

REGULAMENTO TÉCNICO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DE PEQUENA PRODUÇÃO

I - OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

Este Regulamento Técnico orienta a elaboração do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção e de Acumulações Marginais em Áreas Inativas e de sua revisão e estabelece o seu conteúdo mínimo em conformidade com os Contratos.

Este Regulamento Técnico é aplicável também às Áreas Inativas e, nesse caso, o Plano de Desenvolvimento aqui referido passa a se referir igualmente ao Plano de Reabilitação de Jazidas.

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 e acompanhar os parâmetros 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 do 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 do Petróleo.

O Desenvolvimento proposto deve atender aos seguintes princípios básicos, 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;

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 deve incluir os Projetos Piloto de Produção 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 novos 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 na indústria do Petróleo, estas tecnologias devem ser descritas nos itens pertinentes do Plano de Desenvolvimento.

O Plano de Desenvolvimento ou sua revisão deverão ser apresentados com todos os itens e subitens do conteúdo que requerem dados e informações, com a mesma numeração desse conteúdo. Os itens e subitens ausentes por qualquer razão deverão estar assinalados com a expressão "Não aplicável" ou outra que explique sua ausência.

Quando se tratar de uma revisão de Plano de Desenvolvimento, devem ser apresentados somente os itens que tiverem modificações em relação à versão anterior, assinalados os demais com a expressão "Mantida a versão anterior".

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: quilogramas-força por centímetro quadrado (kgf/cm²).

III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE PEQUENAS ACUMULAÇÕES

1. Capa e sumário executivo

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

(REVER CONFORME CAPÍTULOS DO ANEXO)

Objeto do Plano de Desenvolvimento	Digitar o nome do Campo a que se refere o PD ou revisão.
PD anterior	Quando se tratar de revisão, 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 revisão, quando for o caso.
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 (km²)	Digitar a área em km²
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 previsto para término da Produção
<u>Volume in-situ</u>	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)
<u>Reserva Provada</u>	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)
<u>Produção acumulada e fração recuperada</u>	Digitar o ano de referência da Produção acumulada
Óleo/condensado (MMbbl)	Digitar a prod. 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)
<u>Produção acumulada e fator de recuperação final</u>	Digitar o ano de referência da prod. acumulada final
Óleo/condensado (MMbbl)	Digitar a prod. 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)
<u>Produção atual</u>	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)
<u>Injeção atual (recuperação secundária)</u>	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)	
<u>Nº de Poços</u>	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 escoou, 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	
Capac./Gás de base/Gás útil	
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 ou Área Inativa, os projetos que compõem o Plano e seus objetivos e as principais alterações no sistema de Produção e escoamento por eles introduzidas, enfocando os seguintes aspectos:

Breve descrição das alternativas de Desenvolvimento estudadas e razões da escolha da que constitui o Plano de Desenvolvimento;

a localização da Área do Campo ou da Área Inativa (bacia, Município, etc.) e as coordenadas do polígono que a circunscreve;

a concepção do projeto de Desenvolvimento e seus aspectos principais, principalmente quanto à perfuração de poços, às intervenções em poços e à instalação de equipamentos;

os aspectos principais da movimentação de fluidos, incluindo a forma de transferência da Produção;

a previsão dos valores totais de Produção a se realizarem até o abandono do Campo; a data e os custos de desativação previstos.

1.2.1 Se o Plano de Desenvolvimento ou sua revisão 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, sua taxa máxima de injeção e de retirada; descrição sucinta dos dutos, equipamentos e instalações associados à ESGN que serão construídos.

2. Atividades de Exploração e Avaliação

2.1 Para Planos de Desenvolvimento que se seguem à Declaração de Comercialidade, apresentar uma retrospectiva resumida da atividade exploratória e de avaliação, incluindo os seguintes aspectos: alterações da Área de Desenvolvimento, da Área do Campo ou da Área Inativa; tabela com coordenadas de cabeça, profundidade medida, ano de término de perfuração, formação geológica da profundidade final e status operacional dos poços existentes na atual Área do Campo;

mapas dos levantamentos sísmicos realizados; assinalar em mapa os objetivos exploratórios identificados e ainda não avaliados; intervenções nos poços, estimulações, e testes de formação e de longa duração, as avaliações realizadas a partir dos dados obtidos e as considerações que levaram à Declaração de Comercialidade

2.2 Para revisões de Planos de Desenvolvimento, apresentar: alterações da Área de Desenvolvimento, da Área do Campo ou da Área Inativa; mapas dos levantamentos sísmicos realizados; assinalar em mapa os objetivos exploratórios identificados e ainda não avaliados.

3. Modelo geológico

3.1 Descrever brevemente, nos aspectos utilizados para a concepção deste Plano de Desenvolvimento ou revisão, a geologia da Área do Campo ou da Área Inativa, com base em estudos estratigráficos e estruturais, realizados especificamente para a Área sob Contrato ou existentes para a região, incluindo informações sobre o sistema petrolífero, mapas e seções geológicas, perfis estratigráficos e aspectos de geologia estrutural.

4. Reservatórios

4.1 Apresentar os dados de Reservatório disponíveis, primários ou obtidos por correlação, entre os seguintes:

dados petrofísicos representativos; mapas de saturação (Petróleo e Gás Natural); mapas de topo, espessura e demais parâmetros de Reservatório significativos.

4.2 Apresentar as características dos fluidos (viscosidade e grau API do óleo, densidade do Gás Natural, salinidade da água produzida).

4.3 Especificar o mecanismo de Produção a ser usado.

4.4 Reportar se há previsão de uso de mecanismos de recuperação secundária ou avançada.

5. Estocagem Subterrânea de Gás Natural

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

5.1.1 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 estrutural, 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, locais, mercadológicas, tecnológicas, etc.) que poderão afetar a eficácia ou a viabilidade econômica do processo de estocagem.

5.1.2 Descrever o processo de ESGN a ser instalado, fornecendo;

o investimento previsto;

o fluxograma simplificado do processo;

o cronograma do projeto;

a localização e a situação dos poços existentes que serão usados para ESGN;

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 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 de processamento de fluidos da ESGN;

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

5.1.3 Apresentar um sumário do plano de gerenciamento da ESGN.

6. Reservas

6.1 Devem ser apresentados os dados seguintes, considerando as disposições do Regulamento de Apropriação de Recursos e Reservas de Hidrocarbonetos (RTR) em vigor.

Técnico histórico de Produção do Campo, expressando as produções acumuladas de líquidos e de Gás Natural;

melhores estimativas disponíveis, com os dados existentes, para 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.

especificar o método usado para estas estimativas.

6.2 Informar se há projetos não incluídos neste Plano de Desenvolvimento e que são considerados na apropriação de reservas.

7. Previsão de Produção e movimentação de fluidos

7.1 Apresentar as previsões de Produção em forma de:

curvas de vazões de Produção de Petróleo, água e Gás Associado e Não Associado contra tempo;

curva de fator de recuperação do Campo contra tempo;

curvas de Produção acumulada de Petróleo, água e Gás Associado e Não Associado contra tempo.

7.2 Descrever a movimentação de Gás Natural no Campo, discriminando os volumes previstos para bombeamento pneumático (gas lift), consumo interno, injeção, perdas e queimas e apresentar propostas para redução de queima ou aproveitamento de Gás Natural.

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

8. Poços

8.1 Descrever as intervenções previstas em poços no Campo, incluindo recompletações e equipamento de poços adicionais. Na eventual imprevisibilidade das intervenções/recompletações, descrever as situações potenciais que historicamente motivam tais atividades no Campo. Informar previsão de perfuração de novos poços no Campo, com base nos estudos geológicos, geofísicos e de Reservatórios realizados.

8.2 Apresentar o número de poços existentes no Campo, discriminados por seu estado atual (abandonados temporariamente, arrasados, fechados, ativos). Listar os poços fechados, conforme nomenclatura ANP, as razões para tal estado e a previsão de retorno. Informar se há intenção de retorno de poços abandonados temporariamente.

8.3 Para as Áreas Inativas, informar os investimentos adicionais ao Programa de Trabalho Inicial (PTI).

9. Coleta, tratamento e transferência da Produção

9.1 Descrever os equipamentos de coleta e tratamento e a forma de transferência da Produção. Enumerar as características técnicas de linhas, o volume de tanques de teste de poço e de armazenagem de óleo, os equipamentos de separação e tratamento existentes no Campo.

9.2 Apresentar um mapeamento das instalações (poços, vias de acesso, tanques, equipamentos de processo) e um fluxograma esquemático do processo de Produção.

9.3 Especificar o destino para o qual é transferida a Produção e a forma em que é feita a transferência (duto, carreta, etc.), e especificar a forma de descarte da água produzida.

9.4 Descrever o suprimento de energia e água para as atividades do Campo.

9.5 Descrever se há ocorrência ou previsão de ocorrência de problemas operacionais em poços, linhas e dutos decorrentes da natureza dos fluidos produzidos e das formações, bem com as medidas para garantia de escoamento de Petróleo e Gás Natural.

10. Medição da Produção

10.1 Para o sistema de medição, projetado conforme os requisitos do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP/INMETRO, 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).

11. Meio Ambiente

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

11.2 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.

11.3 Informar as licenças ambientais associadas às atividades desenvolvidas no Campo, incluindo o escopo e os respectivos prazos de validade. Para as novas instalações, 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 a solicitação.

11.4 Especificar os procedimentos para a destinação final de incrustações radioativas, caso eventualmente possam ocorrer.

11.5 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.

11.6 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, contemplando a identificação da(s) licença(s), escopo(s) e validade(s).

11.7 Informar o tratamento e a destinação a serem dados à água produzida, e respectiva(s) licença(s) ambiental(is), com a(s) respectiva(s) identificação(ões), escopo(s) e validade(s). Para alterações na forma de tratamento e destinação da água produzida, caso a(s) licença(s) ambiental(is) ainda não tenham sido emitidas, apresentar cronograma de licenciamento das atividades previstas, informando a data de protocolo de solicitação da(s) licença(s) ou de previsão para esta solicitação.

11.8 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 desenvolvidas, conforme apresentado ao órgão ambiental.

11.8.1 Para operações em terra, informar também:

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

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

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

a previsão da vazão diária e a(s) fonte(s) de água doce captada, os respectivos usos no âmbito das atividades do Campo e as autorizações dos órgãos competentes, com identificação, escopo e validade(s). Para novos projetos, caso a(s) autorização(ões) ainda não tenha(m) sido emitida(s), apresentar cronograma de licenciamento das atividades previstas, informando a data de protocolo da solicitação ou data de previsão para esta solicitação.

11.8.2 Para operações em mar, informar também:

as medidas para preservação de comunidades bióticas de fundo para lançamento de linhas, ancoragem, instalação de equipamentos e descarte de fluidos e cascalhos, conforme apresentado ao órgão ambiental;

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.

12. Desativação de instalações

12.1 Apontar os critérios de projeto determinados pela futura Desativação das instalações.

12.2 Apresentar a previsão de data de realização e os custos das atividades de Desativação de instalações e Recuperação de Áreas.

12.3 Definir os critérios para provisionamento dos recursos necessários à Desativação de instalações e à Recuperação de Áreas.

13. Cronograma de atividades

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

levantamentos 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.

13.2 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.

13.3 Incluir no cronograma a previsão de início de Produção do Campo.

13.4 Assinalar as atividades que constituem o caminho crítico do projeto de Desenvolvimento.