

2. CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

2.1. APRESENTAÇÃO

Neste capítulo será apresentada a caracterização da atividade de produção e escoamento de óleo e gás do Campo de Roncador, Fase 2 do Módulo 1A, na Bacia de Campos, que subsidiará a avaliação dos impactos ambientais decorrentes das etapas de instalação, operação e desativação do empreendimento.

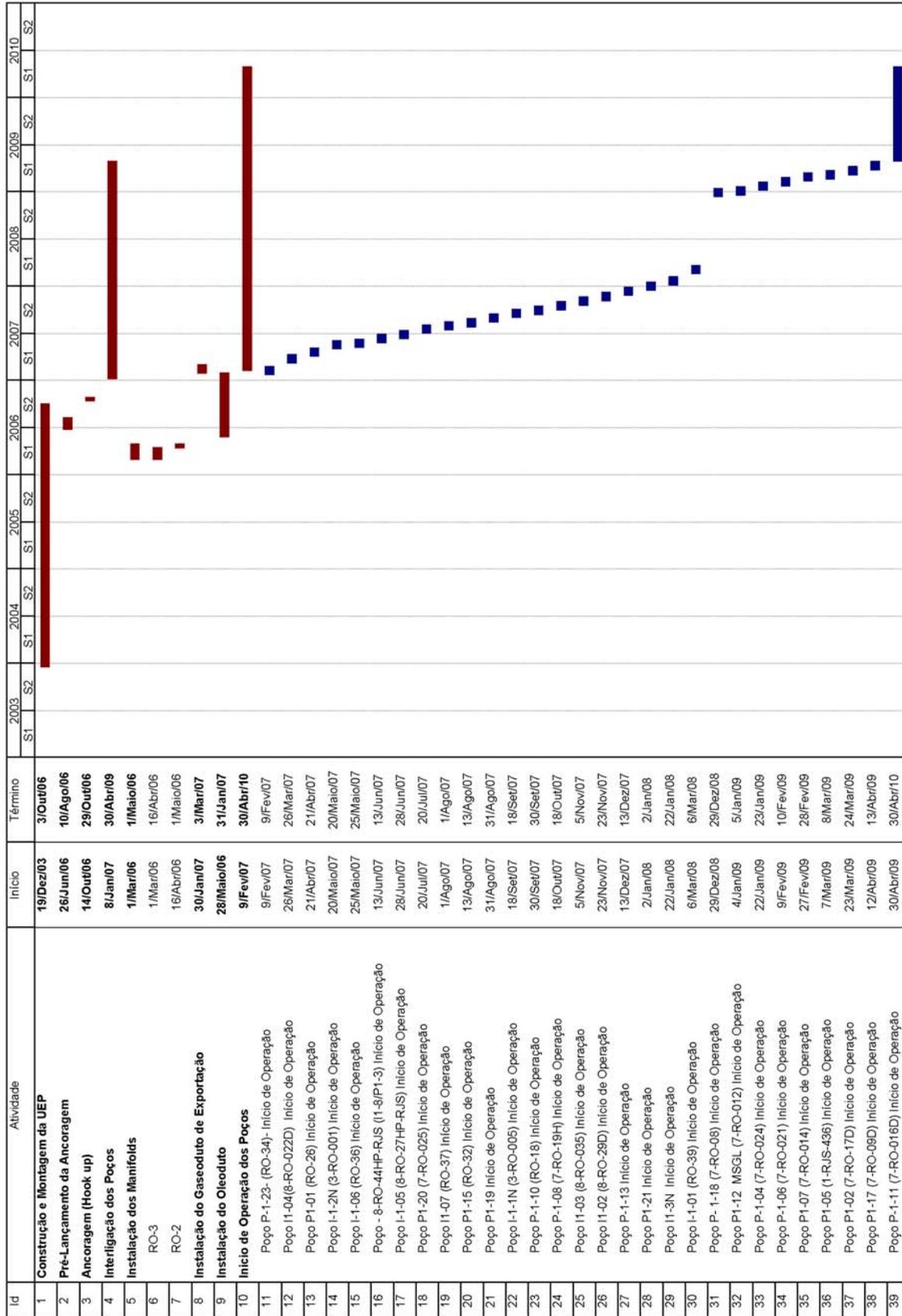
A. Objetivos da Atividade

A Fase 2 do Módulo 1A (antigo Módulo 1, dividido em duas fases) do Campo de Roncador, através da Unidade Estacionária de Produção (UEP) P-52, tem por objetivo dar prosseguimento ao desenvolvimento deste campo substituindo por definitivo a Fase 1 (FPSO Brasil), concebida após o acidente da Plataforma P-36, aumentando a produção diária de óleo e gás natural e conseqüentemente fortalecendo a matriz energética do país.

B. Cronograma de Execução da Atividade de Produção

A implementação do sistema de produção e escoamento de óleo e gás do Módulo 1A Fase 2 do Campo de Roncador, contempla uma série de atividades relacionadas às etapas de instalação e operação, conforme previsto no cronograma apresentado no Quadro 2.1-1.

Quadro 2.1-1. Cronograma geral previsto para a implantação das atividades de produção de hidrocarbonetos a partir da SS P-52, no campo de Roncador, na Bacia de Campos.



Bacia de Campos - Campo de Roncador - Fase 2 – Módulo 1A - Informações Complementares
Cronograma Base: 11/11/2005

C. [Localização do Campo](#)

O Campo de Roncador está situado na Bacia de Campos, ao norte do Campo de Albacora e a leste do Campo de Frade, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 2.000 metros, distando cerca de 128 km do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.

A localização e os limites do Campo de Roncador, com suas coordenadas geográficas é apresentada na Figura 2.1-1.

Figura 2.1-1 Mapa de localização do Campo de Roncador

Figura 2.1-1 Mapa de localização do Campo de Roncador

D. Poços Produtores e Injetores

A UEP P-52 terá capacidade de produzir 19 poços produtores (18 previstos + 1 reserva), dentre os quais 8 serão remanejados da Fase 1, e injetar água em 13 poços injetores de água (11 previstos + 2 reservas), dentre os quais, 3 serão remanejados da Fase 1. Além dos 2 poços injetores reservas interligados diretamente à UEP, há mais um poço injetor reserva sendo alimentado e controlado pelas mesmas linhas de um outro poço (8-RO-37-RJS), em uma configuração denominada *piggyback*, totalizando 3 poços injetores reservas.

A localização dos poços, através de suas coordenadas geográficas é apresentada no Quadro 2.1-2 e a localização em relação ao campo e à unidade de produção é apresentada em base cartográfica geo-referenciada na Figura 2.1-2.

Quadro 2.1-2. Localização dos poços Produtores e Injetores

| POÇOS | | COORDENADAS GEOGRÁFICAS * | |
|------------|------------------|---------------------------|------------------|
| PRODUTORES | 1-RJS-436A | 21° 56' 41,16" S | 39° 43' 01,67" W |
| | 7-RO-8-RJS | 21° 56' 32,69" S | 39° 42' 05,65" W |
| | 7-RO-9D-RJS | 21° 56' 31,33" S | 39° 43' 41,57" W |
| | 7-RO-12D-RJS | 21° 55' 53,07" S | 39° 43' 06,90" W |
| | 7-RO-14-RJS | 21° 56' 13,47" S | 39° 42' 20,54" W |
| | 7-RO-16D-RJS | 21° 56' 24,30" S | 39° 43' 42,23" W |
| | 9-RO-17D-RJS | 21° 55' 38,19" S | 39° 44' 02,35" W |
| | 7-RO-19HA-RJS | 21° 54' 07,57" S | 39° 46' 55,93" W |
| | 7-RO-21HA-RJS | 21° 56' 44,54" S | 39° 42' 02,36" W |
| | 7-RO-24D-RJS | 21° 56' 14,67" S | 39° 42' 37,28" W |
| | 7-RO-25D-RJS | 21° 56' 55,45" S | 39° 43' 22,45" W |
| | 7-RO-26H-RJS | 21° 56' 11,27" S | 39° 43' 10,03" W |
| | 8-RO-32-RJS | 21° 56' 52,90" S | 39° 42' 31,89" W |
| | 7-RO-34D-RJS | 21° 53' 39,93" S | 39° 43' 07,04" W |
| | 7-RO-40-RJS | 21° 54' 42,76" S | 39° 42' 45,19" W |
| | 7-RO-41D-RJS | 21° 56' 14,18" S | 39° 43' 06,63" W |
| | P1-10 | 21° 52' 39,22" S | 39° 46' 38,27" W |
| P1-21 | 21° 56' 24,93" S | 39° 42' 17,91" W | |
| INJETORES | 3-RO-1-RJS | 21° 54' 06,84" S | 39° 43' 03,65" W |
| | 3-RO-5-RJS | 21° 54' 18,31" S | 39° 45' 09,07" W |
| | 8-RO-22D-RJS | 21° 55' 42,83" S | 39° 43' 43,52" W |
| | 8-RO-27HP-RJS | 21° 58' 16,12" S | 39° 43' 10,24" W |
| | 8-RO-29HP-RJS | 21° 56' 57,98" S | 39° 43' 45,37" W |
| | 8-RO-35D-RJS | 21° 56' 50,50" S | 39° 42' 23,16" W |
| | 8-RO-36-RJS | 21° 57' 34,68" S | 39° 43' 05,95" W |
| | 8-RO-37-RJS | 21° 56' 40,47" S | 39° 43' 25,86" W |
| | 8-RO-39D-RJS | 21° 55' 39,07" S | 39° 44' 24,11" W |
| | I1-3N | 21° 53' 59,66" S | 39° 42' 46,72" W |
| | 7-RO-44HP-RJS | 21° 57' 03,33" S | 39° 43' 05,06" W |

* Datum Aratu

Figura 2.1-2 Localização dos poços (produtores e injetores) e da unidade de produção.

Figura 2.1-2 Localização dos poços (produtores e injetores) e da unidade de produção.

Os Quadros 2.1-3 e 2.1-4 apresentam as características dos poços produtores e injetores, respectivamente, em relação às fases, tais como: diâmetro, profundidade e ângulo de inclinação.

Quadro 2.1-3. Características dos Poços Produtores

| POÇO PROD. | TIPO | 1ª FASE | | | 2ª FASE | | | 3ª FASE | | | 4ª FASE | | |
|------------|------------|-------------------------------|-----------|-----------|---------|-----------|-----------|---------|-----------|-----------|---------|-----------|-----------|
| | | Ø (pol) | Prof. (m) | Incl. (°) | Ø (pol) | Prof. (m) | Incl. (°) | Ø (pol) | Prof. (m) | Incl. (°) | Ø (pol) | Prof. (m) | Incl. (°) |
| 7-RO-08 | Vertical | 30 | 1936 | 0,94 | 26 | 2655 | 0,32 | 16 | 3150 | 1,07 | 12 ¼ | 3657 | 1,75 |
| 7-RO-09D | Direcional | 30 | 1878 | 0,10 | 26 | 2580 | 22,8 | 16 | 3249 | 29,7 | 12 ¼ | 3900 | 30 |
| 7-RO-12D | Direcional | 30 | 1875 | 0,26 | 16 | 3127 | 28,5 | 12 ¼ | 3850 | 38,0 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-14 | Vertical | 30 | 1909 | 0,87 | 16 | 3056 | 1,10 | 12 ¼ | 3630 | * | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-16D | Direcional | 30 | 1883 | 0,37 | 16 | 3230 | 43,2 | 12 ¼ | 4107 | 39,3 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-21HA | Horizontal | 30 | 1940 | 1,13 | 16 | 2968 | 3,32 | 12 ¼ | 3568 | 78,9 | 8 ½ | 4343 | 92,3 |
| 7-RO-24D | Direcional | 30 | 1906 | 0,13 | 16 | 2890 | 29,8 | 12 ¼ | 3867 | 32,2 | ----- | ----- | ----- |
| 1-RJS-436A | Vertical | 30 | 1910 | 0,25 | 26 | 2244 | 0,52 | 16 | 2608 | 1,39 | 12 ¼ | 3759 | 1,50 |
| 9-RO-17D | Direcional | 30 | 1841 | 0,45 | 16 | 2784 | 1,90 | 12 ¼ | 3945 | 41,0 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-19HA | Horizontal | 30 | 1606 | 0,18 | 17 ½ | 2715 | 8,52 | 12 ¼ | 3444 | 81,0 | 8 ½ | 4035 | 81,6 |
| 7-RO-25D | Direcional | 30 | 1909 | 1,18 | 16 | 2798 | 14,8 | 12 ¼ | 3750 | 11,3 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-26H | Horizontal | 30 | 1891 | 0 | 17 ½ | 2814 | 5,22 | 12 ¼ | 3499 | 77 | 8 ½ | 4102 | 77 |
| | | Perfurado Parcialmente | | | | | | | | | | | |
| 8-RO-32 | Vertical | 30 | 1932 | 0,52 | 17 ½ | 2886 | 1,20 | 12 ¼ | 3628 | 4,80 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-34D | Direcional | 30 | 1906 | 0,67 | 17 ½ | 2801 | 49,3 | 12 ¼ | 3880 | 49,0 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-40 | Vertical | 30 | 1909 | 0,62 | 17 ½ | 2971 | 3,57 | 12 ¼ | 3454 | 2,45 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-41D | Direcional | 30 | 1894 | 0,50 | 17 ½ | 2844 | 16,3 | 12 ¼ | 3670 | 19,7 | ----- | ----- | ----- |
| P1-10 | Horizontal | 30 | 1651 | 0 | 17 ½ | 2820 | 14 | 12 ¼ | 3400 | 90 | 8 ½ | 4000 | 90 |
| | | Ainda não perfurado | | | | | | | | | | | |
| P1-21 | Direcional | 30 | 1920 | 0 | 17 ½ | 3150 | 47 | 12 ¼ | 3700 | 47 | ----- | ----- | ----- |
| | | Ainda não perfurado | | | | | | | | | | | |

* Fase de ganho de ângulo

Legenda: Prof. Profundidade; Incl. Inclinação; Ø Diâmetro

Quadro 2.1-4. Características dos Poços Injetores

| POÇO INJETOR | TIPO | 1ª FASE | | | 2ª FASE | | | 3ª FASE | | | 4ª FASE | | |
|----------------------------|------------|---------|----------|-----------|---------|----------|-----------|---------|-----------|-----------|---------|-----------|-----------|
| | | Ø (pol) | Prof (m) | Incl. (°) | Ø (pol) | Prof (m) | Incl. (°) | Ø (pol) | Prof. (m) | Incl. (°) | Ø (pol) | Prof. (m) | Incl. (°) |
| 8-RO-22D | Direcional | 30 | 1855 | 1,01 | 16 | 2820 | 12,0 | 12 ¼ | 4052 | 45,0 | ----- | ----- | ----- |
| 8-RO-29HP | Horizontal | 30 | 1902 | 0,28 | 16 | 2737 | 1,65 | 12 ¼ | 3583 | 67,4 | 8 ½ | 4329 | 89,2 |
| 3-RO-1 | Vertical | 30 | 1885 | 0,74 | 26 | 2186 | 0,44 | 16 | 2844 | 1,00 | 12 ¼ | 4024 | 1,75 |
| 3-RO-5 | Vertical | 30 | 1728 | 0,78 | 26 | 2248 | 0,97 | 16 | 2602 | 0,74 | 12 ¼ | 3502 | 1,00 |
| 8-RO-27HP | Horizontal | 30 | 1910 | 0 | 17 ½ | 2986 | 1,83 | 14 | 3595 | 78,1 | 8 ½ | 4580 | 91,2 |
| 8-RO-35D | Direcional | 30 | 1935 | 0,22 | 17 ½ | 2904 | 12,1 | 12 ¼ | 3710 | 33,2 | ----- | ----- | ----- |
| 8-RO-36 | Vertical | 30 | 1919 | 0,44 | 17 ½ | 2962 | 1,69 | 12 ¼ | 3655 | 1,21 | ----- | ----- | ----- |
| 8-RO-37 | Vertical | 30 | 1896 | 0,52 | 17 ½ | 2957 | 0,59 | 12 ¼ | 3756 | 0,53 | ----- | ----- | ----- |
| 8-RO-39D | Direcional | 30 | 1822 | 0,94 | 17 ½ | 2742 | 27,4 | 12 ¼ | 3946 | 33,1 | ----- | ----- | ----- |
| 7-RO-44HP | Horizontal | 30 | 1922 | 0,66 | 17 ½ | 2957 | 0,66 | 12 ¼ | 3674 | 83,6 | 8 ½ | 4384 | 92,6 |
| I1-3N | Vertical | 30 | 1900 | 0 | 17 ½ | 2900 | 0 | 12 ¼ | 3450 | 0 | ----- | ----- | ----- |
| Ainda não perfurado | | | | | | | | | | | | | |

* Fase de ganho de ângulo

Legenda: Prof. Profundidade; Incl. Inclinação; Ø Diâmetro

E. Localização da Unidade Estacionária de Produção

A UEP P-52 será posicionada nas coordenadas UTM (datum Aratu) N 7.577.470 e E 423.830 e às geográficas de latitude 21° 54'18,133" S e longitude 39° 44' 14,630" W, em uma lâmina d'água de 1.800m. A localização exata da P-52, bem como de seus poços e dos dutos que compõem o seu sistema de escoamento, é apresentada em base cartográfica, através da Figura 2.1-3.

Figura 2.1-3 ARRANJO SUBMARINO DA P-52

Figura 2.1-3 ARRANJO SUBMARINO DA P-52

F. Contribuição da Atividade para o Setor Petrolífero

Considerando-se a produção média nacional de 1.480.000 barris de óleo por dia em 2004, e mantendo-se este volume fixo para efeito comparativo, a produção da P-52 no terceiro ano de operação, cuja previsão de produção média é de 164.878 barris/dia de petróleo, representará 11% de todo o petróleo produzido no Brasil.

Com base nos dados de produção total de gás natural no Brasil e no estado do Rio de Janeiro para o ano de 2004, 16,9 bilhões de m³ e 6,7 bilhões m³, respectivamente, (ANP - abril de 2005), a produção pico de gás pela P-52 (3,68 milhões de m³/d em 2008) representaria cerca de 8% da produção nacional e 20% da produção fluminense.

Conclui-se, portanto, que a produção de óleo e gás deste empreendimento é bastante significativa quando comparada à produção nacional, sobretudo se confrontada com a produção comercial de outras bacias sedimentares brasileiras onde a PETROBRAS mantém atividades de exploração e produção. Utilizando-se os dados de produção da PETROBRAS no ano de 2004, as bacias sedimentares de Solimões, do Espírito Santo, da Bahia e de Sergipe/Alagoas contribuíram, respectivamente, com 3,86%, 2,16%, 3,44% e 3,49% da produção nacional. A Figura 2.1-4 apresenta a participação de cada Unidade de Negócios na produção de petróleo da PETROBRAS em 2004 e a previsão da P-52 para o terceiro ano de produção.

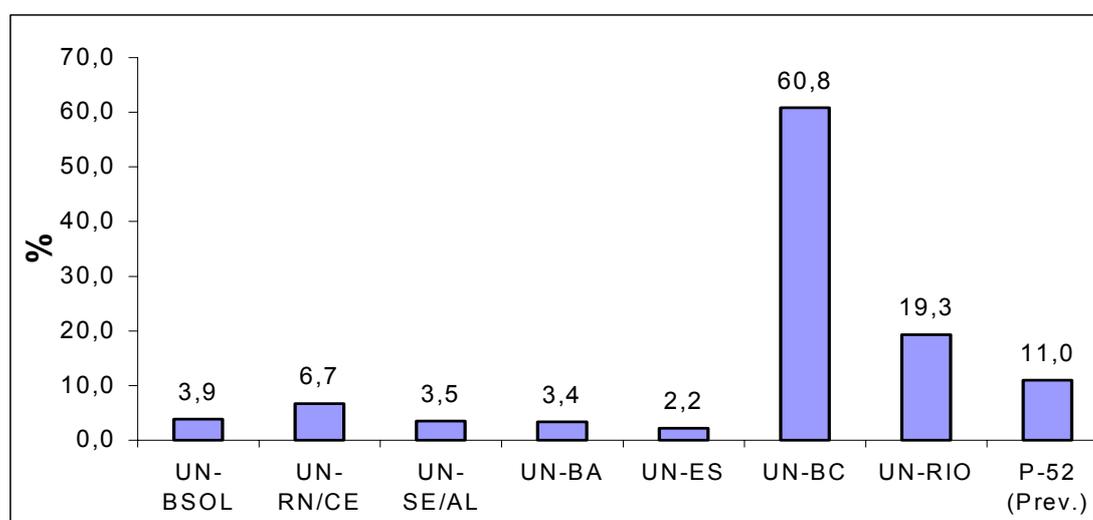


Figura 2.1-4. Produção de petróleo por UN's em 2004 e a projeção da produção de óleo na P-52 no terceiro ano de operação. Fonte: PETROBRAS

2.2. HISTÓRICO

Neste item serão descritos sucintamente o histórico das atividades petrolíferas realizadas até o presente momento no Campo de Roncador, bem como o sumário do projeto de produção, cujas atividades serão descritas mais profundamente no item 2.4 deste documento.

A. Histórico das Atividades Petrolíferas

O Campo de Roncador foi descoberto através do poço 1-RJS-436A em outubro de 1996. Originalmente o desenvolvimento do campo foi concebido em módulos, devido à sua grande extensão, ao grande volume de óleo *in situ*, aos diferentes tipos de óleo e à limitação na capacidade de processamento de cada Unidade Estacionária de Produção (UEP). Inicialmente foram consideradas cinco etapas:

- Sistema Piloto do Módulo 1;
- Módulo 1;
- Sistema Piloto do Módulo 2 Leste;
- Módulo 2 Leste;
- Módulo 2 Oeste.

O Sistema Piloto do Módulo 1, de caráter provisório, entrou em produção em janeiro de 1999 com a utilização do FPSO Seillean, cuja capacidade nominal de processamento era de 20.000 bpd. Interligado ao poço 1-RJS-436A, para Teste de Longa Duração (TLD), o FPSO Seillean foi instalado em lâmina d'água de 1845 metros. Durante esta etapa, o escoamento do óleo era feito através de um navio aliviador em *tandem* e o gás produzido era utilizado apenas para acionamento dos turbogeradores de energia elétrica, sendo queimado o excedente no *flare* da embarcação, conforme autorização da Agência Nacional do Petróleo. A desativação deste sistema ocorreu em janeiro de 2001.

Em maio de 2000, entrou em operação o Módulo 1, através da Plataforma semi-submersível P-36, com a abertura do poço 7-RO-9D-RJS. Nesta fase, todo o óleo processado era escoado para a P-47, uma unidade do tipo *FSO (Floating Storage and Offloading)* que permitia o armazenamento e a transferência de óleo para navios aliviadores. O escoamento do gás natural para o continente era feito através do gasoduto RG-2, associado à P-36, seguindo pelo gasoduto RG-3 até a Plataforma de Namorado 1 (PNA-1) e daí para o continente.

Ao longo do ano de 2000, foram interligados mais cinco poços à P-36, atingindo uma produção de 85 mil barris de óleo por dia.

Em 04 de março de 2001, visando obter informações para subsidiar a implantação futura do Módulo 2 Leste, entrou em produção o sistema piloto do Módulo 2 Leste, mais uma vez com a utilização do FPSO Seillean, instalado em nova locação, numa profundidade de 1.805 m e interligado ao poço 9-RO-20-RJS, cuja produção inicial foi de 20.000 bpd. O escoamento do óleo produzido e o aproveitamento do gás foram realizados seguindo a mesma rotina do Sistema Piloto do Módulo 1. Este sistema foi desativado em junho de 2002.

No dia 15 de março de 2001, a P-36 sofreu o acidente que levou à perda da plataforma cinco dias depois. Na ocasião do acidente, seis poços estavam em produção para aquela unidade e a injeção de água no reservatório ainda não havia sido iniciada. O Quadro 2.2-1 resume a situação dos poços no dia da interrupção da produção.

Quadro 2.2-1. Produção dos poços antes do acidente com a P-36.

| POÇO | VAZÃO DE ÓLEO (BPD) | VAZÃO DE GÁS (MIL M ³ /D) |
|---------------|---------------------|--------------------------------------|
| 7-RO-8-RJS | 12.522 | 226,974 |
| 7-RO-9D-RJS | 9.698 | 175,788 |
| 7-RO-12D-RJS | 16.679 | 302,328 |
| 7-RO-14-RJS | 18.535 | 335,958 |
| 7-RO-16D-RJS | 10.660 | 193,230 |
| 7-RO-19HA-RJS | 16.428 | 297,768 |
| TOTAL | 84.522 | 1.532,046 |

Após o naufrágio, os *risers* de produção e de gás *lift* de todos os poços foram cortados com utilização de ROV (*Remote Operated Vehicle*) junto ao conector riser x flow. Durante esta operação, não foi observado nenhum vazamento de óleo, já que, como esperado, a pressão hidrostática da água do mar provocou o tamponamento das linhas pela formação de blocos de hidrato, mantendo o óleo dentro delas. Além disso, nos poços cujas linhas de produção eram rígidas (7-RO-12D-RJS, 7-RO-14-RJS e 7-RO-16D-RJS), o óleo ficou isolado pelas válvulas dos PLET's, que foram fechadas antes do corte. Os poços 7-RO-08-RJS, 7-RO-09D-RJS e 7-RO-19HA-RJS sofreram intervenção com sonda para remover o óleo da linha de produção e drenar o gás da linha de serviço. As linhas dos três poços foram alagadas com água do mar.

Os *risers* dos oleodutos de exportação da P-36 foram cortados em posição próxima aos destroços da plataforma. O óleo foi recuperado pelo FSO P-47 pela ação da pressão hidrostática da água do mar no ponto de corte. O *riser* do oleoduto da P-47 e o cabo eletro-óptico que a interligava à P-36 foram recuperados.

Foi observado através de inspeção que o *riser* (*Steel Catenary Riser*) de 10 polegadas da linha de exportação de gás (RG-2) foi danificado sem se romper.

Após o acidente com a P-36, foram elaborados novos estudos e o novo Módulo 1 passou a se chamar Módulo 1A, sendo o mesmo dividido em 2 fases, denominadas Fase 1 e Fase 2.

A Fase 1 entrou em operação em dezembro de 2002 através de uma Unidade – Estacionária de Produção do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), denominada FPSO Brasil. O projeto consistia originalmente de 11 poços, 8 produtores e 3 injetores de água, interligados à unidade, cuja capacidade de produção é de 90.000 bpd de óleo e compressão de 3 milhões de m³/d de gás. Em agosto de 2004, entrou em operação o poço 7-RO-42HPB-RJS, para teste de longa duração do Módulo 2, passando o sistema a ser composto por 9 poços produtores e 3 poços injetores. Com o objetivo de complementar este teste de longa duração, o poço 7-RO-42HPB-RJS foi desconectado e em seu lugar foi interligado o poço 7-RO-50HPA-RJS.

Durante os estudos de desenvolvimento do Módulo 2 Leste e Oeste, e com a perfuração dos poços ADR (poço para Aquisição de Dados de Reservatório) 9-RO-31A-RJS em março de 2002 e do 9-RO-33-RJS ao sul do Módulo 2 em setembro de 2002, que incorporam cerca de 317 milhões de bbl à reserva provada do campo, o Módulo 2 Leste foi renomeado para Módulo 3 e o Módulo 2 Oeste foi dividido em dois módulos, Módulo 2 e Módulo 4. A Figura 2.2-1 apresenta a divisão atual dos módulos.

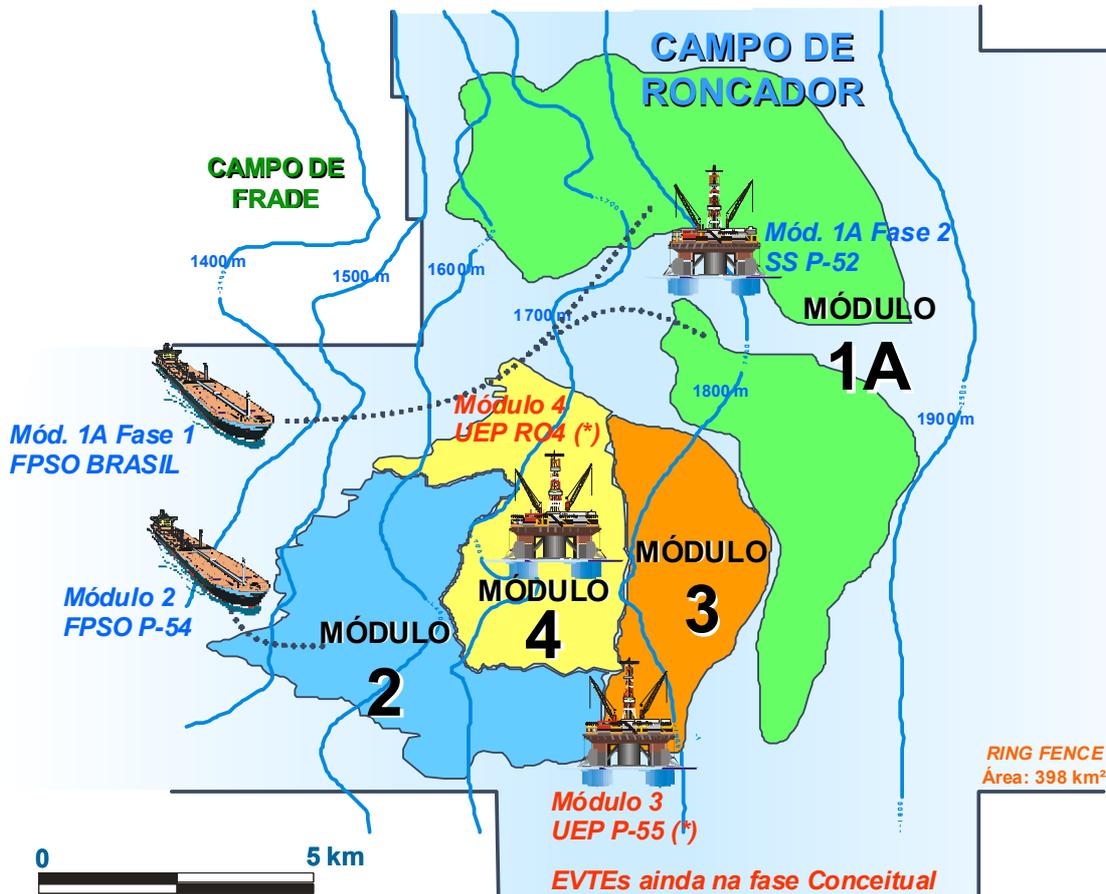


Figura 2.2-1. Divisão Atual do Campo de Roncador

O Módulo 2 será desenvolvido através da implantação de uma Unidade Estacionária de Produção do tipo FPSO, denominada P-54, cujo RAA encontra-se em análise por este órgão ambiental.

O Módulo 3 encontra-se em fase de projeto básico e o Módulo 4 encontra-se em fase de identificação de oportunidades.

B. Sumário do Projeto

Visando à otimização do tempo para a retomada da produção do campo e à redução da necessidade de novas instalações, o projeto da Fase 1 do Módulo 1A foi concebido de modo a aproveitar os mesmos poços já perfurados.

Além dos poços, o projeto aproveitou também os equipamentos e dutos dos sistemas de produção e de escoamento de óleo e gás existentes ou cuja fabricação/instalação estavam em andamento.

Esta fase será temporária, já que os poços serão remanejados para a Unidade Estacionária de Produção (UEP) da Fase 2 do Módulo 1A.

O início de operação da P-52 é previsto para fevereiro de 2007 sendo que esta unidade ficará em operação até o ano de 2034.

A P-52 terá capacidade de processar e tratar 180.000 bpd de óleo, vindos de 19 poços produtores (18 previstos + 1 reserva). Além disso, poderá comprimir 7,5 milhões m³/d de gás e injetar 48.000 m³/dia de água dessulfatada em 13 poços injetores de água (11 previstos + 2 reservas). Há ainda um terceiro poço injetor reserva que, caso venha a ser utilizado, será alimentado e controlado pelas mesmas linhas do poço 8-RO-37-RJS, em uma configuração denominada *piggyback*, totalizando 3 poços reservas de injeção.

Os sistemas que irão compor a planta de processo e de utilidades da unidade P-52 serão detalhados no item 2.4 deste documento.

Cuidados Ambientais

Durante o planejamento para o desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador alguns cuidados ambientais foram tomados pelas equipes de projeto. Pode-se mencionar:

- Escolha da Unidade de Produção

A escolha da plataforma semi-submersível P-52 para complementar o desenvolvimento do campo baseou-se em normas internacionais de segurança e de proteção ao meio ambiente. A PETROBRAS adotou a prática de utilizar apenas plataformas *offshore* cujos projetos já tenham sido testados, aprovados e que estejam em operação no mundo. O projeto da P-52 baseia-se no projeto da plataforma AKER P-56 que está sendo utilizado no Mar do Norte. A utilização de projetos reconhecidamente competentes e aptos reduz a possibilidade de acidentes envolvendo os tripulantes e com conseqüentes danos ao meio ambiente.

Visando minimizar os efeitos sobre o meio ambiente provocados pelas emissões gasosas e líquidas, a unidade de produção P-52 contemplará uma planta de processamento otimizada e capaz de tratar e descartar água produzida dentro das exigências ambientais, além ainda, de processar e exportar o gás produzido para o continente evitando, conseqüentemente, a queima sem o aproveitamento de energia.

Outra vantagem sob o ponto de vista ambiental de uma unidade Semi-Submersível é o fato desta não armazenar o óleo produzido, escoando-o diretamente por duto submarino. Desta forma, o inventário de petróleo a bordo da UEP é substancialmente reduzido.

- Escolha da locação da unidade

A escolha do local onde a P-52 será ancorada também se pautou em aspectos de segurança e, conseqüentemente, de cuidado ao meio ambiente.

A P-52 ficará ancorada na região mais a norte no Campo de Roncador. Esta posição foi definida de modo a posicioná-la o mais próximo possível dos poços a serem interligados, visando reduzir o comprimento das linhas. Além disso, a posição escolhida facilita a transferência dos poços que atualmente estão conectados ao FPSO Brasil.

O sistema de escoamento da produção da P-52 foi concebido de modo a aproveitar ao máximo os dutos, linhas e manifolds já instalados. Tal iniciativa tem por objetivo reduzir o nível de interferência na biota local, além de aplicar o princípio de re-utilização dos equipamentos e estruturas já existentes e em perfeitas condições de uso. Um exemplo desta prática pode ser dado pelo aproveitamento do Manifold Submarino de Gás *Lift* (MSG-L-RO-1) e suas linhas, os quais já se encontram interligados ao FPSO Brasil. A instalação do MSG-L-RO-1 foi autorizada pelo órgão ambiental por meio da Licença de Instalação (LI) N° 176/2002.

- Adequação do sistema de escoamento de produção

O sistema de escoamento da produção da P-52 foi concebido de modo a aproveitar ao máximo as peculiaridades do escoamento dutoviário, sendo a principal, o alto grau de automação e menor interferência humana com conseqüente redução de acidentes ambientais.

Ressalta-se que a atividade de produção através da P-52 irá colaborar com o aumento de escoamento do óleo produzido na Bacia de Campos através de duto submarino, alterando o cenário de transporte nesta região com um maior equilíbrio entre os modais dutoviário e marítimo.

- Projetos Ambientais

Ressalta-se o controle ambiental previsto para as atividades de instalação, operação e desativação da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador, as quais serão monitoradas através dos Projetos Ambientais a serem implementados pela PETROBRAS, a saber:

- Monitoramento Ambiental;
- Controle da Poluição;
- Desativação da Atividade;
- Comunicação Social;
- Educação Ambiental;
- Treinamento dos Trabalhadores.

As informações geradas por estes programas subsidiarão uma avaliação ambiental mais consolidada de atividades petrolíferas *offshore* na Bacia de Campos.

- Gerenciamento dos resíduos gerados

Os resíduos gerados durante a etapa de produção são contemplados no Manual de Gerenciamento de Resíduos da PETROBRAS para a Bacia de Campos, onde se encontram descritos, os procedimentos para manejo, incluindo classificação, coleta, transporte, armazenamento temporário e disposição final para cada tipo de resíduo. Periodicamente, são elaborados e encaminhados ao IBAMA relatórios sobre os resíduos gerados pelas unidades da PETROBRAS.

2.3. JUSTIFICATIVAS

A. Técnicas

A capacitação e liderança da PETROBRAS na exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas, obtidas às custas de intensa pesquisa tecnológica ao longo de mais de vinte anos, culminou com o desenvolvimento de uma tecnologia internacionalmente reconhecida. Neste sentido, a capacitação da empresa representa uma forte justificativa técnica para implantação da Fase 2 do Módulo 1A, com o desenvolvimento comercial do Campo de Roncador, uma vez que a tecnologia necessária já está disponível.

Ainda sob a ótica da questão técnica, merecem destaque as dificuldades enfrentadas pelo país em relação a sua matriz energética, comprometida com o baixo suprimento de energia elétrica de fontes diversas frente às demandas atual e prevista do país, justificando assim o aumento da disponibilidade de gás natural para consumo industrial ao longo das várias regiões habilitadas a receber o gás produzido na Bacia de Campos, que já se encontram interligadas por gasodutos em terra. O consumo deste gás natural poderá se dar a partir da utilização direta como insumo na atividade industrial ou através da energia gerada em termelétricas à base de gás natural.

B. Econômicas

Este empreendimento se justifica economicamente por viabilizar, juntamente com a Fase 1 (FPSO Brasil), a retomada total da produção de petróleo e gás do Módulo 1 do Campo de Roncador (interrompido pelo acidente com a UEP P-36) com o conseqüente incremento na produção nacional e a redução da dependência de importações de petróleo e seus derivados (melhoria na balança comercial), com vistas a suprir a demanda interna do Brasil.

Cabe ressaltar que este empreendimento buscará estimular a indústria nacional, sem comprometer seus objetivos empresariais de competitividade. Para tanto, consta nos contratos de construção da P-52 a exigência de índices de nacionalização de

componentes e engenharia que variam de 60 a 100%, excetuando-se o casco da unidade (fonte: Petrobras).

A contratação de serviços e mão de obra na fase de operação de uma UEP envolve recursos significativos, capazes de promover a dinamização da renda nas localidades onde se inserem estes tipos de empreendimentos. Comprovando este fato, pode-se citar o desempenho industrial do estado do Rio de Janeiro nos anos de 1992 a 2002, superior à média do país, em grande parte proporcionado pela sua forte indústria petrolífera (fonte IBGE). A Figura 2.3-1 apresenta o desempenho industrial do estado do Rio de Janeiro em comparação à média nacional.

No fechamento do ano de 2003, a produção industrial fluminense, ao se reduzir 0,9%, interrompe dez crescimentos anuais consecutivos. No entanto, o setor extrativo mineral, com expansão de 0,7%, apoiado na extração de petróleo, figura como uma das principais influências positivas no resultado global¹.

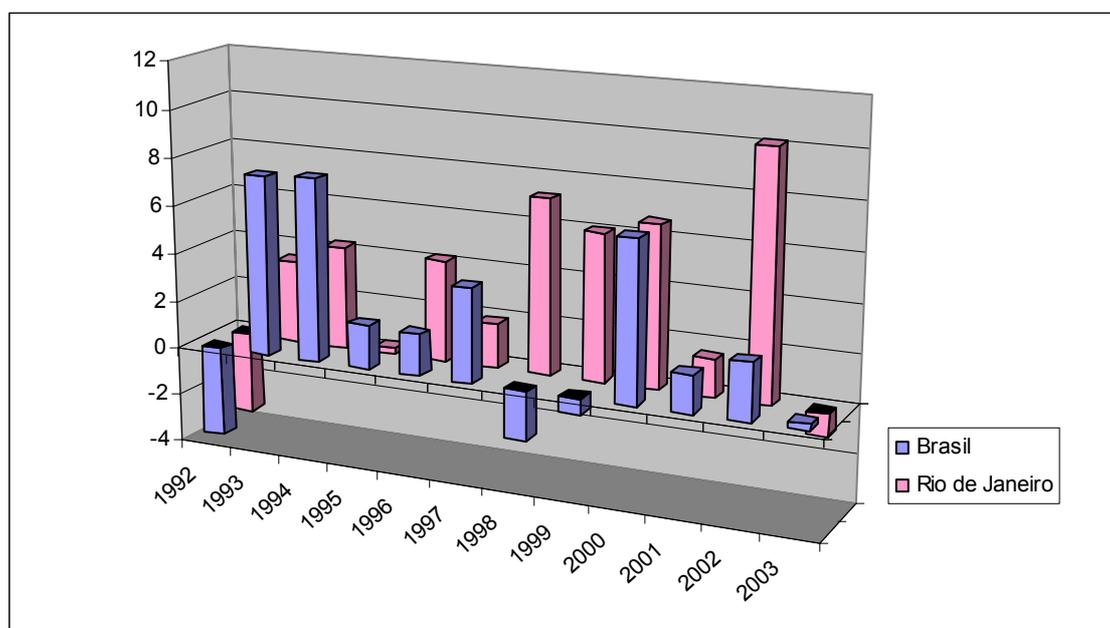


Figura 2.3-1. Desempenho industrial do RJ em comparação à média nacional. Fonte: IBGE

Deve-se destacar ainda que a retomada total da produção de óleo e gás do Módulo 1A (antigo Módulo 1), será acompanhada do aumento de impostos e taxas (ICMS, participação especial, *royalties*, Imposto de Renda, etc) a serem arrecadados por municípios, estados e governo federal.

É notório o desenvolvimento econômico experimentado pelos municípios do Norte Fluminense desde que se iniciou a produção de óleo e gás na Bacia de Campos.

¹ www.ibge.gov.br/home/presidencia/noticias/14022003pfre.shtm, consultada em 01/06/05.

Finalmente, o aumento da produção de gás natural na Bacia de Campos e sua posterior disponibilização para consumo industrial, representam um atrativo para os diversos tipos de indústria que pretendam se instalar no estado do Rio de Janeiro.

C. Sociais

O aumento da produção nacional de petróleo além de manter o nível de emprego no segmento da indústria de petróleo no país, notadamente em uma época que o índice de desemprego na atividade industrial se encontra em níveis ascendentes, acarretará a geração de novos postos de trabalho, tanto direta como indiretamente.

Este incremento na produção de petróleo oriundo das atividades no Campo de Roncador contribuirá para a manutenção da política social de fornecimento de derivados para as regiões longínquas (por exemplo: Rondônia, Roraima e os sertões do Nordeste) onde não há interesse comercial de abastecimento por parte de outras empresas distribuidoras.

Outro aspecto a ser considerado refere-se ao pagamento de *royalties* a estados e municípios, cuja aplicação, prevista em lei, deverá ser voltada para as áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação, revertendo em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

D. Locacionais

A P-52 será posicionada nas coordenadas UTM (datum Aratu) N 7.577.470 e E 423.830, ao norte do Campo de Roncador com o objetivo de aproximar ao máximo a unidade dos poços proporcionando uma redução nos comprimentos dos dutos submarinos.

E. Ambientais

Um importante aspecto ambiental com a implantação deste empreendimento refere-se ao aproveitamento do gás natural, que é um combustível mais barato e ambientalmente menos poluidor que outros derivados de fontes de energia não-renováveis, atualmente utilizados no país por empresas e veículos automotores. Verifica-se que a eliminação de gases e partículas na combustão do gás natural é menor que aquela relativa à queima de óleos pesados, ocasionando uma redução na emissão de gases e partículas para a atmosfera.

A Atividade de Produção irá favorecer um maior conhecimento da dinâmica da região, através da execução de estudos e projetos ambientais, proporcionando um maior conhecimento técnico e científico, das áreas oceânicas brasileiras, tão carentes de informações meteorológicas e oceanográficas. Além disto, as informações geradas por estes programas subsidiarão uma avaliação ambiental mais consolidada de atividades petrolíferas *offshore*.