



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS AMBIENTAIS E TECNOLÓGICAS
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

RAFAELA NARA SILVA ALVES

**A atuação da Agência Nacional de Petróleo, Gás e
Biocombustíveis nos processos de E&P de petróleo e gás natural –
Ênfase no Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural
(RTSGI) pertinente à Segurança Operacional das Instalações
terrestres de produção de petróleo e gás natural.**

MOSSORÓ-RN

2014

RAFAELA NARA SILVA ALVES

**A atuação da Agência Nacional de Petróleo, Gás e
Biocombustíveis nos processos de E&P de petróleo e gás natural –
Ênfase no Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural
(RTSGI) pertinente à Segurança Operacional das Instalações
terrestres de produção de petróleo e gás natural.**

Relatório de estágio supervisionado apresentado à
Universidade Federal Rural do Semi Árido –
UFERSA, Departamento de Ciências Ambientais e
Tecnológicas para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia de Petróleo.

Orientador(a): Prof(a). Keila Regina Santana–
DCAT/UFERSA

MOSSORÓ-RN

2014

O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade de seus autores

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Central Orlando Teixeira (BCOT)
Setor de Informação e Referência

A474a Alves, Rafaela Nara Silva

A atuação da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis nos processos de E&P de petróleo e gás natural: ênfase no sistema de gerenciamento da integridade estrutural (SGI) pertinente à segurança operacional das instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural / Rafaela Nara Silva Alves. -- Mossoró, 2014.

38f.: il.

Orientadora: Prof^a. Me. Keila Regina Santana

Monografia (Graduação em Engenharia do Petróleo) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Pró-Reitoria de Graduação.

1. ANP. 2. Regulamentação técnica. 3. Segurança operacional. I. Título.

RN/UFERSA/BCOT /195-14

CDD: 665.5

Bibliotecária: Vanessa Christiane Alves de Souza Borba
CRB-15/452

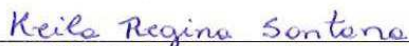
RAFAELA NARA SILVA ALVES

A atuação da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis nos processos de E&P de petróleo e gás natural – Ênfase no Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural (RTSGI) pertinente à Segurança Operacional das Instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural.

Relatório de estágio supervisionado (ou Trabalho de Conclusão de Curso) apresentado à Universidade Federal Rural do Semi Árido – UFERSA, Departamento de Ciências Ambientais e Tecnológicas para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

DATA DA APROVAÇÃO: 27 / 02 / 2014

BANCA EXAMINADORA



Prof.(^a) Keila Regina Santana – UFERSA

Presidente



Prof. Blake Charles Diniz Marques – UFERSA

Primeiro Membro



Prof.(^a) Regina Célia Oliveira Brasil Delgado – UFERSA

Segundo Membro

Dedico todo o meu desempenho
aos que nunca duvidaram da
realização do meu sonho, a
meus pais, Zila e Gilton, e
irmão, Carlos Felipe.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Pai Eterno por toda força depositada em mim ao longo de toda minha jornada. Nele sou repleta de energia, autoconfiança e calma;

Agradeço aos meus pais Gilton e Zilaneide e ao meu irmão Carlos Felipe, por todos os momentos que sempre nos uniram, seja na alegria ou nas dificuldades. É neles em que sempre penso quando novos desafios atravessam meu caminho;

Agradeço a Ailton Castro por todo o companheirismo vivido ao longo de anos. A quem eu poço sempre recorrer em qualquer situação;

Agradeço a minha tia de coração e ternura Maria do Socorro Nunes pelo incentivo e disposição sempre incondicionais a ajudar;

Agradeço a Osmundo Alves por sempre está disposto a ajudar de todas as formas possíveis, principalmente em palavras de incentivo e perseverança. Ele é um exemplo a ser seguido;

Agradeço aos meus familiares que de muitas formas ajudaram a facilitar minha vivência fora da minha cidade natal: Rosa, Risoneide, Elci, Maninha e Zuleide. Aos demais tios e tias também agradeço.

Agradeço aos meus avós Giselda, Hamilton, Rosália e Francisco Sabino (*in memoriam*) pela confiança depositada no meu sucesso;

Agradeço a minha amiga Helzy Mary por tantos momentos juntos ao longo de toda a trajetória desde o curso de Bacharelado em Ciência e Tecnologia.

Agradeço as minhas companheiras de Engenharia de Petróleo, Adriana Sales e Rubênia Siqueira por sempre estarmos juntas para enfrentar e vencer os obstáculos dessa nossa escolha;

Agradeço ao Profº. M. S.c. Aroldo Félix de Azevedo Júnior que me motivou a seguir nessa engenharia mostrando os benefícios e dificuldades dessa profissão;

Agradeço a minha orientadora Profª. M.S.c.Keila Regina Santana pela dedicação ao longo da graduação, bem como aos professores Robson, André, Rodolfo, Regina e Rodrigo que sempre estiveram dispostos a nos ajudar a desenvolver nossas habilidades e conhecimento;

Agradeço ao Profº Dr. Blake Charles Diniz Marques, que mais do que conhecimento acadêmico, compartilhou com todos as suas experiências profissionais servindo de orientação aos que almejam a entrar em um mercado de trabalho tão competitivo. O mesmo foi de extrema importância para a formação e o refino do meu caráter comportamental e profissional.

Agradeço ao Profº Dr. Jardel Dantas da Cunha, a quem tenho como referência de profissionalismo e compromisso com os desafios impostos, mesmo com o pouco tempo de convivência que adquirimos.

Agradeço aos meus orientadores de estágio na empresa UTC Óleo e Gás S.A. Ruan Costa, Fernando Yoshizato e Gustavo Cachina, por toda a orientação que compartilharam a fim de contribuir com meu conhecimento e crescimento profissional. Agradeço também aos meus colegas de trabalho Gabriel Mesquita, Robson Cortez, Bárbara Torres, Sammara Cruze Ariadne Lima pela convivência, experiências e ensinamentos ao longo desse período.

“Descobri como é bom chegar quando se tem paciência.
E para se chegar, onde quer que seja, aprendi que
não é preciso dominar a força, mas a razão.
É preciso, antes de mais nada, querer.”
(Amyr Klink)

RESUMO

Mediante a reguladora nacional dos setores de petróleo e gás natural, a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, as Concessionárias dos blocos adquiridos em leilões seguem uma série de regulamentos, normatizações e requisitos a fim de estarem aptas a atuarem como produtores que visam sempre atender as melhores práticas da indústria de petróleo. O Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI) é uma ferramenta normativa dessa agência, sob Resolução ANP N° 2, de 14 de janeiro de 2010, a qual orienta o Concessionário de um campo de produção de petróleo e gás natural a garantir continuamente a Integridade Estrutural do conjunto da Instalação e a Segurança Operacional. A estrutura organizacional exigida pelo RTSGI é de inteira responsabilidade do Concessionário com o intuito de certificar a segurança e competência nas etapas de operação, inspeção e manutenção que agregam os processos de instalação e produtivos.

Palavras-chave: ANP, Regulamentação técnica, Segurança operacional.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	12
LISTA DE SIGLAS.....	13
LISTA DE TABELAS.....	15
1. INTRODUÇÃO.....	16
2. OBJETIVO.....	17
2.1. OBJETIVO GERAL	17
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
3.1. A EMPRESA.....	18
3.2. A LEI DO PETRÓLEO	19
3.3. A ATUAÇÃO DA ANP	19
3.4. AS EXIGÊNCIAS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO	20
4. METODOLOGIA	21
5. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS	21
5.1. SEGURANÇA OPERACIONAL NA PRODUÇÃO E COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL	21
5.1.1. A APLICAÇÃO DO RTSGL.....	22
5.1.2. ABRANGÊNCIA DA APLICAÇÃO DO RTSGL.....	23
5.1.2.1. NAS INSTALAÇÕES	23
5.1.2.2. NAS ATIVIDADES.....	23
5.1.2.3. FASES DO CICLO DE VIDA DAS INSTALAÇÕES.....	23
5.1.3. DOCUMENTAÇÃO APLICÁVEL À CONSTRUÇÃO DAS UNIDADES DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL	23
5.1.3.1. O DUT.....	24
5.1.4. AUTORIZAÇÕES DE CONSTRUÇÃO/OPERAÇÃO DAS UNIDADES DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL	25
5.1.4.1. AUTORIZAÇÃO DE CONSTRUÇÃO (AC)	25

5.1.4.2. AUTORIZAÇÃO DE OPERAÇÃO (AO)	26
5.2. ELABORAÇÃO DE OFÍCIOS E ACOMPANHAMENTO DE PROCESSO PERANTE A ANP	26
5.3. ELABORAÇÃO DE MEMÓRIAS DESCRITIVAS DE INSTALAÇÕES.....	30
5.3.2. MEMÓRIAL DESCRITIVO DE LINHAS DE PRODUÇÃO	31
5.4. APOIO NA REVISÃO DE PROCEDIMENTOS, PLANOS E INSTRUÇÕES NECESSÁRIOS À SEGURANÇA OPERACIONAL E QUALIDADE DE PROCESSOS.....	31
5.5. ACOMPANHAMENTO DO SISTEMA DE GESTÃO DA MEDIÇÃO COM ENFOQUE NO CONTROLE DE CALIBRAÇÃO QUE COMPÕE OS SISTEMAS DE MEDIÇÃO FISCAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	31
5.5.1. O REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO (RTM)	31
5.5.2. INSTRUMENTOS, CALIBRAÇÃO, PERIODICIDADE E CERTIFICADOS.....	32
5.5.2.1. RT DE ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA	34
5.5.2.2. RT DE CARACTERIZAÇÃO DE GÁS NATURAL.....	34
5.6. ACOMPANHAMENTO DAS PRODUÇÕES DIÁRIAS	37
5.7. ACOMPANHAMENTO DA ATUALIZAÇÃO DA LEGISLAÇÃO VIGENTE APLICÁVEL AO SETOR PETROLÍFERO E REUNIÕES DE DIRETORIA (RD).....	37
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	38
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 01: DISTRIBUIÇÃO DA UTC PARTICIPAÇÕES	17
FIGURA 02: FORMULÁRIO DE PREENCHIMENTO PARA O DUT	23
FIGURA 03: RESULTADOS DA QUEIMA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	24
FIGURA 04: INTERFACE PARA OBTENÇÃO DE RELATÓRIOS DA FASE EXPLORAÇÃO	25
FIGURA 05: INTERFACE PARA OBTENÇÃO DE RELATÓRIOS DA FASE PRODUÇÃO	26
FIGURA 04: EXEMPLIFICAÇÃO DE UM MAPA DE LOCALIZAÇÃO DOS ACESSOS AOS POÇOS	29

LISTA DE SIGLAS

AC – Autorização de Construção de Unidade de Compressão de Gás Natural.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

AO – Autorização de Operação de Unidade de Compressão de Gás Natural.

AVCB – Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiros.

BI – Boletim Informativo de Produção.

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

DC – Declaração de Comercialidade.

DOU – Diário Oficial da União.

DSO – Documentação de Segurança Operacional.

DUT – Descrição de Unidade Terrestre.

FISPQ – Fichas de informação de segurança de produtos químicos.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

IDEMA/RN – Instituto de Desenvolvimento e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.

MD – Memorial Descritivo.

PANP – Portaria da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

PD – Plano de Desenvolvimento.

RT – Regulamento Técnico.

RTSGI – Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural.

RANP – Resolução da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

RD – Reunião de Diretoria.

RTM – Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural.

SIGI – Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural.

SIGEP – Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção.

UTC Engenharia – UTC Engenharia S.A.

UTC Óleo e Gás – UTC Óleo e Gás S.A.

LISTA DE TABELAS

TABELA 01: FORMULÁRIO E INFORMAÇÕES PARA ENVIO À ANP NA FASE DE EXPLORAÇÃO	27
TABELA 02: FORMULÁRIO E INFORMAÇÕES PARA ENVIO À ANP NA FASE DE PRODUÇÃO	28
TABELA 03: PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO.....	31
TABELA 04: PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL	31
TABELA 05: PERIODICIDADE DE INSPEÇÕES DOS COMPONENTES DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE PEETRÓLEO E GÁS NATURAL	32
TABELA 06: PERIODICIDADE DE ANÁLISE DO PETRÓLEO.....	32
TABELA 07: PRAZOS PARA AS ATIVIDADES REALIZADAS ATÉ 31 DE DEZEMBRO DE 2014.....	33
TABELA 08: ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL	34
TABELA 09: PERIODICIDADE DE ANÁLISE DE GÁS NATURAL	35

1. INTRODUÇÃO

A empresa UTC Óleo e Gás atua como uma produtora independente de petróleo e gás natural fomentando a cadeia produtiva na qual se insere na cidade de Mossoró, Rio Grande do Norte, Brasil. Criada em novembro de 2009, a UTC Óleo e Gás, além de responsável pela exploração e produção *onshore*, também pratica a prestação de serviços na área de óleo e gás.

Na empresa, compuseram as atividades desenvolvidas e acompanhadas durante o estágio no setor de Produção:

- Conhecimento da empresa, bem como do seu ramo de atuação;
- Conhecimento da ação regulamentadora e fiscalizadora da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);
- Elaboração de ofícios e acompanhamento de processos administrativos, de produção e de exploração perante a ANP;
- Elaboração de Memoriais Descritivos dos campos/poços;
- Apoio na revisão de Procedimentos, Planos e Instruções necessários à segurança operacional e qualidade de processos;
- Acompanhamento do processo de implantação do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural (SGI) nos campos produtores;
- Acompanhamento do Sistema de Gestão da Medição com enfoque no controle de calibração que compõe os sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural;
- Acompanhamento das produções diárias;
- Acompanhamento da atualização da legislação vigente aplicável ao setor petrolífero e de Reuniões de Diretoria (RD).

Entender a atuação da ANP nas concessões dos blocos, bem como nos regimes de exploração, produção e comercialização de petróleo e gás natural, é fundamental para que se tenha ciência do quão é importante gerir os processos produtivos de forma segura e transparente. Com responsabilidade e poder de agente fiscalizador perante legislação da constituição brasileira, a ANP buscará sempre a integridade de operações, processos e informações, que quando não respeitada tem autonomia suficiente para expedir multas e/ou parada de operações.

2. OBJETIVO

2.1. Objetivo Geral

Aplicar o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI) para instalação de uma Unidade de Compressão de Gás Natural.

2.2. Objetivos Específicos

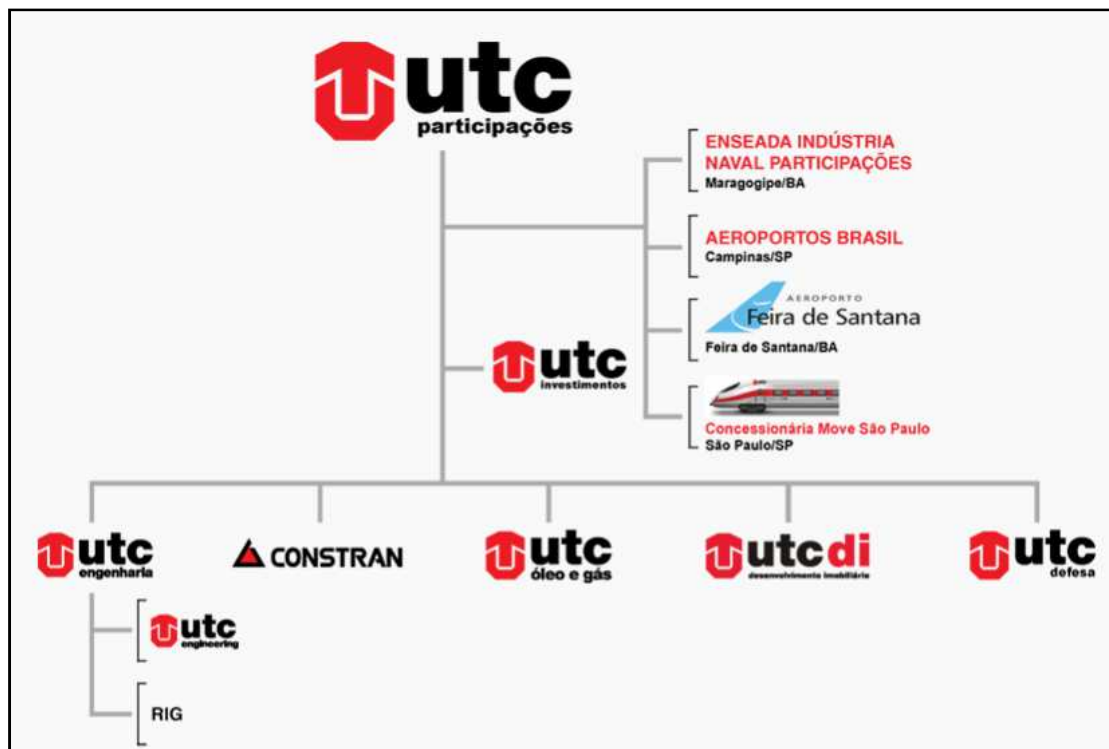
- Explanar sobre o papel da ANP na concessão dos campos de produção;
- Descrever a composição do RTSGI e os requisitos aos quais os Concessionários devem atender para garantir a segurança dos seus processos produtivos;
- Explanar sobre as Autorizações de Construção/Operação das Unidades de Compressão de Gás Natural;
- Aplicação do RTSGI para instalação da Unidade de Compressão de Gás Natural;
- Descrição da Documentação de Segurança Operacional (DSO);
- Explanar sobre as atividades desenvolvidas durante o período de estágio.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. A empresa

A UTC Engenharia S.A. é uma das principais empresas brasileiras de sistema de Gestão Integrada (SGI) na área de serviços em engenharia industrial. Fundada em 1974, sua atuação é destacada nos segmentos de produção e processamento de petróleo e gás, petroquímica, geração de energia, siderurgia, papel e celulose, metalurgia, construção e manutenção industrial. A figura 01 mostra o *holding* de atuação a UTC Participações.

Figura 01:Distribuição da UTC Participações.



(Fonte: www.utc.com.br)

Segundo o site da UTC, disponível em www.utc.com.br, a UTC Participações S.A. foi constituída em 1997, como Empresa *Holding*. Suas principais controladas são a UTC Engenharia, seu carro chefe, a CONSTRAN, a UTC Óleo e Gás, a UTC Desenvolvimento Imobiliário, a UTC Defesa e a UTC Investimentos. A UTC Participações tem como metas principais a expansão e a diversificação de sua área de atuação, em alinhamento estratégico com suas controladas, de acordo com as oportunidades que se apresentam nos mercados nacional e internacional, com foco especial nos setores de infraestrutura, energia, imobiliário e óleo e gás.

A UTC Óleo e Gás S.A, é uma filial da UTC Engenharia S.A atuando como produtora independente de petróleo e gás natural. No setor de prestação de serviços, fornece a terceiros um Laboratório de Análises de Petróleo e Gás Natural, uma Sonda de Completação de poços além de uma Unidade Móvel de Testes, todos devidamente acompanhados de profissionais aptos a desenvolverem e acompanharem os processos, (www.utc.com.br).

Atualmente, encontram-se sob o domínio de concessão pertencente à UTC, poços nos municípios de Governador Dix-Sept Rosado, Felipe Guerra e Serra do Mel. Os poços são em sua maioria produtores de petróleo e, mais recentemente, implantamos a compressão de gás natural para comercialização.

3.2. A Lei do Petróleo

A legislação pertinente voltada a exploração/produção de petróleo e gás natural está disposta na Lei Nº 9478, de 6 de agosto de 1997. O artigo 3º dispõe sobre a posse à União dos depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos tanto em terra quanto em mar. Assim, todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

3.3. A atuação da ANP

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), implantada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997).

A ANP tem como finalidades:

- **REGULAR:** Estabelecer regras por meio de portarias, instruções normativas e resoluções para o funcionamento das indústrias e do comércio de óleo, gás e biocombustíveis;
- **CONTRATAR:** Promover licitações e assinar contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e autorizar as atividades das indústrias reguladas;
- **FISCALIZAR:** Fazer cumprir as normas nas atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

À medida que a indústria evolui sobre estas novas fronteiras de exploração, os desafios tecnológicos se modificam e os riscos da atividade aumentam e se tornam evidentes, enquanto as demandas tecnológicas não são perfeitamente atendidas. Deste modo, é necessário que o ambiente institucional, correspondente ao momento da indústria, se adapte a estes novos desafios de maneira a permitir que a exploração e produção de petróleo ocorram em níveis de segurança adequados, evitando acidentes, danos ao meio ambiente e à sociedade.

A normatização na indústria de petróleo visa sempre trabalhar na busca da melhoria contínua dos processos produtivos a fim de garantir a segurança operacional, dos operadores envolvidos em cada processo e do meio ambiente que será exposto na produção (área de locação do poço produtor/injetor) e no transporte (através de dutos, carretas, linhas de produção) dos hidrocarbonetos produzidos.

Além do foco da segurança operacional, a normatização de um sistema produtivo torna-se importante para a padronização das linhas de serviços, dos equipamentos, instrumentos e trabalhadores, aliando todos para reduzir custos operacionais sem reduzir produção e sem prejudicar o meio ambiente.

3.4. As exigências dos Contratos de Concessão

A Lei do Petróleo (Nº 9.478/1997), também dispõe sobre a abrangência e obrigações dos contratos de concessão. Esses contratos deverão prever duas fases:

- Fase de exploração: as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade;
- Fase de produção: incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

Segundo a lei do petróleo (1997), o contrato estabelecerá que o concessionário esteja obrigado a:

- Adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;
- Comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;
- Realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;

- Submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;
- Responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;
- Adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

4. METODOLOGIA

Todas as atividades desenvolvidas tiveram como fonte principal as portarias, decretos e resoluções da ANP.

Para a produção, compressão e comercialização de gás natural nos campos produtores também foram necessárias as documentações que constam nas PANP N° 170/1998.

O condicionamento e a construção das obras das unidades de compressão de gás natural dependerão dos serviços de terceiros para emissão laudos/atestados, tais como:

- Corpo de Bombeiro: emissão do AVCB;
- Terceirizada para instalação e interligação do sistema de compressão: emissão do atestado de comissionamento da obra;
- IDEMA: emissão da Licença de Instalação.

A aplicação do RTSGI segue mediante Resolução ANP N° 2, de 14 de janeiro de 2010. Especificamente, assim como citado como atividade principal, o RTSGI visa estabelecer os requisitos estruturais e de segurança a serem atendidos para instalação de uma Unidade de Compressão de Gás Natural. Para sua aplicação são necessários que se tenha:

- Garantia da Integridade Estrutural das Instalações;
- Organização e Segurança Operacional (Estrutura Organizacional, Qualificação, Treinamento e Documentação de Segurança Operacional - DSO) que compõem a área de locação do poço;
- Organização da documentação necessária para que a DSO seja aceita perante a ANP.

5. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

5.1. Segurança Operacional na produção e compressão de gás natural

5.1.1. A aplicação do RTSGI

A RANP Nº 2/2010, autoriza e descreve acerca do Regulamento Técnico do Regime de Segurança Operacional para Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural.

Segundo a resolução supracitada, considera-se como Regime de Segurança Operacional para Campos Terrestres a estrutura regulatória estabelecida pela ANP visando à garantia da Segurança Operacional, consideradas as responsabilidades do Concessionário e as atribuições da ANP na condução das atividades de produção de petróleo e gás natural.

No Regime de Segurança Operacional para campos terrestres são consideradas responsabilidades do concessionário:

- Determinar que o operador da instalação disponha de um sistema de gestão que atenda às práticas do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI) instituído pela ANP, conforme estabelecido no RT;
- Determinar que o operador da instalação providencie a auditoria de seu sistema de gestão da segurança operacional conforme prescrito no RT;
- Submeter à ANP a DSO das instalações;
- Prover livre acesso à área de concessão e às operações em curso, para fins de inspeção e auditoria das instalações, inclusive, onde não houver serviços públicos disponíveis, fornecendo transporte, alimentação, alojamento e suporte.

Cabe a ANP na análise da implantação do Regime de Segurança Operacional para Campos Terrestres:

- Efetuar análise da documentação exigida (DSO);
- Efetuar auditorias na Instalação para verificação do funcionamento do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural;
- Investigar os acidentes ocorridos nas instalações terrestres de produção;
- Exercer ações de injunção quando constatadas não conformidades com o RT e demais exigências contidas na legislação pertinente, na forma estabelecida em legislação específica sobre os procedimentos de imposição de penalidades.

O artigo 2º da RANP Nº 2/2010, aprova o RT do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI) para os campos terrestres de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural.

O objetivo desse RT é estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural (SGI), visando à segurança operacional das instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural, a integridade mecânica dos equipamentos, a operação segura das instalações e a proteção da vida humana e do meio ambiente durante todo o ciclo de vida.

O operador da instalação deverá elaborar e implementar programas de treinamentos para atender os níveis de competência necessários para cada pessoa que exerça tarefas críticas na operação, na inspeção e na manutenção da instalação, de forma a assegurar que estejam aptas a realizá-las. Além de promover a identificação e análise qualitativa ou quantitativa dos riscos, conforme aplicável, com o propósito de recomendar ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a integridade estrutural e segurança operacional.

5.1.2. Abrangência da aplicação do RTSGI

5.1.2.1. Nas instalações

- Instalações Terrestres de Produção;
- Instalações Terrestres de Armazenamento e Transferência.

5.1.2.2. Nas atividades

- Produção de petróleo e gás natural;
- Processamento primário de petróleo;
- Armazenamento e transferência de petróleo;
- Compressão e transferência do gás natural.

5.1.2.3. Fases do ciclo de vida das instalações

- Projeto, construção e montagem;
- Operação;
- Desativação.

5.1.3. Documentação aplicável à construção das unidades de compressão de gás natural

A Documentação de Segurança Operacional (DSO) é composta por uma série de documentos que deverá ser submetida à ANP a fim de compor a autorização para operação com gás natural.

- Descrição da Unidade Terrestre (DUT);
- Planta baixa da Instalação;
- Fluxograma de processo;
- Planta de classificação elétrica de áreas;

- Lista dos Elementos Críticos de Segurança Operacional.

5.1.3.1. O DUT

O DUT é um documento que contém a descrição dos itens de segurança da instalação conforme formulário demonstrado na figura 02.

Juntamente com o DUT, deverão estar sempre disponíveis para consultas/auditorias na instalação:

- Licença ambiental de instalação e/ou operação, atualizada, na forma estabelecida pelo órgão ambiental competente;
- Fichas de informação de segurança de produtos químicos (FISPQ);
- Certificados emitidos pelo Corpo de Bombeiros (AVCB);
- Certificados de equipamentos para Áreas Classificadas;
- Desenhos, planos e diagramas detalhados da Instalação com seus sistemas de produção e de processo, tais como:
 - o Sistemas de geração, distribuição elétrica e de sinais de controle;
 - o Sistemas de recebimento, processamento e transferência da produção de óleo e gás;
 - o Sistemas de pressurização, despressurização, incluindo válvulas de segurança de alívio de pressão, de queimadores e de ventilação.

Figura 02: Formulário de preenchimento para o DUT.

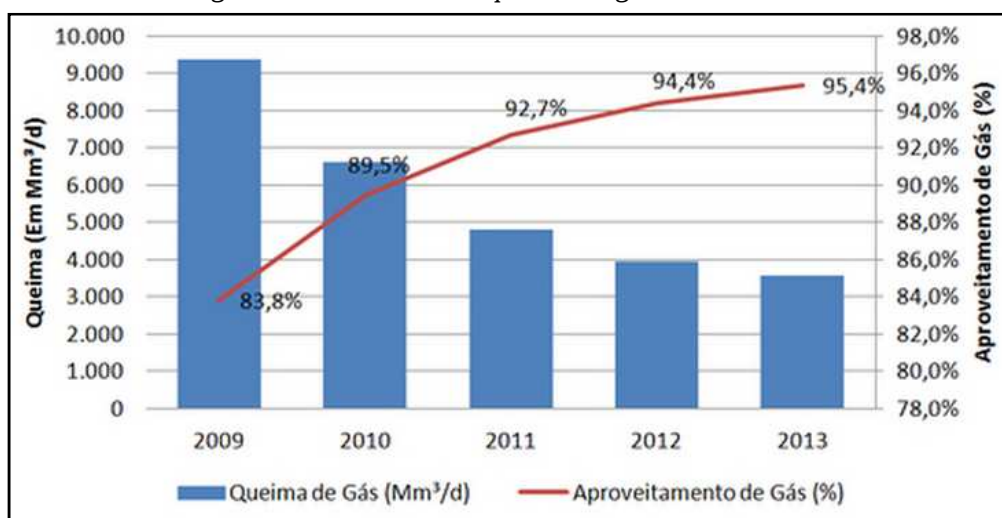
1. IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO 1.1. Campo (1) 1.2. Bacia (2) 1.3. Número do Contrato (3) 1.4. Unidade Terrestre (4) 1.5. Concessionário (5) 1.6. Operador da Instalação (6)		4. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE PRODUÇÃO 4.1. Sistema de Produção Descrição (16) 4.2. Sistema de Processamento de Óleo Descrição (17) 4.3. Sistema de Processamento de Gás Descrição (18) 4.4. Sistema de Exportação de Óleo e Gás Descrição (19) 4.5. Sistema de Gás Combustível Descrição (20) 4.6. Sistema de Automação, Controle e Parada de Emergência Descrição (21)											
2. LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO <table border="1"> <thead> <tr> <th>ITEM</th> <th>INFORMAÇÕES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2.1. Coordenadas Geográficas</td> <td>(7)</td> </tr> <tr> <td>2.2. Dados de Acesso à Instalação</td> <td>(8)</td> </tr> <tr> <td>2.3. Dados Geológicos</td> <td>(9)</td> </tr> <tr> <td>2.4. Dados Climáticos</td> <td>(10)</td> </tr> </tbody> </table>		ITEM	INFORMAÇÕES	2.1. Coordenadas Geográficas	(7)	2.2. Dados de Acesso à Instalação	(8)	2.3. Dados Geológicos	(9)	2.4. Dados Climáticos	(10)	5. DESCRIÇÃO DA MALHA DE COLETA E INTERLIGAÇÃO C/OUTRAS INSTALAÇÕES Descrição (22)	
ITEM	INFORMAÇÕES												
2.1. Coordenadas Geográficas	(7)												
2.2. Dados de Acesso à Instalação	(8)												
2.3. Dados Geológicos	(9)												
2.4. Dados Climáticos	(10)												
3. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO 3.1. Características Principais da Unidade Descrição (11) 3.2. Sistema de Utilidades Descrição (12) 3.3. Sistema de Tancagem Descrição (13) 3.4. Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio Descrição (14) 3.5. Sistema de Geração e Distribuição Energia Elétrica Descrição (15)		6. GLOSSÁRIO Descrição (23)											
7. DIAGRAMA DE FLUXO DA PRODUÇÃO E DO PROCESSO <table border="1"> <thead> <tr> <th>ITEM</th> <th>INFORMAÇÕES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fluxograma de Processo</td> <td>(24)</td> </tr> </tbody> </table>		ITEM	INFORMAÇÕES	Fluxograma de Processo	(24)								
ITEM	INFORMAÇÕES												
Fluxograma de Processo	(24)												

(Fonte: RTSGI, 2010)

5.1.4. Autorizações de Construção/Operação das Unidades de Compressão de Gás Natural

Segundo nota no site da ANP, de 27/01/2014, o Brasil alcançou recorde na redução da queima de gás natural em 2013, com aproveitamento de 95,4% do gás natural produzido. Esses são o maior índice de aproveitamento e o menor volume anual de gás queimado desde a criação da ANP em 1998. Os dados do aproveitamento do gás natural são demonstrados na figura a seguir.

Figura 03: Resultados da queima de gás natural no Brasil.



(Fonte: www.anp.gov.br).

Para a compressão do gás natural faz-se necessário seguir o disposto na PANP N° 170/1998, que dispõe sobre a documentação necessária a ser encaminhada à ANP com o intuito de obter em publicação em DOU, o direito de construir e operar uma unidade de compressão de gás natural.

5.1.4.1. Autorização de Construção (AC)

Para o pedido de AC foi necessário a organização dos seguintes documentos:

- Ato constitutivo da empresa;
- Comprovante de inscrição nas esferas municipal e estadual;
- Comprovante de capital de no mínimo de 100.000,00 reais;
- Sumário descritivo das instalações;
- Cronograma de execução das atividades;
- Planta geral das instalações;
- Licença de Instalação (LI) expedida por órgão ambiental competente.

5.1.4.2. Autorização de Operação (AO)

Para o pedido de AO foi necessário a organização dos seguintes documentos:

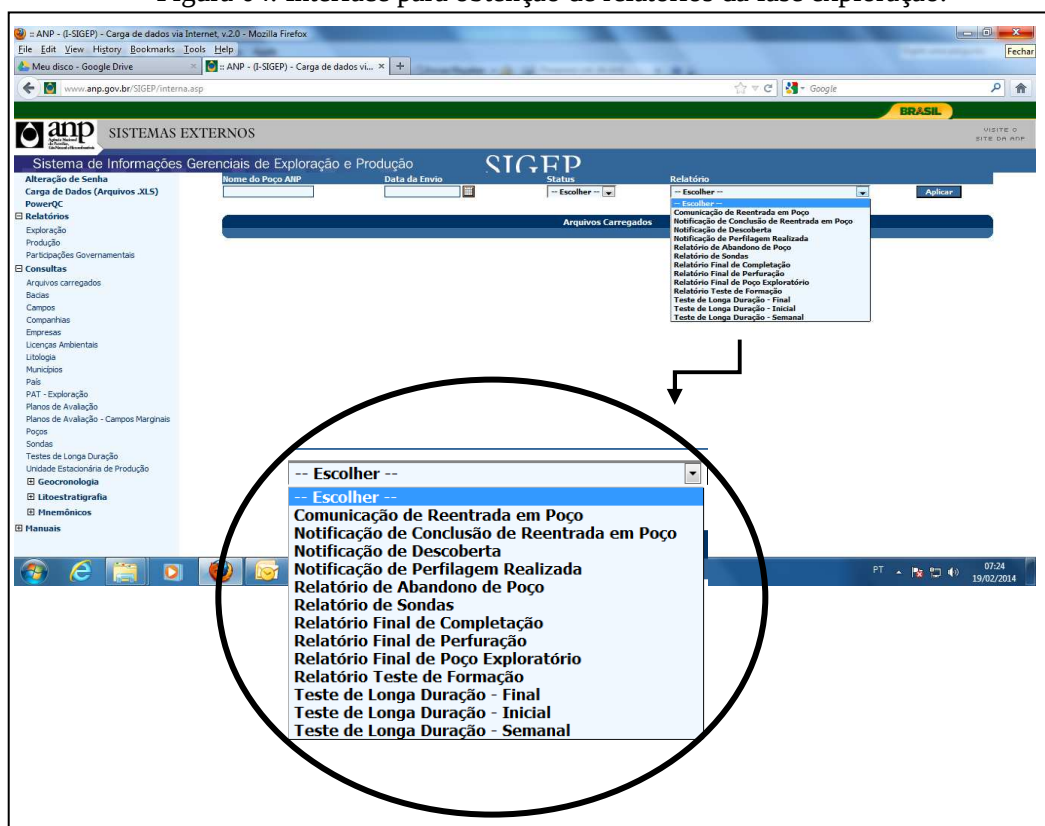
- Licença de Operação (LO) expedida por órgão ambiental competente;
- Atestado de comissionamento da obra enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo normas técnicas adequadas;
- Sumário do Plano de Manutenção das instalações de transporte e do Sistema de Garantia da Qualidade para a fase de operação.

5.2. Elaboração de ofícios e acompanhamento de processo perante a ANP

A fim de manter a ANP ciente de todos os processos técnicos e administrativos que circunvizinham a produção de petróleo e gás natural, faz-se necessário comunicar mediante ofícios os relatórios gerados pelo sistema SIGEP/ANP. Como constam nas figuras 04 e 05 a seguir, observam-se os relatórios que podem ser gerados, e mesmo constando no sistema é obrigatório o envio de relatório comunicando o carregamento dos dados no SIGEP.

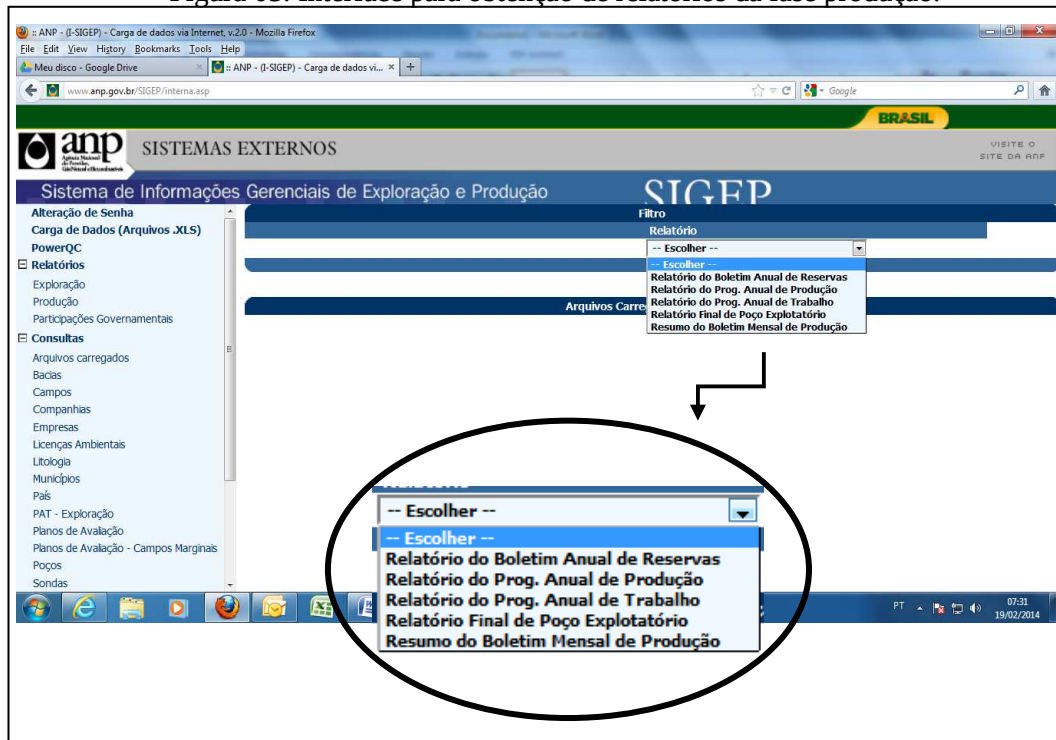
O carregamento de dados no SIGEP segue pré-estabelecido como especificado nas tabelas 01 e 02.

Figura 04: Interface para obtenção de relatórios da fase exploração.



(Fonte: www.anp.br)

Figura 05: Interface para obtenção de relatórios da fase produção.



(Fonte: www.anp.br)

Tabela 01: Formulário e informações para envio à ANP na fase de exploração

Área	Formulário	Prazo de Envio*	Instrumento Legal	Modo de Envio	
				Protocolo	e-mail / SIGEP
PAT/OAT	PAT - Plano Anual de Trabalho	Até o dia 31 (trinta e um) de outubro de cada ano. O primeiro PAT e seu respectivo OAT cobrem o restante do ano em curso e serão apresentados pelo Concessionário no prazo máximo de 60 (sessenta) dias contados da data de entrada em vigor do Contrato. No caso de faltarem menos de 30 (trinta) dias para o final desse ano, o primeiro PAT e seu respectivo OAT contemplarão também o ano imediatamente seguinte.	Contrato de Concessão	X	X
	OAT - Orçamento Anual de Trabalho				
GEOFÍSICA	Intenção de Entrega de Dados Geofísicos	Até 60 dias após o término do levantamento/processamento	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Notificação de Compra de Dados Não-Exclusivos	Até 30 dias após concretizada a compra	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Notificação de Início de Levantamento Geofísico	Até 10 dias antes do início do levantamento	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Notificação de Término de Levantamento Geofísico	Até 10 dias após o término do levantamento	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Relatório Final de Levantamento Geofísico	Até 60 dias após data da conclusão da aquisição, juntamente com a produção dos meses referentes ao período do levantamento.	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Notificação de Início de Reprocessamento Sísmico Exclusivo	Até 10 dias antes do início do reprocessamento	Resolução ANP nº 11/2011	X	
GEOQUÍMICA	Notificação de Término de Reprocessamento Sísmico Exclusivo	Até 10 dias após o término do reprocessamento	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Notificação de Início de Levantamento Geoquímico	Até 10 dias antes do início do levantamento	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Notificação de Término de Levantamento Geoquímico	Até 10 dias após o término do levantamento	Resolução ANP nº 11/2011	X	
	Relatório Final de Levantamento Geoquímico	Até 60 dias após a data da conclusão da aquisição, juntamente com a produção dos meses referentes ao período do levantamento.	Resolução ANP nº 11/2011	X	
PEM	Solicitação de Abastecimento de PEM	Imediatamente após a execução das atividades previstas no PEM	Contrato de Concessão	X	
AMOSTRAS	Envio de Amostras para Análise no Exterior	Até 10 dias antes da data programada para o envio	Contrato (Cláusula 175), Padrão ANP06 (Art. 65), Resolução ANP nº 11/2011	X	
PLANO DE AVALIAÇÃO	Notificação de Descoberta (ND)	Até 72 horas após a constatação da descoberta	Contrato de Concessão	X	X
	Plano de Avaliação de Descoberta (PAD)	Antes do início da avaliação e durante a fase Exploratória	Contrato de Concessão	X	
	Relatório Final de Plano de Avaliação de Descoberta (RFAD)	Até 90 dias após o cumprimento do Plano de Avaliação ou, quando for o caso, na data da Declaração de Comercialidade, caso esta ocorra antes do término do Plano de Avaliação	Contrato de Concessão	X	
	Declaração de Comercialidade (DC)	A qualquer tempo antes do término da Fase Exploratória ou, quando for o caso, antes do término do Plano de Avaliação	Contrato (Cláusula 79), Portaria nº 090/2000 (Art. 25, incisos I a III), Portaria 090/2000 (Art. 39), Resolução ANP nº 31/2011	X	
	Cadastro de Sonda de Perfuração	Até 30 dias antes do início da perfuração	Contrato de Concessão	X	X
	Notificação de Perfuração de Poço (NPP)	Até 20 dias antes da previsão de início do poço	Contrato de Concessão	X	X
POÇO	Comunicação de Início de Perfuração de Poço (CIPP)	Até 6 horas após o início da operação de perfuração	Contrato de Concessão	X	
	Notificação de Perfuração Realizada (NPR)	Até 10 dias após a perfuração final	Contrato de Concessão	X	X
	Comunicação de Reentrada em Poço (CRP)	Até 1 dia após a reentrada	Contrato de Concessão	X	X
	Notificação de Conclusão de Reentrada em Poço (NCRP)	Até 10 dias após a conclusão da reentrada	Contrato de Concessão	X	X
	Relatório de Abandono de Poço (RFAP)	Até 60 dias após o abandono do poço	Contrato de Concessão	X	X
	Relatório Final de Complementação (RFCP)	Até 60 dias após o término da complementação	Contrato de Concessão	X	X
	Relatório Final de Perfuração (RFP)	Até 60 dias após o término da perfuração (1)	Contrato de Concessão	X	X
	Relatório Final de Poço Exploratório (RFP)	Até 60 dias após a conclusão do poço (2)	Contrato de Concessão	X	X
ESTIMATIVA DE INVESTIMENTO	Situação Operacional de Poço (SOP)	No horário compreendido entre 8h00 e 12h00 de cada dia útil	Contrato de Concessão	X	X
	Status do poço (SP)	A cada, no máximo, 30 dias	Contrato de Concessão	X	X
	Estimativa de Investimento em Perfuração de Poço Exploratório	Até 90 dias antes da entrada no segundo período exploratório	Contrato de Concessão	X	X
EXPLOSIVOS	Plano de Remoção, Destruição e Inativação de Explosivos	Até 60 dias após constatação de não detonação de explosivo	Resolução ANP nº 4/2012	X	
FONTES VIBRATORIAS	Relatório Final de Levantamentos Geofísicos com Fonte Vibratória	Até 60 dias após o término do levantamento	Resolução ANP nº 4/2012	X	

(Fonte: www.anp.gov.br).

Tabela 02: Formulário e informações para envio à ANP na fase de produção.

Tabela 2 - Formulários e Informações para envio - Fase de Produção					
Área	Documento	Prazo para envio	Instrumento Legal	Modo de Envio	
				Protocolo	e-mail / i-SIGEP
Acompanhamento de Planos e Programas	Plano de Desenvolvimento	Até 6 meses após a Declaração de Comercialidade ou quando houver necessidade de uma revisão do PD de acordo com a regulamentação em vigor.	Portaria nº 90, 31/05/00	X	X
	Programa Anual de Produção	Até o dia 31 de outubro do ano corrente, referente aos próximos 5 anos	Portaria nº 100, 20/06/2000	X	X
	Programa Anual de Trabalho e Orçamento	Até o dia 31 de outubro do ano corrente, referente aos próximos 5 anos	Portaria nº 123, 20/06/2000	X	X
	Boletim Mensal de Produção	Até o 15º dia do mês subsequente	Contrato de Concessão	X	X
	Boletim Anual de Reservas	Até o dia 15 de Janeiro do ano subsequente	Portaria nº 9, 21/01/2000	X	X
	Programa de Desativação de Instalações	Deverá ser apresentado à ANP, para o caso de desativação de parte do Sistema de Produção, no prazo de 6 meses após solicitação contida na manifestação da Agência sobre o PAT	Resolução nº 27, 18/10/2006	X	
	Relatório Final de Desativação de Instalações	Depois de concluídas as atividades previstas no Programa de Desativação	Resolução nº 27, 18/10/2007	X	
	Comunicação de Início de Produção	No máximo, até 24 horas de sua ocorrência	Contrato de Concessão Cláusula 10.1	X	
	Comunicação de Início de Atividade (Licença Ambiental)	10 dias contados da data de início da atividade	Resolução nº 3, 08/02/2007	X	X
	Cadastro da Unidade Estacionária de Produção (UEP)	No início de produção de um campo ou quando as informações contidas no cadastro mudarem	-		X
Poços Exploratórios	Plano de Reabilitação de Jazida	Até 6 meses após a Declaração de Comercialidade ou quando houver necessidade de uma revisão de acordo com a regulamentação em vigor	Resolução nº 46, 22/12/2009	X	X
	Notificação de Perfuração de Poço (NPP)	Até 20 dias antes da data prevista para o início da perfuração	Portaria nº 75, 03/05/00	X	
	Comunicação de Início de Perfuração de Poço (CIPP)	Até 6 horas após efetivo início da perfuração	Portaria nº 75, 03/05/00		X
	Relatório Final de Perfuração	Até 60 dias após o final da perfuração	Contrato de Concessão	X	X
	Relatório Final de Completção	Até 60 dias após o final da completação	Contrato de Concessão	X	X
	Relatório de Abandono de poço	Até 60 dias após o término do abandono	Contrato de Concessão	X	X
	Relatório Final de Poço Exploratório	Até 60 dias após a data de Conclusão do poço	Contrato de Concessão	X	X
	Notificação de Perfuração Realizada	até 10 dias após a perfuração final	Contrato de Concessão	X	X
Aquisição de Dados Geofísicos em campos	Situação Operacional de Poço (SOP)	No horário compreendido entre 8h00 e 12h00 de cada dia útil	Contrato de Concessão	X	X
	Situação Mensal de Poço	Até o dia 10º dia do mês subsequente às operações reportadas	Contrato de Concessão		X
	Notificação de Início de Levantamento Geofísico	Até 20 dias antes do início do levantamento	Portaria nº 188, 21/12/98	X	
	Notificação de Término de Levantamento Geofísico	Até 10 dias após o último registro	Portaria nº 188, 21/12/98	X	
Padrões de Amostragem	Relatório Final de Levantamento Geofísico	No máximo 60 dias após a finalização do levantamento	Portaria nº 188, 21/12/98	X	
	Solicitação de Autorização de Envio de Amostra p/ o Exterior	Até 10 dias antes da data programada para o envio	Portaria nº 283 14/11/01	X	
	Solicitação de Autorização de Amostragem Fora do Padrão	Até 10 dias antes da data programada para o envio	Portaria nº 283 14/11/01	X	

(Fonte: www.anp.gov.br)

5.3. Elaboração de Memórias Descritivas de Instalações

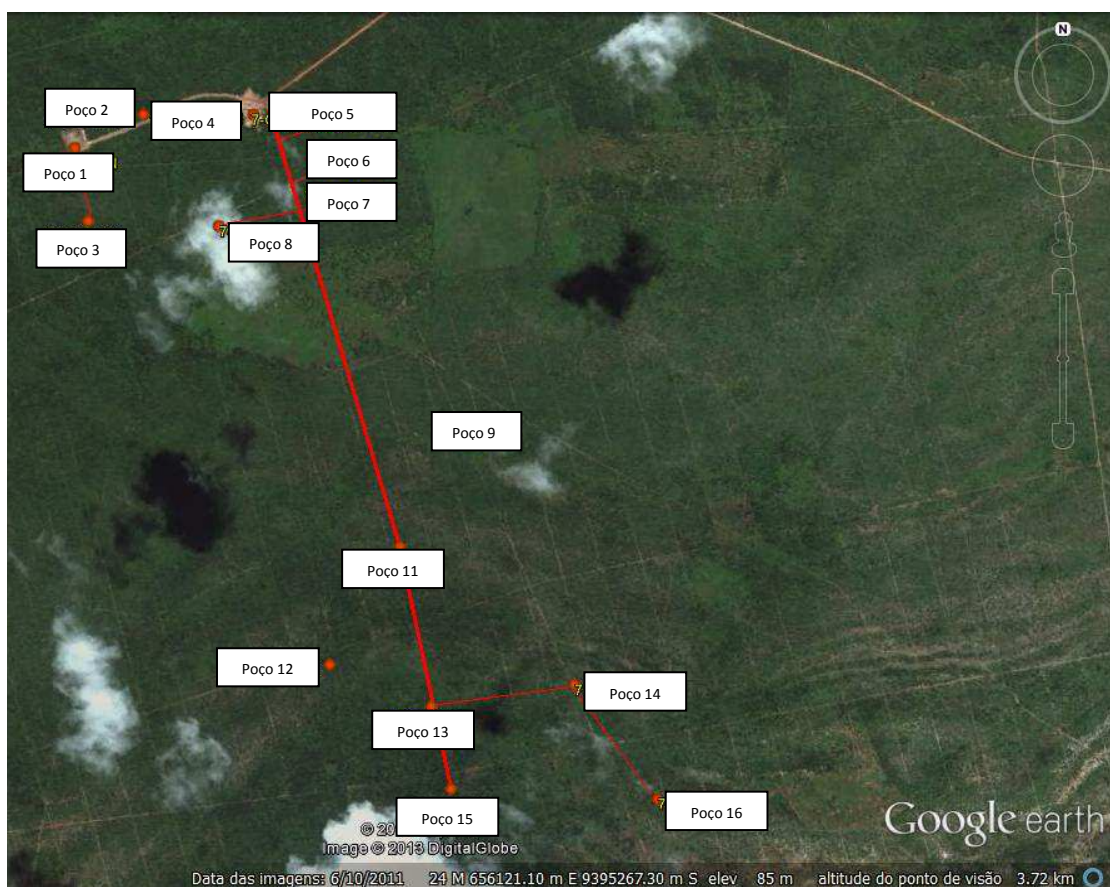
5.3.1. Memorial Descritivo de Poços

O Memorial Descritivo (MD) é um documento que visa estabelecer os requisitos técnicos e materiais a utilizar e demais condições para a preparação de área para perfuração de poço de prospecção de petróleo/gás natural. Visa também a elaboração de planta com medidas exatas da área desmatada para a construção de base e/ou acesso e levantamento das culturas ali existentes antes do processo de preparação da área de locação do poço.

São variáveis descritas no MD:

- Coordenadas geográficas;
- Dimensões de locação e acesso, como mostra a figura 06;
- Caracterização da vegetação ativa e recursos hídricos circunvizinhos à área de locação do poço;
- Alojamento (contêineres que acomoda dormitório, laboratório, banheiros e escritório).

Figura 06: Exemplificação de um mapa de localização dos acessos aos poços



(Fonte: Empresa UTC Óleo e Gás).

5.3.2. Memorial Descritivo de Linhas de Produção

Este Memorial Descritivo visa estabelecer as condições operacionais que permitam descrever e ilustrar o trajeto em que será construída a linha de produção do poço de petróleo desde a saída do poço até o local de armazenamento do fluido.

São variáveis descritas no MD:

- Caracterização da vegetação ativa e recursos hídricos circunvizinhos à área de locação do poço;
- Descrição da tubulação utilizada (diâmetro, comprimento, grau do aço);
- Caracterização físico-química do fluido que escoará;
- Temperatura média do ambiente de operação.

Os MD's foram elaborados para compor o material necessário para dar entrada aos processos de licenciamento junto ao órgão ambiental do estado, o IDEMA-RN, Instituto de Desenvolvimento e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte.

5.4. Apoio na revisão de Procedimentos, Planos e Instruções necessários à segurança operacional e qualidade de processos

A fim de compor a documentação para auditorias, foi necessária a revisão de procedimentos, planos e instruções de operações, tais como:

- Plano de calibração;
- Procedimento de inspeção visual de poços terrestres;
- Procedimento de escoamento de fluidos por carretas;
- Instrução de operação de transferência de petróleo/água intra-estadual/interestadual.

5.5. Acompanhamento do Sistema de Gestão da Medição com enfoque no controle de calibração que compõe os sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural

5.5.1. O Regulamento Técnico de Medição (RTM)

Mediante Resolução Conjunta ANP/INMETRO N°1/2013, o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vista a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

5.5.2. Instrumentos, calibração, periodicidade e certificados

A garantia da integridade dos seus instrumentos de medição é de extrema importância para garantir a transparência e eficiência do sistema de medição fiscal informado à ANP. A credibilidade do processo dar-se também pelo acondicionamento do instrumento aplicado, condições ambientais, calibração e manuseio do mesmo. As tabelas a seguir mostram a periodicidade de análises de variáveis do processo e calibrações de instrumentos aplicados à medição conforme consta na Resolução Conjunta ANP-INMETRO Nº 1/2013.

Tabela 03: Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo.

Instrumento de Medição e Medidas Materializadas	Aplicação: Medição Fiscal
Tanques de Calibração, instrumentos associados e medidas de capacidade	36 meses
Instrumentos associados aos tanques de calibração, medidas de capacidade e provadores	12 meses
Provador convencional	60 meses
Provador compacto	36 meses
Provador móvel	12 meses
Medidor padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina	6 meses
Medidor padrão de trabalho Coriolis	12 meses
Medidor padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina	3 meses
Medidor em operação Coriolis	6 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses
Medidor em operação outras tecnologias	3 meses
Analísadores em linha	3 meses
Temperatura	3 meses
Pressão	3 meses
Trenas e termômetros associados aos tanques	12 meses
Sistemas de medição automático de nível em tanques	6 meses

(Adaptado de Resolução Conjunta ANP-INMETRO Nº 1/2013).

Tabela 04: Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural.

Instrumento de Medição	Aplicação: Medição Fiscal
Medidor Padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina	6 meses
Medidor Padrão de trabalho Coriolis	12 meses
Medidor Padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses

Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina	3 meses
Medidor em operação Coriolis	6 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses
Medidor em operação outras tecnologias	3 meses
Temperatura	3 meses
Pressão	3 meses
Trenas e termômetros associados aos tanques de GNL	-
Sistema de medição automático de nível em tanque de GNL	-
Analizador em linha	6 meses

(Adaptado de Resolução Conjunta ANP-INMETRO Nº 1/2013)

Tabela 05: Periodicidade de inspeções dos componentes dos sistemas de medição de petróleo e gás natural.

Equipamentos e Componentes dos Sistemas de Medição	Produção	
	Petróleo	Gás natural
Tanques/Vasos	60 meses	-
Elemento primário de diferencial de pressão	12 meses	12 meses
Porta-placas	36 meses	36 meses
Trecho reto das placas de orifício	36 meses	36 meses
Trecho reto das outras tecnologias de medição (quando aplicável)	36 meses	36 meses
Amostradores	12 meses	12 meses
Válvulas dos sistemas de medição em linha	12 meses	12 meses
Válvulas associadas a tanques / Vasos	60 meses	-

(Adaptado de Resolução Conjunta ANP-INMETRO Nº 1/2013)

Tabela 06: Periodicidade de análise de petróleo.

Análise do Petróleo	Tipos de fluidos e aplicações			
	Fiscal	Apropriação por teste de poço	Apropriação contínua	Transferência de Custódia
BSW	diário, quando em linha ou a cada medição, quando em tanque	a cada teste	diário	a cada transferência
RS	-	a cada teste	90 dias	
Fator de encolhimento	-	a cada teste	90 dias	
Teor de enxofre	1 ano	-	-	
Ponto de Ebulição	Cumprir a Portaria ANP nº 206/2000, ou outra que vier a	-	-	

Verdadeiro	substituí-la, ou quando a ANP solicitar.			
Massa específica	diário, quando em linha ou a cada medição, quando em tanque	a cada teste	diário	

(Adaptado de Resolução Conjunta ANP-INMETRO N° 1/2013)

5.5.2.1. RT de análise físico-química

Aprovado segundo a RANP N° 52/2013, o Regulamento Técnico de Implementação de Resultados de Análises Físico-Químicas para as Medições Subsequentes de Petróleo e Gás Natural, estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na análise dos fluidos, na validação dos resultados, e na implementação de resultados de análises físico-químicas nas medições subsequentes de petróleo e gás natural com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição. A tabela a seguir apresenta a periodicidade para coleta e análise de petróleo e gás a fim de compor a gestão do sistema de medição.

Tabela 07: Prazos para as atividades realizadas até 31 de dezembro de 2014.

Atividade	Prazo
Coleta das amostras dos fluidos produzidos	40 dias
Transporte das amostras para laboratórios	
Emissão do resultado da análise das amostras em laboratório	
Validação dos resultados das análises e implementação dos resultados para medições subsequentes	3 dias úteis

(Adaptado de RANP N° 52/2013)

5.5.2.2. RT de caracterização de gás natural

Segundo o Regulamento Técnico N°2/2008, o gás natural deve apresentar concentrações limitadas de componentes potencialmente corrosivos de modo que a segurança e a integridade dos equipamentos sejam preservadas. Esses componentes são sulfeto de hidrogênio, dióxido de carbono e água. Este Regulamento Técnico aplica-se ao gás natural processado, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. As tabelas 08 e 09 apresentam a especificação mínima que o gás natural deve possuir e a periodicidade de sua análise, respectivamente.

As normas aplicáveis à determinação das características do produto fazem-se mediante o emprego de normas da *American Society for Testing and Materials* (ASTM), da *International Organization for Standardization* (ISO) e da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

Tabela 08: Especificação do Gás Natural (1).

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE (2) (3)			NBR	MÉTODO	
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul		ASTM D	ISO
Poder calorífico superior(4)	kJ/ m ³	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000		15213	3588	6976
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94				
Índice de Wobbe(5)	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500		15213	--	6976
Número de metano, mín.(6)		Anotar (3)	65		--	--	15403
Metano, min.	% mol.	68,0	85,0		14903	1945	6974
Etano, máx.	% mol.	12,0	12,0		14903	1945	6974
Propano, máx.	% mol.	3,0	6,0		14903	1945	6974
Butanos e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3,0		14903	1945	6974
Oxigênio, máx. (7)	% mol.	0,8	0,5		14903	1945	6974
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol.	18,0	8,0	6,0	14903	1945	6974
CO ₂ , máx.	% mol.	3,0			14903	1945	6974
Enxofre Total, máx.(8)	mg/m ³	70			--	5504	6326-3
							6326-5
							19739
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10	13	10	--	5504	6326-3
						6228	
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx. (9)	°C	-39	-39	-45	--	5454	6327
							10101-2
							10101-3
							11541
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx.(10)	°C	15	15	0	--	--	6570
Mercúrio, máx.(11)	µg/m ³	anotar			--	--	6978-1
							6978-2

(Adaptado de RANP N° 16/2008)

Observações:

(1) O gás natural não deve conter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas.

(2) Os limites especificados são valores referidos a 293,15K (20°C) e 101,325kPa (1atm) em base seca, exceto os pontos de orvalho de hidrocarbonetos e de água.

(3) A aplicação veicular do gás natural de Urucu se destina exclusivamente a veículos dotados de motores ou sistemas de conversão de gás natural veicular que atendam à legislação ambiental específica. O revendedor deverá afixar em local visível de seu estabelecimento comercial o seguinte aviso: "GÁS NATURAL VEICULAR DE URUCU - EXCLUSIVO PARA VEÍCULOS ADAPTADOS AO SEU USO

(4) O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste RT encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325 kPa, respectivamente em base seca.

(5) O índice de Wobbe é calculado empregando o poder calorífico superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do poder calorífico superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$IW = P_{cs} / \sqrt{d}$$

onde:

IW – índice de Wobbe

PCS – poder calorífico superior

d - densidade relativa

(6) O número de metano deverá ser calculado de acordo com a última versão da norma ISSO 15403-1. Na versão ISO 15403-1:2006(E), considera-se o método GRI do Anexo D. Calcula-se inicialmente o Número de Octano Motor – MON a partir da equação linear empírica, função da composição dos componentes discriminados. Em seguida com o valor determinado para o MON calcula-se o número de metano ou NM a partir da correlação linear entre NM e MON. Tais equações vêm descritas abaixo:

$$MON = (137,78 x_{me \tan o}) + (29,948 x_{e \tan o}) + (-18,193 x_{propano}) + (-167,062 x_{bu \tan o}) + (181,233 x_{CO_2}) + (26,994 x_{N_2})$$

Onde:

x é a fração molar dos componentes metano, etano, propano, butano, CO2 e N2.

NM = 1,445 x (MON) – 103,42

(7) Caso seja usado o método da norma ISO 6974, parte 5, o resultado da característica teor de oxigênio deverá ser preenchido com um traço (-).

(8) É o somatório dos compostos de enxofre presentes no gás natural. Admite-se o limite máximo de 150 mg/m³ para o gás a ser introduzido no início da operação de redes novas ou então a trechos que em razão de manutenção venham a apresentar rápido decaimento no teor de odorante no início da retomada da operação.

(9) Caso a determinação seja em teor de água, a mesma deve ser convertida para (°C) conforme correlação da ISO 18453. Quando os pontos de recepção e de entrega estiverem em regiões distintas, observar o valor mais crítico dessa característica na especificação.

(10) Pode-se dispensar a determinação do ponto de orvalho de hidrocarbonetos – POH quando os teores de propano e de butanos e mais pesados forem ambos inferiores a 3 e 1,5 por cento molares respectivamente de acordo com o método NBR 14903 ou equivalente. Anotar nesse caso 'passa' no referido campo. Se um dos limites for superado, analisar o gás natural por cromatografia estendida para calcular o ponto de temperatura cricondentherm – PTC (definida como a máxima temperatura do envelope de fases) por meio de equações de estado conforme o método ISO 23874. Caso o PTC seja inferior ao POH especificado em mais que 5°C, reportar o POH como sendo esse valor. Quando o PTC não atender a esse requisito, determinar o POH pelo método ISO 6570. O POH corresponde à acumulação de condensado de 10 miligramas por metro cúbico de gás admitido ao ensaio. Quando os pontos de recepção e entrega estiverem em regiões distintas, observar o valor mais crítico dessa característica na especificação.

(11) Aplicável ao gás natural importado exceto o gás natural liquefeito, determinado semestralmente. O carregador deverá disponibilizar o resultado para o distribuidor sempre que solicitado.

Tabela 09: Periodicidade de análise de gás natural.

Análise do Gás Natural	Fiscal
Composição do fluido	30 dias
Massa específica	30 dias
Poder calorífico	30 dias
Teores de gases inertes e contaminantes	30 dias

(Adaptado de Resolução Conjunta ANP-INMETRO Nº 1/2013)

Após a calibração do instrumento ou arqueação de tanque, a empresa responsável pelo serviço emite um certificado de calibração no qual constam as informações:

- Identificação do instrumento;
- Número de série, modelo e fabricante do instrumento;
- Data da calibração atual;
- Data da próxima calibração;
- Condições de temperatura na qual foi realizada a calibração;
- O procedimento utilizado;
- A faixa calibrada;
- Incertezas das medições.

5.6. Acompanhamento das produções diárias

O acompanhamento das produções diárias dos poços acontece através do Boletim Informativo de Produção (BI) diariamente de acordo com produzido repassado dos campos referentes a óleo, água e gás. O BI é repassado a todos os interessados a fim de manter a ciência do quanto é produzido, o que é responsável pelo custeio dos investimentos e processos da empresa.

5.7. Acompanhamento da atualização da legislação vigente aplicável ao setor petrolífero e Reuniões de Diretoria (RD)

A legislação aplicável ao setor de petróleo e gás natural deve estar sempre atualizada em um servidor e em formato físico e de acesso a todos para que possa ser fonte de orientação e pesquisa aos processos administrativos, produtivos e de segurança operacional.

O acompanhamento é realizado via site ANP que mantém em seu banco de dados toda a constituição federal, emendas, decretos, leis, portarias (PANP), portarias conjuntas (com IBAMA, INMETRO, por exemplo), resoluções (RANP), resoluções conjuntas (com CONAMA, INMETRO, por exemplo).

As RD's compõem uma etapa de análise de processos encaminhados à ANP que ocorre periodicamente, a avaliar processos como, por exemplo:

- Aprovação de Plano de Desenvolvimento (PD);
- Aprovação de Declaração de Comercialidade (DC);
- Aprovação de Autorizações de Operação/Construção (AO/AC) de Unidades de Compressão de Gás Natural;
- Aprovação de codificação de poços.

As decisões tomadas nas RD's são divulgadas ao público através do site da ANP, bem como publicado no Diário Oficial da União (D.O.U).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Garantir que seu processo seja seguro é um dos requisitos mínimos exigidos pela ANP para a autorização do exercício das atividades na indústria de petróleo e gás natural.

A qualidade da gestão do sistema de segurança operacional requer que qualquer sistema de controle de engenharia seja projetado para manter a instalação dentro dos limites operacionais de segurança de pessoas e meio ambiente, bem como parar total ou parcialmente o processo, no caso de uma falha na segurança operacional ou aumento da exposição humana/ambiental às consequências de eventuais falhas.

A ANP é uma agência rigorosa em suas fiscalizações e exigências visto que é a mesma que regulamenta um bem pertencente à União, o petróleo. A partir do momento que a empresa extrai os hidrocarbonetos do reservatório de interesse, e ao passo que os mesmos atinjam os pontos do sistema de medição fiscal das instalações de escoamento e tancagem, a produção pertence à União na qual receberá os *royalties* pertinentes aos volumes comercializados.

Com poder de multar e interditar operações, obras ou processos, a ANP é entidade fortemente atuante no que tange a integridade dos processos autorizados pela mesma às concessionárias.

Como resultado das solicitações, documentações encaminhadas, obras e auditorias, a UTC Óleo e Gás contemplou perante a ANP, e publicada em DOU, a autorização de construção e operação de uma unidade de compressão de gás natural de um determinado campo, e outros seguem em processo. Justificou-se esse investimento visto que o poço produtor atingiu volume de queima de gás superior a 15.000m³, conforme limitado pela PANP Nº 249/2000. A comercialização do gás natural produzido seguirá via carretas até seu ponto de comercialização fomentando assim esse nicho no mercado da cidade de Mossoró, RN. Após aval positivo da ANP, caberá às concessionárias, assegurar a integridade física de suas estruturas, equipamentos, instrumentos além de garantir a confiabilidade nos processos de medição fiscal através de uma gestão do sistema de medição atuante que monitore constantemente os volumes produzidos e as condições de produção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP – Portaria Nº 170, de 26 de novembro de 2008 - regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel. Site: www.anp.gov.br, acesso em 21/02/2014.

ANP – Resolução Nº 2, de 14 de janeiro de 2010 – Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI). 2010. Site: www.anp.gov.br, acesso em 04/12/2013.

ANP – Resolução Conjunta ANP/INMETRO Nº1, 12 de junho de 2013 – Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM). 2013. Site: www.anp.gov.br, acesso em 04/12/2013.

ANP – Resolução Nº 16, de 17 de agosto de 2008. Regulamento Técnico aplicado ao gás natural processado, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. 2008. Site: www.anp.gov.br, acesso em 10/02/2014.

ANP – Resolução Nº 52, de 26 de dezembro de 2013. Regulamento Técnico de Implementação de Resultados de Análises Físico-Químicas para as Medições Subsequentes de Petróleo e Gás Natural. 2013. Site: www.anp.gov.br, acesso em 10/02/2014.

ANP – Site: www.anp.gov.br, acesso em 18/02/2014.

Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Política energéticanacional, as atividades relativas aomonopólio do petróleo, institui oConselho Nacional de PolíticaEnergética e a Agência Nacional doPetróleo. Site: www.anp.gov.br, acesso em 10/02/2014.

UTC – Site: www.utc.com.br, acesso em 20/02/2014.