

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, Módulo 2, na bacia de Campos, que subsidiará a avaliação dos impactos ambientais e a análise de riscos decorrentes das etapas de instalação, operação e desativação do empreendimento.

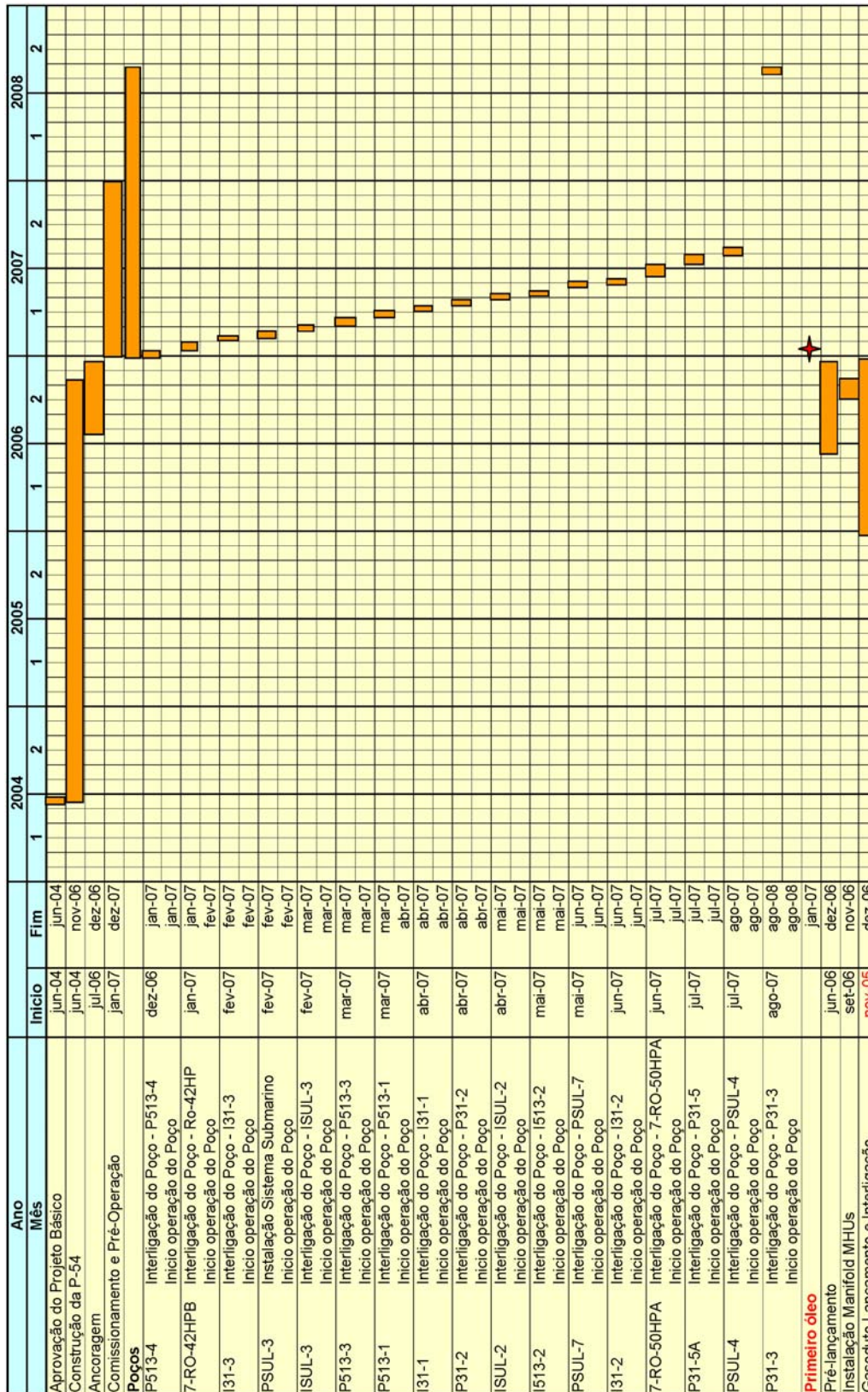
A. Objetivos da Atividade

A instalação da P-54 tem como principal objetivo, dar prosseguimento ao desenvolvimento do campo de Roncador, através da drenagem de hidrocarbonetos do Módulo 2, ampliando a capacidade de produção do campo e a produção nacional diária de óleo e gás natural.

B. Cronograma de Execução da Atividade de Produção

A implementação do sistema de produção e escoamento de óleo e gás do campo de Roncador, Módulo 2, contempla uma série de atividades relacionadas às etapas de instalação e operação previstas 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 do FPSO P-54, no campo de Roncador, bacia de Campos.



C. Localização do Campo

O campo de Roncador está situado na área norte da 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, são apresentados na Figura 2.1-1.

Figura 2.1-1 Mapa de localização do campo de Roncador (inserir em A3)

Figura 2.1-1 Mapa de localização do campo de Roncador (inserir em A3)

D. Poços Produtores e Injetores

A Unidade Estacionária de Produção do Módulo 2 do campo de Roncador estará interligada a 13 poços produtores (11 previstos + 2 reserva) e 8 poços injetores de água (6 previstos + 2 reservas).

A localização dos poços, através de suas coordenadas geográficas, é apresentada no Quadro 2.1-2 e sua 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 UTM *	
		ESTE	NORTE
PRODUTORES	P513-3	416 879	7 571 129
	P513-4	419 049	7 571 649
	7-RO-50HPA-RJS**	417 238	7 570 968
	P31-2	419 422	7 571 322
	P31-3	418 581	7 570 711
	P31-5A	416 334	7.570.734
	7-RO-42HPB-RJS **	417 747	7 569 886
	P513-1	418 228	7 571 578
	PSUL-3	420 750	7 569 150
	PSUL-4	420 750	7 568 550
	PSUL-7	419 850	7 568 850
INJETORES	I513-2	417 236	7 571 517
	I31-1	417 876	7 568 976
	I31-2	416 914	7 569 914
	I31-3	418 017	7 569 517
	ISUL-2	417 752	7 567 935
	ISUL-3	418 850	7 568 050

* Datum Aratu

** O poço 7-RO-42HPB-RJS, que foi interligado à unidade FPSO Brasil para Teste de Longa Duração do Módulo 2, foi desconectado e em seu lugar será interligado o poço 7-RO-50HPA-RJS (anuência concedida por este Órgão Ambiental em 17/08/2005), em complemento ao Teste de Longa Duração.

Vale ressaltar que a nomenclatura que está sendo apresentada é referente à locação dos poços, exceto para os poços 7-RO-42HPB-RJS e 7-RO-50HPA-RJS. As nomenclaturas finais serão informadas tão logo as operações de perfuração e completação tenham sido finalizadas.

Figura 2.1-2 Localização dos poços (produtores e injetores) e unidade de produção.
(inserir em A3 – em elaboração)

Figura 2.1-2 Localização dos poços (produtores e injetores) e unidade de produção.
(inserir em A3 – em elaboração)

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

Quadro 2.1-3. Características dos Poços Produtores

POÇO PROD.	LDA	Prof. Total	1ª FASE			2ª FASE			3ª FASE			4ª FASE			5ª FASE*		
			Ø (pol)	Prof. (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof. (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof. (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof. (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof. (m)	Incl. (°)
P513-3	1525	4241	30	1591	0	20	1930	0	13 3/8	2431	5	10 3/4	3255	87	9 1/2	4241	90
P513-4	1630	4150	30	1692	0	16	2450	8	10 3/4	3149	84	9 1/2	4150	90	-	-	-
7-RO-50HPA-RJS	1540	4300	30	1602	0	20	2171	0	13 3/8	2498	14	10 3/4	3285	78	9 1/2	4300	86
P31-2	1650	4162	30	1711	0	20	2150	0	13 3/8	2675	33	10 3/4	3315	85	9 1/2	4162	85
P31-3	1580	4251	30	1651	0	20	2100	0	13 3/8	2590	0	10 3/4	3247	85	9 1/2	4251	85
P31-5A	1490	4275	30	1561	0	20	1970	0	13 3/8	2471	3	10 3/4	3275	84	9 1/2	4275	90
7-RO-42HPB-RJS	1562	4665	30	1616	0	20	1803	0	13 3/8	2464	0	10 3/4	3671	87	9 1/2	4665	76
P513-1	1583	4310	30	1651	0	20	1990	0	13 3/8	2492	13	9 5/8	3310	85	8 1/2	4310	85
PSUL-3	1740	4280	30	1801	0	16	2500	5	10 3/4	3300	83	9 1/2	4280	89	-	-	-
PSUL-4	1740	4325	30	1806	0	20	2145	0	13 3/8	2646	7	10 3/4	3329	81	9 1/2	4325	86
PSUL-7	1700	4329	30	1761	0	20	2098	0	13 3/8	2500	5	10 3/4	3215	83	9 1/2	4329	88

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

* A 5ª Fase é perfurada com diâmetro de 9 1/2" e descida tela de tubo base com diâmetro de 6 5/8"

Quadro 2.1-4. Características dos Poços Injetores.

POÇO INJETOR	LDA	Prof. Total	1ª FASE			2ª FASE			3ª FASE			4ª FASE			5ª FASE*		
			Ø (pol)	Prof (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof. (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof. (m)	Incl. (°)	Ø (pol)	Prof (m)	Incl. (°)
I513-2	1546	4568	30	1611	0	20	2050	0	13 3/8	2510	5	9 5/8	3568	85	8 1/2	4568	90
I31-1	1577	4707	30	1641	0	20	1800	0	13 3/8	2400	25	9 5/8	3703	85	8 1/2	4707	96
I31-2	1522	4238	30	1585	0	13 3/8	2500	0	9 5/8	3240	85	8 1/2	4238	92	-	-	-
I31-3	1555	4442	30	1607	0	20	2069	0	13 3/8	2482	0	9 5/8	3560	89	8 1/2	4442	92
ISUL-2	1620	4594	30	1684	0	20	2143	0	13 3/8	2523	3	9 5/8	3594	86	8 1/2	4594	100
ISUL-3	1655	4829	30	1731	0	20	2200	0	13 3/8	2500	0	9 5/8	3427	85	8 1/2	4829	90

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

* A 5ª Fase é perfurada com diâmetro de 8 1/2" e descida tela de tubo base de diâmetro de 5 1/2"

E. Localização da Unidade Estacionária de Produção

A UEP P-54 será posicionada nas coordenadas UTM (datum Aratu) N 7.571.119 e E 413.810, em uma lâmina d'água de 1.320 metros. A localização exata da P-54, 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-54 (inserir em A2)

Figura 2.1-3 Arranjo Submarino da P-54 (inserir em A2)

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-54 no segundo ano de operação, cuja previsão de produção média é de 156.601 barris/dia de petróleo, representará 10,6% 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 pelo FPSO P-54 (1,55 milhão de m³/d em 2008) representaria cerca de 3,3% da produção nacional e 8,4% 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-54 para o segundo ano de produção.

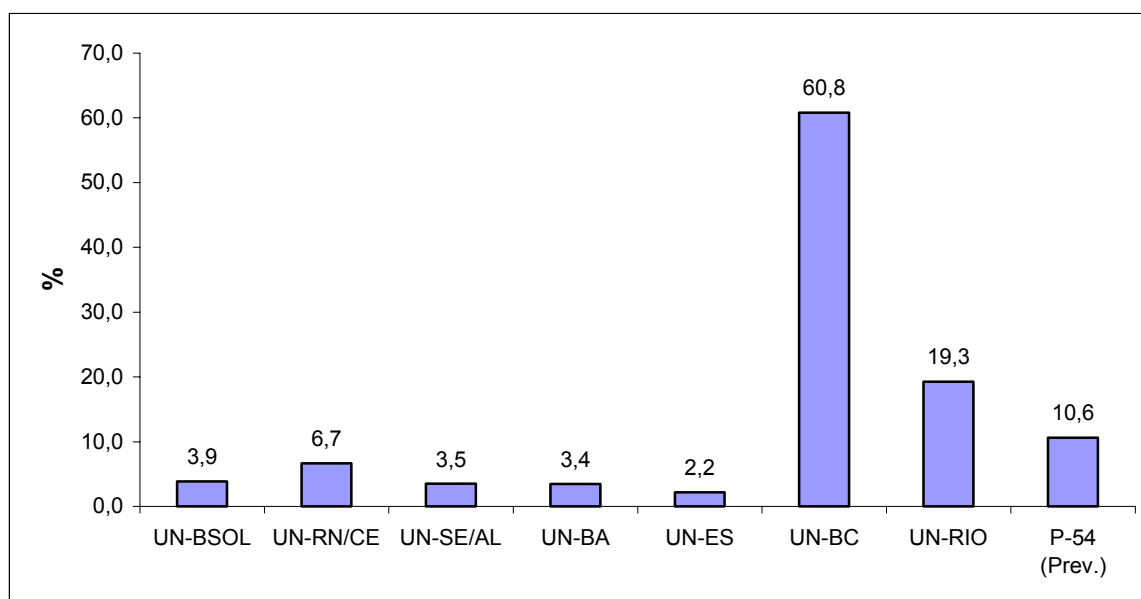


Figura 2.1-4. Produção por UN em 2004 e a projeção da produção da P-54 no segundo ano de operação. Fonte: PETROBRAS

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 detalhadamente no item 2.4 deste documento.

A. Histórico das Atividades Petrolíferas

O Campo de Roncador foi descoberto através do poço 1-RJS-436 A 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-436 A, para Teste de Longa Duração (TLD), o FPSO Seillean foi instalado em lâmina d'água de 1.862 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 85.000 bpd.

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, sendo este sistema desativado em junho de 2002.

No dia 15 de março de 2001, a P-36 sofreu 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-08-RJS	12.522	226,974
7-RO-09D-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 flowline*. 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* 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 do Módulo 1A 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 até 3,0 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. Este poço foi desconectado do FPSO Brasil e em seu lugar será interligado o poço 7-RO-50HPA-RJS (anuência concedida por este Órgão Ambiental em 17/08/2005), em complemento ao Teste de Longa Duração.

Este projeto aproveitou os poços já perfurados para a P-36 que tiveram sua produção interrompida após o acidente, assim como os equipamentos e dutos dos sistemas de produção e de escoamento de óleo e gás existentes ou cuja fabricação/instalação estavam em andamento. A Fase 1 do Módulo 1A teve sua licença de operação renovada por este órgão ambiental através da RLO N° 286/2002.

A produção através do FPSO Brasil será temporária, uma vez que os poços serão remanejados a partir de 2007 para a Unidade Estacionária de Produção da Fase 2 do Módulo 1A (P-52) que está em fase de licenciamento por este órgão ambiental.

A unidade de produção que corresponde a Fase 2 do Módulo 1A do campo de Roncador será do tipo semi-submersível, denominada P-52, com facilidades de produção para processar e tratar 180.000 bpd de óleo vindos de 20 poços produtores, dentre os quais, 8 serão remanejados do FPSO Brasil. Além disso, poderá comprimir 9,3 milhões m³/d de gás e injetar 48.000 m³/d de água dessulfatada em 14 poços injetores (10 previstos + 4 reservas), dentre os quais, 3 que serão remanejados do FPSO Brasil. O início de operação da P-52 está previsto para Dezembro de 2006.

Durante os estudos de desenvolvimento do Módulo 2 Leste e Oeste, e com a perfuração dos poços, para Aquisição de Dados de Reservatório –ADR, 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.

O Módulo 3 encontra-se em fase de projeto básico e o Módulo 4 encontra-se em fase de identificação de oportunidades. Na Figura 2.2-1, é apresentada a divisão atual dos módulos.

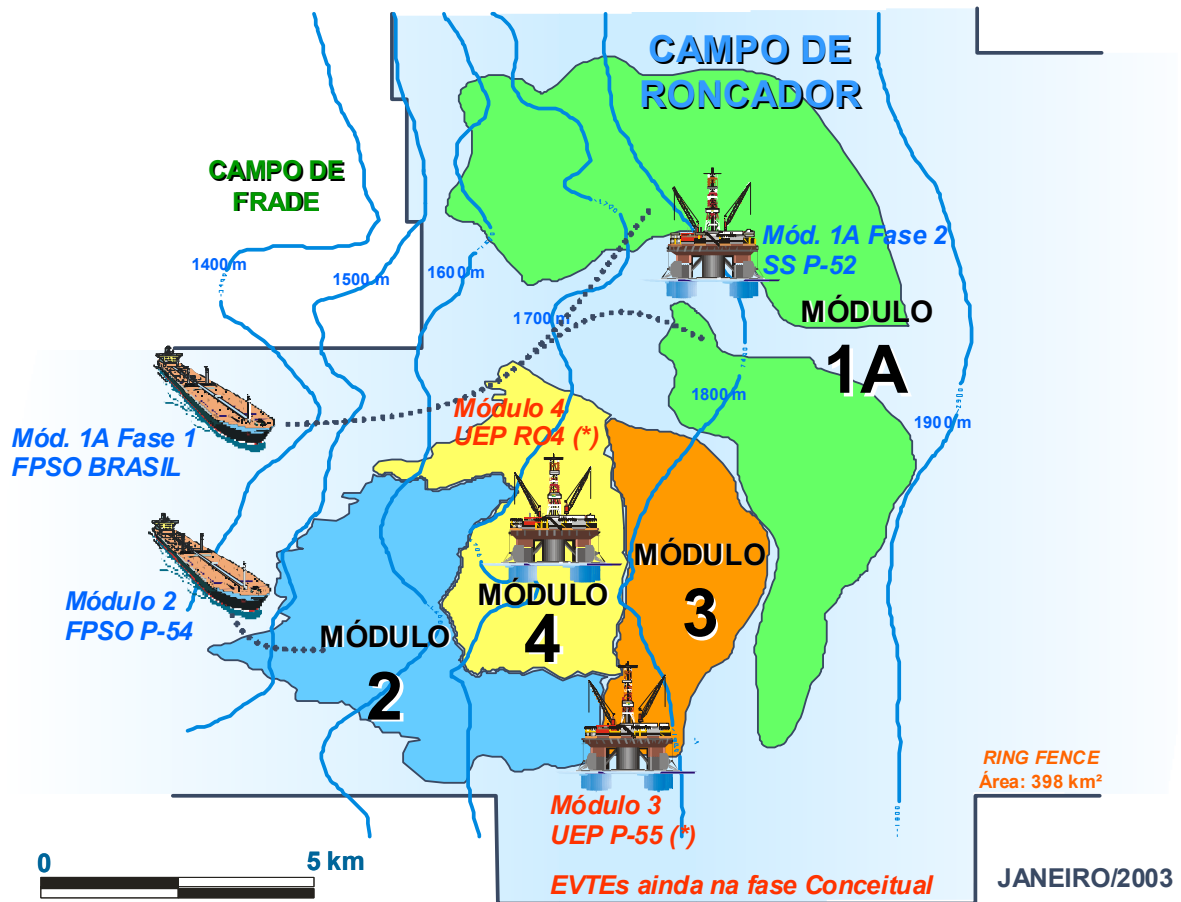


Figura 2.2-1. Divisão Atual do Campo de Roncador.

B. Sumário do Projeto

O início de operação do FPSO P-54 é previsto para Janeiro de 2007 sendo que esta unidade ficará em operação até o ano de 2032. O FPSO P-54 terá capacidade de processar e tratar 180.000 bpd de óleo, vindos de 13 poços produtores (11 previstos + 2 reservas). Além disso, poderá comprimir 6 milhões m³/d de gás e injetar 39.000 m³/dia de água dessulfatada em 8 poços injetores de água (6 previstos + 2 reservas).

Os sistemas que comporão a planta de processo e de utilidades da unidade P-54 serão detalhados no item 2.4 deste documento.

Cuidados Ambientais

Durante o planejamento para o desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador, alguns cuidados ambientais foram tomados pelas equipes de projeto. Podem-se mencionar:

- Escolha da Unidade de Produção

A escolha do FPSO P-54 para realizar 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. Hoje existem 20 unidades de produção em operação com o projeto e porte semelhantes ao da P-54. O projeto baseia-se no projeto do FPSO P-50, a entrar em operação no campo de Albacora Leste. 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-54 contemplará uma planta de processamento otimizada capaz de tratar e descartar água produzida dentro das exigências ambientais, além de processar e exportar o gás excedente para o continente evitando, conseqüentemente, a sua queima.

- Escolha da localização da unidade e adequação do sistema de escoamento da produção

A escolha do local onde a P-54 será ancorada se pautou em aspectos de segurança e, conseqüentemente, de cuidado ao meio ambiente, visando a não interferência com as unidades dos demais módulos. Além disso, os cuidados como a investigação geotécnica e a avaliação quanto à estabilidade geológica da região também devem ser destacados. Estes estudos foram detalhados no item II.5- Diagnóstico Ambiental, do RAA encaminhado ao IBAMA.

O FPSO P-54 ficará ancorado na região mais a oeste no campo de Roncador numa LDA similar a do FPSO Brasil. Esta localização possibilita o emprego da mesma tecnologia utilizada para as linhas flexíveis do FPSO Brasil.

- Projetos Ambientais

Ressalta-se o controle ambiental previsto para as atividades de instalação, operação e desativação do Módulo 2 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 das 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.

- *Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás (POAG)*

Elaborado pela PETROBRAS e aprovado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), o Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás (POAG) visa o aumento do uso do gás produzido na Bacia de Campos.

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, culminaram com o desenvolvimento de uma tecnologia internacionalmente reconhecida. Neste sentido, a capacitação da empresa representa uma forte justificativa técnica para implantação do Módulo 2, 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 dar continuidade ao desenvolvimento do campo de Roncador proporcionando um incremento na produção

nacional e a redução da dependência de importações de petróleo (melhoria na balança comercial), com vistas a suprir a demanda interna do Brasil.

Cabe ressaltar que este empreendimento buscará estimular a indústria nacional (serviços de engenharia de detalhamento, construção e montagem de módulos), sem comprometer seus objetivos empresariais de competitividade. Para tanto, consta nos contratos de construção da P-54 a exigência de conteúdo nacional mínimo de 65 a 75% do valor contratual¹.

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 empreendimento. Para a comprovação deste fato, observa-se a partir da Figura 2.3-1 que o desempenho industrial do estado do Rio de Janeiro foi superior à média nacional no período de 1992 a 2002.

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 global².

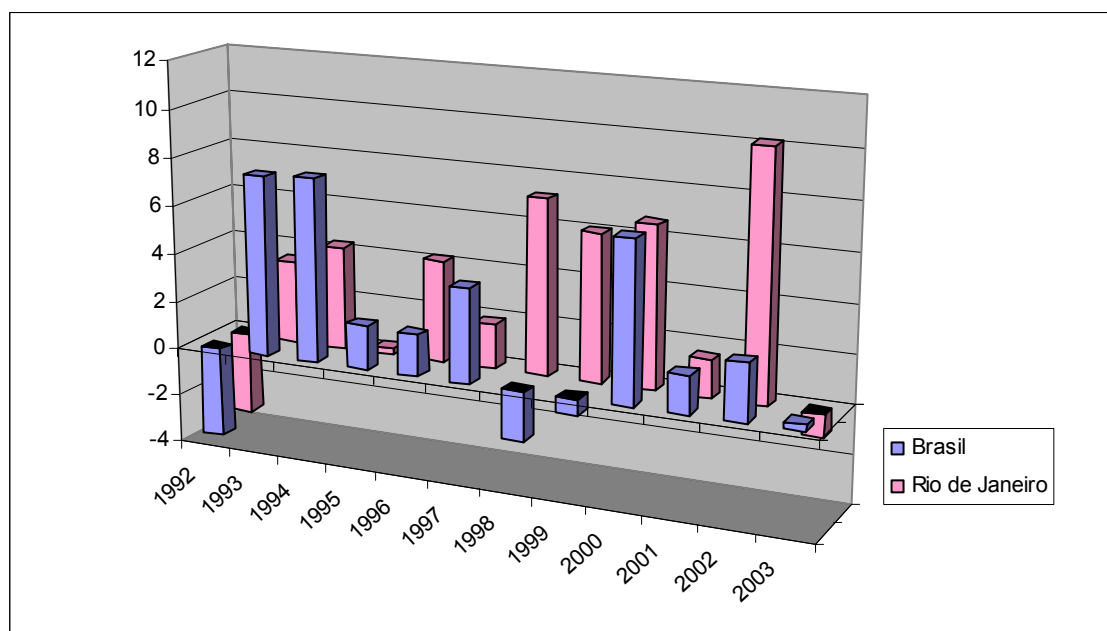


Figura 2.3-1. Desempenho industrial do RJ em comparação à média nacional. Fonte: IBGE

Deve-se destacar ainda que o aumento da produção decorrente da instalação da P-54 será acompanhado do aumento de impostos e taxas (ICMS, participação especial, *royalties*, Imposto de Renda, etc) a serem arrecadados por municípios, estados e governo federal.

¹ Fonte: Petrobras

² www.ibge.gov.br/home/presidencia/noticias/14022003pfre.shtml, consultada em 01/06/05.

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.

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

Na fase de construção do FPSO P-54, serão criados 4.000 empregos diretos relacionados às atividades de engenharia, construção e montagem, além da criação de um número significativo de empregos indiretos na indústria nacional de bens de capital.

O aumento da produção nacional de petróleo, além de manter o nível de emprego no segmento da indústria de petróleo no país, acarretará a geração de novos postos de trabalho, tanto direta como indiretamente.

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

O FPSO P-54 será posicionado nas coordenadas UTM (datum Aratu) N 7.571.119 e E 413.810, no campo de Roncador em lâmina d'água de 1.320 metros. Um aspecto relevante considerado na definição da locação da P-54 refere-se ao atual domínio tecnológico em relação às linhas de escoamento de hidrocarbonetos em lâmina d'água ultraprofunda. Tal domínio apresenta restrições tecnológicas que impossibilitaram a locação mais próxima dos poços, que estão em média a 1.500 m de profundidade.

Para o desenvolvimento do Módulo 2, foram escolhidos os blocos do RJS-513, RO-31A e RO-33, em virtude destes se encontrarem em menores lâminas d'água (aproximadamente 1.500 m), e por não interferirem na exploração das demais fases do desenvolvimento do campo.

E. Ambientais

Um importante aspecto ambiental com a implantação deste empreendimento refere-se ao aumento da disponibilidade de gás natural, 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, ainda carentes de informações meteorológicas e oceanográficas. Além disto, as informações geradas por estes programas subsidiarão uma avaliação ambiental mais consolidada das atividades petrolíferas *offshore*.