

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

II.3.1 - Alternativas Tecnológicas e Locacionais para a Recuperação Suplementar e Aumento da Produção de Hidrocarbonetos

***Otimização dos arranjos de poços injetores/produtores e alternativas para
tratamento e distribuição de água de injeção.***

II.3.1.1 - Premissas e Necessidades

A viabilidade técnico-econômica do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema fundamentou-se em um projeto de recuperação secundária por injeção de água, em larga escala, visando melhorar a recuperação de óleo de seus reservatórios.

Conforme já indicado na Seção II.2, para os Campos de Camorim, Dourado e Guaricema foi considerado o incremento da produção dos campos também através da exploração de novos e velhos horizontes. Estudos de reservatório indicaram que para alcançar uma vazão de óleo que sinalize, efetivamente, a revitalização dos referidos reservatórios, seria necessária a perfuração de 44 (quarenta e quatro) novos poços sendo: 17 (dezessete) em Camorim, 11 (onze) em Dourado e 16 (dezesseis) em Guaricema. Do total indicado de poços, serão perfurados 8 poços exploratórios, sendo: 1 (um) em Dourado e 7 (sete) em Guaricema.

Quanto ao arranjo de poços produtores/injetores, foi escolhida a combinação que permitisse um melhor aproveitamento dos poços já existentes e das plataformas já instaladas, considerando as características dos vários reservatórios, de forma que fosse necessária apenas a perfuração de uma quantidade otimizada de poços, conforme se segue:

- Camorim - 9 Produtores e 8 Injetores;
- Dourado – 6 Produtores e 4 injetores;
- Guaricema - 6 Produtores e 3 injetores;

A formulação de alternativas para execução do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema levou em conta as seguintes premissas ou necessidades:

- Vazão diária de injeção desejada de, aproximadamente, 13.000 m³/d;
- Projeto de injeção envolvendo toda a área do Campo de Camorim, as áreas dos poços DO-12, DO-16, DO-22, SES-111, SES-121, área nova e DO-17, no Campo de Dourado, e as áreas dos poços GA-06, SES-114, GA-63, GA-64 e GA-74 (nova área produtora), no Campo de Guaricema;
- Perfuração de novos poços;
- Disposição dos poços do projeto de forma a otimizar o arranjo produtor-injetor;
- Pressão máxima de injeção no reservatório de 240 kgf/cm² (para Camorim) e de 140 kgf/cm² (para Dourado e Guaricema);
- Implementação do Projeto de forma integrada (uma vez que Camorim, Dourado e Guaricema são projetos análogos), devendo-se considerar as características e limites da ampliação da Estação de Produção de Atalaia (EPA);
- Captação de água de subsuperfície para injeção a partir de aquífero da Formação Marituba e injeção de água produzida, previamente tratada, a partir do momento em que tal volume atinja o limite mínimo de projeto para operação do sistema;
- Inexistência de H₂S nos fluidos produzidos, durante a vida do projeto;
- Instalação de novo duto de escoamento entre a plataforma PGA-3 e a Estação de Produção de Atalaia – EPA, para dar vazão ao incremento de produção em Dourado e Guaricema;
- Eliminação de descarte de água produzida no mar, seguindo diretriz de SMS;
- Sistemas de tratamento independentes para a água produzida no Campo de Camorim e nos Campos de Dourado-Guaricema, obedecendo à conclusão de estudo realizado pelo CENPES/PETROBRAS que atesta a

incompatibilidade de uso de água de Camorim em Dourado-Guaricema e vice-versa; assim, a água tratada do Campo de Camorim, acrescida de água de subsuperfície, será injetada somente em Camorim; e a água tratada dos Campos de Dourado-Guaricema – também acrescida de água de subsuperfície – será injetada somente em Dourado-Guaricema;

- Dutos de injeção adequados ao nível de pressões de projeto e à alta taxa de corrosividade da água produzida;
- Bombas de injeção e de captação equipadas com inversores de frequência, visando atender às largas faixas de operação requeridas pelas curvas de injeção previstas;
- Pressão máxima admitida nas cabeças dos poços produtores que se utilizam de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) como método de elevação, de 30 kgf/cm², para não prejudicar o funcionamento das bombas;
- Instalação das novas plataformas em locais que minimizem a quantidade e comprimento das linhas no fundo do mar interligando as diversas unidades, atendendo tanto a critérios econômicos quanto ambientais;
- Instalação dos dutos a serem lançados, prioritariamente, em áreas de estabilidade geológica conhecida e compatível com a atividade, considerando os levantamentos geofísicos realizados na área;
- Consulta ao SGO - Sistema de Gerenciamento de Obstáculos, da PETROBRAS, antes do lançamento dos dutos, de forma a minimizar o risco de interação destes com outras linhas ou equipamentos existentes na área;

II.3.1.2 - Discussão de Alternativas

Partindo-se das premissas e necessidades apresentadas acima, o Grupo de Trabalho elaborou e avaliou algumas hipóteses para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, conforme se segue.

II.3.1.2.1 - Escolha do método de recuperação secundária

Estudos preliminares analisaram diversos métodos de recuperação secundária (injeção de água, gás e CO₂) para os três campos. A injeção de água foi o método recomendado para todos os campos e a injeção de gás foi considerada adequada apenas para os Campos de Guaricema e Dourado, já a injeção de CO₂ não foi recomendada, pelas simulações de reservatórios, para nenhum dos três campos.

Estudos mais detalhados indicaram que injeção de água seria a melhor alternativa técnica e econômica, devido a: (1) compatibilidade com os fluidos dos reservatórios e (2) impossibilidade de ampliação do uso de gás como método de recuperação secundária (implantado em parte do campo de Guaricema), em face de atendimento dos compromissos da Companhia com o mercado consumidor de gás.

II.3.1.2.2 - Escolha da água de injeção

Para o sistema de injeção, levou-se em consideração:

- **Disponibilização de água de subsuperfície** para injeção inicial nos poços (já que, atualmente, não há um volume de água produzida suficiente para suprir as necessidades do sistema de injeção projetado). Isto implica em estabelecimento de pontos de captação de água de subsuperfície. Foram analisadas, então, alternativas de **captação** desta água em **terra** e no **mar**, considerando-se a opção de captação **próximo a uma plataforma central** ou **próximo a cada plataforma de injeção**.
- **Aproveitamento ou descarte de água produzida.** O aproveitamento de água produzida supõe a realização de tratamento, sem o qual não é possível a sua injeção nos reservatórios. Isto implica na instalação de uma Estação de Tratamento de Água Produzida. Foram analisadas, então, alternativas da realização deste **tratamento** em **terra** (na EPA) ou no **mar** (em alguma plataforma). Sendo em terra, implicaria na construção de um aqueduto da EPA para plataformas em Camorim (PCM-5), Dourado (PDO-4 ou outra nova) e Guaricema (PGA-3 ou outra) O descarte de água produzida poderia ser feito através de emissário ou plataformas.

- **Distribuição da água para os poços injetores.** A distribuição de água de injeção poderia contemplar apenas o uso de água de subsuperfície ou de água produzida juntamente com água captada, a partir de uma estação terrestre para uma ou várias plataformas de cada campo envolvido ou a partir de plataformas, na hipótese do tratamento não ser feito em terra.

São apresentadas a seguir as diversas alternativas analisadas para a implantação do sistema de injeção de água.

Camorim

Alternativa I – Injeção de água produzida e água de captação; bombas de injeção na EPA.

Características específicas da alternativa:

- Perfuração de poços para captação de água de subsuperfície em terra, na área do Pólo Atalaia;
- Instalação de unidade de separação e tratamento de água produzida, na EPA;
- Instalação de bombas de injeção, de alta pressão, na EPA – bombeio inicial de água de subsuperfície e substituição gradual por água produzida;
- Lançamento de duto tronco de injeção interligando a descarga das bombas da EPA com uma plataforma de distribuição (PCM-5) e, desta, lançamento de uma rede de dutos de distribuição para as demais plataformas.

Alternativa II – Injeção de água produzida e água de subsuperfície; bombas de injeção em plataforma central.

Características específicas da alternativa:

- Perfuração de poços marítimos para captação de água de subsuperfície, nas proximidades de uma plataforma central do campo, no caso, a PCM-5;

- Instalação de unidade de separação e tratamento de água produzida, na EPA; instalação de bombas de transferência desta água (em baixa pressão) para a plataforma central;
- Instalação de bombas de injeção (alta pressão) na plataforma central - bombeio inicial de água de subsuperfície e substituição gradual por água produzida;
- Lançamento de uma rede de dutos de injeção, interligando a descarga das bombas da plataforma central aos poços injetores, através de suas plataformas de injeção.

Alternativa III – Bombas distribuídas em diversas plataformas.

Esta alternativa é similar à anterior, diferindo daquela no aspecto da não centralização, em uma única plataforma, dos sistemas de captação e injeção.

Características específicas da alternativa:

- Perfuração de poços para captação de água de subsuperfície no mar (distribuídos nas plataformas onde estarão localizadas as bombas de injeção);
- Instalação de bombas (alta pressão) nas plataformas de injeção - bombeio inicial de água de subsuperfície e substituição gradual por água produzida, exceto para a área leste (injeção na plataforma PCM-11);
- Instalação de unidade de separação e tratamento de água produzida, na EPA; instalação de bombas de transferência desta água (em baixa pressão) para as plataformas de injeção;
- Lançamento de rede de dutos (de baixa pressão) para envio da água produzida às plataformas de injeção.

Alternativa IV – Unidade de tratamento de água em plataforma.

Esta alternativa prevê o rearranjo do atual sistema de coleta da produção, que passaria a ser direcionado a uma única plataforma, onde ocorreria a

separação e tratamento da água produzida que, em seguida, seria distribuída para injeção, através de bombas localizadas em uma ou mais plataformas. A captação de água de subsuperfície ocorreria nas imediações da(s) plataforma(s) onde estarão instaladas as bombas de injeção, de alta pressão.

Características específicas da alternativa:

- Centralização da produção e instalação de unidade para separação e tratamento da água produzida, em uma plataforma central; instalação de bombas de transferência desta água (em baixa pressão), para a(s) plataforma(s) de injeção;
- Perfuração de poços para captação de água de subsuperfície no mar (situados nas plataformas onde estarão localizadas as bombas de injeção);
- Instalação de bombas (alta pressão) nas plataformas em que ocorrerá a injeção;
- Lançamento de uma nova rede de dutos de injeção, interligando a descarga das bombas localizadas na(s) plataforma(s), aos poços injetores.

Alternativa V - Injeção exclusiva de água de subsuperfície, a partir de plataforma central.

Nesta alternativa, a produção seria encaminhada para a EPA, onde a água produzida seria separada e tratada, de forma a atender requisitos determinados pela legislação, e em seguida, descartada no mar, através de um emissário submarino.

Características específicas da alternativa:

- Instalação de unidade para separação e tratamento da água produzida na EPA; lançamento de emissário submarino, para descarte desta água;
- Perfuração de poços para captação de água de subsuperfície no mar (situados nas proximidades da plataforma central de injeção);
- Instalação de bombas de injeção (alta pressão) na plataforma central;

- Implementação de uma nova rede de dutos de injeção, interligando a descarga das bombas aos poços injetores das diversas plataformas do campo.

Alternativa VI – Injeção exclusiva de água de subsuperfície, a partir da EPA.

Nesta alternativa, de forma idêntica à anterior, a produção seria encaminhada para a EPA, onde a água produzida seria separada, tratada e descartada através de um emissário submarino.

Características específicas da alternativa:

- Instalação de unidade para separação e tratamento da água produzida na EPA; Lançamento de emissário submarino, para descarte desta água;
- Perfuração de poços para captação de água de sub-superfície na área da EPA;
- Instalação de bombas de injeção (alta pressão) na EPA;
- Lançamento de uma nova rede de dutos de injeção, interligando a descarga das bombas, na EPA, aos poços injetores do campo;

Para análise e seleção da alternativa a ser implementada, foram considerados, entre outros, aspectos específicos da área marítima da UN-SEAL e, em particular, do Campo de Camorim, relacionados ao sistema de produção implantado, além de experiências obtidas com o projeto piloto de injeção de água na plataforma PCM-4.

As principais diretrizes consideradas no processo de análise das alternativas consistiram dos seguintes aspectos:

- Maioria das plataformas do campo desabitada, de difícil acesso (sem heliponto) e sem disponibilidade de espaço físico;
- Experiência negativa do piloto de injeção do campo - plataforma PCM-4, quanto à operação e manutenção do sistema de injeção;

- Priorização de projetos que pudessem ser aplicados tanto ao Campo de Camorim quanto ao de Dourado;
- Priorização de alternativas que permitissem o tratamento e a reinjeção de toda a água produzida (a partir de instalações terrestres e complementando, inicialmente, os volumes necessários com água de subsuperfície), de forma a eliminar, a longo prazo, o descarte de água produzida e, paulatinamente, minimizar a utilização de água de subsuperfície para injeção.

À luz do exposto, foram consideradas inviáveis, técnica e operacionalmente, todas as alternativas relacionadas à implantação de sistema de bombeio em plataforma, permanecendo válidas, para a seqüência de análise, apenas a Alternativa 1 (injeção de água de subsuperfície ou produzida) e a Alternativa 6 (injeção exclusiva de água de subsuperfície), a partir das instalações da EPA.

Concluiu-se pela inviabilidade de se prosseguir com a Alternativa 6, em face dos grandes volumes de água produzida a serem separados e enquadrados em parâmetros rigorosos de especificação exigidos pela legislação, para descarte no mar, implicando em elevados custos do processo e em possíveis impactos ambientais relacionados com o descarte. Conseqüentemente, apenas a **Alternativa 1** foi considerada como tecnicamente aplicável ao projeto, sendo esta, portanto, levada para fins de análise econômica.

Dourado

Foi analisada a implantação da injeção de água em 7 (sete) reservatórios do Campo de Dourado, 5 (cinco) dos quais já apresentam uma produção acumulada significativa para a realidade do campo. Para as duas áreas que ainda não possuem produção (a Área Nova e a área do bloco do poço DO-17), porém, já existem curvas de previsão de produção, as quais foram geradas a partir de dados obtidos através de mapeamento de reservatório considerado de boa qualidade, com base em sísmica 3D, e por analogia com as outras áreas.

Três hipóteses de exploração foram definidas para avaliação - máxima, provável e mínima. A definição dessas hipóteses se deu a partir da seguinte

situação: a existência de poços perfurados e em boas condições nas áreas dos poços DO-12, DO-16, SES-111 e SES-121, necessitando da perfuração de mais 1 (um) poço e recompletação dos poços existentes; *status* dos poços DO-17 (abandonado na perfuração por ter atingido o reservatório com contato óleo-água) e DO-22 (abandonado devido a um furo no revestimento durante uma intervenção com sonda); e existência de Área Nova, ainda não perfurada.

A hipótese máxima considerou todas as áreas, sem exceção.

A hipótese provável considerou todas as áreas (com e sem produção) avaliadas através de mapeamento geológico bem definido com base em Sísmica 3D, ou seja, as áreas dos poços DO-16, DO-22, SES-111, SES-121, DO-17 e a Área Nova. Destas, foi excluída a área do bloco do poço DO-12, que apesar de apresentar uma boa produção acumulada ainda não possui mapeamento definido.

A hipótese mínima considerou as áreas mapeadas com Sísmica 3D e nas quais já houvesse ocorrido, pelo menos, a perfuração de um poço. Nesta hipótese foram consideradas, portanto, as áreas dos poços DO-16, DO-22, SES-111, SES-121 e DO-17.

Para cada uma das três hipóteses de exploração acima citadas, foram definidas as seguintes opções de instalação:

Opção 1: Esta opção consiste, basicamente, na captação e pressurização de água de subsuperfície em plataforma, para injeção, sendo a água produzida enviada para a EPA (Estação de Produção de Atalaia), para tratamento e descarte no mar. O sistema de tratamento de água produzida para descarte no mar seria, portanto, instalado na EPA;

Opção 2: Nesta opção a água produzida proveniente do campo seria separada e tratada na EPA, sendo enviada em baixa pressão para uma nova plataforma (PDO-4), situada na Área Nova, onde ocorreria a sua repressurização para injeção no reservatório. Com o esquema de escoamento atualmente existente na área, em que a produção de Dourado escoava conjuntamente com a produção do campo de Guaricema, a água produzida que chegaria à EPA seria o somatório das produções de água dos campos de Dourado;

Opção 3: Esta opção difere da anterior apenas com relação à plataforma onde ocorreria a repressurização para injeção no campo que, neste caso, seria a PDO-1 (já existente). Esta opção implicaria na aquisição de uma plataforma tipo *caisson*, que ficaria anexa à PDO-1 e a partir da qual seriam lançadas as linhas de injeção;

Opção 4: Nesta opção a água produzida proveniente do campo seria separada, tratada e repressurizada na EPA para então ser enviada em alta pressão para a plataforma PDO-4, situada na Área Nova. A partir da PDO-4, a água seguiria para distribuição e injeção no campo. Neste caso, como no caso das opções 2 e 3, a água produzida seria o somatório das produções dos campos de Dourado e Guaricema;

Opção 5: Nesta alternativa a separação, tratamento e repressurização da água produzida para injeção no campo seria feita a partir da plataforma PDO-4, situada na Área Nova, e não a partir da EPA (como nas opções 2 e 4). Os equipamentos necessários seriam, portanto, instalados na PDO-4, podendo haver problemas de *lay-out* para locação adequada dos mesmos, dada a impossibilidade da utilização da área central da plataforma, devido à chegada dos poços produtores;

Opção 6: Esta opção difere da anterior apenas com relação à localização da plataforma onde ocorreria a separação, tratamento e pressurização da água produzida para reinjeção, não sendo mais a PDO-4 e sim uma outra nova plataforma, a ser instalada próximo à PDO-1. Neste caso, a locação dos equipamentos na plataforma não seria um problema, como na opção 4, uma vez que, nesta locação (anexa a PDO-1), a plataforma não receberia poços produtores nem injetores, possibilitando, assim, a utilização da área central da plataforma. Neste caso, haveria uma outra *caisson* para a Área Nova;

Opção 7: Esta opção prevê tanto a captação e pressurização de água de subsuperfície em plataforma, para injeção, quanto o tratamento da água produzida na mesma plataforma, para descarte ao mar. Para os equipamentos seria necessária a instalação de uma plataforma adicional, dada a inexistência de espaço para tal nas plataformas existentes.

Foi realizado um *workshop* para análise das opções de projeto consolidadas por todos os membros do GT, objetivando a escolha da melhor alternativa.

A análise das opções teve o seguinte critério: as opções **1** e **7** foram descartadas em função da premissa básica de projeto de não se descartar água produzida no mar. Das opções restantes (**2**, **3**, **4**, **5** e **6**), a análise foi realizada para aquelas que apresentavam uma mesma filosofia de processo, quais sejam:

- 2 e 3** → Tratamento da água produzida na EPA e transferência em baixa pressão para repressurização em uma plataforma no Campo de Dourado, para injeção.
- 4** → Tratamento da água produzida na EPA e transferência em alta pressão para uma plataforma no Campo de Dourado, para injeção.
- 5 e 6** → Tratamento da água produzida em Dourado e pressurização para injeção.

A opção **3** foi descartada por apresentar custos maiores do que a opção **2**, além de requerer um maior número de equipamentos críticos, tais como plataformas auto-elevatórias (PA), em função da utilização de mais uma plataforma tipo *caisson*.

A opção **5** foi descartada por critérios técnicos, uma vez que estudo preliminar de *lay-out*, tomando por referência uma plataforma tipo jaqueta existente, indicou a inviabilidade da locação, numa mesma plataforma, de todos os equipamentos pertencentes ao sistema de tratamento, além da chegada dos poços produtores e injetores.

Optou-se pela opção **4**, que prevê o tratamento da água produzida na EPA e transferência em alta pressão para uma plataforma no Campo de Dourado (e desta, para outras), para injeção

Guaricema

A implantação da injeção de água em Guaricema foi analisada após a definição dos projetos de Camorim e Dourado. Decidiu-se pela integração do projeto destes campos onde fosse possível.

A opção de instalações definida para Guaricema é semelhante à que está sendo considerada para Dourado. A água produzida proveniente em conjunto dos campos de Dourado e Guaricema seria separada, tratada e repressurizada na EPA para então ser enviada em alta pressão para uma plataforma no campo (possivelmente a PGA-3). A partir desta plataforma, a água seguiria para distribuição e injeção nos diversos injetores de água do campo.

II.3.1.2.3 - Escolha do agente biocida para hibernação de dutos.

Para os dutos de aço carbono que estarão sujeitos a processos de hibernação entre as fases de instalação e de operação é requerida a adição de sequestrantes de oxigênio e de agentes biocidas, para prevenir a ocorrência de corrosão bacteriana. A única exceção é o aqueduto EPA/PCM-5 que, por ser dotado de revestimento interno anticorrosivo, dispensará o uso destas substâncias.

Com relação ao uso de agentes biocidas, foram consideradas duas hipóteses:

- Alternativa 1: Utilização do glutaraldeído;
- Alternativa 2: Utilização das substâncias THPS e Dodigen 1611 (cloreto de alquil dimetil benzil amônio);

O glutaraldeído e o THPS são agentes biocidas e o Dodigen 1611 tem um papel complementar para a ação do THPS, permitindo, como agente modificador de características tensoativas, sua penetração nas bactérias.

Ensaio de toxicidade contemplando a exposição das espécies *Lytechinus variegatus* e *Mysidopsis juniae* a uma mistura contendo bissulfito de sódio (agente sequestrante de oxigênio), o fosfonato (agente antiincrustante) e o THPS e Dodigen 1611 (agentes biocidas) foram realizados pela PETROBRAS¹ e apresentaram os seguintes resultados, sintetizados nas tabelas apresentadas a seguir.

¹ ICF, 2007. Estudo de Impacto Ambiental para Ampliação do Sistema de Injeção de Água no Campo Marítimo de Ubarana, Bacia Potiguar.

Tabela II.3.1.2-1 - Teste de Toxicidade Crônica contemplando a exposição da espécie *Lytechinus variegatus* à mistura contendo THPS e Dodigen 1611, como agentes biocidas.

Resultados	
CENO 0,012% CEO 0,024%	
VC 0,017%	
Controle: 96,7% de pluteus	
Ensaio com DSS (25/04/2007): 2,20 mg.L ⁻¹ (IC: 2,03 – 2,38mg.L ⁻¹)	

IC: Intervalo de confiança

Tabela II.3.1.2-2 - Teste de Toxicidade Aguda contemplando a exposição da espécie *Mysidopsis juniae* à mistura contendo THPS e Dodigen 1611 como agentes biocidas.

Resultados	
CL(I)50: 96h: 0,15%	
Intervalo de confiança (IC): 0,14-0,16%	
Sobrevivência no controle: 93,3%	
Ensaio com Zinco (03/04/2007): 0,29 mg.L ⁻¹	(IC: 0,26 – 0,32mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança

Também foram realizados ensaios de toxicidade para a água de hibernação, substituindo-se o THPS e o Dodigen 1611 pelo Glutaraldeído, na mistura. Os resultados obtidos utilizando-se *Lytechinus variegatus* e *Mysidopsis juniae* são sintetizados nas tabelas a seguir.

Tabela II.3.1.2-3 - Teste de Toxicidade Crônica com a exposição da espécie *Lytechinus variegatus* à mistura contendo Glutaraldeído como agente biocida.

Resultados	
CENO 0,003% CEO 0,006%	
VC 0,004%	
Controle: 92% de pluteus	
Ensaio com DSS (15/02/2007): 1,78 mg.L ⁻¹ (IC: 1,67 – 1,84mg.L ⁻¹)	

IC: Intervalo de confiança

Tabela II.3.1.2-4 - Teste de Toxicidade Aguda com a exposição da espécie *Mysidopsis juniae* à mistura contendo Glutaraldeído como agente biocida.

Resultados	
CL(I)50: 96h: 0,03%	
Intervalo de confiança (IC): 0,02-0,03%	
Sobrevivência no controle: 96,7%	
Ensaio com Zinco (02/02/2007): 0,33 mg.L ⁻¹	(IC: 0,30 – 0,37mg.L ⁻¹)

IC: Intervalo de confiança

Segundo GESAMP (1997 in apud PATIN, 1999), pode-se utilizar uma escala de grau crescente para avaliação da toxicidade aguda de uma determinada substância, que varia entre 0 a 6 (maior toxicidade). De acordo com os resultados dos testes de toxicidade das misturas compostas pelos dois tipos de biocida, observa-se que a mistura contendo o glutaraldeído se encontra na faixa de toxicidade de grau 5, enquanto que aquela contendo o THPS e o Dodigen 1611 se encontra na faixa de grau 4, sendo, portanto, menos tóxica.

Assim, o projeto optou pela adoção da alternativa 2, uma vez que o THPS (sulfato de tetrahidroximetil fosfônio) e o Dodigen 1611 (cloreto de aquil dimetil benzil amônio) são substâncias que apresentam menor toxicidade do que o glutaraldeído².

II.3.1.2.4 - Escolha da configuração geométrica dos poços

Foram analisadas diversas configurações geométricas para os poços do projeto, variando o número e o diâmetro de fases. A configuração geométrica do poço depende da sua profundidade final, se vertical ou direcional, da litologia que será perfurada, da ocorrência ou não de zonas com perda de circulação, dos gradientes de pressão esperados (Pressão de Poros e Fratura), de como será a completação do poço (simples ou dupla), do diâmetro do revestimento de produção que depende da vazão total do poço e do método de elevação que será utilizado.

Para possibilitar retorno de cascalho desde a primeira fase, faz-se necessária a escolha da cravação do condutor de 30". A partir dessa condição, torna-se obrigatória a descida do revestimento de 20" como de superfície.

A escolha do revestimento de produção depende da vazão total estimada e dos métodos de elevação artificial a serem utilizados nos poços do projeto (bombeio pneumático, gas-lift e BCS), limitando a utilização de revestimento final com diâmetro mínimo de 7".

² Andrade, Cynthia A. et al. **Avaliação da ecotoxicidade, eficiência biocida e da corrosividade de fluidos para teste hidrostático de dutos**. Rio Pipeline Conference & Exposition – Instituto Brasileiro de Petróleo. 2005

No caso específico dos poços dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, baseado nessas condições de contorno, obteve-se a configuração mais otimizada possível.

Para o Campo de Camorim a configuração obtida foi: 30" x 20" x 13 3/8" x 9 5/8" x 7" (5 fases), pois os poços têm uma profundidade medida final em torno de 2500 metros;

Para os Campos de Dourado e Guaricema a configuração obtida foi: 30" x 20" x 9 5/8" x 7" (4 fases) eliminando a fase de 17 1/2" (Revestimento de 13 3/8") já que a profundidade medida final dos poços fica em torno de 2000 metros.

A eliminação de uma fase de perfuração (17 1/2"), em cada poço dos campos de Dourado e Guaricema gerou, por consequência, uma redução do cascalho gerado.

II.3.2 - Alternativas Tecnológicas e Locacionais para a Perfuração de Poços

II.3.2.1 - Escolha locacional para a perfuração dos poços

Foram analisadas as seguintes alternativas para a definição das posições para a perfuração dos poços, em face de sensibilidade ambiental da área:

- Perfuração de poços a partir de locações em terra ou mais distantes da costa.

Devido às características dos reservatórios dos campos do projeto, que apresentam pequenas extensões e pequenas profundidades, a alternativa de perfurar Poços de Longo Alcance (ERW) a partir de locações em terra ou mais distantes da costa geraria poços com profundidades medidas finais maiores que 10 km, além da grande dificuldade, devido a espessura do reservatório e ao afastamento entre este e a locação, para atingir o alvo.

Estes poços, considerados complexos, que estariam posicionados em lâminas d'água profundas (para os poços mais distantes da costa), atravessariam formações instáveis, sendo de difícil execução, com várias fases e diâmetros,

resultando volume considerável de cascalho e requerendo equipamentos com tecnologia de ponta, com custos de execução que o projeto não comporta.

- Perfuração de poços multilaterais com curto alcance a partir de poços existentes abandonados e desviados

Também devido às pequenas extensões dos reservatórios o projeto para os três campos foi concebido como “*infill drilling*”, ou seja, perfurações com o objetivo de redução de malha do reservatório. A utilização poços multilaterais não atenderia ao espaçamento desejado, além da necessidade de produzir e injetar em várias zonas simultaneamente, o que não resultaria na melhor alternativa técnica e econômica.

A partir da identificação da impossibilidade técnica realizar perfurações de poços a partir de locações em terra ou mais distantes da costa, ou da perfuração de poços multilaterais, a escolha das posições dos poços foi concebida com as seguintes premissas em ordem de prioridade:

- Aproveitamento de poços já existentes, sem a perfuração de novos poços;
- Perfuração de novos poços a partir das plataformas de produção existentes através do uso das bocas disponíveis ou bocas extras presentes nas plataformas;
- Perfuração de novos poços com completação submarina (ANM);
- Perfuração de novos poços com instalação de novas plataformas de produção.

II.3.2.2 - Escolha do tipo de Unidade Marítima de Perfuração

Dentre os tipos de plataformas possíveis de serem utilizadas em atividades de perfuração, destacam-se as plataformas fixas, as auto-elevatórias, as submersíveis, as *tension legs* e as flutuantes, cujo emprego é condicionado à lâmina d'água, às condições do mar, ao relevo submarino, à finalidade do poço, à disponibilidade de apoio logístico e à relação custo-benefício. A seguir, apresenta-se um breve descritivo da classificação das unidades marítimas adotada por Thomas (2001), e a respectiva escolha para a utilização neste projeto.

II.3.2.2.1 - Plataformas Fixas

Consistem de módulos apoiados sobre uma estrutura metálica (conhecida como jaqueta) fixa no fundo marinho sendo utilizadas preferencialmente em lâminas d'água até 300 m.

As plataformas fixas são normalmente empregadas no desenvolvimento de campos já conhecidos, uma vez que, nas atividades de perfuração, as plataformas permanecem na mesma locação por um curto período de tempo, deslocando-se freqüentemente para outros locais. No entanto, atividades de perfuração podem ser executadas por meio da instalação de uma sonda modular em sua estrutura (**Figura II.3-1**).



Figura II.3-1 - Plataforma fixa com sonda modular instalada.

Fonte: PETROBRAS

Por manter-se fixa a uma determinada locação, somente se aplica para as situações de múltiplas perfurações a partir de uma única locação. Considerando que os reservatórios do projeto para os três campos foi concebido como “*infill drilling*”, ou seja, perfurações com o objetivo de redução de malha do reservatório, este tipo de plataforma não é considerado como aplicável.

II.3.2.2.2 - Plataformas Submersíveis

São formadas por uma estrutura montada sobre flutuadores. Quando posicionadas no local da perfuração, são lastreadas até o seu casco inferior se apoiar no leito, que deverá ser macio e pouco acidentado. Sua utilização é limitada a águas calmas, rios e baías com pequenas lâminas d'água. A **Figura II.3-2** apresenta a ilustração de uma plataforma submersível.

Considerando que as perfurações deste serão realizada em mar aberto, com variações substanciais de altura de onda durante o período de inverno, este tipo de plataforma não é considerado aplicável.



**Figura II.3-2 - Ilustração de uma
plataformasubmersível.**

Fonte: PETROBRAS

II.3.2.2.3 - Plataformas Flutuantes (Semi-Submersível e Navio-Sonda)

Destacam-se como plataformas flutuantes os navios-sonda e as semi-submersíveis (**Figura II.3-3**) respectivamente. As unidades semi-submersíveis são compostas por um ou mais conveses, apoiadas por colunas em flutuadores

submersos e seu posicionamento pode ser realizado pelo sistema de ancoragem ou pelo sistema de posicionamento dinâmico.

Os navios-sonda são compostos por casco e superestrutura, na qual está instalada a torre de perfuração. Normalmente, operam em lâminas d'água profundas, com sistema de posicionamento dinâmico.

Como as perfurações deste projeto serão realizadas em águas rasas, este tipo de plataforma não é considerado aplicável.

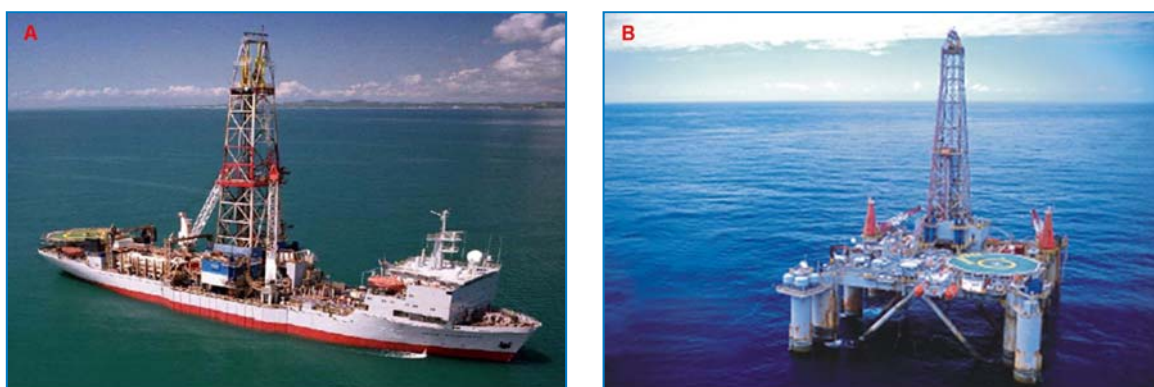


Figura II.3-3 - (a) Navio-sonda e (b) Semi-submersível.

Fonte: PETROBRAS

II.3.2.2.4 - Plataformas do Tipo Tension Leg

Este tipo de plataforma (**Figura II.3-4**) possui estrutura similar à plataforma semi-submersível, sendo que suas pernas são ancoradas no fundo do mar por meio de cabos tubulares. O grau de flutuação da plataforma possibilita que as pernas mantenham-se tracionadas, reduzindo severamente o movimento da plataforma, tornando suas operações de perfuração e completação semelhantes às das plataformas fixas.

O emprego deste tipo de plataforma em perfuração é restrito uma vez que, nessas atividades, as plataformas permanecem na mesma locação por um curto período, deslocando-se freqüentemente para outros locais.

Desta forma para as perfurações dos poços deste projeto a este tipo de plataforma não é considerado aplicável.

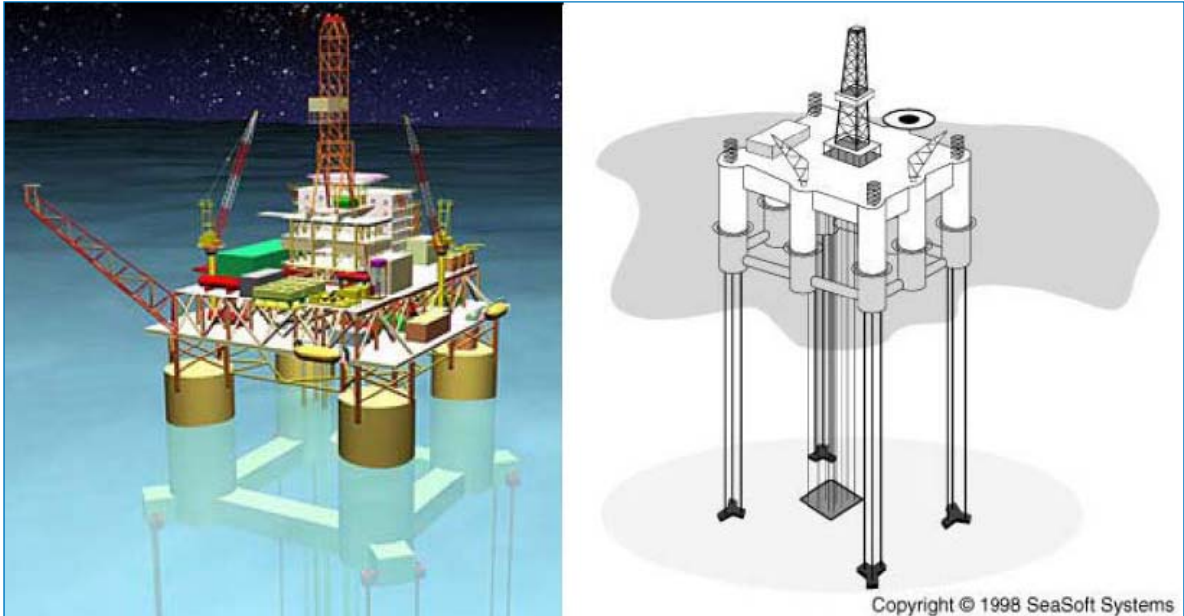


Figura II.3-4 - Ilustração de uma plataforma do tipo tension leg.

Fonte: PETROBRAS

II.3.2.2.5 - Plataformas Auto-Elevatórias

São constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estruturas de apoio que, acionadas mecânica ou hidraulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar.

Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas à perfuração de poços exploratórios em lâminas d'água entre 5 e 130 metros. Apresentam uso operacional restrito em virtude de dificuldades quanto ao reboque e para grandes movimentações devem ser retiradas seções das pernas para melhorar sua estabilidade. Na **Figura II.3-5**, é apresentada uma plataforma auto-elevável.

Considerando as características das locações deste projeto, lâmina d'água rasa, poços de pequenas profundidades, necessidade de pequenos deslocamento

entre locações, este tipo de plataforma é considerado o aplicável, portanto, foi o tipo de plataforma escolhido para o projeto.



Figura II.3-5 - Ilustração de uma plataforma auto-elevável.

Fonte: PETROBRAS

II.3.2.3 - Escolha dos Tipos de Fluidos

A classificação dos fluidos de perfuração se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Seguindo este critério, os fluidos são classificados de acordo com a base utilizada em sua composição: aquosa, e não aquosa.

Os fluidos de base aquosa são aqueles que utilizam a água como fase contínua, sendo mais baratos e mais largamente utilizados.

Os fluidos não aquosos são formulados como uma emulsão tendo 1 (um) ou mais líquidos sintéticos que formam a fase contínua, enquanto uma salmoura forma a fase dispersa.

Tecnicamente a escolha dos tipos de fluido de perfuração a serem utilizados foi realizada com base nas características das formações e no tempo em que elas deverão ficar expostas, objetivando evitar problemas de inchamento das argilas, desmoronamentos, alargamentos excessivos. No entanto a escolha levou em consideração o custo, a logística dos produtos e principalmente o impacto ambiental que podem ser causados.

A seleção de fluidos ambientalmente mais adequados para a perfuração tem sido objeto de avaliações continuadas, resultando em um Processo Administrativo junto ao IBAMA (Processo Administrativo de Avaliação de Fluidos de Perfuração e Complementares Nº 02022.002330/08). Todos os fluidos a serem usados nas perfurações dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema serão fluidos previamente aprovados no âmbito deste Processo.

Dentre os fluidos já aprovados no Processo Administrativo junto ao IBAMA foi analisado alternativas de fluidos perfuração para cada fase do poço bem como os fluidos complementares a serem usados nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

Para a perfuração das fases com diâmetro de 26" e 17 ½" dos poços do campo de Camorim e poço PE12 do campo de Dourado e as fases diâmetro de 26" e 12 1/4" dos poços do campo de Guaricema e os demais poços de campo de Dourado.

Somente duas alternativas de fluido foram analisadas para perfuração dessas fases em função das características da Formação Marituba.

A primeira alternativa foi à utilização de água do mar opção viável principalmente por não ser tóxico, no entanto possui baixo poder de carregamento e sustentação, necessitando de grandes vazões que pode causar alargamento do poço por erosão e obstrução de linhas quando o retorno é para unidade de perfuração sendo uma opção bastante viável quando o retorno é para o fundo do mar.

A segunda alternativa analisada foi o uso do fluido base aquosa convencional código 3.1 que tem com seu principal componente a argila ativada, apresenta baixa toxicidade além de possuir todas as propriedades físico-químicas adequada para perfuração da Formação Marituba.

Pela necessidade do retorno dos cascalhos para superfície optou-se para a adoção da segunda alternativa.

.Com relação à escolha do fluido de perfuração das fases com diâmetro 12 ¼” e 8 ½” de dos poços do campo de Camorim e para fase de 8 ½” dos poços do campo de Guaricema, e campo de Dourado exceto o poço PE12 que usará também a alternativa escolhida na fase com diâmetro de 12 ¼”.

A perfuração destas fases requer o uso de um fluido com alto poder de inibição e para definição foi considerada a logística de produtos e como premissa a possibilidade de usar fluido de base aquosa ou fluido de base não aquosa.

Partindo-se das premissas e necessidades apresentadas acima, foi avaliado o uso de três tipos de fluidos que estão aprovados no Processo Administrativo de Avaliação de Fluidos de Perfuração e Complementares Nº 02022.002330/08. Após análises foi definido as seguintes alternativas para escolha dos fluidos :

- Alternativa 1 - Uso de um fluido de base aquosa com média inibição, mas com grande facilidade na logística dos produtos;
- Alternativa 2 - Uso de um fluido de base aquosa de ultima geração e de alto desempenho;
- Alternativa 3 - Uso de um fluido de base não aquosa.

Para a alternativa 1 o fluido escolhido foi o Fluido de Perfuração Catiônico Código 60, que é um fluido polimérico e atende a premissa acima definida, possui baixa toxicidade e pH dentro do limite de tolerância para descarte. Dentre os três fluidos esse será a ultima opção ser usada no projeto, já que em sua composição é necessário o uso de biocida.

Para a alternativa 2 o fluido escolhido foi o Fluido de Perfuração *Deep Drill* (código 2.18) que também é um fluido polimérico com alto poder de inibição seu pH está dentro do limite de tolerância para descarte e sua toxicidade é inferior a do fluido de perfuração Catiônico código 60.

Para a alternativa 3 foi o escolhido o Fluido de Perfuração BR MUL (código 1.1) que dentre os fluidos de base não aquoso que atende as condições para perfurações dos poços do projeto tem em sua composição o menor número de

componentes e toxicidade dentro dos mesmos limites. Este fluido será a primeira opção para uso no projeto.

Para completção e intervenção dos poços dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema a definição do uso dos fluidos complementares foi baseada no histórico dos poços do campo, nos estudos e teste já realizados, sendo a decisão final será tomada ao termino perfuração após a conhecer os dados de pressão e característica litológica do reservatório .

Para os novos poços a serem perfurados que não apresente alta depleção, foi definido fluido o uso fluido Código 3.4.27.6, que é uma solução salina de cloreto de sódio onde o range de peso especifico atende a grande maioria dos poços.

Em poços com pressões originais, a escolha recaiu pelo fluido Código 3.4.29.6 que é uma solução salina de cloreto de cálcio que tem maior peso especifico, para conter as pressões de sub-superfície, podendo ser usado em alguns poços do campo de Guaricema.

Para os poços que apresentam alta depleção e para as intervenções de recompletação e conversão foi escolhido o fluido Código 3.4.28.1 que tem baixo peso especifico 8,43 lb/gal, apresenta alta inibição para formações argilosas. Será usado principalmente no campo de Camorim, já que os poços deste campo necessitam de um fluido de menor densidade devido perda de circulação.

Nas intervenções onde quando houver necessidade de circulação para limpeza do poço foi escolhida a solução salina Código 3.4.27.4 que apresenta propriedades físico - químicas similares aos demais fluidos de completção.

Em termos de toxicidade observa-se que as soluções salinas apresentam o mesmo nível de toxicidade aguda e pH dentro dos limites de tolerância para descarte.

A seleção da pasta de cimento adequada é um fator chave para a obtenção de boa cimentação, ou seja, de isolamentos permanentes no anular. Deve ser escolhida uma pasta que apresente boas propriedades em curto prazo e que também seja estável e durável ao longo de toda a vida do poço.

A seleção do sistema de pasta de cimento deve ser feita tendo em conta informações sobre o poço que incluam finalidade do isolamento, litologia, fluidos

presentes, profundidades, trajetória e temperatura. Também é necessário conhecer que operações serão executadas ao longo da vida do poço.

A partir da análise destas informações, são definidos os parâmetros e propriedades que a pasta de cimento deve atender, tais como:

- Peso específico e Tempo de pega;
- Parâmetros reológicos e controle de filtrado;
- Resistência mecânica necessária;
- Adição de componentes para estabilidade térmica;

Para as fases iniciais, onde estão presentes formações menos compactadas, são recomendadas o uso de pasta leves, ou seja, com peso equivalente no final da fase, inferior a 14,5 lb/Gal.

As fase finais requerem pastas com maior resistência mecânica , ou seja, com peso específico superior a 15,0 lb/Gal, e um controle de filtrado a depender do tipo de fluido a ser produzido – óleo ou gás.

O tempo de pega e parâmetros reológicos dependem das condições operacionais e pressões mostradas na simulação hidráulica da operação. de cimentação.

Para evitar a contaminação da pasta de cimento pelo fluido de perfuração, são utilizados colchões espaçadores e/ou lavadores. Esses fluidos são bombeados à frente da pasta e além de evitar a contaminação da pasta, vai auxiliar na remoção do reboco das paredes do poço, possibilitando assim, uma melhor aderência do cimento.

Os colchões lavadores são fluidos pouco viscosos, compatíveis com a pasta e com o fluido de perfuração. Eles atuam por meio de ação química e mecânica na diluição e remoção do reboco. Contém aditivos dispersantes (ou afinantes do fluido de perfuração), detergentes e, quando necessário, redutores de filtrado. Quando são utilizados em poços contendo fluido sintético, possuem ainda surfactantes para inverter a molhabilidade do revestimento e formação, de molhável ao óleo para molhável à água.

Os espaçadores são geralmente fluidos viscosos e de densidade ajustável, com ação mecânica de remoção do reboco, sendo de preparação mais trabalhosa que os lavadores. São comumente utilizados em situações quando se deseja evitar a redução da pressão hidrostática. Também precisam ser compatíveis com a pasta e com o fluido de perfuração

Os seguintes critérios são considerados na escolha de um sistema apropriado de colchões lavadores e espaçadores:

Compatibilidade com o sistema de pasta;

Compatibilidade com o fluido de perfuração;

Estabilidade térmica;

Peso específico desejado;

No Anexo II.2.4.6 foram definidas as pasta e colchões a serem utilizadas a depender da companhia de serviços que executará a operação.

II.3.2.4 - educação da Geração de Cascalhos de Perfuração

Neste projeto buscou-se identificar oportunidades para a redução de cascalhos gerados na perfuração dos poços. Isso foi conseguido através da otimização da configuração geométrica dos poços, apresentada no item II.3.1.2.4.

A primeira oportunidade decorrente da otimização foi a utilização do *método de cravação*, através do qual será eliminado o descarte de cascalhos no entorno dos poços, que geralmente ocorre na primeira fase da perfuração, quando se utiliza fluido de perfuração de base aquosa e ainda não se dispõe de *riser* para que os cascalhos possam ser enviados para tratamento na sonda de perfuração. Este método substitui, com ganhos ambientais, o método usual de perfuração em águas rasas, no qual a primeira fase é perfurada sem *riser*, sendo todo o fluido e cascalhos gerados nesta fase descartados no entorno do poço.

A segunda foi a eliminação de uma fase de perfuração (17 ½”), em cada poço dos campos de Dourado e Guaricema que também gerou, por consequência, uma redução do cascalho gerado

Todo o cascalho gerado durante a perfuração, após tratamento, será recolhido em recipientes do tipo contêiner com capacidade de 90 bbl (14,31 m³) totalmente livre de vazamentos, onde permanecerão armazenados na plataforma para posterior transferência através de bombeamento para um rebocador. Os cascalhos são transportados pelo rebocador para o ponto de descarte em águas profundas com lâmina d'água maior que 1.000m. O descarte será realizado com o rebocador em movimento e o tempo de descarte varia entre 5 e 8 horas

II.3.3 - Hipótese de Não Execução do Projeto

Conforme apresentado no Item II.2.3- *Justificativas*, a exploração dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema tem ocorrido, basicamente, por recuperação primária. Os esforços para otimização dos níveis de produção têm se concentrado, historicamente, em operações de mudanças de intervalos produtores, seguidas de estimulações.

De forma geral, os principais reservatórios produtores estão bastante depletados, refletindo em forte declínio de produção dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, particularmente nos últimos 7 anos, devido à exaustão do processo de completação e estimulação de novos intervalos, bem como a não realização de novas perfurações.

A **Figura II.3-6** apresenta o histórico de produção dos campos de águas rasas entre 2004 e 2011.

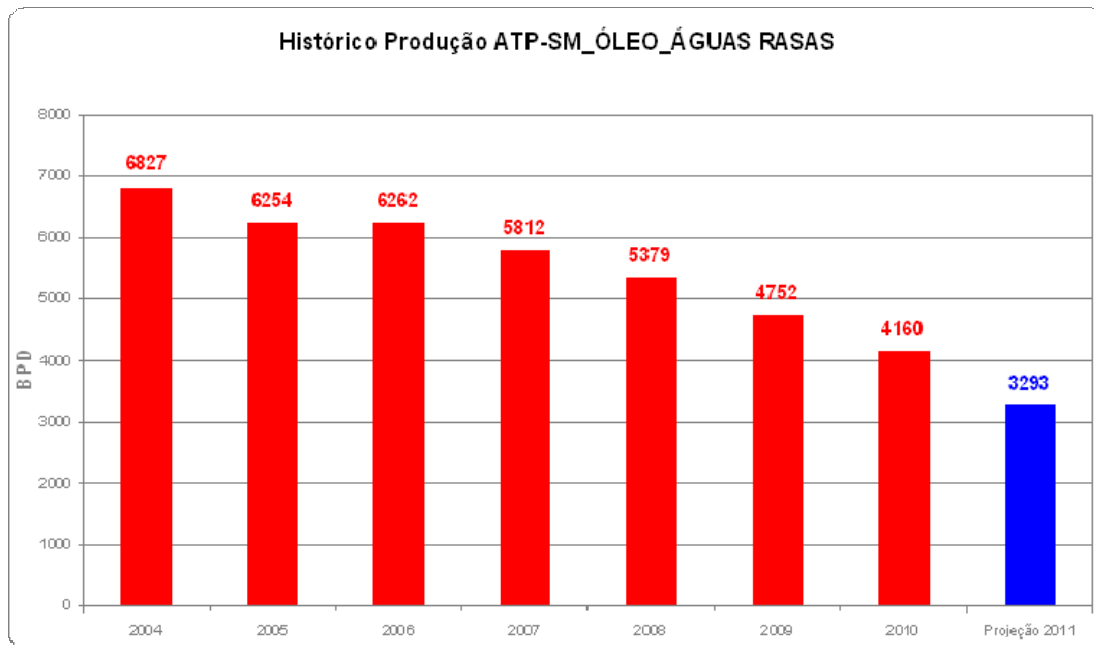


Figura II.3-6 - Histórico de produção dos campos de águas rasas entre 2004 e 2011

Os campos de Camorim e Dourado apresentam uma fração recuperada de óleo muito baixa, com média de 5,9% e 16,6%, respectivamente, enquanto que a fração recuperada atual de óleo em Guaricema é de 35,0%. Em caso de não realização do projeto, o fator de recuperação dos campos em 2025, prazo final das concessões, seria de: Camorim 6,2%, Dourado 16,7% e Guaricema 38,9%

. Após recente remapeamento geológico da área, estima-se que o fator de recuperação possa ser elevado para 13,4% (Camorim), 39,5% (Dourado) e 45,5% (Guaricema), em 2025, com a implantação do projeto, possibilitando um acréscimo de produção de 11,954 milhões de metros cúbicos de óleo.

Estudos comparativos realizados pela PETROBRAS indicaram a previsão das curvas totais de produção para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, até o ano de 2025, com e sem a realização do Projeto de Injeção de Água, podendo-se perceber, não apenas o significativo aumento na produção de óleo, mas sobretudo a perspectiva de que a não execução desse projeto (caso não se viabilize, técnica, ambiental e economicamente o uso combinado de técnicas que o embasaram) implicará, já em 2012, na diminuição da produção destes campos a níveis que inviabilizarão a continuidade das atividades de produção de óleo e gás nas 20 plataformas existentes em Camorim, Dourado e Guaricema. Isto

resultaria também na desativação das instalações do Campo de Caioba e de todo o Pólo de Atalaia (Estação de Produção de Atalaia, Estação de Compressores de Atalaia e as instalações da Unidade de Processamento de Gás Natural). Gráficos comparativos da produção de óleo, gás e água são apresentados na **Figura II.3-7, Figura II.3-8, Figura II.3-9** e na **Figura II.3-10, Figura II.3-11, Figura II.3-12, Figura II.3-13, Figura II.3-14** e **Figura II.3-15**, com as situações de produção com e sem o projeto, incluindo os poços exploratórios.

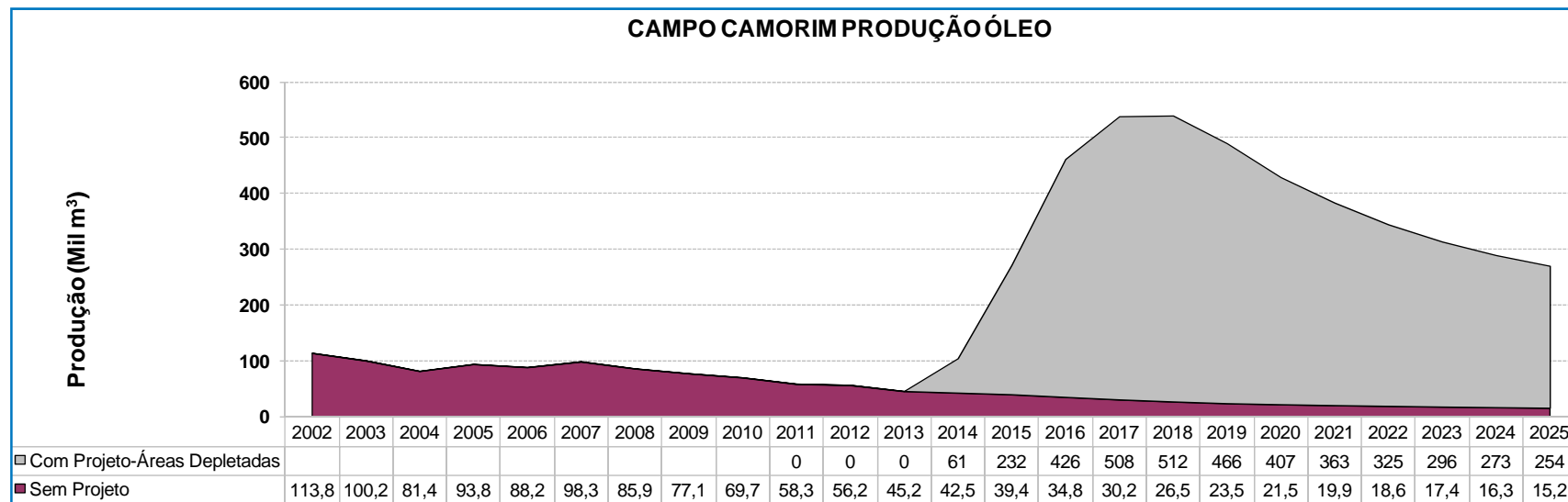


Figura II.3-7 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Óleo com o Projeto de Injeção de Água e sem o Projeto

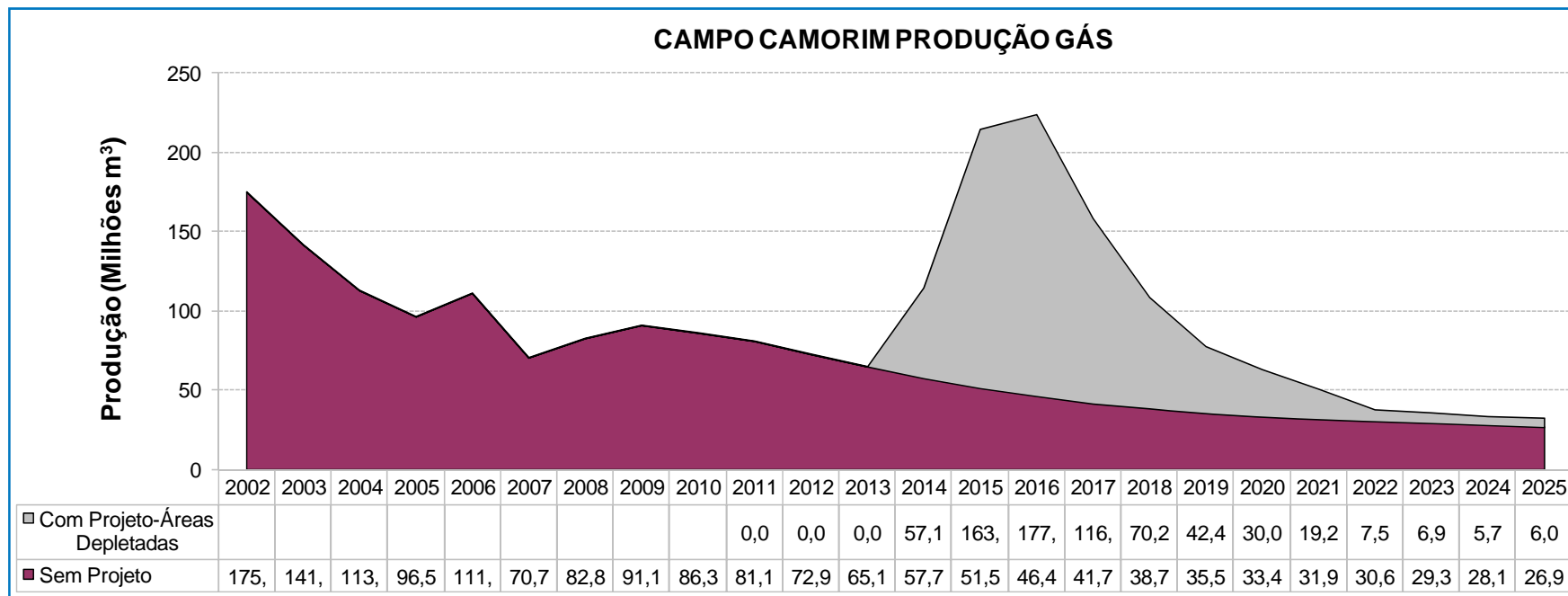


Figura II.3-8 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Gás com o Projeto de Injeção de Água e sem o Projeto

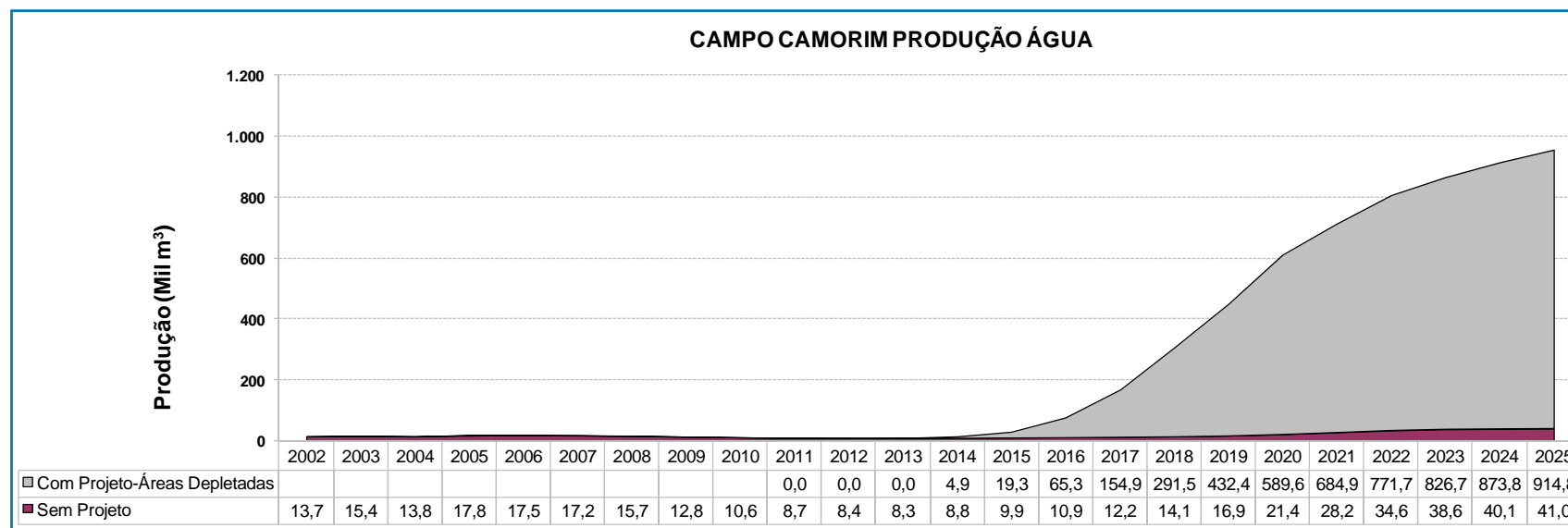


Figura II.3-9 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Água com o Projeto de Injeção de Água e sem o Projeto

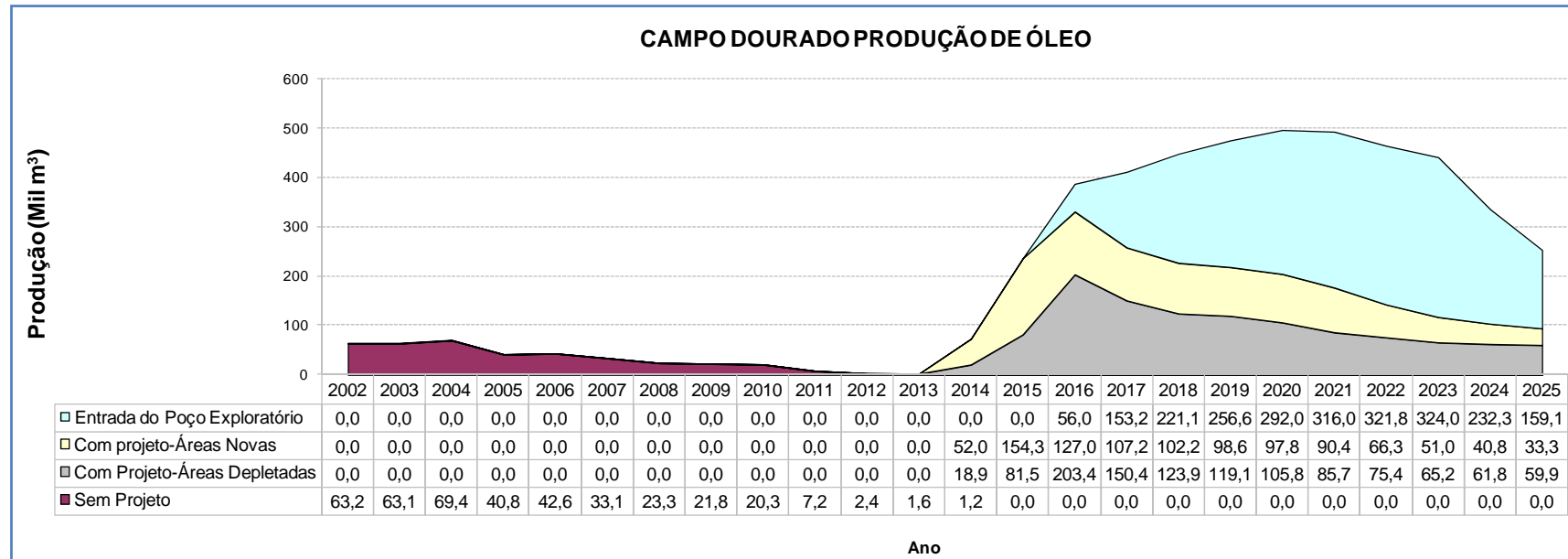


Figura II.3-10 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Óleo com e sem o Projeto de Injeção de Água e com o poço Exploratório

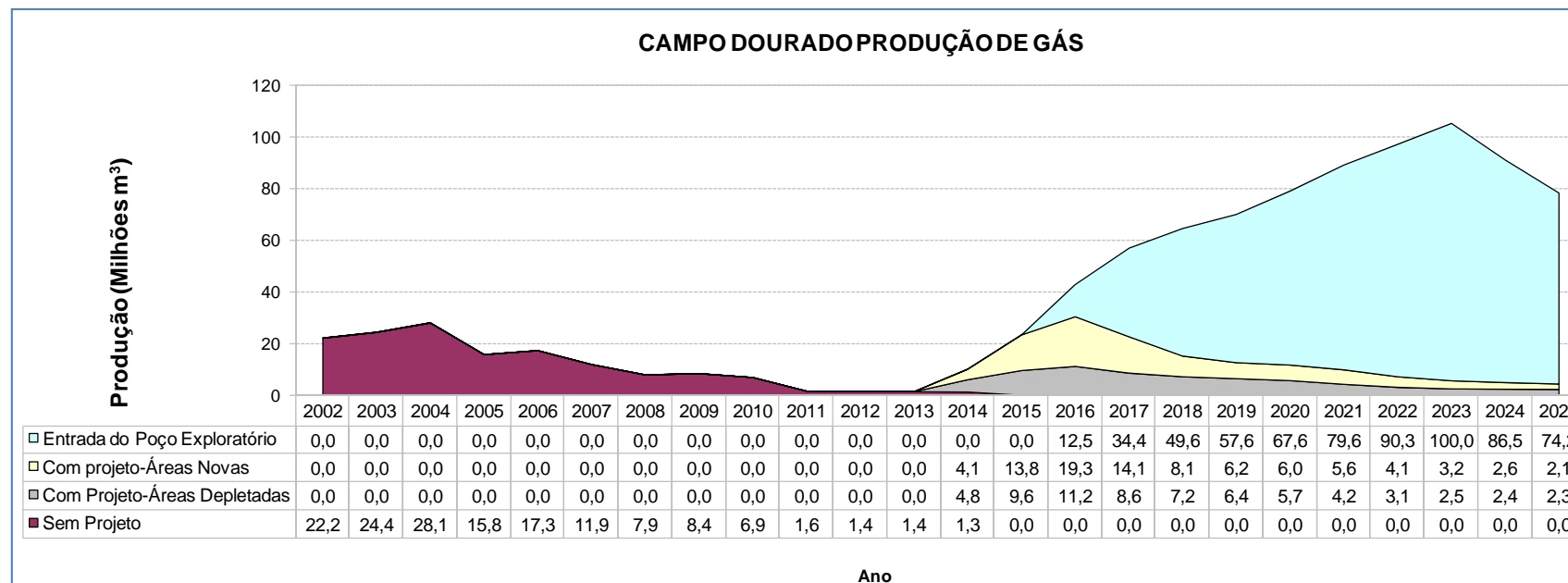


Figura II.3-11 – Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Gás com e sem o Projeto de Injeção de Água e com o poço Exploratório

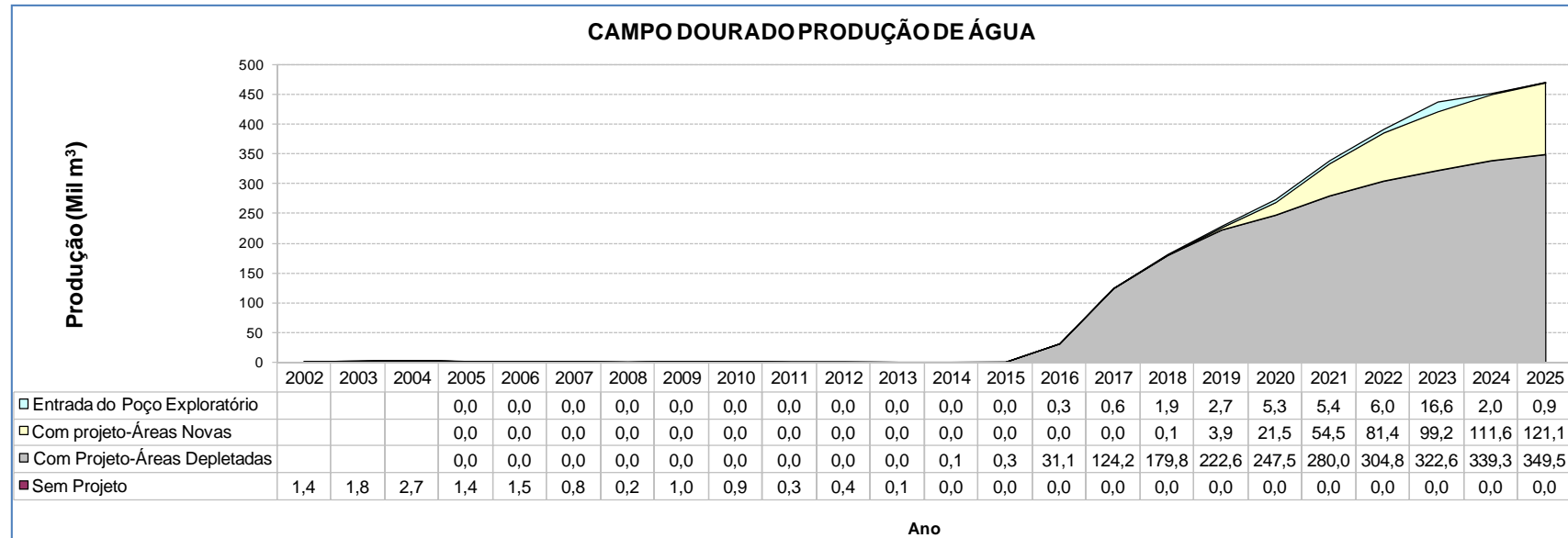


Figura II.3-12 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Água com e sem o Projeto de Injeção de Água e com o poço Exploratório -

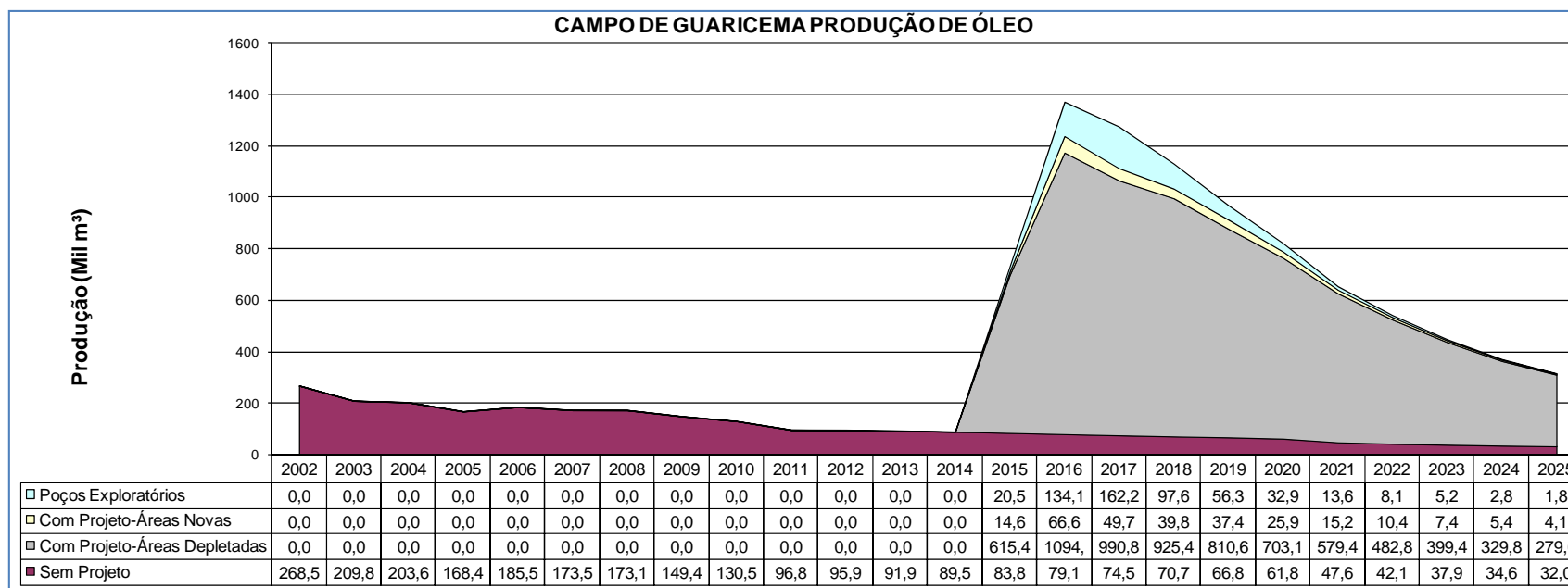


Figura II.3-13 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Óleo com e sem o Projeto de Injeção de Água e com poços Exploratórios.

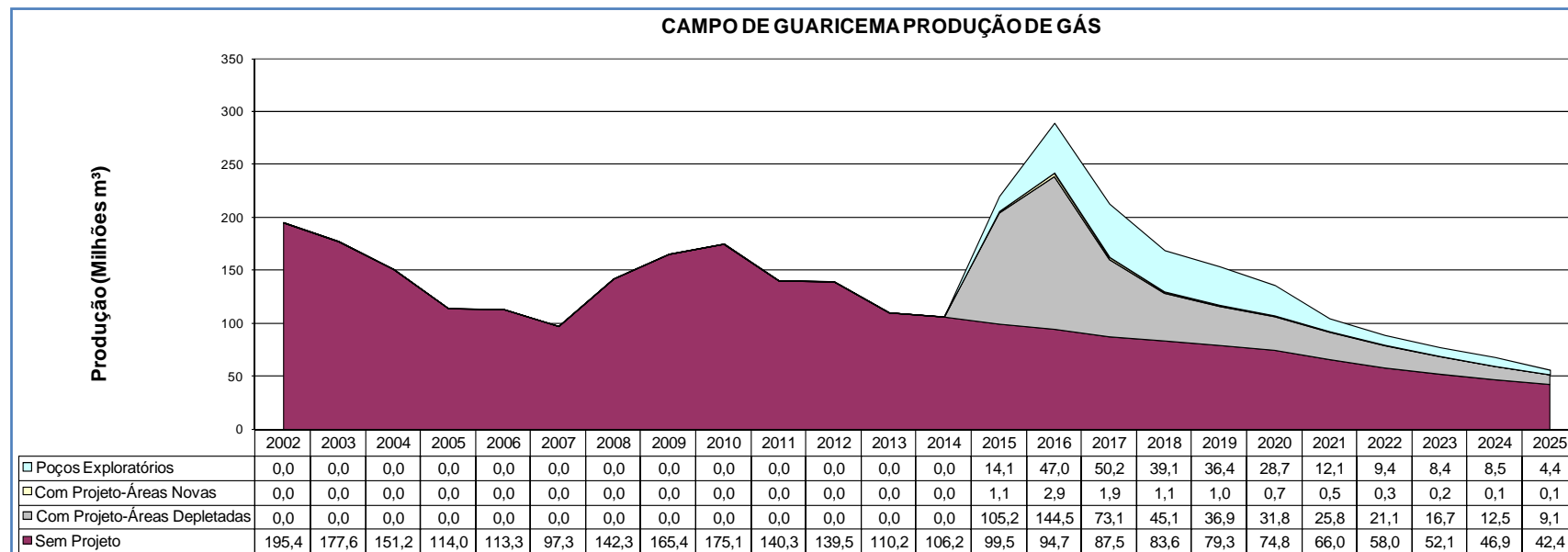


Figura II.3-14 – Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Gás com e sem o Projeto de Injeção de Água e com poços Exploratórios.

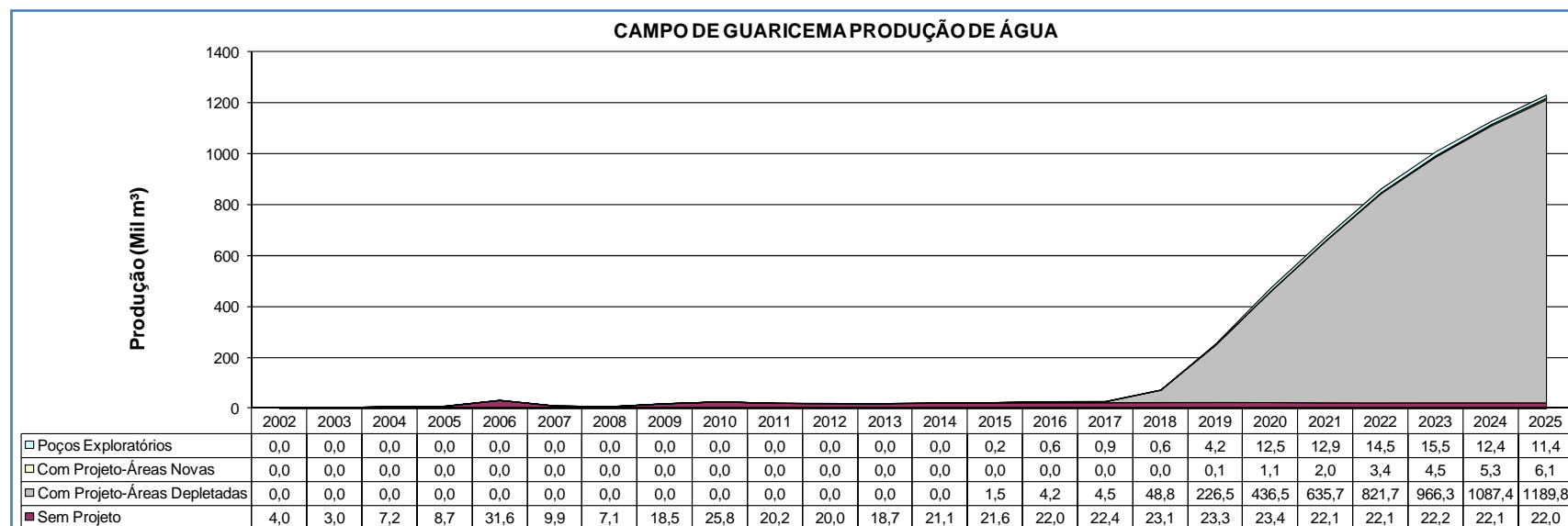


Figura II.3-15 - Comparação da Previsão das Curvas de Produção de Água com e sem o Projeto de Injeção de Água e com poços Exploratórios.

Com base nas curvas com e sem o projeto, fica evidente que:

- A realização desse projeto promoverá um adicional de 11,954 milhões de m³ de óleo e 1,269 bilhões de m³ de gás para a Unidade de Negócios de Sergipe e Alagoas, até o ano de 2025. Sem essa produção incremental, deixariam de ser gerados mais de 2.300 empregos diretos e 6.900 empregos indiretos. Adicionalmente, o Estado deixaria de receber investimentos da ordem de US\$ 2,1 bilhões e haveria perda anual de recolhimento em US\$ 35 milhões em *royalties*.
- A não realização do referido projeto resultará, implicará, já em 2012, na diminuição da produção destes campos a níveis que inviabilizarão a continuidade das atividades de produção de óleo e gás nas 20 plataformas existentes em Camorim, Dourado e Guaricema, com uma perda de óleo média da ordem de 2.235 m³/dia e de 320.365 m³/d de gás. Em outras palavras, a produção decorrente unicamente dos projetos implantados já não assegura a viabilidade econômica das atividades operacionais da área marítima em águas rasas sinalizando que todas as plataformas e o Pólo de Atalaia teriam suas atividades de produção e processamento desativadas;
- A desativação das atividades marítimas nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, por si só, traria conseqüências bastante graves para o Estado de Sergipe, um desemprego de aproximadamente 1.300 empregados terceirizados e 5.000 empregados indiretos, além da demissão ou possível realocação em outras Unidades da PETROBRAS, de 420 postos de trabalho próprios, com o conseqüente deslocamento de renda para outras regiões. Como agravante, deixarão de ser arrecadados, anualmente, cerca de US\$ 25 milhões relativos a *royalties*;
- O fechamento das instalações e a parada das atividades marítimas em Camorim, Dourado e Guaricema provocariam, além dos impactos nos investimentos e arrecadação de *royalties*, perdas na dinâmica da economia local que poderiam chegar às cifras de R\$ 7,2 milhões mensais, devido ao fechamento e realocação de postos de trabalho.