

REGULAMENTO TÉCNICO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DE GRANDE PRODUÇÃO

I - OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

Este Regulamento orienta a elaboração do Plano de Desenvolvimento de Campos com Grande Produção ainda sem 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 as alternativas de Desenvolvimento estudadas e as razões para a escolha do projeto de Desenvolvimento do Campo;

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

permitir à ANP acompanhar o cronograma do Desenvolvimento 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 de Petróleo;

demonstrar que as alternativas adotadas para o Desenvolvimento, as atividades a serem realizadas e as operações futuras de Produção ocorrerão de acordo com as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo.

O Desenvolvimento proposto para cada Campo deve atender aos princípios básicos adiante enumerados, que são indispensáveis para a aprovação 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 no 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

O Plano de Desenvolvimento deverá conter um 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.

O Plano de Desenvolvimento deverá prever flexibilidades quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras para poços ou manifolds deve ser considerada no projeto de instalações marítimas.

O Plano de Desenvolvimento deverá prever redundância de sistemas críticos para continuidade operacional, em especial para os sistemas de compressão.

O Plano de Desenvolvimento deve incluir os Projetos Piloto de Produção Antecipada de Jazidas planejadas na Área do Campo e discriminar separadamente os dados físicos e financeiros relativos a essas etapas.

Se o Campo a ser desenvolvido tiver compartilhamento de Instalações de Produção com outros Campos, a descrição das atividades de Desenvolvimento desse Campo deve explicitar os componentes e equipamentos 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 relacionadas à engenharia de Petróleo e Gás Natural, estas tecnologias devem ser descritas nos itens pertinentes do Plano de Desenvolvimento.

O Plano de Desenvolvimento ou a revisão de seus tópicos deverão ser apresentados com todos os itens e subitens do conteúdo a seguir que especificam dados e informações, com a mesma numeração desse conteúdo. Os itens e subitens ausentes por qualquer razão deverão estar assinalados com as expressões "Não aplicável" 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;

vazões Gás Natural e outros gases: milhares de metros cúbicos por dia;

Produção ou injeção acumulada de líquidos: barris;

Produção ou injeção acumulada de gases: milhares ou milhões de metros cúbicos;

pressões: quilograma-força por centímetro quadrado.

III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL 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 o PD.
Descoberta e poço descobridor	Digitar mês/ano de descoberta e Nome do Poço descobridor
Localização	Digite a localização resumida do Campo
Bacia Sedimentar	Digitar o nome da Bacia
Área do Campo (km ²)	Digitar a área em km ²
Profundidade do mar (m)	Digitar a profundidade 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 (MMm ³)	Digitar o volume de GASA e GASN (entre parênteses especificar o fluido)
Reserva Provasda	Digitar o ano de referência da Reserva Provasda
Óleo/condensado (MMbbl)	Digitar a reserva de óleo e condensado (entre parênteses especificar o fluido)
Gás Associado/Gás Não Associado (MMm ³)	Digitar a reserva de GASA e GASN (entre parênteses especificar o fluido)
Produção acumulada e fração recuperada	Digitar o ano de referência para os dados de Produção e FR
Óleo/condensado (MMbbl) / FR	Digitar a prod. acumulada de óleo e condensado (entre parênteses especificar o fluido e FR)
Gás Associado/Gás Não Associado (MMm ³)	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 Produção 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 (MMm ³)	Digitar a Produção 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 o vazão de injeção para efeito de recuperação secundária. Quando o Campo não estiver sujeito à 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 que 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	
Topo e base do Reservatório	
Capacidade/Gás de base/Gás útil	
Pressão máxima de estocagem	
Produção acumulada prevista de óleo remanescente	

1.2 O sumário executivo do Plano de Desenvolvimento deve descrever, sucintamente, a concepção global de exploração do Campo, os projetos que a compõem e seus objetivos, enfocando os seguintes aspectos:

a enumeração dos projetos que compõem o 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 Projetos Piloto de Produção, 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 de Desenvolvimento, identificando o Estado e Município(s) em que ela se localiza, ou o Estado e Município(s) confrontantes e a profundidade média, quando localizada no mar;

a nomeação de todos os Reservatórios descobertos no Campo, a identificação de quais serão alvo de exploração e os motivos de não se prever o Desenvolvimento dos demais dentro do Plano de Desenvolvimento;

as características principais dos Reservatórios produtores tais como: estratigrafia, cronoestratigrafia, ambiente e sistema deposicional, características permoporosas, etc.;

o mecanismo primário de Produção e a forma prevista para recuperação secundária;

a data de início de Produção do Campo (mês ou trimestre/ano);

as reservas totais e provadas de Petróleo e Gás Natural do Campo e as vazões máximas de Produção, especificando o ano em que sua ocorrência é esperada;

a malha de drenagem e o método de Produção;

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

o(s) Sistema(s) de Coleta da Produção;

a(s) Unidade(s) de Produção, destacando suas características construtivas principais;

os processos de separação e tratamento de Petróleo e Gás Natural, bem como o descarte de efluentes e resíduos;

o(s) Sistema(s) de Escoamento da Produção;

os investimentos necessários para o Desenvolvimento do Campo, 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;

a duração prevista do Desenvolvimento;

o planejamento da desativação do Campo e a estimativa de custos respectiva.

1.2.1 Se o Desenvolvimento for concebido de forma modular, devem ser explicitadas as razões para tal procedimento e a descrição acima deve contemplar cada módulo separadamente, com exceção dos itens relativos à geologia e Reservatórios.

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 o 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;

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 Desenvolvimento avaliadas e justificar detalhadamente as razões para a escolha do projeto de Desenvolvimento proposto, em comparação com as demais alternativas estudadas.

2.2 Descrever as incertezas associadas ao Plano de Desenvolvimento e como estas são tratadas.

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

2.4 Sempre que possível, citar um exemplo de projeto de Desenvolvimento já implantado na indústria mundial, similar ao proposto no Plano de Desenvolvimento, para um Campo de características semelhantes.

3. Localização do Campo

3.1 Informar a localização geográfica da Área de Desenvolvimento incluindo os seguintes aspectos:

Bacia Sedimentar;

Área de Desenvolvimento, 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 localização no mar;

proximidade de cidades, no caso de localização em terra;

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

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

4. Histórico da Exploração

4.1 Apresentar uma retrospectiva resumida da atividade exploratória, incluindo o seguinte:

mapa do Bloco exploratório original, assinalando a localização dos poços exploratórios, as parcelas devolvidas e a configuração final da Área de Desenvolvimento;

data do início das atividades exploratórias;

Tabela com coordenadas de cabeça, profundidade medida, ano de término de perfuração, formação geológica da profundidade final dos poços exploratórios perfurados;

mapas dos levantamentos sísmicos 2D e 3D realizados sobre a área do Bloco, exclusivos ou não, mencionando o montante, em km², das áreas cobertas;

data do encerramento da atividade exploratória e da Declaração de Comercialidade;

cronologia e descrição das descobertas realizadas.

4.2 Descrever, se existentes, os Upsides e prospectos contidos na Área de Desenvolvimento e apresentar o cronograma de atividades que será conduzido para sua avaliação.

4.2.1 Incluir também no mesmo cronograma o Desenvolvimento de partes de Reservatórios porventura não contempladas neste Plano de Desenvolvimento.

5. Geologia da Área de Desenvolvimento

5.1 Descrever a geologia da Área de Desenvolvimento no contexto da geologia da bacia sedimentar em que ela se situa, salientando as feições regionais que influem sobre a área. Devem ser enfocados os resultados de estudos estratigráficos e estruturais e incluídas informações sobre o sistema petrolífero identificado, modelos deposicionais, mapas e seções geológicas, conforme discriminado a seguir:

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

5.3 Apresentar a análise estrutural da Área de Desenvolvimento, contendo a descrição da evolução tectônica, abrangendo todo o período geológico de sua formação, com destaque para o sistema de falhamento, e incluindo:

mapa estrutural da Área de Desenvolvimento com todos os Reservatórios identificados, incluindo os que se estendem para fora da Área de Desenvolvimento 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 da seções sísmicas interpretadas contendo o traçado da Área de Desenvolvimento 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 o ring fence inteiro e mostrando o maior número possível de Reservatórios, incluindo, sempre que possível e se existirem, aqueles não contemplados pelo Plano de Desenvolvimento em questão.

5.4 Descrever o sistema petrolífero da Área de Desenvolvimento, 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 do Gás Natural existentes.

5.5 Descrever os aspectos geotécnicos relevantes 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 Reservatório deve conter dados e informações sobre o zoneamento estratigráfico, a evolução diagenética e a descrição das litofácies. Devem ser apresentadas também as características físicas dos Reservatórios, suas propriedades petrofísicas, análises de testemunhos, resultados de testes de poços, perfilagens e análises do fluido.

6.2 Apresentar o modelo geológico de Reservatório, detalhando o zoneamento estratigráfico e enfatizando os critérios para seu estabelecimento.

6.3 Apresentar a evolução diagenética das rochas do Reservatório.

6.4 Descrever detalhadamente as litofácies definidas, esclarecendo como foram determinadas as fácies Reservatório e como estas estão representadas no modelo geológico.

6.5 Descrever as características físicas dos Reservatórios, apresentando informações sobre sua geometria externa e propriedades petrofísicas obtidas através de testemunhos ou perfis, incluindo:

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

Mapas estruturais do topo e base, indicando os contatos entre fluidos (no caso de Campos marítimos representar também as isóbatas), expondo a forma de sua definição;

Mapas volumétricos (isópacas, espessura porosa e espessura porosa com hidrocarboneto), especificando o método de distribuição geoestatística das propriedades do Reservatório;

Gráfico do gradiente de pressão da Área de Desenvolvimento (kgf/cm²/m);

Gráfico do gradiente de temperatura da área (°C/m); quando houver variação lateral de temperatura, apresentar também o mapa de isotermas da Área de Desenvolvimento.

6.6 Apresentar e comentar os resultados de análises de testemunhos e ensaios petrofísicos realizados 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, espessura da Zona, net pay médio, porosidade, saturação de água, permeabilidade, NTG, contato Gás Natural-óleo e contato óleo-água.

6.6.1 Apresentar ainda uma tabela de dados petrofísicos contendo informações que identifiquem, por Zona, os testemunhos coletados (metros/nº 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 Expor a forma de representação das propriedades de rocha e fluido no modelo geológico.

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

6.8 Apresentar e comentar os resultados dos testes de poços, inclusive testes de longa duração e testes a cabo (RFT), descrevendo as características básicas e os aspectos relevantes. Incluir também uma tabela de dados de testes de formação com dados de identificação do Campo e poço, os tempos de fluxo e estática, intervalo testado, data de realização do teste e 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 outros dados considerados relevantes pelo Contratado. As pressões relatadas deverão ser referenciadas a um mesmo datum.

6.9 Efetuar a descrição das perfilogens realizadas, apresentando: tipos de perfis, intervalos perfilados, ocorrências relevantes (exemplo: prisão de ferramenta), temperaturas de fundo (medidas e extrapoladas), companhias e data de realização. Apresentar os resultados das análises quantitativas de perfis, resumizando-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 Apresentar os resultados das análises de fluidos produzidos em testes, identificando os poços e intervalos amostrados, data, tipo de amostrador utilizado e local de coleta. Os dados deverão ser sistematizados em tabelas de dados de fluidos produzidos por Zona, de acordo com a natureza dos fluidos, onde deverão constar todos os resultados das análises efetuadas pelo Contratado. 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 Comentar se houve mais de um modelo geológico conceitual estudado, abordando os critérios utilizados para seu estabelecimento.

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

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

6.14 Descrever a metodologia de cálculo e quantificar os volumes in situ de Petróleo e Gás Natural, referidos a cada caso do modelo geológico (P10, P50 e P90).

6.15 Descrever e quantificar as 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 estratégia de exploração do Campo foi concebida de forma a assegurar a recuperação otimizada dos Reservatórios. Para isso, devem ser explicitados os mecanismos primários de Produção, a utilização de processos de manutenção de pressão ou de recuperação melhorada, bem como devem ser apresentados os resultados dos estudos de Reservatórios realizados.

7.2 Descrever os mecanismos primários de recuperação, por Reservatório.

7.2.1 No caso de Produção por mecanismo de capa de Gás Natural, indicar o volume da capa e identificar as áreas do Reservatório mais sensíveis à depleção da capa, como previsto pelo modelo de Reservatório utilizado.

7.2.2 No caso de mecanismo de Produção por influxo de água, descrever as características básicas do aquífero, sua extensão e capacidade (potencial), baseado no modelo de Reservatório utilizado.

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

7.3.1 Se o mecanismo de recuperação escolhido for injeção de água ou Gás Natural, descrever os aspectos relevantes do processo de recuperação, enfatizando:

Zonas ou intervalos sujeitos à injeção de fluidos;
malha de drenagem;
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 fração de água e a eficiência de recuperação.

7.4 Se forem previstos 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 Apresentar informações sobre estudos de Reservatório realizados, descrevendo o modelo de caracterização de Reservatórios utilizado e as características básicas da simulação de fluxo efetuada.

7.6.1 Incluir informações sobre os estudos de geofísica e geomecânica de Reservatórios;

7.6.2 Incluir informações 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 sobre:

os critérios para a definição 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 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 Se for empregada simulação composicional, acrescentar informações sobre os componentes e os parâmetros críticos do escoamento considerados.

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

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

7.6.5.2 Apresentar mapas de espessura porosa com Petróleo ou Gás Natural móvel para cada Reservatório, no início da Produção do Campo, ao término do Contrato e ao final da vida útil do Campo, identificando os poços produtores e injetores já perfurados e os previstos.

7.6.5.3 A existência de áreas de alta saturação sem previsão de drenagem pelos projetos que constituem o Plano de Desenvolvimento deverá ser justificada.

7.7 Descrever a metodologia proposta para o gerenciamento dos Reservatórios, incluindo:

procedimentos e periodicidade de registros de pressão;

procedimentos e periodicidade 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.

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 e aquíferos 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, 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 Util;

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 A estimativa de reservas deve ser feita 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.

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

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

9.4.3 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 cronograma de implantação dos projetos que se referem às Reservas apropriadas.

9.7 Informar se há projetos não incluídos no Plano de Desenvolvimento e que são considerados na apropriação de Reservas.

10. Previsão de Produção e movimentação de fluidos

10.1 Devem ser apresentados os resultados do estudo de Reservatórios como as previsões de Produção e injeção de fluidos e o comportamento hidrodinâmico dos Reservatórios, conforme discriminado a seguir.

10.2 Apresentar as previsões 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 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.

10.2.1 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.

10.2.2 Descrever a metodologia e os critérios usados para geração das curvas de Produção, atribuindo a que caso do(s) modelo(s) de simulação estas curvas se referem.

10.2.3 Descrever e quantificar as principais incertezas presentes nas curvas de Produção.

10.3 Para cada Reservatório do Campo e para o caso esperado, 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.

10.3.1 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 as razões para esse procedimento.

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

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

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

11. Poços

11.1 Esse capítulo deverá conter a avaliação que permitiu a seleção do tipo de poço e a determinação do número de poços produtores e injetores.

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

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

11.2.2 Incluir uma tabela de dados de poços, contendo as seguintes informações para cada poço a ser perfurado, convertido ou submetido à alteração que sirva aos objetivos do Plano de Desenvolvimento:

- a) Nome do Poço ou número de ordem de perfuração para os 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.

11.2.3 Informar os aspectos relevantes previstos para a 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.

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

11.3 A descrição das atividades de completação 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 11.2.2.

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 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 Justificar a escolha do método de elevação, comparando os volumes recuperáveis obtidos com cada método.

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

11.5.1 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 11.2.2, informações sobre o tipo de método de elevação e a época prevista para sua instalação e operação.

11.5.2 Descrever o sistema de elevação artificial, bem como as premissas básicas de dimensionamento.

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

11.6 Informar quantos poços produtores e injetores serão interligados a cada Unidade de Produção.

12. Sistema de Coleta da Produção

12.1 A descrição do Sistema de Coleta da Produção deve incluir informações sobre seus principais componentes (linhas, manifolds, risers) e, caso previsto, sobre equipamentos de bombeamento multifásico e separação submarina que não façam parte da unidade de Processamento Primário de Petróleo e Gás Natural.

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, e descrever os aspectos relevantes de sua instalação e operação.

12.2.2 Se forem empregados 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 através de 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 utilizados 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, características construtivas e capacidade de processamento e estocagem de Petróleo e Gás Natural.

13.1.1 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar uma avaliação de 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 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar os princípios e critérios de escolha dos principais componentes e arranjos.

13.1.3 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar as principais características do projeto de Desenvolvimento escolhido que visam à maximização da eficiência energética e à redução das emissões.

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

- tipo de Unidade de Produção (plataforma fixa, plataforma semissubmersível, 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 de projeto, número de compressores para a capacidade de projeto, número de compressores de reserva;
- número de bocas disponíveis para poços produtores e injetores;

descrição sumária 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 Unidade de Produção (própria, afretada) e identificação do operador.

13.3 Se forem utilizadas monobóias articuladas para acoplamento com navio de Produção, descrever suas características principais.

13.4 Descrever o sistema de amarração e ancoragem a ser adotado para as Unidades de Produção flutuantes, 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, 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 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;
- descrição 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, porcentagem de capacidade de processamento utilizada para óleo e para água produzida.

13.8 Sumarizar, em tabela, os seguintes aspectos: ano, previsão de Produção de Gás Natural, previsão de movimentação de gas lift, porcentagem de capacidade de compressão de gás utilizada para o gás movimentado.

13.9 Para cada uma das Unidades de Produção Terrestres ou Marítimas, deve ser apresentado um fluxograma do Processamento Primário, incluindo:

- 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.
- 13.10 Para as unidades de tratamento de Gás Natural associadas a cada 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.

13.11 Se for utilizada injeção de Gás Natural para recuperação secundária ou estocagem em subsuperfície, descrever as prin-

cipais características do sistema de compressão quando este for específico para injeção (pressão de alimentação, pressão de saída, número de compressores, tipo de compressor usado).

13.12 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 de 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.

13.13 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.

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

13.15 Informar a capacidade de armazenamento de Petróleo existente nas Unidades de Produção e fora delas.

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

13.17 Apresentar as eficiências operacionais projetadas para as 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, bem como as medições que serão efetuadas para a segurança das instalações.

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

13.20 Inserir considerações sobre como as capacidades de tratamento de líquidos, água e gás, e 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 relação às mudanças esperadas de condições de operação.

14. Sistema de Escoamento da Produção

14.1 A descrição do Sistema de Escoamento da Produção deve enfatizar as movimentações de Petróleo e Gás Natural entre as Unidades de Produção e outras instalações, inclusive as não pertencentes ao Contrato.

14.2 Descrever as características principais de oleodutos e gasodutos a serem utilizados para o escoamento do Petróleo e 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 utilizados, incluindo tipo (linhas rígidas ou flexíveis), capacidade nominal, comprimento e diâmetro.

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

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

14.2.4 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.

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 barcaças.

14.5 Discorrer sobre a tolerância do sistema de escoamento a contaminantes.

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

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 no 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 condições de garantia de escoamento de Petróleo e Gás Natural em poços e linhas quando houver previsão de ocorrência de problemas operacionais decorrentes da natureza dos fluidos produzidos e das formações.

16.2 Nos poços e nos Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção descrever, se pertinente, as possibilidades 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:

fornecer 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);

elaborar 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 ausência de isolamento térmico das linhas;

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

17. Mapeamento do sistema de Produção

17.1 O sistema de Produção concebido deve ser apresentado 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, injeção e 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. Quando ainda não emitidas as licenças, apresentar cronograma de licenciamento das atividades previstas, informando a data de protocolo de solicitação da(s) licença(s) ou de previsão para a solicitação.

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 a destinação a serem dados à água de Produção, e as respectiva(s) licença(s) ambiental(is) com identificação, escopo(s) e validade(s). Caso ainda não emitidas as licenças, apresentar cronograma de licenciamento das atividades previstas, informando a data de protocolo de solicitação da(s) licença(s) ou de previsão para esta solicitação.

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, mencionar 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 a serem 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). Caso ainda não emitidas as licenças, apresentar cronograma de licenciamento das atividades previstas, informando a data de protocolo de solicitação da(s) autorização(ões) ou de previsão para esta solicitação.

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 A descrição da desativação das instalações do Campo deve focar o planejamento das operações de abandono de poços, remoção ou desativação de Instalações de Produção e reabilitação de áreas terrestres, bem como prever os mecanismos para disponibilização de fundos necessários à desativação.

19.2 Apontar os critérios de projeto adotados que facilitam a futura Desativação das instalações.

19.3 Apresentar a previsão de custo das atividades de Desativação de instalações e Recuperação de Áreas.

19.4 Definir os critérios para a provisão de recursos necessários à Desativação das instalações do Campo.

20. Cronograma de atividades

20.1 Apresentar um cronograma de atividades físicas do Desenvolvimento do Campo, discriminando cada uma das seguintes atividades:

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 e instalações auxiliares;

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 do projeto de Desenvolvimento.

20.8 Deve ser incluído no cronograma a previsão de início de Produção do Campo ou de cada módulo se for utilizado o Desenvolvimento Modular.

21. Análise de viabilidade econômica

21.1 Para permitir o acompanhamento técnico-econômico do projeto, assim como a verificação por parte da ANP da compatibilidade dos programas apresentados com o volume de investimentos envolvidos, o Plano de Desenvolvimento deve ser acompanhado de um estudo de viabilidade econômica do projeto. 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, dentre outros os preços de Petróleo e Gás Natural adotados, a data base dos 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:

21.3.1 Informações sobre as receitas anuais a serem auferidas com a comercialização da Produção de Petróleo e Gás Natural. As receitas devem ser discriminadas, se for o caso, por pilotos ou por módulos de Produção.

21.3.2 Os investimentos devem ser discriminados por componentes do sistema de Produção, conforme detalhamento a seguir: levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos;

estudos e projetos;

perfuração de poços;

completação de poços;

Sistema de Coleta da Produção;

Unidades de Produção;

Sistema de Escoamento da Produção.

21.3.2.1 Quando for utilizado Desenvolvimento Modular ou Projeto Piloto de Produção, os investimentos devem ser discriminados por módulo de Produção ou por projeto piloto, de acordo com o detalhamento apresentado acima.

21.3.2.2 Considerar também os reinvestimentos durante toda a vida do projeto 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 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 das estruturas fixas ou flutuantes, sistemas de ancoragem e amarração e plantas de processamento de fluidos e utilidades.

21.3.3 Os custos operacionais devem ser discriminados conforme os seguintes agrupamentos:

a) custos de alugueis e arrendamentos mercantis de unidades, identificando e descrevendo os componentes sujeitos a essa modalidade;

b) pagamentos pela retenção de área;

c) participação dos superficiários;

demais custos operacionais.

21.3.4 Informar os custos previstos para a desativação 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;

reabilitação das áreas de instalações.

21.3.5 Apresentar os tributos incidentes sobre os resultados operacionais da Produção 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 do projeto.

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

21.6 Apresentar as análises de otimização realizadas em relação aos conceitos de Desenvolvimento considerados, à estratégia de Produção, às soluções de transporte de óleo e gás e às flexibilidades.