *ring fence* da área

### *Poço 7-SJ-10-MA*

Foi locado visando ampliar a extensão dos reservatórios produtores de óleo da zona T1 da Formação Tutóia, portadores de óleo nos poços 3-SJ-6 e 3-SJ-8, onde não foram constatados o contato óleo/água

No poço, foram identificados 2 intervalos portadores de óleo: 1.372m – 1.379m e 1.303m – 1.312m.

### *Poço 7-SJ-11-MA*

Poço com objetivos semelhantes ao 7-SJ-10-MA.

Foram identificados 7 intervalos portadores de óleo (entre 1.618m e 1.288,5m de profundidade). O poço foi completado para produção no intervalo 1.467m – 1478m. O poço encontra-se equipado com árvore de natal.

## **Petrofísica**

A interpretação de perfis levou aos seguintes valores para as propriedades físicas dos reservatórios:

Reservatório	Dados Gerais						Rochas		
	Prof. (m) (n. mar)	Fluido		Pi (kgf/cm <sup>2</sup> )	Temp. (°C)	Espessura HC (m)	φ (%)	k (mD)	Sw (%)
		Tipo	% VOIS						
Tutóia	1.500	Óleo	48	153,7	67	5	24	10	25
Bom Gosto	1.860	Óleo	52	191,5	67	8	20	3	30

## Fluidos

As principais características dos fluidos são as seguintes:

Reservatório	Óleo					Gás			
	Psat (kgf/cm <sup>2</sup> )	Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	°API	μ (cP @ °C)	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	γ <sub>g</sub> (ar=1)	P.Cal. (kcal/m <sup>3</sup> )	Bg (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
Tutóia	153	84	40	0,63*	67	1,245	0,545	7.645	<i>ni</i>
Bom Gosto	149	74	40	0,68*	67	1,235	0,700	9.400	<i>ni</i>

*ni* – não informado

*na* – não se aplica

\* obtido por correlação

## Testes Realizados

### Poço 1-SJ-1-MA

Foram realizados 23 testes de formação, sendo 18 conclusivos e 5 falhos e/ou não conclusivos. Somente em um teste (TFR-14), no intervalo 1.467,37m – 1.470 m, houve surgência de óleo na superfície, obtendo-se 0,187m<sup>3</sup> de óleo em 43 minutos. Nos 16 testes de produção posteriormente efetuados, o melhor intervalo mostrou ser o 1.504m – 1.510m, tendo sido completado no intervalo 1.469m – 1.510 m (Formação Barro Duro/ Tutóia). Este mesmo intervalo foi reavaliado no período de 27/12/83 a 09/01/84, através de um teste de produção (TP-1C), quando produziu óleo de 41 °API a 60 °F, surgente durante o teste, apresentando baixa permeabilidade e vazão de óleo de 5,5 m<sup>3</sup>/d, com abertura de 3/8".

### Poço 1-SJ-2-MA

- TP-1: realizado no intervalo 1.854m – 1.898m, na Formação Bom Gosto
  - Teste de produção mostrou tratar-se de um reservatório de baixa permeabilidade.
- TP-2: mesmo intervalo
  - Confirmação de baixas produtividade e permeabilidade, anteriormente constadas;
  - Produção de óleo de 38 °API, a vazão de 10m<sup>3</sup>/d;
  - Queda de pressão de 16,1 kgf/cm<sup>2</sup>, após produção de 81m<sup>3</sup> de óleo.

### Poço 3-SJ-6-MA

Dez testes de formação a poço revestido foram efetuados em 5 intervalos, situados entre 1.543 m e 2.759 m, dentro das duas unidades estratigráficas de

interesse. Destes testes, 5 foram falhos/ não conclusivos. Os 3 intervalos testados na Formação Bom Gosto (2.759m – 2.762m, 2.730m – 2.762m, 2.589,5m – 2.611m) revelaram-se portadores de gás, sendo o intervalo 2.759 – 2.762 m portador também de condensado (46 °API).

Na Formação Tutóia foram testados 2 intervalos: 1.686m – 1.689m e 1.543m – 1.550m. Nestes testes, recuperou-se óleo de 36 e 40 °API, respectivamente. O primeiro teste foi depletivo e o segundo produziu por surgência, a vazão de 29,4 m<sup>3</sup>/d. O poço foi completado no intervalo 1.543m – 1.550m e classificado como produtor de óleo.

### *Poço 3-SJ-7-MA*

- TF-1: realizado no intervalo 1.286m – 1.294m
  - Revelou-se altamente depletivo;
  - Recuperação de óleo de 33 °API, através de pistoneio.
  
- TF-2: realizado no intervalo 1.565m – 1.566m
  - mostrou condições de ser colocado em produção;
  - recuperando óleo de 39 °API a vazão de 6,5m<sup>3</sup>/d;
  - Por pistoneio produziu 28m<sup>3</sup> em 60 horas
  - O poço foi abandonado temporariamente como produtor comercial de óleo e posteriormente classificado como sub-comercial.

### *Poço 3-SJ-8-MA*

No poço 3-SJ-8-MA foram identificados através de perfis 3 intervalos de interesse para hidrocarboneto na Formação Tutóia (1.519/1.525m, 1.536/1.541m e 1.749/1.755m) e 4 na Formação Bom Gosto (2.117/2.120, 2.160/2.165, 2.368/2.376 e 2.392/2.399m). Dos 6 testes de formação realizados, somente o intervalo 1.519m – 1.525m apresentou melhores condições de permeabilidade, recuperando óleo de 32,6°API. No entanto, apresentou acentuada queda de produção, quando foi submetida a pistoneio, interpretado como decorrência da pequena extensão do reservatório. O poço foi classificado como sub-comercial de óleo, tendo sido tamponado e abandonado.

### *Poço 3-SJ-9-MA*

O poço 3-SJ-9-MA (11/1984), geminado ao 3-SJ-8-MA, objetivou avaliar os indícios encontrados nos carbonatos do Grupo Humberto de Campos, denominados de zona H. Os dois testes de formação realizados revelaram reservatório de excelente transmissividade, no entanto recuperou-se somente água. O poço foi tamponado e abandonado como seco.

### *Poço 7-SJ-10-MA*

- TFR-1: realizado no intervalo 1.372m – 1.379m
  - Revelou baixíssima permeabilidade;
  - Recuperação de 0,16m<sup>3</sup> de óleo de 28°API.
  
- TFR-2: realizado no intervalo 1.303m – 1.312m

- Recuperação, durante o pistoneio, somente fluido de completção, com vestígios de óleo;
- Em função dos resultados dos testes, o poço foi abandonado como sub-comercial.

### *Poço 7-SJ-11-MA*

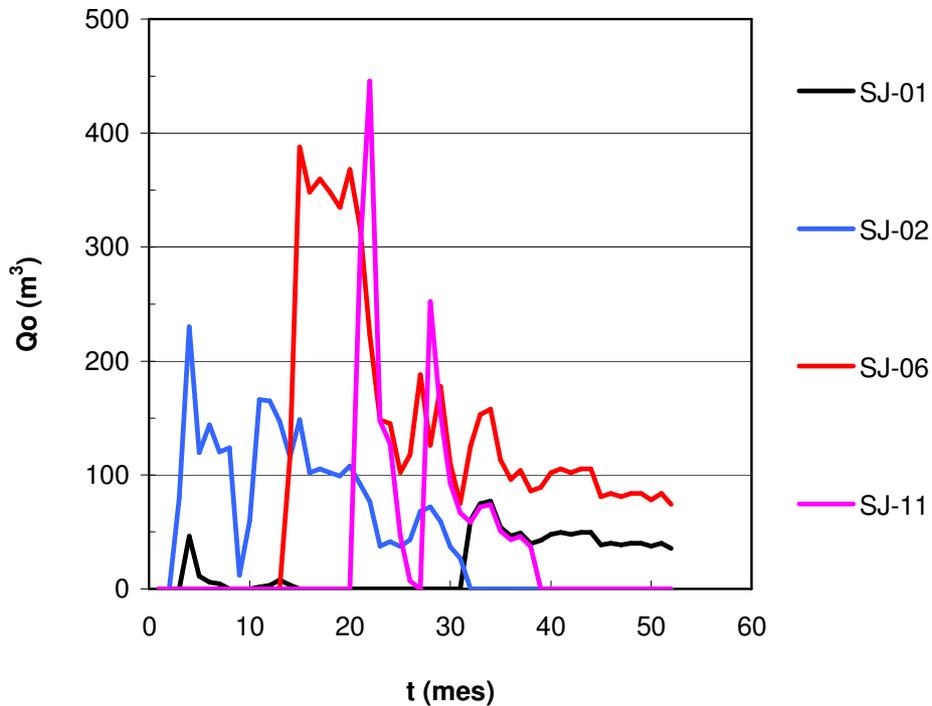
- TFC-1: realizado a 1.300,6m
  - Revelou permeabilidade de 9,6mD;
  - Recuperação de 11,5L (0,0115m<sup>3</sup>) de óleo de 37°API, por surgência
- TFR-1: realizado no intervalo 1.618,5m – 1.633,5m
  - Recuperação óleo de 39 °API, por surgência;
  - Vazão inicial de 120m<sup>3</sup>/d;
  - Acentuado declínio, com depleção de 43,5 kgf/cm<sup>2</sup>, para um volume produzido de 33,5m<sup>3</sup>.
- TFR-2: realizado no intervalo 1.490m – 1.496m
  - Produção de óleo de 41 °API, por surgência;
  - Queda de pressão de 6,9kgf/cm<sup>2</sup>, para volume produzido de 37m<sup>3</sup>.
- TFR-3: realizado no intervalo 1.467m – 1.478m
  - Produção de óleo de 41 °API, por surgência;
  - Vazão inicial de 138m<sup>3</sup>/d (3/8”);
  - RGO de 72m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;
  - Em função dos resultados, o poço foi completado neste intervalo.

### ***Histórico de Produção***

O campo, cujo fluido principal é óleo, foi descoberto em 01/08/1986, e teve efetiva produção no período entre 1984 e 1988, cerca de 52 meses, com a operação irregular de 4 poços ativos, por causa da falta de infra-estrutura adequada. O último registro de produção foi no mês de abril de 1988, com volumes mensais de 110 m<sup>3</sup> de óleo. A produções diárias de óleo e gás, referidas a março de 1998, são ambas nulas, assim como as injeções diárias de água e gás, referidas à mesma data. A produção acumulada, até abril de 1988, totalizou aproximadamente 12 mil m<sup>3</sup> de óleo e 894 mil m<sup>3</sup> de gás; não há injeções acumuladas de gás ou água.

O campo possui 11 poços perfurados, sendo 5 poços pioneiros, 4 de delimitação e 2 de desenvolvimento e apresentou produção em duas zonas através de quatro poços (SJ-1, SJ-2, SJ-6 e SJ-11). Os poços SJ-1, SJ-6 e SJ-11 estão equipados, cada um deles, com árvore de natal e gaiola metálica de proteção. Os poços não estão interligados a dutos ou linhas de nenhum sistema de produção.

## Histórico de Produção por Poço Sao Joao, MA



### **Aspectos de Completação e Condições de Mecânicas Atuais**

Neste campo, conforme os registros disponíveis, consta a perfuração de um total de 11 poços. Deste total, apenas 8 possuem esquema de abandono disponíveis, a seguir descritos.

#### **Poço 1-SJ-1-MA**

O poço 1-SJ-1-MA foi perfurado até uma profundidade de 3001m, com a sapata do último revestimento de 5 1/2" localizado à 2966m. O poço tem vários trechos canhoneados e isolados posteriormente com "BPP". "BPP" em 2707m, 2633m 2366m, 2006m e 1950m. O trecho canhoneado de 1508m a 1513m corresponde à formação produtora. Tem dois trechos canhoneados, no entanto com operação de "squeeze" realizado, em 1469m – 1508m e, 1256m – 1424m. Este poço está equipado com coluna de "tubbing" 2 7/8" com sua extremidade em 1320m, uma coluna de hastes para bombeio. O poço foi re-completado em novembro de 1984.

#### **Poço 3-SJ-2-MA**

O poço foi perfurado até 2909m, com sapata do último revestimento de 9 5/8" em 2563m. O tampão de cimento no fundo se estende de 2306m a 2350m. Foi canhoneado em dois trechos, (2250m – 2252m) e (1854m – 1898m). Possui um

tampão de cimento estendendo-se de 1978m a 2020m, isolando o primeiro trecho canhoneado. E ainda, o poço está com um “BPP” a 1835m e dois tampões de cimento, uma estendendo-se de 1728m a 1832m e a outra mais próxima da superfície entre as profundidade de 104m a 204m.

#### *Poço 1-SJ-4-MA*

Perfurado até 2100m com a sapata do último revestimento de 5 ½” localizada a 2023m. Tem trechos canhoneados em (2005m – 2009m), (2000m – 2003m), (1995m – 1998m) e (1188m – 1176m). Existe um tampão de cimento estendendo-se entre 1090m e 1150m. Nada consta sobre isolamento próximo à superfície.

#### *Poço 1-SJ-5-MA*

O poço 1-SJ-5-MA perfurado até 2100m, tem a sapata do último revestimento de 5 ½” localizado em 2092m. Tem região canhoneada em: (2053m – 2050m), (2048m – 2045m), (1974m – 1970m) e (1844m – 1847m). Possui “BPP” instalado em 1950m e um tampão de cimento próximo à superfície, estendendo-se de 104m à 204m.

#### *Poço 5-SJ-9-MA*

Está perfurado até 402m com sapata do último revestimento de 7” em 349,3m. Possui tampão de cimento de 336m até a região desta sapata. Está canhoneada entre 256m à 259m. Tem um tampão de cimento entre 106m à 206m e, um tampão complementar de 100m à 106m (profundidades de 108m e 173m, respectivamente, encontradas na verificação antes e depois deste tampão complementar).

#### *Poço 7-SJ-10-MA*

O poço perfurado até uma profundidade de 1650m, possui tampão de isolamento na parte aberta do poço, estendendo-se de 1425m à 1525m. A sapata do último revestimento de 7” está localizada em 1418m. Existe um grupo de canhoneio entre as profundidade de 1374m à 1379m e outro entre 1304m à 1312m. O poço está atualmente com um “BPP” localizado em 1272m com um tampão de cimento logo acima que se estende de 1184m à 1272m. Verifica-se também tampão de cimento mais próximo da superfície, estendendo-se de 50m à 100m.

#### *Poço 7-SJ-11-MA*

O poço foi perfurado até uma profundidade de 1720m, tem a sapata do último revestimento de 7” à 1720m. Existe tampão de cimento na região desta sapata (1695m – 1720m). Existem regiões com grupo de canhoneio em (1618m – 1634m), (1490m – 1946m) e (1467m – 1478m) utilizado para testes de formação. Possuem “BPP” instalados em 1605m e 1486m. Está com a coluna de produção de 2 7/8” descida em agosto de 1985, com sua extremidade em 1467m e “packer” em 1457m. O poço está equipado com árvore de natal.

#### *Poço 1-SJ-3-MA*

O poço foi perfurado até uma profundidade de 2058m, tem a sapata do último revestimento de 5 ½” localizado em 1620m. Possui várias regiões com grupos de canhoneio: (1512m – 1548m), (1480m – 1482m), (1459m – 1503m), (1440m – 1446m) e (1393m – 1403m). Tem um “BPP” (modificado) em 1490m e tampão de cimento à 1415m de profundidade. Existe também um tampão de cimento mais à superfície em 344m.

### ***Aspectos Fisiográficos***

O campo localiza-se em terreno de topografia plana, vegetação rasteira, em área de difícil acesso, feito através de estradas de areia e vales alagadiços.

Existem campos de gás em locais não muito distantes, Espigão e Oeste Canoas, os quais encontram-se em fase final de avaliação.