AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP

RESOLUÇÃO Nº 17, DE 18 DE MARÇO DE 2015

A DIRETORA-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso de suas atribuições, em cumprimento ao disposto no art. 26 e no inciso IV do art. 44 da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997; no inciso XIII do art. 29 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010; no art. 40 da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, no art. 58 do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelo art. 11, inciso III, da Portaria ANP n.º 69, de 06 de abril de 2011, de acordo com a Resolução de Diretoria nº 159, de 11 de março de 2015, e

Considerando:

Que, nos termos do art. 20 da Constituição Federal, pertencem à União os recursos minerais, inclusive os do subsolo, bem como os recursos naturais em geral da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;

Que, na forma da Constituição, o desenvolvimento nacional é um dos objetivos da República Federativa do Brasil (art. 3º) e que, nos termos do art. 174 § 1º tal desenvolvimento deverá ser equilibrado;

Que, conforme o caput e incisos I, II e IV do art. 1º, inciso I do art. 2º, inciso IX do art. 8º e inciso I do art. 44 da Lei nº 9.478/1997, e também conforme o inciso IX do art. 2º e inciso V do art. 30 da Lei nº 12.351/2010, a exploração dos recursos energéticos brasileiros, em especial os petrolíferos, se dará de forma racional, conservativa e ambientalmente sustentável;

Que, consoante os arts. 7º e 8º da Lei nº 9.478/1997, cumpre à ANP a tarefa de regular, contratar e fiscalizar as atividades da Indústria do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil;

Que o Plano de Desenvolvimento é um instrumento utilizado em toda a Indústria do Petróleo, imprescindível para que a ANP conheça e acompanhe o desenvolvimento do campo, visto que agrupa informações de caráter técnico, operacional, econômico e ambiental relacionados à explotação de um campo petrolífero, incluindo seu abandono;

Que o § 1° do art. 26 da Lei n.° 9.478/97 exige que o concessionário submeta o Plano de Desenvolvimento à aprovação da ANP em caso de êxito;

Que o Plano de Desenvolvimento deverá ser elaborado em acordo às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo;

torna público o seguinte ato:

**Art. 1º.** Esta Resolução tem por objetivo aprovar o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (ANEXO I), o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (ANEXO II) e o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção (ANEXO III), anexos à presente Resolução.

**Art. 2º.** Para os efeitos desta Resolução e dos Regulamentos Técnicos que ela institui, além das definições contidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, no art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, no art. 2º da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e na regulação da ANP pertinente, ficam incorporadas, para todos os fins e efeitos, no plural ou no singular, as seguintes:

1. Área de Desenvolvimento – é qualquer parcela da Área sob Contrato separada para Desenvolvimento conforme as disposições do Contrato respectivo.
2. Área do Campo – é a área circunscrita pelo polígono que define o Campo, por ocasião da aprovação do Plano de Desenvolvimento.
3. Área Inativa – é a área com descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural conhecidas onde, ou não houve Produção, ou esta foi interrompida por falta de interesse econômico e na qual foram outorgados os direitos de Exploração e Produção por meio de um Contrato de Concessão de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais para Avaliação, Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural.
4. Área sob Contrato – é o Bloco ou Campo em que foram outorgados os direitos de Exploração e Produção por meio de um Contrato.
5. Campos de Grande Produção – para fins exclusivos desta Resolução, são as Jazidas de hidrocarbonetos cuja Produção ultrapasse 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última versão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP.
6. Campos de Pequena Produção – para fins exclusivos desta Resolução, são as Jazidas de hidrocarbonetos cuja Produção nunca ultrapassa 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante na última versão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP.
7. Contratado - é o agente econômico que tenha celebrado Contrato de Cessão Onerosa ou o Contrato de Concessão ou o Contrato de Partilha da Produção ou o Contrato de Concessão de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais para Avaliação, Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural com a União, conforme o caso.
8. Contrato – é o Contrato de Cessão Onerosa ou o Contrato de Concessão ou o Contrato de Partilha da Produção ou o Contrato de Concessão de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais para Avaliação, Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural, conforme o regime sob o qual foram outorgados os direitos de Exploração e Produção de Petróleo ou Gás Natural.
9. Desenvolvimento Complementar - é o Desenvolvimento cuja concepção é posterior ao Desenvolvimento original do Campo e cuja realização se dá a qualquer tempo, durante a Fase de Produção.
10. Desenvolvimento Modular - é o Desenvolvimento concebido em módulos individualizados, geralmente considerando Unidades de Produção distintas.
11. Dutos de Escoamento da Produção – são dutos destinados à movimentação de Petróleo e Gás Natural desde Unidades de Produção até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação, podendo ter trechos Integrantes ou não Integrantes de Área sob Contrato.
12. Dutos de Transferência da Produção – são dutos destinados à movimentação de Petróleo e Gás Natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias Instalações de Produção.
13. Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) – para fins exclusivos desta Resolução, é o armazenamento de Gás Natural em Reservatórios depletados dentro da Área do Campo. A injeção de Gás Natural para fins exclusivos de recuperação de hidrocarbonetos não se caracteriza como ESGN.
14. Gás Associado - Gás Natural produzido de Jazida onde ele se encontra dissolvido no Petróleo ou em contato com o Petróleo saturado de gás.
15. Gás Não Associado - Gás Natural que é produzido de Jazida de gás seco ou de Jazida de gás e condensado.
16. Instalações de Produção - conjunto de instalações destinadas a promover a coleta, Produção, separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluidos produzidos e movimentados num Campo de Petróleo e Gás Natural.
17. Integrantes de Área sob Contrato – são todas as Instalações de Produção localizadas interna ou externamente à Área sob Contrato desde que façam parte do projeto de desenvolvimento do Campo de Petróleo ou de Gás Natural, isto é, estejam contempladas no Plano de Desenvolvimento.
18. Não Integrantes de Área sob Contrato – são todas as Instalações de Produção localizadas externamente ou que se iniciam fora dos limites de Área Sob Contrato e que não fazem parte do projeto de desenvolvimento de Campo de Petróleo ou de Gás Natural, isto é, não estão contempladas no Plano de Desenvolvimento de uma Área sob Contrato em particular.
19. Nome do Poço – é a denominação do poço segundo a nomenclatura estabelecida pela ANP seguida da denominação usada pelo Operador entre parênteses.
20. Processamento Primário - conjunto de processos de separação e tratamento a que são submetidos o Petróleo e o Gás Natural provenientes dos Reservatórios produtores de um ou mais Campos e processados nas Unidades de Produção Marítimas ou Terrestres.
21. Projeto Piloto de Produção - projeto de Desenvolvimento parcial do Campo, de concepção reduzida, constituindo-se num módulo temporário para obtenção de dados e informações técnicas.
22. Sistema de Coleta da Produção – conjunto de instalações e equipamentos destinados a transferir os fluidos produzidos dos poços às Unidades de Produção, bem como transferir os fluidos para injeção no Campo.
23. Sistema de Escoamento da Produção - conjunto de instalações e equipamentos destinados a movimentar o Petróleo e o Gás Natural das Unidades de Produção para instalações não pertencentes à Área sob Contrato ou para outras Unidades de Produção na mesma Área sob Contrato.
24. Unidade de Produção - conjunto de instalações destinadas a promover a Produção, separação, tratamento e estocagem dos fluidos produzidos e movimentados num Campo de Petróleo e Gás Natural.
25. Unidade de Produção Marítima - Unidade de Produção instalada no mar.
26. Unidade de Produção Terrestre - Unidade de Produção localizada em terra.
27. *Upside* - feição geológica não testada por poços para a qual se estima, com base nos dados coletados na área e nas proximidades, a ocorrência de pequenos volumes de hidrocarbonetos, cuja eventual Produção econômica dependerá da utilização das facilidades de Produção dos Campos adjacentes.
28. Volume de Gás Útil – volume de Gás Natural injetado em Reservatório usado para ESGN suficiente para elevar a pressão da pressão mínima até a pressão máxima admissível.
29. Zona - camada ou conjunto de camadas correlacionáveis, dentro de uma mesma unidade estratigráfica.

**Art. 3º.** Nos Regulamentos Técnicos, contidos nos Anexos I, II e III a esta Resolução, respectivamente o do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção, o da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção e o do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção, para Campos de Petróleo e Gás Natural, são definidos os conteúdos e estabelecidos os procedimentos de apresentação das três formas de Planos de Desenvolvimento.

§ 1º. A ANP poderá, excepcionalmente e por discernimento próprio, determinar que o Plano de Desenvolvimento seja apresentado conforme os Regulamentos Técnicos contidos no Anexo I ou no Anexo II, mesmo sendo o Campo classificado como de Pequena Produção, pelos critérios definidos nesta Resolução.

§ 2º. Quando considerar que as modificações do projeto original são significativas ao ponto de o justificarem, a ANP poderá determinar que seja aplicado o Regulamento Técnico contido no Anexo I à revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção.

§ 3º. Caso haja compartilhamento de Unidades de Produção entre Campos, o Contratado poderá optar pela apresentação de um único Plano de Desenvolvimento, que contemple um projeto de explotação integrado para os Campos. Neste caso, o Anexo deverá observar o enquadramento do Campo de maior Produção.

Art. 4°  Havendo incertezas ou insuficiência de dados de modo a dificultar a elaboração de um Plano de Desenvolvimento em consonância com as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo ou com a recuperação eficiente das reservas de hidrocarbonetos, poderá o Contratado optar pela apresentação de um Plano de Desenvolvimento focalizando a realização de um Projeto Piloto de Produção, visando melhor apreciação das concepções de projeto e das tecnologias a serem usadas no Desenvolvimento. Este Plano de Desenvolvimento poderá incluir outras ações para aquisição de dados de Reservatórios (ADR).

§ 1°. O Plano de Desenvolvimento a que se refere o *caput* deste artigo deverá assinalar a insuficiência de informações requeridas para elaboração de cada tópico requerido pelo Regulamento Técnico respectivo.

§ 2º. A apresentação do Plano de Desenvolvimento a que se refere o *caput* deste artigo está sujeita aos mesmos prazos de entrega, estabelecidos na legislação e nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

§ 3°. O Plano a que se refere o *caput* deste artigo será revisto em, no máximo, 180 dias a contar da data de encerramento do Projeto Piloto de Produção.

§ 4°. Durante o Projeto Piloto de Produção o pagamento das participações governamentais sobre a Produção realizada será efetuado com base nas premissas estipuladas para a Etapa de Produção.

Art. 5°. As atividades de Desenvolvimento e o início antecipado da Produção sem que o respectivo Plano de Desenvolvimento esteja aprovado, só poderão ser realizados, com autorização explícita da ANP e após o cumprimento de todas as demais exigências legais.

§ 1°. A solicitação da autorização referida no *caput* deste artigo será acompanhada do Programa Anual de Produção e do Programa Anual de Trabalho e Orçamento do Campo, considerando as antecipações solicitadas.

§ 2°. Devem ser tratadas da mesma forma, especificada no *caput* deste artigo e no parágrafo anterior, a antecipação de realização de atividades de Desenvolvimento e a continuação da Produção entre a conclusão do Projeto Piloto de Produção e a apresentação da revisão do Plano de Desenvolvimento do Campo.

§ 3º. A autorização de realização antecipada de atividades de Desenvolvimento ou de antecipação do início de Produção não significará aprovação prévia do Plano de Desenvolvimento ou de qualquer parte dele.

**Art. 6º.** Fica o Contratado obrigado a entregar à ANP o Plano de Desenvolvimento nos prazos estabelecidos contratualmente, de acordo com as especificações da Agência referentes a meios, formatos e procedimentos.

§ 1º. São critérios para agrupamento dos Reservatórios que delimitarão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais e econômicos, delimitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito da análise do Plano de Desenvolvimento.

§ 2º. Não será aceita pela ANP qualquer delimitação de área de Campo que, sem considerar os critérios do § 1º, cause redução do pagamento das Participações Governamentais.

§ 3º. A estratégia de explotação em que se baseia o Plano de Desenvolvimento deverá ter como objetivo a maximização da recuperação dos recursos *in situ*, presentes em cada Reservatório do Campo, de acordo com bons princípios econômicos e segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. Essa estratégia e as soluções tecnológicas que a possibilitam deverão ser continuamente reavaliadas de forma a alcançar o objetivo.

§ 4°. Imediatamente após a escolha da concepção de Desenvolvimento de um Campo de Grande Produção, o Contratado deverá apresentar em reunião com a ANP a descrição de todas as concepções analisadas e os critérios de decisão, com base em tecnologia, recuperação, economicidade, segurança e meio ambiente.

§ 5º. Caso haja necessidade de ajustes ou esclarecimentos adicionais, a ANP se manifestará em até 30 (trinta) dias contados da apresentação da concepção de Desenvolvimento de um Campo de Grande Produção.

§ 6º. O Contratado disporá de 30 dias (trinta) dias para encaminhamento dos esclarecimentos adicionais e a ANP se manifestará em definitivo no mesmo prazo.

§ 7º. O Contratado deverá fazer os ajustes solicitados pela ANP antes da submissão do Plano à sua aprovação.

§ 8°. Qualquer modificação na concepção do projeto de Desenvolvimento ocorrida após a reunião referida no § 4º deste artigo deverá ser justificada à ANP.

§ 9°. O projeto de Desenvolvimento deverá prever o aproveitamento do Gás Natural, salvo nas exceções previstas na legislação vigente.

§ 10. O Plano de Desenvolvimento e suas revisões devem descrever os estudos que serão conduzidos para implantação de projetos de Desenvolvimento ou de Desenvolvimento Complementar que contribuam para o alcance da meta de incorporação de reservas comprometida com a ANP.

§ 11. As áreas em processo de incorporação a Campos e que tiverem antecipação da Produção autorizada pela ANP, previamente à aprovação de revisão do Plano de Desenvolvimento motivada pela incorporação, passarão de imediato a integrar a Área de Desenvolvimento ou a Área do Campo para todos os efeitos.

§ 12. Todos os mapas exigidos pelos regulamentos instituídos por esta Resolução devem conter *grid* de coordenadas segundo o Padrão ANP 4B, identificação do norte geográfico e o traçado do contorno da Área de Desenvolvimento ou Área do Campo.

§ 13. Todas as feições representadas nos mapas exigidos pelos regulamentos instituídos por esta Resolução devem ser também entregues em meio digital anexado ao Plano de Desenvolvimento, em formato adequado para alimentação de sistemas de georreferenciamento de informações.

§ 14. A ANP poderá solicitar que dados e informações contidos no Plano de Desenvolvimento sejam também entregues em meio digital anexado ao Plano de Desenvolvimento ou sejam alimentados no Sistema de Informações de Exploração e Produção (SIGEP), em formatos especificados para esta finalidade.

§ 15. Após a submissão do Plano de Desenvolvimento à aprovação da ANP, qualquer alteração no contorno dos Reservatórios, nas características e localização das Unidades de Produção ou dos Sistemas de Escoamento ou Transferência da Produção deverá ser comunicada à ANP.

**Art. 7º.** Sempre que solicitado, o Contratado entregará à ANP os arquivos de dados de entrada utilizados na modelagem geológica e na simulação de fluxo e também os arquivos de saída, em formato compatível com o exigido pelo simulador usado pela ANP.

**Art. 8º.** A construção e operação de dutos de escoamento ou transferência de Petróleo e Gás Natural, dentre outros fluidos, integrantes de Área sob Contrato originários de Área de Desenvolvimento ou Área do Campo e previstos no respectivo Plano de Desenvolvimento, se dará após a permissão da ANP.

**§ 1°.** Previamente ao início de construção de dutos de escoamento ou transferência de Petróleo e Gás Natural, dentre outros fluidos, deverá ser entregue, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias, a documentação técnica relacionada abaixo:

I - Memorial Descritivo (MD), assinado pelo engenheiro responsável, em meio físico e em versão eletrônica desbloqueada (sem restrições à cópia de seu conteúdo) do projeto pretendido, incluindo descrição das instalações, do serviço envolvido, do processo, das capacidades de movimentação, classificação do duto, extensão, instalação e Campo de origem e destino, condições operacionais (tais como temperatura, pressão e vazão) máximas, mínimas, normais e de projeto, normas técnicas brasileiras, estrangeiras e/ou internacionais relevantes para a elaboração e execução do projeto, além de dados técnicos básicos pertinentes a cada tipo de instalação;

II - Planta de traçado do duto, indicando a localização das suas principais instalações auxiliares (complementos e componentes) que deverá incluir Áreas sob Contratos e Áreas dos Campos;

III - Arquivo vetorial do tipo "shapefile", "feature class" ou "geodatabase", em meio digital, para cada instalação a ser autorizada, em conformidade com o padrão ANP-4B, ou padrão que venha a substituí-lo;

IV - Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do projeto descrito no MD do item I, expedida pelo Conselho de Classe competente, devidamente assinada, com o respectivo boleto de pagamento quitado.

V - Cronograma físico-financeiro contendo as etapas de construção e operação de dutos, detalhando as principais atividades das seguintes fases: projeto, licenciamento, suprimento de materiais, construção e montagem, comissionamento (testes), pré-operação e partida.

**§ 2°.** A permissão para o início de construção de dutos de escoamento ou transferência de Petróleo e Gás Natural, dentre outros fluidos, fica condicionada à aprovação da documentação técnica constante do § 1° deste artigo, bem como a apresentação de:

I - Cópia autenticada da Licença de Instalação (LI) expedida pelo órgão ambiental competente.

**§ 3°.** A permissão para o início de operação dos dutos de escoamento ou transferência de Petróleo e Gás Natural dentre outros fluidos fica condicionada à apresentação da documentação técnica relacionada abaixo:

I - Cópia autenticada da Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente;

II - Atestado de Comissionamento da obra, enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo normas técnicas adequadas e que se encontram aptas a operar em segurança.

**§ 4°.** A documentação técnica mencionada neste artigo deverá ser individualizada para cada duto, em forma de anexo que será integrado ao Plano de Desenvolvimento existente.

**§ 5°.** A ANP poderá solicitar à interessada documentos e informações adicionais.

**§ 6°.** O Contratado da Área de Desenvolvimento ou Área do Campo deverá atender às normas de segurança para a operação, inspeção e manutenção de dutos para a movimentação de Petróleo e Gás Natural.

**§ 7°.** A responsabilidade pelo cumprimento da determinação do caput do artigo é exclusiva do Contratado da Área de Desenvolvimento ou Área do Campo em que se origina o duto.

**§ 8°.** Quando da submissão de revisão de Plano de Desenvolvimento, aprovado previamente à publicação desta Resolução, deverão ser incluídas as documentações técnicas dos itens I, II e III do § 1º e o item I do §3º do Art, 7º, para cada um dos dutos de movimentação de Petróleo e Gás Natural que tenha origem a partir de instalações da respectiva Área do Campo.

**§ 9º.** As obrigações estabelecidas neste artigo não se aplicam ao Sistema de Coleta da Produção.

**Art. 9°.** A previsão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir pode ensejar em revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento e, com exceção dos incisos III e IV, deverá ser comunicada à ANP, a qual poderá determinar à submissão da revisão dos respectivos tópicos do Plano de Desenvolvimento para a aprovação da ANP:

1. Alteração da Área do Campo.
2. Alteração no arranjo dos poços.
3. Variação no fator de recuperação final estimado.
4. Variação da estimativa do volume *in situ* de Petróleo ou Gás Natural.
5. Acréscimo ou redução do número de Reservatórios produtores.
6. Mudança do método de recuperação secundária.
7. Inclusão de métodos de recuperação melhorada.
8. Alteração do tipo ou do arranjo das Unidades de Produção Marítimas.
9. Alteração dos Sistemas de Coleta e Escoamento da Produção.
10. Aumento ou redução da quantidade de Unidades de Produção Marítimas ou Terrestres.
11. Redução ou aumento acima de 20% do custo do Desenvolvimento.
12. Prorrogação do prazo contratual.

**§ 1°.** Qualquer outra alteração no Plano de Desenvolvimento já aprovado, motivada por razões diferentes das listadas no caput deste artigo e que ocasionem variações na concepção ou nos valores físicos e financeiros do projeto, implicam em notificação prévia à ANP, acompanhada das respectivas justificativas técnicas.

**§ 2°.** A ANP poderá solicitar a revisão do Plano de Desenvolvimento em função de discrepâncias entre a previsão de Produção contida no Programa Anual de Produção e a curva de Produção apresentada no Plano de Desenvolvimento.

**§ 3°** A ANP poderá solicitar informações e esclarecimentos adicionais em relação ao conteúdo do Plano de Desenvolvimento ou de sua revisão, os quais deverão ser entregues no prazo determinado.

**Art. 10.** As informações que compõem o Plano de Desenvolvimentosão classificadas quanto à confidencialidade de acordo com as disposições dos Contratos e da legislação aplicável.

Art. 11. Uma vez aprovado o Plano de Desenvolvimento, a ANP disponibilizará em sua página da Internet um resumo da concepção do sistema de Produção a ser implantado no Campo, incluindo as seguintes informações:

1. Reunião de Diretoria Colegiada que aprovou o Plano de Desenvolvimento.
2. Identificação do Contratado e do respectivo Contrato.
3. Localização geográfica da Área de Desenvolvimento, no Bloco, na bacia sedimentar, Município e Estado, indicando a lâmina d’água média, quando se tratar de Campo localizado no mar.
4. Descrição resumidas da geologia da Área do Campo e das características dos Reservatórios.
5. Número de poços produtores e injetores.
6. Volume *in situ* nos Reservatórios.
7. Características principais das Unidades de Produção.
8. Descrição do Sistema de Escoamento da Produção.
9. Previsão de início e término da Produção.
10. Curva de Produção realizada do Campo.
11. Finalidade e volume estocado de Gás Natural, quando prevista a implantação de ESGN.

Art. 12. A Autorização para a Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) prevista no Plano de Desenvolvimento se dará juntamente à aprovação do Plano de Desenvolvimento.

Parágrafo Único. O início da operação das atividades de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) ficará condicionado à fiscalização *in loco* pela ANP.

Art. 13. O início das operações dependerá, além da aprovação do Plano de Desenvolvimento:

I – da autorização da ANP para a operação dos sistemas de medição, nos moldes da Resolução Conjunta ANP/INMETRO n°1, de 10/06/2013, ou outra que vier a substituí-la;

II – da aprovação da Documentação de Segurança Operacional (DSO), conforme Resolução ANP nº 43/2007, de 06/12/2007, ou outra que vier a substituí-la, no caso de unidades marítimas;

III – da aprovação da Documentação de Segurança Operacional (DSO), conforme Resolução ANP nº 02/2010, de 14/01/2010, ou outra que vier a substituí-la, no caso de Campos terrestres, quando aplicável.

**Art. 14.** O não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução ou no Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP implicará na aplicação das penalidades previstas na legislação vigente, sem prejuízo da extinção contratual de pleno direito caso a inadimplência inviabilize a consecução do objeto do Contrato.

**Art. 15.** A critério da ANP, os Planos de Desenvolvimento já apresentados e pendentes de aprovação poderão ser reapresentados conforme a presente Resolução e, neste caso, o Contratado disporá de 180 (cento e oitenta) dias para o encaminhamento do referido documento. Os Planos de Desenvolvimento em elaboração para apresentação em até 180 (cento e oitenta) dias a contar da publicação desta Resolução, poderão ser apresentados conforme a Portaria ANP nº 90, de 31 de maio de 2000.

**Art. 16.** Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação e revoga a Portaria ANP nº 90, de 31 de maio de 2000, e a Resolução ANP nº 46, de 22 de dezembro de 2009.

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

Publique-se

EDUARDO MARCELO VIANNA DE MENEZES

Subsecretário executivo

ANEXO I

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 explotação 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 explotação 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 planejados 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 (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 de previsão de término da Produção |
| Volume *in-situ* | 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 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 (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 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 (MMm³) | 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 escoa, 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 explotação 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 explotação 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* eprospectos 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 descriminado 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 (oC/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 perfilagens 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, 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 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, ºAPI 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 geoestatísticos 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 explotação 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 fracionário 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 (H.Ф.So/Sg) 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;

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 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:

1. Nome do Poço ou número de ordem de perfuração para os ainda não perfurados;
2. profundidades vertical e medida previstas;
3. coordenadas geográficas previstas do objetivo e da cabeça de poço;
4. 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 enfocar 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 simplificadamente o sistema de injeção especificando:

1. as especificidades da completação dos poços;
2. as instalações principais (bombas, compressores, instalações de tratamento);
3. 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 enfocar 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 principais 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 enfocar 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 do 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 enfocar 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 aprovisionamento 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.

ANEXO II

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 explotação 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 explotação 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 explotação do Campo;

demonstrar que a explotação 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.

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:

a) vazões de líquidos: barris por dia (bbl/d);

b) vazões Gás Natural e outros gases: milhares de metros cúbicos por dia (Mm3/d);

c) produção ou injeção acumulada de líquidos: barris (bbl);

d) produção ou injeção acumulada de gases: milhares ou milhões de metros cúbicos (Mm3 ou MMm3);

e) 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 Poços 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 *in-situ* | 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 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 escoa, 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 da revisão do Plano de Desenvolvimento deve descrever, sucintamente, a concepção global de explotação 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 explotação 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 completações;

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 explotação 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 explotadas 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 descriminados 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, perfilagens 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 oC/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/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 Explanação 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 relatadas deverão ser referenciadas a um mesmo *datum*.

6.9 Na ocorrência de novos horizontes produtores no Campo, descrição das perfilagens 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, ºAPI 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 geoestatísticos 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 explotação.

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 (H.Ф.So/Sg) 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.

9.4.1 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 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:

1. Nome do Poço ou número de ordem de perfuração para aqueles ainda não perfurados;
2. profundidades vertical e medida previstas;
3. coordenadas geográficas previstas do objetivo e da cabeça de poço;
4. 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 enfocar 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 simplificadamente o sistema de injeção especificando:

1. as especificidades da completação dos poços;
2. as instalações principais (bombas, compressores, instalações de tratamento);
3. a capacidade de injeção do projeto.

11.4 A descrição da elevação artificial deve enfocar 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 enfocar 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 barcaças.

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 submersas 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 aprovisionamento 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.

ANEXO III

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 explotação 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 CAPÌTULOS 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 |
| Volume *in-situ* | 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 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) |
| Produção acumulada e fator de recuperação final | 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) |
| 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) |
| Nº 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 escoa, 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 explotação 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, locacionais, 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 Técnico de Apropriação de Recursos e Reservas de Hidrocarbonetos (RTR) em vigor.

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 aprovisionamento 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.