| Nº | Empresa | Dispositivo | Dispositivo Original | Proposta de Alteração | Justificativa dos agentes interessados | Tipo de Alteração | Decisão | Justificativa ANP | Novo Dispositivo |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | BIP | Art. 1º, alínea b | b) Área do Campo – é a área circunscrita pelo polígono que define o Campo ou a Jazida Compartilhada, por ocasião da entrega do Plano de Desenvolvimento; | ~~b) Área do Campo – é a área circunscrita pelo polígono que define o Campo ou a Jazida Compartilhada, por ocasião da entrega do Plano de Desenvolvimento;~~ | Suprir-se a exclusão, uma vez que a definição constante na alínea "j" já suficientes para aplicação das regras cuidadas ao presente conceito. Alternativamente, ainda que o dispositivo não conste a ser inteiramente excluído, o conceito de Área de Jazida Compartilhada (individualizada) já está expressamente definido na Resolução ANP 25/2013 e não se confunde com o conceito de Área do Campo desta Minuta de Resolução, devendo, assim, ser excluído. | Exclusão | Aceita parcialmente | Foi aceita a exclusão do termo Jazida Compartilhada. A definição da "Área do Campo" é necessária pois trata-se de termo utilizado na Resolução. | Art. 1º , alínea b) Área do Campo – é a área circunscrita pelo polígono que define o Campo, por ocasião da aprovação do Plano de Desenvolvimento; |
| 2 | Petrobras | | | ~~b) Área do Campo – é a área circunscrita pelo polígono que define o Campo ou a Jazida Compartilhada, por ocasião da entrega do Plano de Desenvolvimento;~~ | | | | | |
| 3 | Procuradores dos Estados AM, ES, RJ e SP | | | ~~b) Área do Campo – é a área circunscrita pelo polígono que define o Campo ou a Jazida Compartilhada, por ocasião da entrega do Plano de Desenvolvimento;~~ | A definição de Campo já está disciplinada no artigo 6º, XIV da Lei nº 9.478/1997. | | Exclusão não aceita. Redação foi melhorada. | O termo definido no alínea XIV do artigo 6º de Lei nº 9.478/1997 é Campo e não Área do Campo. Entretanto, foi excluído que a Área do Campo é aquela definida na aprovação do Plano de Desenvolvimento. | |
| 4 | BIP | Art. 1º , alínea c | c) Área Inativa – é a área com descoberta de petróleo e/ou Gás Natural conhecidas onde, ou não houve Produção, ou esta foi interrompida ou que 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; | c) Área Inativa – é a área com descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural conhecidas onde, ou não houve Produção, ou esta foi interrompida e ou 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(equivalente por dia), conforme estimativas constante no Plano de Desenvolvimento e suas eventuais revisões.; | c) A exclusão da expressão "por falta de interesse econômico" motiva-se pelo fato de que há wears em que outros argumentos, como por exemplo, a instabilidade técnica, a insuficiência da tecnologia, ou aquelas incertezas no mercado, podem ter a cessar a interrupção ou reabilitação das atividades de produção. | Exclusão parcial | Não aceita | Adefinição já consta do contrato específico com a expressão que se solicita excluir, tendo sido complementada para os fins desta minuta de revolução. | |
| 5 | Procuradores dos Estados AM, ES, RJ e SP | Art. 1º , alínea d | d) Área sob Contrato – é o Bloco em que foram outorgados os direitos de Exploração e Produção por meio de um Contrato de Concessão, do Contrato de Cessão Onerosa, de um Contrato de Partilha de Produção ou de um Contrato de Concessão de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais para Avaliação, Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural; | ~~d) Área sob Contrato – é o Bloco em que foram outorgados os direitos de Exploração e Produção por meio de um Contrato de Concessão, do Contrato de Cessão Onerosa, de um Contrato de Partilha de Produção ou de um Contrato de Concessão de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais para Avaliação, Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural;~~ | A definição de Bloco já está disciplinada no artigo 60, XIII da Lei 9478/1997. Bloco: parte de uma bacia sedimentar formada por uma pirâmide vertical de profundidade indeterminada, cuja superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural. | Exclusão | Exclusão não aceita. Redação foi melhorada. | O termo definido no artigo 60, alínea XIII da Lei 9478/1997 é Bloco e não Área sob Contrato. Foi incluído na definição, o termo "Bloco **ou Campo**". | Art. 1º , alínea d) Área sob Contrato – é o Bloco ou Campo em que foram outorgados os direitos de Exploração e Produção por meio de um Contrato de Concessão, do Contrato de Cessão Onerosa, de um Contrato de Partilha de Produção ou de um Contrato de Concessão de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais para Avaliação, Reabilitação e Produção de Petróleo e Gás Natural; |
| 6 | BIP | Art. 1º , alínea e | e) Campos de Grande Produção – são aqueles, para os fins exclusivos desta Resolução, nos quais as Jazidas de hidrocarbonetos nelas contidas possuam Produção que ultrapasse 10.000 boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante no Plano de Desenvolvimento e suas eventuais revisões. | e) Campos de Grande Produção - são aqueles, para os fins exclusivos desta Resolução, nos quais as Jazidas de hidrocarbonetos nelas contidas possuam Produção que ultrapasse 10.000 boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante no Plano de Desenvolvimento e suas eventuais revisões. | A alteração no texto busca evitar/sanar a dúvida de referência para classificação do campo como de Grande/Pequena Produção. Assim, ao longo da vida de um campo este poderia passar de Grande Produção para Pequena Produção, simplificando o seu Plano de Desenvolvimento e/ou potenciais revisões. A alteração no valor de referência para dez mil barris de óleo equivalente por dia busca reforçar o atendimento do objetivo mencionado na Nota Técnica 012/2014/SDP, enquanto mantém sob a obrigatoriedade de um Plano de Desenvolvimento mais detalhado os campos que respondem pela parcela mais significativa da produção atual e das reservas do país. Por fim, a expressão "para os fins exclusivos desta Resolução" foi inserida de modo a garantir que não existam conceitos conflitantes (ainda que similares, não exatamente idênticos), em relação a grandes e pequenos campos, conforme constante das demais peças legais e regulatórias vigentes. | Inclusão e alteração | Aceita parcialmente. | Aceita a inclusão da expressão "para fins exclusivos desta Resolução". Incluída a expressão "conforme estimativa constante na última versão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP". A alteração do volume de produção de 5.000 para 10.000 boe/d não foi aceita, pois exclusiva apenas pouco mais de 10 Campos, mas que a ANP considera necessária uma gestão mais próxima e aprofundada dos mesmos, devendo seu PD ser aprovaveldo conforme os Anexos I e II. | Art. 1º , alínea e) 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; |
| 7 | Petrobras | | | ~~Campos de Grande Produção - são aqueles, para os fins exclusivos desta Resolução, nos quais as Jazidas de hidrocarbonetos nelas contidas possuam Produção que ultrapasse 10.000 boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante no Plano de Desenvolvimento e suas eventuais revisões.~~ | A alteração no texto busca evitar/sanar a dúvida de referência para classificação do campo como de Grande/Pequena Produção. Assim, ao longo da vida de um campo este poderia passar de Grande Produção para Pequena Produção, simplificando o seu Plano de Desenvolvimento. A alteração no valor de referência para dez mil barris de óleo equivalente por dia busca reforçar o atendimento do objetivo mencionado na Nota Técnica 012/2014/SDP, enquanto mantém sob a obrigatoriedade de um Plano de Desenvolvimento mais detalhado os campos que respondem pela parcela mais significativa da produção atual e das reservas do país. | | | | |
| 8 | OGX | Art. 1º , alínea e | e) Campos de Grande Produção – são as Jazidas de hidrocarbonetos cuja Produção ultrapasse 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), em qualquer época após a elaboração do Plano de Desenvolvimento; | A utilização de uma vazão de 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia) como parâmetro de classificação de um campo, de Grande ou de Pequena Produção, não nos parece o mais apropriado. Considerados, portanto, que seria adequada a revisão dessa definição, de forma que haja um critério de diferenciação entre os campos em terra e no mar, conforme utilizado na Portaria 101/1999 - Participação Especial. Frise-se que, com a confirmação da referida alteração, a maior beneficiada seria a própria ANP. A inclusão de outro parâmetro de comparação além da vazão de produção, como por exemplo, o número de poços produtores/injetores no campo, fomentaria a ANP uma vez não melhor do porte do projeto. | Revisão | Não aceita | O conceito de Campo de Pequena ou Grande Produção é para fins exclusivos desta Resolução, e que consideramos um parâmetro suficiente para fins de justificar a necessidade de apresentação de um PD simplificado ou detalhado. | Art. 1º , alínea e) 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); |
| 10 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | | | Aumentar o volume de produção que define um campo de grande produção (10.000 bpd) ou inserir um critério adicional para a classificação dos campos: Campos de grande produção E de baixo Grau de Exploração (Np/Voo=pol maior que 40%) | Muitos campos com longo histórico de produção e portanto, com muitos dados, e com incertezas menos relevantes, ficariam enquadrados no Anexo II, que não parece ser muito adjetivo a campos com essas características. | Alteração | Não aceita. | Ajustes no texto foram realizados para o Anexo II. De qualquer forma, somente a ampliação dos volumes para 10.000boe/d não resolveria a questão exposta. Há Campos terrestres com as mesmas características citadas que produzem mais do que 10.000boe/d. | |
| 11 | BIP | Art. 1º , alínea f | f) Campos de Pequena Produção – são as Jazidas de hidrocarbonetos cuja Produção nunca ultrapasse 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), após a elaboração do Plano de Desenvolvimento; | Campos de Pequena Produção – são aqueles, para os fins exclusivos desta Resolução, nos quais as Jazidas de hidrocarbonetos nelas contidas possuam Produção que nunca ultrapasse 10.000 boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia), conforme estimativa constante no Plano de Desenvolvimento e suas eventuais revisões ; | A alteração no texto busca evitar/sanar a dúvida de referência para classificação do campo como de Grande/Pequena Produção. Assim, ao longo da vida de um campo este poderia passar de Grande Produção para Pequena Produção, simplificando o seu Plano de Desenvolvimento e/ou potenciais revisões. A alteração no valor de referência para dez mil barris de óleo equivalente por dia busca reforçar o atendimento do objetivo mencionado na Nota Técnica 012/2014/SDP, enquanto mantém sob a obrigatoriedade de um Plano de Desenvolvimento mais detalhado os campos que respondem pela parcela mais significativa da produção atual e das reservas do país. Por fim, a expressão "para os fins exclusivos desta Resolução" foi inserida de modo a garantir que não existam conceitos conflitantes (ainda que similares, não exatamente idênticos), em relação a grandes e pequenos campos, conforme constante das demais peças legais e regulatórias vigentes. | Inclusão e alteração | Aceita parcialmente | Aceita a inclusão da expressão "para fins exclusivos desta Resolução". Aceita a inclusão da expressão "conforme estimativa constante na última versão do Plano de Desenvolvimento apresentada à ANP". A alteração do volume de produção de 5.000 para 10.000 boe/d não foi aceita, pois englobaria apenas pouco mais de 10 Campos, mas que a ANP considera necessária uma gestão mais próxima e aprofundada dos mesmos, devendo seu PD ser aprovaveldo conforme os Anexos I e II. | Art. 1º , alínea f) Campos de Pequena Produção – para fins exclusivos desta Resolução, são as Jazidas de hidrocarbonetos cuja Produção nunca ultrapasse 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia); |
| 12 | Petrobras | | | Campos de Pequena Produção – são aqueles, para os fins exclusivos desta Resolução, nos quais as Jazidas de hidrocarbonetos nelas contidas possuam ~~que~~ Produção que nunca ultrapasse ~~10.000~~ 500 boe/d (~~cem~~ cinco mil barris de óleo equivalente por dia); ~~conforme estimativa constante no Plano de Desenvolvimento e suas eventuais revisões, após a elaboração do Plano de Desenvolvimento;~~ | A alteração no texto busca evitar/sanar a dúvida de referência para classificação do campo como de Grande/Pequena Produção. Assim, ao longo da vida de um campo este poderia passar de Grande Produção para Pequena Produção, simplificando o seu Plano de Desenvolvimento. A alteração no valor de referência para dez mil barris de óleo equivalente por dia busca reforçar o atendimento do objetivo mencionado na Nota Técnica 012/2014/SDP, enquanto mantém sob a obrigatoriedade de um Plano de Desenvolvimento mais detalhado os campos que respondem pela parcela mais significativa da produção atual e das reservas do país. | | | | |
| 13 | OGX | | | A utilização de uma vazão de 5.000 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia) como parâmetro de classificação de um campo, de Grande ou de Pequena Produção, não nos parece o mais apropriado. Considerados, portanto, que seria adequada a revisão dessa definição, de forma que haja um critério de diferenciação entre os campos em terra e no mar, conforme utilizado na Portaria 101/1999 - Participação Especial. Frise-se que, com a confirmação da referida alteração, a maior beneficiada seria a própria ANP. A inclusão de outro parâmetro de comparação além da vazão de produção, como por exemplo, o número de poços produtores/injetores no campo, fomentaria a ANP uma vez não melhor do porte do projeto. | Revisão | Não aceita | O conceito de Campo de Pequena ou Grande Produção é para fins exclusivos desta Resolução, e que consideramos um parâmetro suficiente para fins de justificar a necessidade de apresentação de um PD simplificado ou detalhado. | |
| 14 | ABPIP (06/10/2014 - Audiência Salvador) | | | Campos de Media Produção - são as Jazidas de hidrocarbonetos cuja Produção ultrapasse 500 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia) | | Alteração | Não aceita | A proposta apresentada pela ABPIP criaria três categorias de Campo, Grande, Médio e Pequeno, sendo que para este último seria criado um quarto regulamento (Anexo IV). A criação de um Anexo IV, um regulamento mais simplificado para Campos com produção inferior a quinhentos boe/dia, não atenderia às cláusulas estabelecidas nos Contratos de Concessão e não permitiria à ANP exercer plenamente a sua missão legal, que é fazer cumprir as boas práticas da indústria do petróleo e garantir o uso nacional do recurso petrolífero. | |
| 15 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | | | Aumentar o volume de produção que define um campo de pequena produção (10.000 bpd) ou inserir um critério adicional para a classificação dos campos: Campos de Pequena Produção OU de Alto Grau de Exploração (Np/Voo=pol maior que 40%) | Muitos campos com longo histórico de produção e portanto, com muitos dados, e com incertezas menos relevantes, ficariam enquadrados no Anexo II, que não parece ser muito adjetivo a campos com essas características. | Alteração | Não aceita. | Ajustes no texto foram realizados para o Anexo II. De qualquer forma, somente a ampliação dos volumes para 10.000boe/d não resolveria a questão exposta. Há Campos terrestres com as mesmas características citadas que produzem mais do que 10.000boe/d. | |
| 16 | ABPIP (06/10/2014 - Audiência Salvador) | Art. 1º, alínea f (nova definição) | | Campos de Pequena Produção – são as Jazidas de hidrocarbonetos cuja Produção nunca ultrapasse 500 boe/d (cinco mil barris de óleo equivalente por dia), | Maior simplificação dos Planos de Desenvolvimento dos Campos com pequenas acumulações. | Alteração | Não aceita | A proposta apresentada pela ABPIP criaria três categorias de Campo, Grande, Médio e Pequeno, sendo que para este último seria criado um quarto regulamento (Anexo IV). A criação de um Anexo IV, um regulamento mais simplificado para Campos com produção inferior a quinhentos boe/dia, não atenderia às cláusulas estabelecidas nos Contratos de Concessão e não permitiria à ANP exercer plenamente a sua missão legal, que é fazer cumprir as boas práticas da indústria do petróleo e garantir o uso nacional do recurso petrolífero. | |
| 17 | BIP | Art. 1º , alínea g | g) Campo de Petróleo ou de Gás Natural - área produtora de petróleo ou gás natural definitada por um Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, aprofundáveis verticalmente, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. São critérios para agrupamento dos reservatórios que definirão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais, econômicos e fiscais, definitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito de análise do Plano de Desenvolvimento. | ~~g) Campo de Petróleo ou de Gás Natural - área produtora de petróleo ou gás natural definitada por um Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, aprofundáveis verticalmente, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. São critérios para agrupamento dos reservatórios que definirão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais, econômicos e fiscais, definitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito de análise do Plano de Desenvolvimento.~~ | A Lei do Petróleo já encerra uma definição do que é Campo, não sendo razoável que essa concepção seja ampliada por meio de Resolução que traga critérios que não foram descritos pelo legislador. A definição da Lei, sobre o que é um Campo, foi definida de forma hermética e sem espaço para discricionariedade, justamente para trazer segurança e previsibilidade aos investidores em torno de fundamental importância, não deixando a Lei do Petróleo margem para que esse tema venha a ser regulado pela Agência com normas flexibilizadoras (inferiores) e de natureza específica. Assim, respectivamente emendemos não ser aplicável incluir outros critérios além daqueles indicados na Lei.<br>Dessa forma, ao incluir critérios jurídicos não previstos na lei, bem como critérios operacionais, econômicos e fiscais (como também não passíveis de adoção por lei) na definição de agrupamento dos reservatórios, restaria a Agência afastando-se do seu papel técnico, que exige a realização de uma avaliação geológica a que se deve atrer para a identificação do reservatório, especialmente à luz da definição legal de campo. A adoção dos critérios sugeridos de forma legítima dependa de uma reavaliação do conceito legal de campo, resultado que depende de alteração do art. 6.º, inc. XIV da Lei 9.478/97 pelo Congresso Nacional.<br>Nesse aspecto, a revolução poderia identificar apenas os balizadores geológicos que contribuíram na compreensão técnica do conceito de reservatório (pressuposto para aplicação do conceito de Campo), com o fim de aprofundar a segurança e previsibilidade dos investimentos no setor de E&P.<br>Dá no que tange à referência às instalações e equipamentos destinados à produção, reforça notar que o compartilhamento de instalações não implica em unidade de Campo, como parece propor a definição proposta pela Agência, talvez por conta da parte final do conceito legal de campo, "abrangendo equipamentos e instalações."<br>Acaul vontade do legislador ao usar a referida expressão relaciona-se como o instituto decorrendo de bens à Unidade e à administração da ANP (Cláusula 18.18 do Contrato de Concessão) e indica uma preocupação com a continuidade das operações (naturalmente para os Campos desenhados com vida útil superior ao prazo da Fase de Produção e nos casos em que tais bens sejam necessários de Operações ou passíveis de utilização de interesse público).<br>Ainda acerca de tal expressão, é preciso pontuar que, sim razão do elevado custo, economia de escala significativa e irreversibilidade, os Concessionários, por vezes, lançam mão do compartilhamento de instalações, prática autorizada pela Resolução ANP 28/2006 e pelo item 12.5 da Portaria ANP 90/2000 (que aqui se pretende revogar), com o intuito de reduzir custos e pautados em razões operacionais.<br>Decorre que os equipamentos de produção offshore são projetados para atender à demanda de pico de produção no próximo dele. Portanto, é natural que exista capacidade disponível nestes equipamentos após alguns anos de produção. Assim, o compartilhamento de infraestrutura traduz a lógica econômica dos projetos de E&P, na medida em que viabiliza o desenvolvimento destes projetos de forma mais otimizada, permitindo que eventual capacidade ociosa seja prorrenhida por outros projetos, atendendo não só os interesses de titular da instalação, como os de terceiros.<br>Dos conta disso, sugere-se que a ANP adote, na integra o conceito legal de campo, excluindo-se o conceito sugerido, haja vista que o tema encontra-se definido na Lei do Petróleo. | Exclusão | Não aceita | A definição encontra fundamento de validade no art. 6º, inciso XIV da Lei nº 9.478/97, que trar a definição legal de Campo.<br>O complemento à definição legal expõe os critérios que balizam a decisão administrativa da ANP ao analisar o PD proposto pelo Concessionário.<br>A Lei, ao referir-se a "reais de um reservatório", "profundidades variáveis" e "abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção" permite que sejam feitos como balizadores para a análise do ring fence do Campo, proposto pelo Concessionário, critérios outros que não só o geológico.<br>Se apenas o critério geológico fosse utilizado, haveria inclusive mais incerteza quanto à adequação de decisão administrativa que aprovasse ou não o ring fence do Campo, devido às incertezas e riscos inerentes à própria geologia. Em outros termos, a utilização dos demais critérios permitirá uma avaliação mais objetiva e segura para a fixação dos limites do Campo.<br>Com efeito, a ANP está apenas conferindo transparência aos critérios que vem utilizando para aprovar o ring fence dos Campos propostos pelos Concessionários no âmbito dos processos de unitização e de revisão de Planos de Desenvolvimento.<br>Como consequência, o Concessionário poderá, de antemão, considerar os critérios mencionados na avaliação da economicidade dos projetos de sua carteira.<br>Por fim, não é demais expor a definição de Campo constante no Aplaboc A – Glossário do Petroleum Resources Management System (PRMS): "Área conjunta de um ou múltiplos reservatórios agregados ou relacionados à mesma feição geológica estrutural e/ou estratigráfica. Pode haver dois ou mais reservatórios em um Campo, separados verticalmente por rochas impermeáveis, lateralmente por barreiras geológicas ou ambos. O termo pode ser definido diferentemente por cada autoridade reguladora." (grifo e tradução nossa).<br>Com o objetivo de reforçar a já citada segurança jurídica na presente Resolução, decidiu-se retirar os critérios de definição de Campo de sua própria definição, transferindo-os para corpo da Resolução, mais especificamente para o Artigo 5º.<br>Sem a discriminação dos critérios a definição passa ter a mesma redação da Lei do Petróleo, tornando desnecessária a sua permanência na Resolução. | |
| 18 | Petrobras | | | ~~g) Campo de Petróleo ou de Gás Natural - área produtora de petróleo ou gás natural definitada por um Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, aprofundáveis verticalmente, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. São critérios para agrupamento dos reservatórios que definirão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais, econômicos e fiscais, definitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito de análise do Plano de Desenvolvimento.~~ | A Lei do Petróleo já encerra uma definição do que é Campo, não sendo razoável que essa concepção seja ampliada por meio de Resolução que traga critérios que não foram descritos pelo legislador. A definição da lei de que é um Campo foi definida de forma hermética e sem espaço para discricionariedade justamente para trazer segurança e previsibilidade aos investidores em torno de fundamental importância, não deixando a Lei do Petróleo margem para que esse tema venha a ser regulado pela Agência (ainda que por meio de Resolução) com normas flexibilizadoras (inferiores) e de natureza específica. Assim, respectivamente emendemos não ser aplicável incluir outros critérios além daqueles indicados na Lei.<br>Dessa forma, ao incluir critérios jurídicos não previstos na lei, bem como critérios operacionais, econômicos e fiscais (como também não passíveis de adoção por lei) na definição de agrupamento dos reservatórios, restaria a Agência afastando-se do seu papel técnico que exige a realização de uma avaliação geológica a que se deve atrer para a identificação do reservatório, especialmente à luz da definição legal de campo. A adoção dos critérios sugeridos de forma legítima depende de uma reavaliação do conceito legal de campo, resultado que depende de alteração do art. 6.º, inc. XIV da Lei 9.478/97 pelo Congresso Nacional.<br>Nesse aspecto, a revolução poderia identificar apenas os balizadores geológicos que contribuíram na compreensão técnica do conceito de reservatório (pressuposto para aplicação do conceito de Campo), com o fim de aprofundar a segurança e previsibilidade dos investimentos no setor de E&P.<br>Dá no que tange à referência às instalações e equipamentos destinados à produção, reforça notar que o compartilhamento de instalações não implica em unidade de Campo, como parece propor a definição proposta pela Agência, talvez por conta da parte final do conceito legal de campo, "abrangendo equipamentos e instalações." A ocaul vontade do legislador ao usar a referida expressão relaciona-se como o instituto decorrendo de bens à Unidade e à administração da ANP (Cláusula 18.18 do Contrato de Concessão) e indica uma preocupação com a continuidade das operações (naturalmente para os Campos desenhados com vida útil superior ao prazo da Fase de Produção e nos casos em que tais bens sejam necessários de Operações ou passíveis de utilização de interesse público).<br>Ainda acerca de tal expressão, é preciso pontuar que, sim razão do elevado custo, economia de escala significativa e irreversibilidade, os Concessionários, por vezes, lançam mão do compartilhamento de instalações, prática autorizada pela Resolução ANP 28/2006 e pelo item 12.5 da Portaria ANP 90/2000 (que aqui se pretende revogar), com o intuito de reduzir custos e pautados em razões operacionais.<br>Decorre que os equipamentos de produção offshore são projetados para atender à demanda de pico de produção no próximo dele. Portanto, é natural que exista capacidade disponível nestes equipamentos após alguns anos de produção. Assim, o compartilhamento de infraestrutura traduz a lógica econômica dos projetos de E&P, na medida em que viabiliza o desenvolvimento destes projetos de forma mais otimizada, permitindo que eventual capacidade ociosa seja prorrenhida por outros projetos, atendendo não só os interesses de titular da instalação, como os de terceiros.<br>Dos conta disso, sugere-se que a ANP adote, na integra o conceito legal de campo, excluindo-se o conceito sugerido, haja vista que o tema encontra-se definido na lei do petróleo. | | | | |
| 19 | Procuradores dos Estados AM, ES, RJ e SP | | | Campo de Petróleo e Gás Natural - área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, interligados ou não, que podem estar localizados em profundidades variáveis, não necessariamente sobrepostos no plano vertical, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção e empregados em conjunto. Para efeito do cálculo da participação especial, pode ser considerada a existência de mais de um campo em um mesmo bloco desde que se verifique, em concreto, sistemas de produção autônomos e independentes. | | Alteração | | | |
| 20 | SEFAZ RJ (26/09/2014 - Audiência Rio de Janeiro) | | | g) Campo de Petróleo ou de Gás Natural - área produtora de petróleo ou gás natural definitada por um Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. São critérios para agrupamento dos reservatórios que definirão a área de um Campo os aspectos contratuais, geológicos, operacionais, econômicos e fiscais, ~~este buscando a manutenção das participações governamentais,~~ definitação esta sujeita à aprovação, determinação ou revisão pela ANP, no âmbito de análise do Plano de Desenvolvimento. | Na Nota Técnica nº 103/2014/SDP, a ANP definiu o aspecto fiscal de delimitação de Campo como aquele relacionado ao "aumento da arrecadação das participações governamentais". Em tal peça a intenção declarada, pelo autor na Minuta Ruda do termo, é importante que se faça menção expressa no texto da Resolução às participações governamentais. Os critérios apontados pela Minuta de Resolução devem atuar como vetores interpretativos para a fixação do conceito de Campo. Dessa forma, a definição de um Campo deverá sempre buscar a manutenção das participações governamentais. | Inclusão | Não aceita | | |
| 21 | Procuradores do Estado do Espírito Santo (26/09/2014 - Audiência Rio de Janeiro) | | | g) Campo de petróleo e gás natural - área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, interligados ou não, que podem estar localizados a profundidades variáveis, embora não necessariamente sobrepostos no plano vertical, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção e empregados em conjunto. Para efeito do cálculo da participação especial pode ser considerada a existência de mais de um campo em um mesmo bloco, desde que se verifique, em concreto, sistemas de produção autônomos e independentes. | Redação elaborada em discussão com quatro estados produtores (Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo e Amazonas). Ela retrata o dispositivo da lei, acrescido da interpretação da ANP sobre o tema, expressa no parecer da AGU no processo do Parque das Baleias. | Alteração | Não aceita | | |
| 22 | BIP (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | | | | CONSIDERANDO A COMPLEXIDADE DO TEMA , A NECESSIDADE DE UM DEBATE MAIS APROFUNDADO, ESPECÍFICO DOS ASPECTOS TÉCNICOS E JURÍDICOS DA QUESTÃO, E SUA RELEVÂNCIA PARA A INDÚSTRIA, O IBP SUGERE:<br>1) QUE O AGRUPAMENTO DOS RESERVATÓRIOS SEJA TRATADO ATRAVÉS DE UMA REGULAMENTO ESPECÍFICO OU DE ALTERAÇÃO POSTERIOR A ESTA RESOLUÇÃO EM CONSULTA;<br>2) QUE O ARTIGO 5º ALÍNEA "G" DA MINUTA DE RESOLUÇÃO REPRODUZA A DEFINIÇÃO LEGAL DA LEI 9.478/97, RESSALVANDO QUE O AGRUPAMENTO DE RESERVATÓRIOS SERÁ OBJETO DE REGULAMENTAÇÃO ESPECÍFICA, CONFORME CASO ACIMA;<br>3) ALTERNATIVAMENTE QUE O PRAZO DA PRESENTE CONSULTA SEJA PRORROGADO POR MAIS 30 DIAS | Exclusão | Não aceita | | |
| 23 | BIP | Art. 1º , alínea h | h) Catálogo de E&P - é o conjunto de orientações, instruções, procedimentos e formulários para entrega à ANP de dados, documentos e informações exigidos pela legislação vigente e pelos Contratos; | Suprir-se a exclusão porque não há menção à expressão "Catálogo de E&P" na Resolução. | | Exclusão | Aceita | | |
| 24 | BIP | Art. 1º , alínea i | i) Desenvolvimento Modular - é o Desenvolvimento concebido em módulos individualizados, com Produção independente e que são instalados sequencialmente; | i) Desenvolvimento Modular - é o Desenvolvimento concebido em módulos individualizados, com Produção independente. | Suprir-se a alteração, uma vez que a instalação Modular pode ser executada de forma sequencial, mas também simultânea. | Alteração | Aceita com melhoria da redação | | Art. 1º , alínea i) Desenvolvimento Modular - é o Desenvolvimento concebido em módulos individualizados, geralmente considerando Unidades de Produção distintas; |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 25 | BIP | Art. 1º, alínea m | m) Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) – é o armazenamento de Gás Natural em Reservatórios depletados ou aquíferos dentro da Área de Campo; | m) Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) – é o armazenamento de Gás Natural em Reservatórios depletados ou aquíferos dentro do Campo de Petróleo ou de Gás Natural; A injeção de Gás para fins de recuperação de hidrocarbonetos não se caracteriza como ESGN; | A | Alteração | Aceita parcialmente, com melhoria de redação | Aceita a inclusão da frase sobre diferenciação entre a ESGN e a injeção para recuperação melhorada, com inclusão da expressão "para fins exclusivos", já que o projeto de ESGN também deverá propiciar recuperação melhorada de óleo. Retirado o termo aquífero tendo em vista que a autorização de ESGN nem contrato de E&P só poderá ser como objetivo reservatórios depletados de óleo. | Art. 1º, alínea k) Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) – para fins exclusivos desta Resolução, é o armazenamento de Gás Natural em Reservatórios depletados dentro da Área de Campo. A injeção de Gás Natural para fins exclusivos de recuperação de hidrocarbonetos não se caracteriza como ESGN; |
| 26 | Shell | | | | Considerações sobre Estocagem Subterrânea de Gás<br>A Shell gostaria de observar que a proposta de regulamentação da atividade de ESGN, via Plano de Desenvolvimento, não parece ser o mais adequado para tratar da estocagem de gás, conforme disposto o art. 40 da Lei nº. 11.909/2009 (Lei do Gás), que se refere à autorização da ANP.<br>A minuta deixa lacunas sobre o procedimento para a obtenção de tal autorização, bem como não incorporou quanto aos aspectos técnicos, econômicos e regulatórios determinantes para a viabilidade da operação pretendida, tais como: extensão necessária da sísmica do prazo do contrato de concessão e classificação dos dutos existentes. | Comentário e Esclarecimento | | | Considerando que, observando o artigo 40 da Lei do Gás, um projeto de ESGN em reservatório de óleo depletado, objetivando também a recuperação melhorada deste óleo, se enquadraria no Regime deste artigo, o instrumento adequado para submissão deste projeto à ANP, visando sua aprovação/autorização, seria o Plano de Desenvolvimento, sem que com este projeto cesseia submeterão ao respectivo Contrato de E&P de Campo. As questões concernentes à prazo, extensão de prazo, aprovação dos dutos e instalações de ESGN, também se submetem às regras do Contrato de E&P e respectivas regulamentações pertinentes. | |
| 27 | BIP | Art. 1º, alínea n | n) Gás Associado – Gás Natural produzido de Jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás; | n) Gás Associado – Gás Natural produzido de Jazida onde ele se encontra dissolvido no Petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás; | Fora ou de termos definidos em lei. | Exclusão | Não aceita | Não está definido em lei. | |
| 28 | BIP | Art. 1º, alínea q | q) Plano de Reabilitação de Jazida – é equivalente ao Plano de Desenvolvimento para Áreas Inativas com acumulações marginais e específica as atividades necessárias para a supervisionamento de poços e a análise de outras zonas produtoras de maior relevância existentes nos poços; deve contemplar, ainda, o programa de trabalho e respectivo investimento necessários a reabilitação da Jazida no Campo de Petróleo ou Gás Natural na Área de Concessão | q) Plano de Reabilitação de Jazida Inativa – é equivalente ao Plano de Desenvolvimento para Áreas Inativas com acumulações marginais e específica as atividades necessárias para a supervisionamento de poços e a análise de outras zonas produtoras de maior relevância existentes nos poços; deve contemplar, ainda, o programa de trabalho e respectivo investimento necessários a reabilitação da Jazida em Campo de Petróleo ou Gás Natural na Área de Concessão. | A substituição do termo "Jazidas" visa a preservar o conceito original de que a área é definitada por um prisma vertical de profundidade indeterminada. | Alteração | Aceita parcialmente | Esta definição foi excluída tendo em vista que o termo não é citado na Resolução e nem nos Regulamentos propostos. | |
| 29 | Petrobras | Art. 1º, alínea o | o) 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, com duração limitada e cuja Produção acumulada não deve ultrapassar 5 % (cinco por cento) da reserva total declarada para o Campo; | o) 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, com duração limitada e cuja Produção acumulada não deve ultrapassar 5 % (cinco por cento) da reserva total declarada para o Campo; | Essa definição está associada ao que tem sido chamado como SPA. Se trabeira a definição alcançar sistemas de produção que envolvam mais de 2 poços, a limitação em 5% será restritiva. Como exemplo temos os casos de Piloto de Lula (4 produtores e 3 injetores), Piloto de Lula NE (3 produtores e 2 injetores) e Piloto de Sapinhoá (04 produtores e 1 injetor). Nestes casos a restrição de 5% seria inútil. | Alteração | Aceita parcialmente | A definição foi revista. | Art. 1º, alínea p) 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; |
| 30 | OGX | | | | Considerações que não deve haver um limitador de produção/tempo de duração do projeto piloto tem que ser avaliado em função da magnitude do projeto e das demais características do campo. | Comentário e Esclarecimento | | | |
| 31 | OGX | Art. 1º, alínea r | r) Sistema de Coleta da Produção – conjunto de instalações e equipamentos destinados a elevar o Petróleo nos poços e a transferir os fluídos produzidos até as Unidades de Produção; | r) Sistema de Coleta da Produção – Sistema composto por linhas, manifolds, risers e, caso previsto, equipamentos de bombeamento multifásico e separação submarina que são fração parte do sistema de elevação do petróleo e gás natural e da unidade de processamento primário | Entendemos que esse trecho deveria ser modificado, pois o sistema de elevação do poço não faz parte do sistema de coleta e sim do poço. | Alteração | Aceita parcialmente | Alteração aceita com simplificação da redação. | Art. 1º, alínea r) Sistema de Coleta da Produção – conjunto de instalações e equipamentos destinados a transferir os fluídos produzidos dos poços às Unidades de Produção; |
| 32 | BIP | Art. 1º, alínea u | u) Sistema de Escoamento da Produção - conjunto de instalações e equipamentos destinados a movimentar o Petróleo e o Gás Natural das unidades de processamento para instalações de uso particular e/ou de Terceiros; | u) 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 de uso particular e/ou de Terceiros; | A sugestão objetiva manter consistência com o termo definido em lei. Ademais, é nosso entendimento o de que neste trecho unidade de produção possui, necessariamente, uma planta de processamento. | Alteração | Aceita parcialmente | A definição foi revisada e complementada. | Art. 1º, alínea u) 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; |
| 33 | Procuradores dos Estados AM, ES, RJ e SP | Art. 1º, alínea v | v) Unidade de Produção - conjunto de instalações destinadas a promover a separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluídos produzidos e movimentados num Campo de Petróleo e Gás Natural; | ~~v) Unidade de Produção - conjunto de instalações destinadas a promover a separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluídos produzidos e movimentados num Campo de Petróleo e Gás Natural;~~ | O conceito de produção já está definido no artigo 3º, XVI da Lei 9478/1997. | Exclusão | Exclusão não aceita, redação sugerida | A inclusão não foi aceita, pois a definição existente na Lei é de Produção e não de Unidade de Produção. A redação desta definição foi melhorada. | Art. 1º, alínea t) Unidade de Produção - conjunto de instalações destinadas a promover a produção, separação, tratamento e/ou estocagem dos fluídos produzidos e movimentados num Campo de Petróleo e Gás Natural; |
| 34 | BIP | Art. 1º, alínea y | y) 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;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 de Campos adjacentes; | y) Upside: Para os fins exclusivos desta Resolução, significa 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 viabilidade econômica da Produção dependerá da utilização das facilidades de Produção dos Campos adjacentes; | O conceito de upside permite outras definições possíveis, tanto na literatura especializada quanto em outras normas que possam ser aplicáveis. Por isso, mesmo que a definição contida nesta norma deve se aplicar exclusivamente para os fins da norma. Além disso, o upside e a escolha pela expressão "viabilidade econômica da Produção" objetivam fazer com que o dispositivo exija mais precisão da nomenclatura utilizada pela Indústria. | Alteração | Não aceita. | A definição desta Resolução é a mesma que consta da Resolução ANP nº 30, de 19/05/2014, que aprova o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural. Para maior clareza da atrapalhaça do termo definido, será incluída a palavra "prospecto" no item 6.2.1 do Anexo I. | |
| 35 | BIP | Art. 2º § 1º | § 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 a Jazida classificada como Pequena Acumulação, pelos critérios definidos nesta Resolução. | | Sugere-se a exclusão dos itens, já que a nova regulamentação prevê claramente os requisitos para o encaminhamento dos Anexos I e III. Não obstante, a prerrogativa da ANP, de solicitar informações adicionais ao longo da elaboração do Plano de Desenvolvimento, continua garantida, mesmo porque os respectivos procedimentos são previamente discutidos com a Agência. Ademais, esta sugestão busca garantir a segurança jurídica. | Exclusão | Não aceita. Melhoria na redação. | A exclusão não foi aceita. A redação do parágrafo foi aperfeiçoada. | Art. 2º, § 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. |
| 36 | BIP | Art. 2º § 2º | § 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. | | Sugere-se a exclusão dos itens, já que a nova regulamentação prevê claramente os requisitos para o encaminhamento dos Anexos I e III. Não obstante, a prerrogativa da ANP, de solicitar informações adicionais ao longo da elaboração do Plano de Desenvolvimento, continua garantida, mesmo porque os respectivos procedimentos são previamente discutidos com a Agência. Ademais, esta sugestão busca garantir a segurança jurídica. | Exclusão | Não aceita. | O artigo é motivado, principalmente, para os casos de revitalização de campos maduros, que requerem uma nova concepção de desenvolvimento para estender da vida do Campo. | |
| 37 | ABENAV | Art. 2º § 3º | § 3º O Plano de Desenvolvimento de qualquer espécie deverá contemplar e dispor sobre o conteúdo local a ser aplicado. | § 3º O Plano de Desenvolvimento de qualquer espécie deverá contemplar e dispor sobre o conteúdo local a ser aplicado. | Tendo em vista a necessária cadeia de suprimento e a indução e incremento de conteúdo local de bens e serviços previstos em art. 2º, incisos IX e X, da Lei 9478/97, bem como a necessária transparência adotada pela Lei de Acesso à Informação, se torna relevante para o planejamento estratégico da Indústria Nacional que o Plano de Desenvolvimento especifique como pretende cumprir o conteúdo local previsto no contrato concessão ou partilha. | Inclusão | Não aceita. | Trata-se de matéria específica. No entanto, foi incluído um novo § 3º para tratar de excepcionalidade não prevista anteriormente. | Art. 2º, § 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 exploração integrado para os Campos. Neste caso, o Anexo deverá observar o enquadramento do Campo de maior Produção. |
| 38 | Petrobras | Art. 3º | Art. 3º Havendo incertezas ou insuficiência de dados de modo a impedir 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. | Havendo incertezas ou insuficiência de dados de modo a impedir definitiva e 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 avaliação 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 especifica seu o piloto de produção, pode incluir outras ações para aquisição de dados de reservatório. | O Plano de Desenvolvimento do Piloto de Produção pode contemplar atividades outras que não exclusivamente a produção. | Inclusão e alteração | Aceita com melhoria da redação. | | Art. 3º 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 avaliação 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). |
| 39 | BIP | | | § 3º O Plano a que se refere o caput deste artigo será revisto em, no máximo, 180 (cento e oitenta) dias a contar da data de encerramento do Projeto Piloto de Produção. | Sugere-se o ajuste para uniformização do prazo nos demais normas com as disposições dos Contratos de Concessão. | Alteração | Aceita | | Art. 3º, § 3º. 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. |
| 40 | ABENAV | Art. 3º § 3º | § 3º O Plano de Desenvolvimento de qualquer espécie deverá contemplar e dispor sobre o conteúdo local a ser aplicado. | § 3º O Plano de Desenvolvimento de qualquer espécie deverá contemplar e dispor sobre o conteúdo local a ser aplicado. | Tendo em vista a necessária cadeia de suprimento e a indução e incremento de conteúdo local de bens e serviços previstos em art. 2º, incisos IX e X, da Lei 9478/97, bem como a necessária transparência adotada pela Lei de Acesso à Informação, se torna relevante para o planejamento estratégico da Indústria Nacional que o Plano de Desenvolvimento especifique como pretende cumprir o conteúdo local previsto no contrato concessão ou partilha. | Substituição | Não aceita. | O tema será tratado em regulamentação específica. | |
| 41 | BIP | | | § 4º Durante o Projeto Piloto de Produção o pagamento das participações governamentais sobre a Produção realizada será efetuado nos níveis calculados para a Etapa de Produção. | Sugere-se o ajuste para uniformização do prazo nos demais normas com as disposições dos Contratos de Concessão. | Alteração | Aceita parcialmente com melhoria de redação. | | Art. 3º, § 4º. 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. |
| 42 | Procuradores dos Estados AM, ES, RJ e SP | Art. 3º § 4º | § 4º. Durante o Projeto Piloto de Produção o pagamento das participações governamentais sobre a Produção realizada será efetuado nos níveis calculados para a Etapa de Produção. | § 4º. Durante o Projeto Piloto de Produção o pagamento das participações governamentais sobre a Produção realizada será calculada conforme a metodologia da Etapa de Produção. | O vocabulário "níveis" não está mencionado na legislação vigente. | Alteração | Aceita parcialmente com melhoria de redação. | O texto foi melhor explicitado. | Art. 3º, § 4º. 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. |
| 43 | Petrobras | Art. 3º § 5º | | § 5º. Para campos com descobertas mistas (óleo/gás), aplica-se o conceito de equal do artigo e cada método, seus projetos das atividades dos demais métodos, constituem projetos na PD do Campo como um todo. | Estender aos métodos os mesmos princípios aplicados a campos menores em consonância com as Melhores Práticas da Indústria. | Inclusão | Não aceita. | O Operador não apresentou justificativa plausível para a sua sugestão | |
| 44 | Petrobras | Art. 5º, § 1º | § 1º. A estratégia de exploração 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, sujeando as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo e de acordo com bons princípios econômicos; essa estratégia e as soluções tecnológicas que possibilitem deverão ser continuamente reavaliadas de forma a alcançar o objetivo. | A estratégia de exploração em que se baseia o Plano de Desenvolvimento deverá ter como objetivo a maximização da economicidade e da recuperação dos volumes in situ, ponderados pelo grau de risco, presentes em cada Reservatório do Campo a ser explorado, sujeando as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e de acordo com bons princípios econômicos; essa estratégia e as soluções tecnológicas que possibilitem deverão ser continuamente reavaliadas de forma a alcançar o objetivo. | Acrescentar "bons princípios econômicos" é uma tanto vaga. A estratégia de DP deve se basear igualmente no par "ótimos fator de recuperação e economicidade do projeto". | Inclusão e alteração | Aceita parcialmente | Aceita a expressão "maximização dos volumes in situ". A expressão "bons princípios econômicos" já demonstra que deve ser observada também a economicidade do projeto. A redação foi aperfeiçoada tem, no entanto, abrir o foco que pertencia toda a revisão deste Regulamento. Abrindo a numeração do parágrafo com a introdução de novos parágrafos 1º e 2º subtroca critérios para definição de Campo. | Art. 5º, § 1º. A estratégia de exploração 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 sujeando as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. Essa estratégia e as soluções tecnológicas que possibilitem deverão ser continuamente reavaliadas de forma a alcançar o objetivo. |
| 45 | Petrobras (31/10/2014 – Audiência Mossoró) | | | | Acrescentar "bons princípios econômicos" é uma tanto subjetiva. A estratégia de DP deve se basear igualmente no par "ótimos fator de recuperação e economicidade do projeto". | Inclusão e alteração | | | |
| 46 | BIP | Art. 5º, § 2º; § 3º; § 4º e § 5º | § 2º. Durante a definição da estratégia de exploração do Campo e a elaboração do Plano de Desenvolvimento, a ANP poderá, a seu exclusivo critério, solicitar reuniões de acompanhamento e, neste caso, o Contratado deverá propor o cronograma respectivo.<br>§ 3º. A ANP poderá requerer esclarecimentos e informações mais detalhadas no longo da elaboração do Plano de Desenvolvimento e o Contratado deverá fazer os ajustes solicitados pela ANP antes da submissão do Plano à sua aprovação.<br>§ 4º. A ANP poderá requerer esclarecimentos em relação a decisão, com base em tecnologia, recuperação, economicidade, segurança e meio ambiente.<br>§ 5º. Qualquer modificação na concepção do projeto de Desenvolvimento ocorrida após a reunião referida no § 3º deste art. deverá ser justificada à ANP. | ~~§ 2º. Durante a definição da estratégia de exploração do Campo e a elaboração do Plano de Desenvolvimento, a ANP poderá, a seu critério, solicitar reuniões de acompanhamento.~~<br>~~§ 3º. Se a elaboração do Plano de Desenvolvimento de Grandes Acumulações, 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.~~<br>~~§ 4º. Caso haja necessidade de ajustes ou esclarecimentos adicionais, a ANP se manifestará em até 30 (trinta) dias contados a partir da apresentação da concepção de desenvolvimento Grande Produção.~~<br>~~§ 5º. O Contratado dispõe de 30 dias (trinta) dias para encaminhamento dos esclarecimentos adicionais e a ANP se manifestará em definitivo no mesmo prazo.~~<br>~~§ 6º. Qualquer modificação na concepção do projeto de Desenvolvimento ocorrida após a reunião referida no § 4º deste art. deverá ser justificada à ANP.~~ | Exclusão da(s) parágrafos 2º, 3º e 4º e 5º - A imposição ao Contratado do dever de alterar seu Plano no momento de sua elaboração adota linha diversa ao que se refere o artigo 26 parágrafo 2º da Lei do Petróleo, que autoriza a participação da ANP na aprovação de um Plano de Desenvolvimento já elaborado. Inobstante, o Contratado poderá contratar a ANP ao tempo da elaboração do Plano de Desenvolvimento, mas a imposição de tal ônus não parece ser o melhor caminho.<br>As inclusões propostas demonstram superfície dessa Agência Reguladora nas atividades destinadas exclusivamente aos Contratados. Nesse contexto, é necessário destacar que a Lei do Petróleo (Lei 9478/97) estabelece que o Agente Regulador possui as funções de regulação, contratação e fiscalização das atividades integrantes da indústria de petróleo, de gás natural e de biocombustíveis, determinações essas fundadas no artigo 170 da Constituição Federal.<br>Resulta-se que a elaboração do Plano de Desenvolvimento é obrigação assumida pelo Contratado, na qualidade de executor da atividade econômica, sendo certo que não cabe a Administração deliberar no curso da elaboração deste documento. Sua atuação frente ao Plano de Desenvolvimento se dá de forma a assegurar, apenas, o alcance de sua finalidade, qual seja, a conformidade técnica em prol do interesse da coletividade na forma estabelecida em regulação, conforme previsto no artigo 3º, § 1º da regulação que se pretende publicar, conforme transcrito abaixo: "A estratégia de exploração 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, sujeando as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e de acordo com bons princípios econômicos; essa estratégia e as soluções tecnológicas que a possibilitam deverão ser continuamente reavaliadas de forma a alcançar o objetivo."<br>Dessa forma, não seria cabível a previsão de intervenção dessa Agência durante o processo de concepção do Plano de Desenvolvimento, cabendo a esta atuar as soluções técnicas à luz do art. 5º, § 1º "dentro Revelação que se pretende publicar.<br>Portanto, em linha com os argumentos acima, nosso sugerido é de que deve ser excluído o § 2º do art. 5º pois, as reuniões de acompanhamento geram ingerência estatal na organização privada do investidor, abrindo de fato de que, se houver alguma questão que marque a atenção da ANP, a mesma deve ser vista no processo de aprovação, no qual a ANP exercerá o seu papel institucional de fiscalização.<br>No que se refere a solução proposta pelo art. 5º, §4º, esta não parece guardar paridade com o direito ao contraditório e ampla defesa (art. 5º, LV e LVI da Constituição da República e Lei 9784/99). A determinação de adoção pelo contratado da elaboração do PD pela ANP antes mesmo da instauração do processo de aprovação do projeto de PD aprovaria, descorridos que podem existir argumentos do contratado que dirijam da solução proposta pela ANP. Isso porque o texto diz que o contratado deve "fazer os ajustes solicitados".<br>Na proposta da Resolução, o processo de aprovação se tornou um instrumento pró-forma, visto que haverá uma imposição técnica da ANP aos "ajustes" recomendados pela Superintendência a que se refere o art. 5º, § 6º, em detrimento do direito do concessionário de apresentar soluções técnicas mais apropriadas para o caso em mesmo porque as soluções técnicas da ANP não guardam coerência para o caso concreto. | Exclusão | Não aceita | A exclusão não foi aceita tendo em vista que os §§ 2º, 3º, 4º e 5º do artigo 5º serão totalmente de acordo com os incisos I, IX e XVII do artigo 8º e inciso VI do artigo 60 da Lei nº 9.478/97. Campos saturam que a diversão própria com o Órgão Regulador é prática adotada nas regulações internacionais. Não se trata de mais um processo de aprovação, mas de efetivo exercício da regulação no momento da elaboração do projeto de desenvolvimento do Campo. Será inserido um prazo para a solicitação de ajustes por parte da ANP, quando esta julgar necessário. A redação dos parágrafos foi revista para melhoria do processo de submissão da concepção de desenvolvimento à ANP, além da revisão da numeração dos parágrafos. | § 4º. Imediatamente após a escolha da concepção de desenvolvimento de Campos 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.<br>§ 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 Grande Produção.<br>§ 6º. O Contratado dispõe de 30 dias (trinta) dias para encaminhamento dos esclarecimentos adicionais e a ANP se manifestará em definitivo no mesmo prazo.<br>§ 7º. O Contratado deverá fazer os ajustes solicitados pela ANP antes da submissão do Plano à sua aprovação.<br>§ 8º. Qualquer modificação na concepção do projeto de Desenvolvimento ocorrida após a reunião referida no § 6º deste artigo deverá ser justificada à ANP. |
| 47 | Petrobras | | | | | | | | |
| 48 | BIP (Carta E&P 35/2014 29/10/2014) | | | ~~§ 2º. A ANP poderá, a seu exclusivo critério, solicitar ao Contratado que apresenta em reunião, a descrição de todas as concepções analisadas e os critérios de decisão, com base em tecnologia, recuperação, economicidade, segurança e meio ambiente.~~<br>~~§ 3º. Em até 30 (trinta) dias contados a partir da apresentação da concepção de desenvolvimento inicial de Grandes Acumulações, a ANP poderá, a seu exclusivo critério, solicitar reuniões adicionais de acompanhamento.~~<br>~~§ 4º. A ANP poderá, no prazo estabelecido no parágrafo 3º acima, requerer esclarecimentos, informações mais detalhadas ou ajustes, que deverão ser considerados pelo contratado como de sua obrigação.~~<br>~~§ 5º. Qualquer modificação significativa na concepção do projeto de Desenvolvimento ocorrida após a reunião referida no § 2º deste art. deverá ser justificada à ANP~~ | O BIP propõe alteração na ordem dos parágrafos, uma vez que as potenciais reuniões entre o Contratado e a ANP se darão a partir da escolha pelo Contratado, da concepção de desenvolvimento inicial. Ademais, o BIP respectivamente entende que tais reuniões deverão ocorrer somente se a ANP julgá-las necessárias, não necessariamente constituindo obrigação por determinada ao Contratado. Por fim, sementa após o Contrato ter realizado uma escolha, uma definição sobre a concepção de desenvolvimento inicial de Grandes Acumulações, a ANP será uma condições práticas de decidir sobre a realização (ou não) de tais encontros.<br>Se houver alguma questão que marque a atenção da ANP, a mesma poderá ser considerada em período ratoulerl, de modo a resguardar o poder regulatório e institucional de fiscalização da Agência, mitigando riscos ao descumprimento do prazo legal de 180 (cento e oitenta) dias, para a definição submissão do Plano de Desenvolvimento.<br>A sugestão de mudança visa uniformizar o texto regulamentar, como o intuito de assegurar consistência com o proposto no parágrafo anterior.<br>A alteração objetiva garantir que qualquer ajuste que cause diferença em mudança significativa, material, referente, em relação à concepção do projeto de Desenvolvimento, seja devidamente levado ao conhecimento da Agência, desconsiderando-se aquelas alterações que provocam impacto nulo ou irrelevante à concepção do projeto em si. | Alteração | | | |
| 49 | BIP (Carta E&P 35/2014 29/10/2014) | Art. 5º, § 6º (novo parágrafo) | ~~§ 6º. Em até 45 (quarenta e cinco) dias antes do término do prazo de 180 (cento e oitenta) dias, para apresentação do Plano de Desenvolvimento, a ANP poderá, a seu exclusivo critério, solicitar reunião para fins de tomar ciência da elaboração do referido Plano de Desenvolvimento, de Grandes Acumulações.~~ | Inserção sem proposta quanto correlação com a justificativa da modificação do §7º acima, ou seja, ao mesmo tempo em que busca mitigar o risco de descumprimento do prazo contratual de entrega do PD, visa a garantir que a Agência tenha ciência do andamento dos trabalhos de elaboração do PD, em sua fase final. | Inclusão | | | |
| 50 | BIP (Carta E&P 35/2014 29/10/2014) | Art. 5º, § 6º | § 6º. O projeto de Desenvolvimento deverá prever o aproveitamento do Gás Natural, salvo nas exceções previstas na legislação vigente. | ~~§ 7º.~~ O projeto de Desenvolvimento deverá prever o aproveitamento do Gás Natural, salvo nas exceções previstas na legislação vigente. | Renumerado por força da inserção do § 6º acima. Sem alterações no texto. | Alteração | | | |
| 51 | BIP | Art. 5º, § 7º | § 7º. 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 a incorporação de reservas, comprometidas com o prazo de meta de incorporação de reservas comprometidas com a ANP. | §7º 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 a incorporação de reservas. | A incorporação de reservas é uma consequência da realização das atividades comprometidas pelos contratados por meio do Plano de Desenvolvimento. Desse modo, não se pode falar em um comprometimento dos contratados com a ANP para a incorporação de reservas, mas sim da apresentação dos estudos referentes a essas atividades. Essa alteração está em linha inclusive, com o disposto no item 7.8. do Anexo I. | Alteração | Não aceita | Este parágrafo visa atender futuros compromissos de incorporação de reservas que venham a ser firmados, conforme determinação governamental. | |
| 52 | Petrobras | | | | | | | | |
| 53 | BIP (Carta E&P 35/2014 29/10/2014) | | | §8º 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 a incorporação de reservas. | Renumerado por força da inserção do § 6º acima. | Alteração | | | |
| 54 | Petrobras | Art. 5º, § 8º | § 8º. A partir da data de início de Produção e até a definitiva definição da Área de Campo no fim do Desenvolvimento, a Área de Desenvolvimento será considerada para todos os efeitos, inclusive para o cálculo das participações governamentais e de royalties, como a Área de Campo. | ~~§8º. A partir da data de início de Produção e até a definitiva definição da Área de Campo no fim do Desenvolvimento, a Área de Desenvolvimento será considerada para todos os efeitos, inclusive para o cálculo das participações governamentais e de royalties, como a Área de Campo.~~ | A redação conferida ao dispositivo é muito truncada. Não se consegue identificar o alcance dessa norma, tais que compõe o princípio da objetividade aqui se refere o art. 37, IV da Carta Lei Decreto 2.455/98. A despeito disso, a única interpretação que extraímos dessa norma seria no sentido de que a Área do Campo se identifica com a Área de Desenvolvimento, sendo esta última considerada para o pagamento das participações governamentais. No entanto, as participações governamentais são devidas pela produção de um Campo e não pela produção de Área de Desenvolvimento, entendimento que pode ser extraído dos arts. 11 e 21 do Decreto 2.705/98. Ademais, a conclusão é obtida também do conceito de Data de Início de Produção, disposto no art. 3º, inc. II do Decreto 2.705/98, tendo em vista que esse dispositivo faz referência expressa ao pagamento das participações governamentais "em cada campo". Por isso, se a interpretação que inferimos do texto é a que o conceito de campo está da Mínima de Revelação em descasado com o que prevê o Decreto 2.705/98 e a Lei do Petróleo, pode se concluir que ela se mostra inteiramente de aplicação duplo o dispositivo nos dispositivos citados. Nossa sugestão é excluir a redação. | Exclusão | Aceita | | |
| 55 | Procuradores dos Estados AM, ES, RJ e SP | | | ~~§ 8º. A partir da data de início de Produção e até a definitiva definição da Área de Campo no fim do Desenvolvimento, a Área de Desenvolvimento será considerada para todos os efeitos, inclusive para o cálculo das participações governamentais e de royalties, como a Área de Campo.~~ | Como mencionado nos comentários do artigo 1º, 7º, o campo já possui definição na legislação. | | Aceita | | |
| 56 | Petrobras | Art. 5º, § 13 | § 13. Após a submissão do Plano de Desenvolvimento à aprovação da ANP, qualquer alteração no conteúdo dos Reservatórios, nas características das Unidades de Produção ou nos sistemas de Escoamento ou Transferência de Produção deverá ser comunicada à ANP. | ~~§ 13. Após a submissão do Plano de Desenvolvimento à aprovação da ANP, qualquer alteração no conteúdo dos Reservatórios, nas características das Unidades de Produção ou nos sistemas de Escoamento ou Transferência de Produção deverá ser comunicada à ANP.~~ | Nos Boletins Anuais de Reserva são informadas as variações de óleo in situ que contemplam as variações de conteúdo dos reservatórios.<br>Alterações das características das Unidades de Produção ou seus Sistemas de Escoamento ou Transferência de Produção são informadas nos Planos Anuais de Trabalho (PAT). | Exclusão | Não aceita | Sugestão não condiz com o que está sendo solicitado. Então sendo solicitadas as atualizações das funções georreferenciadas dos contornos dos reservatórios, dados em atualização de características de UEPs, informações não disponíveis no BAR, PAP ou PAT. | |
| 57 | ABENAV | Art. 5º, § 14 | § 14 – O Plano de Desenvolvimento previsto neste artigo deverá contemplar e dispor sobre o conteúdo local a ser aplicado. | § 14 – O Plano de Desenvolvimento previsto neste artigo deverá contemplar e dispor sobre o conteúdo local a ser aplicado. | Tendo em vista a necessária cadeia de suprimento e a indução e incremento de conteúdo local de bens e serviços previstos em art. 2º, incisos IX e X, da Lei 9478/97, bem como a necessária transparência adotada pela Lei de Acesso à Informação, se torna relevante para o planejamento estratégico da Indústria Nacional que o Plano de Desenvolvimento especifique como pretende cumprir o conteúdo local previsto no contrato concessão ou partilha. | Inclusão | Não aceita | O tema será tratado em regulamentação específica. | |
| 58 | ABENAV | Art. 5º, § 15 | § 15 – O Conteúdo Local será demonstrado para antigiação da ANP no início da operação da Unidade de Produção, Unidade de Produção Marítima e Unidade de Produção Terrestre. | § 15 – O Conteúdo Local será demonstrado para antigiação da ANP no início da operação da Unidade de Produção, Unidade de Produção Marítima e Unidade de Produção Terrestre. | Deverá haver fiscalização antes do início de operação, evitando assim qualquer dúvida das normas de conteúdo local e/ou permitindo que o Operador tenha tempo hábil de se adequar as normas de conteúdo local, caso possível. | Inclusão | Não aceita | O tema será tratado em regulamentação específica. | |
| 59 | ABENAV | Art. 5º, § 16 | § 16 – Quando a Unidade de Produção Marítima for alvenda deverá ser fiscalizada e certificada que sua construção foi realizada em estaleiro naval estabelecido no Brasil respeitando os índices de conteúdo local estabelecidos e devidamente certificados. | § 16 – Quando a Unidade de Produção Marítima for alvenda deverá ser fiscalizada e certificada que sua construção foi realizada em estaleiro naval estabelecido no Brasil respeitando os índices de conteúdo local estabelecidos e devidamente certificados. | Deverá haver fiscalização antes do início de operação, evitando assim qualquer dúvida das normas de conteúdo local e/ou permitindo que o Operador tenha tempo hábil de se adequar as normas de conteúdo local, caso possível.<br>Alinação deste dispositivo é relevante para conferir abrentamento temerário e discordante das normas de con

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 60 | IBP | Art. 6º | Art. 6º. Sempre que solicitado, o Contratado entregará à ANP os arquivos de dados de entrada utilizados na modelagem geológica na simulação de fluxo e também os arquivos de saída em formato compatível com o exigido pelo simulador usado pela ANP. | Art. 6º. Sempre que solicitado, o Contratado entregará à ANP os ~~arquivos~~ de dados necessários para a confecção dos modelos de reservatórios geológicos e de fluxo. ~~no mesmo formato tecnológico geológico de simulação de fluxo e também os arquivos de saída em formato compatível com o exigido pelo simulador usado pela ANP.~~ | Os modelos geológicos e de fluxo resultam de conhecimento e estudos peculiares de cada companhia, além de se tratarem de produtos distintos à luz das novas informações adquiridas. Adicionalmente, com relação aos formatos, informamos que existem diversos modelos na indústria, como por exemplo, o RESCUE que é amplamente utilizado pela indústria internacional para simulação de dados de produção, geofísicos, geológicos etc. É importante que o simulador utilizado pela ANP seja capaz de receber os dados gerados pelos principais sistemas, de modo a permitir que as empresas continuem utilizando seus modelos. Há um formato padrão (código genérico) que a maioria dos simuladores podem gerar. Sugerimos então que este código seja tomado para leitura da ANP.<br>Caso a ANP opte por um simulador específico que não seja comprável, exigirá das empresas um escopo de trabalho grande, fora tempo de treinamento e sincronização de dados pré-existentes, além de custo de software para acomodar tal mudança. Some-se a isto o fato de que algumas software de simulação website restrições técnicas que não permitem o compartilhamento, ou seja, impossível de traduzir em código de computador equivalente utilizado pelo simulador da ANP. | Alteração | Não aceita | Os simuladores utilizados pela ANP são amplamente utilizados pela Indústria. Parecer da Procuradoria Federal e regulamentação internacional dão total respaldo a este artigo. Além disso, são os modelos geológico e de fluxo que consubstanciam o Plano de Desenvolvimento, quando estes existem. | |
| 61 | Petrobras | | | | Os modelos geológicos e de fluxo resultam de conhecimento e estudos peculiares de cada companhia, além de se tratarem de produtos distintos à luz das novas informações adquiridas. | | | | |
| 62 | OGX | | | | A entrega dos arquivos de saída, que são interpretações, não deveria possuir caráter de obrigação. Naturalmente, havendo a solicitação, o Contratado os disponibilizará. | Comentário | | | |
| 63 | IBP | Art. 7º | Art. 7º. A aprovação de construção e operação de dutos de escoamento ou transferência previstos no Plano de Desenvolvimento fica condicionada à entrega, com antecedência não inferior a 60 (sessenta) dias do início da construção, da documentação técnica exigida na legislação aplicável ou solicitada pela ANP. | Art. 7º. O início da construção e operação de dutos de escoamento ou transferência previstos no Plano de Desenvolvimento só se dará após a obtenção das licenças e documentação exigidas conforme legislação aplicável, ou quais serão encaminhadas à ANP para informação. | Esta matéria está devidamente regulamentada pela ANP na Portaria ANP nº 170/98 e nesse sentido entendemos que por uma questão de organicidade e de sistematicidade a mesma não deveria ser tratada nesta resolução. Além disto, essa previsão poderia levar a uma confusão sobre o procedimento e superintendência competente para a análise do pedido a ser realizado pelos contratados. Sem embargo, inclusive a entrega das autorizações e licenças para informação da ANP como parte do Plano de Desenvolvimento. | Alteração | Não aceita | A apreciação dos dutos de escoamento foi parte integrante dos projetos submetidos à aprovação da ANP no âmbito do Plano de Desenvolvimento ad a publicação da Lei do Gás, quando eram conhecidos como dutos de transferência. A Lei do Gás introduziu novos conceitos e atribuições à ANP e, consequentemente, as suas Unidades Organizacionais. Uma delas foi a atribuição, estabelecida à SDP, de autorização para construção e operação dos gasodutos de escoamento da produção e transferência que não integrar os projetos dos Campos. Por falta de regulamentação que tratasse especificamente a autorização de tais gasodutos, estavam sendo observados os seguintes da Portaria ANP nº 170/1998. No sentido de estabelecer a documentação pertinente para cada tipo de duto, o que já vinha sendo solicitado na prática, estava em andamento a revisão da Portaria ANP 170/1998, concomitantemente com a revisão da Portaria ANP 90/2000. Neste processo, a Procuradoria Geral foi consultada sobre a obrigatoriedade de autorização de construção e operação de instalações de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural externos aos limites das áreas sob contrato de E&P, quando da autorização de construção e operação de oleodutos tal como definido na lei do gás, bem como o entendimento de "não integrantes" de área de concessão constante da Lei do Gás. O entendimento da Procuradoria é que os dutos que se originam em área contratada não necessitam de autorização nos moldes da Portaria ANP nº 170/1998, sendo necessária apenas a permissão da ANP para construção e operação que se dará através da apresentação do PD. Diante dessa sugestão, opte-se por incluir no texto desta resolução a sistemática de permissão de construção e operação dos dutos integrantes dos contratos. Neste ponto, as exigências contidas na minuta da revisão da Portaria ANP nº 170/1998 foram simplificadas visando dar celeridade ao processo de permissão de construção e operação dos dutos. Assim, foram acrescidos ao artigo 7º da minuta de Resolução parágrafos para estabelecer documentação mínima para permissão de construção e operação de dutos, bem como enfoque para atendimento dos requisitos de segurança operacional e meio ambiente constante do Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT), ora vigente. Por fim esperse-se, com a inclusão destes parágrafos, atender aos reclames dos Operadores do segmento de E&P, observada a | Art. 7º. A construção e operação de dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural, dentro outros fluídos, 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.<br>§ 1º. Previamente ao início de construção de dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural, dentro outros fluídos, deverá ser entregue, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias, a documentação técnica relacionada abaixo:<br>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 de dutos, ainda, instalação e Campo de origem e destino, condições operacionais (tais como temperatura, pressão e vazão) mínimas, máximas, normais e de projeto, normas técnicas brasileiras, estrangeiras e/ou internacionais relevantes para a elaboração e construção e operação dos dutos, bem como enfoque para atendimento dos requisitos de segurança operacional e meio ambiente constante do Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT), ora vigente.<br>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;<br>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;<br>IV - Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do projeto descrito no MD do item II, expedida pelo Conselho de Classe competente, devidamente assinada, com o respectivo boleto de pagamento quitado.<br>V - Cronograma de atividades físico-financeiro contendo as etapas de implantação do empreendimento construção e operação de dutos, detalhando as principais atividades a serem desenvolvidas e/ou executadas registrados fases: projeto, licenciamento, suprimento de materiais, construção e montagem, comissionamento (testes), pré-operação e partida.<br>§ 2º. Previamente ao início de operação dos dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural dentre outros fluídos deverá ser entregue, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias, a documentação técnica relacionada abaixo:<br>I - Cópia autorizada da Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente.<br>II - Atestado de Comissionamento de 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.<br>§ 4º. A documentação técnica mencionada neste artigo deverá ser individualizada para cada dito, em forma de anexo que será integrado ao Plano de Desenvolvimento existente.<br>§ 5º. A ANP poderá solicitar a interseção de outros e informações adicionais. | |
| 64 | Petrobras - Consulta Complementar | Art. 7º | Art. 7º. A permissão para construção e operação de dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural dentre outros fluídos, originários de Área de Desenvolvimento ou Área do Campo e previstos no respectivo Plano de Desenvolvimento, fica condicionada à aprovação de documentação técnica ~~que se não preenchem a aprovação do Plano de Desenvolvimento~~.<br>§ 1º. Previamente ao início de construção de dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural, dentre outros fluídos, deverá ser entregue, ~~com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias~~ documentação técnica relacionada abaixo:<br>I - Cópia autorizada da Licença de Instalação (LI) expedida pelo órgão ambiental competente.<br>II - Memorial descritivo, 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 de dutos, ainda, instalação e construção de origem e destino, condições operacionais (tais como temperatura, pressão e vazão) mínimas, máximas, normais e de projeto, normas técnicas brasileiras, estrangeiras e/ou internacionais relevantes para a elaboração e construção e operação dos dutos.<br>III - 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;<br>IV - 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;<br>V - Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do projeto descrito no MD do item II, expedida pelo Conselho de Classe competente, devidamente assinada, com o respectivo boleto de pagamento quitado.<br>VI - Cronograma de atividades físico-financeiro contendo as etapas de implantação do empreendimento construção e operação de dutos, detalhando as principais atividades a serem desenvolvidas e/ou executadas registrados fases: projeto, licenciamento, suprimento de materiais, construção e montagem, comissionamento (testes), pré-operação e partida.<br>§ 2º. Previamente ao início de operação dos dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural dentre outros fluídos deverá ser entregue, ~~com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias~~ documentação técnica relacionada abaixo:<br>I - Cópia autorizada da Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente.<br>II - Atestado de Comissionamento de 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.<br>§ 4º. A documentação técnica mencionada neste artigo deverá ser individualizada para cada dito, em forma de anexo que será integrado ao Plano de Desenvolvimento existente.<br>§ 5º. A ANP poderá solicitar a interseção de outros e informações adicionais. | O Plano de Desenvolvimento (PD) de um campo é emitido pelo operador em até 180 dias após sua declaração de comercialidade.<br>O desenvolvimento de projeto dos dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural, por sua vez, somente pode ser feito após uma série de ações e eventos como:<br>- A definição da estratégia de exploração da jazida, alocação das unidades de produção e dos poços produtores e injetores;<br>- A definição da melhor rota ou diretriz para os dutos de escoamento ou transferência, baseada nos estudos geotécnicos e nas atividades geotécnicas realizadas pelo operador do campo;<br>- A definição das características técnicas do sistema, relativo a fluidos escoados, vazões, pressões e estratégias de garantia de integridade.<br>- A obtenção de licenças, após definição das informações acima.<br>- A contratação e execução do projeto detalhado, o qual produzirá a documentação citada ao longo da proposta de revisão do artigo 7º.<br>O conjunto destas atividades constitui o núcleo do PD a partir do qual o projeto dos dutos de escoamento é estabelecido. Assim, a definição prematura de características detalhadas dos dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural associados a uma jazida pode ser prematuramente prejudicial à exploração desta jazida, caso ocorram conflitos de locação de dutos, poços e unidades de superfície; caso os materiais ou a estratégia de garantia de integridade se tornem inadequados para os fluídos escoados.<br>Vistos que as definições do artigo 7º requerem estudos iniciados, na de regra, após a declaração de comercialidade, e com prazos de duração variáveis e maiores que 180 dias, propomos que a submissão e aprovação da referida documentação técnica relativa aos dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural deve ser feita em um momento posterior à primeira revisão do Plano de Desenvolvimento, quando os eventos acima e outros associados intrinsecamente ao desenvolvimento do campo permitirão a elaboração deste documentação técnica.<br>Não lembrar que no conteúdo do Plano de Desenvolvimento já há previsão de descrição do sistema de escoamento com as informações preliminares acerca da estratégia de escoamento de petróleo e gás natural, os quais serão amadurecidos e detalhados em revisões posteriores.<br>O artigo 7º define uma série de requisitos em dois momentos diferentes. No parágrafo primeiro são definidos os requisitos que devem ser atendidos antes do início de construção dos dutos e no segundo são definidos os requisitos que devem ser atendidos antes do início da operação dos dutos. Como apresentado acima, o conteúdo mínimo do PD está definido no parágrafo 2º estimado ~~se que a aprovação do PD estaria condicionada pré-operação dos dutos, o que causaria uma inconsistência para o processo de aprovação. Por esta razão, a aprovação do plano de desenvolvimento não pode ocorrer juntamente à aprovação da documentação requerida para obtenção das permissões para instalação e operação dos dutos de escoamento.~~ | Exclusão Parcial | Aceita parcialmente | A redação proposta para o artigo 7º pressupõe que o projeto que está sendo submetido à ANP já esteja definido pelo Operador. Caso, quando da aprovação do PD, o projeto dos dutos ainda não esteja definido, deverá constar do capítulo específico uma justificativa e este capítulo deverá ser apresentado em uma revisão futura quando o projeto estiver definido. Se o projeto, internamente, for definido e necessitar ser implementado antes da aprovação do PD, o mesmo poderá ser submetido à ANP através do procedimento de antecipação de atividade (DAIA). Portanto, os termos propostos para o artigo 7º não engessam os interessados e propõem o desenvolvimento a ser submetido. Foram acatadas algumas sugestões de simplificação dos procedimentos propostos. Para manter clareza deste artigo, se faz necessária a inclusão de quatro novas definições no Artigo 1º, contemplando termos não definidos na Lei nº 11.909/2009 e no Decreto nº 7.382/2010, sendo elas: Dutos de Escoamento da Produção, Dutos de Transferência da Produção, Integrantes de Área sob Contrato e Não Integrantes de Área sob Contrato. Objetivou-se, com esta inclusão, evidenciar os limites de aplicação dos procedimentos descritos no Artigo 7º, restritos aos detentores de Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. | Art. 7º. A construção e operação de dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural, dentre outros fluídos, 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.<br>§ 1º. Previamente ao início de construção de dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural, dentre outros fluídos, deverá ser entregue, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias, a documentação técnica relacionada abaixo:<br>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 de dutos, ainda, instalação e Campo de origem e destino, condições operacionais (tais como temperatura, pressão e vazão) mínimas, máximas, normais e de projeto, normas técnicas brasileiras, estrangeiras e/ou internacionais relevantes para a elaboração e construção e operação dos dutos.<br>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;<br>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;<br>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.<br>V - Cronograma de atividades 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.<br>§ 2º. A permissão para o início de construção de dutos de escoamento ou transferência de petróleo e gás natural, dentre outros fluídos, fica condicionada à aprovação da documentação técnica relacionada abaixo:<br>I - Cópia autorizada da Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente.<br>II - Atestado de Comissionamento de 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.<br>§ 4º. A documentação técnica mencionada neste artigo deverá ser individualizada para cada dito, em forma de anexo que será integrado ao Plano de Desenvolvimento existente.<br>§ 5º. A ANP poderá solicitar a interseção de outros e informações adicionais.<br>§ 6º. O constante da Área de Desenvolvimento ou Área do Campo deverá atender às normas de segurança para a operação, inspeção e manutenção de dutos para movimentação de petróleo e gás natural.<br>§ 7º. 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.<br>§ 8º. 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 § 2º 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.<br>§ 9º. As obrigações estabelecidas neste artigo não se aplicam ao Sistema de Coleta da Produção. |
| 65 | IBP | Art. 8º caput e alíneas c e k | Art. 8º. A previsão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir deve ser comunicado à ANP, a qual poderá determinar revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento que em nada deles se alterarem, e estas revisões deverão ser submetidas à aprovação da ANP:<br>a) Alteração da área do Campo;<br>b) Alteração no arranjo dos poços;<br>c) Variação no fator de recuperação final estimado;<br>d) Variação da estimativa do volume in situ de Petróleo ou Gás Natural;<br>e) Alteração no número de poços produtores e injetores;<br>f) Mudança do método de recuperação secundária;<br>g) Inclusão de métodos de recuperação melhorada;<br>h) Alteração de tipo ou de arranjo das Unidades de Produção Marítimas;<br>i) Alteração dos Sistemas de Coletas e Escoamento da Produção;<br>j) Aumento ou redução da quantidade de Unidades de Produção Marítimas ou Terrestres;<br>k) Redução ou aumento do custo do Desenvolvimento;<br>l) Prorrogação do prazo contratual. | Art. 8º Aprovisão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir já comunicado à ANP por meio de processos formais disponíveis na regulamentação em vigor poderá determinar revisões e/ou revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento que em nada deles se alterarem, e estas revisões deverão ser submetidas à aprovação da ANP.<br>a) Variação no fator de recuperação final estimado acima de 25% (vinte e cinco por cento);<br>b) Variação da estimativa de volume in-situ de Petróleo ou Gás Natural acima de 25% (vinte e cinco por cento);<br>b) Redução ou aumento do custo do Desenvolvimento acima de 25% (vinte e cinco por cento); | Os incisos a e b são de difícil entendimento e/ou de difícil aferição. Por exemplo, o RESCUE que é amplamente utilizado pela indústria internacional para simulação de dados de produção, geofísicos, geológicos etc. É importante que o simulador utilizado pela ANP seja capaz de receber os dados gerados pelos principais sistemas, de modo a permitir que as empresas continuem utilizando seus modelos. Há um formato padrão (código genérico) que a maioria dos simuladores podem gerar. Sugerimos então que este código seja tomado para leitura da ANP.<br>Caso a ANP opte por um simulador específico que não seja comprável, exigirá das empresas um escopo de trabalho grande, fora tempo de treinamento e sincronização de dados pré-existentes, além de custo de software para acomodar tal mudança. Some-se a isto o fato de que algumas software de simulação website restrições técnicas que não permitem o compartilhamento, ou seja, impossível de traduzir em código de computador equivalente utilizado pelo simulador da ANP.<br>Os incisos a e b são de difícil entendimento e/ou de difícil aferição. Por exemplo, o RESCUE que é amplamente utilizado pela indústria internacional para simulação de dados de produção, geofísicos, geológicos etc. É importante que o simulador utilizado pela ANP seja capaz de receber os dados gerados pelos principais sistemas, de modo a permitir que as empresas continuem utilizando seus modelos. Há um formato padrão (código genérico) que a maioria dos simuladores podem gerar. Sugerimos então que este código seja tomado para leitura da ANP.<br>Caso a ANP opte por um simulador específico que não seja comprável, exigirá das empresas um escopo de trabalho grande, fora tempo de treinamento e sincronização de dados pré-existentes, além de custo de software para acomodar tal mudança. Some-se a isto o fato de que algumas software de simulação website restrições técnicas que não permitem o compartilhamento, ou seja, impossível de traduzir em código de computador equivalente utilizado pelo simulador da ANP. | Alteração | Aceita parcialmente | Os fatos que podem gerar a revisão do PD nem sempre estão explícitas e detalhadas nos instrumentos de monitoramento (por exemplo, PAP/PAT). Neste sentido, a alteração do texto se necessária. Porém, a redação será revista para explicitar melhor quais será necessária o encaminhamento. Os dados encaminhados por meio do BAR não precisam ser reportados. Foi incluído um percentual mínimo para alteração dos custos de desenvolvimento. | Art. 8º. Com exceção dos itens "c" e "d", a previsão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir deve ser comunicado à ANP, a qual poderá determinar revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento que em nada deles se alterarem, e estas revisões as quais deverão ser submetidas à aprovação da ANP:<br>a) Alteração da área do Campo;<br>b) Alteração no arranjo dos poços;<br>c) Variação no fator de recuperação final estimado;<br>d) Variação da estimativa do volume in situ de Petróleo ou Gás Natural;<br>e) Alteração no número de poços produtores e injetores;<br>f) Mudança do método de recuperação secundária;<br>g) Inclusão de métodos de recuperação melhorada;<br>h) Alteração de tipo ou de arranjo das Unidades de Produção Marítimas;<br>i) Alteração dos Sistemas de Coletas e Escoamento da Produção;<br>j) Aumento ou redução da quantidade de Unidades de Produção Marítimas ou Terrestres;<br>k) Redução ou aumento acima de 20% do custo do Desenvolvimento;<br>l) Prorrogação do prazo contratual. |
| 66 | Shell | Art. 8º caput e alíneas c, d e k | Art. 8º. A previsão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir deve ser comunicado à ANP, a qual poderá determinar revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento que em nada deles se alterarem, e estas revisões deverão ser submetidas à aprovação da ANP:<br>a) Alteração da área do Campo;<br>b) Alteração no arranjo dos poços;<br>c) Variação no fator de recuperação final estimado;<br>d) Variação da estimativa do volume in situ de Petróleo ou Gás Natural;<br>e) Alteração no número de poços produtores e injetores;<br>f) Mudança do método de recuperação secundária;<br>g) Inclusão de métodos de recuperação melhorada;<br>h) Alteração de tipo ou de arranjo das Unidades de Produção Marítimas;<br>i) Alteração dos Sistemas de Coletas e Escoamento da Produção;<br>j) Aumento ou redução da quantidade de Unidades de Produção Marítimas ou Terrestres;<br>k) Redução ou aumento do custo do Desenvolvimento acima de 10% (dez por cento);<br>l) Prorrogação do prazo contratual. | Art. 8º Aprovisão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir já comunicado à ANP por meio de processos formais disponíveis na regulamentação em vigor poderá determinar revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento que em nada deles se alterarem, e estas revisões deverão ser submetidas à aprovação da ANP.<br>a) Variação no fator de recuperação final estimado acima de 25% (vinte e cinco por cento);<br>b) Variação da estimativa de volume in-situ de Petróleo ou Gás Natural acima de 25% (vinte e cinco por cento);<br>b) Redução ou aumento do custo do Desenvolvimento acima de 25% (vinte e cinco por cento); | No tocante às alíneas "c", "d" e "k", entende-se que uma revisão do Plano de Desenvolvimento seria necessária somente quando houver uma alteração significativa, a Shell entende que a definição de 25% seria um percentual de valor material suficiente para demandar uma revisão do PD, o que evitaria a comunicação de variações não significativas. Na redação anterior (Portaria nº 90/2000), era determinada a variação superior a 10%.<br>Contudo, na prática, tem-se visto que alterações de 10% são bastante usuais e, caso haja a necessidade de revisão constantemente, causaria um esforço desnecessário, podendo acarretar em retrabalho, visto que a ANP já dispõe das ferramentas que capturam tais variações, através dos documentos como PAP, PAT, BAR, BMP etc. | Alteração | Aceita parcialmente | | Art. 8º. Com exceção dos itens "c" e "d", a previsão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir deve ser comunicado à ANP, a qual poderá determinar revisões detalhadas dos tópicos do Plano de Desenvolvimento que em nada deles se alterarem, e estas revisões as quais deverão ser submetidas à aprovação da ANP:<br>a) Alteração da área do Campo;<br>b) Alteração no arranjo dos poços;<br>c) Variação no fator de recuperação final estimado;<br>d) Variação da estimativa do volume in situ de Petróleo ou Gás Natural;<br>e) Alteração no número de poços produtores e injetores;<br>f) Mudança do método de recuperação secundária;<br>g) Inclusão de métodos de recuperação melhorada;<br>h) Alteração de tipo ou de arranjo das Unidades de Produção Marítimas;<br>i) Alteração dos Sistemas de Coletas e Escoamento da Produção;<br>j) Aumento ou redução da quantidade de Unidades de Produção Marítimas ou Terrestres;<br>k) Redução ou aumento acima de 20% do custo do Desenvolvimento;<br>l) Prorrogação do prazo contratual. |
| 67 | Petrobras (26/09/2014 Audiência Rio de Janeiro) | Art. 8º caput | A previsão ou ocorrência de qualquer dos fatos listados a seguir, já comunicado à ANP por meio de processos formais disponíveis na regulamentação em vigor, poderá determinar revisões detalhadas do Plano de Desenvolvimento, caso à ANP julgue necessário. | A alteração de alguns itens será muito vasta (ex.: Redução ou aumento do custo do Desenvolvimento) e poderá levar a uma demanda excessiva de revisões. Seria importante estabelecer critérios quantitativos para as variações.<br>Os eventos que podem vir a determinar a revisão do Plano de Desenvolvimento já são comunicados à ANP por diversos instrumentos formais, por exemplo, O PAT/PAP e o BAR. | Alteração | | | |
| 68 | Petrobras | Art. 8º, § 1 | § 1º. Qualquer outra alteração no Plano de Desenvolvimento já aprovado, motivada por outros diferentes das listadas no caput deste artigo e que ocasionem variações na concepção ou nos valores físicos e financeiros do projeto implicam a notificação prévia à ANP, acompanhada das respectivas justificativas técnicas. | § 1º. ~~Qualquer outra alteração no Plano de Desenvolvimento já aprovado, motivada por outros diferentes das listadas no caput deste artigo e que ocasionem variações na concepção ou nos valores físicos e financeiros do projeto implicam a notificação prévia à ANP, acompanhada das respectivas justificativas técnicas.~~ | As ocorrências listadas no caput abrangem todas as alterações que podem acarretar revisões do Plano de Desenvolvimento e estas já são informadas por meio de processos formais disponíveis na legislação em vigor. | Exclusão | Não aceita | O parágrafo é para indicar a necessidade de comunicação de alterações de motivação não prevista, portanto que não contem de nenhum outro documento. | |
| 69 | ABENAV | Art. 10 | Art. 10. Uma vez aprovado o Plano de Desenvolvimento, a ANP disponibilizará em sua página da Internet um roteiro da concepção do sistema de Produção a ser implantado no Campo incluindo as seguintes informações:<br>a) Reunião de Diretoria Colegiada que aprovou o Plano de Desenvolvimento;<br>b) identificação do Contratado e do respectivo Contrato;<br>c) Área do Campo e Bloco onde o Plano de Desenvolvimento, no Bloco, na bacia sedimentar, Município e Estado, indicando a lâmina d'água média, quando se tratar de Campo localizado no mar;<br>d) descrição resumida do projeto da Área do Campo e das características dos Reservatórios;<br>e) número de poços produtores e injetores;<br>f) volume in situ nos Reservatórios;<br>g) características principais das Unidades de Produção;<br>h) descrição do Sistema de Escoamento da Produção;<br>i) previsão de início e término da Produção;<br>j) previsão da data do pico da Produção e respectivo valor (em bbl/d de óleo e Mm3/d de Gás Natural);<br>k) curva de produção realizada do Campo;<br>l) Realizado e volume estocado de Gás Natural, quando prevista a implantação de ESGN. | Inserção de alínea "m", com o seguinte texto:<br>m) Informações sobre o conteúdo local a ser aplicado de forma a auxiliar a Indústria Nacional em seu planejamento. | Necessária transparência admitida pela Lei de Acesso a Informação, se torna relevante para o planejamento estratégico da Indústria Nacional que seja divulgado de forma ampla e fácil o Plano de Desenvolvimento, especificando como potencial campo e conteúdo local previsto no contrato conocedo ou parte. | Inclusão | Não aceita | Este tema será tratado em regulamentação específica. | |
| 70 | IBP | | | Inclusão da alínea J | Sugere-se a exclusão da alínea j. No momento da submissão do PD, o contratado apresenta à Agência sua melhor estimativa de curva de produção com a previsão de volume de óleo e a data de sua realização, no entanto, não há como assegurar que tal será alcançada na forma e no tempo previsto. Sendo assim, a disponibilização de tal informação sensível parece grande publico pode acarretar consequências as quais seria prudente evitar. Durante o desenvolvimento do Campo, a obrigação do contratado manter a ANP atualizada de seu dia-a-dia operacional, seja por meio dos relatórios mandatórios ou por meio de notificações que comunicarem, por exemplo, a ocorrência de eventuais problemas operacionais que tenham como consequência uma parada não programada da produção que possam atrasar o alcance do platoon. A ainda não tem acesso ao mesmo nível de detalhes do dia-a-dia operacional. Um atraso no alcance do pico da produção, ou mesmo o não conseguir alcançá-lo da forma originalmente visualizada, pode causar frustração a uma vileiras, estrangeiras e/ou internacionais relevantes para a elaboração e construção de projetos, além de dados técnicos básicos pertinentes a cada tipo de instalação;<br>II - Planta de traçado do duto, indicando a localização das suas principais instalações auxiliares (e. | Exclusão parcial | Aceita | | |
| 71 | IBP | Art. 11 | Art. 11. O não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução ou no Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP implicará a aplicação das penalidades previstas na Resolução vigente. | Art. 11 O não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução ou no Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP implicará a aplicação das penalidades previstas na Resolução vigente. | Sugere-se a alteração uma vez que as regras de extinção estão previstas nos Contratos. | Alteração | Não aceita | As consequências pelo descumprimento da Resolução devem estar bem explícitas. | |
| 72 | Petrobras | | Proposta de inclusão de Artigo | Os Planos de Desenvolvimento já aprovados, os pendentes de aprovação da ANP e aqueles em período de elaboração deverão ser analisados à luz da Portaria ANP nº 90, de 31 de maio de 2000. | Entende-se necessário o estabelecimento de regras de transição para conferir segurança jurídica aos Planos de Desenvolvimento já aprovados, os pendentes de aprovação e os que estão em elaboração pelo Concessionário. Entende-se por PD: em elaboração toda a concessão que já apresenta sua declaração de comercialidade e ainda não encaminhou um PD ao regulador. Se que se referir aos Planos de Desenvolvimento já aprovados, consideramos tratar-se de ato jurídico perfeito, sendo, portanto, regido pela lei à época de sua aprovação (Portar 90/2000), conferindo a segurança jurídica que se expressa nas relações entre concessionário e Agência Reguladora. | Inclusão | Aceita parcialmente | O artigo foi incluído com redação melhorada. | Art. 14. A critério da ANP, os Planos de Desenvolvimento já aprovados e pendentes de aprovação poderão ser reapresentados conforme a presente Resolução e, neste caso, o Contratado dispõe de 180 dias para o encaminhamento do referido documento. Os Planos de Desenvolvimento em elaboração para apresentação em até 180 dias a contar da publicação desta Resolução, poderão ser apresentados conforme a Portaria ANP nº 90, de 31 de maio de 2000. |
| 73 | OGX | ANEXO I - I - OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO, alínea e | e) demonstrar que as alternativas adotadas para o Desenvolvimento, as atividades a serem realizadas para o exploração do Campo e as operações futuras de Produção ocorrerão de acordo com as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo | e) demonstrar que as atividades a serem realizadas para o exploração do Campo e as operações futuras de Produção ocorrerão de acordo com as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo | Não se trata de exploração do Campo. | Alteração parcial no texto | Não aceita | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 74 | IBP | ANEXO I<br>II - DISPOSIÇÕES GERAIS - 7º Parágrafo | I) 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 conter estudos de recuperação melhorada ao longo da Fase de Produção, com vistas ao aumento da recuperação dos Reservatórios de Petróleo e Gás Natural. | No momento da apresentação do Plano de Desenvolvimento, não há dados suficientes que possibilitem a avaliação de um compromisso relativo a implementação firme de um cronograma. | Alteração | Não aceita. | Os estudos de recuperação melhorada podem ser previstos desde o início, conforme características dos reservatórios e as tecnologias atualmente disponíveis e em uso. A intenção é fomentar o aumento da recuperação, por meio da avaliação contínua de projetos complementares. O conceito abrange não somente a recuperação secundária. Entretanto, cumpre observar que a previsão desde o início de uma possível implementação de recuperação melhorada, poderá viabilizar tal atividade. Pode-se citar por exemplo, a injeção de polímeros que atualmente possui uma série de desafios na gestão deste fluido nas facilidades de produção, que são foram projetadas para gás. A ANP realizará caso a caso. | |
| 75 | IBP | ANEXO I<br>II - DISPOSIÇÕES GERAIS - 2º Parágrafo | O Plano de Desenvolvimento deverá prever flexibilidades quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras para poços deve ser considerada no projeto de instalações marítimas. | O Plano de Desenvolvimento deverá prever flexibilidades quanto a futuras modificações e ampliações. A possibilidade de interligação de poços adicionais deve ser considerada no projeto de instalações marítimas. | Nem sempre é necessário que o projeto contemple "slots" reservas nas UEP's, mas é possível, também através de "manifolds" e ANMs em "piggy-back", interligar poços complementares, se necessário. | Alteração | Aceita parcialmente | Foi reformulada a redação. | 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. |
| 76 | OGX | | | O Plano de Desenvolvimento deverá ~~prever~~ flexibilidades quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras para poços deve ser ~~prevista~~ no projeto de instalações marítimas. | | Alteração parcial no texto | Não aceita | A possibilidade é mandatória para um aproveitamento eficiente do recurso existente. | |
| 77 | IBP | ANEXO I<br>II - DISPOSIÇÕES GERAIS - 3º Parágrafo | O Plano de Desenvolvimento deverá prever redundância para sistemas críticos, em especial para os sistemas de compressão. | | Solicita-se esclarecimento à ANP de quais seriam os sistemas críticos que necessitam de redundância. | Esclarecimento | Aceita. | Redação foi melhorada. | O Plano de Desenvolvimento deverá prever redundância para de sistemas críticos para continuidade operacional, em especial para os sistemas de compressão. |
| 78 | OGX | | | O Plano de Desenvolvimento deverá ~~prever a possibilidade de~~ red

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 81 | Petrobras | ANEXO I - III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES<br>Tabela | **Análise Econômica**<br>**Horizonte do projeto**<br>**Taxa de cálculo empresarial**<br>**Taxa de desconto**<br>**Investimentos previstos**<br>**VPL**<br>**Custo previsto de abandono** | Análise Econômica:<br>Horizonte do projeto;<br>~~Taxa de cálculo empresarial;~~<br>~~Taxa de desconto;~~<br>Investimentos previstos;<br>~~VPL;~~<br>Custo previsto do abandono | Disposição de informações confidenciais do consorcionário.<br>Sugere-se a apresentação das informações em conformidade com as argumentações propostas para o Capítulo 21. | Exclusão Parcial | Não aceita | As informações já são exigidas atualmente pelo regulamento em vigor. Para subsidiar a análise pela ANP dos projetos propostos nenhuma informação pode ser sonegada. As consideradas confidenciais terão o devido tratamento pela ANP. | |
| 82 | BIP | ANEXO I - III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES<br>Tabela | **Capacidade/Gás de base/Gás útil**<br>**Capacidade/Gás de base/Gás útil** | Capacidade/Gás de base/Gás útil | Duplicidade do termo. | Alteração | Aceita | | |
| 83 | Petrobras | ANEXO I - 1.2, alínea a) | a) 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) 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; | As reservas devem continuar a ser informadas por campo e não por projeto, conforme Plano de Desenvolvimento atual, uma vez que, existem projetos cujo objetivo é a drenagem de reservatórios comuns, portanto o aumento do fator de recuperação e, consequentemente das reservas, é do campo como um todo. | Exclusão Parcial | Não aceita | O novo Regulamento de Reservas já adota a estimativa de reservas por projeto, conforme determina o PRMS. Atualmente, isto já é formulado no âmbito da análise dos PDs, sem qualquer dificuldade. | |
| 84 | OGX | | a) 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; | | | Alteração parcial no texto | Não aceita | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 85 | BIP | ANEXO I - 1.2, alínea b) | b) 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; | b) 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; | Considerando a sensibilidade do tema, que não está diretamente relacionada à elaboração do Plano de Desenvolvimento, sugere-se que o mesmo seja definido pelo órgão competente. | Exclusão Parcial | Não aceita | No âmbito da apresentação da informação, basta citar que trata-se de informação preliminar e de competência do IBGE. | |
| 86 | Petrobras | | | | Considerando que esta informação não está diretamente relacionada à elaboração do Plano de Desenvolvimento, sugere-se que a mesma seja definida pelo órgão competente. | | Não aceita | | |
| 87 | OGX | ANEXO I - 1.2, alínea d | d) as características principais dos Reservatórios produtores tais como: cronoestratigrafia, ambiente deposicional, características petrofísicas, etc.; | d) as características principais dos Reservatórios produtores tais como: Estratigrafia (unidades estratigráficas), cronoestratigrafia, mapa de produção, ambiente e sistema deposicional, características petrofísicas, etc.; | | Alteração parcial no texto | Aceita parcialmente com melhoria da redação. | d) as características principais dos Reservatórios produtores tais como: estratigrafia, cronoestratigrafia, ambiente e sistema deposicional, características petrofísicas, etc.; | |
| 88 | Petrobras | ANEXO I - 1.2.3, alínea e) | e) descrição sucinta dos dutos, equipamentos e instalações associados à ESGN que serão construídos. | e) descrição sucinta dos dutos, equipamentos e instalações associados à ESGN que serão construídos. | Esclarecimento e sugestão. Como a ANP solicita a descrição dos dutos associados à ESGN que serão construídos, entendemos que a interconexão ao duto de transporte também faz parte das instalações da Estocagem subterrânea de gás natural até que haja interconexão com a primeira instalação de transporte ou de transferência de custódia, uma vez que até esse ponto, sua função primordial é de proporcionar o ensio ou recebimento de gás natural entre a Estocagem e a malha de transporte. Caso não seja esse o entendimento da ANP, o item (e) não teria muito sentido de existir para os casos com interconexão ao transporte, uma vez que o Processo estaria todo vinculado do Planejamento da Expansão da Malha de Transporte, sob a gerência do MME. Na opinião da Petrobras, enquanto agente interessado em investir nova atividade econômica, a possibilidade da ANP autorizar a construção dos referidos dutos redutores ou tronco associados a este tipo de projeto, a medida que garantiria ao empreendedor o controle dos prazos e custos para a construção de referido duto, bem como manteria com o mesmo a gestão de movimentação de seu gás estocado. | Não aceita. | Os dutos que serão analisados e autorizados no âmbito do Plano de Desenvolvimento são os que compõe o projeto da ESGN. Se estes dutos estiverem interligados a um duto de transporte, a conexão com este será o limite do projeto. | |
| 89 | Petrobras | ANEXO I, Item 2.1 | 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. | Descrever sucintamente as alternativas de Desenvolvimento avaliadas e ~~justificar detalhadamente~~ apresentar os fatores principais que definiram as razões para a escolha do projeto de Desenvolvimento ~~proposto em comparação com as demais alternativas estudadas~~. | A alteração ora proposta busca trazer maior segurança ao Concessionário/Contratado, estando-se ausentual ingerência por parte da Agência Reguladora, uma vez que a elaboração do Plano de Desenvolvimento é obrigação assumida pelo Contratado, na qualidade de executor da atividade econômica, sendo certo que não cabe à Administração deliberar na etapa de elaboração deste documento. Sua atuação frente ao Plano de Desenvolvimento se dá de forma a assegurar, apenas, o alcance de sua finalidade, qual seja, a conformidade técnica em prol do interesse da coletividade, cujo objetivo consiste à otimização da produção, em conformidade com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e de acordo com bons princípios econômicos.<br>Dessa forma, não seria razoável a previsão de intervenção dessa Agência durante o processo de concepção do Plano de Desenvolvimento, cabendo a esta analisar as soluções técnicas oriundas.<br>Além disso, a concepção de desenvolvimento é feita em momento anterior à Declaração de Comercialidade, quando cada empresa, discretcionariamente, analisa opções para o desenvolvimento de seu ativo, optando pela que melhor se enquadrar no caso em questão; dito isto, haveria alguma ingerência por parte da ANP que acarrete em alteração significativa na opção previamente deliberada, a consequência pode ser até mesmo inviabilizar o projeto em si.<br>A redação original pode acarretar em ingerência dessa Agência Reguladora nas atividades destinadas exclusivamente aos Contratados. Nesse contexto, faz-se necessário destacar que a Lei do Petróleo (Lei 9478/97) estabelece o papel da Agente Regulador, cujas funções são regular, contratar e fiscalizar as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, determinações essas fundadas no artigo 170 da Constituição Federal. | Alteração | Não aceita | É dever da ANP fazer cumprir as melhores práticas. A escolha incorreta de uma concepção de desenvolvimento fere as melhores práticas. Portanto, é fundamental que a ANP conheça as razões que motivaram a escolha do projeto de desenvolvimento. A estratégia de avaliação está de acordo com as melhores regulações internacionais. | |
| 90 | Shell | | 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. | 2.1 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. | A justificativa das alternativas deve ser comportável com a descrição e, portanto sucinta. | Exclusão Parcial | | | |
| 91 | OGX | | 2.1 Descrever sucintamente as principais alternativas de Desenvolvimento avaliadas, justificando as razões para a escolha do projeto de Desenvolvimento proposto, em comparação com as demais alternativas estudadas. | | | Alteração parcial no texto | | | |
| 92 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | | Retirar a exigência ou<br>Nos casos de desenvolvimento inicial, descrever brevemente as alternativas de desenvolvimento estudadas e razões da escolha da que constituiu o Plano de Desenvolvimento | | A maioria dos campos enquadrados nessa categoria terão um histórico de produção muito longo. Não faz sentido descrever alternativas estudadas de projetos que tiveram início a muitos anos atrás em campos que já se encontram em avançado estágio de exploração. | Alteração | | | |
| 93 | Petrobras | ANEXO I - 5.3 a) e b) | a) mapas estruturais para cada um dos Reservatórios que serão explorados;<br>b) mapa estrutural da Área de Desenvolvimento contendo 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); | ~~a) mapas estruturais para cada um dos Reservatórios que serão explorados;~~<br>~~b) mapa estrutural da Área de Desenvolvimento contendo 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);~~ | Redundantes com o item 6.5b. | Exclusão | Aceita parcialmente. | Será retirada a alínea 'a' e mantida a 'b', que trata do conjunto. | |
| 94 | Petrobras | ANEXO I - 6.5 c) | c) Mapas volumétricos (isópacas, expessura porosa e expessura porosa com hidrocarbonetos), especificando o método de distribuição geoestatística das propriedades do Reservatório; | Mapas volumétricos (isópacas, expessura porosa e expessura porosa com hidrocarbonetos), enumerando eventuais modificações introduzidas na sua definição; | Os mapas mais relevantes ao cálculo dos volumes originais seriam os seguintes: expessuras porosas com hidrocarbonetos (óleo ou gás). | Exclusão Parcial | Não aceita. | Os mapas de isópacas e expessura porosa permitem uma análise crítica dos resultados do mapa de expessura porosa com hidrocarbonetos. | |
| 95 | Petrobras | ANEXO I - 6.14 | 6.14 Descrever a metodologia de cálculo e quantificar os volumes in situ e os volumes recuperáveis de Petróleo e Gás Natural, referidos a cada caso do modelo geológico (P10, P50 e P90); | Descrever a metodologia de cálculo e quantificar os volumes in situ e os volumes recuperáveis de Petróleo e Gás Natural, referidos a cada caso do modelo geológico (P10, P50 e P90); | O Volume recuperável e suas respectivas incertezas são obtidos através da simulação de fluxo, contemplados no item 7 (Engenharia de reservatórios) | Exclusão Parcial | Aceita. | | 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). |
| 96 | Petrobras | ANEXO I - 7.5 | 7.5 Apresentar uma análise de sensibilidade indicando as vazões máximas de Produção admissíveis por poço para evitar cone de água, influxo de gás livre e, consequentemente, decréscimo da recuperação final do Reservatório. | Apresentar uma análise de sensibilidade indicando as vazões máximas de Produção admissíveis por poço para evitar cone de água, influxo de gás livre e, consequentemente, decréscimo da recuperação final do Reservatório ou incluir no efeito da vazão de produção em relação ao risco de antecipar cones de água ou gás. | O Formulo, quando de fato necessário, deveria ser feito apenas para poço típico e não poço a poço (as condições em geral variam pouco). A sensibilidade de simuladores de reservatório para captar o efeito de cone de água ou gás é um geral limitada. | Exclusão Parcial | Aceita. | | |
| 97 | OGX | | 7.5 Informar as vazões máximas de Produção admissíveis por poço para evitar cone de água, influxo de gás livre e, consequentemente, decréscimo da recuperação final do Reservatório. | | | Alteração parcial no texto | Aceita parcialmente. | | 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. |
| 98 | OGX | ANEXO I - 7.5.1 | 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. | 7.5.1 Para os casos com previsão de um aumento abrupto da vazão de água ou de gás, descrever porque tal prática não impactará a recuperação final do Reservatório. | | Alteração parcial no texto | Não aceita. | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 99 | OGX | ANEXO I - 7.6 | 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 Apresentar informações sobre estudos de Reservatório realizados. | | Alteração parcial no texto | Não aceita. | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 100 | OGX | ANEXO I - 7.6.3, alínea i | i) as incertezas nos dados de entrada descrevendo como estas afetam a recuperação estimada do Reservatório. | ~~i) as incertezas nos dados de entrada, descrevendo como estas afetam a recuperação estimada do Reservatório;~~ | | Exclusão | Não aceita. | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 101 | Petrobras | ANEXO I - 7.6.4 | 7.6.4 Se for empregada simulação composicional, acrescentar informações sobre os componentes e os parâmetros críticos do escoamento considerados. | Se for empregada simulação composicional, acrescentar informações sobre os componentes e os parâmetros críticos de sua representação na equação de estado; | Sugestão de melhoria da descrição do item definindo mais objetivamente os parâmetros críticos. | Exclusão Parcial | Não aceita. | A justificativa do Operador não foi compromedida. | |
| 102 | Petrobras | ANEXO I - 7.8 | 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 Apresentar os estudos para implantação de projetos futuros de Desenvolvimento Complementar, descrevendo seus objetivos e como contribuirão para incorporação de reservas. | A incorporação de reservas é uma consequência da realização das atividades comprometidas pelos contratados por meio do Plano de Desenvolvimento. Desse modo, não se deve falar em meta para a incorporação de reservas, mas sim dos esforços realizados para a consecução desse fim. Essa alteração está em linha com a proposta do parágrafo 7º acima do art. 5º da Resolução. | Alteração Parcial | Não aceita. | Este item visa atender futuros compromissos de incorporação de reservas que venham a ser firmados; confirma determinação governamental. | |
| 103 | OGX | | 7.8 Descrever os estudos para implantação de projetos futuros de Desenvolvimento Complementar, descrevendo seus objetivos e como contribuirão para alcance da meta de incorporação de reservas. | | | Alteração parcial no texto | Não aceita. | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 104 | Petrobras | ANEXO I - 7.8.1 | 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. | 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. | O Plano de Desenvolvimento de Campos com Grande Produção ainda sem histórico de exploração está no estágio inicial e não cabe neste momento apresentar tal demanda (estudos de recuperação melhorada ao longo da fase de produção). | Exclusão | Não aceita. | Os estudos de recuperação melhorada podem ser previstos desde o início, conforme características dos reservatórios e as tecnologias atualmente disponíveis e estimado. A interação é fomentar o aumento de recuperação, por meio da avaliação contínua de projetos complementares. O conceito abrange não somente a recuperação secundária. Entretanto, campos observam que a previsão desde o início de uma posterior implementação de recuperação melhorada, poderá viabilizar tal atividade. Problemas, por exemplo, a injeção de polímeros que atualmente possui uma série de desafios na gerência deste fluido nas facilidades de produção, que não foram projetadas para tal. A ANP avaliará caso a caso. | |
| 105 | Petrobras | ANEXO I - 8 | 8. Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) | ESGN - Estocagem subterrânea de Gás Natural em reservatórios depletados, (escotando-se para fim de recuperação de petróleo) | Il comentado no artigo 1º, item da revisão(ção).<br>Importante explicitar a diferença entre a injeção de gás para fim de estocagem e para fim de recuperação de petróleo. | Inclusão | Não aceita. | Resto claro que não se trata de injeção de gás para fim de recuperação secundária. Aceita sugestão na definição de ESGN. | |
| 106 | BIP | ANEXO I - 8.1 alínea a) | a) estimativas dos volumes remanescentes in situ e através de incertezas associadas e o procedimento usado para essa estimativa; | a) estimativas dos volumes remanescentes in situ e o procedimento usado para essa estimativa; | Em linha com as demais alterações já realizadas. | Exclusão Parcial | Não aceita | Não uma incertezas associada que deverá ser apresentada. | |
| 107 | BIP | ANEXO I - 8.1 alínea i) | i) limitações e incertezas de qualquer natureza (geológicas, locacionais, mercadológicas, tecnológicas, etc.) que poderão afetar a eficácia ou a viabilidade econômica do processo de estocagem. | i) limitações e incertezas de qualquer natureza (geológicas, locacionais, mercadológicas, tecnológicas, etc.) que poderão afetar a eficácia. | Em linha com as demais alterações já realizadas. | Exclusão Parcial | Não aceita | A ANP precisa de seus dados para análise do projeto. | |
| 108 | SEDGAS (26/09/2014 - Audiência Rio de Janeiro) | ANEXO I-I al. II - 8.1.2 e Anexo III - 5.1.2, alíneas l) e m) | Descrever o processo de estocagem a ser instalado fornecendo:<br>n) o investimento previsto;<br>m) o fluxograma simplificado do processo;<br>l) o dimensionamento;<br>k) a localização e a situação dos poços existentes a serem usados na ESGN;<br>j) os poços adicionais a serem perfurados, os poços a serem convertidos e seus objetivos, incluindo os poços de monitoramento;<br>i) a descrição da completação dos poços destinados ao processo;<br>g) a capacidade de estocagem, especificado os Volumes de Gás de Base e de Gás Útil;<br>h) a previsão máxima de estocagem e o procedimento para sua determinação;<br>f) as vazões máximas de injeção e de retirada de Gás Natural;<br>e) o projeto de monitoramento do Reservatório e dos aquíferos, do próprio Reservatório e do aquífero superior;<br>d) o sistema de medição específico para ESGN;<br>b) o projeto básico de processamento de fluidos da ESGN;<br>m) o projeto dos dutos que farão a movimentação dos fluidos na ESGN. | Descrever o processo de estocagem a ser instalado fornecendo:<br>n) o investimento previsto;<br>m) o fluxograma simplificado do processo;<br>l) o dimensionamento;<br>k) a localização e a situação dos poços existentes a serem usados na ESGN;<br>j) os poços adicionais a serem perfurados, os poços a serem convertidos e seus objetivos, incluindo os poços de monitoramento;<br>i) a descrição da completação dos poços destinados ao processo;<br>g) a capacidade de estocagem, especificado os Volumes de Gás de Base e de Gás Útil;<br>h) a previsão máxima de estocagem e o procedimento para sua determinação;<br>f) as vazões máximas de injeção e de retirada de Gás Natural;<br>e) o projeto de monitoramento do Reservatório e dos aquíferos, do próprio Reservatório e do aquífero superior;<br>d) o sistema de medição específico para ESGN;<br>b) o projeto básico de processamento de fluidos da ESGN;<br>m) o projeto básico dos dutos que farão a movimentação dos fluidos na ESGN. | Projeto contemplado pelo Plano de Desenvolvimento deve ser de ordem básico, uma vez que o Plano de Desenvolvimento apresenta vício de longo prazo. | Alteração | Aceita. | | b) o projeto básico do processamento de fluidos da ESGN;<br>m) o projeto básico dos dutos que farão a movimentação dos fluidos na ESGN. |
| 109 | EPE | ANEXO I - 9 | 9. Reservas | Detalhar as sinergias entre categorias de recursos/reservas e diversas previsões de produção (P10, P50, P90; pessimista, esperada, otimista) | A correlação entre as categorias de Reserva e os três níveis de estimativas de previsão de produção (pessimista, esperada, otimista) deve ficar bem estabelecida, uma vez que as diferentes estimativas de produção podem ser geradas levando-se em consideração diferentes categorias de reservas. | Inclusão | Não aceita. | Não ficou clara a dúvida. Será agendada reunião com a EPE para esclarecimento, tendo em vista que a mesma pode ser capaz de gerar informações que serão fornecidas ao BAE. | |
| 110 | Petrobras | ANEXO I - 9.2 | 9.2 Descrever o método e os critérios empregados para estimativa de Recursos e Reservas, atribuindo a que caso do modelo de simulação estes volumes se referem. | Descrever o método e os critérios empregados para estimativa de Recursos e Reservas, atribuindo a que caso do modelo de simulação estes volumes se referem. | Os modelos geológicos e de fluxo resultam de conhecimento e estudos peculiares de cada companhia, além de se tratarem de produtos dinâmicos à luz das novas informações adquiridas considerando, contudo outro fluidos, entre outros. Muitos reservatórios são possuem modelos de simulação. No caso específico da estimativa de reservas, muitas vezes os critérios de classificação de reservas determinam que a curva oriundo do simulador de fluxo passe por ajustes, tais como excluir da contribuição de poços em áreas não perfuradas, eliminada do método de recuperação suplementar | Exclusão Parcial | Não aceita. | Está claro para a ANP que muitas vezes os critérios de classificação de reservas determinam que a curva oriunda do simulador de fluxo passa por ajustes. Entretanto, a informação de qual modelo se originou a curva é importante para a ANP. | |
| 111 | EPE | ANEXO I - 9.4.1 | 9.4.1 Informar separadamente os volumes de Gás Associado em solução, Gás Associado livre, Gás Não Associado. | Informar separadamente os volumes de Gás Associado em solução, Gás Associado livre e Gás Não Associado. | Não existe a categoria "Gás Associado livre | Correção | Não aceita | Trata-se dos reservatórios com capa de gás. | |
| 112 | Petrobras | ANEXO I - 9.4.2 | 9.4.2 Descrever os métodos usados para cálculo de volumes e descrever e quantificar as incertezas associadas. | Descrever os métodos usados para cálculo de volumes e descrever e quantificar as incertezas associadas. | A quantificação de incertezas, dada a sua própria natureza subjetiva e interpretativa é invariavelmente algo de difícil consenso e mensuração, deixa frestas sugerir-se manter apenas a descrição das incertezas associadas | Exclusão Parcial | Não aceita. | Trata-se de textos em phase desenvolvimento na indústria. | |
| 113 | Petrobras | ANEXO I - 9.6 | 9.6 Apresentar cronograma de implantação dos projetos que se referem às Reservas apropriadas. | 9.6 Apresentar cronograma de implantação dos projetos que se referem às Reservas apropriadas. | O cronograma de implantação dos projetos já é detalhadamente apresentado no Item 20 Cronogramas de atividades. Além disso, como já mencionado, as reservas devem continuar a ser informadas por campo e não por projeto, conforme Plano de Desenvolvimento atual, uma vez que, existem projetos cujo objetivo é a drenagem de reservatórios comuns, portanto o aumento do fator de recuperação e, consequentemente das reservas, é do campo como um todo. | Exclusão | Não aceita. | É vital que os volumes já categorizados como reservas tenham compromissos de cronograma de execução. | |
| 114 | EPE | ANEXO I - 10 | 10. Previsão de Produção e movimentação de fluidos | Detalhar as sinergias entre categorias de recursos/reservas e diversas previsões de produção (P10, P50, P90; pessimista, esperada, otimista) | A correlação entre as categorias de Reserva e os três níveis de estimativas de previsão de produção (pessimista, esperada, otimista) deve ficar bem estabelecida, uma vez que as diferentes estimativas de produção podem ser geradas levando-se em consideração diferentes categorias de reservas. | Inclusão | Não aceita. | Não ficou clara a dúvida. Será agendada reunião com a EPE para esclarecimento. | |
| 115 | | | Especificar as sinergias entre curvas de produção, tempo de duração do contrato e vida útil do campo | Para planos de energia (PDE e PNE) do MME é necessário considerar toda vida útil do campo | | Inclusão | Aceita | As curvas que engloham a vida útil já constam no capítulo. | |
| 116 | BIP | | 10.1 Apresentar as previsões de Produção e injeção de fluidos em todo o Campo, em nível único de estimativa (P10, P50 e P90), com as probabilidades associadas e de acordo com o detalhamento exigido | 10.1 - Na alteração foi manter a consistência com o disposto no artigo 6-11. | | Alteração | Aceita | | |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 117 | OGX | ANEXO I - 10.2 | 10.2 Apresentar as previsões de Produção e injeção de fluidos em todo o Campo, em três níveis de estimativa (pessimista, esperada e otimista), com as probabilidades associadas e de acordo com o detalhamento a seguir: | 10.2 Apresentar as previsões de Produção e injeção ~~totais~~ do Campo, em três níveis de estimativas (pessimista, ~~média~~ esperada e otimista), com as probabilidades associadas e de acordo com o detalhamento a seguir: | | Alteração parcial no texto | Não aceita. | 10.2 Apresentar as previsões de Produção e injeção de fluidos em todo o Campo, em três níveis de estimativa (P10, P50 e P90), com as probabilidades associadas e de acordo com o detalhamento a seguir: |
| 118 | OGX | ANEXO I - 10.2.1 | 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 ao ~~período~~ Campo. | 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 ao ~~período~~ Campo. | | Alteração parcial no texto | Não aceita. | Alteração proposta não justificada. |
| 119 | BIP | ANEXO I - 10.2.2 | 10.2.2 Descrever a metodologia e os critérios usados para geração das curvas de Produção, atribuído aque caso de(s) modelo(s) de simulação estas curvas se referem. | 10.2.2 Descrever a metodologia e os critérios usados para geração das curvas de Produção. | Não há relação biunívoca entre as curvas de produção informadas e as saídas da simulação de fluxo. A saída da simulação pode ser ponderada por outro fator (não geológico) para se obter a curva de produção informada no PD. Os reservatórios cuja previsão de produção não se dá através de simulação de fluxo (declínio por exemplo) não poderão atender esse item. | Exclusão Parcial | Não aceita. | Requer-se que os PDs dos novos Campos de grande produção tenham modelo de simulação. Adicionalmente, na aplicação de qualquer fator de correção, este deve estar apresentado no PD. |
| 120 | Petrobras | ANEXO I - 10.3 alínea f) | f) Área de recuperação do Reservatório. | f) ~~Área de recuperação do Reservatório.~~ Estratégia mais adequada. | | Alteração | Aceita. | f) Área de recuperação do Reservatório. |
| 121 | Petrobras | ANEXO I - 11.2.2 | 11.2.2 Incluir uma tabela de dados de poços, contendo as seguintes informações para cada poço a ser perfurado, convertido ou submetido a alteração que vieram aos objetivos do Plano de Desenvolvimento: | 11.2.2 Incluir uma tabela com a quantidade de poços novos previstos no PD e sua finalidade: (perfuração de poço produtor, perfuração de poço injetor de água, conversão de poço produtor em injetor, completação em nova zona, etc.) | Como algum projetos ainda em fase de maturação/aprovação já são descritos no PD, essa exigência, com esse nível de detalhe por poço previsto, obrigará a revisões sucessivas o frequento no PD, e ainda que esses projetos fiquem excluídos e sendo critérios, até a fase de implantação. | Alteração | Não aceita. | Ao revisões podem ser discutidas no âmbito dos Programas Anuais de Trabalho (PAT). Deve ser apresentada uma sugestão de redação que envolva alguma indicação de flexibilização do projeto no reservatório. |
| 122 | BIP | ANEXO I - 11.2.8 | 11.2.8 Não cabe de perfuração de zonas críticas, apresentar os resultados dos estudos de geopressões. | 11.2.8 Não cabe de perfuração de zonas críticas, apresentar os resultados dos estudos de geopressões, quando aplicável. | 11.2.8 – Apresentação quando quando for cabível. | Alteração | Não aceita. | Redação clara, alteração desnecessária. |
| 123 | Petrobras | ANEXO I - 11.4 | 11.4 Justificar a escolha do método de elevação, comparando os volumes recuperáveis obtidos com cada método. | 11.4 Justificar a escolha do método de elevação ~~considerando os volumes recuperáveis~~. | A escolha da MEA não se baseia apenas nos volumes recuperáveis, mas em critérios técnicos e econômicos. | Exclusão Parcial | Não aceita. | Os volumes recuperáveis devem constar, assim como os demais numéricos técnicos e econômicos que sustentam a aplicação da MEA. |
| 124 | BIP | ANEXO I - 11.5.2 | 11.5.2 Descrever a metodologia de dimensionamento do sistema de elevação artificial. | 11.5.2 Descrever o sistema de elevação artificial. | 11.5.2 - A descrição de uma metodologia de dimensionamento só tornar esse item repetitivo em vários PD, gerando informações redundantes e desnecessárias. | Exclusão Parcial | Aceita parcialmente | A redação foi revista. Descrever o sistema de elevação artificial, bem como as premissas básicas de dimensionamento. |
| 125 | OGX | ANEXO - 12 Sistema de Coleta da Produção 12.1 | 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. | O sistema de elevação do poço não faz parte do sistema de coleta e sim do poço. | | Alteração no texto | Não aceita. | A elevação aqui descrita não refere-se à elevação do poço e sim, de equipamentos subsea. |
| 126 | Petrobras | ANEXO I - 13.1.1 | 13.1.1 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar uma avaliação de flexibilidade vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas e alterações nas curvas de Produção do Campo. | 13.1.1 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar ~~uma avaliação de~~ flexibilidade vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas e alterações nas curvas de Produção do Campo. | | Exclusão Parcial | Não aceita. | As incertezas relacionadas as curvas de produção devem ser incorporadas no estudo de dimensionamento das unidades de produção. A redação foi melhorada. 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 opções existentes no entorno da Unidade de Produção. |
| 127 | Petrobras | ANEXO I - 13.1.2 | 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. | 13.1.2 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar os princípios e critérios de escolha dos principais componentes e arranjos. | Para revisão de PD que não tenha implantação de novas unidades, e somente a manutenção das atuais, este item não faz muito sentido. | Exclusão | Não aceita. | Texto se do item 5. |
| 128 | Petrobras | ANEXO I - 13.1.3 | 13.1.3 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar os princípios e critérios de escolha dos principais componentes e arranjos, visando a maximização da eficiência energética e a redução das emissões. | 13.1.3 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar ~~detalhar~~ os princípios característicos do projeto de Desenvolvimento escolhido que visam a maximização da eficiência energética e a redução das emissões. | A maximização da eficiência energética pode não ser atendida com a maximização da redução das emissões. | Alteração | Não aceita. | Ambos os objetivos devem ser atendidos concomitantemente. Deve ser esclarecida, com exemplos, aspectos. |
| 129 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Monsoon) | ANEXO I a B - 13.1 | 13.1.1 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar uma avaliação de flexibilidade vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas e alterações nas curvas de Produção do Campo.<br>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.<br>13.1.3 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar detalhar os princípios característicos do projeto de Desenvolvimento escolhido que visam a maximização da eficiência energética e a redução das emissões. | 13.1.1 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar ~~uma avaliação de~~ flexibilidade vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas e alterações nas curvas de Produção do Campo.<br>13.1.2 - Excluído deste item.<br>13.1.3 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá detalhar as principais características do projeto de Desenvolvimento escolhido que visam a maximização da eficiência energética e a redução das emissões. | Para revisão de PD que não tenha implantação de novas unidades, e somente a manutenção das atuais, este item não faz muito sentido.<br>A maximização da eficiência energética pode não ser atendida com a maximização da redução das emissões. | Alteração e Exclusão | Não aceita. | Alteração proposta não satisfatoriamente justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. |
| 130 | ABENAV | ANEXO I - 13.1.4 | | 13.1.4 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá demonstrar que suas características permitem atingir o conteúdo local determinado em contrato. | | Inclusão | Não aceita. | O tema será tratado em regulamentação específica. |
| 131 | ABENAV | ANEXO I - 13.2 alínea i) | | i) Informação detalhada sobre a utilização de conteúdo local. | Necessário transparência adotada pela Lei de Acesso a Informação, se torna relevante para o planejamento estratégico da Indústria Nacional que seja desdigado de forma ampla e fácil o Plano de Desenvolvimento, sendo preferível que o conteúdo local seja tratado em outros normativos específicos. | Inclusão | Não aceita. | O tema será tratado em regulamentação específica. |
| 132 | BIP | ANEXO I - 13.4 alínea i) | i) Linha base preliminar da instalação. | i) Linha base preliminar da instalação. | Sugere-se a alteração texto em vista que uma linha base de Unidade de Produção pode ser alterada ao finalização do projeto/construção da mesma. | Alteração | Aceita. | i) Linha base preliminar da instalação. |
| 133 | Petrobras | ANEXO I - 13.7 | 13.7 Sumarizar, em tabela, os seguintes aspectos: ano, previsão de Produção de Petróleo, previsão de Produção de água, percentagem de capacidade de processamento utilizada para cada ano e para gás produzido. | 13.7 Sumarizar, em tabela, os seguintes aspectos: ano, previsão de Produção de Petróleo, previsão de Produção de água ~~percentagem de capacidade de processamento utilizada para cada ano e para gás produzido~~. | Informações muito detalhadas, consideradas as incertezas associadas. | Exclusão Parcial | Não aceita. | As informações devem ser apresentadas e as incertezas descritas. |
| 134 | BIP | ANEXO I - 13.9 alínea c) | c) balanço de materiais simplificado contendo vazões, pressões e temperaturas de todos os fluxos. | c) balanço de materiais simplificado contendo as vazões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. | Sugere-se a alteração texto em vista sistemas secundários/auxiliares poderão estar representados e o balanço material deste sistemas não possuem referência para este item da minuta. | Alteração | Aceita | c) balanço de materiais simplificado contendo as vazões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. |
| 135 | BIP | ANEXO I - 13.10 alínea c) | c) balanço de materiais simplificado contendo vazões, pressões e temperaturas de todos os fluxos. | c) balanço de materiais simplificado contendo vazões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. | Sugere-se a alteração texto em vista que os sistemas secundários/auxiliares poderão estar representados e o balanço de material deste sistemas não possuem referência para este item da minuta. | Alteração | Aceita | c) balanço de materiais simplificado contendo vazões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. |
| 136 | Petrobras | ANEXO I - 13.19 | 13.19 Avaliar a flexibilidade da capacidade de processamento, de compressão de Gás Natural, de água, de poço e de controle de risers e linhas que possam permitir modificações nos fluxos e investimentos do cronograma de compromisso de um determinado ou mais blocos, de área

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 167 | Shell | ANEXO I - 21 | 21. Análise de viabilidade econômica | | A alteração ora proposta busca trazer maior segurança ao Concessionário/Contratado, evitando-se eventual ingerência por parte da Agência Reguladora, uma vez que a elaboração do Plano de Desenvolvimento é obrigação assumida pelo Contratado, na qualidade de executor da atividade econômica, sendo certo que não cabe a Administração deliberar na etapa de elaboração deste documento. Sua atuação frente ao Plano de Desenvolvimento se dá de forma a assegurar, apenas, o alcance de sua finalidade, qual seja, a conformidade técnica em prol do interesse da coletividade, cujo objetivo consiste em a otimização da produção, em conformidade com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e de acordo com bons princípios econômicos.<br>Dessa forma, não seria razoável a previsão de intervenção dessa Agência durante o processo de concepção do Plano de Desenvolvimento, cabendo a esta avaliar as soluções técnicas somente.<br><br>Além disso, a concepção de desenvolvimento é feita em momento anterior à Declaração de Comercialidade, quando cada empresa, discricionariamente, analisa opções para o desenvolvimento de sua ativo, optando pela que melhor se enquadrar ao caso em questão; dito isto, havendo alguma ingerência por parte da ANP que acarrete em alteração significativa na opção previamente deliberada, a consequência pode ser até mesmo inviabilizar o projeto em si.<br><br>A redação original pode acarretar em ingerência dessa Agência Reguladora nas atividades destinadas exclusivamente aos Contratados. Nesse contexto, faz-se necessário destacar que a Lei do Petróleo (Lei 9478/97) estabelece o papel da Agente Regulador, cujas funções são regular, contratar e fiscalizar as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, determinações essas fundadas no artigo 170 da Constituição Federal.<br><br>Adicionalmente, o fornecimento de informações de viabilidade econômica de cada projeto envolve informações de ordem consecutivamente sensível, levando em consideração previsões, taxas e valores diversos associados a cada agente econômico, além de os dados de viabilidade serem dinâmicos, podendo sofrer variações substanciais ao tempo. Tais estudos são essenciais à compreensão de risco e recompensa associada ao empreendimento, por cada empresa, permitindo que cada uma decida pelo prosseguimento ou não do desenvolvimento e produção, se viabilizada a viabilidade econômica da operação - conforme discricionariedade conferida aos maiores, aos termos dos respectivos contratos de exploração e produção de hidrocarbonetos. | Sugestão | | | |
| 168 | BIP | ANEXO II<br>II - DISPOSIÇÕES GERAIS - 1º Parágrafo | A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá contemplar cronogramas 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 contemplar estudos de recuperação melhorada ao longo da Fase de Produção, com vistas ao aumento da recuperação dos Reservatórios de Petróleo e Gás Natural. | No momento de apresentação do Plano de Desenvolvimento, não há dados suficientes que possibilitem a assunção de um compromisso relativo a implementação firme de um cronograma, conforme já colocado no Anexo I. | Alteração | Não aceita. | Os estudos de recuperação melhorada podem ser pretritos desde o início, conforme características dos reservatórios e as tecnologias atualmente disponíveis e em uso no mundo. A intenção é fomentar o aumento da recuperação, por meio da avaliação contínua de projetos complementares. O conceito abrange não somente a recuperação secundária. Entretanto, cumpre observar que a previsão desde o início de uma possível implementação de recuperação melhorada, poderá inibir/atrair tal atividade. Poderemos citar por exemplo, a injeção de polímeros que atualmente possui uma série de desafios na gestão deste fluido nas facilidades de produção, que são foram projetadas para tal. A ANP avaliará caso a caso. | |
| 169 | BIP | ANEXO II<br>II - DISPOSIÇÕES GERAIS - 2º Parágrafo | A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá considerar flexibilidade quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras para poços deve ser contemplada no projeto de instalações marítimas. | A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá considerar flexibilidade quanto a futuras modificações e ampliações. A possibilidade de interligação de poços adicionais deve ser contemplada no projeto de instalações marítimas. | Não sempre é necessário que o projeto contemple "slots" reservas ao UEP's, mas é possível, também através de "manifolds" e ANSs em "piggy-back", interligar poços complementares, se necessário. | Alteração | Aceita parcialmente | Foi melhorada a redação. | A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá considerar flexibilidade quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras em manifolds para poços deve ser contemplada no projeto de instalações marítimas. |
| 170 | OGX | | A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá considerar flexibilidade quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras para poços deve ser contemplada no projeto de instalações marítimas. | A alteração do Plano de Desenvolvimento deverá ~~evitar~~ flexibilidades quanto a futuras modificações e ampliações. A necessidade de bocas extras para poços deve ser ~~antecipada~~ no projeto de instalações marítimas. | | Alteração no texto | Não aceita | A previsão é mandatória para um aproveitamento eficiente do recurso existente. | |
| 171 | OGX | ANEXO II<br>II - DISPOSIÇÕES GERAIS - 3º Parágrafo | As modificações do Plano de Desenvolvimento prever redundância para sistemas críticos como, por exemplo, para os sistemas de compressão. | As modificações do Plano de Desenvolvimento deverão ~~avaliar a possibilidade de~~ redundância para sistemas críticos como, por exemplo, para os sistemas de compressão. | | Alteração no texto | Não aceita | Redação foi melhorada. | O Plano de Desenvolvimento deverá prever redundância para de sistemas críticos para continuidade operacional, em especial para os sistemas de compressão. |
| 172 | Petrobras | ANEXO II - III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES<br>Tabela | Produção acumulada e ~~fator de recuperação atual~~ Fração recuperada | Produção acumulada e ~~fator de recuperação atual~~ Fração recuperada | Terminologia inadequada. | Alteração | Aceita | | Produção acumulada e Fração recuperada. |
| 173 | Petrobras | ANEXO II - III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES<br>Tabela | Análise Econômica:<br>Horizonte do projeto:<br>~~Taxa de desconto:~~<br>~~Investimentos previstos:~~<br>~~VPL:~~<br>Custo previsto de abandono | Análise Econômica:<br>Horizonte do projeto:<br>~~Taxa de desconto:~~<br>Investimentos previstos:<br>~~VPL:~~<br>Custo previsto de abandono | Disposição de informações confidenciais do concessionário.<br>Sugere-se a apresentação das informações em conformidade com as argumentações propostas para o Capítulo 21. | Exclusão Parcial | Não aceita | As informações já são exigidas atualmente pelo regulamento em vigor. Para subsidiar a análise pela ANP dos projetos propostos nenhuma informação pode ser sonegada. As consideradas confidenciais terão o devido tratamento pela ANP. | |
| 174 | BIP | Profundidade do mar (m) - Digitar a profundidade média em que se situa o Campo, em metros | Profundidade do mar (lâmina d'água) (m) - Digitar a profundidade média em que se situa o Campo, em metros | Profundidade do mar (lâmina d'água) (m) - Digitar a profundidade média em que se situa o Campo, em metros | Sugere-se a inclusão do termo "lâmina d'água" com o objetivo de esclarecer o significado do termo profundidade do mar. Ressalta-se que o termo "lâmina d'água" é corriqueiramente utilizado na indústria. Tal sugestão também deve ser aplicada na Tabela III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES do Anexo I. | Alteração | Aceita | | Lâmina d'água (m) - Digitar a lâmina d'água média em que se situa o Campo, em metros |
| 175 | BIP | ANEXO II - III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES<br>Tabela | CapacidadeGás de baseGás úti<br>CapacidadeGás de baseGás úti | CapacidadeGás de baseGás úti | Dificuldade do termo. | Alteração | Aceita | | |
| 176 | BIP | ANEXO II - 1.2, alínea(b) | (b) a enumeração dos projetos que compõem a revisão do Plano de Desenvolvimento com o fator de recuperação e a reserva prevista associados a cada projeto e a data de conclusão de sua implantação; no caso de revisão 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; | 7.2 b) a enumeração dos projetos que compõem a revisão do Plano de Desenvolvimento com os volumes associados a cada projeto e a data de conclusão de sua implantação; no caso de revisão 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 reserva é reportada para a Agência reguladora anualmente (através do Boletim Anual de Reservas), e refere-se ao Campo e aos reservatórios, não segregando tais informações por projeto. | Alteração | Não aceita | O texto Regulamento de Reservas já alterna a estimativa de reservas por projeto, conforme determina o PRMS. Atualmente, isto já é fomentado no âmbito da análise dos PDs, sem qualquer dificuldade. | |
| 177 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | ANEXO II - 1.2, alínea(b) e ANEXO II 2.2.g) | | A enumeração dos projetos que compõem a revisão do Plano de Desenvolvimento e a data de conclusão de sua implantação, com o fator de recuperação e a reserva prevista associados a cada conjunto de projetos complementares; 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 estimativa de reserva por projeto não é praticada devido ao grau de dependência entre projetos mesmo nesta acumulação. Além disso a análise de certo econômico das reservas depende dos vários projetos da concessão. Ou seja, os projetos não podem ser tratados individual e independentemente, por isso as estimativas são realizadas por reservatórios. | Alteração | Não aceita | | |
| 178 | Petrobras | ANEXO II - 1.2, alínea c) | c) a localização geográfica da Área de Desenvolvimento, identificando o Estado e Município(s) em que ela se localiza, os o Estado e Município(s) confrontantes e a profundidade média, quando localizada no mar; | c) a localização geográfica da Área de Desenvolvimento, ~~identificando o Estado e Município(s) em que ela se localiza, os o Estado e Município(s) confrontantes~~ e a profundidade média, quando localizada no mar; | Considerando que esta informação não está diretamente relacionada à elaboração do Plano de Desenvolvimento, sugere-se que a mesma seja definida pelo órgão competente. | Exclusão Parcial | Não aceita | No âmbito da apresentação da informação, basta citar que trata-se de informação preliminar e de competência do IBGE. | |
| 179 | OGX | ANEXO II - 1.2, alínea e) | e) as características principais dos reservatórios produtores tais como: cronoestratigrafia, ambiente características permoporosas, mecanismo primário de produção, mecanismo de recuperação secundária, etc; | e) as características principais dos reservatórios produtores tais como: Estratigrafia (unidades estratigráficas), cronoestratigafia, zonas de produção, ambiente e sistema deposicional, características permoporosas, mecanismo primário de produção, mecanismo de recuperação secundária, etc; | | Alteração no texto | Aceita parcialmente com melhoria da redação. | | e) as características principais dos Reservatórios produtores tais como: estratigrafia, cronoestratigrafia, ambiente e sistema deposicional, características permoporosas, etc.; |
| 180 | Petrobras | ANEXO II - 1.2.3, alínea f) | e) descrição sucinta dos dutos, equipamentos e instalações associados à ESGN que serão construídos. | f) descrição sucinta dos dutos, equipamentos e instalações associados à ESGN que serão construídos. | Esclarecimento e sugestão. Como a SDP solicita a descrição dos dutos associados à ESGN que serão construídos, entendemos que a interconexão ao duto de transporte também faz parte das instalações da Estocagem subterrânea de gás natural até que haja interconexão com a primeira instalação de transporte ou de transferência de custódia, uma vez que até esse ponto, sua função primordial é de proporcionar o ensio ou escoamento de gás natural entre a Estocagem e a malha de transporte. Caso não seja esse o entendimento da SDP, o item (e) não teria muito sentido, uma vez que a Petrobras não atua no transporte, uma vez que o Processo constitui tese vinculada ao Monopólio da Petrobras de Transporte, sob a gestão da ANP. Ou seja, a Petrobras, enquanto concessionária, encontrar uma nova atividade econômica, a possibilidade da ANP autorizar a construção dos referidos dutos restaria no âmbito associados a este tipo de projeto. A melhor que garantiria ao empreendedor o controle dos prazos e custos para a construção de referido duto, bem como maior/ou com o mesmo a gestão da movimentação de seu gás estocado. | Esclarecimento e sugestão. | Não aceita | Os dutos que serão analisados e autorizados no âmbito do Plano de Desenvolvimento são os que compõe o projeto da ESGN. Se estes dutos estiverem interligados a um duto de transporte, a concessão com este será o limite do projeto. | |
| 181 | Petrobras | ANEXO II, Item 2.3 | 2.3 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. | Descrever sucintamente as alternativas de Desenvolvimento avaliadas e ~~justificar detalhadamente~~ apresentar os fatores principais que definiram ~~as razões para~~ a escolha do projeto de Desenvolvimento ~~proposto, em comparação com as demais alternativas estudadas~~. | A alteração ora proposta busca trazer maior segurança ao Concessionário/Contratado, evitando-se eventual ingerência por parte da Agência Reguladora, uma vez que a elaboração do Plano de Desenvolvimento é obrigação assumida pelo Contratado, na qualidade de executor da atividade econômica, sendo certo que não cabe a Administração deliberar na etapa de elaboração deste documento. Sua atuação frente ao Plano de Desenvolvimento se dá de forma a assegurar, apenas, o alcance de sua finalidade, qual seja, a conformidade técnica em prol do interesse da coletividade, cujo objetivo consiste em a otimização da produção, em conformidade com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e de acordo com bons princípios econômicos.<br>Dessa forma, não seria razoável a previsão de intervenção dessa Agência durante o processo de concepção do Plano de Desenvolvimento, cabendo a esta avaliar as soluções técnicas somente.<br><br>Além disso, a concepção de desenvolvimento é feita em momento anterior à Declaração de Comercialidade, quando cada empresa, discricionariamente, analisa opções para o desenvolvimento de sua ativo, optando pela que melhor se enquadrar ao caso em questão; dito isto, havendo alguma ingerência por parte da ANP que acarrete em alteração significativa na opção previamente deliberada, a consequência pode ser até mesmo inviabilizar o projeto em si.<br><br>A redação original pode acarretar em ingerência dessa Agência Reguladora nas atividades destinadas exclusivamente aos Contratados. Nesse contexto, faz-se necessário destacar que a Lei do Petróleo (Lei 9478/97) estabelece o papel da Agente Regulador, cujas funções são regular, contratar e fiscalizar as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, determinações essas fundadas no artigo 170 da Constituição Federal. | Alteração | Não aceita | É dever da ANP fazer cumprir as melhores práticas. A escolha incorreta de uma concepção de desenvolvimento fere as melhores práticas. Portanto, é fundamental que a ANP conheça as razões que motivaram a escolha do projeto de desenvolvimento. A estratégia de avaliação está de acordo com as melhores regulações internacionais. | |
| 182 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | ANEXO II, Item 4.1 c), g) | 4.1 Apresentar uma retrospectiva resumida da atividade de Produção do Campo, incluindo os seguintes aspectos:<br>c) tabela com coordenadas de cabeça, profundidade medida, ano de término de perfuração, formação geológica da profundidade final e status operacional dos poços existentes na área atual do Campo;<br>g) 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 nos poços principais; | Retirar as exigências dos itens c) e g) | Muitos dos campos enquadrados nessa categoria terão uma quantidade muito grande de poços, tornando muito extensa a lista de dados a ser apresentada. | Exclusão | Não aceita | As informações solicitadas precisam ser incluídas no PD a ser submetido à ANP. No entanto, o item "c" foi revisto visando simplificar as informações e manter as mais importantes para a análise da Agência. | c) número de poços existentes na área atual do Campo, discriminado por sua estado atual(ativos, fechados, abandonados temporariamente, arrasados); |
| 183 | Petrobras | ANEXO II - 5.3 alíneas a) e b) | b) mapa estrutural para cada um dos Reservatórios que serão explotados;<br>b) 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 de Livre); | b) 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 de Livre);~~ | Redundantes com o item 6.5b | Exclusão | Aceita parcialmente | Foi retirada a alínea "a" e mantida a "b", que trata do conjunto. | |
| 184 | Petrobras | ANEXO II - 6.5 alínea c) | c) Mapas volumétricos (isópacas, exposura porosa e exposura porosa com hidrocarbonetos), especificando o método de distribuição geoestatística das propriedades do Reservatório; | Mapas volumétricos (isópacas, exposura porosa e exposura porosa com hidrocarbonetos), enumerando eventuais modificações introduzidas na sua definição; | Os mapas mais relevantes ao cálculo dos volumes originais serão os seguintes: exposuras porosas com hidrocarbonetos (óleo ou gás). | Exclusão Parcial | Não aceita | Os mapas de isópacas e exposura porosa permitem uma análise crítica dos resultados do mapa de exposura porosa com hidrocarbonetos. | |
| 185 | BIP | ANEXO II - 6.8 | 6.8 Apresentação e comentário dos resultados dos testes de poços, incluindo 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 precisão 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 precisões referidas deverão ser referenciadas a um mesmo datum. | 6.8 Apresentação e comentário dos resultados dos últimos testes de poços, incluindo 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 precisão 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 precisões referidas deverão ser referenciadas a um mesmo datum. | Bastaria o item ser incluído no texto um poço representativo de cada um dos reservatórios. | Bastaria o item ou incluir no texto um poço representativo de cada um dos reservatórios. | Alteração | Aceita parcialmente. | A solicitação foi alterada visando somente novos horizontes produtores. | 6.8 Na ocorrência de novos horizontes produtores no campo, apresentação e comentário dos resultados dos testes de poços, incluindo 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 precisão 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 precisões referidas deverão ser referenciadas a um mesmo datum. |
| 186 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | | | | A grande maioria dos campos enquadrados nessa categoria terão uma quantidade muito grande de poços, tornando extremamente extensa a lista de dados a ser apresentada. | Exclusão ou Alteração | Não aceita | | |
| 187 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | ANEXO II - 6.10 | 6.10 Apresentação dos resultados das análises de fluidos produzidos, 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. As seguintes variáveis devem ser informadas: tipo e base da Zona, densidade do Gás Natural produzido, °API do óleo produzido, presença de saturação, temperatura do Reservatório, razão de solubilidade, viscosidade do óleo na presença de saturação e fator volume de formação do óleo. Informar a presença de contaminantes nos fluidos, sua natureza química e teor. | Bastaria o item ou incluir no texto: dos amálises representativas de cada um dos reservatórios. | A grande maioria dos campos enquadrados nessa categoria, principalmente os campos terrestres, terão uma quantidade muito grande de poços, tornando extremamente extensa a quantidade de dados a serem apresentados. | Exclusão ou Alteração | Não aceita parcialmente. | A solicitação foi alterada visando simplificar as solicitações. | 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: tipo e base da Zona, densidade do Gás Natural produzido, °API do óleo produzido, presença de saturação, temperatura do Reservatório, razão de solubilidade, viscosidade do óleo na presença de saturação e fator volume de formação do óleo. Informar a presença de contaminantes nos fluidos, sua natureza química e teor. |
| 188 | BIP | ANEXO II - 6.13 | 6.13 Apresentação dos casos gerados por distribuição probabilística (P10, P50 e P90) 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, quando disponível. | Alguns modelos, principalmente em Campos com alto grau de explotação, não se utiliza a abordagem probabilística na geração do modelo geológico. | Alteração | Não aceita | A informação está sendo solicitada quando ela existir. Caso contrário, justificar. | |
| 189 | Petrobras | ANEXO II - 6.14 | 6.14 Descrever a metodologia de cálculo e quantificar os volumes in situ e os volumes recuperáveis de Petróleo e Gás Natural, referidos a cada caso do modelo geológico (P10, P50 e P90). | Descrever a metodologia de cálculo e quantificar os volumes in situ e os volumes recuperáveis de Petróleo e Gás Natural, referidos a cada caso do modelo geológico (P10, P50 e P90). | O Volume recuperável e suas respectivas incertezas são obtidos através da simulação de fluxo, contemplados no item 7 (fundamentação de reservatórios) | Exclusão Parcial | Aceita | | 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). |
| 190 | Petrobras | ANEXO II - 7.5 | 7.5 Apresentar uma análise de sensibilidade indicando as vazões máximas de Produção admissíveis por poço para evitar cone de água, influxo de gás livre e, consequentemente, decréscimo da recuperação final do Reservatório. | Apresentar uma análise de sensibilidade ~~indicando vazões máximas de Produção admissíveis por poço para evitar cone de água, influxo de gás livre e, consequentemente, decréscimo da recuperação final do Reservatório~~ no escopo ao efeito da vazão de produção em relação ao risco de antecipar cones de água ou gás. | Evitando, quando de fato necessário, devaria ser feito apenas para poços tipico e não poço a poço (as condições em geral variam pouco). A sensibilidade de simuladores de reservatório pode captar o efeito de cone de água ou gás e em geral limitada. | Exclusão Parcial | Aceita | | 7.5 Apresentar uma análise de sensibilidade no escopo ao efeito da vazão de produção em relação ao risco de se antecipar cones de água ou influxo de gás. |
| 191 | OGX | ANEXO II - 7.5.1 | 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 tal prática não impactará a recuperação final do Reservatório. | 7.5.1 Para os casos com previsão de um aumento abrupto da vazão de água ou de gás, descrever porquê tal prática não impactará a recuperação final do Reservatório. | | Alteração no texto | Não aceita. | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 192 | OGX | ANEXO II - 7.6.3 alínea i | i) as incertezas nos dados de entrada descrevendo como estas afetam a recuperação estimada do Reservatório. | | | Exclusão | Não aceita. | Alteração proposta não justificada e contrária aos objetivos principais de revisão do regulamento. | |
| 193 | BIP | ANEXO II - 7.8 | 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 Apresentar os estudos para implantação de projetos futuros de Desenvolvimento Complementar, descrevendo seus objetivos e como contribuirão para incorporação de reservas. | A incorporação de reservas é uma consequência da realização das atividades comprometidas pelos contratados por meio do Plano de Desenvolvimento. Desse modo, não se deve falar em meta para a incorporação de reservas, mas sim dos esforços realizados para a consecução desse fim. Essa alteração está em linha com a proposta do parágrafo "7º acima do art. 7º da Resolução. | Alteração | Não aceita. | Este item visa atender futuros compromissos de incorporação de reservas que venham a ser firmados, conforme determinação governamental. | |
| 194 | Petrobras | ANEXO II - 8 | 8. Ilustrações Subterrânea de Gás Natural (ISGN) | ISGN - Ilustrações subterrânea de Gás Natural em reservatórios depletados, (encaminhá-se para fim de recuperação de petróleo) | Se contemplado no artigo 1º, item de ocorrência.<br>Importante explicitar a diferença entre a injeção de gás para fins de estocagem e para fins de recuperação de petróleo. | Inclusão | Não aceita. | Ficou claro que não se trata de injeção de gás para fins de recuperação secundária. Acaba sugerido na definição de ISGN. | |
| 195 | EPE | ANEXO II - 9 | 9. Reservas | Detalhar as consoles entre categorias de recursos/reservas e diversas perníodos de produção (P10, P50, P90: pessimista, esperada, otimista) | A correlação entre as categorias de Reservas e os três níveis de estimativas de previsão de produção (pessimista, esperada, otimista) deve ficar bem estabelecida, uma vez que as diferentes estimativas de produção podem ser geradas levando-se em consideração diferentes categorias de reservas. | Inclusão | Não aceita. | Não fiz essa clara a dúvida. Será agendada reunião com a EPE para esclarecimento. | |
| 196 | BIP | ANEXO II - 9.2 | 9.2 Descrever o método e os critérios empregados para estimativa de Recursos e Reservas, atribuindo a que caso do modelo de simulação estes volumes se referem. | A excluída justifica-se pelo fato de que a Portaria ANP no. 100/2000, que aprova o Regulamento Técnico ANP nº 001/2000, já traz todo um conjunto normativo com termos, critérios e diretrizes de cálculo para a estimativa de reservas de petróleo e gás natural pelos concessionários; a ser observado ao longo de toda a vida de um projeto. Nesse contexto, este Item 9.2 torna-se dispensável e até mesmo indesejável, posto que trar incertezas quanto aos critérios de estimativas que, ao final, o concessionário deverá observar. | Exclusão | Não aceita | Retirar/ajustar para ANP que muitas vezes os critérios de classificação de reservas determinam que a curva oriunda do simulador de fluxo passa por ajustes. Entretanto, a informação de qual modelo se originou a curva é importante para a ANP. | |
| 197 | Petrobras | | 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~~ | De modelos geológicos e de fluxo resultante de conhecimento e estudos peculiares de cada companhia, além de se tratarem de produtos diferentes (Não das novas informações adquiridas ao longo do desenvolvimento do campo, como outras ferramentas de simulação, modelos de simulação, modelos de reservatórios, etc. Nesse contexto, a sugestão de exclusão do item 9.2 e classificação de reservas determinam que a curva oriunda do simulador de fluxo passa por ajustes, tais como: incluído da contribuição de poços em áreas não perfuradas, efetividade do ajuste da incorporação/adicionamento | Exclusão Parcial | | | |
| 198 | Petrobras | ANEXO II - 9.4.2 | 9.4.2 Descrever os métodos usados para cálculo de volumes e descrever e quantificar as incertezas associadas. | Descrever os métodos usados para cálculo de volumes e descrever ~~e quantificar~~ as incertezas associadas. | A quantificação de incertezas, dada a sua própria natureza subjetiva e interpretativa e desvantagens algo de difícil consenso e metodologia, deve ficrma sugere-se manter apenas a descrição das incertezas associadas. | Exclusão Parcial | Não aceita. | Trata-se de tema em pleno desenvolvimento na indústria. | |
| 199 | Petrobras | ANEXO II - 9.6 | 9.6 Apresentar cronograma de implantação dos projetos que se referem às Reservas apropriadas. | ~~Apresentar cronograma de implantação dos projetos que se referem às Reservas apropriadas.~~ | O cronograma de implantação dos projetos já é detalhadamente apresentado no Item 20 Cronograma de atividades. Além disto, como já mencionado, as reservas devem continuar sendo informadas por campo e não por projeto, conforme Plano de Desenvolvimento atual, uma vez que, existem projetos cujo objetivo é a drenagem de reservatórios comuns, portanto o aumento do fator de recuperação e, consequentemente das reservas, é do campo como um todo. | Exclusão | Não aceita. | É vital que os volumes já categorizados como reservas venham comprometidos de cronograma de execução. | |
| 200 | EPE | ANEXO II - 10 | 10. Previsão de Produção e movimentação de fluidos | Detalhar as consoles entre categorias de recursos/reservas e diversas perníodos de produção (P10, P50, P90: pessimista, esperada, otimista) | A correlação entre as categorias de Reservas e os três níveis de estimativas de previsão de produção (pessimista, esperada, otimista) deve ficar bem estabelecida, uma vez que as diferentes estimativas de produção podem ser geradas levando-se em consideração diferentes categorias de reservas. | Inclusão | Não aceita. | Não fiz essa clara a dúvida. Será agendada reunião com a EPE para esclarecimento. | |
| 201 | OGX | ANEXO II - 10.2 | 10.2 Apresentar as previsões anuais de produção e injeção de fluidos em todo o Campo, em três níveis de estimativa (pessimista, esperada e otimista) com as probabilidades associadas e de acordo com o detalhamento a seguir: | 10.2 Apresentar as previsões anuais de produção e injeção de fluidos totais do Campo (estimativas mais esperadas), de acordo com o detalhamento a seguir: | Para plantas de energia (PDE e PSD) de MMEE e necessário considerar todo vida útil do campo | Inclusão | Aceita | As curvas que englobam a vida útil já contam no capítulo. | |
| 202 | Petrobras | ANEXO II - 10.3 alínea f) | f) Taxa de recuperação do Reservatório. | ~~f) Taxa de recuperação do Reservatório.~~ Fração recuperada do Reservatório. | Terminologia mais adequada. | Alteração | Aceita | | 10.3 Fração recuperada do Reservatório. |
| 203 | Petrobras | ANEXO II - 11.2.2 | 11.2.2 Incluir uma tabela de dados de poços, contendo as seguintes informações para cada poço a ser perfurado: convertido ou submetido a alteração que versa aos objetivos do Plano de Desenvolvimento | Incluir uma tabela com a quantidade de poços novos previstos no PD e sua finalidade: (perfuração de poço produtor, perfuração de poço injetor de água, conversão de poço produtor em poço injetor, completação em nova zona, etc.) | Como algumas projeto ainda em fase de maturação/aprovação já são descritos no PD, essa exigência, com esse nível de detalhe por poço previsto, obrigará a revisões sucessivas e frequentes no PD, exaurindo seu conteúdo. | Alteração | Não aceita. | As revisões podem ser discutidas no âmbito dos Programas Anuais de Trabalho (PAT) | |
| 204 | Petrobras | ANEXO II - 11.4.2 | 11.4.2 Justificar a escolha do método de elevação, comparando os volumes recuperáveis obtidos com cada método. | 11.4.2 Incluir, se aplicável, a escolha do método de elevação ~~comparando os volumes recuperáveis~~. | Acho cabe ao IBEM, não se baseia apenas nos volumes recuperáveis, mas em critérios técnicos e econômicos. | Exclusão Parcial | Não aceita. | Os volumes recuperáveis devem constar assim como os demais motivos técnicos e econômicos que sustentam a aplicação do MEA. | |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 206 | OGX | ANEXO - 12.1 | 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. | | Sugerimos modificar, pois o sistema de elevação do poço não faz parte do sistema de coleta e sim do poço. | Alteração | Não aceita. | Aceitação aqui descrita não refere-se à elevação do poço e sim, de equipamentos subsea. | | |
| 207 | Petrobras | ANEXO II - 13.1.1 | 13.1.1 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar uma avaliação de flexibilidade vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas e alterações nas curvas de Produção do Campo. | 13.1.1 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar ~~uma avaliação de~~ flexibilidade ~~vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas e alterações nas curvas de Produção do Campo~~. | | Exclusão Parcial | Não aceita. | As incertezas relacionadas as curvas de produção devem ser incorporadas no estudo de dimensionamento das unidades de produção. Avaliação do item foi revista. | | 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 principais prospectos e apostas existentes no entorno da Unidade de Produção. |
| 208 | Petrobras | ANEXO II - 13.1.2 | 13.1.2 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar as principais e críticas escolhas dos principais componentes e arranjos. | 13.1.2 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá contemplar as principais e críticas escolhas dos principais componentes e arranjos. | Para revisão de PD que não terão implantação de novas unidades, e somente a manutenção das atuais, este item não faz muito sentido. | Exclusão | Não aceita. | Trata-se do anexo II. A avaliação do item foi revista. | | 13.1.2 Deverá ser apresentada breve descrição dos ativos gargalos existentes nas Unidades de Produção e de suas facilidades, incluindo a avaliação do nº de bocas, e das capacidades de processamento, tratamento e compressão para atendimento de curvas de produção, e a viabilização do que está sendo realizado ou previsto para eliminar ou reduzir os gargalos. |
| 209 | Petrobras | ANEXO II - 13.1.3 | 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 a maximização da eficiência energética e redução das emissões. | 13.1.3 A descrição das Unidades de Produção e de suas facilidades deverá ~~contemplar~~ detalhar as principais características do projeto de Desenvolvimento escolhido que visam a maximização da eficiência energética e redução das emissões. | A maximização da eficiência energética pode não ser atendida com a maximização da redução das emissões. | Alteração | Não aceita. | Ambos os objetivos devem ser atendidos concomitantemente. | | |
| 210 | ABENAV | ANEXO II - 13.1.4 | 13.1.4 Adicionar | 13.1.4 Adicionar | Necessária transparência adotada pela Lei de Acesso à Informação, se trata relevante para o planejamento estratégico da Indústria Nacional que seja detalhado de forma ampla e fácil o Plano de Desenvolvimento, especificando como pretende cumprir o conteúdo local previsto no contrato concedido ou partilha. | Inclusão | Não aceita. | Item já tratado em regulamento específico. | | |
| 211 | ABENAV | ANEXO II - 13.2 alínea 1) | 1) plata baixa de instalação. | 1) plata baixa de instalação. | Necessária transparência adotada pela Lei de Acesso à Informação, se trata relevante para o planejamento estratégico da Indústria Nacional que seja detalhado de forma ampla e fácil o Plano de Desenvolvimento, especificando como pretende cumprir o conteúdo local previsto no contrato concedido ou partilha. | Inclusão | Não aceita. | Item já tratado em regulamento específico. | | |
| 212 | BRP | ANEXO II - 13.6 alínea 1) | 1) plata baixa de instalação. | 1) plata baixa preliminar de instalação. | Sugere-se a alteração tendo em vista que uma plata baixa de Unidade de Produção pode ser alterada até finalização do projeto/construção da mesma. | Alteração | Aceita. | | | 1) plata baixa preliminar de instalação. |
| 213 | Petrobras | ANEXO II - 13.7 | 13.7 Sensatizar estudiba, em seguintes aspectos: ano, previsão de Produção de Petróleo, previsão de Produção de água, percentagem de capacidade de processamento utilizada para (fim) e para água produzida. | 13.7 Sensatizar estudiba, em seguintes aspectos: ano, previsão de Produção de Petróleo, previsão de Produção de água, ~~percentagem de capacidade de processamento utilizada para (fim) e para água produzida~~. | Informações muito detalhadas, considerando as incertezas associadas. | Exclusão Parcial | Não aceita. | As informações devem ser apresentadas e as incertezas descritas. | | |
| 214 | BRP | ANEXO II - 13.8 alínea c) | c) balanço de materiais simplificado contendo as varões, pressões e temperaturas de todos os fluxos. | c) balanço de materiais simplificado contendo as varões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. | Sugere-se a alteração tendo em vista que os sistemas secundários/auxiliares poderão estar representados e o balanço material destes sistemas não possuem relevância para este item da minuta. | Alteração | Aceita | | | c) balanço de materiais simplificado contendo as varões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. |
| 215 | BRP | ANEXO II - 13.9 alínea c) | c) balanço de materiais simplificado contendo varões, pressões e temperaturas de todos os fluxos. | c) balanço de materiais simplificado contendo varões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. | Sugere-se a alteração tendo em vista que os sistemas secundários/auxiliares poderão estar representados e o balanço de material destes sistemas não possuem relevância para este item da minuta. | Alteração | Aceita | | | c) balanço de materiais simplificado contendo varões, pressões e temperaturas dos fluxos principais. |
| 216 | BRP | ANEXO II - 13.10 | 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). | 13.10 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). | Sugerimos a substituição da expressão "pressão de alimentação, pressão de saída" por "valores de pressão de entrada e saída global do sistema"; pois acreditamos que esses são os valores que de fato importam para os usuários. Além disso, sugerimos a substituição da expressão "número de compressores" por "número de estágios de compressão previstos"; pois o quantitativo está diretamente ligado ao número de estágios que serão utilizados. | Alteração | Aceita | | | 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). |
| 217 | Petrobras | ANEXO II - 13.19 | 13.19 Analisar a flexibilidade da capacidade de processamento, da compressão de Gás Natural, de área para instalações adicionais, de poço e de conexão de risers e linhas que podem acontecer antecipadamente, comparativamente a novas instalações. | 13.19 Analisar a flexibilidade da capacidade de processamento, da compressão de Gás Natural, de área para instalações adicionais, de poço e de conexão de risers e linhas que podem acontecer antecipadamente, comparativamente a novas instalações. | Essas informações sofrem alterações constantes ao longo do tempo, em função do refinamento das análises, do estabelecimento de premissas diferentes da estabelecida no projeto de tradução dos parâmetros operacionais, etc. | Exclusão | Não aceita. | Essa avaliação deve ser feita com as informações disponíveis. | | |
| 218 | Petrobras | ANEXO II - 14.6 | 14.6 Avaliar a flexibilidade da capacidade dos dutos vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas, alterações nas curvas de Produção do Campo e possível compartilhamento de instalações. | 14.6 Avaliar a flexibilidade da capacidade dos dutos ~~vis-à-vis modificações nas estimativas de reservas, alterações nas curvas de Produção do Campo~~ e possível compartilhamento de instalações. | Os materiais dos cases não seria possível calcular para cada capacidade de dutos a serem revisados. As flexibilidades previstas são sempre no sentido de melhorar a continuidade operacional das unidades viabilizando uma produção/escoamento maior, respeitando-se os limites técnicos e econômicos. | Exclusão Parcial | Não aceita. | A informação deve ser apresentada para subsidiar a análise dos projetos pela ANP. Foram feitas algumas melhorias na redação. | | 14.6 Avaliar a flexibilidade da capacidade dos novos dutos vis-à-vis diferentes estimativas de curvas de Produção e movimentação do Campo e possível compartilhamento de instalações. |
| 219 | Petrobras | ANEXO II - 15 | a) 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 e o apropriação da produção, transferência de custódia e os pontos de medição para controle operacional; ~~e o mesmo de Medição Operacional~~;<br>b) Indicar as Medições Compartilhadas entre Campos e apresentar os procedimentos de medição. | a) 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 e o apropriação da produção, transferência de custódia e os pontos de medição para controle operacional;<br>b) Indicar as Medições Compartilhadas entre Campos e apresentar os procedimentos de medição.<br>Deverá contender 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<br>medição (fiscal, apropriação, transferência de custódia ou operacional), classe de exatidão ou incerteza.<br>c) Indicar as medições compartilhadas entre campos e apresentar as formas de obtenção dos volumes totais produzidos de petróleo e gás natural. (fechamento da produção de petróleo e gás natural). | Apresentar uma visão mais abrangente e completa do sistema de medição, de modo mais padronizado, facilitando a analisagem quando necessário. | Alteração parcialmente | Aceita | Com exceção da alínea "a", pois os pontos operacionais já estão abrangidos nos pontos de medição para controle operacional, as demais sugestões foram acatadas. | | |
| 220 | Petrobras | ANEXO II - 18.1 a 18.8 | 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.<br>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.<br>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 de(s) licença(s) ou de previsão para a solicitação.<br>18.4 Especificar os procedimentos para a destinação final de incrustações radioativas, caso eventualmente venham a ocorrer.<br>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.<br>18.6 Informar o tratamento e a destinação a serem dados aos fluidos e cascalhos de perfuração e respectivas licenças ambiental(is), com identificação, escopo(s) e validade(s).<br>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). Caso ainda não emitidas as licenças, apresentar cronograma de licenciamento das atividades previstas, informando a data de protocolo de solicitação de(s) licença(s) ou de previsão para sua solicitação.<br>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.<br>18.8.1 Para operações em terra, mencionar também:<br>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 em estaleiros;<br>b) as medidas a serem implementadas para a conservação dos recursos naturais, incluindo aquíferos e corpos d'água;<br>c) as medidas para minimização de derramamento, de movimentação de terra e de ruídos;<br>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 de(s) autorização(ões) ou de previsão para esta solicitação.<br>18.8.2 Para operações em mar, mencionar também:<br>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;<br>b) 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. | 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.<br>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.<br>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 de(s) licença(s) ou de previsão para a solicitação.<br>18.4 Especificar os procedimentos para a destinação final de incrustações radioativas, caso eventualmente venham a ocorrer.<br>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.<br>18.6 Informar o tratamento e a destinação a serem dados aos fluidos e cascalhos de perfuração e respectivas licenças ambiental(is), com identificação, escopo(s) e validade(s).<br>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). Caso ainda não emitidas as licenças, apresentar cronograma de licenciamento das atividades previstas, informando a data de protocolo de solicitação de(s) licença(s) ou de previsão para sua solicitação.<br>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.<br>18.8.1 Para operações em terra, mencionar também:<br>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 em estaleiros;<br>b) as medidas a serem implementadas para a conservação dos recursos naturais, incluindo aquíferos e corpos d'água;<br>c) as medidas para minimização de derramamento, de movimentação de terra e de ruídos;<br>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 de(s) autorização(ões) ou de previsão para esta solicitação.<br>18.8.2 Para operações em mar, mencionar também:<br>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;<br>b) 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. | Sugere-se a exclusão destes artigos tendo em vista que todas as informações solicitadas são previamente fornecidas ao órgão ambiental competente. A permanência desta redação pode gerar o entendimento de que seria necessária uma duplicidade de informações, na figura não recomendada no artigo 3º, IV constante do Anexo I do Decreto 26551/1948. | Exclusão | Não aceita. | A ANP como órgão regulador das atividades de uma tipologia de indústria classificada como potencialmente geradora de significativos impactos ambientais não deve se isentar de obrigações estabelecidas na inciso IX do Artigo 4º da Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), que menciona a necessidade de se "Zelar campo a campo pelas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente".<br>Neste sentido, o conjunto de informações ambientais a ser solicitado pela ANP em consecutivos no âmbito dos planos de desenvolvimento, por exemplo, estruturação organizacional em que concerne ao tratamento dos aspectos de meio ambiente referentes às operações e às atividades a serem realizadas no campo, informações quanto às licenças ambientais das atividades a serem desenvolvidas, tratamento e destinação a serem conferidos à água de produção, sistemas de contenção de derramamentos, medidas implementadas para a conservação dos recursos naturais, incluindo aquíferos e corpos d'água, configurar-se em informações mínimas que permitem conhecer e analisar o e consecutivamente extrair apto a lidar de forma pormenoria com os aspectos e impactos de suas atividades. Assim, não se vislumbra duplicidade de informações ou iniciativas, na medida em que a ANP não solicita a elaboração de estudos ambientais, mas sim informações que permitem analisar se o conhecimento, escopo que de executar as operações de desenvolvimento de um campo em adesão aos regulamentos legais existentes, incluindo neste contexto, as demandas oriundas de outros regulamentos técnicos emitidos pela ANP, a saber, Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGIE), Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração de Petróleo e Gás Natural (SGSO) Dados Terrestres (RTDT), todos também com foco na prevenção e minimização de impactos ao meio ambiente.<br>Cabe, adicionalmente, destacar os objetivos de um plano de desenvolvimento de um campo de produção petrolífera e gasífera, conforme elencados na minuta de resolução em análise, que entre diversíssimos para a demonstração de que a exploração de campo se fará em consonância com a legislação em vigor, em especial com as normas e regulamentações governamentais aplicáveis à indústria de petróleo, que as alternativas adotadas para o Desenvolvimento, as atividades a serem realizadas e as operações futuras de produção recorrerão de acordo com as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo, bem como com a garantia da preservação ambiental, como escolha de alternativas e utilização de processos que minimizem o impacto das operações no meio ambiente.<br>Dado o exposto, sem que a ANP conduza a análise os aspectos ambientais das atividades referentes ao desenvolvimento de campos de petróleo e gás natural, na forma de informações a serem apresentadas pelo concessionário, não há como garantir que os concessionários estejam incorporando, desde a etapa de projeto de desenvolvimento de um campo, as melhores práticas e técnicas visando a preservação do meio ambiente.<br>Para assim demonstrada a necessidade de manutenção integral do capítulo de meio ambiente nos regulamentos técnicos anexos à minuta de resolução referente ao Plano de Desenvolvimento para Campos de Petróleo e Gás Natural. Foram feitas algumas melhorias de Redação. | | 18. Meio Ambiente<br>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.<br>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.<br>18.3 Informar as licenças ambientais associadas às atividades a serem desenvolvidas no Campo, incluindo o escopo e os respectivos prazos de validade.<br>18.4 Especificar os procedimentos para a destinação final de incrustações radioativas, caso eventualmente venham a ocorrer.<br>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.<br>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).<br>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).<br>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.<br>18.8.1 Para operações em terra, mencionar também:<br>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 em estaleiros;<br>b) as medidas implementadas para a conservação dos recursos naturais, incluindo aquíferos e corpos d'água;<br>c) as medidas para minimização de derramamento, de movimentação de terra e de ruídos;<br>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).<br>18.8.2 Para operações em mar, mencionar também:<br>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;<br>b) métodos e práticas adotados para verificação da estabilidade do fundo marinho e eventuais zonas de risco identificadas para a instalação de Unidades de Produção e equipamentos submarinos. |
| 221 | Petrobras | ANEXO II - 21 | 21. Análise de viabilidade econômica | 21. Dados econômicos do Projeto | | Alteração | | | | |
| 222 | Petrobras | ANEXO II - 21.1 | 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 | 21.1 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~~ Dados econômicos do projeto. ~~Tal estudo deve informar as premissas básicas consideradas, o fluxo de caixa e os indicadores econômicos~~ | | Alteração | | | | |
| 223 | Petrobras | ANEXO II - 21.2 | 21.2 Deverão 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, a taxa de câmbio utilizada e o custo de oportunidade para remuneração de capital. | 21.2 Deverão 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, a taxa de câmbio utilizada e o custo de oportunidade para remuneração de capital. | | Alteração | | | | |
| 224 | Petrobras | ANEXO II - 21.3 | 21.3 O estudo em pauta deve mostrar um fluxo de caixa anual contendo os seguintes itens: | 21.3 O estudo em pauta deve mostrar ~~um fluxo de caixa anual contendo~~ os seguintes itens: | | Alteração | | | | |
| 225 | Petrobras | ANEXO II - 21.3.1 | 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 parcelas de royalties, participação especial e demais receitas de Produção. | 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 parcelas de royalties, participação especial e demais receitas de Produção. | | Alteração | | | | |
| 226 | Petrobras | ANEXO II - 21.3.2.2 | 21.3.2.2 Considerar também os remanescentes durante toda a vida do projeto e o valor residual do bem não reservável. | 21.3.2.2 Considerar também os remanescentes durante toda a vida do projeto e o valor residual do bem não reservável, quando aplicável. | | Alteração | | | | |
| 227 | Petrobras | ANEXO II - 21.3.4 | 21.3.4 Informar os custos previstos para a destinação de Campo, em estrita concordância com o planejamento de operações descrito no capítulo 12, discriminando-os por: | 21.3.4 Informar os custos previstos para a desativação de Campo, em estrita concordância com o planejamento de operações descrito no capítulo 12, discriminando-os por: | | Correção | | | | |
| 228 | Petrobras | ANEXO II - 21.3.4 alínea d) | d) reabilitação das áreas de instalações. | d) reabilitação das áreas de instalações, quando aplicável. | | Alteração | | | | |
| 229 | Petrobras | ANEXO II - 21.5 | 21.5 Apresentar os tributos incidentes sobre os resultados operacionais da Produção de Petróleo e Gás Natural, discriminados conforme os seguintes itens:<br>a) royalties;<br>b) participação especial;<br>c) impostos sobre o lucro operacional;<br>d) outros impostos. | 21.5 Apresentar os tributos incidentes sobre os resultados operacionais da Produção de Petróleo e Gás Natural, discriminados conforme os seguintes itens:<br>a) royalties;<br>b) participação especial<br>c) impostos sobre o lucro operacional<br>d) outros impostos | Nesse sentido, os associados do IBP entendem que a divulgação da análise aprofundada de viabilidade econômica, executada por cada um dos concessionários, não é fundamentalmente de interesse do Plano de Desenvolvimento, e não se mostra necessária à atuação regulatória da ANP. Para tanto, é necessário apenas o fornecimento dos dados econômicos associados ao projeto, para que a Agência possa, pelos seus próprios meios e para seus próprios fins, fazer suas respectivas análises econômicas. Em função destes aspectos propõe-se que não sejam informados os itens abaixo:<br>- preços de petróleo e gás natural ao longo do tempo;<br>- receita admitida de produção de óleo e gás ao longo do tempo;<br>- estimativas das participações governamentais e demais tributos ao longo do tempo;<br>- taxa de câmbio prospectiva.<br>Os dados de previsão de produção anual, investimentos e custeios operacionais e de abandono a serem fornecidos são suficientes para que o Órgão Regulador efetue sua própria análise econômica. | Alteração | | | | |
| 230 | Petrobras | ANEXO II - 21.4 a 21.6 | 21.4 Como resultado do estudo devem ser apresentados os indicadores econômicos globais do projeto, dentre outros:<br>a) valor presente líquido, para uma taxa básica proposta pelo Contratado e variações de 10% e 30%, para mais e para menos, do investimento total, do preço de Petróleo e dos custos operacionais;<br>b) taxa interna de retorno, para uma taxa básica proposta pelo Contratado e variações de 10% e 30%, para mais e para menos, do investimento total, do preço de Petróleo e dos custos operacionais;<br>c) tempo de retorno;<br>d) relação entre valores presente líquido e investimento atualizado;<br>e) impacto de empregos diretos a serem gerados no país ao longo da vida útil do projeto.<br>21.5 Indicar como foram considerados as incertezas do projeto na análise econômica, como por exemplo em relação às flexibilidades.<br>21.6 Apresentar as análises de sensibilização realizadas em relação aos concursos de desenvolvimento considerados, a estratégia de Produção, as soluções de transporte de óleo e gás e as flexibilidades. | 21.4 Como resultado do estudo devem ser apresentados os indicadores econômicos globais do projeto, dentre outros:<br>a) valor presente líquido, para uma taxa básica proposta pelo Contratado e variações de 10% e 30%, para mais e para menos, do investimento total, do preço de Petróleo e dos custos operacionais;<br>b) taxa interna de retorno, para uma taxa básica proposta pelo Contratado e variações de 10% e 30%, para mais e para menos, do investimento total, do preço de Petróleo e dos custos operacionais;<br>c) tempo de retorno;<br>d) relação entre valores presente líquido e investimento atualizado;<br>e) impacto de empregos diretos a serem gerados no país ao longo da vida útil do projeto.<br>21.5 Indicar como foram considerados as incertezas do projeto na análise econômica, como por exemplo em relação às flexibilidades.<br>21.6 Apresentar as análises de sensibilização realizadas em relação aos concursos de desenvolvimento considerados, a estratégia de Produção, as soluções de transporte de óleo e gás e as flexibilidades. | | Exclusão | Não aceita. | É a análise de viabilidade econômica que diz se o projeto é comercial ou não, para efeito de realização de investimentos. A economicidade de um PD é de arbítrio da Contratado. Entretanto, é fundamental que a ANP detenha as informações dos estudos de viabilidade para possibilitar a análise das alternativas estudadas e a escolha da melhor opção. Ademais, a Contratada deverá, ao longo do processo de desenvolvimento, atualizar os estudos de viabilidade econômica de projetos complementares a serem propostos para o Campo. A questão da confidencialidade dos dados pode ser questionada como agente regulador é órgão regulador, sendo tema tratado por regulamentação específica, que precisaria todo um tratamento especial de informações e dados sensíveis recebidos pela ANP. Para os Campos de Pequena Produção, o capítulo já foi suprimido. Foi revisado, ainda, o item 21.2. | 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. | |
| 231 | Shell | ANEXO II - 21 | 21. Análise de viabilidade econômica | | A alteração ora proposta busca trazer maior segurança ao Concessionário/Contratado, evitando-se eventual ingerência por parte da Agência Reguladora, uma vez que a elaboração do Plano de Desenvolvimento é obrigação assumida pelo Contratado na qualidade de executor da atividade econômica, sendo certo que não cabe à Administração deliberar no escopo de elaboração deste documento. Sua atuação frente ao Plano de Desenvolvimento se dá de forma a assegurar, apenas, o alcance de sua finalidade, qual seja, a conformidade técnica em prol do interesse da coletividade, sob objetivo comum à sustentação da produção, em conformidade com as Melhores Práticas da Indústria de Petróleo e de acordo com bons princípios econômicos.<br>Dessa forma, não seria razoável a previsão de intervenção dessa Agência durante o processo de concepção do Plano de Desenvolvimento, cabendo a esta avaliar as soluções técnicas sugeridas.<br>Além disso, a concepção de desenvolvimento é feita em momento anterior à Declaração de Comercialidade, quando cada empresa, discricionariamente, analisa opções para o desenvolvimento de seu ativo, optando pela que melhor se enquadrar no caso em questão; dito isto, havendo algumas ingerência por parte da ANP que acarrete em alteração significativa na opção previamente deliberada, a consequência pode ser até mesmo inviabilizar o projeto em si.<br>A redação original pode acarretar em ingerência dessa Agência Reguladora nas atividades destinadas exclusivamente aos Contratados. Nesse contexto, faz-se necessário destacar que a Lei do Petróleo (Lei 9478/97) estabelece o papel de Agente Regulador, cujas funções são regular, contratar e fiscalizar as atividades integrantes da indústria de petróleo, de gás natural e dos biocombustíveis, determinações essas fundadas no artigo 170 da Constituição Federal.<br>Adicionalmente, o fornecimento de informações de viabilidade econômica de cada projeto envolve informações de ordem comercialmente sensível, levando em consideração previsões, taxas e valores diversos associados a cada agente econômico, além de os dados de viabilidade serem dinâmicos, podendo sofrer variações substanciais no tempo. Tais estudos são avaliações à empresarial de risco e recompensa associada ao empreendimento, por cada empresa, permitindo que cada uma decida pelo prosseguimento ou não do desenvolvimento e produção, se vislumbrada a viabilidade econômica da operação - conforme discricionariedade conferida aos mesmos, nos termos dos respectivos contratos de exploração e produção de hidrocarbonetos. | Sugestão | | | | |
| 232 | Petrobras | ANEXO III - III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES<br>Tabela | Produção acumulada e fator de recuperação atual | Produção acumulada e ~~fator de recuperação atual~~ fração recuperada | Terminologia inadequada. | Alteração | Aceita | | | Produção acumulada e fração recuperada |
| 233 | Petrobras | ANEXO III - III - CONTEÚDO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ORIGINAL DE GRANDES ACUMULAÇÕES<br>Tabela | Análise Econômica<br>Horizonte do projeto<br>Taxa de desconto<br>Investimentos previstos<br>VPL<br>Custo previsto de abandono | Análise Econômica:<br>Horizonte do projeto:<br>Taxa de atratividade empresarial<br>Taxa de desconto<br>Investimentos previstos:<br>VPL<br>Custo previsto de abandono | Disposição de informações confidenciais do concessionário.<br>Sugere-se a apresentação das informações em conformidade com as argumentações propostas para o Capítulo 21. | Exclusão Parcial | Não aceita. | As informações já são exigidas atualmente pelo regulamento em vigor. Para subsidiar a análise pela ANP dos projetos propostos nenhuma informação pode ser sonegada. As considerações confidenciais terão o devido tratamento pela ANP. | | |
| 234 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | ANEXO III - 1.2 a) | 1.2 O sumário executivo do Plano de Desenvolvimento deve descrever, sucintamente, a concepção global de exploração do Campo ou Área Isolada, os projetos que compõem o Plano e seus objetivos e as principais alterações no sistema de Produção e escoamento por elas introduzidas, enfocando os seguintes aspectos:<br>a) Breve descrição das alternativas de Desenvolvimento estudadas e razões da escolha da que constitui o Plano de Desenvolvimento | Retirar a ênfase/ação<br>Nos casos de desenvolvimento inicial, descrever brevemente as alternativas de desenvolvimento estudadas e razões da escolha da que constitui o Plano de Desenvolvimento | A maioria dos campos enquadrados nessa categoria terão um histórico de produção muito longo. Não faz sentido descrever alternativas estudadas de projetos que tiveram início a muito anos atrás em campos que já se encontram em avançado estágio de exploração. | Alteração | Não aceita | O objetivo de apresentação de um Plano de Desenvolvimento é a submissão à ANP do projeto de desenvolvimento de um Campo após a Declaração de Comercialidade ou novos projetos em Campos já produzores. As alternativas solicitadas são para estes novos projetos. | | |
| 235 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | ANEXO III - Item 2.1 - b), c) | 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:<br>b) Tabela com coordenadas de cabeça, profundidade medida, ano de término de perfuração, formação geológica da profundidade final e status operacional dos poços existentes na área de Campo;<br>c) 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. | 2.1 Para os primeiros Planos de Desenvolvimento elaborados após a Declaração de Comercialidade, apresentar uma retrospectiva resumida da atividade exploratória e de avaliação da descoberta, incluindo os seguintes aspectos:<br>b) Tabela com coordenadas de cabeça, profundidade medida, ano de término de perfuração, formação geológica da profundidade final e status operacional dos poços exploratórios ou de avaliação da descoberta, existentes na área Alvo de Campo;<br>c) Intervenções, estimulações, testes de formação e de longa duração, avaliações realizadas nos poços exploratórios e de avaliação da descoberta e as considerações que levaram à Declaração de Comercialidade. | Tornar mais claro o objetivo do item e evitar que essas exigências resultem em uma extensa lista de dados de poços. | Alteração | Não aceita | A sugestão não traz nenhuma melhoria, nem para o regulado nem para o regulador. | | |
| 236 | Petrobras | ANEXO III - 4.1 alínea b) | b) mapas de saturação; | Mapas de saturação inicial; | Essa solicitação não se aplica quando não há modelos de simulação de fluxo para os reservatórios do Campo. | Alteração | | | | |
| 237 | Petrobras (31/10/2014 - Audiência Mossoró) | ANEXO III - Item 4.1 a), b), c) | 4.1 Apresentar os dados de reservatório disponíveis, primários ou obtidos por correlação, entre os seguintes:<br>a) Dados petrofísicos;<br>b) Mapas de saturação;<br>c) mapas de topo, espessura e parâmetros de Reservatório elaborados. | 4.1 Apresentar os dados representativos, primários ou obtidos por correlação, de reservatórios, entre os seguintes:

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 241 | Petrobras | ANEXO III – 10 | a) 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 e os pontos de Medição Operacional;<br>b) Indicar as Medições Compartilhadas entre Campos e apresentar os procedimentos de medição. | a) 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; ~~e os pontos de Medição Operacional;~~<br>~~b) Indicar as Medições Compartilhadas entre Campos e apresentar os procedimentos de medição.~~<br>Deverá conter, ainda, 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<br>medição (fiscal, apropriação, transferência de custódia ou operacional), classe de exatidão ou incerteza.<br>c) Indicar as medições compartilhadas entre campos e apresentar as formas de obtenção dos volumes totais produzidos de petróleo e gás natural (fechamento da produção de petróleo e gás natural). | Apresentar uma visão mais abrangente e completa do sistema de medição, de modo mais padronizado, facilitando a atualização quando necessário. | Alteração | Aceita parcialmente | Exclusão da alínea "a", pois os pontos operacionais já estão abrangidos nos pontos de medição para controle operacional, as demais sugestões foram acatadas. | 10. Medição da Produção<br>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:<br>a) 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;<br>b) deverá conter, ainda, 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;<br>c) indicar as Medições Compartilhadas entre Campos e apresentar as formas de obtenção dos volumes totais produzidos de Petróleo e Gás Natural (fechamento da produção).<br>10.2 Quando a revisão incluir a destacagem de Gás Natural, descrever o sistema de medição específico para a atividade. |
| 242 | Petrobras (31/10/2014 – Audiência Mossoró) | ANEXO III – 11 e Anexos I e II item 18 | Item 11 – Meio Ambiente (aplicável também aos demais anexos) | Que sejam enviados à ANP cópia dos documentos exigidos e aprovados pelo órgão de licenciamento ambiental, assim que disponíveis. | Suprir-se a exclusão deste item e subitens tendo em vista que todas as informações solicitadas são previamente fornecidas ao órgão ambiental competente. A permanência desta redação pode gerar o entendimento de que seria necessária a duplicidade de informações, na figura não recomendada no artigo 3º, IV constante do Anexo I do Decreto 2455/1998. | Exclusão | Não aceita. | A ANP como órgão regulador das atividades de uma tipologia de indústria classificada como potencialmente geradora de significativos impactos ambientais não deve se furtar às obrigações estabelecidas no inciso IX do Artigo 8º da Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), que menciona a necessidade de se "fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente".<br>Neste sentido, o conjunto de informações ambientais a ser solicitado pela ANP aos concessionários no âmbito dos planos de desenvolvimento, por exemplo, estruturação organizacional no que concerne ao tratamento dos aspectos de meio ambiente referentes às operações e às atividades a serem realizadas no campo, informações quanto às licenças ambientais das atividades a serem desenvolvidas, tratamento e destinação a serem conferidos à água de produção, sistemas de contenção de derramamentos e medidas implementadas para a conservação dos recursos naturais, incluindo aquíferos e corpos d'água, configurar-se em informações mínimas que permitem conhecer o que se pretende desenvolver no campo. Ao se exigir que os concessionários apresentem, no âmbito dos planos de desenvolvimento, não mais informações que permitem conhecer as iniciativas, na medida em que a ANP não solicita a elaboração de estudos ambientais, mas sim informações que permitem avaliar se o concessionário está capaz de executar as operações de desenvolvimento de um campo em aderência aos regulamentos legais existentes, incluídos neste contexto, as demandas oriundas de outros regulamentos técnicos emitidos pela ANP, a saber, Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI), Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO) e Dutos Terrestres (RTDT), todos também com foco na prevenção e minimização de impactos ao meio ambiente.<br>Cabe, adicionalmente, destacar os objetivos de um plano de desenvolvimento de um campo de produção petrolífera e gasífera, conforme elencados na minuta da resolução em análise, que estão direcionados para a dinamização de que a exploração de campo se faça em consonância com a legislação em vigor, em especial com as normas e regulamentações governamentais aplicáveis à indústria do petróleo, 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, bem como com a garantia da preservação ambiental, com escolha de alternativas e utilização de processos que minimizem o impacto das operações no meio ambiente.<br>Pelo exposto, sem que a ANP conheça e analise os aspectos ambientais das atividades referentes ao desenvolvimento de campos de petróleo e gás natural, na forma das informações a serem apresentadas pelo concessionário, não há como garantir que os concessionários estejam incorporando, desde a etapa de projeto do desenvolvimento de um campo, as melhores práticas e técnicas visando a preservação do meio ambiente.<br>Fica assim demonstrada a necessidade de manutenção integral do capítulo de meio ambiente nos regulamentos técnicos anexos à minuta de resolução referente ao Plano de Desenvolvimento para Campos de Petróleo e Gás Natural. Foram feitas algumas melhorias de Redação. | | | |
| 243 | ABPIP (06/10/2014 – Audiência Salvador) | ANEXO IV (novo anexo) | | Anexo III sem os capítulos 2, 3, 4, 5, 6 e 11 | Maior simplificação dos Planos de Desenvolvimento dos Campos com pequenas acumulações. | Inclusão | Não aceita | A proposta apresentada pela ABPIP criteria três categorias de Campo, Grande, Médio e Pequeno, sendo que para este último seria criado um quarto regulamento (Anexo IV). A criação de um Anexo IV, um regulamento mais simplificado para Campos com produção inferior a quinhentos barris, não atenderia às cláusulas estabelecidas nos Contratos de Concessão e não permitiria à ANP exercer plenamente a sua missão legal, que é fazer cumprir as boas práticas da indústria do petróleo e garantir o uso racional do recurso petrolífero. | |
| 244 | P2 | | | Classificação dos gasodutos que ligarão a rede ao Terminal de Estocagem Subterrâneo – Entendemos que o mais apropriado seria que esses gasodutos fossem classificados como Gasodutos de Interconexão. | Mais simplificação. | Sugestão | Não aceita | Exclusões que o que está sendo regulamentado nesta Resolução, em relação à atividade de Estocagem Subterrânea de Gás Natural, é a autorização da atividade em reservatórios de hidrocarbonetos não desrotulados à União, conforme previsto no artigo 40 da Lei do Gás. Neste contexto, a atividade fica subordinada às regras do Contrato de E&P do respectivo Campo, ao qual pertence o reservatório objeto do projeto de Estocagem. A regulamentação do artigo 38 da mesma Lei, que prevê a atividade através de Contratos de Concessão específicos, já está em estudo pela agência e será objeto de regulamentação específica. | |
| 245 | P2 | | | Revisão da metodologia para 20 anos dos campos que tiveram aprovado o PD que contemplar estocagem | Evitar o risco financeiro em estocagem visível no mercado para amortização | Sugestão | | | |
| 246 | P2 | | | Rever proveito a antecedência de um PD ou para estocagem seria a necessidade de qualquer outra alteração | Rever a ESTOQUE motivo relevante para alteração de um PD. | Sugestão | | | |
| 247 | P2 | | | Prever no caso/caso/caso/