

REGULAMENTO TÉCNICO DA REVISÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DE GRANDE PRODUÇÃO

I - OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

Este Regulamento orienta a elaboração da revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção que já possuam histórico de exploração e estabelece o seu conteúdo mínimo em conformidade com os Contratos.

O Plano de Desenvolvimento deve ser preparado de acordo com as instruções contidas neste Regulamento e conter informações, em abrangência e profundidade, suficientes para:

permitir à ANP conhecer o objetivo da modificação dos sistemas implantados para exploração das Jazidas do Campo;

permitir à ANP conhecer as alternativas de modificação do projeto de Desenvolvimento estudadas e as razões para a escolha da modificação apresentada;

permitir à ANP conhecer as alterações do projeto de Desenvolvimento do Campo, as incertezas a elas associadas e as flexibilidades consideradas;

permitir à ANP acompanhar o cronograma de atividades de modificação do projeto de exploração do Campo;

demonstrar que a exploração do Campo se fará em consonância com a legislação em vigor, em especial com as normas e regulamentações governamentais aplicáveis à indústria do Petróleo;

demonstrar que as alterações do projeto de Desenvolvimento, as atividades a serem realizadas e as operações futuras de produção ocorrerão de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

As alterações propostas do Sistema de Produção e Escoamento devem atender aos seguintes princípios básicos, indispensáveis para a aprovação da revisão do Plano de Desenvolvimento:

garantir a conservação dos recursos petrolíferos, promovendo a recuperação eficiente de hidrocarbonetos existentes nas Jazidas, o controle do declínio de reservas e a minimização das perdas na superfície, incluindo a queima de Gás Natural;

garantir a segurança operacional, com o atendimento à legislação e aos regulamentos pertinentes e com a adoção de procedimentos com o objetivo de prevenir acidentes operacionais, proteger a vida humana e o meio ambiente, garantir a preservação ambiental, com escolha de alternativas e utilização de processos que minimizem o impacto das Operações ao meio ambiente;

propiciar a medição dos volumes produzidos dentro dos limites de erro e incerteza regulamentares, de forma a permitir o correto cálculo das participações governamentais e de terceiros.

II - DISPOSIÇÕES GERAIS

A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá contemplar cronograma de estudos de recuperação melhorada ao longo da Fase de Produção, com vistas ao aumento da recuperação dos Reservatórios de Petróleo e Gás Natural.

| |
|--|
| Topo e base do Reservatório |
| Capacidade/Gás de base/Gás útil |
| Pressão máxima de estocagem |
| Produção acumulada prevista de óleo remanescente |

A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá considerar flexibilidade quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras ou manifolds para poços deve ser contemplada no projeto de instalações marítimas.

As modificações do Plano de Desenvolvimento deverão prever redundância de sistemas críticos para continuidade operacional, como, por exemplo, para os sistemas de compressão.

A revisão do Plano de Desenvolvimento deve incluir os Projetos Piloto de Produção Antecipada de Jazidas na Área do Campo planejados e discriminar separadamente os dados físicos e financeiros relativos a esses projetos.

Se o Campo tiver compartilhamento de instalações de Produção com outros Campos, a descrição das atividades de Desenvolvimento que afetem a utilização compartilhada dessas instalações deve explicitar os componentes e equipamentos adicionais compartilhados e as informações sobre investimentos relativos a essas instalações devem incluir as proporções a serem alocadas a cada Campo.

Quando houver previsão de utilização de novas tecnologias desenvolvidas pelo próprio Contratado ou aplicação de tecnologias não usuais na indústria do Petróleo, estas tecnologias devem ser descritas nos itens pertinentes do Plano de Desenvolvimento.

A revisão do Plano de Desenvolvimento ou de qualquer de seus tópicos deverá ser apresentada com todos os itens e subitens do conteúdo que requerem dados e informações, com a mesma numeração desse conteúdo. Na descrição dos itens da revisão, os aspectos de atualização do conhecimento da geologia e dos Reservatórios e de modificação e ampliação do Sistema de Produção e Escoamento devem ser explicitados. Os itens e subitens ausentes por qualquer razão deverão estar assinalados com a expressão "Não aplicável", "Mantida a versão anterior" ou outra que explique sua ausência.

As unidades utilizadas no Plano de Desenvolvimento, a menos que especificadas de outra forma, devem ser:

- vazões de líquidos: barris por dia (bbl/d);
- vazões Gás Natural e outros gases: milhares de metros cúbicos por dia (Mm³/d);
- produção ou injeção acumulada de líquidos: barris (bbl);
- produção ou injeção acumulada de gases: milhares ou milhões de metros cúbicos (Mm³ ou MMm³);
- pressões: quilograma-força por centímetro quadrado (kgf/cm²).

III - CONTEÚDO DA REVISÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE GRANDES ACUMULAÇÕES

1. Capa e sumário executivo

1.1 O Plano de Desenvolvimento deve ser capeado com o formulário a seguir, devidamente preenchido.

| | |
|--|--|
| Objeto do Plano de Desenvolvimento | Digitar o nome do Campo a que se refere a revisão do PD. |
| PD anterior | Digitar a motivação do Plano de Desenvolvimento anterior, bem como RD e data de aprovação. |
| Projetos da revisão do PD | Enumerar os projetos que constituem a presente revisão. |
| Descobertas e poços descobridores | Digitar mês/ano de descobertas e Nome dos Pocos descobridores |
| Localização | Digite a localização resumida do Campo |
| Bacia Sedimentar | Digitar o nome da Bacia |
| Área do Campo (km²) | Digitar a área em km² |
| Lâmina d'água (m) | Digitar a lâmina d'água média em que se situa o Campo, em metros |
| Início da Produção | Digitar o ano de Início de Produção |
| Término da Produção | Digitar o ano de previsão de término da Produção |
| Volume <i>in-situ</i> | Digitar o ano de referência para o cálculo do VOIP/VGIP |
| Óleo/condensado (MMbbl) | Digitar o volume de óleo e condensado (entre parênteses especificar o fluido) |
| Gás Associado/Gás Não Associado (MMm³) | Digitar o volume de GASA e GASN (entre parênteses especificar o fluido) |
| Reserva Provada | Digitar o ano de referência da Reserva Provada |
| Óleo/condensado (MMbbl) | Digitar a reserva de óleo e condensado (entre parênteses especificar o fluido) |
| Gás Associado/Gás Não Associado (MMm³) | Digitar a reserva de GASA e GASN (entre parênteses especificar o fluido) |
| Produção acumulada e fração recuperada | Digitar o ano de referência da Produção acumulada |
| Óleo/condensado (MMbbl) | Digitar a Produção acumulada de óleo e condensado (entre parênteses especificar o fluido e FR) |
| Gás Associado/Gás Não Associado (MMm³) | Digitar a prod. acumulada de GASA e GASN (entre parênteses especificar o fluido e FR) |
| Produção acumulada e fator de recuperação final | Digitar o ano de referência da Prod. acumulada final |
| Óleo/condensado (MMbbl) | Digitar a Produção acumulada de óleo e condensado (entre parênteses especificar o fluido e FR) |
| Gás Associado/Gás Não Associado (MMm³) | Digitar a prod. acumulada de GASA e GASN (entre parênteses especificar o fluido e FR) |
| Produção atual | Digitar o mês de referência da Produção. Quando o Campo ainda não iniciou a produção, as linhas não se aplicam |
| Óleo/condensado (bbl/d) | Digitar a produção de óleo e condensado (entre parênteses especificar o fluido) |
| Gás Associado/Gás Não Associado (Mm³/d) | Digitar a Produção de GASA e GASN (entre parênteses especificar o fluido) |
| Injeção atual (recuperação secundária) | Digitar a vazão de injeção para efeito de recuperação secundária. Quando o Campo não estiver sujeito a injeção, as linhas não se aplicam. |
| Água (bbl/d) | |
| Vapor (ton/d) | |
| Gás (Mm³/d) | |
| Número de poços | Digitar o número de poços de cada categoria, atuais e previstos |
| Atuais | |
| Produtores | |
| Injetores | |
| Descarte | |
| Abandonados | |
| Previstos | |
| Produtores | |
| Injetores | |
| Descarte | |
| Reservatórios | Digitar um breve resumo dos Reservatórios |
| Nome da Zona | Digitar as informações para cada Reservatório. No caso de extenso zoneamento, agrupar em Reservatórios principais. O fluido principal deve ser inserido juntamente com o grau API ou a densidade do gás. |
| Formação e idade geológica | |
| Fluido Principal | |
| Porosidade | |
| Permeabilidade | |
| Mecanismo de Produção | |
| Mecanismo de recuperação secundária | |
| Unidades de Produção | Digitar breve descrição das Unidades de Produção, incluindo a capacidade de cada uma. |
| Sistema de Escoamento do Campo | Digitar breve resumo de como se dá o escoamento do Campo (se através de oleoduto, gasoduto, para onde a produção escoar, etc.). |
| Análise Econômica | |
| Horizonte do projeto | Digitar horizonte do projeto |
| Taxa de câmbio empresarial | Digitar a taxa de câmbio considerada |
| Taxa de desconto | Digitar a taxa de desconto adotada |
| Investimentos previstos | Digitar os investimentos previstos |
| VPL | Digitar VPL |
| Custo previsto do abandono | Digitar o custo de desativação das instalações do Campo |
| ESGN | Digitar as informações especificadas, quando o PD incluir ESGN. |
| Objetivo do projeto | |

1.2 O sumário executivo da revisão do Plano de Desenvolvimento deve descrever, sucintamente, a concepção global de exploração do Campo, os projetos que tratados na revisão e seus objetivos e as principais alterações no Sistema de Produção e Escoamento por eles introduzidas, da forma que se segue.

os motivos de revisão do Plano de Desenvolvimento;

a enumeração dos projetos que compõem a revisão do Plano de Desenvolvimento com o fator de recuperação e a reserva provada associados a cada projeto e a data de conclusão de sua implantação; no caso de previsão de Projetos Piloto de Produção adicionais, descrever os objetivos, especificando as incertezas a resolver, as tecnologias a serem testadas, os modelos a serem confirmados, os dados a serem coletados e especificar o cronograma de testes e análises;

a localização geográfica da Área do Campo, identificando o Estado e Município(s) em que ela se localiza, ou o Estado e Município(s) confrontantes e a profundidade média, quando se localizar no mar;

a nomeação de todos os Reservatórios descobertos no Campo, a identificação de quais já estão em exploração e de quais passarão a ser explotados, e os motivos de não se prever o Desenvolvimento dos demais até esta revisão do Plano de Desenvolvimento;

as características principais dos Reservatórios produtores tais como: estratigrafia, cronoestratigrafia, ambiente e sistema deposicional, características permoporosas, mecanismo primário de produção, mecanismo de recuperação secundária, etc.;

Gráfico contendo o histórico de Produção do Campo, a previsão de produção sem implantação dos projetos que formam esta revisão do Plano de Desenvolvimento e a previsão de produção com a implantação deles;

o efeito da implantação dos projetos que compõem a revisão do PD sobre a capacidade de processamento de fluidos e sobre a compressão de Gás Natural;

a malha de drenagem e o método de Produção e as eventuais alterações que serão introduzidas;

o número e as características principais dos novos poços produtores, injetores e outros, bem como os aspectos relevantes de suas complementações;

o(s) Sistema(s) de Coleta da Produção e suas alterações;

as Unidades de Produção, destacando as características construtivas principais das novas Unidades;

os processos de separação e tratamento de Petróleo e Gás Natural, e o descarte de efluentes e resíduos, enfocando seu redimensionamento;

o(s) Sistema(s) de Escoamento da Produção e eventuais mudanças que nele(s) ocorrerão;

os investimentos necessários para realização dos projetos tratados nesta revisão, discriminando as parcelas referentes a poços, Unidades de Produção e Sistemas de Coleta e de Escoamento da Produção;

as novas tecnologias que serão empregadas, os resultados de sua avaliação e os riscos inerentes à sua aplicação;

os prazos previstos para implantação dos projetos considerados nesta revisão;

o planejamento da desativação do Campo e as alterações de escopo e custo nele introduzidas.

1.2.1 Se a revisão for motivada pela implantação de novo módulo de Desenvolvimento, a descrição acima deve contemplar os sistemas já existentes e, separadamente, o módulo em questão.

1.2.2 Enumerar e descrever os Compromissos de Individualização da Produção (CIP) e os Acordos de Individualização da Produção (AIP), previstos ou já celebrados, que envolvem Reservatórios do Campo.

1.2.3 Se a presente revisão do Plano de Desenvolvimento incluir previsão de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN), os seguintes aspectos devem ser apresentados:

objetivos e estratégia de implantação do projeto;

volume máximo estocado, Volume de Gás de Base e Volume de Gás Útil;

pressão mínima e máxima da ESGN;

taxa máxima de injeção e de retirada de Gás Natural;

poços adicionais a serem perfurados, poços a serem convertidos e seus objetivos;

descrição sucinta dos dutos, equipamentos e instalações associados à ESGN que serão construídos.

2. Avaliação de alternativas de Desenvolvimento

2.1 Descrever sucintamente as alternativas de alteração/ampliação avaliadas e justificar detalhadamente as razões para a escolha dos projetos propostos, em comparação com as demais alternativas estudadas.

2.2 Descrever as incertezas associadas à revisão do Plano de Desenvolvimento e como estas estão sendo tratadas.

2.3 Avaliar a flexibilidade dos Sistemas de Produção e Escoamento do Campo quanto a modificações e ampliações adicionais, levando em conta os potenciais prospectos exploratórios dentro da Área do Campo.

3. Localização do Campo

3.1 Informar a localização geográfica da Área do Campo incluindo os seguintes aspectos:

Bacia Sedimentar;

Área do Campo, em km², explicitando, quando se tratar de Área Individualizada, os Contratos que lhe deram origem;

distância aproximada da costa, Estado(s) e Município(s) confrontantes e faixa de profundidade, no caso de Campos localizados no mar;

proximidade de cidades, no caso de Campos terrestres.

3.2 As informações geográficas devem incluir ainda:

mapa de localização geográfica, indicando a escala utilizada e, no caso de Campos localizados no mar, contendo as cotas batimétricas, em tamanho mínimo de 10 cm por 15 cm;

mapa da Área do Campo, identificando a projeção superficial dos Reservatórios produtores, assinalando a posição da cabeça dos poços e a projeção horizontal do seu percurso e a posição das Unidades de Produção e identificando as Áreas sob Contrato adjacentes e, quando se tratar de Área Individualizada, assinalando as Áreas sob Contrato originais;

tabela de coordenadas geográficas dos vértices que definem a Área do Campo, segundo o padrão ANP vigente.

4. Histórico da exploração do Campo

4.1 Apresentar uma retrospectiva resumida da atividade de Produção do Campo, incluindo os seguintes aspectos:

alterações da Área de Desenvolvimento e da Área do Campo, ocorridas após a Declaração de Comercialidade, indicando datas e apresentando as coordenadas geográficas dos vértices da área em cada ocasião;

data do início da Produção;

número de poços existentes na área atual do Campo, discriminado por seu estado atual (ativos, fechados, abandonados temporariamente, arrasados);

mapas dos levantamentos sísmicos realizados na Fase de Produção que se superponham à Área do Campo, exclusivos ou não, mencionando o montante, em km², das áreas cobertas;

cronologia e descrição das descobertas realizadas na Fase de Produção, na vigência da Lei 9.478/97, especificando os aspectos relevantes dos Reservatórios e incluindo o mapa estrutural correspondente;

assinalar em mapa os objetivos exploratórios identificados e ainda não avaliados;

apresentar gráficos (i) do histórico de produção de Petróleo, água e Gás Natural e previsão de Produção por Campo e por Reservatório; (ii) de RAO e RGO e (iii) da Produção por poço dos poços principais;

tabela com o número médio de poços produtores e injetores em operação por ano e por Reservatório, desde o início da Fase de Produção.

4.2 Apresentar um cronograma de atividades que serão conduzidas para avaliação de descobertas na Área do Campo, feitas na Fase de Produção e ainda não avaliadas, e para Desenvolvimento de horizontes e partes de Reservatórios ainda não exploradas até esta revisão.

5. Geologia da Área do Campo

5.1 Atualizar a descrição da geologia da Área do Campo no contexto da geologia da bacia sedimentar em que ele se situa, salientando as feições regionais que influem sobre a área. Devem ser enfocados os resultados da atualização de estudos estratigráficos e estruturais e incluídas novas informações sobre o sistema petrolífero identificado, modelos deposicionais, mapas e seções geológicas, considerando todos os itens discriminados a seguir:

5.2 Apresentar a análise estratigráfica da Área do Campo, destacando uma descrição das unidades lito-, bio- e cronoestratigráficas, abarcando todas as formações identificadas.

5.3 Reapresentar a análise estrutural da Área do Campo nos aspectos que tenham sido refinados, com a descrição da evolução tectônica, abrangendo todo o período geológico de sua formação, com destaque para o sistema de falhamento na área, e incluindo:

mapa estrutural da Área do Campo com todos os Reservatórios identificados, incluindo os que se estendem para fora da Área do Campo e, nestes casos, identificar as áreas contíguas (Áreas sob Contrato ou áreas da União);

seções sísmicas interpretadas que originaram cada um dos mapas estruturais;

mapas com localização das seções sísmicas interpretadas contendo o traçado da Área do Campo e assinalando os poços próximos a elas;

seções geológicas, tantas quanto necessárias para que todas as acumulações sejam mostradas;

pelo menos uma seção geológica regional dip e uma strike cortando a Área do Campo inteira e mostrando o maior número possível de Reservatórios, incluindo sempre que possível e se existirem, aqueles não contemplados até esta revisão do Plano de Desenvolvimento.

5.4 Atualizar a descrição do sistema petrolífero da Área do Campo, com uma síntese dos eventos de geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos, contextualizada na história geológica da bacia sedimentar e incluir também:

seções esquemáticas do modelo de migração e acumulação; descrição das características dos geradores e da qualidade do Petróleo e Gás Natural existentes.

5.5 Descrever os aspectos geotécnicos relevantes, identificados após o Plano de Desenvolvimento anterior, quanto ao potencial de ocorrência de subsidência e shallow hazards e de deslizamento de taludes.

6. Modelo geológico de Reservatório

6.1 A descrição do modelo geológico de Reservatórios deve atualizar dados e informações já apresentados sobre o zoneamento estratigráfico, a evolução diagenética e descrição das litofácies. Atualizar também a descrição das características físicas dos Reservatórios, suas propriedades petrofísicas, análises de testemunhos, resultados de testes de formação, perfilogens e análises de fluidos. Os aspectos a considerar são apresentados a seguir.

6.2 Apresentação do modelo geológico na sua forma mais atualizada, detalhando o zoneamento estratigráfico dos Reservatórios e enfatizando os critérios para seu estabelecimento.

6.3 Apresentação da concepção atual da evolução diagenética das rochas do Reservatório.

6.4 Descrição detalhada das litofácies definidas, esclarecendo como foram determinadas as fácies Reservatório e como estas estão representadas no modelo geológico.

6.5 Descrição atualizada das características físicas do Reservatório, com informações sobre sua geometria externa e propriedades petrofísicas obtidas através de testemunhos ou de perfis, incluindo:

Tabela com dados estruturais do Reservatório, contendo profundidades e cotas do topo e da base de cada Reservatório atravessado pelos poços perfurados na Área do Campo, bem como as suas espessuras efetivas com Petróleo e Gás Natural, porosidades, saturações de água e posições dos contatos de fluidos;

Mapas estruturais de topo e base, indicando os contatos entre fluidos (no caso de Campos marítimos, superpor as isóbatas), identificando eventuais refinamentos de sua definição;

Mapas volumétricos (isópacas, espessura porosa e espessura porosa com hidrocarboneto), enumerando eventuais modificações introduzidas na sua definição;

Gráfico com o gradiente de pressão da Área do Campo, em Kgf/cm²/m;

Gráfico com o gradiente de temperatura da Área do Campo, em °C/m; quando houver variação lateral de temperatura, apresentar também mapa de isotermas.

6.6 Apresentação e comentário dos resultados de análises de testemunhos e ensaios petrofísicos e outros tipos de análises que tenham sido realizadas em testemunhos de rocha-Reservatório. Os resultados das análises petrofísicas deverão ser sistematizados em uma tabela de dados petrofísicos, contendo informações que identifiquem, por testemunho coletado, o Nome do Poço, a profundidade de coleta e a Zona, e condensando as seguintes variáveis: litologia, formação, idade geológica, profundidade do mar (quando aplicável), área da Zona, volume da Zona, net pay médio, porosidade, saturação de água, permeabilidade, NTG (net to gross), contato Gás Natural-óleo e contato óleo-água.

6.6.1 Apresentar uma tabela de dados petrofísicos contendo informações que identifiquem, por Zona, os testemunhos coletados (metros/n° de poços), a litologia, a formação, a idade geológica, a lâmina d'água (quando aplicável), a área da Zona, a espessura média, o net pay médio, a porosidade média, a saturação de água, a permeabilidade média, a anisotropia (kv/kh), o NTG, a saturação de óleo residual, o contato Gás Natural-óleo e contato óleo-água.

6.6.2 Explicação da forma de representação das propriedades de rocha e fluido no modelo de simulação.

6.7 Descrição dos critérios para definição dos parâmetros de corte (cutoff) de porosidade, argilosidade e saturação de água, apresentando os valores por Reservatório.

6.8 Na ocorrência de novos horizontes produtores no Campo, apresentação e comentário dos resultados dos testes de poços, inclusive testes de longa duração e testes a cabo (RFT) descrevendo suas características básicas e seus aspectos relevantes. Incluir também tabela de dados de testes de formação com dados de identificação do Campo e do poço, os tempos de fluxo e estática, o intervalo testado, a data de realização do teste e os resultados da interpretação. Deverão constar da tabela informações como pressão na cabeça do poço, abertura da válvula de controle de fluxo, temperatura de fundo, profundidade da ferramenta de teste, vazão estabilizada, razão Gás Natural/Petróleo, permeabilidade, depleção, razão de dano, índice de produtividade (injetividade), raio de investigação, presença de barreiras e outras informações e dados considerados relevantes. As pressões relacionadas deverão ser referenciadas a um mesmo datum.

6.9 Na ocorrência de novos horizontes produtores no Campo, descrição das perfilogens realizadas, apresentando tipos de perfis, intervalos perfilados, ocorrências relevantes (como, por exemplo, prisão de ferramenta), temperaturas de fundo (medidas e extrapoladas), companhias e datas de realização. Apresentar os resultados das análises quantitativas de perfis, sumarizando-os segundo o zoneamento estratigráfico proposto. Apresentar os parâmetros utilizados para as correções ambientais e cálculos volumétricos e a equação de saturação utilizada, discutindo os critérios empregados para o estabelecimento destes itens. Incluir, em formato A4, os perfis-tipo de cada Reservatório avaliado.

6.10 Apresentação dos resultados das análises de fluidos produzidos. Os dados deverão ser sistematizados em tabelas de dados de fluidos produzidos por Zona, de acordo com a natureza dos fluidos, onde deverão constar os resultados das análises efetuadas mais representativas. As seguintes variáveis devem ser informadas: topo e base da Zona, densidade do Gás Natural produzido, °API do óleo produzido, pressão de saturação, temperatura do Reservatório, razão de solubilidade, viscosidade do óleo na pressão de saturação e fator volume de formação do óleo. Informar a presença de contaminantes nos fluidos, sua natureza química e teor.

6.11 Descrição do refinamento dos modelos geológicos conceituais antes estudados ou dos critérios utilizados para estabelecimento de novos modelos.

6.12 Informar os métodos geostatísticos utilizados no preenchimento das propriedades em cada um dos modelos geológicos conceituais estudados.

6.13 Apresentação dos casos gerados por distribuição probabilística (P10, P50 e P90) em cada um dos modelos geológicos conceituais estudados.

6.14 Descrição da metodologia de cálculo e quantificação dos volumes in situ de Petróleo e Gás Natural, referidos a cada caso do modelo geológico (P10, P50 e P90).

6.15 Descrição e quantificação das principais incertezas presentes no modelo geológico, incluindo aquelas herdadas do modelo geofísico, a incerteza estrutural, a incerteza do contato óleo-água, e outras que se julguem relevantes.

7. Engenharia de Reservatórios

7.1 A descrição das atividades de engenharia de Reservatórios deve conter informações que permitam avaliar se a modificação do projeto de Desenvolvimento do Campo foi concebida de forma a assegurar a recuperação otimizada dos Reservatórios e que sua reavaliação se processa segundo o mesmo princípio. Para isso, devem ser explicitados os mecanismos de Produção, a utilização de processos de manutenção de pressão ou de recuperação melhorada, bem como deve ser apresentada a atualização dos estudos de Reservatórios realizados, incorporando os dados obtidos durante o período de exploração.

7.2 Descrever as modificações da engenharia de Reservatórios em relação às apresentadas na versão anterior do Plano de Desenvolvimento.

7.3 Avaliar a necessidade de manutenção de pressão do Reservatório, descrevendo as razões para a seleção do mecanismo de recuperação (análises de testemunho, estudos de miscibilidade, simulações, etc.).

7.3.1 Descrever, se planejada sua implantação, os mecanismos secundários de recuperação, por Reservatório.

7.3.2 Enumerar os Reservatórios que iniciaram a produção com capas de gás primárias e os que desenvolveram capas de gás secundárias.

7.3.3 Se for planejada a manutenção de pressão do Reservatório por injeção de água ou Gás Natural, descrever os aspectos relevantes do processo de recuperação, enfatizando as alterações quanto aos seguintes aspectos:

Zonas ou intervalos sujeitos à injeção de fluidos; nova malha de drenagem, incluindo os poços injetores; uso de poços não convencionais; possíveis problemas de injetividade, incluindo resultados de estudos de compatibilidade de água de injeção e da formação e tratamento a ser empregado;

os balanços de injeção e produção instantâneos e acumulados;

os critérios para definição das vazões de injeção; os critérios de dimensionamento das pressões máximas de injeção;

a curva de fluxo fracionário de água e a eficiência de recuperação.

7.3.4 Especificar os critérios de dimensionamento das pressões máximas de injeção.

7.3.5 Apresentar os balanços de injeção/produção acumulados e instantâneos por Reservatório.

7.3.6 Apresentar os mapas de distribuição da injeção acumulada para cada bloco.

7.4 Se prevista a aplicação de métodos de recuperação avançada de Petróleo, descrever os aspectos relevantes do processo, destacando:

método a ser utilizado; áreas do Reservatório a serem submetidas à recuperação melhorada;

malha de drenagem; uso de poços não convencionais.

7.5 Apresentar uma análise de sensibilidade no tocante ao efeito da vazão de produção em relação ao risco de se antecipar cones de água ou influxo de gás.

7.5.1 Para os casos com previsão de um aumento abrupto da vazão de água ou de gás, justificar por meio de simulações de fluxo que tal prática não impactará a recuperação final do Reservatório.

7.6 Quanto à caracterização do Reservatório, incluir informações sobre:

estudos de geofísica de Reservatórios; técnicas empregadas de mudança de escala para obter as propriedades permoporosas do Reservatório ao nível da malha de simulação;

tratamento das curvas de permeabilidade relativa; mapas de saturações iniciais, atuais e finais de Petróleo, água e Gás Natural.

7.6.1 Incluir informações sobre os estudos de geofísica e geomecânica de Reservatórios realizados após a última versão do Plano de Desenvolvimento;

7.6.2 Incluir informações adicionais obtidas sobre o tratamento das curvas de permeabilidade relativa e os estudos de miscibilidade e molhabilidade.

7.6.3 Quanto à simulação de fluxo, incluir informações atualizadas sobre:

os refinamentos do(s) modelo(s) de simulação (por bloco, Reservatório etc.), incluindo as considerações relativas à comunicação entre os Reservatórios;

o tipo de simulador empregado;

o tipo de malha de simulação usada, acrescentando número e dimensões das células de simulação;

as técnicas empregadas de mudança de escala (upscaling) para obter as propriedades petrofísicas do Reservatório ao nível da malha de simulação;

tabela comparativa contendo, por Reservatório, as propriedades petrofísicas médias nos poços, no modelo geológico e no modelo de simulação, justificando as diferenças acentuadas;

o índice de produtividade inicial dos poços: método de determinação e valores utilizados;

os critérios para fechamento de poços utilizados na simulação;

a descrição das características especiais da simulação de Reservatório que foram consideradas, como, por exemplo, emprego de densidade (grau API) variável do Petróleo, refinamento localizado de malha, acoplamento com simuladores de escoamento multifásico em poços e linhas etc.;

as incertezas nos dados de entrada, descrevendo como estas afetam a recuperação estimada do Reservatório.

7.6.4 Enumerar os modelos de simulação que estão em uso e em Desenvolvimento e os modelos já elaborados para o Campo.

7.6.5 Quando se tratar de Desenvolvimento Complementar para adensamento de malha, uso de poços não convencionais ou processo de recuperação melhorada, acrescentar informações sobre o ajuste de histórico de produção já realizado e incluir os resultados do mesmo na forma de gráfico de produção acumulada de Petróleo, água e Gás Natural versus tempo.

7.6.5.1 Apresentar o ajuste dos modelos de Reservatório ao histórico de produção por Reservatório produtor em termos de vazão de líquido, vazão de óleo, RGO, BSW e pressão de fluxo, assim como a metodologia empregada para tal ajuste.

7.6.6 Se for empregada simulação composicional, acrescentar informações atualizadas sobre os componentes e os parâmetros críticos do escoamento considerados.

7.6.7 Apresentar os resultados atualizados da simulação, descrevendo os fatores críticos que influenciam a eficiência de recuperação nos Reservatórios considerados.

7.6.8 Comentar os resultados da simulação realizada, descrevendo os fatores críticos que influenciam a eficiência de recuperação nas Zonas consideradas. Incluir também mapas zonais de saturação remanescente de óleo e Gás Natural no abandono.

7.6.8.1 Apresentar mapas de saturações iniciais, atuais e finais de Petróleo, água e Gás Natural para cada Reservatório, identificando os poços produtores e injetores já perfurados e os previstos.

7.6.8.2 Apresentar mapas de espessura porosa com Petróleo ou Gás Natural móvel para cada Reservatório, após a implantação dos projetos contidos nesta revisão, ao término do Contrato e ao final da vida útil do Campo, identificando os poços produtores e injetores já perfurados e os previstos.

7.6.8.2 A existência de áreas de alta saturação ainda sem previsão de drenagem pelos projetos que constituem esta revisão do Plano de Desenvolvimento deverá ser justificada.

7.7 Descrever a metodologia proposta para o acompanhamento do desempenho dos Reservatórios, incluindo:

- procedimentos de registros de pressão;
- procedimentos de coleta de fluidos;
- medição de vazões poço a poço;
- periodicidade dos testes de Produção;

7.7.1 Expor a metodologia de apropriação da Produção a cada Reservatório;

7.7.2 Enumerar os poços que produzirão de mais de um Reservatório e expor a metodologia de apropriação da Produção a cada Reservatório.

7.8 Apresentar o cronograma de estudos para implantação de projetos futuros de Desenvolvimento Complementar, descrevendo seus objetivos e como contribuirão para alcance da meta de incorporação de reservas.

7.8.1 Descrever os estudos para recuperação melhorada que serão conduzidos ao longo da Fase de Produção do Campo, com vistas ao aumento da recuperação dos Reservatórios de Petróleo e Gás Natural.

7.9 Apresentar resultados disponíveis de sísmica 4D, incluindo mapas de amplitude com o varrido da água, locações delimitadas em função dos resultados e outros aspectos significativos.

8. Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN)

8.1 Se o Plano de Desenvolvimento incluir previsão de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN), os seguintes aspectos devem ser apresentados.

8.1.1 A descrição dos Reservatórios a serem utilizados para estocagem de Gás Natural deverá incluir:

- descrição dos Reservatórios a serem utilizados para estocagem de Gás Natural, incluindo a profundidade de topo e de base, a área da projeção do Reservatório na superfície, seu histórico de Produção, os contatos de fluidos atuais;

interpretação sísmica e estrutura, mostradas em mapas e figuras apropriadas;

interpretação geológica e descrição da estratigrafia, correlações geológicas que indiquem continuidades e heterogeneidades;

- as variáveis petrofísicas importantes para a estocagem, obtidas por amostragens, análises PVT e testes de poços associados e as tabelas de propriedades petrofísicas dos poços

estimativa dos volumes remanescentes in situ e níveis de incerteza associados e o procedimento usado para essa estimativa;

- as hipóteses adotadas para o desempenho dos poços quanto à injetividade e à produtividade e os procedimentos para gerenciamento deste desempenho;

descrição da modelagem do Reservatório, a presença de aquífero e sua influência, os métodos analíticos ou a simulação numérica usada na modelagem;

a curva de Produção de óleo remanescente no Reservatório;

limitações e incertezas de qualquer natureza (geológicas, locacionais, mercadológicas, tecnológicas, etc.) que poderão afetar a eficácia ou a viabilidade econômica do processo de estocagem.

8.1.2 Descrever o processo de estocagem a ser instalado fornecendo:

- o investimento previsto;
- o fluxograma simplificado do processo;
- o cronograma do projeto;
- a localização e a situação dos poços existentes a serem usados na ESGN;

os poços adicionais a serem perfurados, os poços a serem convertidos e seus objetivos, incluindo os poços de monitoramento;

a descrição da completação dos poços destinados ao processo;

a capacidade de estocagem, especificado os Volumes de Gás de Base e de Gás Útil;

a pressão máxima de estocagem e o procedimento para sua determinação;

as vazões máximas de injeção e de retirada de Gás Natural;

o projeto de monitoramento do Reservatório e dos aquíferos, do próprio Reservatório e do aquífero superior;

o sistema de medição específico para ESGN;

o projeto básico de processamento de fluidos da ESGN;

o projeto básico dos dutos que farão a movimentação dos fluidos na ESGN.

8.1.3 Apresentar um sumário do plano de gerenciamento da ESGN.

9. Reservas

9.1 Este item deve ser abordado considerando as disposições do Regulamento Técnico de Apropriação de Recursos e Reservas de Hidrocarbonetos (RTR) em vigor

9.2 Descrever o método e os critérios empregados para a estimativa de Recursos e Reservas, atribuindo a que caso do modelo de simulação estes volumes se referem.

9.3 Descrever e quantificar as incertezas associadas.

9.4 Discriminar, por Reservatório, os volumes de Petróleo e Gás Natural classificados de acordo com as categorias previstas no RTR em vigor. Expressar os volumes de Petróleo em milhões de barris e de Gás Natural em milhões de metros cúbicos, com três casas decimais.

9.1 Informar separadamente os volumes de Gás Associado em solução, Gás Associado livre, Gás Não Associado.

9.2 Descrever os métodos usados para cálculo de volumes e descrever e quantificar as incertezas associadas.

9.3 Apresentar previsão de volumes de Gás Natural a serem injetados, discriminando se serão considerados Reservas, Recursos ou estoque.

9.5 Apresentar uma tabela com a discriminação de Reservas e Recursos por Reservatório informados no Boletim Anual de Reservas (BAR).

9.6 Apresentar o cronograma de implantação dos projetos que apropriarão as Reservas informadas.

9.7 Informar se há projetos não incluídos no Plano de Desenvolvimento, até esta revisão, e que são aqui considerados para apropriação de Reservas.

10. Previsão de Produção e movimentação de fluidos

10.1 Devem ser apresentados os resultados do estudo de Reservatórios com as previsões de produção e injeção de fluidos e o comportamento hidrodinâmico dos Reservatórios na forma atualizada e nos aspectos discriminados a seguir:

10.2 Apresentar as previsões atuais de produção e injeção de fluidos em todo o Campo, em três níveis de estimativa (P10, P50 e P90), de acordo com o detalhamento a seguir:

- curvas de vazões de produção de Petróleo, água e Gás Natural (associado e não associado) contra tempo;
- curvas de produção acumulada de Petróleo, água e Gás Natural (associado e não associado) contra tempo;
- curvas de produção prevista sem a implantação dos projetos e com a implantação dos projetos, num só gráfico;
- curvas de vazões de injeção de água e de Gás Natural contra tempo;

curvas de injeção acumulada de água e Gás Natural contra tempo;

curva do fator de recuperação do Campo contra tempo;

curva de pressão contra tempo.

10.3 Acrescentar também tabela com valores anuais de vazões médias de produção de Petróleo, água e Gás Natural e vazões médias de injeção de água e Gás Natural, referentes a todo o Campo.

10.4 Para cada Reservatório do Campo, apresentar tabelas contendo valores anuais médios de:

- vazão de produção de Petróleo, água e Gás Natural;
- vazão de injeção de água e Gás Natural;
- razão Gás Natural-Petróleo;
- razão água-Petróleo;
- pressão estática do Reservatório;
- fração recuperada do Reservatório.

10.4.1 Quando a especificidade de projeto ou as características físicas do Reservatório não permitirem uma discriminação conforme solicitado, o Contratado poderá agrupar as informações constantes deste item por conjunto de Reservatórios justificando esta escolha.

10.4.2 Apresentar as curvas de pressão por Reservatório, assinalando a pressão original, a pressão de saturação e a pressão atual.

10.5 Apresentar tabela com a movimentação de Gás Natural no Campo, discriminando os volumes previstos anualmente para bombeamento pneumático (gas lift), consumo interno, perdas e queimas, especificada por Unidade de Produção.

10.5.1 Apresentar justificativas para a previsão de queima de Gás Natural excedente ao limite regulamentar.

10.6 Informar a presença de contaminantes nas correntes produzidas, sua natureza química e teor.

11. Poços

11.1 A descrição dos poços existentes e das atividades de perfuração adicionais deve conter informações sobre o tipo, características geométricas e localização geográfica dos poços, conforme discriminado a seguir.

11.1.1 Apresentar as considerações que definiram a seleção do tipo e número de poços produtores e injetores a serem perfurados no Campo.

11.1.2 Apresentar um mapa estrutural contendo a posição geográfica dos poços, incluindo a posição esperada dos poços previstos, (cabeça e projeção horizontal de todo o trecho perfurado). No caso de poços marítimos, incluir as curvas de isóbatas.

11.1.3 Incluir uma Tabela de Dados de Poços, contendo as seguintes informações para cada poço a ser perfurado, convertido ou submetido a qualquer alteração que sirva aos objetivos desta revisão do Plano de Desenvolvimento:

- a) Nome do Poço ou número de ordem de perfuração para aqueles ainda não perfurados;
- b) profundidades vertical e medida previstas;
- c) coordenadas geográficas previstas do objetivo e da cabeça de poço;
- d) classificação por categoria e tipo, conforme o Regulamento Técnico de Codificação de Poços da ANP;

11.1.4 Informar os aspectos relevantes da perfuração de poços, tais como: perfuração de zonas críticas (camadas de sal, zonas de alta temperatura e pressão, etc.), profundidades elevadas, características especiais de cimentação, poços não convencionais, perfuração sub-balanceada, uso de fluidos especiais, entre outros.

11.1.4.1 No caso de perfuração de zonas críticas, apresentar os resultados dos estudos de geopressões.

11.1.5 Listar os poços atualmente fechados, o motivo de fechamento e a data planejada de reabertura.

11.1.6 Listar os poços arrasados ou com arrasamento planejado.

11.2 Informar quantos poços serão interligados por Unidade de Produção e a disponibilidade adicional de interligação (número de "bocas").

11.3 A descrição das atividades de completação de poços adicionais ou da modificação da completação de poços já existentes deve conter informações sobre os equipamentos de poço e de superfície, bem como enfatizar aspectos relevantes das operações de completação, conforme discriminado a seguir.

11.3.1 Incluir desenho esquemático da completação de cada tipo de poço citado na tabela de dados de poços descrita no item 11.1.3.

11.3.2 Descrever os equipamentos de cabeça de poço a serem utilizados. Apresentar suas principais características técnicas e descrever seu mecanismo de acionamento remoto, no caso de completação submarina.

11.3.3 Descrever, se pertinente, as características básicas dos equipamentos utilizados para contenção da produção de areia, notadamente seu efeito no comportamento hidrodinâmico dos poços.

11.3.4 Apresentar os aspectos relevantes previstos na completação de poços, tais como: completação múltipla, uso de métodos ou equipamentos especiais, uso de fluidos especiais, uso de equipamentos para contenção de areia, entre outros.

11.3.5 Quando for prevista a injeção de fluidos para recuperação melhorada (vapor, líquidos e gases), enumerar os poços a serem utilizados, descrever simplificada e o sistema de injeção especificando:

- a) as especificidades da completação dos poços;
- b) as instalações principais (bombas, compressores, instalações de tratamento);
- c) a capacidade de injeção do projeto.

11.4 A descrição da elevação artificial deve enfatizar os métodos de bombeamento a serem empregados, destacando suas características básicas e principais componentes.

11.4.1 Descrever as características dos métodos de elevação artificial a serem empregados, incluindo, para cada tipo de poço citado na Tabela de Dados de Poços descrita no item 11.1.3, informações sobre o tipo de método de elevação e a época prevista para sua instalação e operação.

11.4.2 Justificar a escolha do método de elevação artificial, mostrando a previsão de volumes recuperáveis com cada método.

11.4.3 Indicar se há previsão de mudanças de método de elevação artificial ao longo da vida produtiva do Campo.

12. Sistema de Coleta da Produção

12.1 A descrição do Sistema de Coleta da Produção deve incluir informações sobre os principais componentes (linhas, manifolds, risers) e sobre equipamentos de bombeamento multifásico e separação submarina que não façam parte da unidade de Processamento Primário de Petróleo e Gás Natural, caso previstos, explicitando as modificações e ampliações que serão introduzidas no Sistema.

12.2 Apresentar as principais características técnicas das linhas de Produção e de injeção, incluindo tipo (rígida ou flexível), comprimento, diâmetro, condições de operação e tipos de revestimentos.

12.2.1 Apresentar as características principais das linhas auxiliares e umbilicais, bem como descrever aspectos relevantes de sua instalação e operação.

12.2.2 Se forem introduzidos métodos de recuperação melhorada de Petróleo, acrescentar informações sobre requisitos específicos das linhas de produção e injeção para movimentação de fluidos especiais como nitrogênio, gás carbônico, vapor d'água, polímeros e outros.

12.2.3 Informar sobre o emprego de linhas auxiliares para limpeza por pigs e linhas de gas lift, apresentando suas principais características técnicas.

12.2.4 Descrever sucintamente as técnicas a serem utilizadas para o lançamento das linhas submarinas.

12.3 Descrever os diversos tipos de riser que serão instalados e apresentar suas principais características técnicas (diâmetro, comprimento, pressão de trabalho, catenária, trecho apoiado no fundo).

12.4 Quantificar e descrever os manifolds (de Produção e de injeção) a serem instalados, apresentando as suas principais características técnicas.

12.5 Descrever, se pertinente, as estações de bombeamento multifásico a serem instaladas e apresentar suas principais características técnicas.

12.6 Descrever, se pertinente, as estações de separação submarina a serem instaladas e apresentar suas principais características técnicas.

13. Unidades de Produção e processamento de fluidos

13.1 A descrição das Unidades de Produção deve conter informações sobre sua localização na Área sob Contrato ou fora dela, características construtivas e capacidade de processamento e estocagem de Petróleo e Gás Natural, conforme abaixo discriminado.

13.1.1 Quando da previsão de instalação de uma nova Unidade de Produção, a descrição desta e de suas facilidades deverá contemplar uma avaliação da flexibilidade vis-à-vis as diferentes estimativas de curvas de produção e movimentação do Campo, além dos potenciais prospectos e Upsides existentes no entorno da Unidade de Produção.

13.1.2 Deverá ser apresentada breve descrição dos atuais gargalos existentes nas Unidades de Produção e nas suas facilidades, incluindo a avaliação do nº de bocas, e das capacidades de processamento, tratamento e compressão para o atendimento às curvas de produção, e a sinalização do que está sendo realizado ou previsto para eliminar ou reduzir as perdas.

13.1.3 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá demonstrar que suas características permitem atingir eficiência energética e redução das emissões.

13.2 Para as novas Unidades de Produção Marítimas, incluir as seguintes informações:

tipo de Unidade de Produção (plataforma fixa, plataforma semisubmersível, navio de produção, plataforma de pernas atirantadas, plataforma tipo Spar, etc.);

localização aproximada e profundidade média aproximada onde será instalada;

capacidade de Processamento Primário de Petróleo e Gás Natural;

capacidade de armazenamento de Petróleo;

finalidade(s) da compressão de Gás Natural, capacidade de compressão instalada, capacidade usada antes e depois da presente alteração de projeto, número de compressores para a capacidade final de projeto, número de compressores de reserva;

número de bocas disponíveis após a ampliação, para poços injetores e produtores;

características dos sistemas de utilidades integrados à Unidade de Produção (água industrial, energia elétrica, vapor d'água, combustíveis), especificando a capacidade instalada e o consumo previsto;

informação sobre a propriedade da instalação (afretada ou própria) e identificação do operador.

13.3 Se for prevista a utilização de monobóias articuladas para acoplamento com navio de Produção, descrever suas características principais.

13.4 No caso de instalação de novas Unidades de Produção flutuantes, descrever o sistema de amarração e ancoragem a ser adotado, destacando suas principais características.

13.5 Em Campos marítimos, se forem utilizados navios cisternas para armazenamento da Produção, incluir as seguintes informações:

capacidade de armazenamento;

profundidade média (aproximada) de instalação da unidade; principais características do sistema de ancoragem a ser utilizado;

principais características da monobóia a ser instalada.

13.6 Para Unidades de Produção Terrestres a serem instaladas, incluir as seguintes informações:

função(ões) da instalação (coleta, processamento, compressão, etc.);

localização aproximada;

área ocupada, em m²;

capacidade de Processamento Primário de Petróleo e Gás Natural;

capacidade de armazenamento de Petróleo;

capacidade de compressão de Gás Natural, especificando a capacidade atualmente usada, o número de compressores para a capacidade de projeto, o número de compressores de reserva e a finalidade da compressão;

capacidade do sistema de injeção de fluidos;

características dos sistemas de utilidades integrados à Unidade de Produção (água industrial, energia elétrica, vapor d'água, combustíveis), especificando a capacidade instalada e o consumo previsto;

planta baixa preliminar da instalação.

13.7 Sumarizar, em tabela, os seguintes aspectos: ano, previsão de Produção de Petróleo, previsão de Produção de água, previsão de Produção de Gás Natural, porcentagem de capacidade de processamento de Petróleo e de água produzida utilizada.

13.8 Para cada uma das Unidades de Produção Terrestres ou Marítimas, novas ou modificadas, deve ser apresentado um fluxograma do Processamento Primário, incluindo o seguinte:

os equipamentos que compõem o Processamento Primário (separadores, purificadores e tratadores);

fluxograma de processo da Unidade de Produção;

balanço de materiais simplificado contendo as vazões, pressões e temperaturas dos fluxos principais.

13.9 Para as unidades de tratamento de Gás Natural associadas a cada nova Unidade de Produção, devem ser apresentadas as seguintes informações:

tipo de processo utilizado no tratamento;

fluxograma de processo da unidade;

balanço de materiais simplificado contendo vazões, pressões e temperaturas dos fluxos principais.

13.10 Se a revisão prever início de injeção de Gás Natural para recuperação secundária ou estocagem em subsuperfície, descrever as principais características do sistema de compressão quando este for específico para injeção (valores de pressão de entrada e saída global do sistema, número de estágios de compressão, tipo de compressor usado).

13.11 Se for prevista a manutenção da energia dos Reservatórios por meio de injeção de água, fornecer as seguintes informações:

origem da água de injeção (água produzida ou de captação, indicando sua fonte);

especificações da água de injeção;

capacidade da tancagem de água;

pressão de injeção;

número de bombas do sistema de bombeamento, enumerando as sobressalentes;

capacidade do sistema de injeção;

vazão de injeção ou curva de vazão de injeção, quando esta for variável.

13.12 Indicar a existência de instalações de Processamento Primário, de sistemas de injeção de fluidos, de utilidades e tratamento de efluentes ou quaisquer outros tipos de instalações compartilhadas por dois ou mais Campos, sob o mesmo Contrato ou sob Contratos diferentes.

13.13 Descrever as principais características de novas unidades de armazenamento de fluidos a serem instaladas na Área sob Contrato ou externas a ela e que estejam sob o Contrato.

13.14 Informar a capacidade total de armazenamento de Petróleo após as modificações nas Unidades de Produção e fora delas.

13.15 Descrever as folgas de processamento, de compressão de Gás Natural e de conexão de linhas que podem permitir modificações, compartilhamento e novas interligações, depois de implantadas as modificações do projeto.

13.16 Discorrer sobre a tolerância das Unidades de Produção e demais instalações a contaminantes.

13.17 Apresentar a eficiência operacional projetada das Unidades de Produção, bem como a vida útil dos sistemas.

13.18 Se existir risco de subsidência na locação, apresentar as possíveis consequências para as Unidades de Produção e sistemas submarinos, e as medições que serão implementadas para a segurança das instalações.

13.19 Avaliar a flexibilidade da capacidade de processamento, da compressão de Gás Natural, de área para instalações adicionais, de peso e de conexão de risers e linhas que podem permitir modificações, compartilhamento e novas interligações.

13.20 Inserir considerações a respeito de como as capacidades de tratamento de líquidos, água e gás, assim como as capacidades de injeção de água e gás poderão afetar as curvas de produção e a recuperação dos Reservatórios de óleo e gás ao longo da Fase de Produção.

13.21 Avaliar a flexibilidade das capacidades em função de mudanças esperadas de condições de operação.

14. Sistema de Escoamento da Produção

14.1 A descrição do Sistema de Escoamento da Produção deve enfatizar a movimentação de Petróleo e Gás Natural entre as Unidades de Produção e outras instalações, inclusive as não pertencentes ao Contrato, descrevendo as alterações ora introduzidas neste Sistema.

14.2 Descrever as características principais de novos oleodutos e gasodutos a serem instalados para o escoamento do Petróleo e do Gás Natural tratados e apresentar os aspectos relevantes de sua instalação e operação.

14.2.1 Descrever os dutos de escoamento a serem instalados quanto à finalidade, capacidade e traçado.

14.2.2 Apresentar as características técnicas dos oleodutos e gasodutos a serem implantados, incluindo tipo (linhas rígidas ou flexíveis), capacidade nominal, comprimento e diâmetro.

14.2.3 Descrever as instalações auxiliares dos dutos de escoamento (estações de recompressão, válvulas, instalações para limpeza por pigs, etc.).

14.2.4 Se as linhas forem revestidas termicamente, incluir dados sobre os revestimentos térmicos a serem empregados.

14.2.5 Descrever sucintamente as técnicas a serem utilizadas para o lançamento de oleodutos e gasodutos.

14.3 Descrever as principais características das unidades de bombeamento de Petróleo e de compressão de Gás Natural a serem instaladas na Área sob Contrato para escoamento da Produção.

14.3.1 Apresentar as principais características do sistema de compressão para movimentação de Gás Natural.

14.3.2 Apresentar as principais características do sistema de bombeamento para movimentação de Petróleo.

14.4 Se o escoamento da Produção de Petróleo e Gás Natural não for executado através de dutos, informar a modalidade de transferência a ser empregada, como o uso de carretas, navios e barcas.

14.5 Discorrer sobre a tolerância do Sistema de Escoamento da Produção a contaminantes.

14.6 Avaliar a flexibilidade da capacidade dos novos dutos vis-à-vis às diferentes estimativas de curvas de Produção e movimentação do Campo e possível compartilhamento de instalações.

14.7 Esclarecer se o Sistema de Escoamento se constitui gargalo para o atendimento das curvas de produção do Campo.

15. Sistema de Medição

15.1 Para o sistema de medição, projetado conforme os requisitos do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP/INMETRO vigente, as seguintes informações deverão ser apresentadas, considerando as modificações propostas nesta revisão do Plano de Desenvolvimento:

Diagrama esquemático das Instalações de Produção, indicando as principais correntes de Petróleo, Gás Natural e água, a localização dos pontos de Medição Fiscal da Produção, apropriação da Produção, transferência de custódia e os pontos de medição para controle operacional;

Tabela contendo as seguintes informações: identificação do fluido (Petróleo, Gás Natural ou água), localização do ponto de medição na planta, tecnologia de medidor primário utilizado, classe de medição (fiscal, apropriação, transferência de custódia ou operacional), classe de exatidão ou incerteza;

Indicar as Medições Compartilhadas entre Campos e apresentar as formas de obtenção dos volumes totais produzidos de Petróleo e Gás Natural (fechamento da produção).

16. Garantia de escoamento

16.1 Devem ser informadas as medidas para garantia de escoamento de Petróleo e Gás Natural em poços e linhas quando houver indícios ou previsão de ocorrência de problemas operacionais decorrentes da natureza dos fluidos produzidos e das formações, agregando o conhecimento adquirido com a Produção já realizada.

16.2 Nos poços e Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção relatar a ocorrência de:

deposição de sólidos orgânicos e inorgânicos;

corrosão acentuada provocada por componentes específicos dos fluidos produzidos;

erosão de equipamentos provocada por produção de areia.

16.3 Descrever, complementarmente, as medidas a serem adotadas para eliminação ou mitigação das ocorrências indesejáveis listadas acima.

16.4 Detalhar as seguintes informações:

gráfico do perfil típico de temperatura e viscosidade dos poços interligados a cada Unidade de Produção para os regimes de fluxo permanente, shut down curto e shut down longo (comprimento medido vs. temperatura e viscosidade);

gráfico da curva de dissociação de hidratos, temperatura inicial de aparecimento de cristais (TIAC) e viscosidade crítica (temperatura vs. pressão);

justificar, com base nos dados mostrados, a necessidade de isolamento térmico das linhas;

expor a metodologia para dimensionamento das bombas centrífugas usadas no Campo.

17. Mapeamento do sistema de Produção

17.1 O sistema de Produção concebido deve ser apresentado, na forma proposta nesta revisão do Plano de Desenvolvimento, em um único mapa, em escala apropriada, contendo os itens:

a posição das cabeças dos poços produtores, injetores e poços especiais, com suas respectivas simbologias;

o traçado esperado para as linhas do sistema de Produção, de injeção e de gas lift, manifolds (incluindo os especiais), estações submarinas de bombeamento ou separação e demais equipamentos do sistema;

a localização aproximada das Unidades de Produção Marítimas, navios cisternas, monobóias, etc. ou das estações coletoras terrestres. No caso de Campos marítimos, acrescentar as linhas batimétricas;

as instalações destinadas ao armazenamento de fluidos e o traçado dos dutos de escoamento e transferência;

18. Meio Ambiente

18.1 Apresentar a estrutura organizacional no que concerne ao tratamento dos aspectos de meio ambiente referentes às operações e às atividades a serem realizadas no Campo.

18.2 Apresentar a identificação formal dos planos, padrões e procedimentos que contemplem os cenários emergenciais, a estrutura organizacional de resposta, bem como os equipamentos e materiais de resposta às emergências. Citar todos os cenários emergenciais contemplados no âmbito dos planos, padrões e procedimentos.

18.3 Informar as licenças ambientais associadas às atividades a serem desenvolvidas no Campo, incluindo o escopo e os respectivos prazos de validade.

18.4 Especificar os procedimentos para a destinação final de incrustações radioativas, caso eventualmente venham a ocorrer.

18.5 Apresentar a composição dos fluidos de perfuração a serem utilizados nos poços de Desenvolvimento e os resultados dos respectivos ensaios de toxicidade, acompanhados de análise crítica.

18.6 Informar o tratamento e a destinação a serem dados aos fluidos e cascalhos de perfuração e as respectivas licenças ambiental(is) da(s) empresa(s) que executarão essas atividades, com identificação, escopo(s) e validade(s).

18.7 Informar o tratamento e destinação a serem dados à água de produção, e as respectiva(s) licença(s) ambiental(is) com identificação, escopo(s) e validade(s).

18.8 Apresentar informações relativas à caracterização e respectiva sensibilidade ambiental da área geográfica onde o Campo está inserido, bem como ações para prevenir e minimizar os impactos ambientais associados às atividades a serem desenvolvidas, conforme apresentado ao órgão ambiental.

18.8.1 Para operações em terra, informar também:

a) os sistemas de contenção de derramamentos a serem empregados para os poços e unidades de armazenamento e de carregamento de fluidos a serem instaladas ou existentes;

b) as medidas implementadas para a conservação dos recursos naturais, incluindo aquíferos e corpos d'água;

c) as medidas para minimização do desmatamento, da movimentação de terra e da erosão;

d) a previsão de vazão diária de água doce a ser captada, fonte(s) de captação, respectivos usos no âmbito das atividades do Campo e autorizações dos órgãos competentes, com identificação, escopo e validade(s).

18.8.2 Para operações em mar, mencionar também:

a) as medidas para preservação de comunidades bióticas de fundo no lançamento de linhas, na ancoragem e instalação de equipamentos e no descarte de fluidos e cascalhos, conforme apresentado ao órgão ambiental;

b) os métodos e práticas adotados para a verificação da estabilidade do fundo marinho e eventuais zonas de risco identificadas para a instalação de Unidades de Produção e equipamentos submarinos.

19. Desativação de instalações

19.1 Atualizar o planejamento das operações de abandono de poços, remoção ou desativação de Instalações de Produção e reabilitação de áreas terrestres, e explicitar os mecanismos para disponibilização de fundos necessários à desativação.

19.2 Apontar os critérios de projeto adotados com vistas à futura desativação das instalações.

19.3 Apresentar a previsão atualizada de custo das atividades de desativação de instalações e recuperação de áreas.

19.4 Reafirmar os critérios para provisão de recursos necessários à desativação do Campo.

20. Cronograma de atividades

20.1 Apresentar um cronograma de atividades físicas do Desenvolvimento do Campo previstas nesta revisão, discriminando as seguintes:

levantamento geológico, geofísico e geoquímico;

perfuração de poços;

completação de poços;

instalação do Sistema de Coleta da Produção;

instalação das Unidades de Produção;

instalação do Sistema de Escoamento da Produção;

comissionamento de equipamentos, especialmente do sistema de compressão.

20.2 Se for utilizado Desenvolvimento Modular, o cronograma de atividades físicas deve ser apresentado separadamente para cada módulo.

20.3 Se o Desenvolvimento do Campo incluir um ou mais Projetos Piloto de Produção, discriminar separadamente as atividades físicas de cada projeto piloto.

20.4 No item do cronograma referente à instalação do Sistema de Coleta da Produção, discriminar as seguintes atividades:

- projeto de equipamentos especiais;
- construção e instalação de equipamentos do sistema;
- lançamento e interligação de linhas de produção e injeção.

20.5 No item do cronograma referente a Unidades de Produção, discriminar separadamente para cada Unidade as seguintes atividades:

- projeto de engenharia;
- construção e montagem;
- instalação da Unidade.

20.5.1 Se o Desenvolvimento do Campo exigir o emprego de métodos de recuperação secundária ou de recuperação melhorada de Petróleo em datas posteriores ao início da produção, indicar no cronograma a previsão de construção, montagem e instalação das plantas necessárias à aplicação dos métodos em consideração.

20.6 No item referente ao Sistema de Escoamento da Produção, discriminar separadamente as seguintes atividades:

- projeto de equipamentos especiais;
- construção e instalação de equipamentos do sistema;
- lançamento e interligação de oleodutos;
- lançamento e interligação de gasodutos.

20.6.1 No caso de produção marítima, se o Sistema de Escoamento da Produção utilizar navios cisternas atracados a monobóias, discriminar as seguintes atividades:

- projeto de engenharia;
- construção e montagem;
- instalação dos equipamentos.

20.7 Assinalar as atividades que constituem o caminho crítico para implantação dos projetos de Desenvolvimento que formam esta revisão.

20.8 Deve ser incluído no cronograma a previsão de início de produção de cada módulo, se for utilizado o Desenvolvimento Modular.

21. Análise de viabilidade econômica

21.1 Para permitir o acompanhamento técnico-econômico do projeto e a verificação, por parte da ANP, da compatibilidade dos programas apresentados com o volume de investimentos envolvidos, a revisão do Plano de Desenvolvimento deve ser acompanhada de um estudo de viabilidade econômica dos projetos que a compõem. Tal estudo deve informar as premissas básicas consideradas, o fluxo de caixa e os indicadores econômicos.

21.2 Devem ser informadas as premissas e dados básicos do estudo técnico-econômico, dentre outros os preços adotados para o Petróleo e o Gás Natural, a data base desses preços, a vida útil do projeto e a taxa de câmbio utilizada.

21.3 O estudo em pauta deve mostrar um fluxo de caixa anual contendo os seguintes itens:

20.3.1 Informações sobre as receitas anuais a serem auferidas com a comercialização da produção incremental de Petróleo e Gás Natural devida à implantação dos projetos que alteram o sistema de produção e que formam a revisão do Plano de Desenvolvimento. As receitas devem ser discriminadas, se for o caso, por projeto piloto ou por módulos de Produção.

21.3.2 Os investimentos devem ser discriminados por novas atividades, novos componentes ou modificações do sistema de produção, conforme detalhamento a seguir:

- levantamentos geológico, geofísico e geoquímico;
- estudos e projetos;
- perfuração;
- completação;

Sistema de Coleta da Produção;

Unidades de Produção;

Sistema de Escoamento da Produção.

21.3.2.1 Quando se tratar de implantação de módulo adicional ou realização de Projeto Piloto de Produção, os investimentos devem ser discriminados por projeto piloto ou por módulo de Produção, de acordo com o detalhamento apresentado acima.

21.3.2.2 Considerar também os reinvestimentos durante toda a vida dos projetos e o valor residual dos bens não reversíveis.

21.3.2.3 Para os Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção, discriminar os investimentos necessários à aquisição, ampliação ou modificação de seus componentes, descritos nos capítulos 10 e 13, respectivamente.

21.3.2.4 Para Unidades de Produção Marítimas, discriminar os investimentos necessários à aquisição, ampliação ou modificação das estruturas fixas ou flutuantes, sistemas de ancoragem e amarração e plantas de processamento de fluidos e utilidades.

21.3.3 Os custos operacionais associados aos projetos que compõem a revisão do Plano de Desenvolvimento devem ser discriminados conforme os seguintes agrupamentos:

- custos de alugueis e arrendamentos mercantis de equipamentos, unidades e sistemas, identificando e descrevendo os componentes sujeitos a essa modalidade;
- demais custos operacionais.

21.3.4 Informar os custos adicionais associados aos projetos que compõem a revisão do Plano de Desenvolvimento, previstos para a desativação de instalações do Campo, em estrita concordância com o planejamento de operações descrito no capítulo 18, discriminando-os por:

- abandono de poços;
- remoção de linhas e equipamentos de Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção;
- desativação das Unidades de Produção;
- recuperação de áreas.

21.3.5 Apresentar os tributos incidentes sobre os resultados operacionais da produção adicional de Petróleo e Gás Natural, discriminados conforme os seguintes itens:

- royalties;
- participação especial;
- imposto sobre o lucro operacional;
- outros impostos.

21.4 Como resultado do estudo devem ser apresentados os indicadores econômicos globais do projeto, dentre outros:

- valor presente líquido, para um cenário básico proposto pelo Contratado e variações de 10% e 30%, para mais e para menos, do investimento total, do preço do Petróleo e dos custos operacionais;
- taxa interna de retorno, para um cenário básico proposto pelo Contratado e variações de 10% e 30%, para mais e para menos, do investimento total, do preço do Petróleo e dos custos operacionais;
- tempo de retorno;
- relação entre valor presente líquido e investimento atualizado;
- número de empregos diretos a serem gerados no país ao longo da vida útil dos projetos que compõem a revisão do Plano de Desenvolvimento.

21.5 Indicar como foram consideradas as incertezas do projeto na análise econômica, por exemplo, em relação às flexibilidades.

21.6 Apresentar as análises de otimização realizadas em relação ao conceito de Desenvolvimento, à estratégia de produção, às soluções de transporte de óleo e gás e às flexibilidades.