

2. CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO

2.1. APRESENTAÇÃO

Neste item encontra-se apresentada uma caracterização geral da atividade de produção do campo de Albacora Leste, os objetivos desta atividade, além de informações relevantes de interesse aos estudos ambientais, tais como: localização, atividades a serem desenvolvidas e o cronograma de execução.

2.1.1. Objetivos da Atividade

As atividades previstas para a produção de hidrocarbonetos do campo de Albacora Leste têm como objetivo estabelecer o desenvolvimento deste campo, através da instalação de uma unidade estacionária de produção (UEP), do tipo FPSO DICAS, denominado P-50. Para tanto, o FPSO P-50 será ancorado em uma lâmina d'água de 1.240 m, e equipado com facilidades de produção capazes de processar e tratar 180.000 bpd de óleo, comprimir 6,0 milhões de m³/dia de gás e estocar 2,0 milhões de barris de óleo.

Serão interligados ao FPSO P-50, 28 novos poços horizontais, dos quais 17 são poços produtores e 11 são injetores. Além destes 28 poços, o Empreendimento conta ainda com o poço produtor 4-RJS-477, que produziu entre os anos de 1998 e 2001 para a unidade de produção P-25 (campo de Albacora), o qual será remanejado para a P-50. Todos os poços produtores serão interligados diretamente à P-50, sem utilização de *manifolds* submarinos. A injeção de água será feita através de 7 poços satélites e mais dois sistemas piggy-back (dois poços injetores para cada sistema).

O escoamento do óleo produzido pelo FPSO P-50 será feito em *tandem*, por navios aliviadores. Para o gás, o escoamento para o continente será feito através de um gasoduto que proporcionará a interligação entre a P-50 e o já existente PLAEM de Roncador, deste para a plataforma central de Garoupa, e daí para o continente.

2.1.2. Cronograma de Execução da Atividade de Produção

A implementação do sistema de produção de Albacora Leste (P-50) contempla uma série de atividades relacionadas com a produção (operação) efetiva do campo. Destaca-se a perfuração dos poços, a conversão do navio tanque Felipe Camarão em uma UEP, a instalação do sistema submarino (*subsea*) no campo, o comissionamento do FPSO P-50 e a interligação dos poços, conforme pode ser observado no cronograma apresentado no Quadro 2.1.2-a.

Quadro 2.1.2-a. Cronograma geral previsto para a implantação das atividades de produção de hidrocarbonetos a partir do FPSO P-50, no campo de Albacora Leste, na bacia de Campos.

A chegada do FPSO P-50 à locação definitiva, no campo de Albacora Leste, se dará em junho de 2004, quando se iniciarão os trabalhos de interligação dos poços com as fases de perfuração e completação finalizadas. A produção do primeiro óleo pelo FPSO P-50 encontra-se prevista para julho de 2004. A partir deste mês, as atividades de interligação dos demais poços serão conduzidas paralelamente às atividades de perfuração, sendo o término dos trabalhos previsto para o mês de janeiro de 2006, quando o último poço será interligado.

Além das atividades apresentadas acima, este Projeto contempla também a instalação do gasoduto rígido, interligando a produção de gás do campo de Albacora Leste ao PLAEM de Roncador. Conforme pode ser observado no Quadro 2.1.2-b a seguir, em junho de 2003 serão iniciados os trabalhos de mobilização do canteiro *on-shore* e das embarcações de lançamento e de apoio. Em setembro do mesmo ano será realizado um *pre-survey* no sítio de instalação do gasoduto, seguido das atividades de embarque e lançamento do duto, *pos-survey*, calçamento e comissionamento. As instalações do gasoduto estarão finalizadas no mês de março de 2004.

Quadro 2.1.2-b. Cronograma geral das atividades relacionadas à instalação do gasoduto rígido.

ATIVIDADES	2003							2004		
	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
Mobilização de Canteiro On-Shore	■									
Mobilização da Embarcação de Lançamento	■									
Mobilização da Embarcação de Apoio	■									
Pre-Survey				▲						
Embarque e Lançamento do Gasoduto				■						
Pos-Survey e calçamento						▲				
Comissionamento								▲		
Entrega do Gasoduto										■

Fonte: Petrobrás

O Quadro 2.1.2-c apresenta a previsão de perfuração e interligação de cada poço de produção e de injeção, que deverão integrar as atividades de produção de hidrocarbonetos a partir do FPSO P-50, no campo de Albacora Leste.

Quadro 2.1.2-c. Cronograma geral das atividades de perfuração e interligação dos poços.

2.1.3. Localização da Unidade de Produção, Poços e Dutos

O campo de Albacora Leste está situado na porção setentrional da bacia de Campos, distante cerca de 120 km a leste do cabo de São Tomé, na costa do estado do Rio de Janeiro. A área do campo ocupa aproximadamente 215 km² com lâmina d'água (LDA) variando de 800 a 2.000 m. Na Figura 2.1.3-a pode-se observar a localização do campo de Albacora Leste.

A área requerida junto à Agência Nacional de Petróleo (ANP), delimitada para as atividades de desenvolvimento do campo de Albacora Leste, regida pelo contrato nº 48000.003895/97-67, encontra-se representada no polígono de concessão ilustrado na Figura 2.3.1-b. As coordenadas geográficas dos vértices deste polígono são listados no Quadro 2.3.1-a.

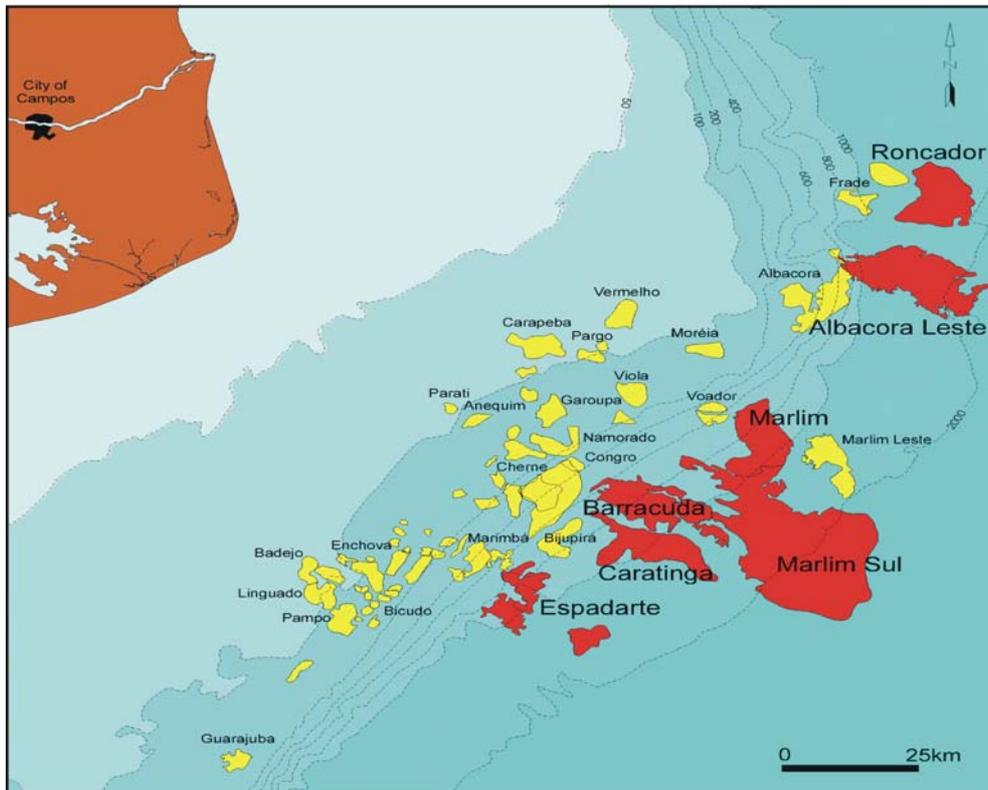


Figura 2.3.1-a. Localização do campo Albacora Leste.

Fonte: PETROBRAS

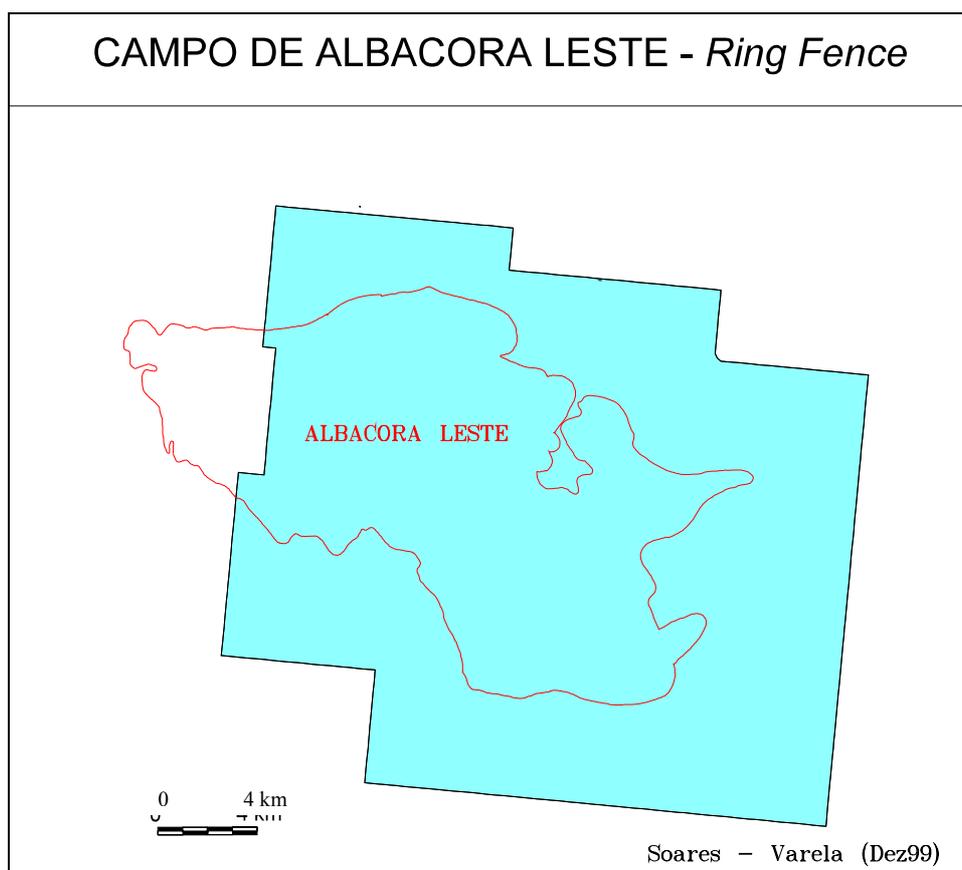


Figura 2.1.3-b. Área requerida junto à ANP.
Fonte: PETROBRAS.

Quadro 2.1.3-a. Coordenadas geográficas dos vértices da área de concessão do campo de Albacora Leste.

VÓRTICE	LATITUDE	LONGITUDE	VÓRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
1	22:00:05,366 S	39:52:07,278 W	8	22:12:35,286 S	39:48:41,141 W
2	22:03:12,849 S	39:52:07,375 W	9	22:12:35,237 S	39:37:26,183 W
3	22:03:12,818 S	39:51:48,641 W	10	22:02:35,369 S	39:37:26,125 W
4	22:06:01,501 S	39:52:25,995 W	11	22:02:35,282 S	39:41:11,127 W
5	22:06:01,537 S	39:51:48,620 W	12	22:01:01,586 S	39:41:11,164 W
6	22:10:05,272 S	39:52:26,137 W	13	22:01:01,477 S	39:46:20,561 W
7	22:10:05,332 S	39:48:41,118 W	14	22:00:05,345 S	39:46:20,431 W

Fonte: PETROBRAS

A unidade de produção, armazenamento e transferência a ser utilizada na produção de hidrocarbonetos do campo de Albacora Leste é denominada P-50. Esta unidade será ancorada a 1.240 m de profundidade, cujas coordenadas de localização encontram-se

apresentadas no Quadro 2.1.3-b, bem como as coordenadas de localização do PLET, estrutura para a qual será direcionado o gás produzido e exportado pela P-50.

Quadro 2.1.3-b. Coordenadas de referência da localização do FPSO P-50 e do PLET.

COORDENADAS	FPSO P-50	PLET
UTM L	414439	412473
UTM N	7557537	7558220
Latitude	22:05:04.807 S	22:04:42.244 S
Longitude	39:49:45.660 W	39:50:54.126 W

Fonte: PETROBRAS

A exploração do campo será feita através de 29 poços, 18 dos quais são produtores (17 poços novos e o poço já explorado 4-RJS-477A) e 11 injetores de água. Todos os poços de produção serão interligados ao FPSO P-50 diretamente, sem o uso de *manifolds*. Dentre os poços de injeção, 7 serão interligados diretamente enquanto 4 serão ligados em sistema *pigback*.

Os Quadros 2.1.3-c e 2.1.3-d a seguir apresentam a localização (UTM) e a profundidade (m) dos poços produtores e injetores. O arranjo submarino do projeto Albacora Leste pode ser observado na Figura 3.2-c, e encontra-se descrito em detalhes ao longo do Capítulo 3 deste relatório.

Quadro 2.1.3-c. Localização e profundidade da lâmina d'água dos poços produtores.

POÇO	COORDENADA (Norte)	COORDENADA (Leste)	LDA (m)
1P01	7 559 645	411 831	1.120
1P02	7 561 382	412 105	1.170
1P03	7 560 169	415 275	1.340
1P04	7 562 361	415 763	1.480
1P05	7 561 080	413 525	1.220
1P06	7 559 229	416 365	1.440
1P08	7 559 266	416 208	1.190
1P09	7 558 863	415 692	1.360
1P010	7 556 174	416 080	1.370
1P012	7 554 967	415 647	1.310
1P013	7 553 955	415 900	1.320
1P014	7 554 668	417 776	1.500
1P015	7 555 791	418 355	1.540
1P016	7 553 787	414 311	1.220
2P01	7 559 074	415 254	1.320
2P06	7 554 513	419 513	1.610
2P07	7 555 047	420 743	1.690
4-RJS-477A	7 554 508	411 695	1.110

Fonte: PETROBRAS
Datum: Aratu (39°W)

Quadro 2.1.3-d. Localização (UTM) e profundidade da lâmina d'água (m) dos poços injetores.

POÇO	COORDENADA (Norte)	COORDENADA (Leste)	LDA (m)
1-i 01	7 560 339	408 410	940
1-i 02	7 560 236	412 513	1.155
1-i 03	7 561 919	413 025	1.210
1-i 04	7 559 254	410 931	1.070
1-i 05	7 556 369	412 369	1.130
1-i 06	7 554 487	412 812	1.155
1-i 07	7 557 281	417 127	1.470
1-i 08	7 556 950	417 589	1.500
1-i 09	7 555 020	414 688	1.240
2-i 01	7 560 236	411 414	1.120
2-i 03	7 557 236	418 013	1.520

Fonte: PETROBRAS - Datum: Aratu (39°W)

No Quadro 2.1.3-e encontram-se apresentadas as coordenadas das 18 âncoras que serão instaladas para amarração do FPSO P-50. A Figura 2.1.3-c apresentada a seguir ilustra a localização relativa do FPSO P-50, dos poços, âncoras e demais estruturas submarinas a serem instaladas no campo de Albacora Leste.

Quadro 2.1.3-e. Localização das âncoras de amarração do FPSO P-50, no campo de Albacora Leste.

ÂNCORA	COORDENADAS UTM	
	N (m)	E (m)
1	7.555.859	414.714
2	7.555.875	414.798
3	7.556.177	415.459
4	7.556.232	415.528
5	7.556.290	415.594
6	7.558.113	416.038
7	7.558.189	416.008
8	7.558.298	415.959
9	7.558.374	415.918
10	7.559.232	414.310
11	7.559.223	414.223
12	7.559.204	414.110
13	7.559.186	414.026
14	7.557.795	412.759
15	7.557.708	412.748
16	7.557.620	412.742
17	7.556.905	412.861
18	7.556.827	412.894

Figura 2.1.3-c. Localização do FPSO P-50, poços, âncoras e demais estruturas submarinas.

2.1.4. Contribuição da Atividade para o Setor Petrolífero

Estudos recentes do campo de Albacora Leste apontam para uma reserva total na ordem de 83,097 MMm³ de óleo equivalente, sendo as reservas provadas estimadas na ordem de 41,550 MMm³ de óleo e 2,498 bilhões de m³ de gás natural. Estima-se um pico de produção de óleo para o ano de 2006, produzindo cerca de 25,22 Mm³/dia (9,205 MMm³/ano).

A partir destas estimativas, tomou-se como base para efeitos comparativos, a produção total de óleo nacional do ano de 2001 (75,22 MMm³) e a produção total de óleo da bacia de Campos, também no ano de 2001 (60,45 MMm³), apresentada no Quadro 2.1.4-a, a seguir. Neste contexto, no ano de 2006, a produção estimada de óleo do campo de Albacora Leste deverá corresponder a cerca de 12,3% da produção nacional de óleo, e cerca de 15,2% da produção total da bacia de Campos.

Quadro 2.1.4-a. Produção total de óleo durante o ano de 2001 e pico de produção previsto para Albacora Leste.

PRODUÇÃO DE ÓLEO (m ³)	ONSHORE	OFFSHORE	TOTAL
Nacional	12.467.649	62.750.932	75.218.581
Bacia de Campos	-	60.489.198	60.489.198
Albacora Leste FPSO P-50 (2006)	-	9.203.183	9.203.183

Fonte: http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos e Petrobrás.

O Quadro 2.1.4-b apresenta o percentual de incremento na produção mensal de óleo no Rio de Janeiro e no Brasil, comparando-se os dados de agosto de 2002, com a produção estimada para o ano de 2006.

Quadro 2.1.4-b. Albacora Leste: percentual de incremento na produção de óleo no RJ e Brasil, durante o pico de produção (2006).

PRODUÇÃO	ÓLEO EM M ³ / MÊS	INCREMENTO (%)
RJ ⁽¹⁾	6.156.337	12,3
Brasil ⁽²⁾	7.432.122	10,2

Fonte: http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.

(1) produção mensal em agosto de 2002 (offshore)

(2) produção mensal em agosto de 2002 (onshore+offshore)

Considera-se, portanto, bastante significativa em termos de produção nacional e de produção da bacia de Campos, a contribuição desse empreendimento, sobretudo se confrontado com a produção comercial de outras bacias sedimentares brasileiras onde a Petrobrás mantém atividades de exploração e produção.

Segundo dados do ano de 2001, apresentados no site do E & P Corporativo, as bacias sedimentares do Espírito Santo, da Bahia, de Sergipe/Alagoas, Rio Grande do Norte/Ceará, Campos e Solimões, correspondem a produção de cerca de 90% da produção nacional, distribuída conforme apresentado na Figura 2.1.4-a.

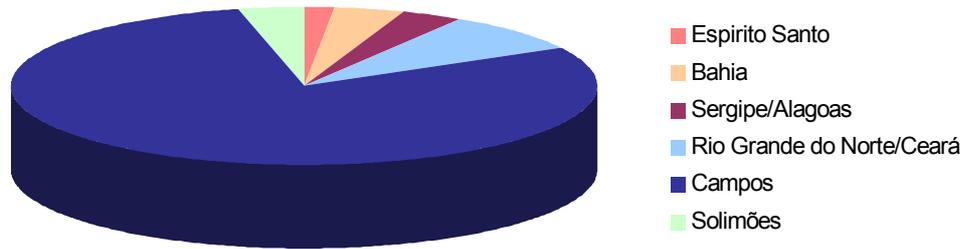
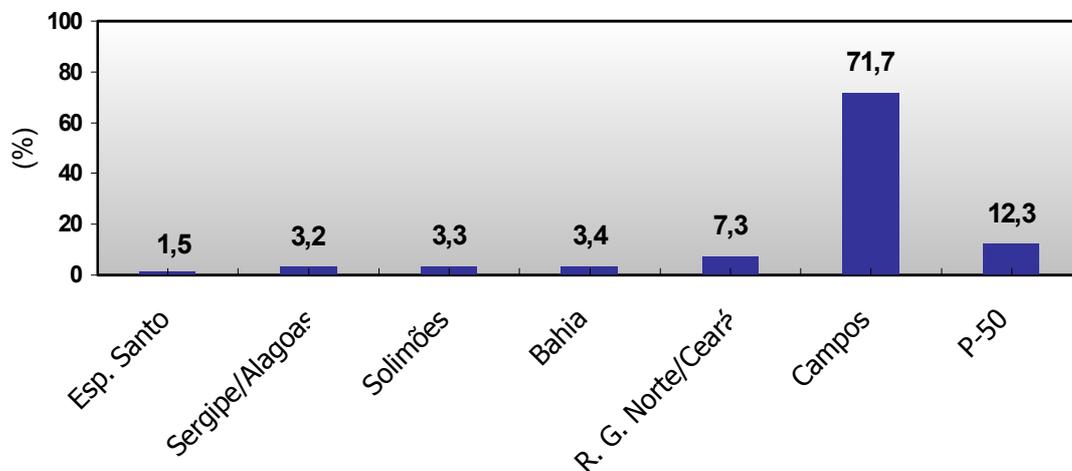


Figura 2.1.4-a. Contribuições das principais bacias sedimentares para a produção nacional de petróleo.

Como pode-se observar, a bacia de Campo atualmente representa a maior produção de petróleo do Brasil, com 36 plataformas atualmente em operação, com a previsão de pelo menos mais cinco a entrar em produção até o ano de 2005, incluindo o FPSO P-50, no campo de Albacora Leste. Na Figura 2.1.4-b pode-se observar a localização destas plataformas em operação e previstas, na bacia de Campos.

A Figura 2.1.4-c apresenta na forma de histograma, os percentuais de produção de petróleo referentes às bacias de Campos, Espírito Santo, Bahia, Sergipe/Alagoas, Rio Grande do Norte/Ceará e Solimões no ano de 2001, e da previsão da P-50 para o ano de produção máxima (2006).



A

Figura 2.1.4-c. Percentuais de produção de petróleo referentes às principais bacias brasileiras em 2001, e da previsão da P-50 no campo de Albacora Leste.

Ressalta-se entretanto, que a projeção deste cálculo para todo o período de operação da P-50 no Campo de Albacora Leste 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 Petrobrás com diversas outras empresas privadas.

Figura 2.1.4-b. Distribuição das plataformas de produção de petróleo localizadas na bacia de Campos.

2.1.5. Cuidados Ambientais

O Plano de Desenvolvimento para a produção de hidrocarbonetos do campo de Albacora Leste apresenta particularidades e estratégias operacionais que visam economicidade, segurança e conformidade com o meio ambiente, de forma a otimizar a recuperação do reservatório, conforme descrito no Capítulo 3 deste documento. A seguir são destacados alguns aspectos que caracterizam os cuidados ambientais adotados pela PETROBRAS para o campo de Albacora Leste.

- ⇒ Processo de tratamento de água produzida, realizado na planta de processo do FPSO P-50, com vistas à manutenção da água descartada dentro das características estabelecidas pela legislação ambiental. A escolha de uma unidade de produção tipo FPSO permite o tratamento da água a bordo da própria unidade, gerando o descarte da água produzida tratada na própria locação;
- ⇒ Utilização de parte do gás produzido para geração de energia elétrica no FPSO a partir de gás natural, mitigando impactos de emissões gasosas mais poluentes.

Além destes cuidados ambientais destacados acima, serão elaborados programas de controle da poluição das atividades de produção e de monitoramento ambiental, além da instalação de um sistema de atendimento à emergências ambientais com disponibilidade de equipamentos, materiais, instalações, procedimentos e pessoal treinado para ação imediata de controle e reparação de possíveis danos ambientais causados por acidentes.

Todavia, o foco principal da ação ambiental 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 documento).

Para um melhor entendimento da interação do projeto como um todo com o meio ambiente onde este será realizado, a Figura 2.1.5-a, ilustra a identificação de quatro zonas, onde se darão as ações das atividades relacionadas às atividade de produção do campo de Albacora Leste.

Nesta figura pode-se identificar:

- Zona 1** ⇒ sistema de produção submarino
- Zona 2** ⇒ o FPSO e a área à sua volta
- Zona 3** ⇒ o trajeto entre o FPSO e o apoio terrestre
- Zona 4** ⇒ o apoio terrestre

O resultado das interações entre o meio ambiente e as atividades do projeto serão discutidas posteriormente na Avaliação de Impactos Ambientais, no Capítulo 6 deste documento.

Figura 2.1.5-a. Esquema geral do projeto de Albacora Leste

2.2. HISTÓRICO

Neste item serão descritos sucintamente o histórico das atividades petrolíferas realizadas até o presente momento no campo de Albacora Leste, bem como o sumário do projeto de produção, cujas atividades serão descritas mais profundamente no Capítulo 3 deste documento.

2.2.1. Histórico das Atividades Petrolíferas

O campo de Albacora Leste constitui-se principalmente de três reservatórios areníticos, de idade miocênica, AB10, AB-20 e AB-30. Foi descoberto em março de 1986, a partir da perfuração do poço 1-RJS-342A, onde foi encontrado gás no arenito miocênico AB10. A partir de então, foram perfurados outros poços, tendo sido detectados depósitos de óleo e gás, conforme listado a seguir:

- Poço 3-RJS-355 (julho de 1986) - presença de óleo no arenito AB10;
- Poço 3-RJS-360A (agosto de 1986) – presença de óleo nos reservatório AB10 e AB20;
- Poço 3-RJS-367 (abril de 1987) – presença de óleo nos reservatórios AB10 e AB20.

Os poços 7-AB10D-RJS, 7-AB15D-RJS e 7-AB18D-RJS, perfurados em julho de 1991, maio de 1992 e julho de 1992, respectivamente, encontraram gás no reservatório AB10 e são pertencentes ao campo de Albacora, limítrofe ao campo de Albacora Leste.

Em novembro de 1993 foi perfurado o poço 4-RJS-477A, novamente no campo de Albacora Leste, onde foi encontrado óleo no reservatório AB10. Este poço produziu hidrocarbonetos entre junho de 1998 e dezembro de 2001, para plataforma P-25 no campo de Albacora, quando foi fechado, devido a alta RGO, para prevenir a formação de cone de gás. Posteriormente, foram perfurados ainda os seguintes poços:

- Poço 3-RJS-510A (setembro de 1995) – presença de gás no reservatório AB10 e gás e óleo no reservatório AB20 e óleo no reservatório AB30;
- Poço 6-ABL-1-RJS (novembro de 1999) – presença de óleo nos reservatórios AB10 e AB20. Este poço foi perfurado com o principal objetivo de investigar o reservatório cretácico, que foi encontrado com água. Detectou-se também a presença de óleo e água nos reservatórios miocênicos secundários AB21, AB22 e AB23.

O Quadro 2.2.1-a sintetiza as informações históricas dos poços perfurados no campo de Albacora Leste, bem como suas coordenadas geográficas. A localização destes, além dos contornos dos três reservatórios principais deste campo podem ser observados na Figura 2.2.1-a.

Quadro 2.2.1-a. Histórico e localização dos poços perfurados no campo de Albacora Leste.

POÇO	ANO DE PERFURAÇÃO	CLASSIFICAÇÃO	GEOMETRIA	COORDENADAS GEOGRÁFICAS
1-RJS-342	1986	pioneiro	vertical	22:05:08,63 S 39:52:37,50 W
3-RJS-355	1986	extensão	vertical	22:03:19,67 S 39:53:04,35 W
3-RJS-360A	1986	extensão	vertical	22:04:28,05 S 39:50:30,01 W
4-RJS-367	1987	pioneiro adjacente	vertical	22:06:37,40 S 39:47:00,40 W
4-RJS-477A	1993	pioneiro adjacente	vertical	22:06:42,33 S 39:51:22,31 W
3-RJS-510A	1995	extensão	vertical	22:06:23,78 S 39:45:36,45 W
6-ABL-1-RJS	1999	jazida mais profunda	vertical	22:03:55,08 S 39:47:41,01 W

Fonte: PETROBRAS.

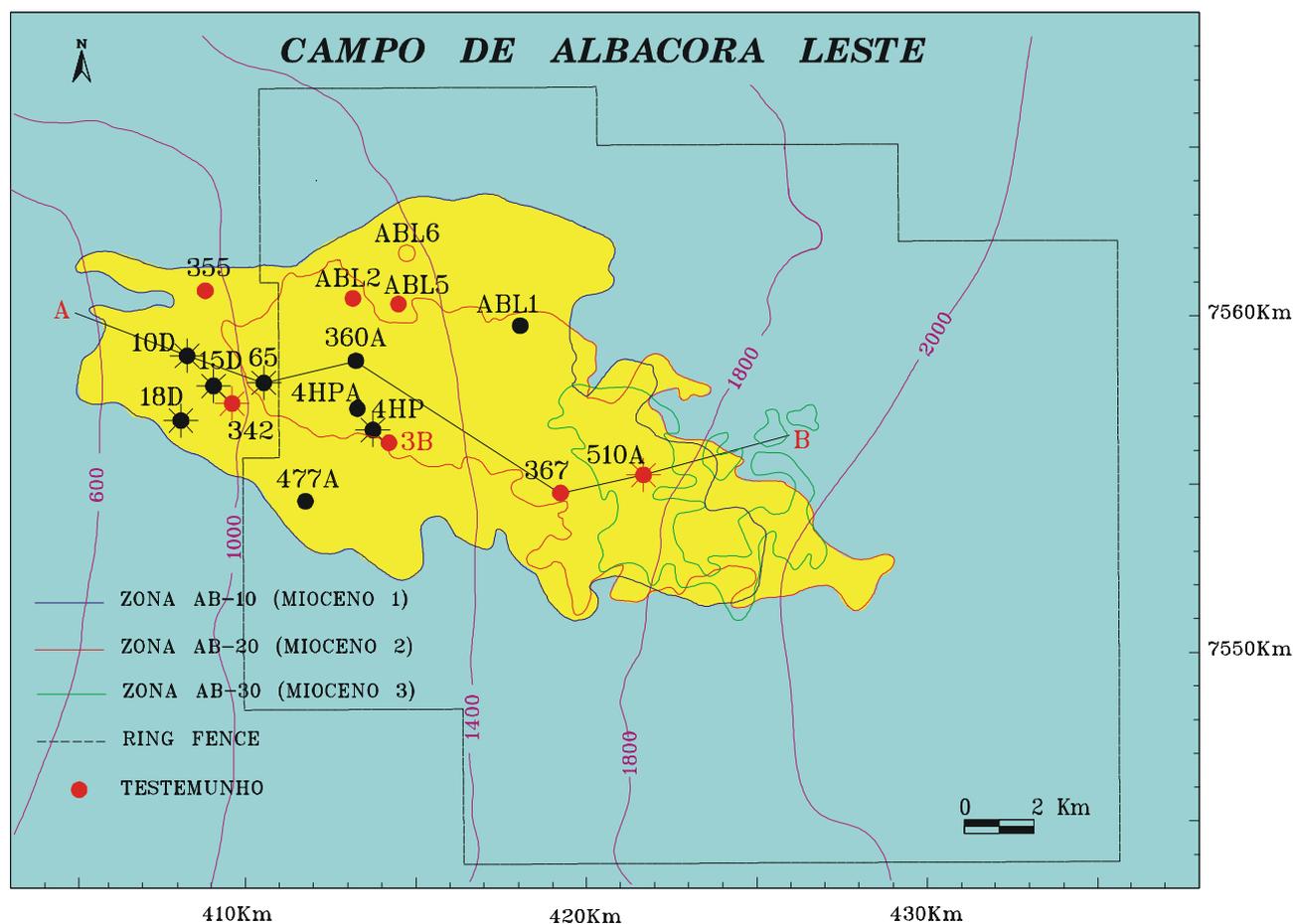


Figura 2.2.1-a. Contorno dos principais reservatórios, localização dos poços e área de concessão do campo de Albacora Leste.

Fonte: PETROBRAS.

Sistema de Produção Existente

No período entre junho de 1998 e dezembro de 2001, conforme citado anteriormente, foi feita a exploração do poço 4-RJS-477A, sendo sua produção encaminhada para a plataforma P-25, do campo de Albacora. Este poço foi fechado para prevenir a formação de cone de gás e está previsto para voltar a produzir a partir de dezembro de 2004 para o FPSO P-50 do campo de Albacora Leste. O poço 4-RJS-477A está completado com mecanismo de contenção de areia e sistema de elevação artificial do tipo Bombeio Centrífugo Submarino Submerso (BCSS). Entretanto, o poço também está completado para operar com *gas-lift*, podendo alterar o modo de elevação artificial sem necessidade de intervenção. As produções acumuladas de óleo e gás até dezembro de 2001 são de 0,5 e 50 milhões de m³, respectivamente, provenientes do arenito AB-10.

2.2.2. Sumário do Projeto

O Campo de Albacora Leste, descoberto em março de 1986 através do poço 1-RJS-342, está situado na área norte da bacia de Campos, a cerca de 120 km do Cabo de São Tomé, sob lâminas d'água de 800 a 2000 m e ocupa uma área de 215 km².

As reservas totais eram da ordem de 168,198 MMm³ de óleo equivalente, sendo que as reservas provadas do campo alcançavam 50,171 MMm³ de óleo e 4,751 bilhões de m³ de gás natural, conforme PD apresentado à ANP em abril de 2002.

No entanto, com o melhor conhecimento do campo, através de informações obtidas a partir da perfuração de poços pilotos, esses valores tendem a mudar. Outro fator que está contribuindo para esta reavaliação das reservas é a nova aquisição de dados sísmicos e a interpretação dos dados do campo, com parâmetros mais adequados adotados no estudo.

Os estudos mais recentes apontam para uma reserva total na ordem de 83,097 MMm³ de óleo equivalente, sendo que as reservas provadas alcançam 41,550 MMm³ de óleo e 2,498 bilhões de m³ de gás natural. Futuramente serão atualizados, junto à ANP, os valores revisados da reserva total.

Os reservatórios produtores do campo consistem de arenitos turbidíticos de idade Miocênica, pertencentes à formação Carapebus e denominados Arenitos Albacora 10 e Albacora 20, os quais apresentam excelentes condições permo-porosas, segundo os dados disponíveis até a presente data. O campo esteve em produção desde junho de 1998 através do poço 4-RJS-477A, produzindo para a plataforma P-25 do campo de Albacora, tendo sido fechado em dezembro de 2001, para evitar a formação de cone de gás.

Está prevista a instalação de uma unidade estacionária de produção (UEP) do tipo FPSO DICAS (P-50), ancorada em lâmina d'água de 1.240 m e equipada com facilidades de produção, com capacidade para processar e tratar 180.000 bpd de óleo, compressão de 6,0 MMm³/dia de gás e estocagem de 2,0 milhões de barris.

O projeto de desenvolvimento para produção de hidrocarbonetos a partir do FPSO P-50 será constituído por 28 novos poços horizontais, sendo 17 produtores e 11 injetores, e mais o poço produtor 4-RJS-477 que será remanejado da unidade de produção P-25 para a P-50.

Todos os poços produtores serão interligados diretamente a P-50, sem utilização de manifolds submarinos, todos equipados com telas para contenção de areia (*gravel pack*), com previsão do primeiro óleo para julho de 2004.

O escoamento de óleo será feito em *tandem*, por navios aliviadores e o escoamento de gás para o continente através de gasoduto, que será lançado da P-50 até o existente PLAEM de Roncador e também da plataforma central de Garoupa até o continente. O pico da produção está previsto para o ano de 2006, com cerca de 25.200 m³/dia de óleo.

Estão previstos para este projeto investimentos de aproximadamente US\$ 1,5 bilhões ao longo de 58 meses, subdivididos em US\$ 670 milhões para perfuração e completação dos poços, US\$ 250 milhões para os sistemas de coleta e escoamento da produção, US\$ 500 milhões para o FPSO e US\$ 80 milhões para o gerenciamento do projeto e outros investimentos de menores portes.

2.3. JUSTIFICATIVAS

2.3.1. Técnicas

A capacidade e a posição de destaque que a Petrobras detém hoje na exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas, são internacionalmente reconhecidas. A capacitação e liderança neste segmento da indústria petrolífera foram obtidas com base em uma intensa pesquisa tecnológica, e como consequência dos seus mais de vinte anos operando na Bacia de Campos, culminando com o desenvolvimento de uma tecnologia nacional voltada para este tipo de atividade. Neste sentido, a capacitação da empresa representa uma forte justificativa técnica para o início do desenvolvimento comercial do campo de Albacora Leste, situado em lâmina d'água ultraprofunda e com tecnologia dominada.

As técnicas atuais de seleção dos equipamentos utilizados no sistema de produção, permitem selecionar aqueles que resultem em maior benefício para o empreendimento com a diminuição dos impactos ambientais, além de garantir uma atividade de baixo risco ambiental. Além disto, a escolha de um FPSO (*Floated Production Storage and Offloading Unit*) como unidade de produção garante o tratamento dos fluidos produzidos, como por exemplo, o tratamento da água produzida, o que permite o descarte do resíduo na própria locação com as especificações exigidas pelo CONAMA.

Além disso, o FPSO P-50 está sendo convertido em um navio de produção muito bem equipado, dispendo de todos os recursos necessários à execução das atividades programadas, tanto em termos de sistema de produção como de segurança operacional, estando em consonância com os requisitos internacionais e os padrões estabelecidos

pela MARPOL. Assim, a unidade atende às mais recentes especificações internacionais de segurança e proteção ao meio ambiente.

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 à demanda atual e prevista do país. Dessa forma, justifica-se 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.

Quanto à utilização de navios tanque de transferência, para escoamento da produção, esta forma oferece a vantagem de permitir a descarga do produto em qualquer terminal, dando uma maior flexibilidade ao programa de refino da empresa.

2.3.2. Econômicas

A construção do FPSO P-50 para operar no campo de Albacora Leste será realizada a partir da conversão do navio petroleiro Felipe Camarão, cujo processo licitatório foi ganho pela empresa coreana Jurong Shipyard. O processo de licitação foi conduzido com absoluta isenção, garantindo condições isonômicas para todas as partes e, principalmente, oferecendo segundas oportunidades aos proponentes, incluindo empresas nacionais, de melhorarem suas propostas.

O total de investimentos para o desenvolvimento deste campo, considerando-se os poços e as instalações submarinas, alcançará o valor de US\$ 1,5 bilhão, dos quais cerca de 45% serão gastos no país. Ressalta-se que este percentual é bastante expressivo, principalmente tratando-se de um campo de petróleo localizado em águas profundas, com grandes desafios tecnológicos.

Cabe ressaltar o empenho permanente da Petrobrás buscando estimular a indústria nacional, sem comprometer seus objetivos empresariais de competitividade. Para tanto, a Petrobrás exigiu que, independente da localização do estaleiro em que a conversão da P-50 viesse a ser feita, todos os módulos que deverão compor a planta de processo a ser montada sobre o navio sejam entregues no Brasil, proporcionando significativas vantagens competitivas para a execução dos serviços de montagem em território brasileiro.

A contratação de serviços e mão de obra na fase de operação de um FPSO envolve recursos significativos, capazes de promover a dinamização da renda nas localidades onde se insere este tipo de empreendimento. Comprovando este fato, pode-se citar o desempenho industrial do estado do Rio de Janeiro nos anos de 1998 a 2001, superior a média do país, em grande parte proporcionado pela sua forte indústria petrolífera.

No entanto, deve-se enfatizar como principal justificativa econômica para implantação deste empreendimento o próprio aumento da produção nacional de petróleo, cujas consequências 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.

Deve-se destacar ainda que o aumento da produção de óleo e gás será acompanhado do aumento de impostos e taxas (ICMS, royalties e Imposto de Renda) a serem arrecadados por municípios, estados e governo federal, através da compra de produtos e serviços, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço. É notório o desenvolvimento econômico experimentado pelo estado do Rio de Janeiro, a partir da arrecadação desses impostos.

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

2.3.3. Sociais

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. Grande parte destes postos de trabalho serão preenchidos por mão-de-obra local, em especial aquelas que não necessitam de alta especialização.

Este incremento na produção de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento às demandas internas de derivados cujos reflexos sociais são bastante significativos. Além disso, a necessidade de pessoal qualificado, provavelmente, ocasionará um aumento na capacitação de profissionais no setor petrolífero, uma vez que espera-se um crescimento das atividades neste campo, alavancado ainda pela política nacional de novas concessões para perfuração e exploração de óleo e gás.

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.

Ainda com relação aos *royalties* a serem pagos, deve-se ressaltar a recente legislação que destina, até o ano de 2004, uma parte significativa dos recursos diretamente para o Ministério da Ciência e Tecnologia, visando o desenvolvimento de pesquisas diversas na área de petróleo, sendo a liberação de recursos sujeita à aprovação da FINEP.

2.3.4. Locacionais

A posição da unidade em relação ao campo de Albacora Leste, foi escolhida levando-se em consideração o centro geométrico dos poços a serem perfurados, para a drenagem do campo. Essa posição visa minimizar os comprimentos de linhas tanto de produção quanto

de injeção, com as conseqüentes otimizações das condições de fluxo, e economia em relação à quantidade de linhas.

Adicionalmente deve ser destacada a presença, próximo ao campo de Albacora Leste, da estrutura já instalada para o escoamento do campo de Roncador, o que permitirá o escoamento do gás natural de Albacora Leste de forma mais rápida e com menor custo.

2.3.5. Ambientais

O empreendimento não ocasionará grandes impactos negativos ao meio ambiente em relação ao fundo oceânico, visto que nesta profundidade é encontrada somente lama, conforme o laudo de caracterização geológica e geomorfológica do fundo marinho, para a área de instalação da unidade de produção no campo de Albacora Leste.

Um importante aspecto ambiental com a implantação do empreendimento refere-se ao aumento da disponibilidade de gás natural ao mercado consumidor, por representar este uma fonte energética mais barata e ambientalmente mais limpa que várias fontes de energia atualmente utilizadas comercialmente no país (hidrelétrica, óleo combustível, óleo diesel e carvão).

A disponibilização de gás natural propiciará a utilização deste em substituição aos óleos combustíveis pesados ainda utilizados atualmente por grande parte das grandes indústrias. A eliminação de gases e partículas na combustão do gás natural é muito menor que aquela relativa à queima de óleos pesados, ocasionando uma redução significativa na emissão de gases e partículas para a atmosfera. Cabe destacar também o aumento crescente do número de veículos automotores que utilizam o gás natural como combustível.

Ressalta-se também que, com a execução das atividades de controle ambiental previstas neste documento, monitoradas através dos Programas Ambientais a serem implementados pela Petrobrás para o campo de Albacora Leste, o empreendimento em questão proporcionará um ganho de conhecimento desta região oceânica, tanto em termos de fauna, flora, como em monitoramento da qualidade da água e o conhecimento da geologia do local do empreendimento.

A Atividade de Produção irá contribuir, 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 e, conseqüentemente, favorecendo um maior conhecimento da dinâmica nesta região. Além disto, as informações geradas por estes programas subsidiarão uma avaliação ambiental mais consolidada de atividades petrolíferas *offshore*.

Finalmente, deve-se ressaltar que um dos principais objetivos deste relatório é garantir o desenvolvimento sustentável de um projeto de produção de óleo e gás em águas profundas oceânicas brasileiras, o que traz aspectos altamente positivos para diversos segmentos do país, tanto do ponto de vista sócio-econômico quanto ambiental.