



Cartilha do Novo Investidor

NOVO INVESTIDOR

Esta seção foi elaborada para o investidor que deseja conhecer um pouco mais da contabilização da indústria de óleo e gás e as especificidades da Enauta com o intuito de auxiliar o entendimento das demonstrações financeiras e dos ativos da Companhia.

RECEITA

A receita da Companhia é originária da produção e comercialização de hidrocarbonetos, sendo aproximadamente 95% da venda de gás e 5% da venda de condensado do Campo de Manati. A partir de maio de 2018, com o início da operação do Campo de Atlanta, a Companhia passou a contabilizar também como receita a venda de óleo proveniente deste ativo.

Todo gás natural produzido no Campo de Manati é vendido para a Petrobras, nos termos de um contrato de longo prazo, a partir de 2007 para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petrobras, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual. O condensado produzido naquele campo é vendido para a Dax Oil Refino S.A. (“Dax Oil”), cuja receita está indexada ao preço da commodity (óleo Brent) no mercado internacional.

A Companhia possui um contrato com a Shell para a venda da totalidade do óleo produzido no Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta, que possui um desconto para o preço do Brent na comercialização por tratar-se de óleo pesado.

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos operacionais consistem nos custos incorridos na produção dos campos de Manati e Atlanta, tais como: custos de produção, participação governamental (royalties, participação especial e pesquisa e desenvolvimento), custos de manutenção e amortização dos ativos de desenvolvimento e provisão para desmantelamento de áreas.



ATIVO IMOBILIZADO

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

De acordo com o IFRS 6, Administração definiu sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. Os principais critérios contábeis adotados são:

▲ Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;

Os gastos com perfuração de poços onde as avaliações de viabilidade não foram concluídas permanecem capitalizados no imobilizado até a sua conclusão. Gastos de perfuração de poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os determinados como não viáveis (“dry hole”) são registrados diretamente na demonstração de resultado na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás. A capitalização inicial de gastos e sua manutenção são baseadas no julgamento qualitativo da Administração de que a sua viabilidade será confirmada pelas atividades exploratórias em curso e planejada pelo comitê de operações do consórcio.

▲ Outros gastos exploratórios que não relacionados ao bônus de assinatura são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

▲ Para transações de farm-in em que a Companhia tem efetuado contratos para suportar financeiramente gastos exploratórios do parceiro que procedeu a venda de participação nos blocos exploratórios (“Farmor”) e/ou “carrego”: esses gastos compromissados são refletidos nos registros contábeis quando do respectivo progresso dos futuros gastos exploratórios.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício, na conta de gastos exploratórios.

Em geral, estes gastos foram desembolsados em períodos passados e não tem efeito caixa quando reconhecidos no resultado.



DEPRECIÇÃO/AMORTIZAÇÃO

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, os gastos relacionados com os campos de Manati e Atlanta vêm sendo amortizados, por serem os campos em fase de produção no momento.

ATIVO INTANGÍVEL

O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas.

TESTE DE IMPAIRMENT

(Valor recuperável dos ativos)

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias identificar evidências de perdas não recuperáveis (impairment), apresentados a seguir:

- ▲ Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- ▲ Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
- ▲ Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
- ▲ Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.



Quando aplicável, quando houver perda, decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, é reconhecida uma baixa. A baixa poderá ser feita tanto dos valores contabilizados no ativo imobilizado quanto no ativo intangível e essa baixa é reconhecida no resultado do exercício, na conta de gastos exploratórios.

PROVISÃO DE ABANDONO

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros. A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e as variações cambiais apuradas são alocadas diretamente no resultado do exercício.

Tais provisões somente terão efeito no caixa da Companhia no momento do abandono dos poços.

Atualmente, a Companhia possui provisão de abandono para seus ativos em produção, o Campo de Manati e o Campo de Atlanta.

INCENTIVOS FISCAIS

Como estava localizada na área de abrangência da SUDENE, a controlada indireta Manati, incorporada pela QGEP no final de 2012, detinha o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicionais calculados com base no lucro da exploração durante 10 anos, começando a mesma a usufruir deste benefício desde o exercício findo em 31 de dezembro de 2008. O valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido da controlada indireta Manati até a data de sua incorporação pela QGEP. A formalização da transferência do benefício, em função da incorporação foi homologada em abril 2013. Nos termos do Decreto nº 64.214/69, a QGEP é elegível ao benefício por sucessão em virtude da incorporação de sua controlada integral Manati.



ROYALTIES

A ANP é responsável pela determinação dos royalties mensais a serem pagos com relação à produção. Os royalties correspondem a uma porcentagem entre 5% e 10% aplicada aos preços de referência de petróleo e gás natural, conforme estabelecido no respectivo edital de licitação e contrato de concessão. Ao determinar a porcentagem dos royalties aplicáveis a um bloco específico objeto de concessão, a ANP considera, entre outros fatores, os riscos geológicos envolvidos e os níveis de produção esperados. Os royalties no Brasil consistem em uma contribuição financeira similar a um severance tax.

Seguem abaixo as taxas de royalties estabelecidas pela ANP para as concessões da Enauta:

Concessão	Bacia	% Royalties
BCAM-40 (Campos de Manati)	Camamu	7,5%
CAL-M-372	Camamu	10%
BS-4 (Campos de Atlanta e Oliva)	Santos	7,8%
ES-M-598	Espírito Santo	10%
ES-M-673	Espírito Santo	10%
CE-M-661	Ceará	10%
PAMA-M-265	Pará-Maranhão	10%
PAMA-M-337	Pará-Maranhão	10%
FZA-M-90	Foz do Amazonas	10%
SEAL-M-351	Sergipe-Alagoas	10%
SEAL-M-428	Sergipe-Alagoas	10%
SEAL-M-430	Sergipe-Alagoas	10%
SEAL-M-501	Sergipe Alagoas	10%
SEAL-M-503	Sergipe Alagoas	10%
SEAL-M-573	Sergipe Alagoas	10%

PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

A participação especial será paga trimestralmente por campo a partir da data em que ocorrer a produção extraordinária. Quando devida, a participação especial varia entre 0% e 40% da receita líquida dependendo: (i) do volume de produção; (ii) do ano de início da produção; e (iii) se o bloco está localizado em terra, águas rasas ou profundas. Conforme a Lei do Petróleo e a regulamentação aplicável editada pela ANP, a participação especial é calculada com base na receita líquida trimestral de cada campo, que consiste na receita bruta calculada utilizando-se preços de referência publicados pela ANP, que reflitam os preços internacionais e a taxa de câmbio no período, menos: (i) royalties pagos; (ii) investimento na exploração; (iii) custos operacionais; e (iv) ajustes de amortização e tributos incidentes. A forma de cálculo está descrita no [DECRETO Nº 2.705, DE 03 DE AGOSTO DE 1998](#).



PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Os contratos de concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e/ou Gás Natural firmados pela ANP incluem cláusula de Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento que estabelecem a obrigatoriedade do concessionário investir 1% da receita bruta de um determinado Campo na realização de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento, quando para tal Campo incidir Participação Especial.

Esta cláusula determina que o concessionário aplique, pelo menos, 50% deste valor em despesas qualificadas pela ANP na contratação de universidades e instituições de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Nacionais, previamente credenciadas pela Agência.