

MANAGEMENT SYSTEM AND PLANNING OIL PRODUCING AREAS ON REACTIVATION
SISTEMA DE GESTÃO E PLANEJAMENTO DE ÁREAS PRODUTORAS DE PETRÓLEO EM
REATIVAÇÃO

Ana Paula Maia Tanajura

SENAI - Cimatec, Brasil, e
Doutoranda em Engenharia Industrial – PEI/UFBA – Brasil
E-mail: ana.tanajura@fieb.org.br

Eduardo Oliveira Teles

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia - IFBA, Brasil, e
Doutorando em Engenharia Industrial – PEI/UFBA - Brasil
E-mail: eoteles@gmail.com

Francisco Gaudêncio Mendonça Freires

Universidade Federal da Bahia PEI/UFBA, Brasil
E-mail: gaudenciof@yahoo.com

Ednildo Andrade Torres

Universidade Federal da Bahia PEI/UFBA, Brasil
E-mail: ednildo@ufba.br

Herman Lepikson

SENAI - Cimatec, Brasil, e
Universidade Federal da Bahia PEI/UFBA, Brasil
E-mail: herman@ufba.br

ABSTRACT

Since 2005, the reactivation of economically marginal oil and gas fields is debated. In recent years, some initiatives have been taken to ensure that small and medium companies of the sector to invest in these areas that are not priorities for large companies. The reactivation of these commonly called mature fields brings with it a number of uncertainties with regard to the production and consequently its management efficiently and cost effectively. This paper presents a hybrid system that assists the decision on reactivation process these areas, using decision support techniques. From the identification of relevant variables in managing operations of these fields and analysis of technical reports and related documents to the auctions that have already occurred, shows the system information flow and how to use it is useful for management.

Keywords: *Reactivation of mature field; oil exploration; operations management; planning.*

RESUMO

Desde 2005, a reativação de campos economicamente marginais de petróleo e gás é objeto de debate. Nos últimos anos, algumas iniciativas foram tomadas para que empresas de pequeno e médio porte do setor investissem nestas áreas que não são prioritárias para grandes empresas. A reativação destes comumente chamados de campos maduros traz consigo uma série de incertezas no que se refere à produção e, conseqüentemente, a sua gestão de forma eficiente e rentável. Este artigo apresenta um sistema híbrido que auxilia a decisão no processo de reativação destas áreas, integrando técnicas de apoio à decisão. A partir da identificação de variáveis relevantes na gestão de operações destes campos e análise de relatórios técnicos e documentos relacionados aos leilões que já ocorreram, apresenta-se o fluxo de informações do sistema e como a utilização dele é útil para a gestão.

Palavras-chave: *Exploração de petróleo; gestão de operações; planejamento; reativação de campos maduros.*

Agradecimento: Os autores agradecem o apoio financeiro do SENAI – Cimatec e da PRPGI/IFBA (Edital 07/2014).

1. INTRODUÇÃO

A complexidade inerente aos sistemas de produção na cadeia de petróleo e gás natural e seus derivados de alimentação deve ser bem gerido. Os investimentos no desenvolvimento de um campo de petróleo para aumentar a produção e ter sustentabilidade, bem como os investimentos em instalações de superfície aumentam com o decorrer do tempo. De acordo com Babadagli (2007), o custo dos projetos de produção de petróleo sempre aumenta enquanto a receita da recuperação de petróleo diminui à medida que a idade do campo avança.

Em poços de petróleo que produzem por um longo tempo, a gestão é crítica tendo em vista que o ponto de inviabilidade econômica da operação não está longe. Alguns obstáculos na gestão da produção são discutidos na literatura, tais como a retenção e transmissão de conhecimento entre as áreas produtivas do campo (Yero e Moroney, 2010), a ausência de uma visão global e, ao mesmo tempo, a integração do campo (Rahmawati et al, 2012), maiores custos e detalhamento do projeto (Boschee, 2012). A solução para essas barreiras permite uma melhor gestão de operações, ativos, instalações e poços.

Um sistema computacional com uma visão mais abrangente e integrada do campo de petróleo permite uma abordagem que vai além da análise individual dos subsistemas em um campo de petróleo. O uso de técnicas computacionais e análise de dados aperfeiçoa a decisão de cada fase do processo de produção.

Campos maduros e áreas com acumulações de petróleo economicamente marginais foram definidos de várias maneiras (Terzian, 1995; Pauzi, 1999; Schiozer, 2002). Neste artigo, nós usamos a definição para essas áreas propostas por Câmara (2004). Ele considera um campo maduro aquele que produziu 40% do volume recuperável de óleo esperado. Neste trabalho, usamos o termo também "áreas marginais" ou "campos maduros", para áreas inativas previamente exploradas pela Petrobras ou têm baixa produtividade e só são economicamente viáveis quando aplicados métodos, técnicas ou incentivos para redução de custos de produção. Deve ser notado que nem todos os campos maduros são campos marginais, e nem todos os campos marginais são campos maduros. No entanto, o estado atual de exploração e de licitação no Brasil combina esses dois conceitos.

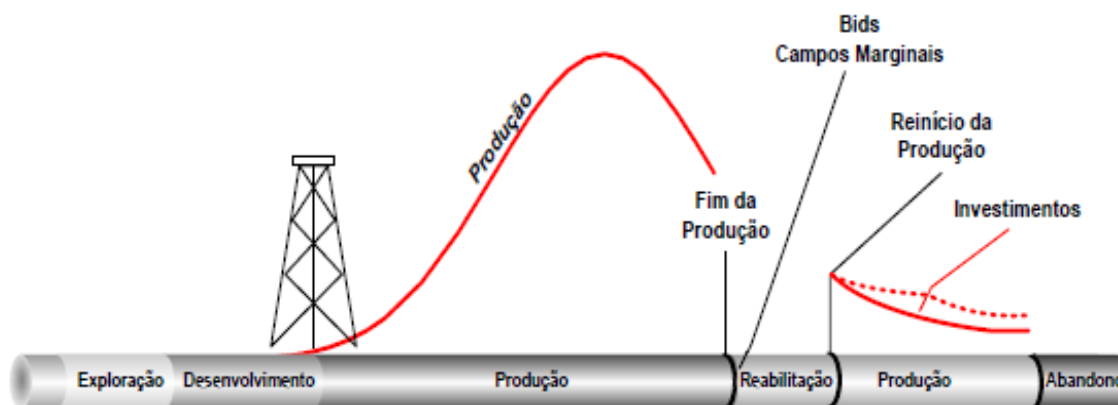
Este trabalho propõe um sistema que tem como objetivo apoiar a decisão sobre a aquisição de uma nova área de exploração, definição dos mecanismos de produção e acompanhamento das intervenções. Irá permitir uma análise adequada dos custos e apoiar as decisões integradas, abrangendo os aspectos mais importantes de operações em campos de petróleo: logística, instalações, fornecimento de matéria-prima (o reservatório) e fornecedores, tendo em conta as questões de segurança e ambientais.

A próxima seção irá apresentar uma visão geral da recuperação de campos de petróleo, além de apresentar o passo a passo da aquisição de uma área de produção no Brasil. A partir daí, o sistema proposto é apresentado com detalhes sobre as técnicas de decisão utilizadas e sua integração nas fases de reativação destas áreas produtoras.

2. REATIVAÇÃO DE CAMPOS ECONOMICAMENTE MARGINAIS

O ciclo de vida de projetos de exploração e produção de petróleo tem estimativa que varia entre 20 e 30 anos (Jacinto, 2009). Para este fim, pode-se dividir sua cadeia produtiva em três etapas principais: exploração, desenvolvimento e produção. De forma complementar, um campo pode voltar a produzir através de técnicas de reabilitação de produção. A figura abaixo demonstra todas as fases, indicando a produção do campo.

Figura 1: Ciclo de vida de projeto com prolongamento de produção.



Fonte: Ferreira (2009, p.58).

Na etapa de exploração o objetivo é a identificação de reservas. Para alcançar este objetivo, estudos do subsolo são realizados. A perfuração é o último estágio da exploração, mas também o único meio para confirmação da existência de hidrocarbonetos em determinada área. Nesta etapa, o trabalho de geólogos e geofísicos se torna necessário. Com a confirmação de hidrocarbonetos, outras perfurações podem ser realizadas a fim de delinear o reservatório e avalia-lo a partir de informações como: pressão, espessura e porosidade do reservatório, taxa de saturação do petróleo e do gás, e composição do efluente (Favennec; Bret-Rouzant, 2011). A partir daí, inicia-se a próxima etapa: o desenvolvimento.

Na etapa de desenvolvimento planeja-se a produção da área elencando todos os recursos necessários e avaliando através de outras perfurações a extensão da reserva. Nesta etapa também se define o projeto e a construção da infraestrutura para contemplar todo o material extraído. Definir a taxa planejada de produção a partir da previsão de extração de cada poço, a elaboração do plano de intervenções e a escolha do mecanismo de recuperação (primária, secundária ou terciária) são ações necessárias para a gestão de reservatórios.

Por fim, na produção ocorre a extração de modo a garantir um maior ciclo produtivo possível. Para tanto, existem métodos de estimulação e intervenções para avaliar, manter e/ou aumentar a produtividade dos poços. Na fase, poderá ocorrer a mudança nos mecanismos de recuperação definidos na etapa de desenvolvimento. Esta decisão dependerá, principalmente, da produção dos poços ao longo do tempo e da capacidade financeira da empresa para realizar tal investimento.

Como o objetivo de aumentar este volume recuperável, os diversos métodos de recuperação foram desenvolvidos, sendo eles (Fernandez et al, 2009):

- **Método de recuperação primária ou convencional:** quando o óleo e o gás fluem naturalmente do poço até a superfície. Podem ser:
 - Aquífero natural ativo
 - Expansão da capa de gás
 - Gás em solução
- **Método de recuperação secundária:** processo a fim de aumentar a produção através da injeção de água ou gás no reservatório para além da recuperação por métodos convencionais. A recuperação secundária por injeção de produtos químicos utiliza a injeção de polímeros para aumentar a viscosidade da água, melhorando a eficiência de varrido. A injeção de tenso-ativos diminui a tensão interfacial água-óleo, permitindo uma maior recuperação pela redução das forças capilares. A recuperação secundária por miscibilidade de CO₂ ou gás natural é baseada na injeção deles, no qual esses gases injetados no reservatório sob pressão são dissolvidos no fluido a ser produzido (geralmente óleo pesado), formando uma única fase, reduzindo as forças capilares e interfaciais existentes no reservatório.
- **Métodos de recuperação terciária ou especiais:** Processo, normalmente físico-químico, utilizado para incrementar o fator de recuperação de um campo além da recuperação secundária, incluindo, mas não se limitando a: injeção alternada de gás e água; injeção de produtos miscíveis, como o CO₂ ou propano; injeção de polímeros detergentes ou solventes e aquecimento (recuperação térmica).

Algumas informações sobre a extração de hidrocarbonetos são essenciais em todos os estágios do ciclo produtivo. São elas:

- Tipo de fluido;
- Qualidade do fluido (grau API);
- Vazão esperada;
- Vazão atual;
- Quantidade de água produzida (BSW);
- Estado do poço (em produção/ em manutenção/ em reativação/ abandonado);
- Necessidade de cota de injeção;
- Produto para injeção;
- Incrustação (sim/não);
- Material incrustado;
- Ocorrência de desgaste na luva;
- Ocorrência de parafina;
- Frequência de desparafinação ideal;
- Corrosão;
- Produção de H₂S?
- Teor de H₂S produzido;
- Produção de Areia?

Estas informações são importantes porque são utilizadas em diversas operações durante o ciclo de vida do projeto. No ciclo de vida de projetos de exploração de petróleo e gás, diversas operações e recursos são necessários.

Um campo de petróleo é um sistema de grande complexidade, pela quantidade de elementos que o compõe (poços de produção, poços de injeção, estações de tratamento de óleo, unidades de armazenamento e compressão, além das áreas de suprimentos e intervenção), precisa ser bem gerenciado. Aliado a este fato, deve-se considerar também que, por se tratar, na maioria das vezes, de um campo maduro com acumulações marginais, a viabilidade econômica da produção do campo deve ser analisada com profundidade.

Os investimentos são altos e o custo do projeto é crescente ao longo do tempo. Por outro lado, a receita obtida com a produção é decrescente, sendo necessário muito critério nas decisões tomadas, principalmente quando a detentora dos direitos de produção é uma pequena ou média empresa.

Os Estados Unidos e Canadá são países com atividades *onshore* e marginais que podem servir de incentivo ao processo de reativação de áreas com acumulações marginais no Brasil através de empresas de pequeno e médio porte. Nestes países, as empresas de pequeno e médio porte, chamadas de independentes, são responsáveis por um quantitativo significativo da produção e geração de emprego do setor em campos com produção menor que 15 barris por dia (b/d). No Canadá a presença das empresas independentes na indústria do petróleo também registra importância na dinâmica produtiva do setor.

A produção americana iniciou 2011 com produção em campos marginais de 362.734 (b/d) em 370.315 poços marginais. Estes poços representam 71,3% dos poços de petróleo americanos (Ipa, 2012). O Canadá, em 2012, com o incentivo a produção em campos maduros chegou ao terceiro lugar em produção de gás natural e em sexto lugar na produção de petróleo bruto segundo The Canadian Association of Petroleum Producers' (Capp, 2013). Estes dados motivam o estudo da realidade brasileira tendo em vista que o Brasil possui muitos campos maduros e áreas consideradas economicamente marginais para produção de óleo e gás.

3. O PROCESSO DE AQUISIÇÃO DE ÁREAS PARA REATIVAÇÃO

O processo de aquisição para reativação de área com acumulação economicamente marginais descrito abaixo é resultado da compilação de todas as informações dos editais e contratos das duas licitações de áreas com acumulações economicamente marginais que ocorreram no Brasil.

O processo se inicia quando a ANP realiza o levantamento de áreas com acumulações marginais disponíveis para a elaboração do Edital contendo as datas e disposições do leilão. Com o Edital finalizado, ocorre a publicação deste Edital em jornais, revistas, sites, além da realização de seminários em diferentes localidades para promover a participação de empresas interessadas.

Com os prazos, as disposições e datas estabelecidas, as pequenas e médias empresas buscam a qualificar-se para participar do leilão. A etapa de qualificação envolve a manifestação de interesse em participar do leilão, o pagamento da taxa de participação e o enquadramento da empresa em quatro aspectos:

- Qualificação técnica
- Qualificação jurídica
- Qualificação financeira
- Qualificação fiscal

Cada aspecto citado acima contempla uma série de documentos que devem ser emitidos pela empresa e por instâncias da administração pública, comprovando o enquadramento da empresa nas condições estabelecidas no Edital. A empresa só poderá participar do leilão se garantir o enquadramento nos quatro aspectos.

O pagamento da taxa de participação permite a empresa que manifestou interesse, o acesso a dados geológicos, geoquímicos e geofísicos sobre as áreas que estão sendo ofertadas. A partir destes dados, é necessário elaborar um documento contendo as principais atividades que serão executadas em caso de arremate da área que a empresa está concorrendo. Este documento é chamado de Programa de Trabalho Inicial e será objeto de avaliação no leilão, sendo atribuída uma nota ao mesmo. Para cada atividade que consta no PTI, uma garantia financeira é estabelecida, identificando o valor de investimento previsto.

Em caso de arremate da área, ocorre a assinatura do contrato de concessão entre a empresa ou consórcio ganhador e a ANP. Neste momento, realiza-se o pagamento do bônus de assinatura que constava na proposta apresentada e a apresentação de uma declaração de garantia financeira para o PTI.

Com a assinatura do contrato, a empresa tem duas atividades essenciais no período de 2 anos: (1) licenciamento ambiental e, (2) envio à ANP da relação de poços que farão parte do Projeto de Reabilitação de Jazida, documento emitido em caso de ser declarada a comercialidade da área neste período de 2 anos.

Para obter o licenciamento ambiental de áreas produtoras de petróleo, a legislação pode variar conforme a localização da área. Por exemplo, na Bacia do Recôncavo, localizada no estado da Bahia e onde há um número considerável de campos maduros, é necessária a identificação da profundidade dos poços existentes no campo.

Para áreas com poços que requerem o licenciamento operacional, antes será necessária a solicitação da emissão de licenças de localização (aprova a localização e concepção das atividades do campo) e de licenças de implantação (aprova a instalação das unidades produtivas). A conclusão desta etapa dura cerca de 1 ano (Machado, 2009).

Concluída a etapa de licenciamento ambiental, a empresa poderá investir recursos exclusivamente para as atividades descritas no PTI. Isto não significa que a empresa não possa explorar a área sob sua concessão em busca de novas reservas. As análises técnicas e de viabilidade econômica para a reativação da área devem ser realizadas no período máximo de dois anos contados a partir da assinatura do contrato de concessão. Este é o prazo de decisão para declarar a comercialidade e investir na produção do campo maduro, ou, declarar abandono da área e, conseqüentemente, arcar com o prejuízo do capital desembolsado até o momento.

Com a decisão de continuar explorando e extrair petróleo, a empresa emite uma declaração de comercialidade à ANP. Após o envio desta declaração, a empresa tem 180 dias para apresentar o Projeto de Reabilitação de Jazidas, contendo não apenas a relação de poços enviados anteriormente, mas também todo o planejamento para o ciclo produtivo da área. A ANP avaliará o Projeto e o concessionário poderá iniciar as operações da etapa de produção, sendo fiscalizado pela Agência Reguladora.

A etapa de produção tem duração máxima de 15 anos, previsto em contrato. No entanto, a empresa concessionária poderá decidir devolver a área antes de se completar este período, quando os estudos de sensibilidade econômica do negócio indicarem a inviabilidade econômica da continuidade da produção. Ocorrendo devolução da área, a ANP fará uma avaliação da mesma e finalizará o processo de concessão.

Durante o período contratado é de responsabilidade da empresa, quaisquer danos ambientais que ocorrerem na área. Assim, a realização de avaliação ambiental periodicamente é de suma importância para evitar danos ao meio ambiente, multas e geração de passivo ambiental.

4. PROPOSTA DE SISTEMA DE GESTÃO E PLANEJAMENTO

Depois de aprender em detalhes como um campo maduro contendo acumulações marginais de petróleo e gás é adquirido, podemos identificar aspectos que estão relacionados com todo o processo:

- Aspectos contratuais
- Aspectos técnicos
- Aspectos econômicos
- Aspectos ambientais

Estes aspectos influenciam a tomada de decisão. Para viabilizar a compreensão dos diferentes tipos de variáveis e relacioná-las foi utilizada uma lógica *fuzzy*. Além da lógica convencional (booleana, binária ou nítida), onde uma determinada afirmação ou é verdadeira ou é falsa, existe um conjunto que é uma extensão desta: o conjunto nebuloso, também conhecido como *fuzzy*. A utilização de adjetivos para associar especificações, como, por exemplo: cheio, vazio, médio, mostra a necessidade de avaliação que não é necessariamente um valor exato. Ou ainda, uma afirmação, em um dado momento, por ser falsa de um determinado ponto de vista, enquanto verdadeira sob outra ótica. No entanto, a lógica *fuzzy* não é um viés da lógica matemática ou uma teoria nova de conjuntos de dados. Trata-se de uma forma de representação ou avaliação de uma informação e diversas áreas utilizam para otimizar os resultados obtidos (Lashgari, 1991; Masoudi, 2012; Singha, 2013).

Os conjuntos nebulosos são associados a funções de pertinência, que é a possibilidade de ser a resposta ótima. A função de pertinência tem a seguinte representação:

$$\mu_a: y \rightarrow \{0,1\}$$

Onde:

$$\mu_a = \text{grau de pertinência de um valor qualquer } y \in Y;$$

Os valores de pertinência de μ_a podem ser quaisquer no intervalo especificado. No processo de decisão de reativação de áreas, algumas variáveis que serão modeladas utilizando *fuzzy* são:

- Volume recuperável de petróleo;
- Preço de venda do barril;
- Licenciamento;
- Imposto;
- Profundidade de perfuração;
- Risco de Exploração de novos poços na área.

Ao longo do tempo, mais variáveis serão catalogadas e modeladas seguindo a princípio especificado acima. Outras técnicas utilizadas neste projeto são:

- **Opções Reais:** Diversos estudos na área de energia que abordam incertezas, a flutuação de preços e a instabilidade de mercado indicam que estes fatores interferem negativamente os investimentos e, conseqüentemente, a produção. Diversos modelos teóricos de investimentos que tratam de incertezas foram publicados, por exemplo, Brennan e Schwartz (1985), Majd Pindyck (1987), Brennan (1990) e Bredin, Elder e Fountas (2011). A variação de preço tem atraído um interesse considerável da literatura Wang, Wu e Yang (2008) e Chang, Daouk e Wang (2009).
- **Árvore de Decisão:** A árvore de decisão é uma estrutura de árvore que consiste em nós internos e externos conectados por ramos. Alguns trabalhos utilizam árvores de decisão nos mais diversos tipos de aplicação e os exemplos mostram aplicabilidade para o contexto da pesquisa (Quinlan, 1986, 1987, 1993). Um exemplo em petróleo e gás é o trabalho de Martinellia (2013), que tem como objetivo desenvolver uma estratégia de seleção ideal de poços, que incorpora uma função de utilidade escolhida dentro de um esquema de programação dinâmica e um problema de decisão em perfuração de reservatório (Martinellia et al, 2013).
- **Teoria da Utilidade:** a Teoria da Utilidade permite avaliar alternativas complexas. O conceito de matriz de utilidade estrutura a decisão com alternativas, atributos e peso. Este último (peso) evidenciará o posicionamento do decisor ou a tendência conforme o critério utilizado. A fórmula exponencial se aplica melhor para exploração de petróleo, segundo Wall (1994). Nesta teoria, os atributos podem ser quantificados através da utilização de várias escalas (Torgerson, 1985):

Denominado SOMORE, o sistema de gestão e planejamento de áreas em reativação, é dividido em 5 módulos: licenciamento, ambiental, avaliação e exploração, projeção da produção e devolução. Cada módulo traz consigo a integração de uma ou mais técnicas apresentadas. Também são disponibilizadas opções para emissão de relatórios de operações cadastradas, de recursos alocados para as operações, cadastro de variáveis e parâmetros do sistema, tais como cotação do dólar, preço do petróleo definição teto de investimento para o projeto de exploração e produção. O fluxo do processo de negócio é apresentado na figura 2 (Apêndice do artigo).

O módulo de ‘Licenciamento’ lista e trata as questões que contemplam as etapas de qualificação e que a empresa necessita cumprir para participação do leilão das áreas com acumulações economicamente marginais. O módulo ambiental trata das variáveis e caminhos possíveis para o licenciamento ambiental. São diversas licenças e o processo de licenciamento demanda boa parte do período estabelecido para a declaração de comercialidade.

Nas áreas de ‘Avaliação e Exploração’ serão levantadas as variáveis de ordem técnica e operacionais. Estas variáveis irão popular a base de dados para que, no módulo ‘Produção (Projeção)’, a relação entre o projetado de custos, estratégias e desenvolvimento, sirva de norte para a execução do projeto e acompanhamento com o realizado. Os gestores poderão projetar a demanda de fornecimento de materiais, equipamentos e intervenções nos poços. No módulo final, ‘Devolução’, são compilados os dados relativos ao tamponamento de poços, cálculo do passivo ambiental e de infraestrutura que será devolvida à ANP.

As técnicas de decisão estão integradas a todos os módulos do sistema, tornando-se um sistema híbrido de decisão que garante o estudo de variáveis qualitativas e quantitativas com diferentes pesos no processo de negócio da reativação. Estudos já estão sendo realizados para visualizar todo um campo, com suas unidades operacionais (poços, estações e infraestrutura de movimentação de materiais), como um sistema multiagentes visando melhorar a viabilidade econômica da área adquirida.

5. CONCLUSÃO

As empresas precisam de todas as informações (externas e internas) para uma boa tomada de decisão quanto aos investimentos na sua produção. O uso de sistemas computacionais para planejamento, gestão das operações e suporte à decisão é uma questão estratégica. Os investimentos na exploração e produção em petróleo e gás são muito altos. Uma decisão errada pode levar uma empresa à falência.

A reativação de áreas maduras produtoras de óleo tem se tornando um caminho para suprir a crescente demanda energética e desenvolver tecnologias, recursos humanos e estratégias de produção. No entanto, pequenas e médias empresas possuem recursos mais limitados para investimentos. A decisão acertada em explorar ou devolver uma área produtora de hidrocarbonetos ao Estado necessita de um agrupamento de informações de diferentes áreas da produção: aspectos técnicos, fiscais, econômicos e ambientais.

Sistemas computacionais para a reativação de áreas produtoras de petróleo e gás precisam ser específicos. Atender requisitos próprios de áreas que tem baixa produção. O custo de produção é alto e as receitas devem suprir os desembolsos realizados pelas empresas. Muitas vezes, novos métodos de recuperação precisam ser implantados durante o ciclo produtivo para garantir a rentabilidade das operações.

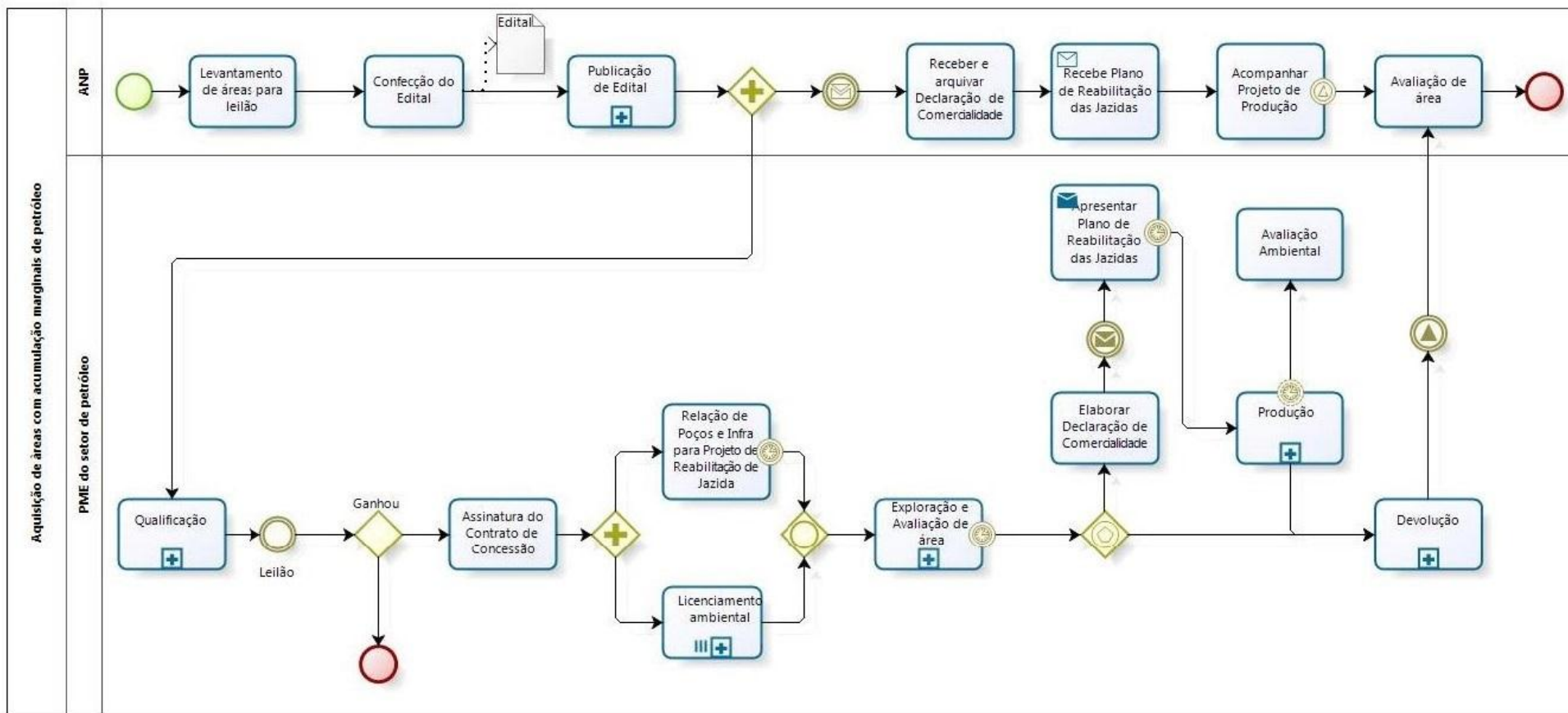
O sistema de gestão e planejamento de áreas em reativação visa estruturar as informações gerenciais e operacionais permitindo decisões baseada em projeções tangíveis e que traduzem a realidade da produção. Estas informações permitirão um diferencial competitivo em relação aos concorrentes e dará sustentação à tomada de decisão de forma mais rápida e consistente. A qualidade da informação e como é demonstrada, a aplicação de técnicas de decisão e tratamento correto das variáveis que interferem na decisão são observadas no sistema proposto.

REFERÊNCIAS

- BABADAGLI, T. (2007) Development of mature fields – A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 57, pp. 221-246.
- BREDIN, D.; ELDER, J.; FOUNTAS, S. (2011) Oil Volatility and the Option Value Of Waiting: An Analysis of the G-7. *The Journal of Futures Markets*. Vol. 31, No. 7, 679–702.
- BRENNAN, M. (1990) Latent assets. *Journal of Finance*. Vol. 45, 709–730.
- BRENNAN, M., & SCHWARTZ, E. (1985) Evaluating natural resource investment. *Journal of Business*. Vol. 58, 1135–1157.
- BOSCHEE, P. (2012).. Panel Session Looks at Lessons Learned from Megaprojects. *SPE Today*, 10 October 2012.
- CHANG, C., DAOUK, H., & WANG, A. (2009) Do investors learn about analyst accuracy? A study of the oil futures market. *Journal of Futures Markets*. Vol. 29, pp. 414–429.
- BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, Jean-Pierre. (2011) *Petróleo & Gás Natural: como produzir e a que custo*. Coordenação edição brasileira: Edmilson Moutinho dos Santos, tradução: Rivaldo Menezes. 2ª Edição rev. e ampliada. Rio de Janeiro: Synergia Editora.
- CÂMARA, R. J. B. (2004). *Campos Maduros e Campos Marginais – Definições para Efeitos Regulatórios*. Dissertação, Universidade de Salvador – Unifacs, Salvador, Brasil.
- CAPP. (2012) The Canadian Association of Petroleum Producers. Basic Statistics – 2012. Disponível em <http://www.capp.ca/library/statistics/basic/Pages/default.aspx>. Accessed in 06 nov 2013.
- FERNANDEZ, E. F y; JUNIOR, O. A. P; PINHO, A. C. (2009) *Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás uma colaboração Brasil, Portugal e Angola*. Rio de Janeiro, Ed. Lexicon: PUC-Rio.
- IPAA (2012). The Oil & Gas Producing Industry in your State, Vol. 81.
- JACINTO, C. M. C. (2009). Acoplamento, simulação e otimização de estratégias de desenvolvimento de campos de petróleo e gás sob incerteza, com aplicações na construção de poços e campos inteligentes. Tese de doutorado, Programa de Engenharia Civil, UFRJ, Rio de Janeiro.
- LASHGARI, B. (1991) Fuzzy Classification with Applications to Geophysical Data. *Expert Systems in Exploration*. Vol 7. pp. 161-178.
- MACHADO, M. L. M. (2009) O processo de Licenciamento Ambiental de Campos Marginais no Estado da Bahia – Cenários, Pontos Críticos, Proposições e Medidas. In: *Produção de Petróleo e Gás em Campos Marginais: um nascente mercado no Brasil*. Campinas: Editora Komedi, Doneivan F. Ferreira org.
- MAJD, S.; ROBERT, S. P. (1987) Time to build, option value, and investment decisions. *Journal of Financial Economics*, 18, 7–27.
- MARTINELLIA, G.; EIDSVIKA, J.; HAUGEB, R. (2013) Dynamic decision making for graphical models applied to oil exploration. *European Journal of Operational Research*. Volume 230, Issue 3, pp. 688–702.
- MASOUDI, P.; TOKHMECHI, B.; JAFARI, M.; MOSHIRI, B. (2012) Application of fuzzy classifier fusion in determining productive zones in oilwells. *Energy Exploration and Exploitation*. Vol.30(3), pp.403-415.
- PAUZI, N. (1999) “Revitalizing the West Lutong Field”, SPE Ásia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malásia.
- QUINLAN, J.R. (1993) *C4.5: Programs for Machine Learning*. Morgan Kaufmann Publishers, San Francisco, CA, USA.

- QUINLAN, J.R. (1987) Generating production rules from decision trees, in: *Proceedings of the International Joint Conference on Artificial Intelligence*, pp. 304–307.
- QUINLAN, J.R. (1986) Induction of decision trees. *Machine Learning*, Vol. 1, pp. 81–106.
- RAHMAWATI, S. D., WHITSON, C. H., FOSS, B., KUNTADI, A. (2012) Integrated field operation and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 81, 161–170. doi:10.1016/j.petrol.2011.12.027.
- SCHIOZER, R. F. (2002). Um modelo de alívio de royalties para campos maduros de petróleo. Dissertação, Universidade de Campinas, São Paulo, Brasil.
- SINGHA, S.; VESPE, M.; TRIESCHMANN, O. (2013) Automatic Synthetic Aperture Radar based oil spill detection and performance estimation via a semi-automatic operational service benchmark. *Marine Pollution Bulletin*. Vol. 73(1), p.199(11).
- TERZIAN, G. A., ENRIGHT, J. M., BRASHEAR, J. P. (1995) Financial incentives for Marginal Oil and Gas Production, *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas, Texas –EUA.
- TORGERSON, W. S. (1985) *Theory and Methods of Scaling*. John Wiley and Sons.
- YERO, J. AND MORONEY, T. A. (2010) Exception Based Surveillance. *SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*, Utrecht, The Netherlands, 23–25 March 2010
- WALLS, M. R. (1994) Corporate risk tolerance and capital allocation: a practical approach to setting and implementing an exploration risk policy. In: *Managing risk and strategic decisions in petroleum exploration*. Rio de Janeiro: Petrobras. (Seminar).
- WANG, W., DING, D., DONG, J., REN, R., (2006) A Comparison of Business Process Modeling Methods, IEEE International Conference on Service Operations and Logistics, and Informatics – SOLI, Shanghai, China. with investment constraints. *Journal of Finance*. Vol. 64, 1345–1375.

Figura 2: Fluxo do Processo de Negócio do SOMORE



Fonte: Autor.