

2. CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

2.1. APRESENTAÇÃO

Neste capítulo é apresentada a caracterização das atividades de produção e escoamento da Unidade Estacionária de Produção (UEP) P-51, a ser instalada no Módulo 2 do campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos. Esta caracterização tem a finalidade de apresentar os aspectos ambientais relevantes deste Empreendimento e então subsidiar a avaliação dos impactos ambientais decorrentes das etapas de instalação, operação e desativação das atividades de produção e escoamento de óleo e gás.

A. Objetivos da Atividade

Para o desenvolvimento das atividades de produção e escoamento de óleo e gás do Campo de Marlim Sul foram estabelecidas 4 áreas de atuação, denominadas Módulos, conforme demonstrado Figura 2.1-1 abaixo. Cada Módulo compreende a implantação de um sistema de produção auto-suficiente, incluindo poços, equipamentos submarinos e unidade(s) flutuante(s) de produção.

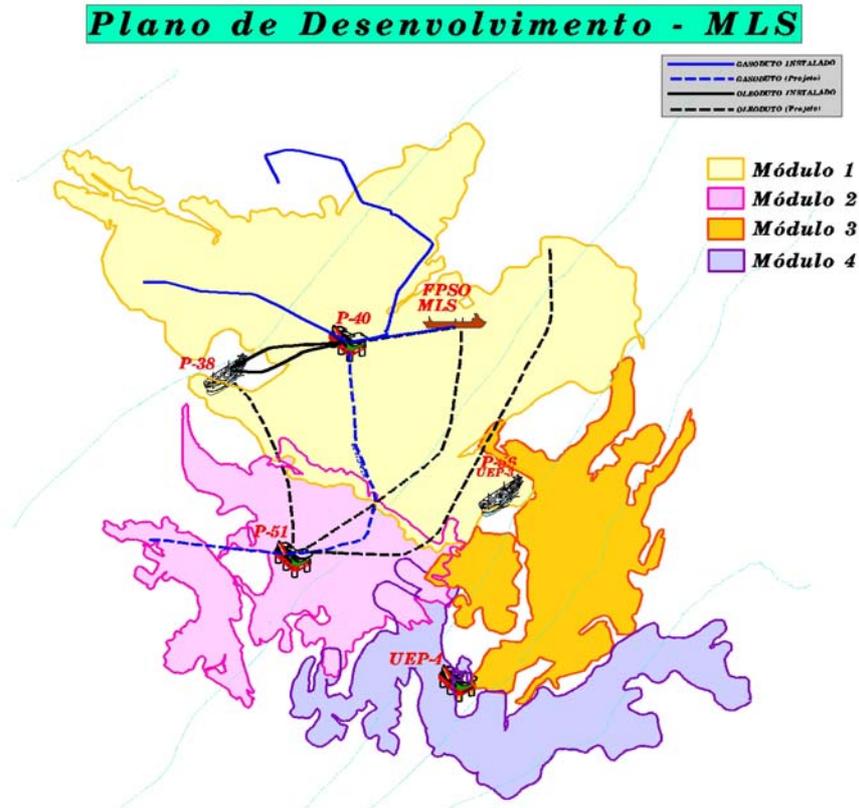


Figura 2.1-1. Estratégia de desenvolvimento de Marlim Sul.

Fonte: PETROBRAS

O Módulo 1 encontra-se em fase de operação, com as UEP's P-40 e P-38, desde dezembro de 2001 e o FPSO-MLS desde junho de 2004. Com a instalação do Módulo 2, objetiva-se ampliar a capacidade de produção de hidrocarbonetos deste campo, dando continuidade à estratégia de desenvolvimento de Marlim Sul. Para tanto, o Módulo 2 abrange uma UEP do tipo semi-submersível, denominada SS P-51, com capacidade para uma malha de 29 poços, sendo 18 produtores e 11 injetores, bem como a instalação de oleodutos e gasodutos submarinos para o escoamento da produção. O escopo deste relatório prevê um malha 10 poços produtores e 9 poços injetores.

Conforme apresentado na Figura 2.1-2, a plataforma SS P-51 será ancorada em uma lâmina d'água de 1.255 m, a cerca de 175 km do continente, na direção do município de Macaé. O escoamento do óleo produzido pela P-51 será feito através de três oleodutos: um interligado à Plataforma de Rebombeio Autônomo - PRA-1, um interligando ao FSO P-38 que pertence ao Módulo 1 do Campo de Marlim Sul e um interligado ao FPSO-MLS. Quanto ao gás produzido, seu escoamento será realizado através de dois gasodutos, sendo um direcionado para a P-40, e outro lançado em direção aos campos de Barracuda e Caratinga, onde será interligado à malha de escoamento daquele projeto.

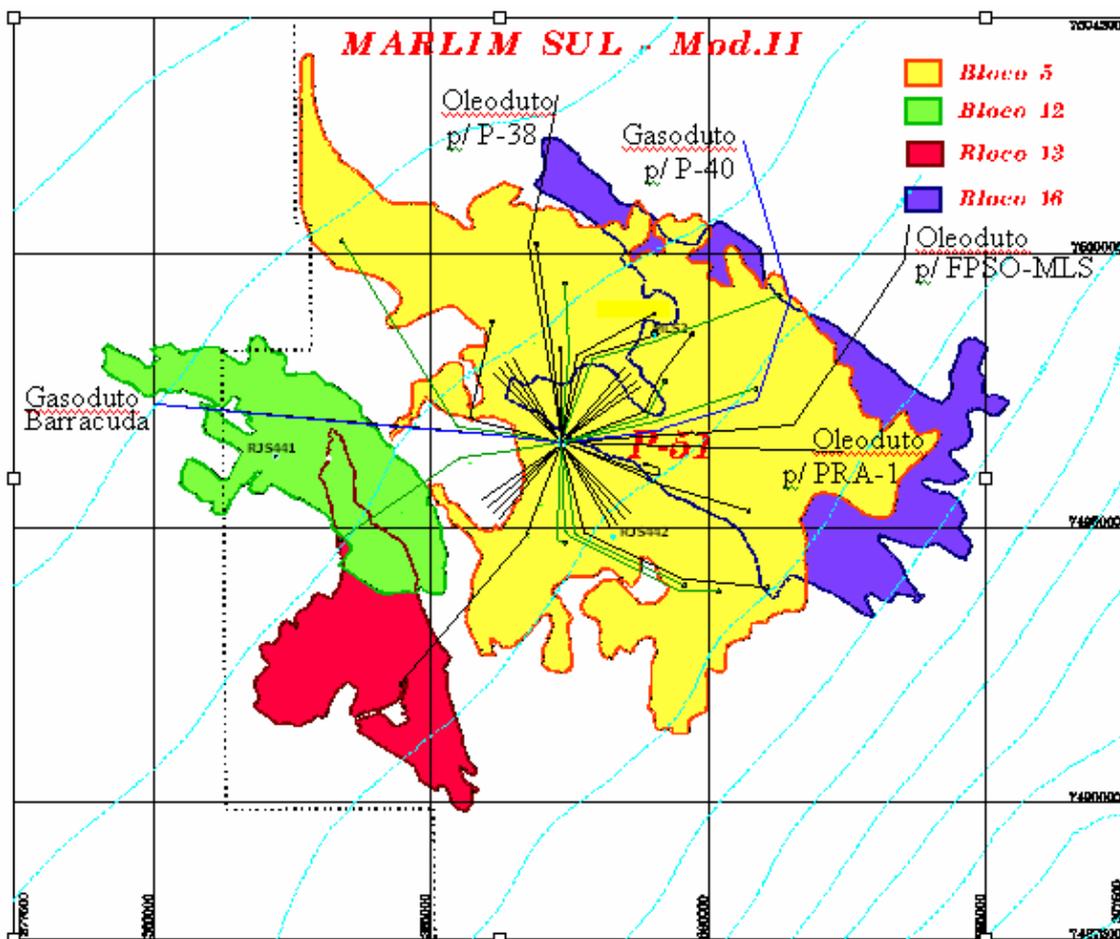


Figura 2.1-2. Desenho esquemático do arranjo proposto para o Módulo 2.

Fonte: PETROBRAS

O escopo deste projeto abrange: (i) a UEP P-51, do tipo semi-submersível; (ii) as linhas submarinas de óleo, água e gás, e umbilicais de controle hidráulico do sistema de coleta para os 19 poços previstos; e (iii) as linhas de escoamento de óleo ligando a P-51 à PRA-1, à P-38 e ao FPSO-MLS e as linhas de escoamento de gás ligando a P-51 à P-40 e ao PLEM BR1 - malha de gás Barracuda e Caratinga.

B. Cronograma de Execução da Atividade de Produção

A implementação do sistema de produção do Módulo 2 de Marlim Sul (P-51) contempla uma série de atividades relacionadas com a produção (operação) efetiva do campo. Dentre estas atividades, destacam-se a aprovação do projeto básico, a construção da P-51, a pré-instalação do sistema de ancoragem, a chegada da P-51 na locação e a interligação dos poços, conforme pode ser observado no cronograma apresentado no Quadro 2.1-1.

A chegada da SS P-51 à locação definitiva, no Módulo 2 do campo de Marlim Sul, se dará em setembro de 2007. Os trabalhos de interligação dos poços à plataforma terão início em julho de 2007. A produção do primeiro óleo pela P-51 está prevista para dezembro de 2007. As atividades de interligação dos demais poços serão conduzidas paralelamente às atividades de produção até julho de 2008, quando o último poço será interligado.

Além das atividades apresentadas acima, este Projeto contempla também a instalação de cinco dutos de escoamento, três para óleo e dois para gás, conforme descrito no item A. As ações para a instalação dos gasodutos têm previsão de início para o segundo semestre de 2006 seguindo até o primeiro semestre de 2008. Quanto aos oleodutos, as atividades de lançamento se iniciarão no segundo semestre de 2006, com término previsto para segundo semestre de 2007.

As atividades de produção de hidrocarbonetos pela P-51 serão desenvolvidas ao longo de 18 anos, entre 2008 e o ano de 2025.

A seguir, no Quadro 2.1-1, encontra-se apresentado o Cronograma de execução das principais atividades previstas para o desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul, a partir da plataforma SS P-51.

QUADRO 2.1-1 : INSERIR CRONOGRAMA

C. Localização do Campo

O campo de Marlim Sul está situado na porção nordeste da bacia de Campos, distante cerca de 175 km do continente na direção de Macaé, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro. A área do campo ocupa aproximadamente 600 km² com lâmina d'água variando de 850 a 2.400 m. Na Figura 2.1-3 pode-se observar a localização do campo de Marlim Sul.

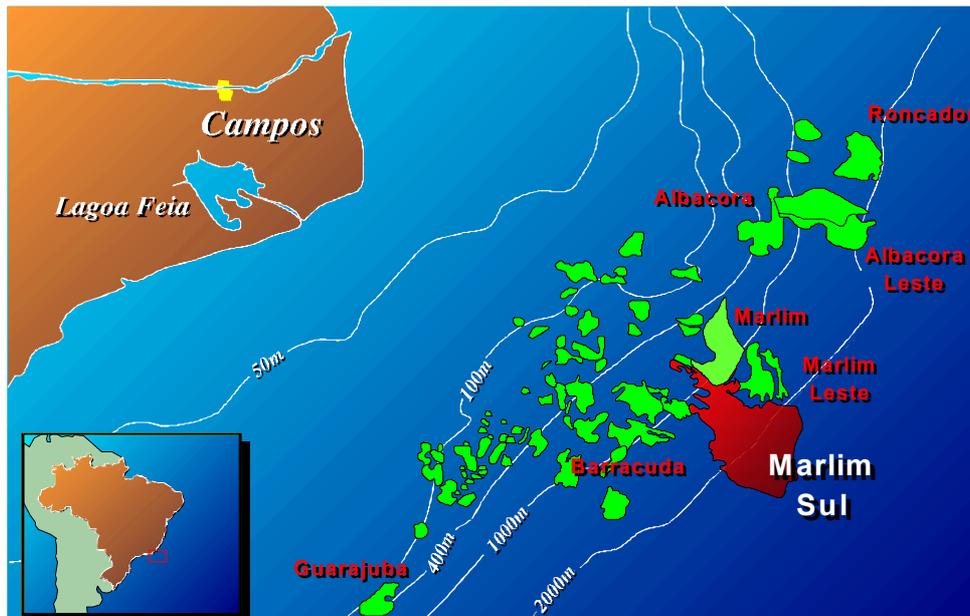


Figura 2.1-3. Localização do campo Marlim Sul.

Fonte: PETROBRAS

A área requerida junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), delimitada para as atividades de desenvolvimento do campo de Marlim Sul, regida pelo contrato nº 48000.03724/97-74, encontra-se representada no polígono de concessão ilustrado na Figura 2.1-4. As coordenadas geográficas dos vértices deste polígono são listados no Quadro 2.1-2.

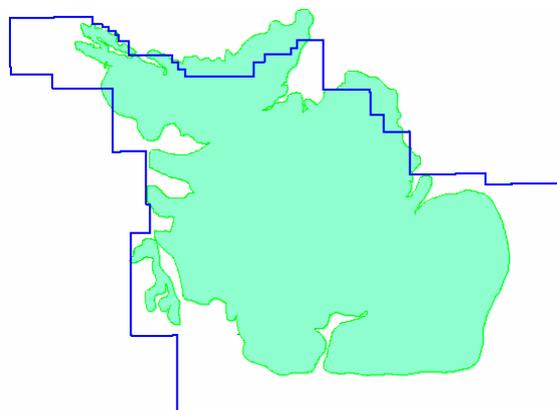


Figura 2.1-4. Área requerida junto à ANP (Ring fence).

Fonte: PETROBRAS.

Quadro 2.1-2. Coordenadas geográficas dos vértices da área de concessão do campo de Marlim Sul.

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE	VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
1	22° 27' 39,380"S	40° 14' 50,626"W	27	22° 29' 3,752"S	40° 1' 15,001"W
2	22° 30' 9,380"S	40° 14' 50,625"W	28	22° 29' 3,763"S	40° 1' 33,751"W
3	22° 30' 9,365"S	40° 12' 48,752"W	29	22° 29' 22,494"S	40° 1' 33,750"W
4	22° 30' 46,873"S	40° 12' 48,751"W	30	22° 29' 22,502"S	40° 2' 48,751"W
5	22° 30' 46,879"S	40° 10' 0,001"W	31	22° 29' 41,233"S	40° 2' 48,751"W
6	22° 33' 35,628"S	40° 10' 0,000"W	32	22° 29' 41,245"S	40° 3' 16,876"W
7	22° 33' 35,631"S	40° 8' 26,250"W	33	22° 30' 18,755"S	40° 3' 16,876"W
8	22°35' 56,252"S	40° 8' 26,251"W	34	22° 30' 18,739"S	40° 6' 33,751"W
9	22° 35' 56,253"S	40° 8' 16,877"W	35	22° 29' 59,993"S	40° 6' 33,751"W
10	22° 37' 11,244"S	40° 8' 16,875"W	36	22° 30' 0,010"S	40° 6' 52,502"W
11	22° 37' 11,244"S	40° 9' 13,125"W	37	22° 29' 41,264"S	40° 6' 52,500"W
12	22° 41' 43,118"S	40° 9' 13,126"W	38	22° 29' 41,248"S	40° 7' 11,251"W
13	22° 41' 43,135"S	40° 7' 1,876"W	39	22° 29' 22,502"S	40° 7' 11,252"W
14	22° 45' 9,373"S	40° 7' 1,875"W	40	22° 29' 22,491"S	40° 9' 13,126"W
15	22° 45' 9,391"S	39° 48' 35,626"W	41	22° 28' 44,999"S	40° 9' 13,126"W
16	22° 35' 9,364"S	39° 48' 35,625"W	42	22° 28' 45,009"S	40° 9' 41,251"W
17	22° 35' 9,381"S	39° 52' 20,626"W	43	22° 28' 26,246"S	40° 9' 41,250"W
18	22° 34' 41,252"S	39° 52' 20,626"W	44	22° 28' 26,244"S	40° 9' 50,626"W
19	22° 34' 41,252"S	39° 55' 56,251"W	45	22° 28' 16,879"S	40° 9' 50,626"W
20	22° 32' 48,753"S	39° 55' 56,251"W	46	22° 28' 16,874"S	40° 10' 9,376"W
21	22° 32' 48,755"S	39° 57' 11,250"W	47	22° 28' 7,509"S	40° 10' 9,376"W
22	22° 32' 1,863"S	39° 57' 11,251"W	48	22° 28' 7,503"S	40° 10' 28,125"W
23	22° 30' 56,262"S	39° 57' 48,751"W	49	22° 27' 58,138"S	40° 10' 28,126"W
24	22° 30' 56,246"S	40° 0' 0,001"W	50	22° 27' 58,112"S	40° 10' 56,251"W
25	22° 28' 44,985"S	40° 0' 0,001"W	51	22° 27' 39,382"S	40° 10' 56,250"W
26	22° 28' 45,005"S	40° 1' 15,001"W	52	22° 27' 39,380"S	40° 14' 50,626"W

Fonte: PETROBRAS

D. Poços Produtores e Injetores

Neste escopo, a exploração do Módulo 2 do campo de Marlim Sul será feita através de 19 poços, 10 dos quais são produtores e 9 injetores de água. Todos os poços de produção e de injeção serão interligados à SS P-51 diretamente, sem o uso de *manifolds*.

A localização dos poços, através de suas coordenadas UTM é apresentada no Quadro 2.1-3 e sua localização em relação ao campo e à unidade de produção é apresentada em base cartográfica geo-referenciada na Figura 2.1-5. O Quadro 2.1-4 apresenta as

características dos poços produtores e injetores em relação às fases, tais como: diâmetro, profundidade e ângulo de inclinação.

Quadro 2.1-3. Localização (UTM) dos poços produtores e injetores do Módulo 2 do Campo de Marlim Sul.

POÇO	ANM		OBJETIVOS			
			INÍCIO		FIM	
	N	E	N	E	N	E
3-MLS-02	7495091	388380	7498529	389049	Vertical	
B5-P1H	7500099	387054	7500851	386300	7500452	386700
B5-P3H	7498903	380054	7499655	388300	7499256	388700
B5-P4H	7494224	390924	7494671	390700	7495070	390500
B5-P5H	7496323	388900	7497661	388900	7497263	388900
B5-P9H	7498759	386300	7497661	386300	7498259	386300
B5-P10H	7498557	389700	7499456	389700	7499057	389700
B5-P12H	7498305	387454	7498658	387100	7499256	386500
B5-P14H	7495514	390654	7496266	389900	7495867	390300
B13-P1H	7492554	384741	7492080	384900	7491482	385100
B5-I1H	7499210	391146	7498858	391500	7498459	391900
B5-I5H	7494984	387542	7493970	387485	7496483	387499
B5-I6H	7498102	390168	7499057	387900	7498858	388100
B5-I7H	7498467	387077	7498259	387700	7498060	388300
B5-I8H	7498700	388501	7494671	389100	7495070	388700
B5-I10H	7500697	383654	7501050	383300	7501449	382900
B5-I11H	7497616	390746	7497263	391100	7496864	391500
B5-I13H	7494149	390142	7493674	390300	7493076	390500
B13-I1H	7495022	383724	7495867	383300	7495469	383500

Obs: Os poços acima listados poderão sofrer alteração de nomenclatura ao decorrer do processo.

Quadro 2.1-4. Características dos poços produtores e injetores.

Tipo de Poço	Número de Fases	Diâmetro (polegadas)	Inclinação (graus)	PROFUNDIDADE FINAL (metros)
Horizontais (9 produtores e 9 injetores)	1	30	0	1540
	2	13 3/8	0	2450
	3	9 5/8	0→90	3100
	4	8 1/2	90	3600
Poço Vertical MLS-02 (produtor)	1	30	0	1286
	2	20	0	1686
	3	13 3/8	0	2342
	4	9 5/8	0	3165

Fonte: PETROBRAS

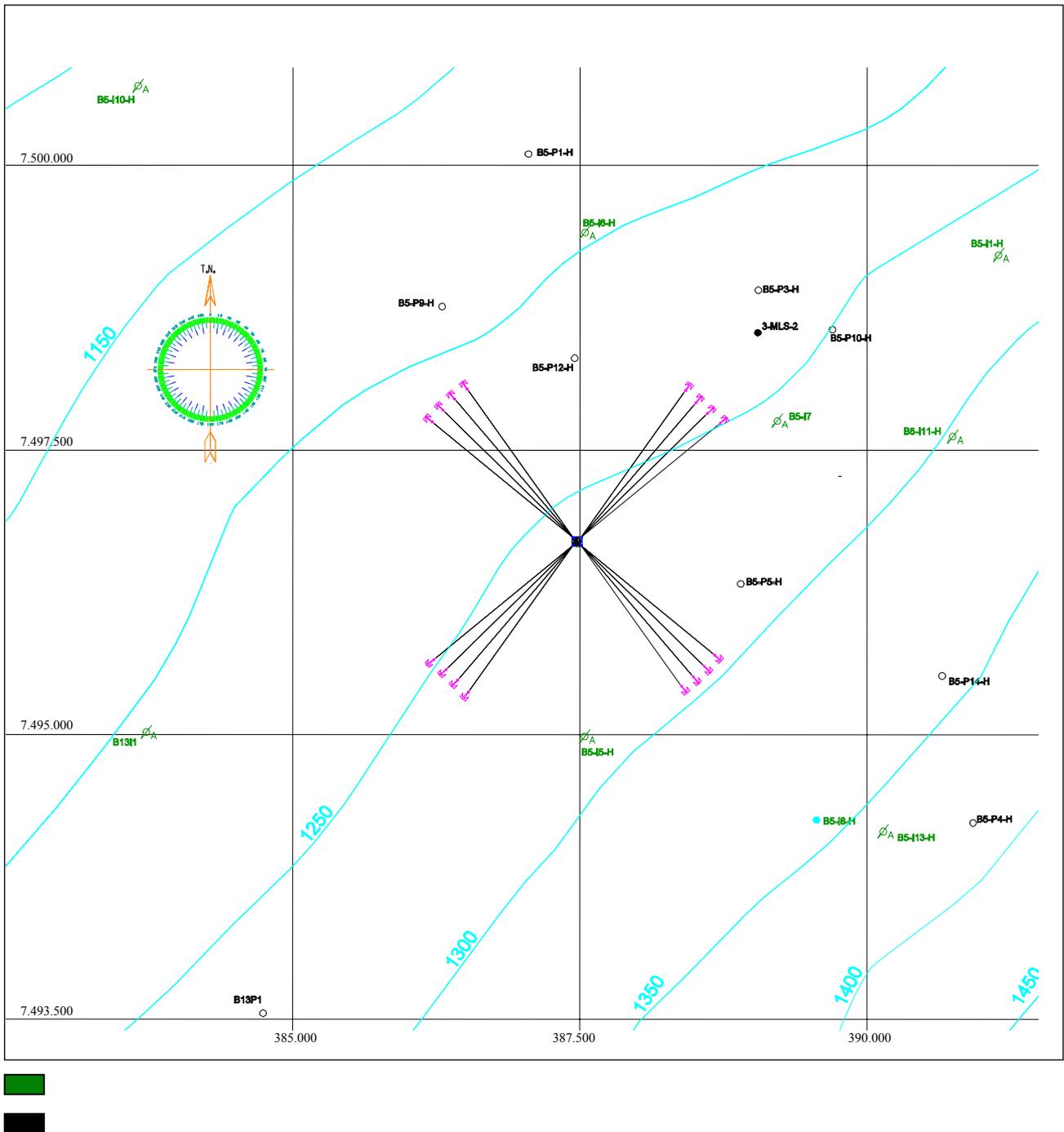


Figura 2.1-5. Localização dos poços (produtores e injetores) e unidade de produção

E. Localização da Unidade de Produção

O desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul contará com uma UEP do tipo semi-submersível, denominada P-51, a qual será ancorada em uma lâmina d'água de 1.255 metros. Sua localização em relação ao campo e aos poços pode ser observada na Figura 2.1-5. As coordenadas de localização da P-51 são apresentadas no Quadro 2.1-5 abaixo.

Quadro 2.1-5. Coordenadas geográficas e UTM da P-51

LATITUDE	LONGITUDE	UTM NORTE *	UTM LESTE *
22° 37' 58"	40° 05' 42"	7496696	387474

* Datum Aratu 39 °

F. Contribuição da Atividade para o Setor Petrolífero

O campo de Marlim Sul foi descoberto pela PETROBRAS em 1987, a partir do poço 4-RJS-382, e possui reservas provadas de 1.369 milhões de barris de óleo e 20,6 bilhões de m³ de gás (Relatório de Reservas de Dezembro/2003). Por sua vez, o Módulo 2, a ser desenvolvido a partir da P-51, possui um volume de óleo *in place* 219,6 milhões de m³, e um volume de reserva total de 92,88 milhões de m³ de óleo. A previsão é de que até Dezembro de 2025 (prazo de término da concessão) sejam processados cerca de 79,22 milhões de m³ de óleo e 8,25 bilhões de m³ de gás pela SS P-51. Estima-se o pico de produção de óleo para o ano de 2009 (28.822 m³/dia - 10,5 milhões m³/ano) e de gás para o ano de 2009 (2,92 milhões de m³/dia – 1.066 milhões de m³/ano).

A partir destas estimativas, tomou-se como base para efeitos comparativos, a produção total de óleo nacional do ano de 2004 e a produção total de óleo do estado do Rio de Janeiro, também no ano de 2004. Neste contexto, no ano de 2009, a produção estimada de óleo do campo de Marlim Sul deverá corresponder a cerca de 12,24% da produção nacional de óleo, e cerca de 14,93% da produção total do estado do Rio de Janeiro.

Quanto ao gás natural, no ano de 2009, previsto para a produção pico de gás natural do Módulo 2 do campo de Marlim Sul, esta representará cerca de 6,29% da produção nacional e 15,76% da produção estadual. Estas estimativas foram baseadas na produção total de óleo e gás natural no Brasil e no estado do Rio de Janeiro do ano de 2004, apresentadas no Quadro 2.1-6.

O Quadro 2.1-7 apresenta o percentual de incremento na produção mensal de óleo e gás no Rio de Janeiro e no Brasil, comparando-se os dados com a produção estimada para os anos de pico de produção.

Quadro 2.1-6. Produção total de óleo e gás durante o ano de 2004 e pico de produção previsto para o Módulo 2 de Marlim Sul em 2009.

PRODUÇÃO	ONSHORE	OFFSHORE	TOTAL
ÓLEO (m³)			
Nacional	12.501.482	73.465.498	85.966.980
Rio de Janeiro	-	70.455.997	70.455.997
Marlim Sul SS P-51 (2009)	-	10.520.030	10.520.030
GÁS (1.000 m³)			
Nacional	7.765.501	9.205.655	16.971.156
Rio de Janeiro	-	6.779.078	6.779.078
Marlim Sul SS P-51 (2009)	-	1.068.355	1.068.355

Fonte: [http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos/Boletim Mensal de Produção submetido à ANP, consultado em abril/05](http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos/Boletim_Mensal_de_Produção_submetido_à_ANP_consultado_em_abril/05) e PETROBRAS.

Quadro 2.1-7. Marlim Sul (Módulo 2): percentual de incremento na produção de óleo e de gás em 2009 no RJ e Brasil, durante os picos de produção.

PRODUÇÃO	ÓLEO EM m ³ / MÊS	INCREMENTO (%)	GÁS EM Mil m ³ / MÊS	INCREMENTO ¹ (%)
RJ	5.871.333	14,93	564.923	15,0
Brasil	7.163.915	12,24	1.414.263	6,6

¹Estimativas baseadas na produção total de óleo e gás natural no Brasil e no estado do Rio de Janeiro do ano de 2004

Fonte: [http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos/Boletim Mensal de Produção submetido à ANP, consultado em abril/05](http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos/Boletim_Mensal_de_Produção_submetido_à_ANP_consultado_em_abril/05).

Considera-se, portanto, bastante significativa em termos de produção nacional e de produção do estado do Rio de Janeiro, a contribuição desse empreendimento, sobretudo se confrontado com a produção comercial de outras bacias sedimentares brasileiras onde a PETROBRAS mantém atividades de exploração e produção.

Segundo dados da ANP do ano de 2004, o Estado do Rio de Janeiro continua sendo o maior produtor nacional de petróleo e gás natural, com percentuais equivalentes à 81,96% (petróleo) e 39,94% (gás) da produção nacional. A participação da produção dos demais estados é apresentado no Quadro 2.1-8.

Quadro 2.1-8. Produção Nacional de Petróleo e Gás em 2004.

ESTADO	PETRÓLEO (m ³)		GÁS NATURAL (mil m ³)	
	Quantidade	Porcentagem	Quantidade	Porcentagem
Rio de Janeiro	70.455.997	81,96%	6.779.078	39,94%
Rio Grande do Norte	4.625.350	5,38%	1.365.579	8,05%
Bahia	2.595.311	3,02%	2.256.608	13,30%
Amazonas	2.470.801	2,87%	3.620.760	21,33%
Sergipe	2.219.837	2,58%	677.426	3,99%
Espírito Santo	1.857.778	2,16%	509.828	3,00%
Ceará	792.064	0,92%	126.091	0,74%
Paraná	443.987	0,52%	65.223	0,38%
Alagoas	425.010	0,49%	1.187.164	7,00%
São Paulo	80.845	0,09%	383.399	2,26%
Total	85.966.980		16.971.156	

Fonte: [http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos/Boletim Mensal de Produção](http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos/Boletim_Mensal_de_Produção) submetido à ANP, consultado em abril/05.

Ressalta-se entretanto, que a projeção do cálculo de contribuição para todo o período de operação da P-51 no Campo de Marlim Sul poderá não corresponder à realidade, visto que atualmente é praticamente impossível fazer projeções confiáveis com respeito à evolução da produção nacional. Além disso, torna-se difícil estimar quanto este campo representará, em termos percentuais, com relação à produção comercial de petróleo no Brasil ao longo das duas próximas décadas. Isso se baseia no fato de que a entrada de novas empresas no cenário petrolífero nacional, deverá trazer incrementos significativos na produção, notadamente nos projetos de parceria da PETROBRAS com diversas outras empresas privadas.

2.2. HISTÓRICO

Neste item serão descritos sucintamente o histórico das atividades petrolíferas realizadas até o presente momento no Módulo 2 do campo de Marlim Sul, bem como o sumário do projeto de produção, cujas atividades serão descritas mais detalhadamente no item 2.4 deste documento.

A. Histórico das Atividades Petrolíferas

Segundo a Petrobras (2002), o campo de Marlim Sul foi descoberto em novembro de 1987, a partir da perfuração do poço 4-RJS-382, que encontrou o reservatório oligocênico com óleo e gás. Verificou-se que este reservatório estendia-se entre lâminas d'água de 800 a 2.600 m. Dessa forma, foi traçada uma estratégia de desenvolvimento deste campo, a ser conduzida a partir das seguintes fases:

- Fase pré-piloto;
- Produção do Módulo 1;
- Produção do Módulo 2
- Produção dos Módulos 3 e 4.

No plano de desenvolvimento estratégico do campo de Marlim Sul, foram definidos os Módulos 1 e 2 que compreendem a exploração de óleo e gás até a lâmina d'água de 1.500m e os módulos 3 e 4 em águas ultra-profundas (acima de 1.500m), conforme pode ser observado na Figura 2.2-1, a seguir.

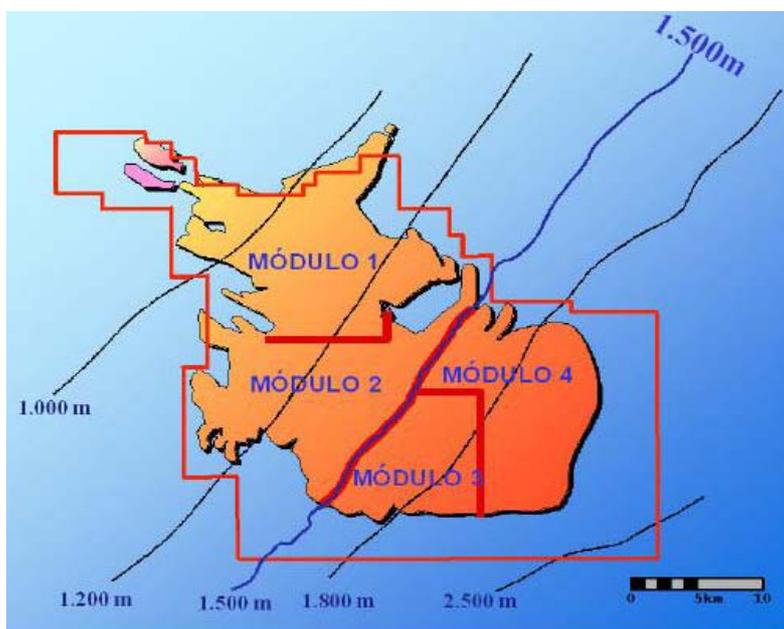


Figura 2.2-1. Estratégia de desenvolvimento do campo de Marlim Sul.

Fonte: PETROBRAS (2002).

Em 1997, o FPSO-2 foi ligado ao poço MRL-3 o qual bateu o recorde mundial de profundidade, a 1.709 metros (Revista Power, 2002). No total, foram perfurados no campo de Marlim Sul 13 poços exploratórios entre os anos de 1987 e 1998, conforme pode ser observado no Quadro 2.2-1.

Quadro 2.2-1. Poços exploratórios perfurados no campo de Marlim Sul entre os anos de 1987 e 1998.

POÇO	ANO DA PERFURAÇÃO	CLASSIFICAÇÃO	GEOMETRIA	LATITUDE	LONGITUDE
4-RJS-382	1987	Pioneiro	Vertical	22° 35' 11,633" S	40° 4' 56,920" W
3-RJS-395	1988	Extensão	Vertical	22° 33' 0,998" S	44° 1' 44,545" W
1-RJS-460	1992	Pioneiro	Vertical	22° 32' 1,906" S	40° 7' 3,829" W
4-RJS-441	1992	Pioneiro	Vertical	22° 38' 10,341" S	40° 8' 2,610" W
3-RJS-443	1993	Extensão	Vertical	22° 36' 30,976" S	40° 0' 41,456" W
3-RJS-483 ^A	1993	Extensão	Vertical	22° 31' 35,043" S	40° 9' 13,957" W
3-RJS-484	1993	Extensão	Vertical	22° 31' 56,721" S	40° 10' 50,009" W
1-RJS-489	1993	Pioneiro	Vertical	22° 28' 55,427" S	40° 10' 24,605" W
3-RJS-490 ^A	1994	Extensão	Vertical	22° 32' 32,037" S	40° 5' 1,553" W
3-MLS-1	1994	Extensão	Vertical	22° 29' 37,389" S	40° 2' 26,987" W
6-MLS-3B	1996	Pioneiro	Vertical	22° 37' 46,261" S	39° 59' 6,065" W
3-MLS-2	1997	Extensão	Vertical	22° 37' 2,761" S	40° 4' 40,174" W
4-RJS-442	1998	Pioneiro	Vertical	22° 38' 54,425" S	40° 5' 4,4483" W

Fonte: PETROBRAS, 2002.

O Projeto Piloto do Módulo 2 foi conduzido a partir da instalação do FPSO-2 a 1.230 metros de lâmina d'água. A produção neste Módulo iniciou em novembro de 1999, a partir do poço 3-MLS-2-RJS e, somando-se a este, o poço 4-RJS-442, interligado em dezembro de 2000. Os poços do Projeto Piloto do Módulo 2 foram fechados e abandonados provisoriamente em dezembro de 2001, quando foi também desmobilizado o FPSO-2. Estes dois poços estão previstos para voltar à produzir na fase de produção do Módulo 2, quando serão interligados à P-51. Os reservatórios que compõem o projeto definitivo do Módulo 2 compreendem diferentes níveis estratigráficos, distribuídos por uma área de aproximadamente 100 km², situados a sudoeste do campo, ao sul da área onde está sendo implantado o Módulo 1 (PETROBRAS, 2002).

Em novembro de 2004 foi observado afloramento de óleo no solo marinho do campo de Marlim Sul, próximo ao poço MLS-107, já desativado na época. Cabe aqui considerar que tal afloramento, assim como suas possíveis conseqüências ambientais, não foram levadas em consideração nesse estudo. Este fato ainda está sendo estudado pela Petrobras com o devido acompanhamento e ciência do IBAMA.

O campo de Marlim Sul já foi objeto de Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), para licenciar as atividades de produção e escoamento do Módulo 1. O Módulo 1 abrange as UEPs P-40 (plataforma de produção) e P-38 (navio de estocagem e transferência), que estão em operação desde dezembro de 2001, quando foi obtida a Licença de Operação emitida pelo IBAMA, e o FPSO-MLS, em

operação a partir de jun/2004 (complementar do Módulo I). No Quadro 2.2-2 a seguir são apresentados os sistemas de produção do campo de Marlim Sul.

Quadro 2.2-2. Sistemas de produção do campo de Marlim Sul.

UNIDADE	TIPO	PROF. (m)	LATITUDE	LONGITUDE	INÍCIO DE OPERAÇÃO	FIM DE OPERAÇÃO
FPSO-2	FPSO	1.430	22° 36' 43,501" S	40° 0' 50,864" W	1997	1998
FPSO-2	FPSO	1.230	22° 37' 38,759" S	40° 6' 25,501" W	1999	2001
P-40	SS	1.080	22° 32' 48,858" S	40° 4' 1,508" W	2001	2026
P-38	FSO	1.020	22° 33' 32,133" S	40° 7' 14,605" W	2001	2006
P-51	SS	1.255	22° 38' 1,991" S	40° 5' 35,807" W	Dez/2007	2025
FPSO-MLS	FPSO	1180	22° 32' 37,851" S	40° 0' 57,254" W	2004	2012

Fonte: PETROBRAS (2002).

B. Sumário do Projeto

O desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul é baseado em uma unidade de produção do tipo semi-submersível. Este conceito, dominado e amplamente utilizado pela PETROBRAS, é o mesmo utilizado em vários sistemas de produção, instalados e em operação nas Bacias de Campos, a exemplo da própria P-40 no Módulo 1 do campo de Marlim Sul.

O Sistema de Produção do Módulo 2 pode ser dividido em 4 (quatro) grandes subsistemas:

- Unidade de produção: embarcação do tipo semi-submersível com planta de processamento e tratamento da produção de óleo e gás e capacidade de tratamento de água para descarte e injeção para manutenção de pressão dos reservatórios;
- Poços produtores e injetores: poços submarinos satélites a serem perfurados e completados com o objetivo de permitir acesso aos reservatórios de interesse do projeto, viabilizando a produção de petróleo e a injeção de água para manutenção da pressão dos reservatórios (a perfuração dos poços é objeto de licenciamento específico);
- Sistema de coleta e injeção: linhas flexíveis e umbilicais eletro-hidráulicos com o objetivo de coletar a produção petróleo e injetar água para manutenção da pressão dos reservatórios;
- Sistema de escoamento: linhas flexíveis e rígidas com o objetivo de permitir o escoamento do óleo e do gás produzidos e tratados na unidade de produção.

Os poços são interligados diretamente à P-51 através de linhas flexíveis (produção e injeção) e umbilicais eletro-hidráulicos (controle de válvulas e equipamentos). A produção

é coletada, processada e tratada a bordo da unidade P-51. O óleo e o gás produzidos são então escoados através do oleoduto e gasodutos submarinos, conforme pode ser observado na Figura 2.2-2, que apresenta o arranjo esquemático das atividades previstas para o Módulo2.

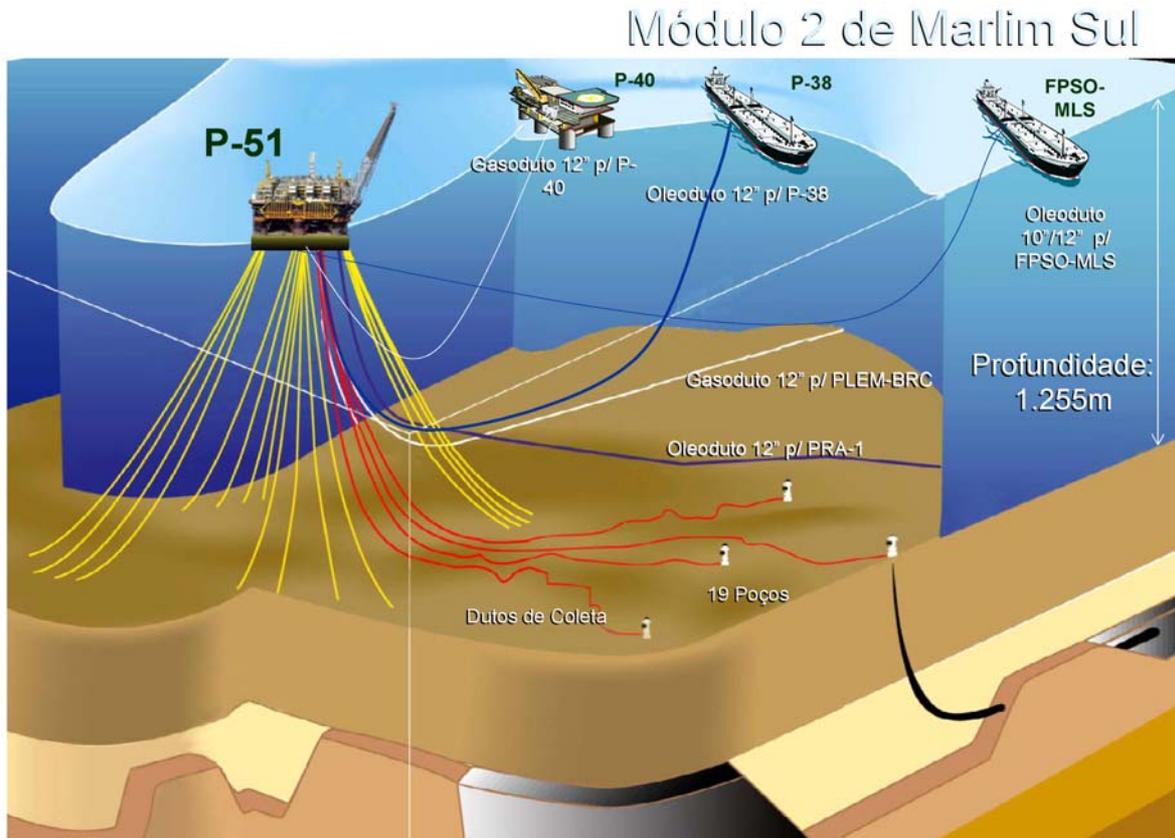


Figura 2.2-2. Arranjo Esquemático do Módulo 2 de Marlim Sul

- **Cuidados Ambientais**

O foco principal da ação ambiental prevista para a atividade de produção do Módulo 2 do campo de Marlim Sul será a prevenção através de um programa de identificação e eliminação/minimização dos riscos ambientais provenientes de operações de carga, descarga, movimentação, limpeza, estocagem e embalagem de materiais, equipamentos e instalações, visando eliminar acidentes, conforme apresentado no item Gerenciamento de Riscos (Capítulo 8 deste relatório).

Todos os sistemas foram submetidos à análise de riscos ainda na fase de projeto, gerando recomendações de medidas mitigadoras dos riscos identificados.

Durante o planejamento para o desenvolvimento do Modulo 2 do campo de Marlim Sul, alguns cuidados ambientais foram tomados pelas equipes de projeto. Pode-se mencionar:

- *Escolha da Unidade de Produção*

A escolha de uma unidade de produção do tipo semi-submersível para realizar o desenvolvimento do campo baseou-se em parâmetros de segurança e de proteção ambiental.

Mantendo 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-51 baseia-se no projeto da plataforma AKER P-56 que está sendo utilizada no Mar do Norte), decidiu-se por uma UEP do tipo Semi-submersível (SS) por ser a mais adequada às peculiaridades do Módulo II de Marlim Sul, tais como: lâmina d'água e distância entre os poços. Além disso, procurou-se aproveitar o conhecimento adquirido de plataformas SS de mesmo porte que se encontram em operação (sendo uma delas, P-40, localizada no próprio campo de Marlim Sul).

Visando minimizar os efeitos provocados pelas emissões gasosas e líquidas nas comunidades bióticas, a unidade de produção P-51 apresentará 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 sua queima.

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. Em caso de eventuais acidentes, o impacto causado pelo derramamento de óleo é relativamente reduzido quando comparado com outros tipos de unidades de produção.

- Escolha da locação da unidade

A escolha do local onde a P-51 será ancorada também se pautou em aspectos de segurança e, conseqüentemente, de cuidados ao meio ambiente.

A UEP P-51 foi geograficamente posicionada de tal forma a conciliar as presenças dos sistemas submarinos e de ancoragem obtendo o menor afastamento (*extend reach*) possível entre os poços, visando maximizar a produção e minimizar os custos de perfuração e o comprimento total das linhas submarinas. Conseqüentemente, o nível de interferência no ecossistema local torna-se reduzido.

O posicionamento da UEP P-51 foi ainda influenciado pela existência de dois poços (MLS-2 e RJS-442) do sistema piloto, os quais criam uma restrição de fundo, além da posição do bloco 5 (bloco mais rentável).

- Escolha da locação do sistema submarino

A escolha da locação do sistema submarino e de ancoragem da P-51 foi baseada numa análise geológica integrada que visou identificar feições e obstruções que pudessem comprometer a presença dos equipamentos a serem instalados.

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 do Módulo 2, com o desenvolvimento comercial do campo de Marlim Sul, 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

A construção da SS P-51 para operar no campo de Marlim Sul esta sendo realizada através de processo licitatório. O processo de licitação é conduzido com absoluta isenção, garantindo condições isonômicas para todas as partes e, principalmente, oferecendo segundas oportunidades aos proponentes com sede no Brasil. O total de investimentos previstos para o desenvolvimento do Módulo 2, considerando-se os poços e as instalações submarinas, alcançará o valor de US\$ 1,96 bilhão.

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. A expectativa de crescimento pode ser confirmada com as estatísticas do governo estadual, que prevê, até o final de 2004, cerca de 16 mil pessoas empregadas no setor².

Os estudos do IBGE confirmam o crescimento da indústria nacional de petróleo e gás em dezembro de 2003. Através de uma análise comparativa da indústria extrativa mineral, de dezembro 2002 com dezembro 2003, verificou-se que a atividade de extração de petróleo e gás natural voltou a se expandir no confronto com igual mês do ano anterior, apresentando um crescimento de 7,0%³. Já em agosto de 2004, a indústria extrativa

a) _____

² BNDES - <http://www.bndes.gov.br/noticias/not750.asp...17/03/04>

³ IBGE - <http://www.ibge.gov.br/home/presidencia/noticias/13022004pfrehtml.shtm>. Comunicação Social, 13/02/04.

respondeu por cerca de 31% da produção industrial do Estado do Rio de Janeiro, sendo o petróleo responsável por 28,5% do total dessa indústria⁴.

Deve-se enfatizar como principal justificativa econômica para implantação deste empreendimento o próprio aumento da produção nacional de petróleo, cujas conseqüências imediatas se refletem na redução do volume importado com vistas a suprir a demanda interna do Brasil. Conseqüentemente, esta redução no volume importado representa economia de divisas para o país em época de esforços para melhoria da balança comercial da nação.

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

Os elevados investimentos empresariais e o aumento da arrecadação de impostos tendem a trazer benefícios significativos à sociedade. Os impostos são revertidos em melhoria de infra-estrutura, saneamento básico, educação, saúde entre outros, implicando na melhoria da qualidade de vida das populações beneficiadas pelos programas governamentais. Dentre esses impostos, destaca-se o pagamento de *royalties*, que constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção⁵.

No âmbito empresarial, o engajamento na atividade gera recursos que são revertidos para a própria empresa, resultando em melhores condições de trabalho, entre outros benefícios. O crescimento também gera a necessidade da criação de novos postos de trabalho e mão-de-obra especializada.

Por sua vez, a necessidade de mão-de-obra especializada estimula as instituições acadêmicas a criarem novos cursos e implantarem novos centros educacionais, onde a demanda pela atividade do setor é mais intensa. Esse crescimento, normalmente, é apoiado por instituições governamentais, como a FINEP, ANP, CNPq, CAPES, entre outras.

D. Locacionais

A P-51 será posicionada nas coordenadas UTM 39° (datum Aratu) N 7496696 e E 387474, e às geográficas de latitude 22° 37' 58" N e longitude 40° 05' 42" W, em uma lâmina d'água de 1255 metros.

a) _____

⁴ Jornal do Comércio, 24/10/2004 – Maurício Elias Chacur, Ilhas de prosperidade na economia do RJ.

⁵ Decreto 2.705/1998.

O posicionamento da UEP P-51 foi influenciado pela posição do bloco mais rentável (bloco 5) do campo de Marlim Sul e pela existência dos poços do sistema piloto, os quais criam uma restrição de fundo.

Adicionalmente deve ser destacada a presença, próximo ao Módulo 2 do campo de Marlim Sul, a infra-estrutura de escoamento da produção que estará disponibilizada à época, permitindo o escoamento dutoviário de gás natural (através do sistema de escoamento do gás do campo de Barracuda e Caratinga) e o escoamento multimodal do óleo (através do sistema de escoamento de óleo do Módulo 1 de Marlim Sul via navios cisternas e através de dutos e navios aliviadores a partir da PRA-1).

E. Ambientais

Um importante aspecto ambiental, com a implantação deste empreendimento, refere-se ao aumento da disponibilidade de gás natural ao mercado consumidor, por este representar 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.