

**PROJETO DE DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE ACUMULAÇÃO
MARGINAL DE CONCEIÇÃO DA BARRA NA BACIA DO ESPÍRITO
SANTO**

Stephan de Carvalho Künd

**PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE INTEGRANTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO
DO PETRÓLEO.**

Aprovado por:

Prof. Leonardo Borghi, D.Sc.
(Orientador)

Eng. Leonardo Pacheco, Msc.
(Co-orientador)

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
JANEIRO, 2009**

Dedicatória

Este trabalho é dedicado aos meus avós, Seu Guará e Vovó Ilse, que sempre estiveram ao meu lado e moram no meu coração.

A minha irmã Vi, que sempre implicou comigo ao longo desses cinco anos mas sempre esteve de prontidão para me ajudar no que fosse necessário, logicamente que não fosse ligado a assuntos acadêmicos. E também a minha irmã Dani, que sempre foi atenciosa comigo e trouxe ao mundo as meninas mais lindas.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Jean e Mara os quais sempre fizeram de tudo para que eu pudesse ter uma excelente educação e agora, depois de dezenove anos, graças a eles começo a minha vida profissional.

Aos meus amigos que estiveram sempre por perto ao longo desses cinco anos nos momentos felizes e tristes pelos quais passei.

Aos professores Leonardo Borghi que sempre me ajudou na busca de novas oportunidades não se limitando ao nível acadêmico, Paulo Couto que incessantemente ajudou a todos e buscou a melhoria do curso de Engenharia de Petróleo e Alexandre Leiras que sempre solucionou meu horário e outras questões acadêmicas. E ao engenheiro Leonardo Pacheco pela idéia sobre o tema deste trabalho agregando o maior número de atividades ligadas a exploração e produção de petróleo.

Sumário

Nomenclatura.....	vi
Lista de figuras	x
Lista de tabelas	xii
Resumo	xiii
Abstract.....	xiv
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 MOTIVAÇÃO.....	3
3 CENÁRIO EXPLORATÓRIO NACIONAL.....	10
3.1 Mercado onshore nacional.....	14
3.2 Mecanismos da ANP para incentivar produção onshore.....	17
3.2.1 Décima Rodada de Licitação de Petróleo e Gás.....	18
3.2.2 Primeira e Segunda Rodadas de Licitação de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais	19
4 MATERIAL	22
5 MÉTODO	31
6 GEOFÍSICA E GEOLOGIA APLICADA	33
7 DEFINIÇÕES DA ENGENHARIA DE POÇO	37
7.1 Perfuração direcional	37
7.2 Equipamentos do BHA	41
7.2.1 Seleção de Brocas.....	42
7.2.2 Instrumentos de Orientação	43
7.3 Equipamentos de Completar e Elevação Artificial	44
7.4 Assentamento de sapatas de revestimentos e plano de revestimento	50

7.5	Escolha da trajetória	51
8	MODELO KÜNG PARA PERFURAÇÃO DE POÇOS DIRECIONAIS EM UM CAMPO MARGINAL.....	54
8.1	Assentamento das Sapatas de Revestimento	54
8.2	Malha de Poços Direcionais – Modelo KÜNG	54
8.3	Montagem do BHA	63
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	69
	Referências bibliográficas	71
	Apêndice A. Formato da Planilha Excel	73
	Apêndice B. Gráficos Demonstrativos das Trajetórias	74

Nomenclatura

D _a	Afastamento	[m]
V1	Profundidade Vertical do KOP	[m]
V2	Profundidade Vertical no fim do <i>build up</i>	[m]
V _p	Profundidade Vertical de um Ponto no Trecho Reto	[m]
V3	Profundidade Vertical do Objetivo	[m]
TVD	Profundidade Vertical Final	[m]
D2	Afastamento no Final do <i>Build Up</i>	[m]
D _p	Afastamento de um Ponto no Trecho Reto	[m]
D3	Afastamento do Objetivo	[m]
D4	Afastamento Vertical Final	[m]
M2	Profundidade do Poço ao fim do <i>Build Up</i>	[m]
M _p	Profundidade do Poço em um Ponto no Trecho Reto	[m]
M3	Profundidade do Poço no Objetivo	[m]
M4	Profundidade Final do Poço	[m]
PM	Profundidade Medida	[m]
PV	Profundidade Vertical	[m]
BUR	Gradiente de <i>Build Up</i>	[°/ 30m]
R	Raio de Curvatura do <i>Build Up</i>	[m]
T _{manobra}	Tempo de Manobra	[h]
T _{perfuração}	Tempo de Perfuração	[h]
t _p	Tempo Gasto Perfurando	[h]
t _m	Tempo Gasto Manobrando	[h]

M_p	Intervalo Perfurado	[m]
P_{entrada}	Profundidade de Entrada.....	[m]
PE	Profundidade de Entrada da Broca	[m]
$P_{\text{saída}}$	Profundidade de Saída	[m]
ROP	Taxa de Penetração	[m/h]
V_{manobra}	Velocidade de Manobra.....	[m/h]

Símbolos Gregos:

α	Ângulo Máximo de Desvio.....	[°]
----------	------------------------------	-----

Siglas e Siglemas:

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APA	Área de Proteção Ambiental
BCS	Bombeio Centrífugo Submerso
BM	Bombeio Mecânico
BCP	Bombeio por Cavidades Progressivas
BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i>
BOE	Barril Equivalente de Petróleo
BPD	Barril por Dia
CALI	Perfil Caliper
CB	Conceição da Barra
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura
DC	<i>Drill Collar</i>
DP	<i>Drill Pipe</i>
DT	Perfil Geofísico Sônico

EIA	Estudo de Impactos Ambiental
FGV	Fundação Getúlio Vargas
Fm	Formação
GLC	Gás Lift Contínuo
GLI	Gás Lift Intermitente
GN	Gás Natural
GR	Perfil Geofísico Raio Gama
HWDP	<i>Heavy Weight Drill Pipe</i>
IADC	<i>International Association of Drilling Contractors</i>
KOP	<i>Kick off Point</i>
LOT	<i>Leak off Test</i>
LWD	<i>Logging While Drilling</i>
Mb	Membro
MR	Mesa Rotativa
MWD	<i>Measure While Drilling</i>
NPHI	Perfil Geofísico Densidade Neutrão
PDC	<i>Polycrystalline Diamond Compact</i>
PSB	Peso sobre a Broca
RHOB	Perfil Geofísico Densidade
RIMA	Relatório sobre Impactos ao Meio Ambiente
SP	Perfil Geofísico Potencial Espontâneo
TCEES	Tribunal de Contas do Estado do Espírito Santo
UTM	Projeção Vertical Mercator
X _o	Coordenada UTM norte do Objetivo
Y _o	Coordenada UTM leste do Objetivo

X_p	Coordenada UTM norte do Poço
Y_p	Coordenada UTM leste do Poço
C_M	Custo Métrico
C_B	Custos das Brocas
C_H	Custo Horário da Sonda de Perfuração

Lista de figuras

Figura 1 – Localização do Campo de Hunter Creek. Fonte: SPE 29704.	6
Figura 2 – Posição da sonda onshore no campo de Wyth Farm.	6
Figura 3 - Receita do Município de Conceição da Barra (em mil reais) no ano de 2008. Fonte: TCEES.	8
Figura 4 – Estimativa da Arrecadação de <i>Royalties</i> do município de Conceição da Barra se o Campo de CB estivesse em produção a partir de 2007. Fonte TCEES, modificado.	9
Figura 5 – Produção anual nacional em boe. Fonte: ANP, 2008.* Até Outubro.	10
Figura 6 – Produção anual nacional onshore x offshore em boe. Fonte: ANP, 2008.*Até Outubro não estando incluso a produção de GN.	11
Figura 7 - Campos em produção no Brasil. Fonte: ANP 2008, modificado.	11
Figura 8 - Campos em fase de desenvolvimento. Fonte: ANP setembro de 2008, modificado.	12
Figura 9 – Participação de cada bacia na produção anual de óleo e gás onshore em boe. Fonte ANP: 2008, modificado. *Até outubro não incluindo a produção de GN.....	14
Figura 10 – Produção onshore e offshore da bacia do Espírito Santo. Fonte: ANP, 2008.*Até outubro.....	15
Figura 11 – Poços onshore por sonda na bacia do Espírito Santo separados por categoria entre 11/12/2004 e 12/08/2008. Fonte: ANP 2008, modificado.	17
Figura 12 - Classificação de empresas que demonstraram interesse em participar da Décima Rodada.	19
Figura 13 – Resultado geral das 1 ^a e 2 ^a Rodadas de Acumulações Marginais. Fonte: ANP....	21
Figura 14 – Histórico de produção de óleo de Conceição da Barra. Fonte: ANP.....	23
Figura 15 – Histórico de produção de gás de Conceição da Barra. Fonte: ANP.....	23
Figura 16 – Histórico de Produção de Água de Conceição da Barra. Fonte: ANP.....	24
Figura 17 – Locação dos poços perfurados na Área de Conceição da Barra. Fonte: ANP.....	30
Figura 18 – Seção Geológica da bacia do Espírito Santo. Fonte: www.anp.gov.br	35

Figura 19 – Diagrama Estratigráfico da bacia do Espírito Santo. Notar que o reservatório Mucuri encontra-se abaixo da camada de sal. Fonte: www.anp.gov.br	36
Figura 20 – Locação do poço 3-CB-5-ES adjacente a uma estrada. Fonte: www.anp.gov.br .	38
Figura 21 – Configuração básica de um poço direcional.	40
Figura 22 – Configuração de poços direcionais (THOMAS et al, 2001).	41
Figura 23 – A) Broca tipo arraste - PDC. B) Broca <i>roller cone</i> de dente de aço e inserto.	43
Figura 24 – Árvore de Natal Convencional. (THOMAS et al. 2001)	45
Figura 27 – Mecanismo de bombeio mecânico. (THOMAS et al. 2001).....	48
Figura 28 – Exemplo de BCP.....	49
Figura 29 – Exemplo de Janela Operacional de um poço. (ROCHA, Luiz Alberto & AZEVEDO, Cecília, 2007).....	50
Figura 30 – Trajetória de um poço <i>slant</i>	52
Figura 31 – Posicionamento das cabeças dos poços na malha.....	55
Figura 32 – Configuração da malha de poços com as direções dos poços definidas ligando os <i>slots</i> aos objetivos.....	56
Figura 33 – Modelo KÜNG de Poços Direcionais.....	58
Figura 34 – Malha de poço direcional criada com base no Modelo Kung, mostrando os pontos de geoaterrissagem	61
Figura 35 – Vista aérea da malha direcional criada com base no Modelo Kung.	61
Figura 36 – Malha de poços existentes no campo de Conceição da Barra.....	62
Figura 37 – Comparativo da malha de poços existentes e a malha direcional.	62
Figura 38 – Vista aérea da malha existente e a malha direcional.....	63
Figura 39 – BHA proposto.	64
Figura 40 –Análise de custo de broca até atingir profundidade da sapata de 7 pol baseado em SIMON (1992).....	66
Figura 41- Análise de custo de broca até atingir profundidade da sapata de 7 pol baseado em AL-SUWAIDI et al. (2003).....	67
Figura 42 - Análise de custo de broca para seção de 6 ¾ nos trechos vertical e de ganho de ângulo.	68

Lista de tabelas

Tabela 1 – Descrição e locação de todos os poços perfurados no Brasil entre 11/12/2004 à 12/08/2008. Fonte: ANP.....	13
Tabela 2 – Histórico de Exploração da Sonda BCH Energy. Fonte: ANP 2008, modificado.	17
Tabela 3 – Características dos poços com relação a sua comercialidade segundo o antigo operador e o estado no qual se encontram. Fonte: www.anp.gov.br	25
Tabela 4 – Relação entre os parâmetros medidos pelos perfis e suas propriedades derivadas. (Fonte: AZEVEDO e ROCHA, 2007).....	28
Tabela 5 - Valores médios para identificação do fluido in situ e tipo de rocha nos perfis geofísicos. (Fonte: Baker Hughes, inédito)	29
Tabela 6 – Distribuição dos Métodos de Elevação Artificial utilizados no Brasil. (Petrobras, Maio 2007).	47
Tabela 7 – Produção de Óleo por poço em m ³ /dia/poço. (Petrobras, Maio 2007).	47
Tabela 8 – Resultado dos cálculos de Trajetória feitos com a Planilha Excel.	59

Resumo

Atualmente a ANP está investindo em políticas de incentivo a exploração e produção em campos terrestres. Um dos métodos utilizados foi a realização de leilões de campos contendo acumulações marginais. Porém, como é o caso do campo de Conceição da Barra, ele foi retirado do leilão devido a problemas ambientais. No entanto, experiências nacionais e internacionais mostram que é possível desenvolver campos que se encontram dentro de áreas de reservas ambientais de forma sustentável, ou seja, os impactos são minimizados além de gerar recursos para a região adjacente. A solução para que isso acontecesse é a utilização de técnicas de perfuração direcional que permitem perfurar uma malha de poços de um único ponto. Além disso, como se trata de um campo produzindo a baixas vazões é necessário propor sistemas de elevação artificial, completação e seleção de brocas os mais baratos possíveis. Dessa forma, o projeto realizado é capaz de revitalizar o campo de Conceição da Barra ou qualquer outro que tenha um pequeno volume de “óleo in place” e dificuldade de acesso ou problema ambiental.

Palavras-chave: ANP, Bacia do Espírito Santo, Campos contendo Acumulações Marginais, Campo de Conceição da Barra, Mercado Onshore, Perfuração Direcional.

Abstract

Nowadays ANP is investing in new policies to motivate exploration and production in onshore fields. ANP did some auctions of mature fields trying to attract new companies. But, like Conceição da Barra field, some of the fields were removed from the auction because of environmental problems. However, national and international experiences show that is possible to develop, based on sustainability concept, fields that are located inside natural reserves, in other words, the impacts are minimized and create new financial resources to near areas. The solution found was the use of directional drilling techniques that allows drill many wells in a small area. Moreover, as this is a field of low flow rate production, it is necessary to propose cheaper artificial lift and completion systems and bit program. So, the realized project is able to revitalize Conceição da Barra field or any other field that has small oil volume in place and difficult access or environmental problem.

Keywords: ANP, Conceição da Barra Field, Directional Drilling, Espírito Santo Basin, Mature Fields, Onshore Market.

1 INTRODUÇÃO

Atualmente a ANP vem buscando alternativas para incentivar a exploração e produção de campos em terra. A maneira encontrada é a realização de leilões específicos com regras próprias para campos *onshore* inativos contendo acumulações marginais. Já foram realizados até então duas rodadas as quais atraíram diversas empresas, até mesmo não pertencentes ao setor petrolífero.

No entanto, alguns campos não puderam ser ofertados devido a restrições ambientais, ou seja, o estudo ambiental das regiões em que se localizam inviabilizaram a participação deles no leilão. Este é o caso do campo de Conceição da Barra, bacia do Espírito Santo *onshore*. Segundo a Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado do Espírito Santo (IEMA), este campo localiza-se dentro da Área de Proteção Ambiental de Conceição da Barra e em Áreas Preservação Permanente próximas à foz do Rio São Mateus, além da região possuir espécies de animais que constam nas Listas de Fauna Ameaçada de Extinção do Espírito Santo e do Brasil.

Por esse mesmo motivo é que a 3^a Rodada de Licitação em Áreas Inativas com Acumulações Marginais, prevista para 2008, não ocorreu. Campos que a ANP tem interesse em incluir no leilão ainda não possuem pareceres ambientais.

Porém, há informações na literatura sobre petróleo, apesar de escassa, sobre a existência de campos produtores de hidrocarbonetos tanto no Brasil quanto no exterior que se situam dentro de reservas ambientais. Desde que o projeto desenvolvido esteja de acordo com a idéia de sustentabilidade, ou seja, caso haja a possibilidade de compatibilidade entre a consecução da empresa petrolífera e os objetivos conservacionistas da APA, o empreendimento poderá ser executado. Portanto, seria possível a reativação de um campo marginal o qual se encontra em tais condições.

Assim, propõe-se a elaboração de um projeto de desenvolvimento do campo de acumulação marginal de Conceição da Barra, baseado em dados reais como perfis geofísicos, histórico de produção, aspecto de completação entre outros, disponíveis no *website* da ANP.

Dessa forma, o objetivo do presente estudo é elaborar um material de consulta para alunos e profissionais da área envolvendo desenvolvimento e perfuração de poços em campos maduros. A relevância está no fato de que há muito pouca literatura sobre o assunto, ainda mais na língua portuguesa, apresentando a estratégia de perfuração direcional como solução para o desenvolvimento de campos situados em uma área com problemas ambientais ou de difícil acesso. Este tipo de perfuração permite, em uma única área, a perfuração de diversos poços o que minimiza os possíveis impactos ambientais inerentes a ativida petrolífera, análise sobre menor custo de perfuração e produção, o que envolve seleção de broca, escolha da melhor trajetória para atingir a zona de interesse, montagem de BHA e equipamentos de completação e elevação artificial.

Para isso são analisadas as áreas em que poços foram perfurados anteriormente, baseando-se no relatório da ANP sobre o campo de Conceição da Barra, optando-se pela locação onde haja instalações remanescentes em melhores condições (energia elétrica, água, estradas próximas), análises de custos para perfuração e produção mais barata possíveis baseando-se em livros e artigo divulgados.

Ou seja, baixos custos e minimização dos impactos são conceitos chaves para que assim, o campo de Conceição da Barra possa ser inserido em uma futura rodada de campos marginais e torne a produzir.

2 MOTIVAÇÃO

O curso de engenharia de petróleo se trata de um curso multidisciplinar. Conforme a Resolução Federal nº 218/1973/CREA, disponível no site do CREA, a qual discrimina atividades das diferentes modalidades profissionais da Engenharia, Arquitetura e Agronomia, em seu Artigo 1º, e, menciona que para efeito de fiscalização do exercício profissional correspondente às diferentes modalidades da Engenharia, ficam designadas as seguintes atividades:

- Atividade 01 - Supervisão, coordenação e orientação técnica;
- Atividade 02 - Estudo, planejamento, projeto e especificação;
- Atividade 03 - Estudo de viabilidade técnico-econômica;
- Atividade 04 - Assistência, assessoria e consultoria;
- Atividade 05 - Direção de obra e serviço técnico;
- Atividade 06 - Vistoria, perícia, avaliação, arbitramento, laudo e parecer técnico;
- Atividade 07 - Desempenho de cargo e função técnica;
- Atividade 08 - Ensino, pesquisa, análise, experimentação, ensaio e divulgação técnica; extensão;
- Atividade 09 - Elaboração de orçamento;
- Atividade 10 - Padronização, mensuração e controle de qualidade;
- Atividade 11 - Execução de obra e serviço técnico;
- Atividade 12 - Fiscalização de obra e serviço técnico;
- Atividade 13 - Produção técnica e especializada;
- Atividade 14 - Condução de trabalho técnico;
- Atividade 15 - Condução de equipe de instalação, montagem, operação, reparo ou manutenção;
- Atividade 16 - Execução de instalação, montagem e reparo;
- Atividade 17 - Operação e manutenção de equipamento e instalação;
- Atividade 18 - Execução de desenho técnico.

Já o Artigo 16, que fala que compete ao Engenheiro de Petróleo, o desempenho das atividades 01 a 18 do Artigo 1º desta Resolução, referentes a dimensionamento, avaliação e

exploração de jazidas petrolíferas, transporte e industrialização do petróleo; seus serviços afins e correlatos. Sendo assim, para o CREA, o engenheiro de petróleo possui habilidades e competência para atuar no setor *Upstream*, como também no *Downstream*.

Com propósito de realizar uma monografia que englobe diversas dessas atividades e que contribua não só para o meio acadêmico mas também para a indústria petrolífera, foi feita uma pesquisa bibliográfica e, constatado no site da ANP vários campos de acumulações marginais que se encontram em áreas inativas devido a problemas ambientais que apresentavam dados reais de perfuração, perfilagem, completação, produção, geologia e geofísica. Desses, optou-se pelo campo de Conceição da Barra, o qual, por meio de um decreto, em 1998 passou a se localizar dentro de uma área da APA de Conceição da Barra que será descrito adiante.

Algumas perguntas podem ser realizadas neste item que ajudam a explicar a motivação pelo tema.

1) O que a monografia pode contribuir para o setor?

A atualidade do assunto, políticas de incentivo a produção onshore tomadas pela ANP buscando atrair pequenas e médias empresas aumentando assim o número de investidores no setor petrolífero apresentando projetos para rejuvenescimento desses campos como realização de uma reinterpretação sísmica, o retorno da produção de poços abandonados ou fechados temporariamente, a abertura de novos reservatórios e a perfuração de novos poços baseados em uma nova re-interpretação sísmica, o que consequentemente resulta no aumento da empregabilidade.

2) É possível a realização de um projeto de reativação de um campo localizado dentro de uma APA?

Como estabelece a Lei 9.985/00, que define APA como sendo um espaço, em geral extenso, em terras públicas ou privadas, que visa proteger a diversidade biológica, disciplinar o projeto de ocupação e assegurar a sustentabilidade do uso dos recursos naturais.

E, segundo BEZERRA (2007), áreas que são denominadas Unidades de Proteção Integral, como estações ecológicas, reservas biológicas, parques nacionais, monumento

natural e refúgio silvestre, não podem ter instalações petrolíferas dentro de suas áreas, já que em tais áreas somente é admitido o uso indireto de seus recursos, ou seja, aqueles que não envolvam coleta e uso, comercial ou não. Já as Unidades de Uso Sustentável, como por exemplo as APAs, reservas extrativistas e fauna, almejam compatibilizar a preservação da natureza com o uso sustentável de parte de seus recursos naturais, admitindo, em algumas delas, caso das APAs, a instalação da indústria do petróleo.

Projetos que visam a exploração e exploração em áreas de difícil acesso vêm sendo realizados no Brasil e no mundo. BEZERRA et al. (2004), menciona o caso do poço 3-PIA-23-AL, localizado na APA de Piaçabuci, Estado de Alagoas. Segundo a resolução nº 15/93 do CONAMA, permitiu o IBAMA retomar o processo licitatório da Petrobras para a instalação e operação desse poço.

Nos Estados Unidos como descreve o *paper* SPE 29704, o campo onshore de *Hunter Creek*, Wyoming, localizado dentro do Parque Nacional de *Grand Teton* no interior do Ecossistema de *Yellowstone* conseguiu permissão para execução das atividades de E&P. Foi necessário um estudo sobre os possíveis impactos ambientais resultantes, incluindo questões socioeconômicas, o que aqui equivale ao EIA/RIMA, e descrição minuciosa de como seria realizada a perfuração da região de forma a afetar a menor área possível.

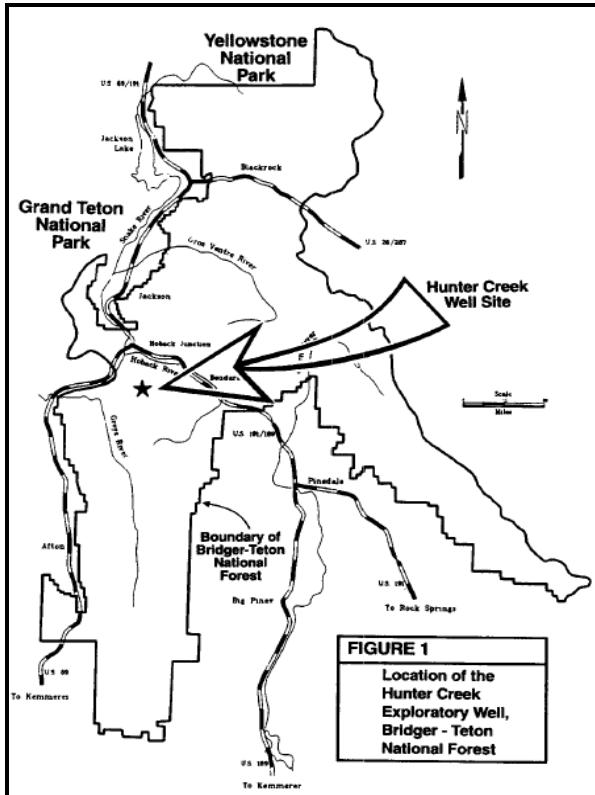


Figura 1 – Localização do Campo de Hunter Creek. Fonte: SPE 29704.

Outro campo que utilizou tal artifício foi o campo de *Wytch Farm*, que se situa na Inglaterra, em uma área de florestas coníferas protegida por leis ambientais. Hoje, esse campo é um dos maiores produtores onshore da Europa.



Figura 2 – Posição da sonda onshore no campo de Wytch Farm.

Com este *Know-How*, é possível fazer o mesmo com o Campo de CB. Desenvolver um projeto que atente para minimização dos impactos ambientais, permitindo o retorno da produção desse campo de maneira sustentável amparado pela legislação ambiental vigente.

3) O que a abertura do campo pode contribuir para o município de Conceição da Barra?

A Agenda 21, um dos principais resultados da conferência Eco-92, ocorrida no Rio de Janeiro, Brasil, em 1992. É um documento que estabeleceu a importância de cada país se comprometer a refletir, global e localmente, sobre a forma pela qual governos, empresas, organizações não-governamentais e todos os setores da sociedade poderiam cooperar no estudo de soluções para os problemas sócio-ambientais.

Esta não é uma Agenda Ambiental e sim uma Agenda de Desenvolvimento Sustentável, onde, evidentemente, o meio ambiente está em primeiro lugar. O enfoque desse processo de planejamento não é restrito às questões ligadas à preservação e conservação da natureza mas sim a uma proposta que rompe com o planejamento dominante nas últimas décadas com predominância do enfoque econômico. A Agenda considera, dentre outras, questões estratégicas ligadas à geração de emprego e de renda; à diminuição das disparidades regionais e interpessoais de renda; às mudanças nos padrões de produção e consumo; à construção de cidades sustentáveis; à adoção de novos modelos e instrumentos de gestão.

As ações prioritárias da Agenda 21 brasileira são os programas de inclusão social (com o acesso de toda a população à educação, saúde e distribuição de renda), a sustentabilidade urbana e rural, a preservação dos recursos naturais e minerais e a ética política para o planejamento rumo ao desenvolvimento sustentável.

Colocando-se novamente o campo em produção, afetará diretamente a receita do município de Conceição da Barra com o aumento na arrecadação de *Royalties* o que consequentemente possibilita o aumento em investimentos na melhoria da região.

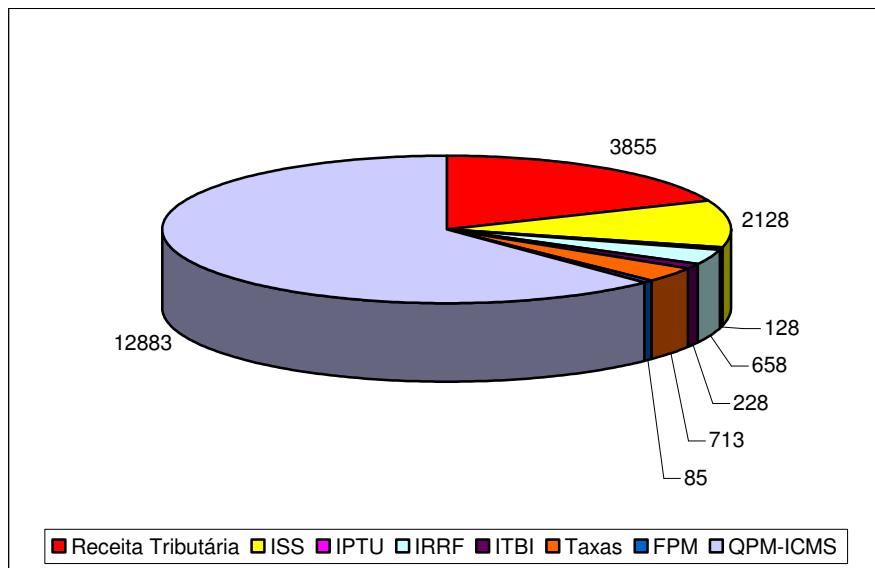


Figura 3 - Receita do Município de Conceição da Barra (em mil reais) no ano de 2008.
Fonte: TCEES.

Segundo estudos da FGV, atualmente o município de Conceição da Barra recebe *Royalties* dos campos de Rio Itaúnas e Rio Itaúnas Leste, com pagamentos equivalentes a 7,8% e 10% respectivamente da produção. Pelo fato do Campo de CB ser de acumulação marginal, os *Royalties* a serem pagos correspondem a 5% do volume produzido, como dito anteriormente, uma das formas de pequenas empresas investirem em campos em tais condições. Dessa forma, tomando como base a produção anual do campo de Conceição até sua desativação (Seção 4) e o preço médio do barril de petróleo a U\$S 50,00 com hum dólar equivalendo a dois reais, pode se estimar um futuro ganho de arrecadação do município.

A arrecadação de 2007, com CB produzindo, caso ele tivesse sido licitado, como sendo a produção de CB mais a soma dos anos anteriores e a média aritmética da variação anual da arrecadação, 2008 como a produção de 2007, sem o CB produzindo, somada a média aritmética da variação da arrecadação dos anos anteriores mais à produção de CB, e a arrecadação de 2008, sem o início da produção de CB, como a produção de 2007 somada a média aritmética da variação de produção anual dos anos anteriores. Ou seja, a arrecadação cresceria consideravelmente o que acarretaria numa maior receita para o município de Conceição da Barra.

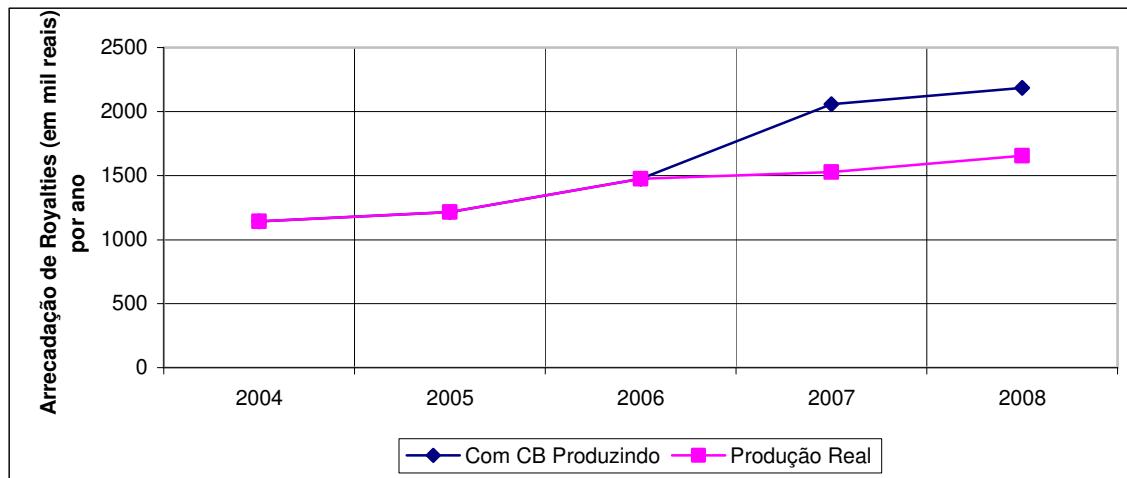


Figura 4 – Estimativa da Arrecadação de *Royalties* do município de Conceição da Barra se o Campo de CB estivesse em produção a partir de 2007. Fonte TCEES, modificado.

Assim, com base na Agenda 21, um projeto dessa magnitude pode trazer benefícios socioeconômicos caracterizando o consequente desenvolvimento sustentável da região.

3 CENÁRIO EXPLORATÓRIO NACIONAL

De acordo com a ANP, a produção de 2007 no Brasil ultrapassou os 750 milhões de boe de óleo e GN.

No período de 2000-2007 houve um crescimento de quase 30% na produção de óleo e GN, fato que se deve ao início e aumento da produção de campos offshore na bacia de Campos, caso de Roncador que iniciou suas atividades de produção em 1999, Marlim Sul e Albacora Leste, e o campo de Golfinho na bacia do Espírito Santo, por exemplo. Caso a média mensal de 2008, apresentada até o momento se mantenha, a produção de óleo superará 680 milhões de boe e a de gás natural superará 150 milhões de boe.

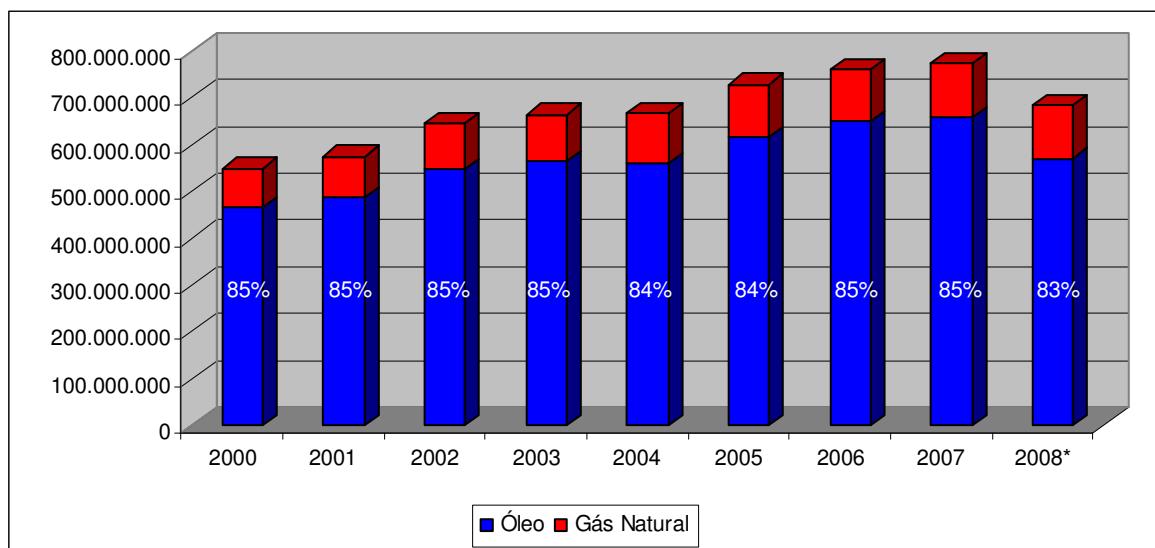


Figura 5 – Produção anual nacional em boe. Fonte: ANP, 2008.* Até Outubro.

A área offshore é a que detém a maior porcentagem da produção nacional, porém não é a que possui a maior quantidade de campos produtores. Sua produção se concentra em uma pequena quantidade de campos enquanto que a produção onshore se divide em inúmeros.

Hoje no Brasil, segundo o anuário estatístico da ANP, há 10 bacias sedimentares produzindo hidrocarbonetos, num total de 273 campos dos quais 206 são em terra e apenas 67 no mar, sendo 40 situados bacia de Campos, o que corresponde a mais de 60% dos campos o que mostra a concentração da produção offshore.

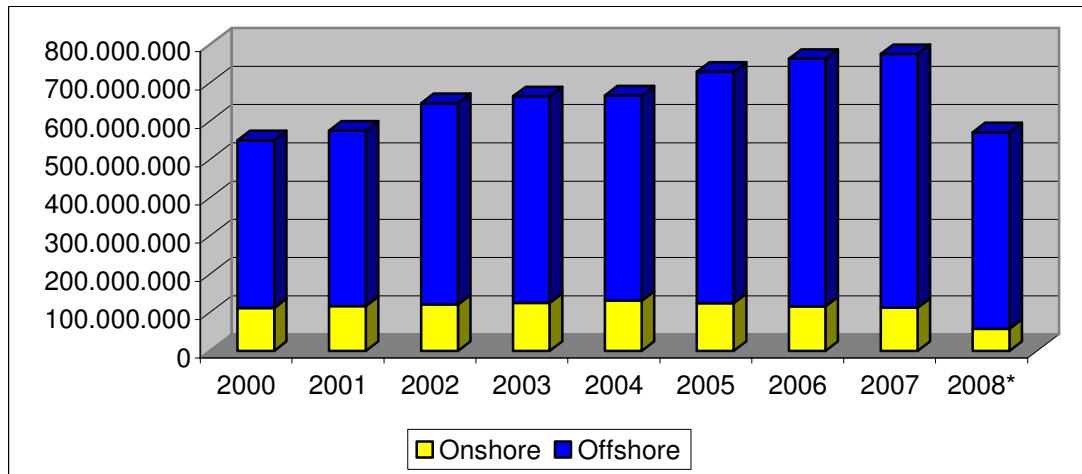


Figura 6 – Produção anual nacional onshore x offshore em boe. Fonte: ANP, 2008.*Até Outubro não estando incluso a produção de GN.

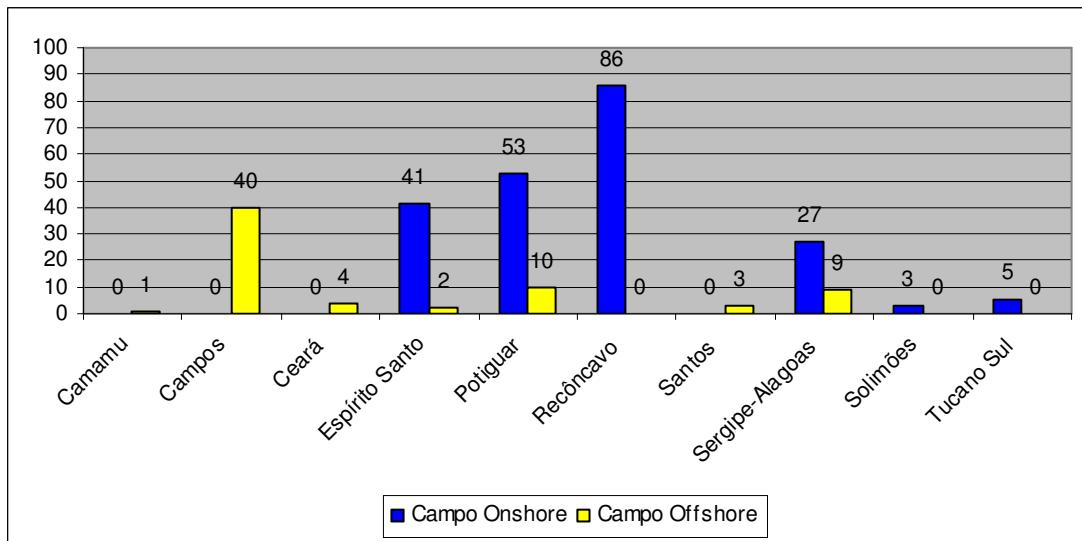


Figura 7 - Campos em produção no Brasil. Fonte: ANP 2008, modificado.

Além disso, de 11 de dezembro de 2004 à 12 de agosto de 2008 foram perfurados 1936 poços dos mais diversos tipos (Tabela 1) dos quais 1463 em terra, majoritariamente nas bacias do Potiguar, Sergipe-Alagoas, sendo a de Potiguar responsável pela segunda maior produção de óleo e gás do país (ANP), as quais também têm produção offshore. Dentre todos os poços, 1124 são de desenvolvimento de campos onshore e somente 143 em mar.

Porém, o número de campos que se encontram em fase de desenvolvimento no mar é bem maior. Isto se deve a grandes quantidades de volumes de óleo e gás “in place” em cada descoberta e dos poços de altos índices de produtividade, favorecidos pela tecnologia de perfuração horizontal vide caso das descobertas sub sal de Santos, enquanto que as

descobertas onshore são bem mais modestas, o que para uma grande operadora não vem a ser economicamente vantajoso.

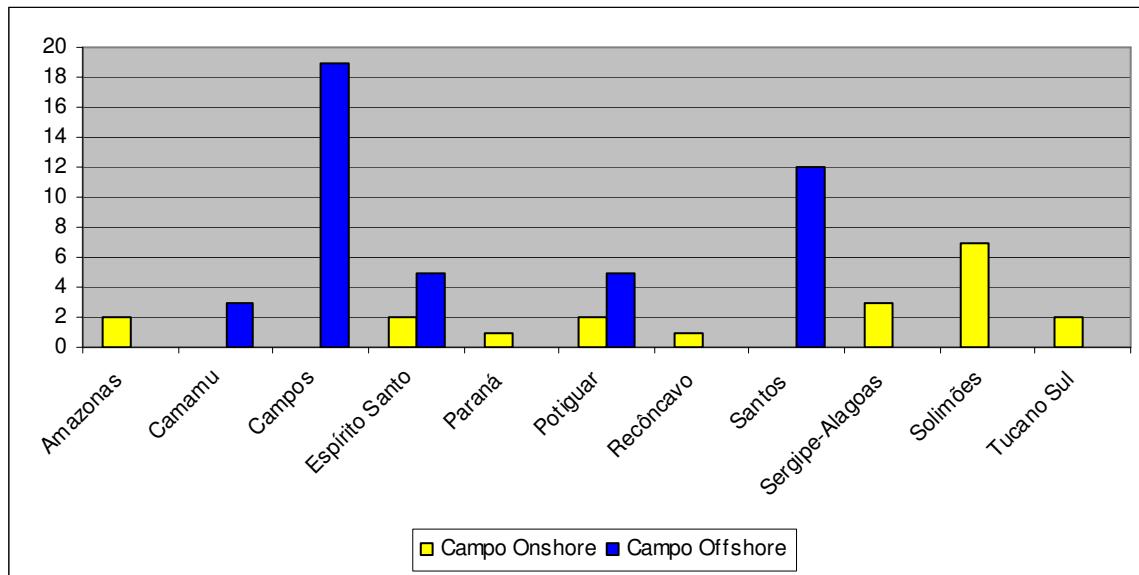


Figura 8 - Campos em fase de desenvolvimento. Fonte: ANP setembro de 2008, modificado.

Tais dados mostram que algo deve ser feito para atrair tais empresas ou outras de pequeno e médio porte a desenvolver atividades de E&P onshore uma vez que a produção em terra é muito mais barata.

Tabela 1 – Descrição e locação de todos os poços perfurados no Brasil entre 11/12/2004 à 12/08/2008. Fonte: ANP.

Bacia	Alagoas	Almada	Amazonas	Camamu	Campos	Espírito Santo	Potiguar	Recôncavo	Santos	Sergipe	Solimões	Tucano Sul	TOTAL
Terra	75	-	1	0	0	88	856	174	0	258	8	3	1463
Desenvolvimento	60	-	-	-	-	24	705	125	-	206	2	2	1124
Especial	-	-	-	-	-	5	1	1	-	-	1	-	8
Extensão	5	-	1	-	-	12	30	2	-	-	3	-	53
Injeção	-	-	-	-	-	-	10	18	-	38	-	-	66
Jazida mais profunda	1	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	3
Jazida mais rasa	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Pioneiro	9	-	-	-	-	35	102	19	-	10	2	-	177
Pioneiro Adjacente	-	-	-	-	-	12	7	7	-	4	-	1	31
Mar	0	1	0	11	321	59	9	0	68	4	0	0	473
Desenvolvimento	-	-	-	6	110	17	8	-	2	-	-	-	143
Especial	-	-	-	-	85	3	-	-	10	-	-	-	98
Extensão	-	-	-	1	47	1	1	-	16	1	-	-	67
Injeção	-	-	-	-	46	13	-	-	-	2	-	-	61
Jazida mais profunda	-	-	-	-	7	3	-	-	3	1	-	-	14
Jazida mais rasa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Pioneiro	-	1	-	3	16	3	-	-	28	-	-	-	51
Pioneiro Adjacente	-	-	-	1	10	19	-	-	9	-	-	-	39
TOTAL	75	1	1	11	321	147	865	174	68	262	8	3	1936

3.1 Mercado onshore nacional

A produção anual em terra corresponde a pouco mais de 10% da produção nacional. Ela se divide em seis bacias.

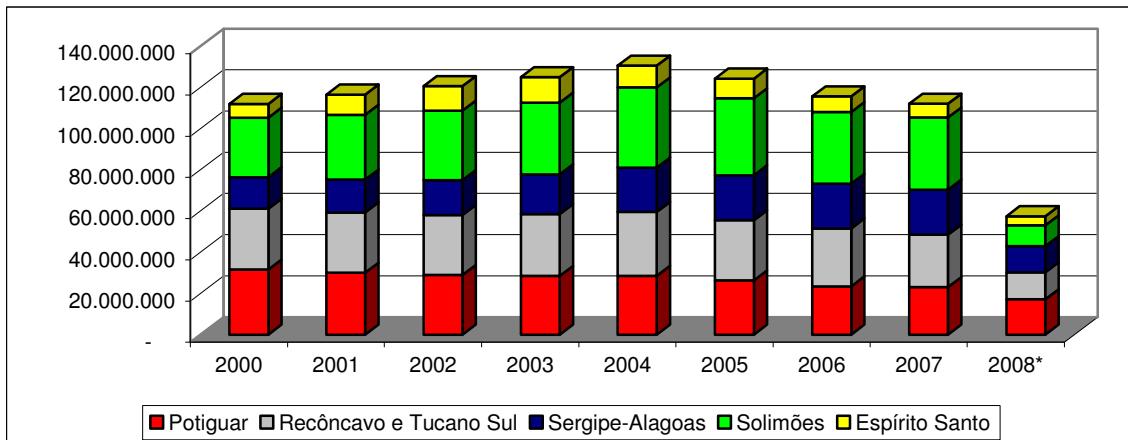


Figura 9 – Participação de cada bacia na produção anual de óleo e gás onshore em boe.
Fonte ANP: 2008, modificado. *Até outubro não incluindo a produção de GN.

A produção de Tucano Sul e Recôncavo estão juntas porque o website da ANP disponibiliza os dados de produção por unidade da federação, no caso dessas duas bacias, o Estado da Bahia. Como o Recôncavo possui 86 campos em produção e Tucano Sul somente 5, sendo que nenhum deles apresenta alta produção, inclusive um deles é um campo marginal, a grande maioria da produção corresponde ao Recôncavo.

Além disso observa-se que a bacia de Solimões é um grande produtor de gás, já que a sua participação na produção de 2008 é baixa em relação aos demais anos devido a ausência de dados referentes a produção de GN, e que a bacia do Potiguar é o maior produtor de óleo em terra, sendo assim a segunda maior produção de óleo nacional

Hoje a maior parte dos campos em terra são maduros, ou seja, encontram-se em estágio avançado de exploração, cuja produção se encontra em fase declinante. Muitas vezes, tais campos, menos rentáveis, são abandonados, embora ainda contenham um volume razoável de petróleo e/ou gás natural.

Segundo SOUZA (2003), um grande número de campos recém-descobertos não chega a produzir, ou produzem com baixa rentabilidade, porque o petróleo ou o gás natural que

contém não é suficiente para que uma empresa de grande porte possa investir na produção. Assim sendo, podemos definir esses campos como campos marginais, isto é, que estão próximos de atingir seu limite econômico, por qualquer razão técnica ou econômica. Por esses fatores e as grandes descobertas offshore há o desinteresse por parte das grandes petroleiras nas áreas onshore. Campos marginais são como uma derivação dos campos maduros.

Um grande exemplo da suprição da produção onshore é o caso da bacia do Espírito Santo. Segundo estudo da Organização Nacional da Indústria de Petróleo realizado em 2007, a produção terrestre no Estado do Espírito Santo atingiu, em 1984, uma média de 25.000 bpd, diminuindo para menos de 10.000 bpd no final da década de 90. Mas, em função da revitalização terrestre e do desenvolvimento do campo de Fazenda Alegre, voltou ao nível de produção anterior, com uma média de 24.560 bpd em 2002, decaindo, em 2006, para cerca de 15.000 bpd. A produção terrestre capixaba é, em média, de 600 bpd por campo e de 60 bpd por poço.

Esta bacia atualmente tem 42 campos em fase de produção mas apenas dois no mar. Porém, as reservas dos campos offshore de Caçao e Golfinho são muito maiores. Golfinho iniciou suas atividades de produção em 2006 com a implementação da Fase 1 do projeto de produção, o qual previa uma vazão inicial de produção de 100.000 bpd. Em 2007, com início da Fase 2, a vazão prevista de produção passou a ser de 165.000 bpd. Isto influenciou diretamente na produção da bacia.

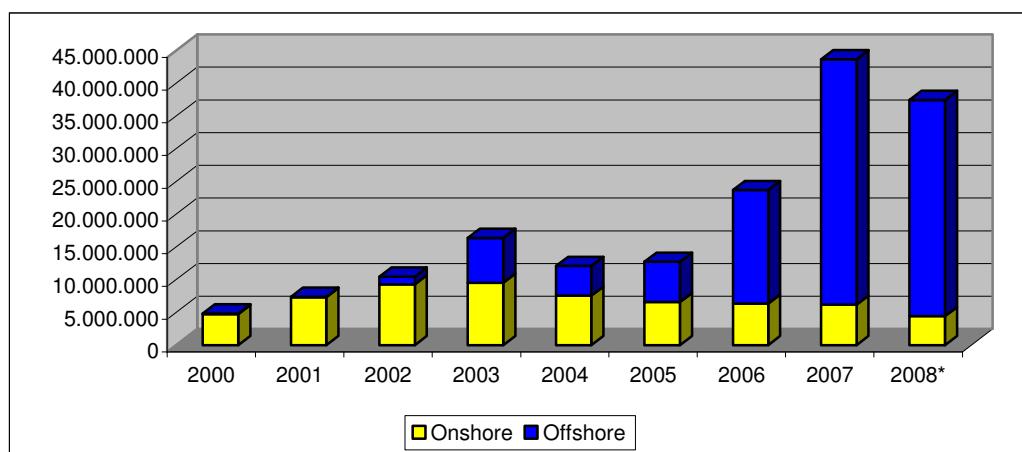


Figura 10 – Produção onshore e offshore da bacia do Espírito Santo. Fonte: ANP, 2008.*Até outubro.

No período de 2000-2005, anterior ao início da produção de Golfinho, a produção da bacia em sua maioria era onshore. Bastou um campo offshore iniciar as atividades para a produção em um ano quase dobrar e em dois anos mais do que triplicar. Atualmente há cinco campos em fase de desenvolvimento offshore e dois onshore.

Comparando exploração e produção dos campos onshore e offshore, como apresentado anteriormente, o número de poços perfurados onshore é muito maior do que os no mar. Para perfuração dos poços em terra (tabela 1) foram necessárias a utilização de 48 sondas enquanto que os poços em mar 53. Ou seja, uma média de 27,6 poços/sonda para campos onshore e 9,65 poços/sonda para campos offshore. Logo o tempo de perfuração onshore é muito menor do que offshore. Além disso, o aluguel de uma sonda em terra é muito mais barato.

Isso faz com que uma descoberta em terra inicie sua produção muito mais rápido que no mar. Os campos de Tabuáia, Seriema descobertos em 2006, e o de Inhambu descoberto em 2005 já se encontram em produção. Apesar de conterem volumes mais modestos em relação à porção marítima, tem significativa importância para a manutenção dos níveis da produção terrestre da Bacia do Espírito Santo. Já os campos offshore de Camarupim e Carapó, por exemplo, descobertos em 2006, são dois dos cinco campos offshore que se encontram em desenvolvimento.

O tempo de perfuração é influenciado por diversos fatores. Cada tipo de poço tem um tempo médio para perfurar. Um poço pioneiro, por exemplo, perfurado na mesma região que um de desenvolvimento raramente irá demorar mais tempo, somente em caso de falha que requeira pescaria ou repassagem da seção, por exemplo. Além disso, o deslocamento da sonda de uma locação para outra e a profundidade a ser atingida, característica litológica da região são outros fatores que influenciam.

Para ilustrar o que foi dito tomemos por exemplo o caso da bacia do Espírito Santo. Para 88 poços perfurados onshore foram utilizadas 8 sondas, uma média de 11 poços/sonda enquanto que para 59 poços offshore foram utilizadas 12 sondas, uma média de 4,9 poços/sonda.

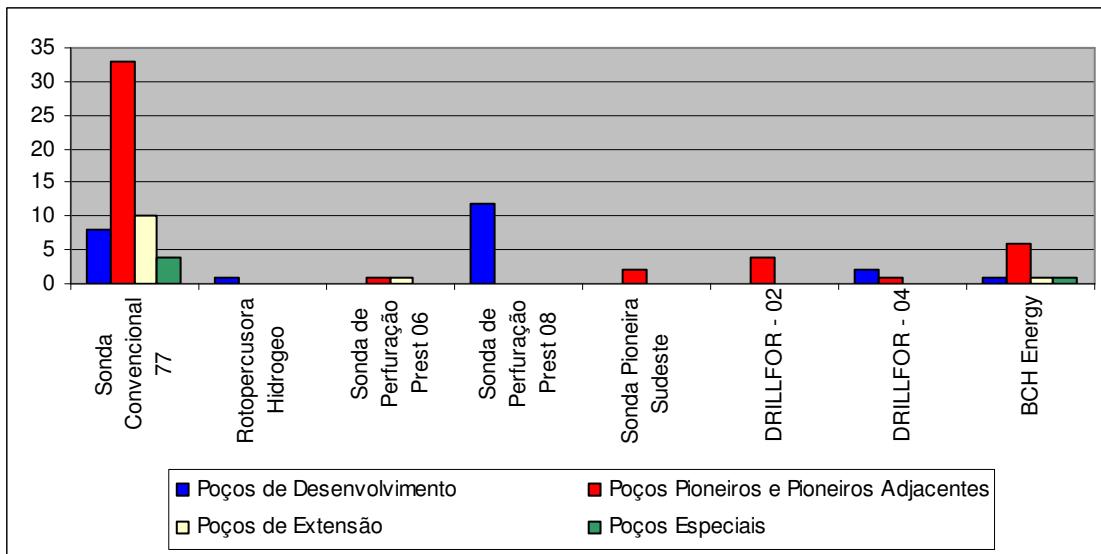


Figura 11 – Poços onshore por sonda na bacia do Espírito Santo separados por categoria entre 11/12/2004 e 12/08/2008. Fonte: ANP 2008, modificado.

Analizando o histórico de exploração da sonda BCH Energy pode-se observar a influência da profundidade, a locação onde se está perfurando e o deslocamento da sonda de um trabalho para outro.

Tabela 2 – Histórico de Exploração da Sonda BCH Energy. Fonte: ANP 2008, modificado.

Poço Operador	Categoria	Bloco	Profundidade Final (m)	Início Perfuração	Conclusão Perfuração
1GBR1BA	Pioneiro	ES-T-67	934	11/02/2008	22/2/2008
9FAL90DPES	Especial	FAL	0	06/08/2008	10/8/2008
1ASS1BA	Pioneiro	ES-T-47	570	27/01/2008	2/2/2008
7RPO22ES	Desenvolvimento	RPO	0	21/03/2008	30/3/2008
4MAI1ES	Pioneiro Adjacente	ES-T-383	1761	04/12/2007	25/2/2008
3NFA11DES	Extensão	ES-T-418	1458	20/10/2007	26/1/2008
4COG6ES	Pioneiro Adjacente	ES-T-372	771	22/11/2007	7/1/2008
4NFA12ES	Pioneiro Adjacente	ES-T-409	1270	5/10/2007	12/11/2007
1AS1ES	Pioneiro	ES-T-409	1050	4/11/2007	11/11/2007

Estes podem ser atrativos para empresas de pequeno e médio porte investirem em tais campos marginais e maduros em terra, custos mais baratos e tempo de implementação de um projeto de desenvolvimento de campo em muito menos tempo.

3.2 Mecanismos da ANP para incentivar produção *onshore*

Buscando incentivar a exploração e produção *onshore* de campos maduros e marginais, o qual é caracterizado pelo desinteresse das grandes empresas em mobilizar pessoal, recursos

e esforços administrativos, já que o retorno será relativamente pequeno, aumentar o conhecimento geológico sobre bacias pouco exploradas casos de Paraná, Parecis e São Francisco, por exemplo, a ANP realizou duas Rodadas de Licitação de Áreas Inativas com Acumulações Marginais, em bacias terrestres maduras, onde a infra-estrutura para tratamento e transporte do óleo e gás natural já existe, e, recentemente, a 10^a Rodada de Licitação de Petróleo e Gás, a qual somente ofertou áreas onshore em virtude das descobertas na camada pré sal fazendo com que se iniciassem estudos sobre mudanças regulatórias no modelo de licitação pública para concessão de áreas offshore.

Tal iniciativa visa atrair empresas de pequeno e médio porte a investirem nesses dois tipos de campos, os quais podem se tornar comerciais se operados por empresas dessas magnitudes, com tecnologias avançadas e estímulos adequados.

3.2.1 Décima Rodada de Licitação de Petróleo e Gás

Em dezembro de 2008 foi realizada a 10^a Rodada que licitou 130 blocos em terra situados em oito setores e sete bacias sedimentares. Tais blocos abrangem uma área de aproximadamente 70.000km². Da área em bacias de novas fronteiras exploratórias, a oferta foi de 67.387km², em 30 blocos. Os 100 blocos situados em bacias maduras, onde a existência de óleo e gás já foi comprovada, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar, compõem uma oferta de 3.000km², com preços de aquisição baixos, tendo no máximo bônus mínimo de assinatura de R\$ 480.000.

Comparando tal rodada com a nona, realizada em dezembro de 2007, esta ofertou blocos com bônus de assinatura superiores a R\$ 13.000.000 o que resultou em concessões de blocos que custaram até R\$ 344.090.063, caso do bloco S-M-270, situado no setor SS-AR2-EP concedido a OGX ltda.

Isto mostra que como não se puderam licitar blocos offshore, tal Rodada ganhou uma nova conotação. Visou ampliar o conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras e, portanto, gerar mais condições para o aumento da produção de petróleo e gás natural. Além disso, pelas características das áreas ofertadas, esta Rodada de Licitações ofereceu oportunidades para o desenvolvimento das pequenas e médias indústrias petrolíferas.

Mesmo assim o número de empresas que manifestaram interesse só é menor do que o da 9ª Rodada.

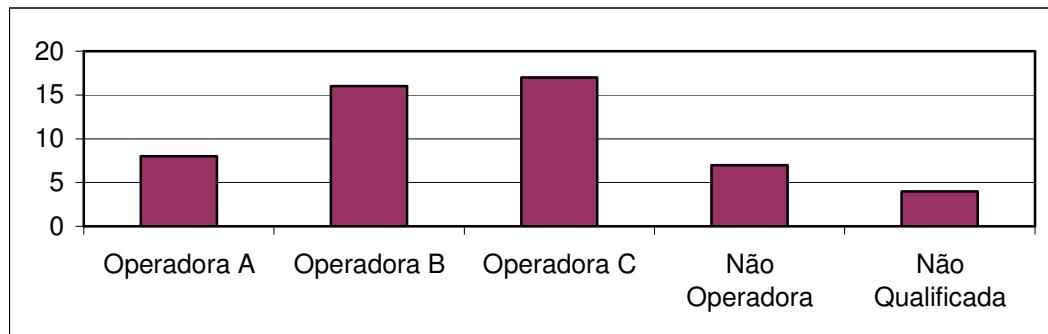


Figura 12 - Classificação de empresas que demonstraram interesse em participar da Décima Rodada.

Mais da metade das empresas foram classificadas como operadoras tipo B e C, respectivamente qualificadas para operar nos blocos situados em Águas Rasas e em Terra, e para operar nos blocos situados em Terra, exceto nos blocos da bacia do Amazonas, devido a tais blocos estarem próximos dos campos de gás de Japim e Azulão, requerendo maior experiência por parte das operadoras interessadas. Tal classificação indica grande interesse por parte de pequenas e médias empresas nesse leilão.

Foram arrematados 54 blocos, dos quais 33 por duas operadoras tipo A, a maior parcela pela Petrobras, e o restante por seis empresas classificadas como tipo B e seis tipo C.

3.2.2 Primeira e Segunda Rodadas de Licitação de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais

Conforme previsto na Lei do Petróleo Nº 9478, a Petrobras teve ratificados seus direitos sobre cada um dos campos de seu interesse que estavam em efetiva produção na data de início de vigência da Lei. Assim, foram assinados em 1998, contratos de concessão referentes a 282 campos em produção ou desenvolvimento. Outros 62 campos que já haviam produzido ou que se encontravam na etapa de desenvolvimento não foram reivindicados pela mesma no prazo previsto na Lei, fazendo com que tais áreas, desde então, estivessem à disposição da ANP. De 1998 até 2005, outros 15 campos foram devolvidos. Estes campos ficaram conhecidos no mercado como “campos devolvidos” ou “campos marginais da ANP”.

Em licitações já realizadas, visando incrementar o valor de blocos exploratórios, a ANP incluiu alguns de seus “campos marginais” nos blocos, o que não atraiu as grandes operadoras, uma vez que o volume de óleo *in place* remanescente em tais blocos não é o bastante para que se justifiquem os investimentos. O acompanhamento dos contratos de concessão onde tal situação ocorreu mostrou que vários desses campos retornaram à ANP.

Ciente de que tal estratégia não obteve sucesso, a ANP realizou a 1^a Rodada de licitação de tais áreas inativas em 2005 em conjunto com a 7^a Rodada, pela primeira vez oferecendo essas áreas em separado.

Em termos gerais esse novo processo de licitação visa à reativação da produção pelo reaproveitamento dos poços já perfurados, utilização de bens e serviços com praticamente 100% de conteúdo nacional, geração local de postos de trabalho, disseminação das práticas de produção em áreas terrestres, introdução de mecanismos regulatórios específicos para o pequeno operador de campo petrolífero (inclusive um novo Contrato de Concessão).

Essa Rodada teve 113 empresas interessadas, 91 habilitadas das quais 89 eram pequenas empresas e um total de 53 apresentaram ofertas.

Após o sucesso da 1^a Rodada, a ANP decidiu realizar Rodadas periódicas com cronograma próprio, desvinculadas das Rodadas de Licitações de Áreas com Risco Exploratório.

Em maio de 2006 ocorreu a 2^a Rodada de Licitação de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais sendo oferecidas 21 áreas, três na bacia de Barreirinhas, dez na bacia Potiguar e oito na bacia do Espírito Santo. Estas áreas englobam 74 poços considerados subcomerciais ou secos pelo antigo operador. Visando atrair ainda mais as pequenas e médias empresas, esta Rodada apresentou diversos atrativos tais como:

- Dados sobre os campos disponibilizados gratuitamente no website da ANP;
- Baixo valor de taxa de participação, aproximadamente R\$500,00;
- Qualificação financeira pequena. Patrimônio mínimo líquido R\$ 200.000,00, e R\$ 50.000,00 (por empresa em consórcio);

- Baixo bônus mínimo de assinatura (entre R\$ 1000,00 e R\$ 4500,00);
- Sistema de pagamentos de royalties para tais locações são diferenciados dos demais (5% do volume total da produção);
- Assinatura de Contrato tem que ser feita por uma empresa brasileira;
- Tempo de produção: 15 anos podendo ser reduzido ou prorrogado;
- Taxa anual de Retenção de Área (R\$ 108,18/km²). Valor mais baixo do que blocos ofertados nas bacias do Recôncavo e Potiguar na 9 Rodada, R\$ 115,36/km²;
- Máximo de 3 ofertas vencedoras por empresa, mesmo em consórcio aumentando-se o número de possíveis ganhadores;
- Nota Final = Bônus Assinatura (25%) + Programa de Trabalho Inicial (75%);
- Conteúdo Local compulsório de 70% - não conta para a nota final;

O resultado desses atrativos é a inserção de mais empresas petrolíferas de pequeno e médio porte nacionais ao cenário brasileiro.

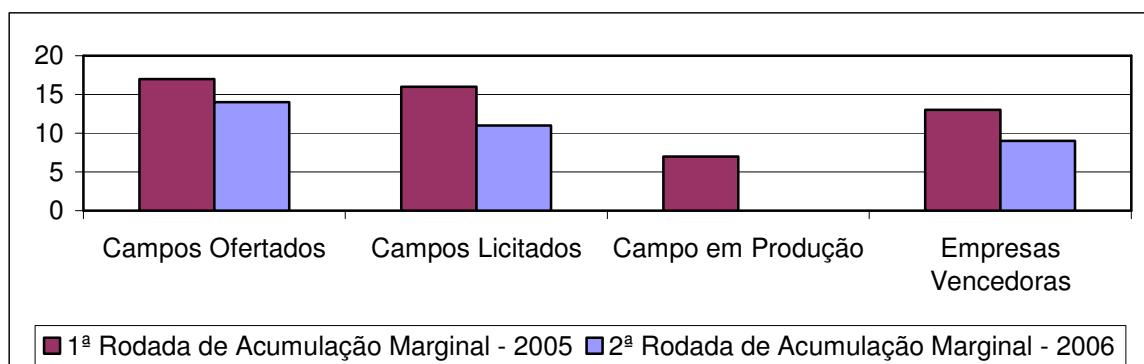


Figura 13 – Resultado geral das 1^a e 2^a Rodadas de Acumulações Marginais. Fonte: ANP.

Porém, analisando-se o que foi dito anteriormente a respeito do número de blocos ofertados na 2^a Rodada e a figura 9, percebe-se que o número de campos inicialmente anunciados como integrantes no leilão não é o mesmo do número realmente ofertado.

Nesta Rodada, sete campos marginais não puderam ser ofertados devido a restrições ambientais, ou seja, o estudo ambiental das regiões em que se localizam inviabilizaram a participação deles no leilão. Como dito anteriormente, é o caso do campo de Conceição da Barra. Fato que fez com que a 3^a Rodada de Licitação em Áreas Inativas com Acumulações Marginais não ocorreu ainda.

4 MATERIAL

Descoberto em 10 de outubro de 1987 através da perfuração do poço 9-PSG-1-ES, o campo de Conceição da Barra, situado em uma área a cerca de 254 km da capital capixaba, Vitória, tem 12,83 km² de extensão, localizando-se no município de mesmo nome. A área inclui, além do antigo campo de Conceição da Barra, os poços 1-FSM-1-ES e 1-FSM-2D-ES, situados na foz do Rio São Mateus. Nesta área foram realizados 36 km de linhas sísmicas 2D e perfurados 13 poços além dos dois mencionados acima.

A topografia da área é plana, sendo a maior parte da vegetação constituída por florestas de eucalipto e restingas. O relevo é típico de planície litorânea, com leves ondulações. Encontra-se no interior da Área de Proteção Ambiental (APA) de Conceição da Barra criada através do Decreto Nº 7.305-E, de 13 de novembro de 1998, abrangendo o manguezal da foz do rio São Mateus, praia das Meleiras, incluindo comunidades rurais de Barreiras, Meleiras, Mariricu, Quadrado e Moendas, com área de 7.728 hectares, situada no município de Conceição da Barra. Isto resultou na desativação do campo e devolução a ANP.

Este campo entrou em produção em 7 de novembro de 1987, apenas um mês após sua descoberta produzindo até 1993, um volume acumulado de 75.000 m³ (471.000 barris) de óleo de 15°API, óleo denso, o que corresponde a 15% do volume original de óleo in place e 924.000 m³ de gás, que corresponde a 14% do total “in situ”, a partir de reservatórios situados à cerca de 1450 m de profundidade. Os volumes originais de óleo e gás in situ, estimados pelo antigo operador, são de 502.000 m³ (3,16 milhões de barris) e 6,73 milhões de m³, respectivamente.

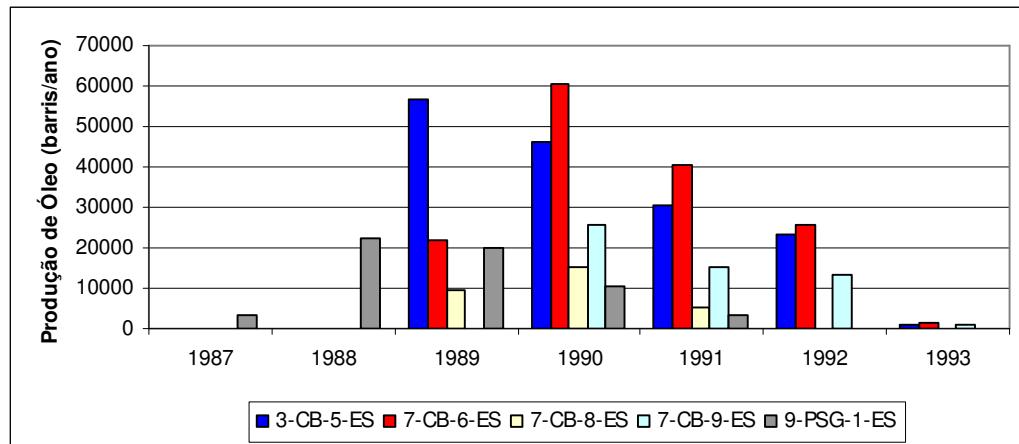


Figura 14 – Histórico de produção de óleo de Conceição da Barra. Fonte: ANP.

Observa-se que o ápice da produção de óleo foi atingida ao longo do quarto ano de produção enquanto que a produção do poço descobridor, a qual foi responsável por toda produção ao longo dos dois primeiros anos, já se encontrava em declínio. O limite da exploração de cada poço ocorreu logo no primeiro ano ou no máximo segundo. No início de 1993 a produção já era mínima. Os poços encerraram suas atividades em fevereiro de 1993. O poço 7-CB-6-ES, tornou a produzir em junho do mesmo ano até julho.

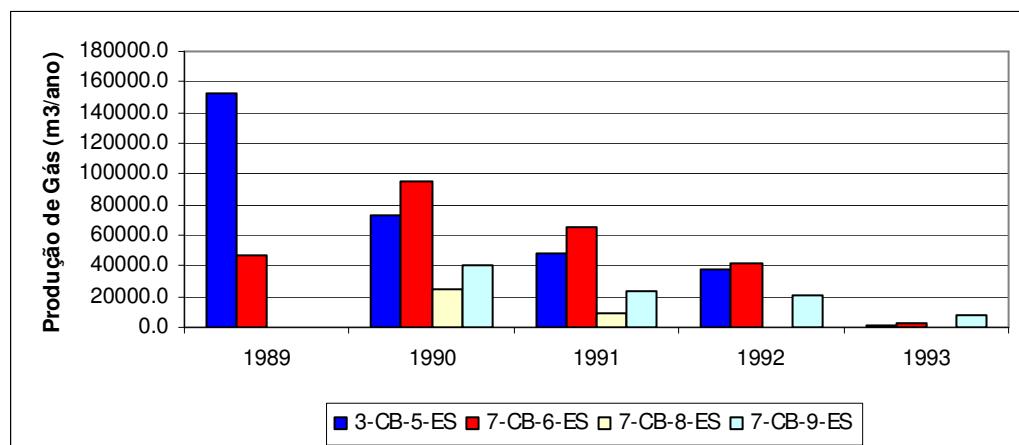


Figura 15 – Histórico de produção de gás de Conceição da Barra. Fonte: ANP.

Quanto a produção de gás, o poço 9-PSG-1-ES teve uma produção bastante inferior aos demais, e como na produção de óleo, o limite da exploração de cada poço foi atingida logo no primeiro ou segundo ano de produção.

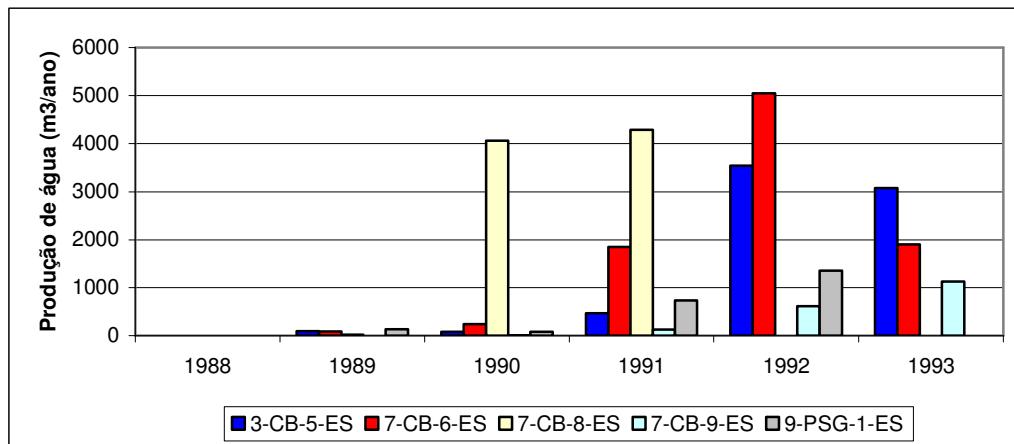


Figura 16 – Histórico de Produção de Água de Conceição da Barra. Fonte: ANP.

À medida que os poços foram sendo depletados a produção de água foi aumentando. Foi uma quantidade pequena de água produzida. Mas mesmo que se tivesse produzido bastante, a utilização dela não seria recomendada para recuperação secundária do campo devido ao óleo ser bastante denso. Dessa forma, para reativação do campo o custo operacional, envolvendo mecanismos de recuperação secundária e terciária dos reservatórios e a necessidade de elevação artificial nos poços será um pouco elevado. Porém, não é algo que inviabilize o projeto.

Com relação à geologia local, a acumulação de óleo e gás desse campo ocorre em reservatórios areníticos da Formação Mariricu/Membro Mucuri, a qual, segundo Feijó (1994), é composta por arenito hialino, de grosseiro a muito grosseiro, subangular, quartzoso, feldspático, micáceo, desagregado; folhelho cinza-escuro, siltíco, calcífero, de semiduro a mole; calcilutito cinza a castanhado, semiduro, ou seja um reservatório bastante heterogêneo.

Tal acumulação possui forma dômica, alongada na direção NNW-SSE. A oeste é limitada por uma falha de direção NNE-SSW, que controla estruturalmente a acumulação. Ao sul, o limite se dá pelo mergulho das próprias camadas-reservatório, ao norte, o controle da acumulação é diagenético, pois os arenitos, mesmo dentro da zona de óleo, apresentam-se fechados, sem porosidade, não havendo condições de produção. A leste, a acumulação é controlada pelo adelgaçamento da seção arenosa e, novamente, pela perda da porosidade, causada pela diagênese. Os reservatórios são dados por arenitos siliciclásticos depositados em ambiente deltáico, interdigitados com folhelhos, carbonatos e anidritas, que representam

curtos períodos de transgressão marinha. O arenito é constituído de quartzo subarredondados de granulação de média a muito grossa.

O poço 1-FSM-2D-ES está situado na área da Plataforma de São Mateus. O início da perfuração ocorreu em 14/08/1991, com término em 03/09/1991, tendo como objetivo os arenitos da Formação Mariricu/Membro Mucuri. A profundidade final atingida foi de 1960 m. Foi realizado neste poço apenas um teste de formação, a poço revestido, que o indicou como produtor de óleo e água.

Dos treze poços perfurados, um é pioneiro (1-CB-3-ES) o qual foi o primeiro poço perfurado na região em 1978, três de extensão (3-CB-4-ES, 3-CB-5-ES, 3-CB-12-ES), sete de produção (7-CB-7-ES, 7-CB-8-ES, 7-CB-9-ES, 7-CB-10-ES, 7-CB-11-ES, 7-CB-12-ES, 7-CB-13-ES) e dois pilotos (9-PSG-1-ES, o descobridor de óleo, e 9-PSG-4-ES). A classificação da comercialidade de cada um deles, segundo o antigo operador, e condições nas quais se encontram atualmente são apresentadas na tabela 2.1.

Tabela 3 – Características dos poços com relação a sua comercialidade segundo o antigo operador e o estado no qual se encontram. Fonte: www.anp.gov.br

Poços	1-CB-3-ES	3-CB-4-ES	3-CB-5-ES	7-CB-6-ES
Estado do poço	Poço Arrasado	Poço Arrasado	Poço Arrasado	Poço Arrasado
Reclassificação	PRODUTOR SUBCOMERCIAL DE ÓLEO	SECO COM INDÍCIOS DE ÓLEO	EXTENSÃO PRODUTOR DE ÓLEO	DESENVOLVIMENTO PRODUTOR DE ÓLEO
Poços	7-CB-7-ES	7-CB-8-ES	7-CB-9-ES	7-CB-10-ES
Estado do poço	Poço Arrasado	Poço Arrasado	Poço Arrasado	Poço Arrasado
Reclassificação	SECO SEM INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS	DESENVOLVIMENTO PRODUTOR DE ÓLEO	DESENVOLVIMENTO PRODUTOR DE ÓLEO	SECO SEM INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS
Poços	7-CB-11-ES	3-CB-12-ES	7-CB-13-ES	9-PSG-1-ES
Estado do poço	Poço Arrasado	Poço Arrasado	Poço Arrasado	Poço Arrasado
Reclassificação	SECO COM INDÍCIOS DE ÓLEO	SECO SEM INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS	SECO SEM INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS	DESCOBRIDOR DE CAMPO COM ÓLEO
Poços	9-PSG-4-ES	1-FSM-1-ES	1-FSM-2D-ES	
Estado do poço	Poço Arrasado	Poço Fechado	Poço Fechado	
Reclassificação	SECO COM INDICACAO DE OLEO	SECO SEM INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS	PRODUTOR SUBCOMERCIAL DE ÓLEO	

Este campo, portanto, engloba diversas características que o fazem ser considerado um campo marginal tais como:

- Reserva de hidrocarbonetos muito pequena;
- Número de poços perfurados muito pequeno;
- Poucas fases de desenvolvimento;
- Produção inexpressiva.

Neste campo há poços que contém perfis disponíveis, que são as imagens visuais em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas atravessadas por um poço. Podem-se obter, dessa forma, perfis do tipo litológico, tempo de perfuração, granulometria (tamanho, esfericidade, arredondamento) etc. As rochas são distinguidas em função de suas propriedades elétricas, acústicas e radioativas.

Dos sete perfis que tem suas curvas disponibilizadas, somente o perfil caliper não é geofísico. Abaixo as características de cada um dos perfis e as características que inferem.

Caliper (CALI) – Mede o diâmetro do poço e fornece de forma indireta uma indicação das condições de estabilidade do poço. Os *break-outs* (falhas por cisalhamento) e *wash outs* (alargamento do poço devido a interação da coluna com o mesmo ou a excesso de vazão). Há também o perfil de caliper azimutal que fornece medições do diâmetro do poço em várias direções e é muito utilizado para fornecer as direções das tensões horizontais “*in situ*”.

Densidade (RHOB) – Tal perfil é um registro contínuo das variações das massas específicas (a densidade) das rochas atravessadas por um poço. O mecanismo de medição se baseia em uma fonte de raios gama aplicados à parede do poço. Com esta aplicação, ocorrerá uma interação entre o raio gama e o material devido essencialmente à colisão entre os raios e os elétrons. Como o número de elétrons em um átomo é aproximadamente proporcional à sua densidade, quanto mais denso for o material, maior o número de colisões. Desta forma, a ferramenta de densidade mede a resistência da radiação do raio gama, já que a atenuação do raio gama é diretamente dependente da densidade da formação. Além da densidade das camadas, permite o cálculo da porosidade, a identificação das zonas de gás e em profundidades mais rasas de investigação torna os registros mais sensíveis ao estado da parede do poço: desmoronamentos, espessura de reboco, hidratação das argilas.

Densidade Neutrão (NPHI) – Os nêutrons são partículas com ausência de carga elétrica, com massa quase idêntica a do átomo de hidrogênio. Sendo partículas neutras elas podem penetrar

profundamente na matéria, atingindo os núcleos dos elementos que compõem a rocha. São utilizados para estimativa de porosidade, litologia e detecção de hidrocarbonetos leves ou gás tanto em poço aberto como em poço revestido, desde que as camadas estudadas sejam portadoras de água. O artifício de se imprimir os perfis em termos de porosidades é realizado a partir de calibrações em água. Quando portadoras de gás ou hidrocarbonetos leves, ocorre uma diminuição nas porosidades destes perfis, em relação ao Sônico e/ou Densidade.

A explicação é simples. Sob as mesmas condições de temperatura e pressão, e para um mesmo volume investigado de rocha, a presença do gás, ou hidrocarboneto leve, por ser expansivo, reduz a densidade de hidrogênio (concentração/volume), quando comparada ao óleo ou água. Quanto mais leve o fluido, menor a quantidade de hidrogênio na rocha e quanto menor a densidade de hidrogênio, menor a quantidade de água na rocha. Dessa forma, em uma zona com gás, o Densidade ou o Sônico, têm suas leituras aumentadas, enquanto que os neutrônicos têm seu índice ou densidade de hidrogênio diminuído. Este contraste entre as três porosidades, obtidas por princípios físicos diferentes, é diagnóstico da presença de hidrocarbonetos leves e/ou gás.

Potencial Espontâneo (SP) – Mede a diferença de potencial entre dois eletrodos, um na superfície e outro dentro do poço, que passa entre a formação geológica (pode conter água, sais minerais ou argila). Permite detectar as camadas permoporosas, calcular a argilosidade das rochas, auxiliar na correlação de poços vizinhos e ajuda a inferir litologia. Porém, é um perfil pouco utilizado atualmente em virtude do avanço tecnológico de outros perfis que suprem a função do SP.

Raio Gama (GR) – Detecta a radioatividade natural da formação geológica (U, Th, K). Utilizado para a identificação da litologia, a identificação de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argila ou argilosidade. Os folhelhos têm normalmente alto teor de K40, razão pela qual esse perfil tem grande importância na identificação de folhelhos entre as rochas não argilosas. Dessa forma, esse perfil permite distinguir folhelhos e/ou argilas dos demais perfis litológicos.

Resistividade – Indica a habilidade de um material em resistir à condução elétrica, sendo o inverso da condutividade. A resistência das rochas depende da porosidade, da natureza do fluido contido em seus poros e do conteúdo de sal nele dissolvido. Os hidrocarbonetos não

são bons condutores, isto é, possuem alta resistividade, enquanto a salmoura é uma boa condutora, dessa forma, baixa resistividade. A água doce indica alta resistividade. Dessa forma, podendo induzir a um erro de interpretação. Isso mostra a complementariedade entre os perfis para uma melhor análise. Quanto a porosidade, este perfil indica a redução de acordo com aumento da profundidade, grau de compactação da rocha.

Sônico (DT) – Mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. A velocidade do som varia de acordo com o meio em que se propaga. Ela é maior que nos sólidos que nos líquidos e gases. Maior velocidade de propagação, menor tempo. É utilizado para estimativas da pressão de poros, correlação poço a poço, estimativas de grau de compactação da rocha (USB) ou estimativa das constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio a sísmica.

Qualquer que seja o tipo de perfil empregado na avaliação de um poço, eles não fornecem diretamente as propriedades de interesse, como, por exemplo, porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos etc. São inferidas pelos parâmetros registrados por cada um deles.

Tabela 4 – Relação entre os parâmetros medidos pelos perfis e suas propriedades derivadas. (Fonte: AZEVEDO e ROCHA, 2007).

Perfil	Parâmetro Medido	Propriedade Derivada
CALI	Diâmetro do poço	Resistência das rochas/ Tensões in situ
RHOB	Quantidade de elétron por unidade de volume de rocha	Porosidade/ Densidade das rochas
NPHI	Quantidade de hidrogênio por unidade de volume da rocha	Porosidade/ Presença de hidrocarbonetos leves nas rochas
SP	Potencial elétrico natural gerado dentro dos poços	Salinidade das águas da formação/ litologia/ argilosidade/ permeabilidade
DT	Tempo que uma onda elástica leva para percorrer 1ft de parede de poço	Porosidade/ Velocidade/constantes elásticas E dureza das rochas
GR	Conteúdo total em U, Th e K das formações	Litologia/ Argilosidade/ geração de hidrocarbonetos
Resistividade	Resistividade das regiões próximas e mais afastadas da parede do poço	Resistividade dos volumes de rocha

Tabela 5 - Valores médios para identificação do fluido in situ e tipo de rocha nos perfis geofísicos. (Fonte: Baker Hughes, inédito)

Litologia	GR (API)	RHOB	NPHI (P.U)	DT (μs/ft)	Resistividade
Arenito	Baixo	2,65	-4	53	Alta
Carbonato	Baixo	2,71	0	47,5	Alta
Folhelho	Alto	2,2-2,7 (contendo água)	Alta (contendo água)	50-150 (contendo água)	Baixa
Dolomita	Baixo (alto com U)	2,87	4	43	Alta
Sal	Baixo (a menos sal contendo potássio)	2,03 (1,87)	-3 (-2)	67 (74)	Muito Alta
Anidrita	Muito Baixo	2,98	-1	50	Muito Alta
Água	0	1-1,1	100	180-190	Salmoura - Alta Doce - Baixa
Óleo	0	0,6-1,0 (API)	70-100 (H ₂ index)	210-240 (API)	Muito Alta
Gás	0	0,2-0,5	10-50 (H ₂ index)	~1000	Muito Alta

Quanto à parte de engenharia do trabalho (seleção de brocas, montagem de BHA, perfuração e equipamentos de elevação artificial e completação), baseou-se em artigos disponíveis no sítio da Internet da Sociedade de Engenheiros de Petróleo, os quais relatam custos e melhores opções que implicam na otimização do projeto de desenvolvimento do campo de CB além de livros didáticos do setor petrolífero.

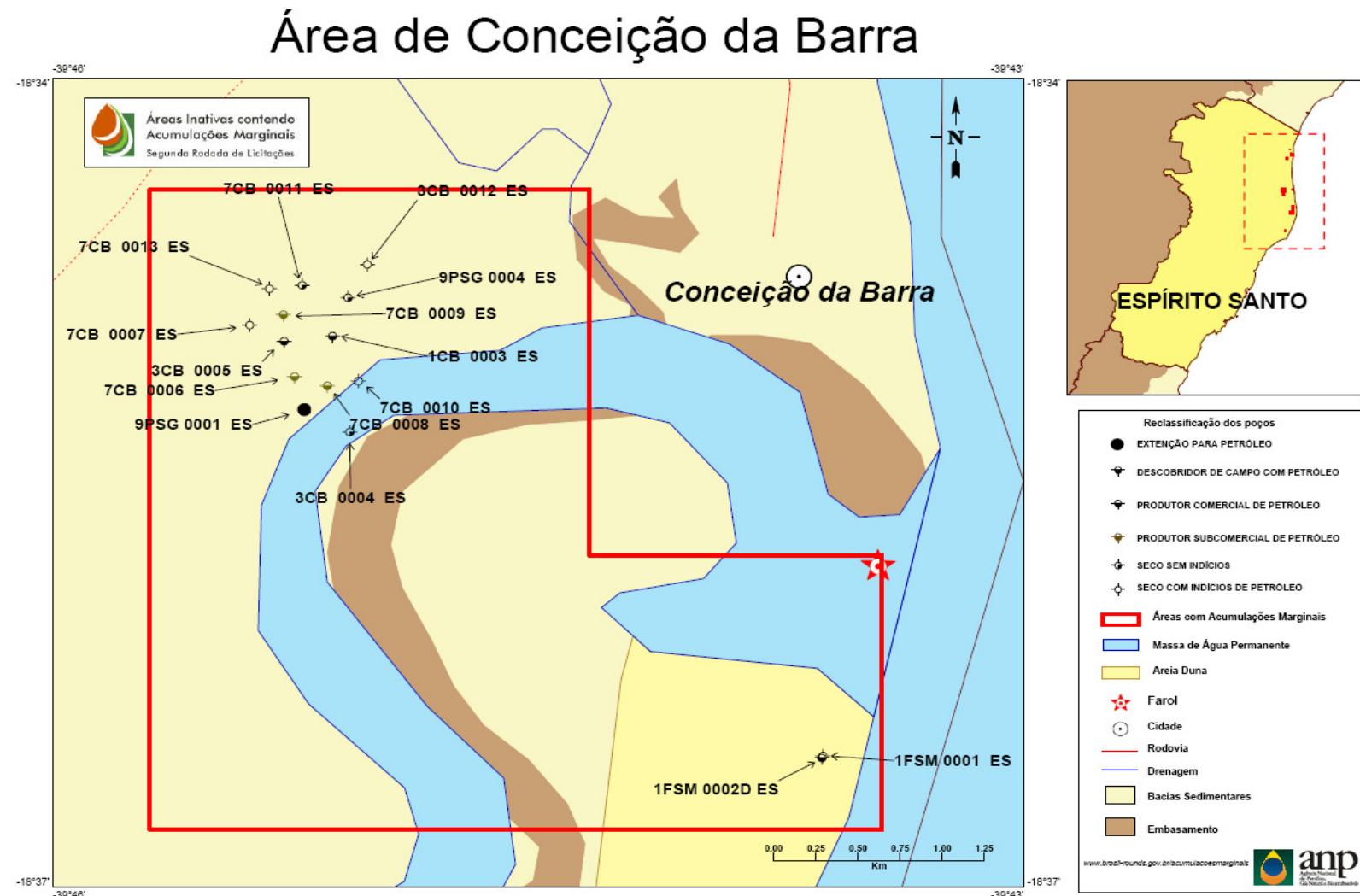


Figura 17 – Locação dos poços perfurados na Área de Conceição da Barra. Fonte: ANP.

5 MÉTODO

Primeiramente, com base nos perfis geofísicos dos poços perfurados anteriormente na região, principalmente o DT, que ajuda na identificação de formações duras e moles, analisa-se a geologia local com intuito de identificar possíveis problemas para a perfuração de poços, buscando a otimização da atividade o que implica em menores custos.

A escolha do local de perfuração de onde hipoteticamente serão perfurados os poços direcionais, foi baseada nas Tabela 3, Figura 17, histórico de produção dos poços eno relatório contendo informações adicionais sobre o campo de Conceição da Barra, o qual menciona as situações dos poços perfurados na locação e as seguintes instalações de cada um. Isto porque analisando a localização de cada poço perfurado e a comercialidade de cada um pode-se delimitar a zona de perfuração que se tenha uma maior probabilidade de se recuperar o óleo e gás remanescente *in situ*.

Quanto à seleção dos dados mais relevantes para escolha da locação, poços que devem ter seus dados analisados para melhor realização da trajetória do poço aumentando a produtividade do campo, dados seriam do 3-CB-5-ES, 7-CB-6-ES e 7-CB-8-ES, 7-CB-9-ES, os quais foram os grandes produtores segundo a figura 14, e o pioneiro 1-CB-3-ES, podendo-se assim basear neles para o desenvolvimento do projeto.

Para escolha do tipo de broca a ser utilizada, instrumentos de orientação e demais componentes do BHA, escolha dos equipamentos de completação e elevação artificial, baseou-se em livros e *papers* que servem para garantir a veracidade de tudo que foi descrito ao longo do projeto de revitalização proposto para o campo de Conceição da Barra.

Todos esses fatores são essenciais para a criação do modelo KÜNG de perfuração direcional que consiste na condensação desses poços a partir da locação de um poço já perfurado, que esteja em boas condições, reduzindo substancialmente custos com instalações, o que ajuda na viabilidade econômica do projeto, e que tenha tido uma considerável produção ao longo do tempo em relação aos demais. Além da escolha da trajetória.

Para isso, foram elaboradas planilhas EXCEL para cálculos de custo de brocas com base em valores reais disponíveis em artigos da SPE e para cálculo do tipo de trajetória escolhida com base em livros didáticos sobre o tema.

A geologia do local foi assumida como simples (sem problemas estruturais) e homogênea (*Layer Cake Stratigraphy*), ou seja, as formações geológicas se encontram em camadas tabulares e faciologicamente isotrópicas, do ponto de vista de reservatórios. Em virtude dessa condição imposta ao modelo, nenhuma análise com relação ao comportamento do fluido dentro do reservatório foi feita, uma vez que não há informações disponíveis. Dessa forma, atende-se o que foi dito na motivação, a realização de um trabalho que utilize dados reais.

6 GEOFÍSICA E GEOLOGIA APLICADA

Os perfis disponíveis dos poços perfurados na locação são importantes para cálculo da geopressões de poros, sobrecarga e colapso que juntos com o gradiente de fratura compõe a janela operacional que define o assentamento das sapatas de revestimento. Além disso, esses perfis ajudam na escolha da broca, montagem de BHA, trajetória do poço e definir a geologia do local apontando possíveis desafios a perfuração na região.

Tomando como base a análise descritiva das formações encontradas na fração *onshore* da bacia do Espírito Santo, Feijó (1994), e os dados de perfilagem dos poços perfurados na região, os quais possuem sua análise litológica apresentada, pode-se observar os desafios inerentes a cada uma delas até se atingir a zona de interesse, os arenitos da Fm. Maricu, Mb. Mucuri. O que se observa verificando

Formação Rio Doce: Formação com sedimentação datada desde o Eoeoceno até o Neoeoceno. Designa a seção basicamente arenosa associada aos carbonatos da Fm. Caravelas e sobreposta aos folhelhos da Fm. Urucutuca. É predominantemente constituída por arenito com intercalações de folhelho, atingindo uma espessura 850m no 1-CB-3-ES e 650m no 3-CB-5-ES, aproximadamente, por exemplo.

Analizando a coluna estratigráfica da bacia do Espírito Santo, observa-se que o contato inferior da Fm. Rio Doce é gradacional com as Fm. Urucutuca e Caravelas, ou discordante com as Fm. Regência, os carbonatos Albianos da Fm. São Mateus e Maricu ou mesmo com o embasamento. Ou seja, é uma Formação que sua espessura varia bastante de acordo com a região.

Formação Urucutuca: Como dito, somente o 3-CB-5-ES atravessou esta Formação de Idade Cenomaniana à Neoeocênica na fração onshore da bacia. Engloba folhelhos com intercalações de conglomerado, calcário e arenito. Os contatos superior e lateral são com as Fm. Rio Doce e Caravelas, os quais tem caráter transicional marcados pelo aumento gradativo de pacotes de arenito ou calcário, enquanto o contato inferior que se dá com o Grupo Barra Nova é discordante (Discordância Sub-Urucutuca), possivelmente passando a concordante nas porções mais profundas da bacia. Sua espessura é entorno de 150m e segundo o perfil DT é

uma formação bastante mole com tempo de trânsito médio de uma onda mecânica de $140\mu\text{s}/\text{ft}$.

Formação São Mateus: Segundo o poço 1-CB-3-ES, é a formação subseqüente a Rio Doce que assim como esta, é um grande pacote de areia com intercalações de folhelho. De acordo com a carta estratigráfica da bacia, é de Idade inteiramente Albiana, encontrando-se em uma profundidade próxima a 1200m para ambos os poços.

Formação Regência: Composta por camada de calcarenito, mais dura que o pacote arenítico acima, apresenta também arenitos com intercalações de folhelhos no 3-CB-5-ES. Também de Idade Albiana. Seu contato inferior é gradacional com as Formações São Mateus e Mariricu. O poço 1-CB-3-ES perfura somente uma espessura de cerca de 20m enquanto que o 3-CB-5-ES tem uma espessura de aproximadamente 100m com maior presença de calcarenitos.

Formação Mariricu: Representa o pacote de rochas compreendido entre o embasamento e o topo dos evaporitos de Idade Aptiano e Neo-Albiano.

Membro Itaúnas: Constituído por rochas evaporíticas, anidrita e halita, com finas camadas de folhelho, poço 3-CB-5-ES, e arenito, 1-CB-3-ES. A anidrita é um evaporito bastante duro encontrados são bastante duros de acordo com o perfil DT. Anidritas são a litologia mais dura presente nesses dois poços tendo o tempo de trânsito de uma onda mecânica de apenas $40\mu\text{s}/\text{ft}$, vide Fm. Urucutuca. Isso infere o quanto duro são os evaporitos presentes nesse Membro. Segundo os poços, sua espessura varia entre 100 e 200m, predominando a camada de halita abaixo da anidrita. As maiores espessuras de sal ocorrem na plataforma continental, nas áreas onde intensa halocinese formou domos salinos e muralhas de sal. É o caso de Conceição da Barra.

Membro Mucuri: É o reservatório arenítico do campo de Conceição da Barra. Localizado abaixo de Itaúnas, composto por arcóseo grosso, conglomerado arcoseano e lítico depositados em sistema aluvial e fluvial com intercalações de folhelhos, calcários e anidritas. Pequena espessura variando entre 18 e 30m

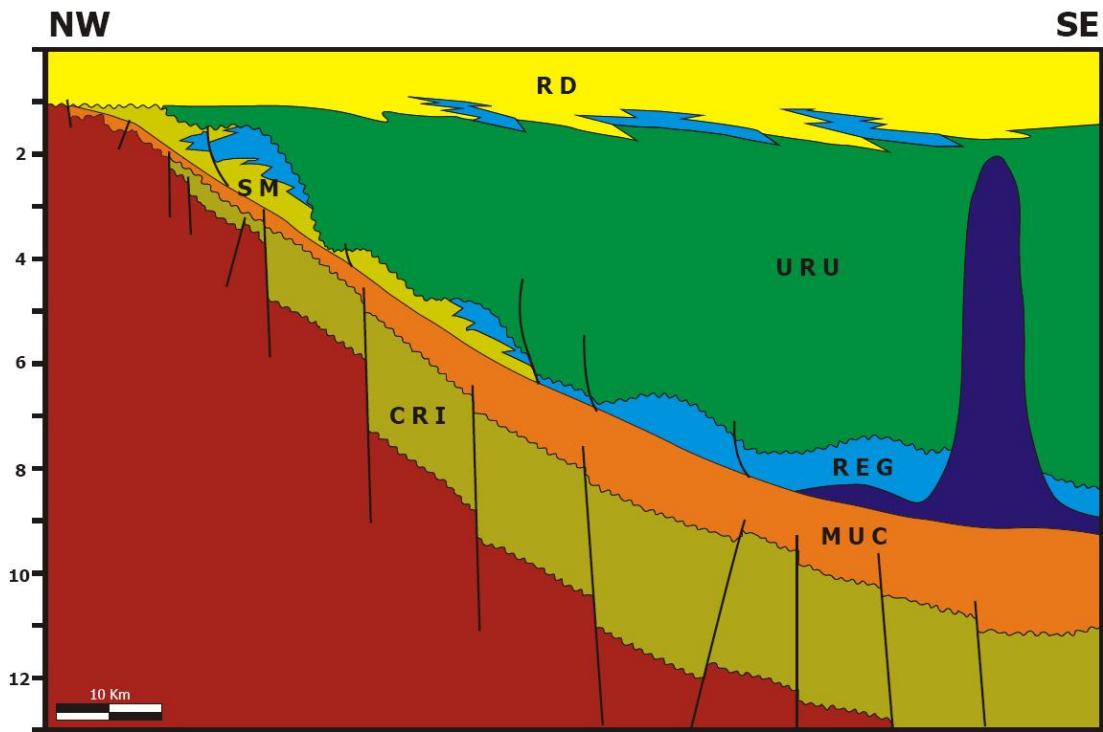


Figura 18 – Seção Geológica da bacia do Espírito Santo. Fonte: www.anp.gov.br

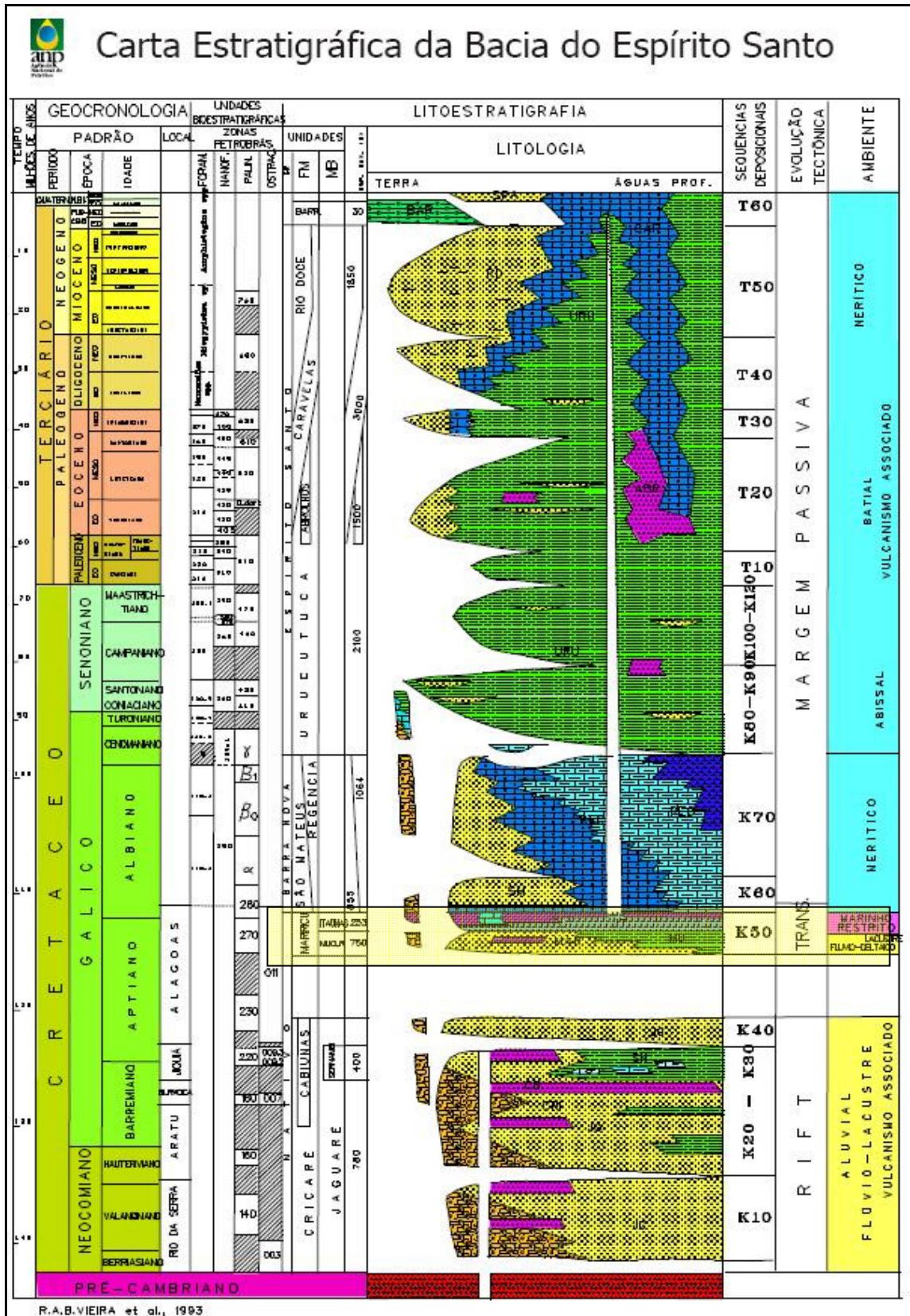


Figura 19 – Diagrama Estratigráfico da bacia do Espírito Santo. Notar que o reservatório Mucuri encontra-se abaixo da camada de sal. Fonte: www.anp.gov.br

7 DEFINIÇÕES DA ENGENHARIA DE POÇO

Poço é a via que conecta a superfície a um ou mais pontos de interesse a serem alcançados. Para ser realizado, deve-se elaborar um projeto, que é uma das etapas de planejamento para a construção do poço, na qual são detalhadas as fases de perfuração e completação, independente do tipo de poço, seja ele exploratório ou de desenvolvimento do campo. Quanto melhor o planejamento menor o tempo de perfuração, consequentemente menores os gastos, maiores as chances de obtenção de sucesso. Ou seja, atingir o objetivo do projeto, zona de interesse, respeitando as normas de segurança vigentes e os prazos a custos compatíveis com os do mercado (ROCHA, Luiz Alberto & AZEVEDO, Cecília, 2007).

Tendo conhecimento geológico e sobre o comportamento estrutural da região em que se deseja perfurar, pode-se elaborar o projeto de poço direcional que engloba essencialmente a trajetória do mesmo, seleção de brocas, montagem do BHA, assentamento das sapatas de revestimento e equipamentos de completação e elevação artificial.

7.1 Perfuração direcional

A perfuração direcional é uma técnica usada na exploração de óleo e gás, na qual poços inclinados e horizontais permitem que as zonas de interesse, localizadas em coordenadas diferentes daquelas da cabeça do poço, sejam atingidas.

Esta técnica vem sendo bastante utilizada no Brasil, especialmente no Recôncavo, onde áreas com muitas falhas geológicas provocam afastamentos consideráveis dos poços com relação à vertical que passa pelo objetivo (ROCHA et al, 2006) e em campos maduros na bacia do Potiguar buscando aumentar a eficiência de varrido de hidrocarbonetos destes campos já bastante depletados.

Para a revitalização do campo de Conceição da Barra, a razão para que se desenvolva projeto de poço direcional é devido ao campo se encontrar em uma área de preservação ambiental e de difícil acesso. Conforme experiências descritas na motivação, a alternativa mais comum para campo dentro de uma APA é coordenar todos os poços em uma única área,

evitando a construção de linhas de produção dentro da APA, reduzindo substancialmente a área impactada pela perfuração, facilitando o controle do óleo produzido e de possíveis problemas operacionais relacionados a perfuração e produção. Sendo assim, a proposta condensa em perfurar poços direcionais a partir da locação de um poço já perfurado, que esteja em boas condições, reduzindo substancialmente custos com instalações, o que ajuda na viabilidade econômica do projeto, e que tenha tido uma considerável produção ao longo do tempo em relação aos demais.

Dessa forma, de acordo com o relatório da ANP contendo informações adicionais sobre os poços perfurados na região e a produção do campo (Seção 4), o poço que se encontra em melhores condições é o 3-CB-5-ES o qual tem energia na locação, água em uma vertente próxima e estrada ao lado o que permite acesso fácil a sua locação, além de ter sido o maior produtor do campo.



Figura 20 – Locação do poço 3-CB-5-ES adjacente a uma estrada. Fonte: www.anp.gov.br

Para elaboração do projeto direcional, diversos parâmetros devem ser definidos antes do início das atividades. É necessário conhecer alguns termos essenciais:

- Objetivo – É o ponto no espaço que a trajetória deve atingir e uma das principais razões para existência de poços direcionais.
- Afastamento – É a distância horizontal entre a cabeça do poço e o objetivo.

- Trajetória Direcional – Caminho percorrido pela broca partindo da cabeça do poço até atingir o objetivo (ou o final do poço).
- KOP – É onde começa a seção de ganho de ângulo, *build up section*.
- *Buildup Section* - é a seção onde o ganho de ângulo ocorre. Normalmente isto ocorre a uma taxa de ganho de ângulo constante chamada de buildup rate (BUR) a qual é expressa em °/30m (ou °/100 ft).
- *End-of-Build* - Final da *build up section* o qual acontece quando um determinado ângulo é atingido.
- *Drop off* – Trecho onde ocorre perda de ângulo Express por um BUR negativo.
- Trecho *Slant* ou *Tangente* - Seção onde o ângulo é mantido até atingir o objetivo.
- Inclinação do poço - sempre em relação a vertical.
- Azimute - exprime a direção do poço com relação ao norte verdadeiro quando rebatido no plano horizontal. Referencial utilizado para poços com três dimensões. Como o projeto a ser desenvolvido é simplificado, esse parâmetro não será avaliado, tratando-se portanto de um poço bidimensional.
- Profundidade Vertical e Profundidade Medida – A distância vertical da mesa rotativa a um ponto do poço é a PV, enquanto que a distância percorrida pela broca para atingir esta profundidade é a PM.

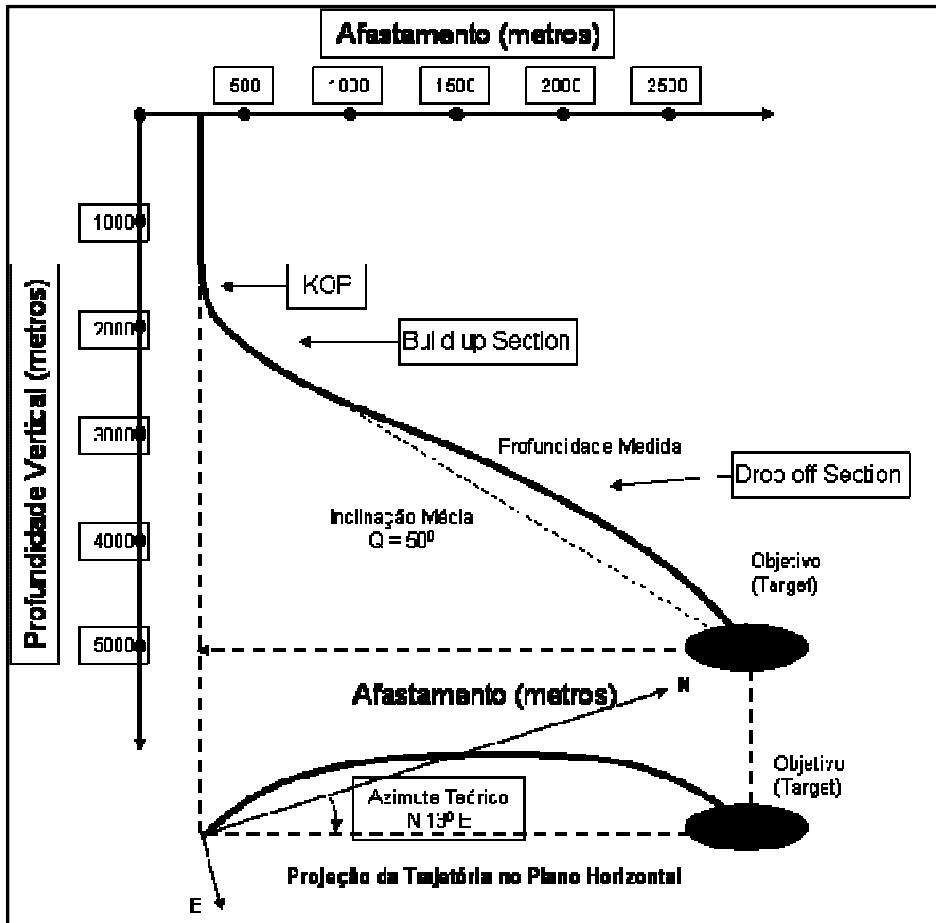


Figura 21 – Configuração básica de um poço direcional.

Com base nestas definições planeja-se a configuração do poço. Na literatura há menção a três tipos básicos de poços direcionais, Tipo I, Tipo II e Tipo III.

O Tipo I, o KOP é raso e o trecho *slant* prossegue até o objetivo. O Tipo II (tipo S), o KOP é raso e o trecho inclinado prossegue até se atingir o afastamento lateral projetado. O poço é então trazido para a vertical e assim prossegue até o objetivo. Também conhecido como *Build and Drop*. Já o Tipo III é semelhante ao Tipo I, porém o objetivo é atingido na fase de crescimento de inclinação (*build up*) podendo também atingir a zona de interesse quando a coluna se encontra na horizontal (90°).

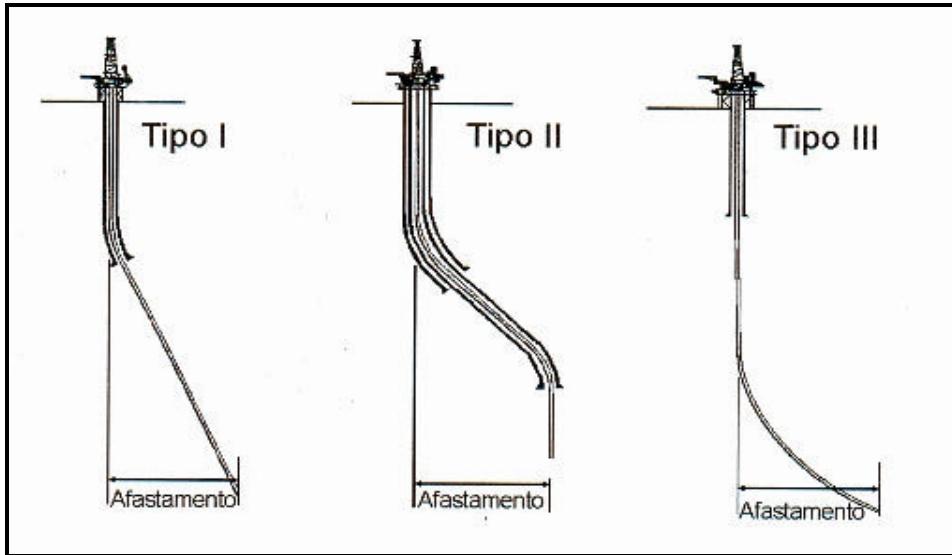


Figura 22 – Configuração de poços direcionais (THOMAS et al, 2001).

7.2 Equipamentos do BHA

O BHA é a porção da coluna de perfuração que mais se aproxima do fundo do poço formado por broca, motor de fundo (em certos casos), estabilizadores, podendo também conter ferramentas de perfilagem (LWD) e medidores de pressão que fornecem informações ao engenheiro em tempo real, entre outros dispositivos. O BHA fornece força à broca para perfurar a formação geológica e ao engenheiro de perfuração o controle de direcionamento do poço.

Para a montagem do BHA, deve-se dimensionar a coluna de perfuração composta por *Drill Collars* (comandos), HWDP, dispositivos de jar (“martelar” a coluna em caso de aprisionamento no poço) e *Drill Pipes*. Para isso, deve-se conhecer o peso da lama, a profundidade total prevista para a coluna, fator de segurança à tração, colapso e pressão interna e o peso máximo previsto sobre a broca. Assim, os tipos de tubos de perfuração podem ser especificados e também o tipo e quantidade de comandos, os quais fornecem PSB e fornecem rigidez à coluna, permitindo melhor controle sobre a trajetória do poço.

Como o poço a ser projetado é direcional e em uma área com pequena reserva de óleo e gás já bem definida, não requerendo gastos adicionais com ferramentas de LWD, no máximo perfil GR para aferição da litologia atravessada, o BHA a ser montado será básico, contendo HWDP, *Drill Collar*, motor de fundo (para perfurar direcionalmente) estabilizadores, jar,

broca e instrumento de orientação. Diferentes posicionamentos das componentes levam a diferentes composições de colunas que permitem ganhar, manter ou perder ângulo.

Caso, haja ferramenta de LWD, adiciona-se stop subs que são terminações eletrônicas, componente de geração de pulsos elétricos para o LWD funcionar e filter sub, que mantém a integridade da ferramenta. (Baker Hughes)

7.2.1 Seleção de Brocas

A seleção das brocas será de acordo com a análise dos perfis de poços perfurados nas imediações e que apresentam as mesmas formações geológicas, principalmente o DT. Como se trata de um campo marginal, sugere-se um programa de brocas mais barato possível.

As brocas mais atualizadas são as tipos *roller cone* e PDC, onde a primeira pode perfurar uma maior quantidade de formações. No entanto, o que será fundamental para escolha de uma broca em detrimento da outra será o custo métrico de cada uma para cada situação. Hoje, os problemas expostos por ROCHA et al. (2006) para uso de brocas PDC, não sugerindo seu uso para formações abrasivas nem muito duras, vem sendo suprida por avanços na tecnologia de fabricação de brocas.

As *roller cones* são brocas mais baratas, sendo de inserto ou dentes de aço, porém, as PDC têm uma maior vida útil dependendo da formação que atravessam, SIMON (1992). Dessa forma, deve-se avaliar o custo métrico para verificar a melhor opção para um dado trecho. (THOMAS et al. 2001).

$$C_M = C_B + C_H \times \frac{(T_p + T_m)}{M_p} \quad (1)$$

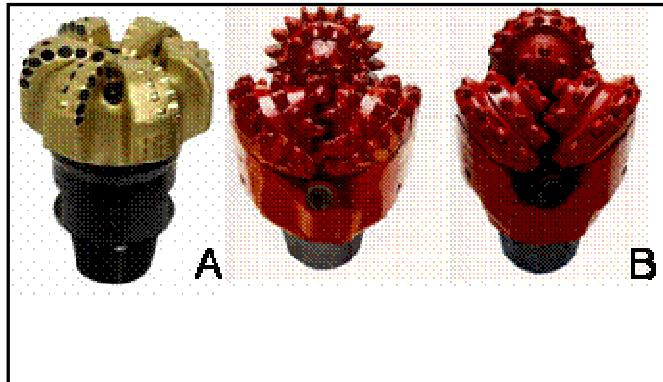


Figura 23 – A) Broca tipo arraste - PDC. B) Broca *roller cone* de dente de aço e inserto.

No caso de se perfurar uma formação pegajosa, como folhelhos reativos a água, pode resultar no enceramento da broca. Mas no caso da região de CB a Fm. Urucutuca não tem grande extensão, não requerendo troca de broca.

7.2.2 Instrumentos de Orientação

Existem no mercado diversas ferramentas que durante a perfuração direcional, realizam registros (fotos) de inclinação e direção azimutal, realizados a um intervalo predeterminado, definindo em um vetor tangente à trajetória nesse ponto. De acordo com ROCHA et al. (2006), a obtenção de tais medições é fundamental para que os objetivos geológicos sejam atingidos, o *sidetrack* seja feito corretamente os *doglegs* e o *dogleg severity* sejam identificados, minimizando os pontos onde possa haver dificuldade de manobra para execução de operações posteriores à perfuração, como por exemplo completação.

Tais ferramentas são selecionadas de acordo com diversos fatores. Abaixo alguns que influenciam na escolha para o campo de Conceição da Barra:

- Tamanho do objetivo, o que define parcialmente as exigências para precisão da ferramenta;
- Custo da sonda. Quanto mais barata geralmente se escolhe uma ferramenta de menor custo;
- Orçamento do poço já que é um adicional ao custo de perfuração;
- Direção do objetivo. Fotos a leste/oeste requerem procedimentos especiais para ambos os sensores, magnéticos e giroscópicos;

- Máxima inclinação do projeto. Algumas ferramentas possuem limitações operacionais para poços mais inclinados;
- Poços revestidos interferem magneticamente na medição.

Nesse caso, opta-se pelas mais simples que consequentemente são mais baratas. Pode ser a *Single shot* que é um instrumento lançado dentro da coluna, que se aloja dentro do *K-monel* (comando não magnético), para registrar, numa única foto, a inclinação e direção do poço, através de uma bússola e um pêndulo. Após a foto, o instrumento é retirado a cabo. *Multishot* que possui um filme fotográfico, permitindo tirar várias fotos durante a retirada da coluna. Além dessas, pode se usar ferramentas de MWD, permitem o registro contínuo e instantâneo da inclinação e direção do poço, mais antigas que tem custo menor.

7.3 Equipamentos de Completarão e Elevação Artificial

Com o término da perfuração do poço é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma econômica e segura, questões fundamentais para o campo de Conceição da Barra, durante a exploração. O conjunto de operações destinadas a equipar o poço para início da produção se chama completarão. São diversas as operações, que envolvem:

- A instalação dos equipamentos de superfície;
- Condicionamento do poço que é a etapa onde o revestimento é condicionado e quando ocorre a substituição do fluido dentro do poço por um de completarão;
- Avaliação da qualidade da cimentação que promove a vedação hidráulica entre os diversos intervalos permeáveis impedindo a migração de fluidos por trás do revestimento e propiciar suporte mecânico ao revestimento;
- Canhoneio que consiste na perfuração do revestimento por meio de cargas explosivas, especialmente moldadas para esta atividade com intuito de conectar o interior do poço com a zona produtora;
- Instalação da coluna de produção.

De acordo com Relatório da ANP que descreve o campo de Conceição da Barra, os quatro poços que produziram a maior quantidade de óleo na região, como a Seção 4 mostra, foram completados da seguinte maneira:

- O poço 3-CB-5-ES foi canhoneado na Fm. Mariricu/Mb. Mucuri nos intervalos: de 1454,0 a 1456,0m; de 1457,0 a 1459,0m; de 1440 a 1441m; de 1442,0 a 1443,5m; de 1444,0 a 1446,0m; e de 1447,0 a 1448,0m.
- O poço 7-CB-6-ES foi canhoneado na Fm Mariricu/Mbmbro Mucuri nos seguintes intervalos: de 1447,5 a 1449,5m; de 1450,5 a 1452,5m; e 1454,0 a 1457,0m.
- O poço 7-CB-8-ES foi canhoneado no Grupo Barra Nova nos seguintes intervalos: de 1139 a 1142m; de 1157,0 a 1159,0m; de 1160,0 a 1162,0m; e de 1173,0 a 1176,0m; e na Fm Mariricu/Mb Mucuri nos seguintes intervalos: de 1457,0 a 1458,0m; de 1460,0 a 1462,0m; de 1464,0 a 1467,0m; e de 1468,5 a 1469,5m.
- O poço 7-CB-9-ES foi canhoneado na Fm. Mariricu/Mb. Mucuri nos seguintes intervalos: de 1428,0 a 1442,0m; e de 1447,0 a 1448,0m.

Todos eles foram completados com árvore de natal convencional e cabeça de poço que são equipamentos de superfície, os quais, permitem, de forma controlada, o fluxo de óleo do poço e com liner de produção de 5 ½ pol.

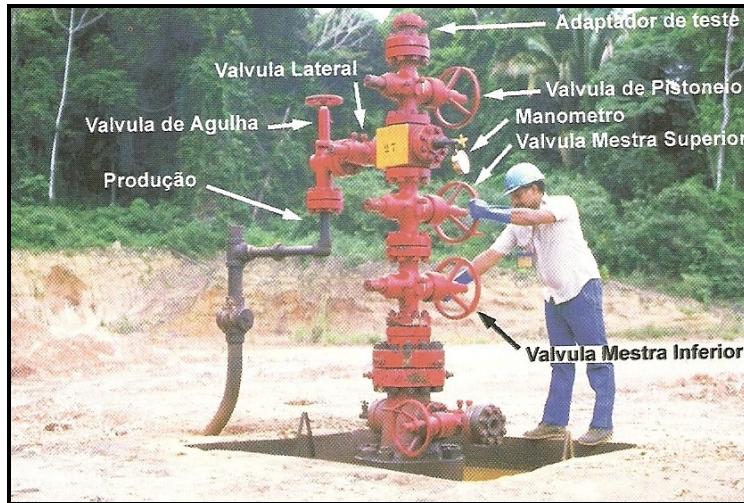


Figura 24 – Árvore de Natal Convencional. (THOMAS et al. 2001)

Dessa forma, acompanhando o que foi feito nestes poços, e tendo conhecimento litológico da região, os poços a serem perfurados serão completados com árvore de natal convencional e cabeça do poço, a avaliação de cimentação e canhoneio serão feitas pelos mecanismos mais baratos disponíveis possíveis.

O canhoneio usará o canhão do tipo *Hollow Carrier Gun*, que consiste em um tubo de carga e cargas explosivas modeladas. As cargas explosivas modeladas são alojadas dentro do tubo de metal ou tubo conhecido como *carrier*. Este *carrier* protege a carga contra os fluidos dentro do poço (Schlumberger Oilfield Glossary). Em terra normalmente se usa canhão de 4 pol de diâmetro e 4 jatos por pé, que são mais baratos também. Pode-se usar 8 ate 12 jatos por pé mas isto dependeria de usar um programa onde se inserem algumas propriedades da rocha e do reservatório e tem que se avaliar se seria vantajoso aumentar o número de jatos por pé. Como a acumulação é pequena e com IP baixo, não compensará aumentar o número de jatos de 4 para 12.

Após a realização de todas essas etapas tem que se colocar o poço em produção. Nesta etapa, opta-se pela escolha ou não de um método de elevação artificial. Isto porque, no caso de CB por se tratar da produção de óleo pesado, o qual, segundo o relatório do campo (ANP), os testes de formações evidenciaram que os poços não serão surgentes, ou seja a pressão no reservatório não é suficiente para conduzir os fluidos até a superfície na vazão desejada. Há, portanto, a necessidade de se adicionar energia no fundo do poço. O mecanismo de elevação artificial é que fará com que o fluido flua do fundo do poço até sua superfície.

Sabe-se que a produção de todos os poços terá baixas vazões ($Q < 50$ bbl, aproximadamente $8m^3$ /dia), de acordo com o histórico de produção do campo, requerendo métodos de elevação artificial de baixo custo e risco de falhas.

Conforme experiência da Petrobras, figuras 25 e 26, os métodos mais utilizados são o bombeio mecânico, mais conhecido como cavalo de pau, e o BCP. Além disso, esses dois métodos são também os mais usados para poços com baixas vazões de produção.

UN	MÉTODO DE ELEVAÇÃO							TOTAL
	SURG	GLC	GLI	BM	BCS	BCP	OUTROS	
BSOL	4.209	341	0	0	0	0	713	5.263
RNCE	398	485	0	6.866	3.088	484	38	11.359
SEAL	420	771	296	4.752	68	605	99	7.011
BA	320	217	1.437	2.284	757	1.452	24	6.491
ES	5.613	2.987	1.450	2.271	2.847	423	25	15.616
BC	13.861	91.800	0	0	9.417	0	0	115.078
RIO	14.519	92.291	0	0	0	0	0	106.810
BS	892	0	0	0	0	0	0	892
SUL	0	0	0	0	0	0	0	0
BR	40.232	188.892	3.183	16.173	16.177	2.964	899	268.520

Tabela 6 – Distribuição dos Métodos de Elevação Artificial utilizados no Brasil. (Petrobras, Maio 2007).

UN	MÉTODO DE ELEVAÇÃO							TOTAL
	SURG	GLC	GLI	BM	BCS	BCP	OUTROS	
BSOL	93,5	68,3	0,0	0,0	0,0	0,0	142,6	95,7
RNCE	5,0	8,4	0,0	1,8	33,9	2,4	0,8	2,6
SEAL	12,0	11,5	3,7	3,8	11,3	4,3	2,1	4,3
BA	8,4	7,5	3,1	4,8	9,6	3,1	1,8	4,1
ES	561,3	497,8	1.450,4	10,3	1.423,6	4,7	1,3	44,9
BC	577,5	302,0	0,0	0,0	94,2	0,0	0,0	268,9
RIO	2.903,7	1.337,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.443,4
BS	446,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	446,2
SUL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BR	169,0	351,1	5,9	2,8	58,2	3,3	6,9	31,7

Tabela 7 – Produção de Óleo por poço em m³/dia/poço. (Petrobras, Maio 2007).

O mecanismo de GLI também é bastante utilizado em poços com baixas vazões porém, usa-o em poços com alta razão gás-óleo (Thomas et al. 2001), não cabendo seu uso para o campo de CB, e também teria que ser avaliado o custo de injeção nos poços.

O bombeio mecânico é o mecanismo de elevação artificial mais utilizado no mundo (SPE – EuALF 2006), sendo uma unidade de bombeamento instalada na superfície, próximo à cabeça do poço, que transforma movimento rotativo de um motor em movimento alternativo. Este movimento alternativo é transmitido por meio de uma coluna de hastes de aço, colocada

dentro da coluna de produção, para uma bomba que está localizada no fundo do poço. Esta bomba fornece energia ao petróleo para elevá-lo até a superfície. Ele é usado para produção em poços de até 800 metros com vazão de até $180 \text{ m}^3/\text{dia}$. Embora produza em poços de até 3.000 metros de profundidade, com vazão de até $20 \text{ m}^3/\text{dia}$ (www.tecnopeg.com).

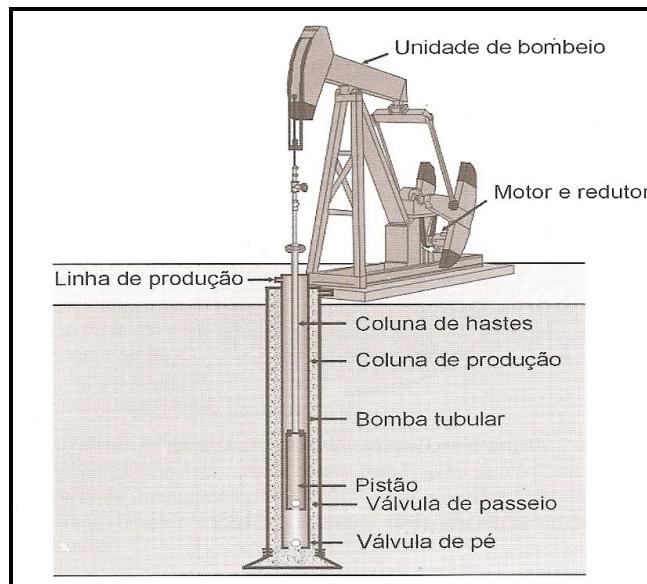


Figura 25 – Mecanismo de bombeio mecânico. (THOMAS et al. 2001).

O BCP, possui características únicas, que sob uma grande faixa de condições supera outros métodos, encontrando-se numa posição ideal na produção de óleos pesados, devido a sua adaptabilidade a fluidos altamente viscosos e abrasivos, associados à produção de areia e fluido multifásicos.

Ele é um mecanismo em que a transferência de energia ao fluido é feita através de uma bomba de cavidades progressivas. É uma bomba de deslocamento que trabalha imersa no poço constituída de rotor e estator. A geometria do conjunto é tal que forma uma série de cavidades herméticas idênticas. O rotor ao girar no interior do estator origina um movimento axial das cavidades progressivamente, no sentido da sucção para a descarga, realizando a ação de bombeio. Além disso, o equipamento instalado na cabeça do poço é de mais fácil manutenção e causa um impacto visual menor. Dessa forma tal mecanismo possui inúmeras vantagens tais como:

- Fácil instalação e operação;
- Mínima manutenção;

- Baixo impacto ambiental;
- Baixo investimento inicial e custos de operação e
- Baixo requerimento de potência (THOMAS et al. 2001).



Figura 26 – Exemplo de BCP.

Porém, de acordo com LUKASIEWICZ (1969) e THOMAS et al. (2001), esses mecanismos apresentam problemas para poços desviados já que a trajetória direcional resulta em elevado atrito da coluna de hastes com a coluna de produção. No entanto, os demais mecanismos descritos na literatura, apresentam custos bastante altos para operar e/ou instalar, o que os torna inviáveis para Conceição da Barra.

No entanto, segundo XU (2000), a utilização do bombeio mecânico é cada vez mais comum em poços desviados. Com base em seus estudos, recomenda-se que os poços a serem perfurados tenham ângulos máximos, entorno de 30°, para que assim ou o método de bombeio mecânico ou BCP sejam utilizados nos poços perfurados, minimizando custos, e no caso do BCP, reduzindo também impactos ambientais.

7.4 Assentamento de sapatas de revestimentos e plano de revestimento

A janela operacional, mencionada anteriormente, determina a variação permitida para a pressão exercida pelo fluido de perfuração dentro do poço, de forma a manter a integridade deste, respeitando as pressões de poros, fratura e colapso. Abaixo a figura 4.10 mostra um exemplo de janela operacional, em que o limite inferior, estabelecido pelo maior valor entre as curvas de poros e colapso inferior, determina o menor peso de fluido que pode ser utilizado dentro do poço. Enquanto o limite superior, estabelecido pela curva de fratura superior, determina o peso de fluido máximo que pode ser utilizado ao longo da perfuração.

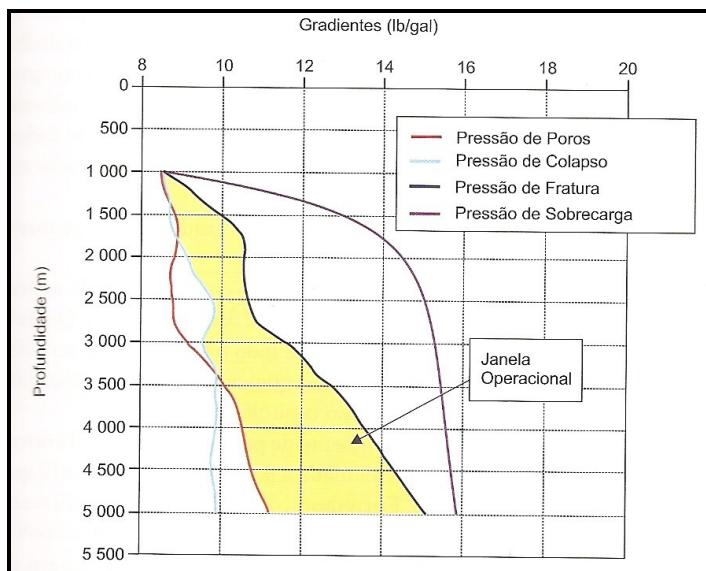


Figura 27 – Exemplo de Janela Operacional de um poço. (ROCHA, Luiz Alberto & AZEVEDO, Cecília, 2007)

Esse critério de assentamento pode ser aplicado diretamente aos limites da janela operacional ou pode considerar margens de segurança sobre estes limites. O assentamento é feito a partir da profundidade final do poço, traçando-se uma seta vertical para cima até esta cruzar o limite superior da janela operacional. Nessa profundidade deve ser assentada uma sapata de revestimento. Para o assentamento das sapatas seguintes o mesmo procedimento deve ser repetido a partir da profundidade da última sapata.

O número de assentamentos, por se tratar de um campo de acumulação marginal, deve ser o menor possível, já que o número de fases realizadas afeta diretamente o custo do poço.

Com relação ao plano de revestimento, ele também é escolhido de acordo com os gradientes. Assim, o fluido de perfuração que está no poço deve fornecer pressão hidrostática maior que a pressão de poros para evitar que o fluido presente na formação invada o poço e ao mesmo tempo gere uma pressão hidrostática menor que a pressão de fratura. Como normalmente há um aumento na pressão de poros à medida que a profundidade aumenta a densidade do fluido também aumenta. Porém, a pressão de fratura das formações mais acima limita a máxima densidade que o fluido de perfuração pode atingir. É necessária a descida de uma coluna de revestimento para isolar as formações superiores quando este limite está próximo de ser atingido.

Esta seria a melhor maneira para se definir o assentamento das sapatas. Porém, apesar dos perfis disponíveis possuírem dados para cálculo das geopressões, não há dados suficientes para se calcular o gradiente de fratura em virtude da falta de testes de absorção (LOT) realizados na locação. Buscou-se na literatura o gradiente de fratura de uma região próxima, ou até mesmo da bacia do Espírito Santo. Porém, nenhum artigo ou trabalho divulgado encontrado fez menção.

No entanto, como a região de CB é bem conhecida no aspecto geológico, sem presença de pressões anormais ou outros fatores que pudessem interferir no assentamento das sapatas, o plano de revestimento se baseará nas sapatas dos poços existentes.

7.5 Escolha da trajetória

A escolha do melhor tipo de trajetória a ser realizada em Conceição da Barra depende de grande parte das subseções descritas acima.

O poço Tipo III, por exemplo, é um poço mais demorado de ser feito uma vez que sua trajetória tem um ganho contínuo de ângulo, o que aumenta os custos e pode atrapalhar uma futura intervenção no poço (recompletação, limpeza), já que o formato do poço complicaria a passagem das ferramentas retardando ainda mais o processo. Ou para o caso de uma eventual necessidade de descer um mecanismo de elevação artificial. Além disso, é um poço para maiores afastamentos, seria o caso de se perfurar de fora da APA, porém aumentaria muito o custo de perfuração implicando na inviabilidade econômica do projeto.

O poço Tipo II apresenta os mesmo problemas que o I e além disso, ganha e perde ângulo ao longo de sua perfuração o que também pode atrapalhar operações de perfuração devido a mudanças de inclinação, aumento do torque e do arraste da coluna de perfuração (ROCHA et al. 2006).

Assim, a melhor opção de trajetória de poço é a Tipo I. Isto se deve a necessidade de uma trajetória mais simples e fácil de ser realizada reduzindo custos imediatos. Além disso, como o projeto prevê a perfuração de dentro da APA, onde se optou pelo posicionamento das cabeças dos poços a serem perfurados na locação onde se encontra o poço 3-CB-5-ES, estes poços não serão tão afastados dos objetivos requerendo um ganho muito grande de ângulo atingindo ângulos de até 30° não afetando a completação e elevação artificial.

Para se planejar a trajetória do poço direcional Tipo I alguns parâmetros devem ser determinados para posterior cálculo dos demais.

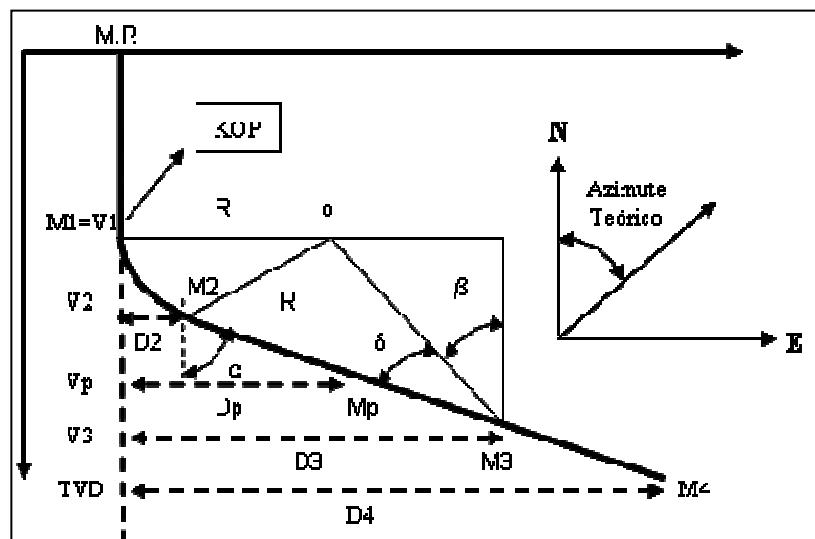


Figura 28 – Trajetória de um poço *slant*.

Devem ser determinados o BUR e as coordenadas UTM norte e leste do objetivo e as coordenadas norte e leste do poço, que dependem da locação de onde irá se perfurar. O restante deve ser encontrado a partir das fórmulas abaixo:

$$\alpha = \arcsen \times \left(\frac{R}{V_3 - V_1} \times \cos \left(\arctg \left| \frac{D_3 - R}{V_3 - V_1} \right| \right) \right) \pm \arctg \left| \frac{D_3 - R}{V_3 - V_1} \right| \quad (2)$$

$$R = \frac{540}{\pi \times BUR} \quad (3)$$

$$V_2 = V_1 + R \sin \alpha \quad (4)$$

$$D_2 = R(1 - \cos \alpha) \quad (5)$$

$$M_2 = M_1 + \frac{30\alpha}{BUR} \quad (7)$$

$$M_p = M_2 + \frac{(V_p - V_2)}{\cos \alpha} \quad (8)$$

$$D_p = D_2 + (V_p - V_2) \times \tan \alpha \quad (9)$$

$$M_3 = M_2 + \frac{(V_3 - V_2)}{\cos \alpha} \quad (10)$$

$$D_4 = D_3 + (TVD - V_3) \times \tan \alpha \quad (11)$$

$$M_4 = M_3 + \frac{(TVD - V_3)}{\cos \alpha} \quad (12)$$

$$D_a = \sqrt{(X_o - X_p)^2 + (Y_o - Y_p)^2} \quad (13)$$

$$D_{Azimute} = \arctan \left(\frac{y_o - y_p}{x_o - x_p} \right) \times \frac{180}{\pi} \quad (14)$$

8 MODELO KÜNG PARA PERFURAÇÃO DE POÇOS DIRECIONAIS EM UM CAMPO MARGINAL

8.1 Assentamento das Sapatas de Revestimento

Como dito anteriormente, não há dados suficientes para o cálculo do gradiente de fratura que compõe a janela operacional, sendo este o melhor método para assentamento das sapatas. Porém, como todos os poços partirão da locação do poço 3-CB-5-ES, há informações sobre onde foram assentadas as sapatas de revestimento de $9\frac{5}{8}$ e $5\frac{1}{2}$ pol, região do canhoneio. Assim, a primeira sapata de revestimento será colocada em 388,6m, profundidade da primeira sapata em 3-CB-5-ES e a segunda sapata será colocada na profundidade final do poço, ou seja, quando terminar o trecho *slant*. Isto afeta diretamente, a seleção de brocas.

Propõe-se portanto revestimentos de 7 pol para a profundidade de 390m e revestimentos de $5\frac{1}{2}$ já que as vazões de produção serão baixas e menores diâmetros de revestimento barateiam o custo.

8.2 Malha de Poços Direcionais – Modelo KÜNG

Como mencionado, os poços sairão de um único ponto, no caso, do poço 3-CB-5-ES. A partir dessa locação, a malha de poços direcionais que será construída deverá ocupar a menor área possível para minimizar os impactos ambientais imediatos a APA, relacionados ao desmatamento para posicionamento da sonda dando início à perfuração e posteriormente a produção instalando equipamentos de superfície como árvore de natal convencional e mecanismo de bombeio.

O número de poços a serem perfurados está de acordo com a classificação dos poços dada pelo antigo operador como consta na tabela 2.1. Isso significa que se perfurará na direção de poços que foram classificados como contendo indícios de óleo, descobridor de campo com petróleo, extenção para petróleo que foi o poço descobridor do campo de CB, produtor comercial e subcomercial de petróleo. Portanto, serão perfurados 7 poços direcionais além da reativação do poço vertical 3-CB-5-ES que irá servir de ponto de referência para perfuração dos demais.

A malha que será projetada dividirá os poços em dois grupos cada qual contendo quatro, reduzindo a área ocupada. Serão duas fileiras paralelas de poços alinhados diagonalmente formando um ângulo de 20 graus com a horizontal. Cada poço estará afastado 8m um do outro na direção da diagonal e as fileiras também estarão 8m de distância uma da outra sendo que a linha transversal imaginária que liga as fileiras forma um ângulo de 45 graus com a horizontal. Realizando esse projeto, a área total ocupada pela malha terá o formato de um paralelogramo e será de aproximadamente 136m², equivalente a menos de 1/16 avos da área do gramado do Maracanã.

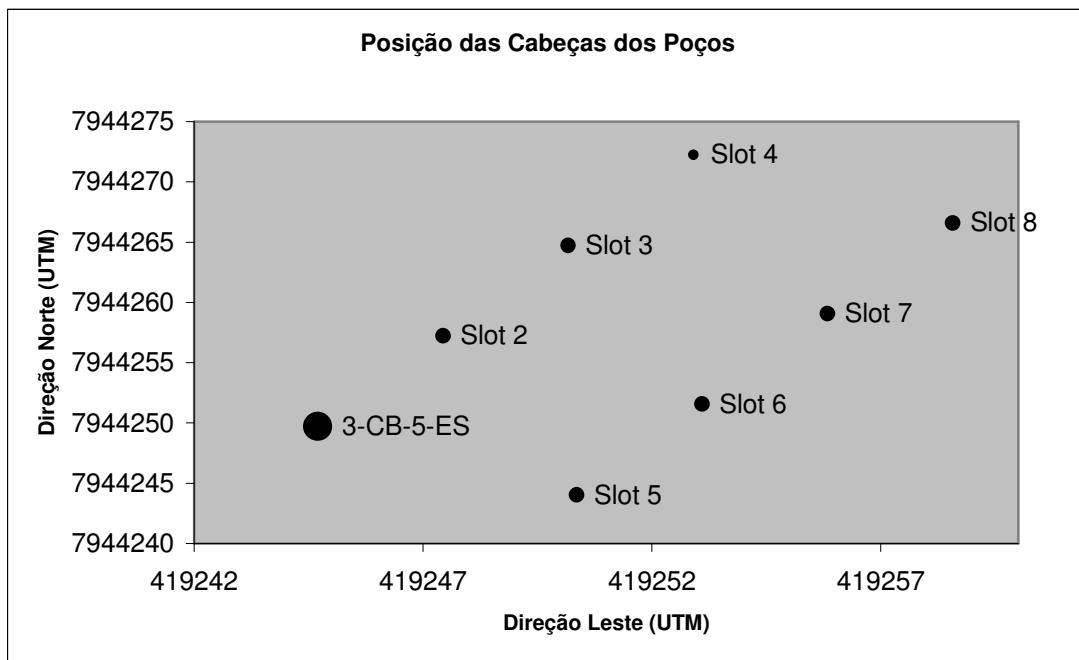


Figura 29 – Posicionamento das cabeças dos poços na malha.

Com a locação das cabeças (*slots*) já definidas, ou seja, o ponto de partida da perfuração, pode-se avaliar qual cabeça é a melhor para atingir um dado objetivo que será um ponto próximo a um poço existente, tendo como referência a figura 2.4, sem que haja problemas de colisão entre as trajetórias. Assim, as coordenadas UTM dos poços existentes serão ligeiramente alteradas, definindo-se, portanto, as coordenadas dos objetivos. Dessa forma, os pares de *slots*-objetivos são:

- P-1. Slot 2 – Objetivo adjacente ao poço 7-CB-7-ES;
- P-2. Slot 3 – Objetivo adjacente ao poço 7-CB-9-ES;
- P-3. Slot 4 – Objetivo adjacente ao poço 7-CB-13-ES;

- P-4. Slot 5 – Objetivo adjacente ao poço 7-CB-6-ES;
- P-5. Slot 6 – Objetivo adjacente ao poço 9-PSG-1-ES;
- P-6. Slot 7 – Objetivo adjacente ao poço 7-CB-8-ES;
- P-7. Slot 8 – Objetivo adjacente ao poço 1-CB-3-ES;
- P-8. O poço 3-CB-5-ES é vertical.

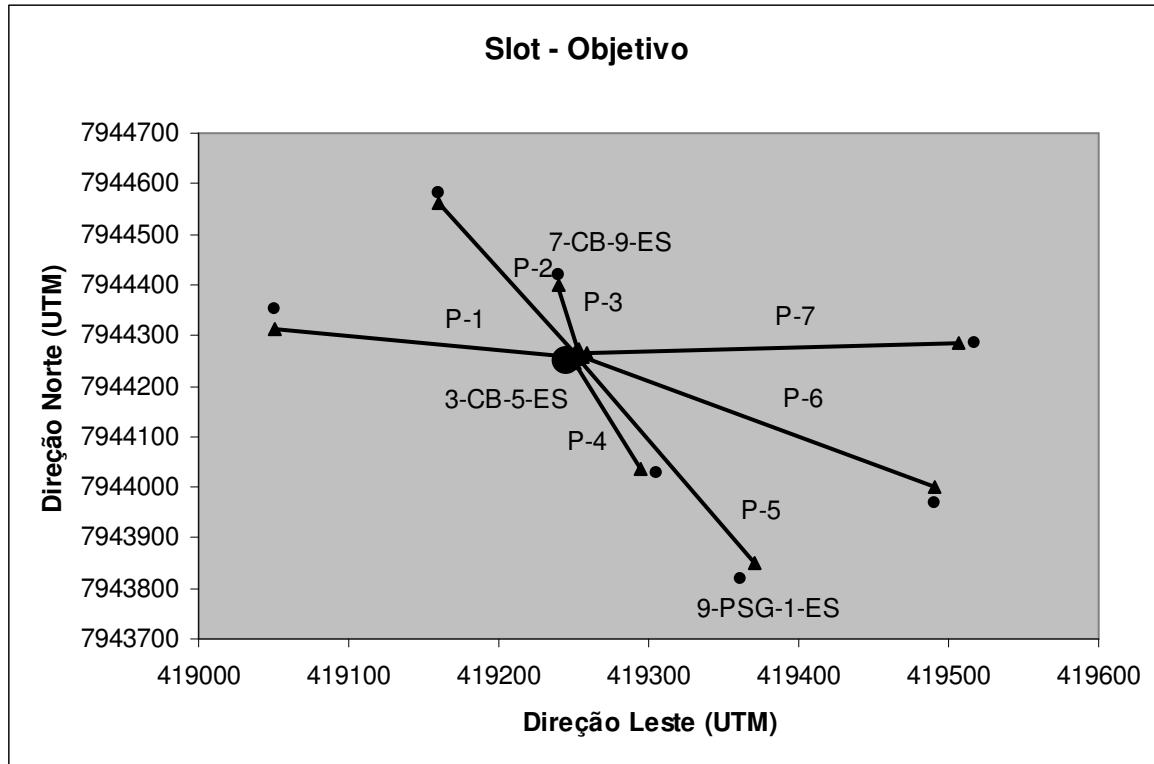


Figura 30 – Configuração da malha de poços com as direções dos poços definidas ligando os *slots* aos objetivos.

Definidos os pares, o Modelo KÜNG faz considerações para realização dos cálculos e plotagem da malha de poços, com intuito de se conseguir a melhor trajetória, ou seja, menores custos.

- Quanto maior a profundidade do KOP maior o trecho vertical facilitando as operações de completação, posicionamento do mecanismo de bombeio e possíveis intervenções no poço em virtude de algum problema operacional como falha do bombeio, o que reduzirá custos economizando tempo de sonda. Irá variar de poço para poço.
- A zona de *build up* deve terminar antes de serem atingidas as formações mais duras, os calcarenitos da Fm. Regência e as rochas evaporíticas, halita e anidrita, da Fm.

Maricu, Mb. Itaúnas, que precede o reservatório arenítico, Mb. Mucuri. Deve-se portanto estipular um valor máximo para V_1 . Com base nos perfis dos poços perfurados na locação observa-se que essas formações surgem a partir de aproximadamente 1200m. Assim o V_1 máximo do modelo será de 1200m, garantindo que o ganho de ângulo terminará antes dessas formações mais duras, aumentando a eficiência da ROP da broca.

- O trecho *slant* deve atravessar os calcarenitos e evaporitos até atingir o objetivo.
- O ângulo máximo de inclinação do poço deve ser de 30 graus em virtude dos mecanismos de bombeio mecânico e BCP, os únicos possíveis de serem utilizados em CB, do ponto de vista econômico, apesar de não serem recomendados para poços desviados, por esse fato se impõe um ângulo limite.
- Em geral, o TVD irá variar, já que cada poço de referência tem seu objetivo em uma profundidade e afastamentos diferentes em relação à origem.
- É importante ressaltar que o objetivo de cada poço se baseou nas coordenadas UTM dos poços existentes. Ou seja, o ponto de aterrissagem o qual é o fim do reservatório, que antecede o embasamento, de cada um, será em uma coordenada UTM próxima a do poço existente.

Dessa forma, todas as considerações feitas definirão se a trajetória de cada poço é adequada. Para o cálculo dessas trajetórias, criou-se uma planilha EXCEL (Apêndice A) específica para poços tipo I, com base nas fórmulas mencionadas na Seção 7.5.

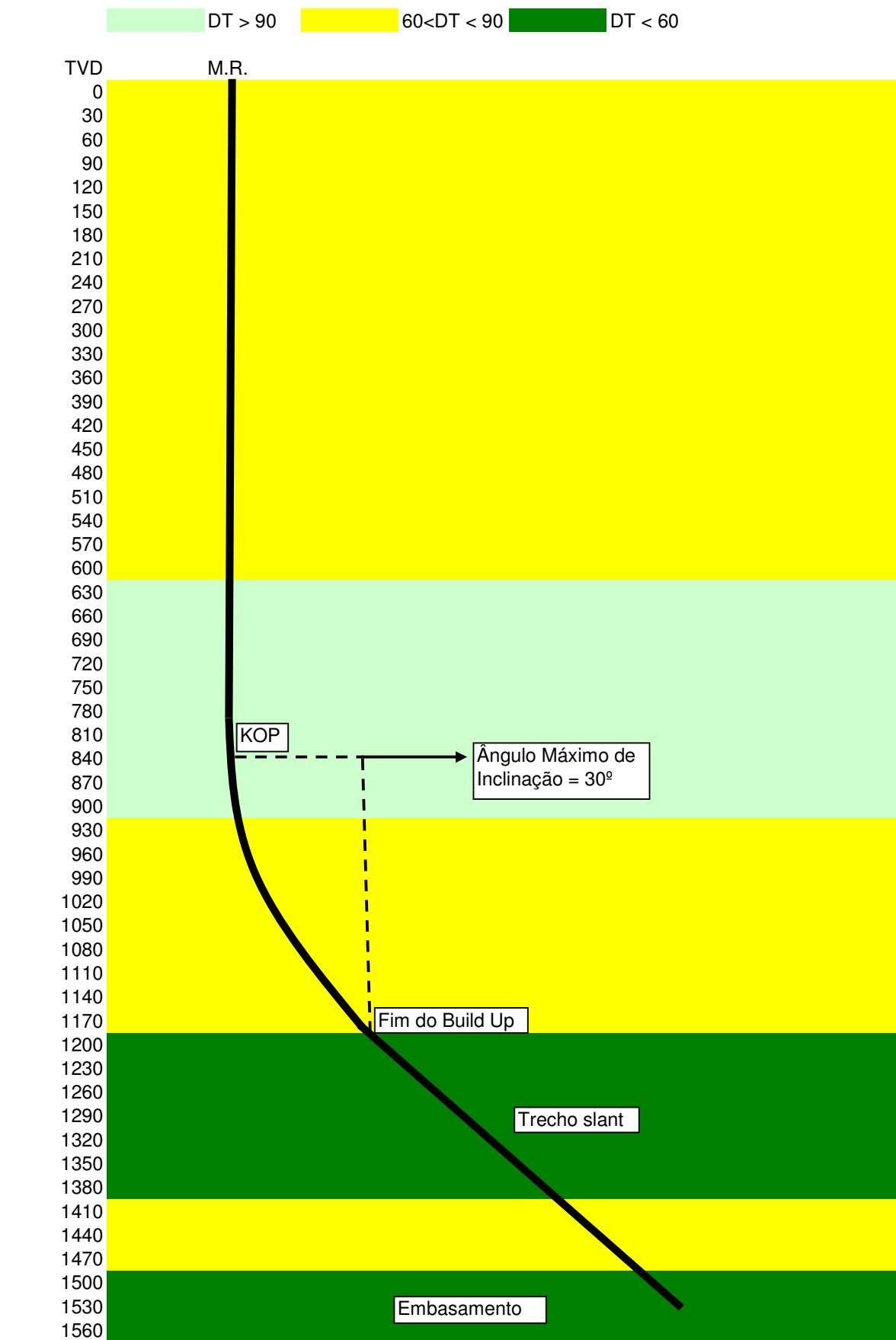


Figura 31 – Modelo KÜNG de Poços Direcionais.

Tabela 8 – Resultado dos cálculos de Trajetória feitos com a Planilha Excel.

Poço	3-CB-5-ES	P-1	P-2	P-3				
BUR	3	3	3	3				
Raio de Curvatura	0,00	572,96	572,96	572,96				
KOP	0	930	780	930				
TVD do Objetivo	1416	1451	1492	990				
Coordenadas do Objetivo	X _o 7944249,7	Y _o 419244,7	X _o 7944310,7	Y _o 419050,8	X _o 7944560,0	Y _o 419130	X _o 7944418,9	Y _o 419241,5
Coordenadas da Cabeça do poço	X _p 7944249,7	Y _p 419244,7	X _p 7944257,2	Y _p 419247,4	X _p 7944264,7	Y _p 419250,2	X _p 7944272,3	Y _p 419252,9
Da	-	203,78	318,83	127,11				
D _{Azimute}	-	-74,78	-22,15	-5,15				
ANGULO MAX	-	28,48	29,63	21,72				
D1	-	69,35	74,95	40,68				
V1	-	1185,08	1063,32	1192,05				
MD Build up	-	284,83	296,35	217,21				
Trecho reto MD	-	281,87	493,20	233,53				
TVD final	-	1529,00	1527,00	1438,00				
MD reservatorio	-	87,98	40,27	26,94				
MD TOTAL	-	1566,42	1609,82	1457,69				
Dados dos Poços de Referência	Início Fase Dura (m)	1240	1253	1275				
	PF do poço m()	1502	1563	1554				
	MR (m)	18	13	13				
	Embasamento (m)	1459	1529	1527				
	Topo Reservatório (m)	1416	1451	1492				
				1409				

Poço	P-4	P-5	P-6	P-7				
BUR	3	3	3	3				
Raio de Curvatura	572.96	572.96	572.96	572.96				
KOP	900	560	680	830				
TVD do Objetivo	1427	1447	1440	1421				
Coordenadas do Objetivo	X _o 7944037.3	Y _o 419295	X _o 7943849.4	Y _o 419371.1	X _o 7944000.4	Y _o 419490.1	X _o 7944283.3	Y _o 419507.1
Coordenadas da Cabeça do poço	X _p 7944244.0	Y _p 419250.4	X _p 7944251.6	Y _p 419253.1	X _p 7944259.1	Y _p 419255.8	X _p 7944266.6	Y _p 419258.6
Da	211.51	419.12	349.01	249.10				
D _{Azimute}	-12.19	-16.35	-42.17	86.15				
ANGULO MAX	29.27	29.69	29.90	29.51				
D1	73.14	75.21	76.25	74.33				
V1	1180.12	843.77	965.58	1112.22				
MD Build up	292.68	296.88	298.97	295.10				
Trecho reto MD	283.00	694.37	547.24	354.81				
TVD final	1471.00	1498.00	1560.88	1450.00				
MD reservatorio	50.44	58.70	34.68	33.32				
MD TOTAL	1526.13	1609.96	1604.69	1513.23				
Dados dos Poços de Referência	Início Fase Dura (m) PF do poço m() MR (m) Embasamento (m) Topo Reservatório (m)	1271 1516 17 1471 1427	1270 1533 17 1498 1447	1222 1518 16 1480 1440	1195 1466 15 1435 1421			

As trajetórias resultantes (Apêndice B) estão totalmente de acordo com as limitações do projeto, tanto técnicas quanto ao aspecto litológico local e com o Modelo Kung. Abaixo as visões 3-D da malha direcional criada e dos poços perfurados anteriormente.

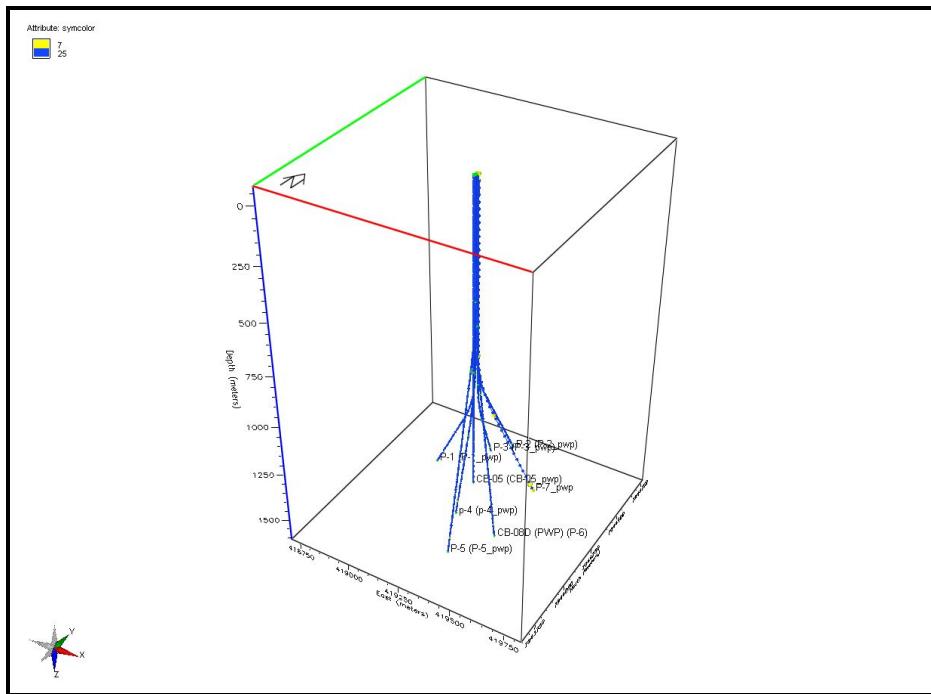


Figura 32 – Malha de poço direcional criada com base no Modelo Kung, mostrando os pontos de geoaterrissagem

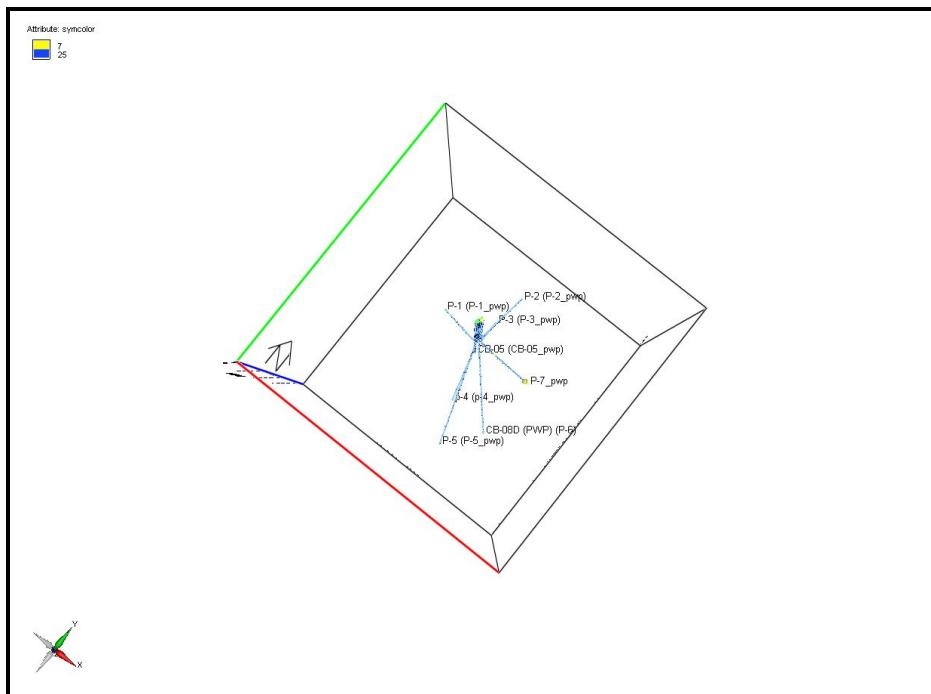


Figura 33 – Vista aérea da malha direcional criada com base no Modelo Kung.

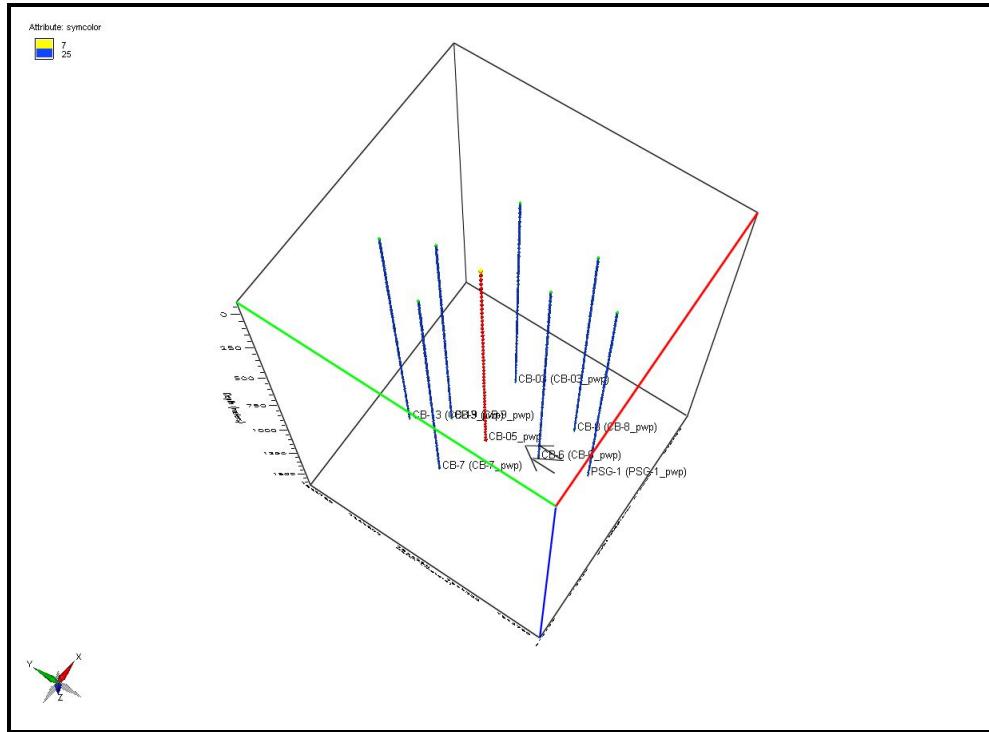


Figura 34 – Malha de poços existentes no campo de Conceição da Barra.

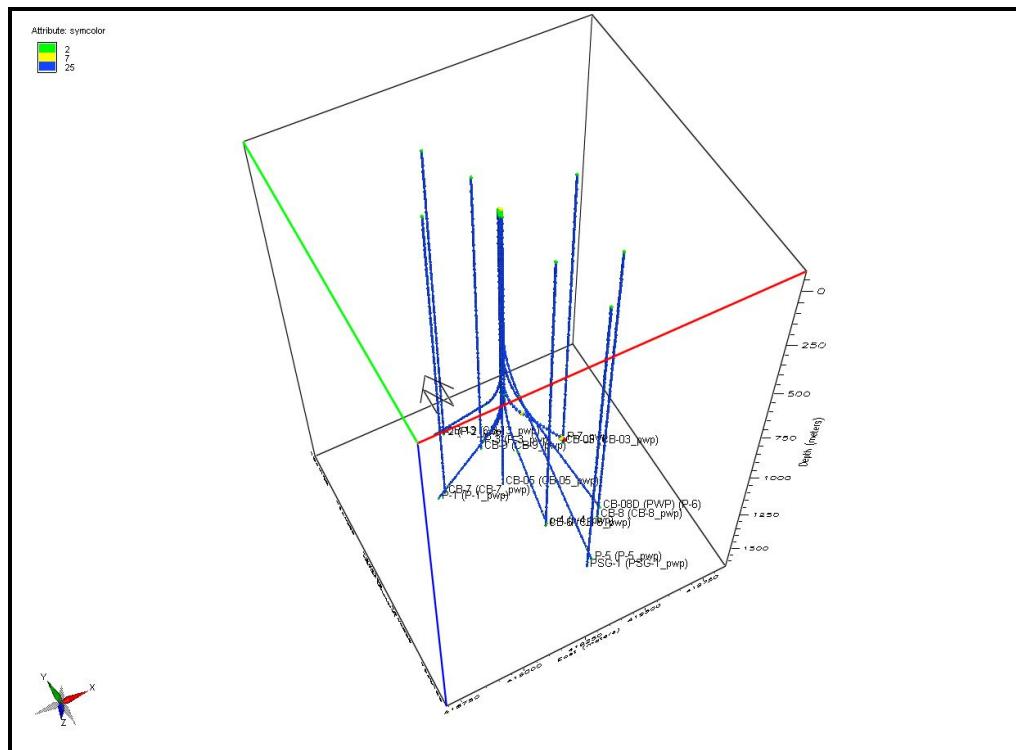


Figura 35 – Comparativo da malha de poços existentes e a malha direcional.

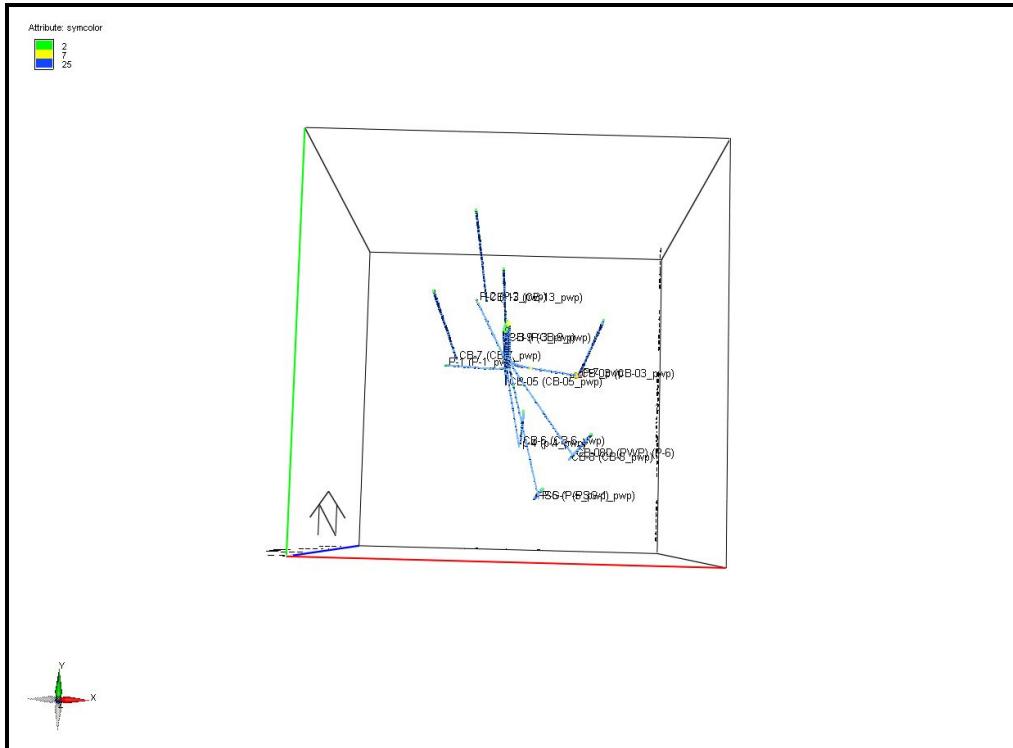


Figura 36 – Vista aérea da malha existente e a malha direcional.

Comparando-as, observou-se claramente a redução do espaço ocupado pela malha de poços.

8.3 Montagem do BHA

Como os poços a serem perfurados não serão de longo alcance, o poço P-5 terá o maior afastamento, em virtude das perfurações serem feitas próximas do objetivo em função do reaproveitamento das instalações do poço 3-CB-5-ES. Assim, com já dito anteriormente, a trajetória é do tipo I, requerendo um BHA que possibilite ganho e manutenção do ângulo.

Dessa forma, propõe-se um BHA geral para todos os poços variando apenas o modo de perfuração, rotativo quando irá se perfurar usando PSB e orientado nos trechos de ganho de ângulo. Para o trecho *slant*, usam-se os dois, já que a formação pode ter tendência de desviar o BHA requerendo o uso do motor de fundo para reorientá-lo. Quanto as componentes de BHA, a única diferença remete-se ao tipo de broca utilizada. E o instrumento de orientação recomendado na seção 7.2.2., seria o *single shot*, *multishot* ou MWD com tecnologia em desuso.

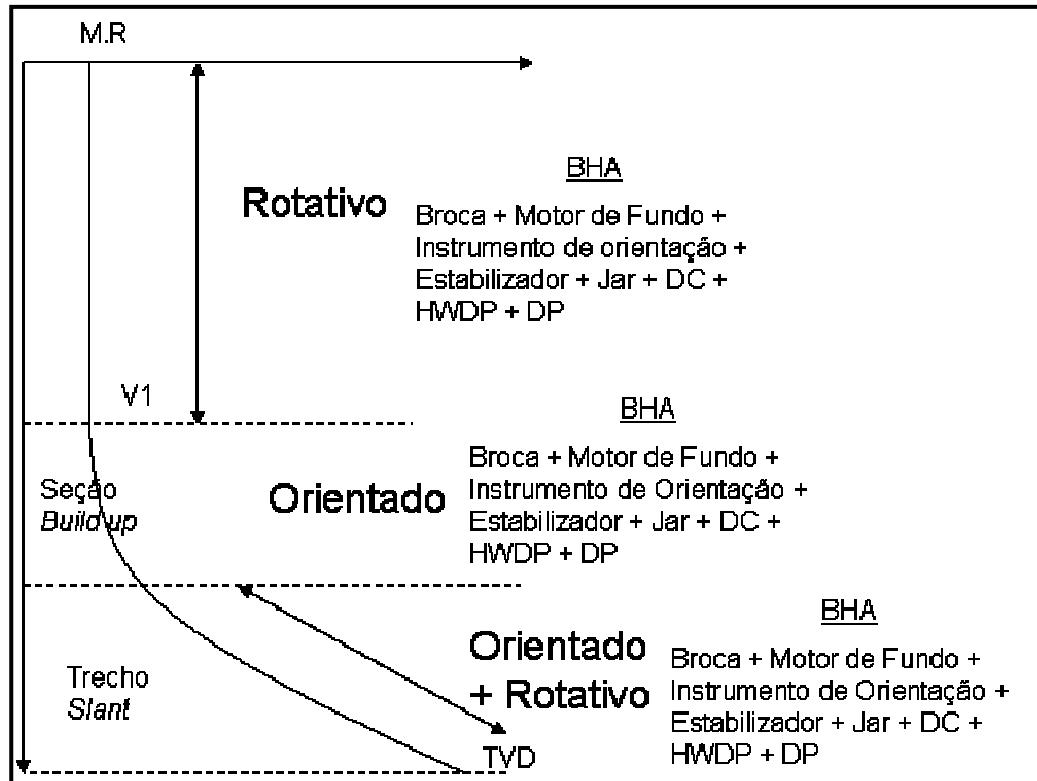


Figura 37 – BHA proposto.

Como os poços a serem perfurados têm as formações presentes aproximadamente nas mesmas profundidades. Assim, o programa de brocas atentará para os parâmetros que possam afetar no cálculo do custo métrico.

As brocas PDC são mais caras que as *roller cone*, e entre essas, a de inserto são mais caras do que as de dente de aço, THOMAS et al. (2001). Assim, a proposta para o programa de broca se dividiu na avaliação da seção vertical até atingir a primeira sapata de revestimento, no caso o de 7 pol, com uso de uma broca de 8 ½ pol de diâmetro, que perfurará majoritariamente arenitos, e na seção vertical restante até atingir o KOP, seção de *build up* e trecho *slant* que compõe a seção de 5 ½ pol de revestimento que será perfurada por uma ou mais brocas de 6 ¾ pol de diâmetro.

Para isso, montou-se uma planilha EXCEL com base na equação (6), utilizando dados disponíveis na literatura a cerca de valores de custo de sonda e broca, tempo de manobra e , profundidade média de entrada e saída com base nos poços correlatos e taxa de penetração da broca para determinar o tempo de uso, fator limitante para *roller cone*. Como opções de

brocas estão a PDC, modelo DM 610 e *roller cone*, modelo IADC 437, as quais respectivamente, segundo *paper* SPE 26949, tem um custo de U\$\$ 28.000 e U\$\$ 11.000.

Segundo estudo realizado por AMORIM JR & IRAMINA (2008), a fórmula universalmente aceita para o tempo de manobra para troca de uma broca é:

$$T_{manobra} = 0,003 \times PE + 1 \quad (15)$$

HOGAN (1991), *paper* SPE 18691, descreve um estudo no qual se busca a otimização da perfuração e redução de seus custos em um campo terrestre na Colômbia, onde apresenta um custo de sonda variando entre U\$\$ 40.000, caso otimizado, e U\$\$ 46.000. Além disso, cita custos de ferramentas, profissionais, fornecimento de alimentos, transporte e outros custos, entorno de U\$\$ 12.000, para o caso otimizado, o que se deseja em Conceição da Barra. Com relação às brocas, HOGAN menciona que a broca IADC 437 de 8 ½ pol com a otimização da perfuração chega a atingir uma taxa de penetração média de 22,2 m/h perfurando um pacote arenítico de aproximadamente 590m.

$$T_{perfuração} = \frac{Metragem}{ROP} \quad (16)$$

SIMON (1992), SPE 2462, cita o *bit record* de um poço que teve sua fase de 8 ½ perfurada com uma broca PDC. Nele consta que essa broca perfurou cerca de 1600m com uma ROP de 57m/h, em um poço que foi recorde de tempo de perfuração no sul do Texas. Já, segundo AL-SUWAID et al. (2003), o uso de broca tipo PDC em Abu Dhabi foi em média o dobro da *roller cone* de 5,5 m/h passou para 11 m/h. Esse mesmo trabalho menciona a escolha da melhor broca para ganho de ângulo. Utilizou-se uma broca *roller cone* a partir do KOP devido à incerteza quanto à eficiência da PDC para ganhar ângulo a partir da vertical, tendo ela perfurado 105m com uma ROP de 2,5 m/h. Somente após um ganho inicial de 14 graus, utilizou-se a PDC a qual teve um ganho de 38 graus com uma ROP 4,7 m/h perfurando um total de 260m sendo retirada somente devido a uma falha no fundo do poço.

Portanto, pode-se verificar para a seção de 6 ¾ se é melhor um programa de broca mais seguro utilizando *roller cone* ou PDC, tendo em consideração que os ganhos de ângulo serão baixos ao contrário do que foi apresentado por AL-SUWAID et al.

Com base nestas informações, o cálculo de custo de broca apresentado a seguir foi baseado nos dados do poço P-1, apresentados na tabela 5.1. De acordo com os resultados dos cálculos de trajetória, maior KOP menor MD Final o que influencia no custo final. Há de se considerar as formações na análise. As PDC não são recomendadas para formações muito abrasivas (ROCHA et al. 2008).

Para a seção de 8 ½ pol, com base nas informações dadas tanto por SIMON quanto por AL-SUWAIDI et al, o custo de uma broca tricônica é a opção mais barata em ambos os casos. No entanto, não foi levado em consideração a abrasividade do arenito.

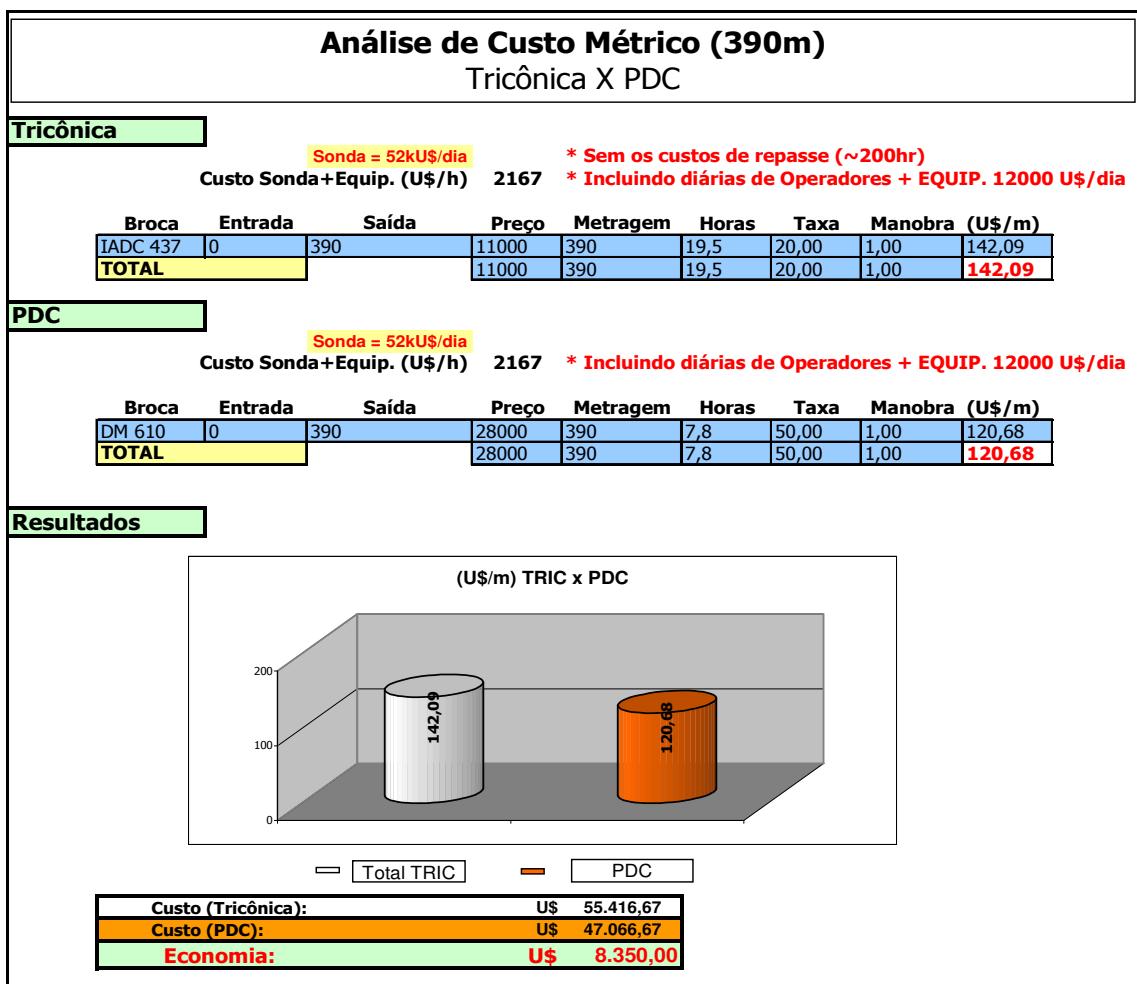


Figura 38 –Análise de custo de broca até atingir profundidade da sapata de 7 pol baseado em SIMON (1992).

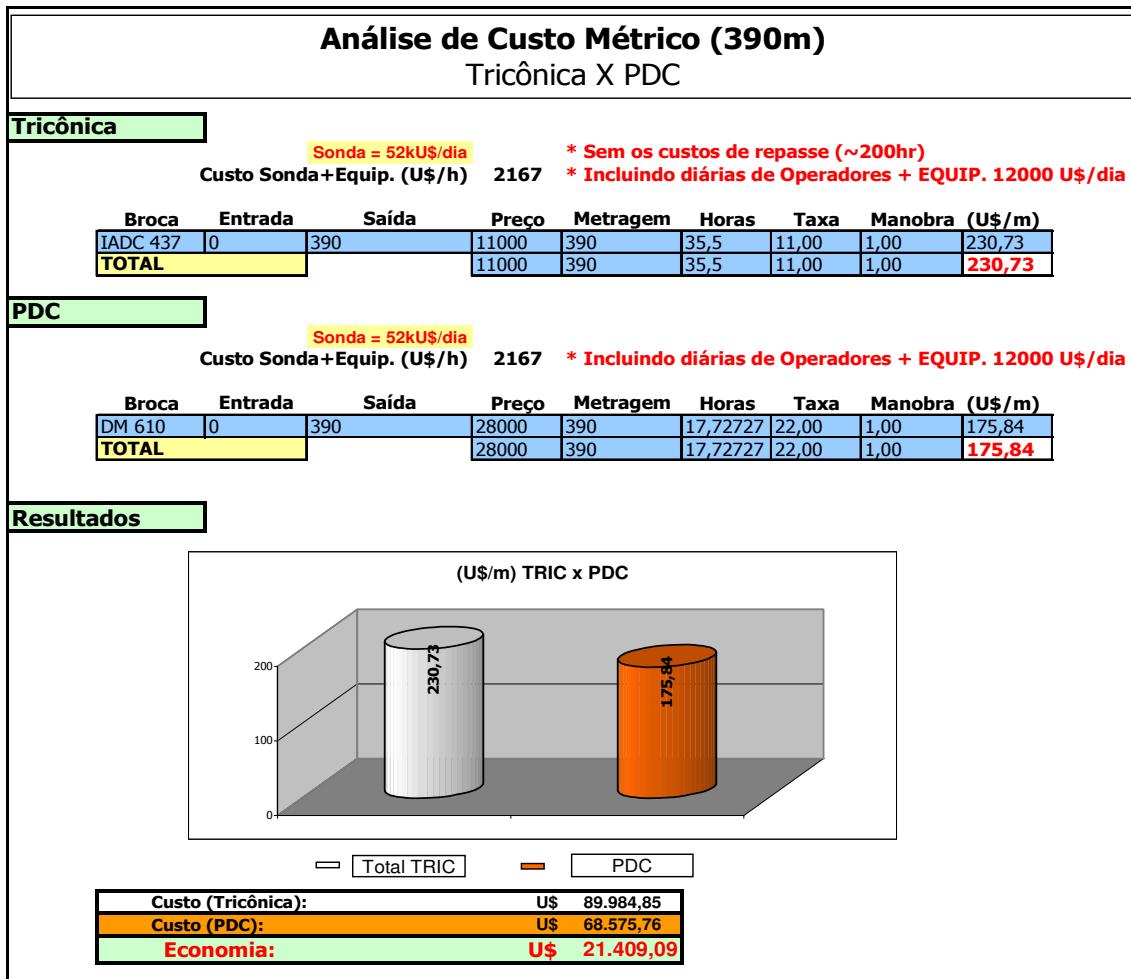


Figura 39- Análise de custo de broca até atingir profundidade da sapata de 7 pol baseado em AL-SUWAIDI et al. (2003).

Para a seção de 6 ¾ no trecho vertical e *build up*, foi feita a seguinte análise:

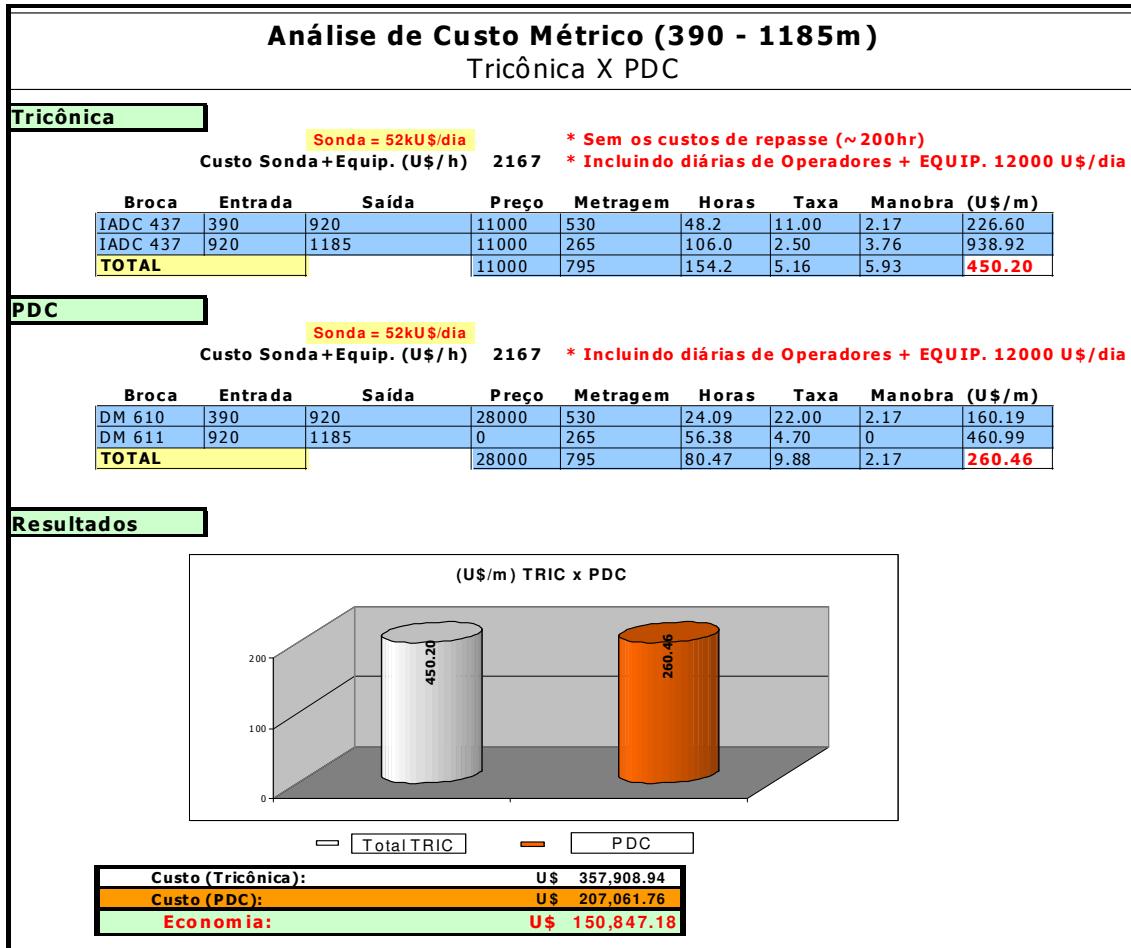


Figura 40 - Análise de custo de broca para seção de 6 ¾ nos trechos vertical e de ganho de ângulo.

Como a broca PDC é capaz de perfurar mais de 1000m ininterruptamente com uma ROP maior no trecho de ganho de ângulo, enquanto a *roller cone* não, opta-se pela primeira que terá um custo muito mais baixo. Prossegue-se com a PDC até a MD final ser atingida.

Conclui-se então que os principais fatores que definirão o programa de broca mais barato para a seção de 6 ¾ será o MD percorrido ao longo deste trecho e a abrasividade dos arenitos. De acordo com a literatura, a PDC é a melhor opção a não ser que os arenitos sejam muito abrasivos.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Atualmente, os campos maduros têm sido citados corriqueiramente em diversos meios de comunicação tendo bastante importância na política de incentivos da ANP. Sendo assim, o trabalho apresentou um modelo simplificado que visa a reativação de campos maduros dentro de reservas ambientais, o que é viável, segundo inúmeros casos citados na literatura, além de ajudar no desenvolvimento sustentável da região incrementando a receita da cidade com ganho de *Royalties*, atendendo a filosofia da Agenda 21.

Seguindo os objetivos específicos da monografia, apresentou-se a estratégia de perfuração direcional em locações de difícil acesso e de risco ambiental, sendo essa o método ideal pois permite a perfuração de diversos poços de uma única área minimizando o risco inerente as atividades de perfuração e produção. Do ponto de vista econômico, atentou-se para soluções de baixo custo como tecnologia de *single shot*, motores de fundo, BHA simples e um programa de brocas mais barato possível. Além disso, um desenho que possa contemplar os métodos de elevações de baixo risco operacional e baixo custo de instalação como bombeio mecânico e BCP. Ressalta-se que a produção dos poços será a baixas vazões de acordo com o histórico de produção do campo.

Outro assunto específico foi a interpretação de dados reais do campo tentando correlacionar a geologia de todos os poços existentes, identificando os objetivos a serem atingidos por cada poço a ser perfurado na malha, e ajudando nas definições de engenharia de poço.

Os objetivos gerais também foram cumpridos, realizando-se um trabalho multidisciplinar de fácil compreensão que pode servir de guia para estudantes e profissionais do setor, já que existe pouca literatura escrita em português na indústria do petróleo, ainda mais sobre campos terrestres com produção inferior a 50 bpd, o que não atrai investimento por parte das grandes operadoras, daí a política de incentivos da ANP.

Outro objetivo geral alcançado, foi o cumprimento de um grande número de atividades propostas pela Resolução Federal nº 218/1973/CREA com relação a profissão de engenheiro de petróleo.

Dessa forma, o trabalho realizado cumpriu os objetivos predispostos inicialmente recomendando para próximos trabalhos os cálculos das geopressões, quando disponíveis os dados faltantes, ou até mesmo uma possível operadora realizar testes de absorção, análise sobre a abrasividade dos arenitos presentes dando maior confiabilidade ao modelo proposto, estudo sobre sistema de produção integrado (tanques, linhas de transmissão) e reservatório, avaliando-se o comportamento dos fluidos dentro do mesmo.

Referências bibliográficas

- AL-SUWAIDI A. S., et al., “*New PDC Design Process Solves Challenging Directional Application in Abu Dhabi Onshore Field*”. SPE/IADC 79796. Em: SPE/IADC Drilling Conference, 2003, Amsterdã, Holanda.
- AMORIM JR, D. S. e IRAMINA, W. S. *Manobras para Troca de Brocas em Poços de Petróleo*, 2008. TN Petróleo ed. 61. p.190-194.
- AZEVEDO, C. T. e ROCHA, L. A., *Projetos de Poços de Petróleo - Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento*, 1^a ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2007.
- BEZERRA J. C. P., et al., *O Regime de Exploração e Produção de Petróleo em Áreas especialmente Protegidas*. Em: 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2004, Campinas, Brasil.
- BEZERRA, J. C. P., *Exploração e Produção de Petróleo em Unidades de Conservação à Luz do Ordenamento Jurídico Brasileiro*. Em: VIII Congresso de Ecologia do Brasil, 2007, Caxambu, Minas Gerais.
- HOGAN, S. K., “*Drilling Efficiency Study Reduces Drilling Cost in Colombia*” SPE/IADC 18691. Em: SPE/IADC Drilling Conference, 1989, Nova Orleans, Louisiana, EUA.
- LUKASIEWICZ, S., “*Analysis of Rod Pumping Installations in Inclined Wells.*” SPE 019391, 1969.
- OLIVEIRA, J. B., et al, 2004, “*Desenho e Estudo da Cadeia Produtiva do Petróleo e Gás Natural do Espírito Santo, para atendimento ao convênio firmado com o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae) e a Companhia de Desenvolvimento de Vitória (CDV)*”, ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo e as empresas Orienta, Enterprise Energia e Petroconsult. Disponível em: <http://www.biblioteca.sebrae.com.br/>
- RAMPERSAD, P., HARELAND, G. e PAIRINTRA, T. “*Drilling Optimization of an Oil or Gas Field*” SPE 26949. Em: Eastern and Regional Conference & Exhibition, 1993, Pittsburgh, PA, EUA.
- REDMAN, P.J., “*Drilling Environmentally Sensitivie Wells in Southern England*” SPE 15889. Em: SPE European Petroleum Conference, 1986, Londres.
- ROCHA, L. A. S., et al., *Perfuração Direcional*, 2^a ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2008.
- SIMON, J. M., “*New Standard Set for South Texas Drilling Performance*” SPE 24602. Em: 167th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, 1992, Washington, DC.

SMITH, R. S., "Environmental Issues and Solutions for Exploratory Drilling in Sensitive Areas." SPE 29704. Em: SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, 1995, Houston TX, EUA.

SOUZA, L. P. *Estudo sobre Tomada de Decisão em Projetos de Rejuvenescimento de Campos Petrolíferos Maduros.* 2003. 84p. Tese (Mestrado em Ciências em Engenharia Civil) - Pós-graduação em Engenharia, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

THOMAS, J. E., et al., *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2^a ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2001.

VIEIRA, R. A. B., et al. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p.191-202, Janeiro-Março, 1994. ISSN 0102-9304

XU, J., D "Design and Analysis of Deviated Rod-Pumped Wells." SPE 64523. Em: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2000, Brisbane, Australia.

Agência Nacional de Petróleo e Gás e Biocombustíveis. Acesso em Agosto de 2008. <http://www.anp.gov.br>

Baker Hughes. Acesso em Novembro de 2008. <http://www.bakerhughes.com>.

Blog Tecnólogo em Petróleo e Gás. Acesso em Janeiro de 2009. <http://tecnopeg.blogspot.com/2008/08/bombeio-mecnico.html>

Brasil Rounds ANP. Acesso em Agosto de 2008. <http://www.brasil-rounds.gov.br>

Hughes Chistensen. Acesso em Dezembro de 2008. <http://www.hccbts.com>

ONAC Solutions –Treinamento a Indústria do Petróleo e Gás. Acessado em Dezembro de 2008. <http://www.onacsolutions.com>

Petróleo Brasileiro S.A. Acessado em Outubro de 2008. <http://www.petrobras.com.br>

Schlumberger Oilfield Glossary. Acessado em Novembro de 2008. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

Tribunal de Contas do Estado do Espírito Santo. Acesso em Dezembro de 2009. <http://www.tce.es.gov.br>

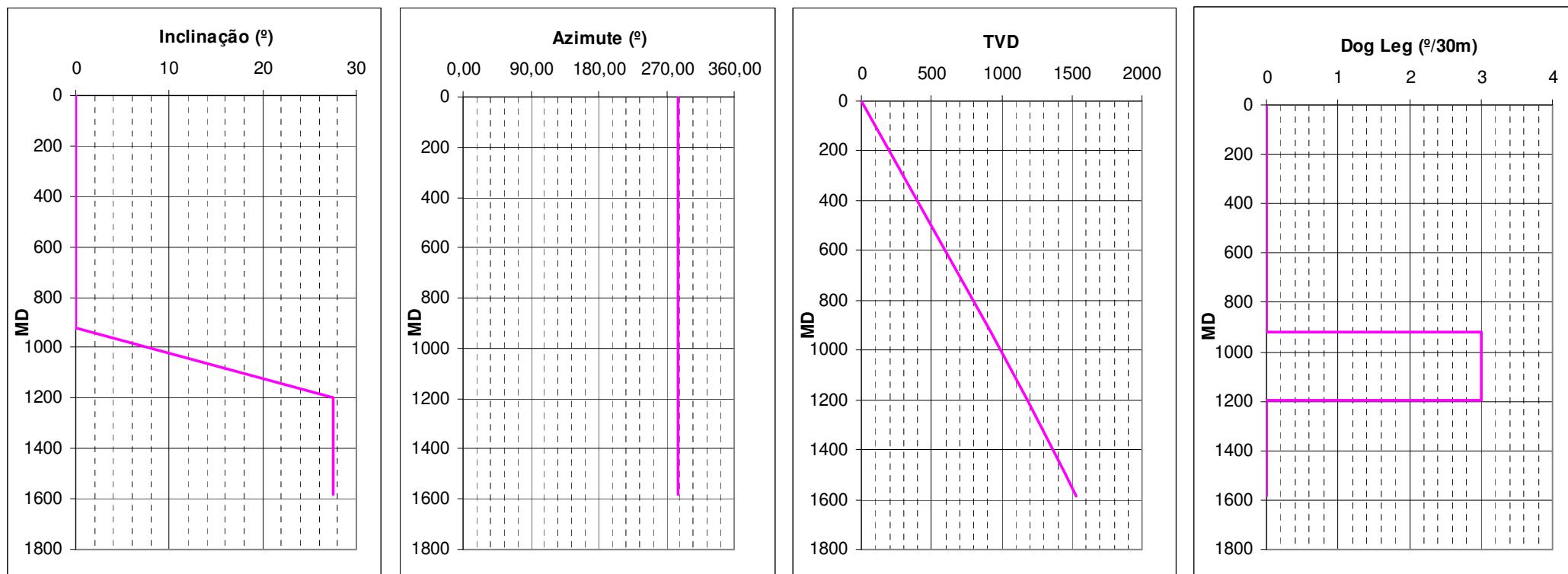
Apêndice A. Formato da Planilha Excel

Planilha criada com base nas fórmulas apresentadas na Seção 7.5.

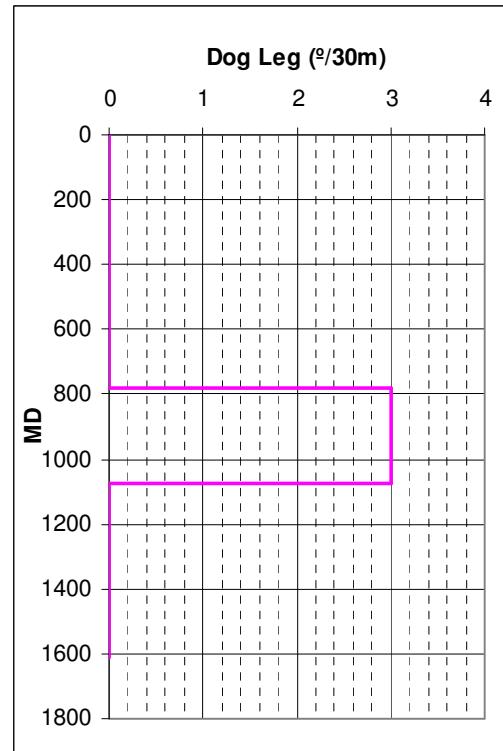
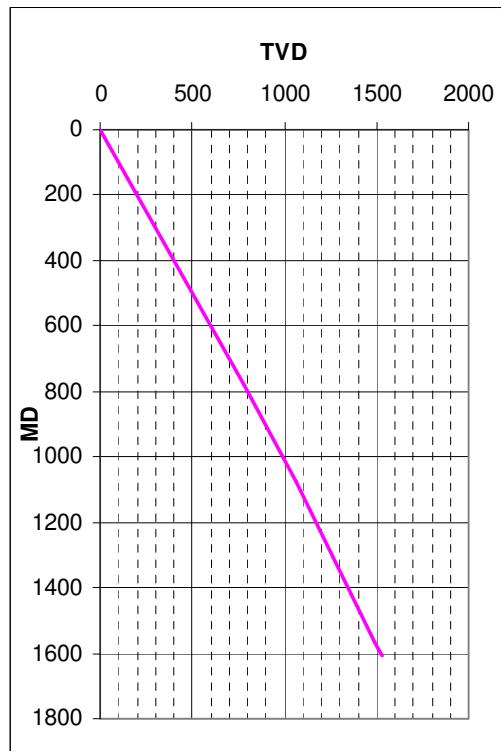
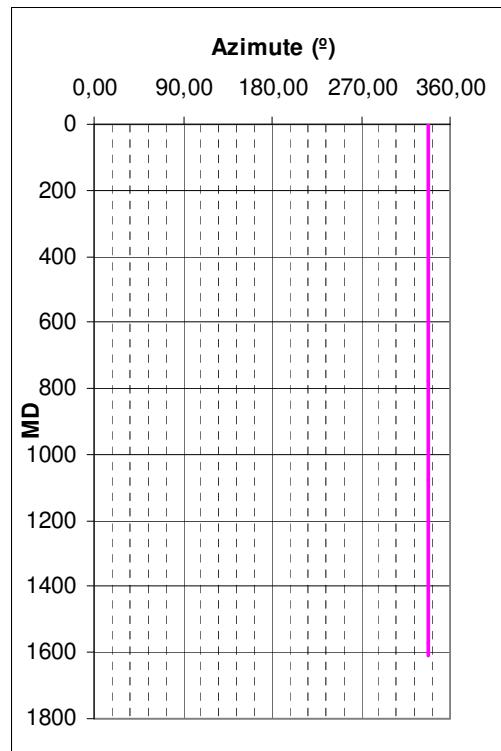
BUR	3	GRAUS/30 M
raio da curvatura	572.9577951	
KOP	920	
Alvo		
TVD	X	Y
	1451	7944310.7 419050.8
		MD Build up 275.5807
		TVD Build up 265.0774
Cabeça do poço		
	x	y
	7944257.2	419247.4
		trecho reto MD 299.9548
afastamento		
Da	203.7796685	
direcao	-74.78437239	MD TOTAL 1583.518
fi	34.80898537	
beta	62.36705187	
ANGULO MAX	27.5580665	
D1	65.0064061	1270 1612900
V1	1185.077388	456.5 208392.3
		1349.553
Início da fase dura 1253m		
Prof. Final do poço 1563m		
MR = 13m		
Embasamento 1529m		
Reservatório Topo 1451m		

Apêndice B. Gráficos Demonstrativos das Trajetórias

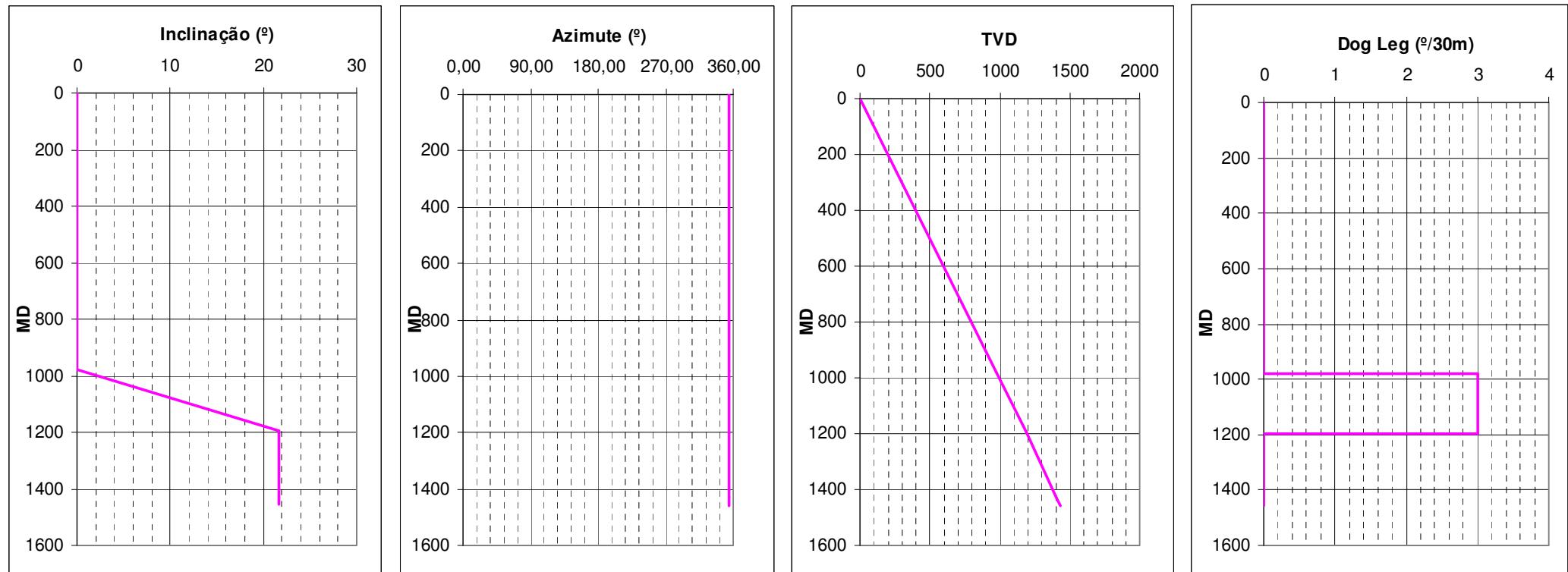
TRAJETÓRIA POÇO P-1



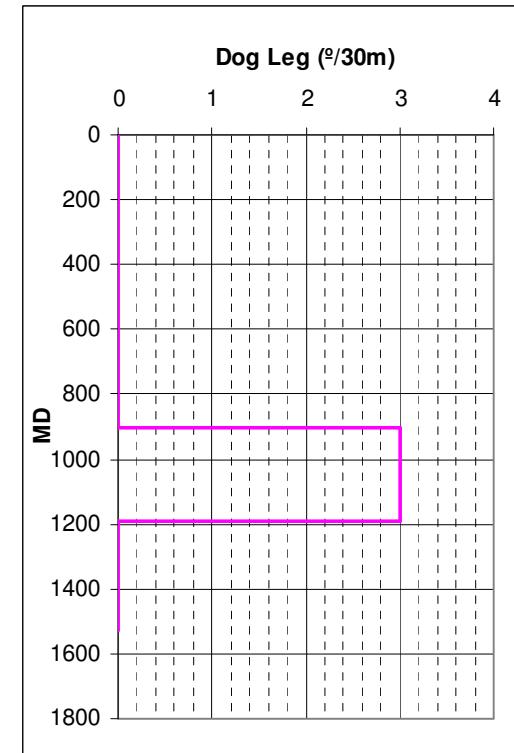
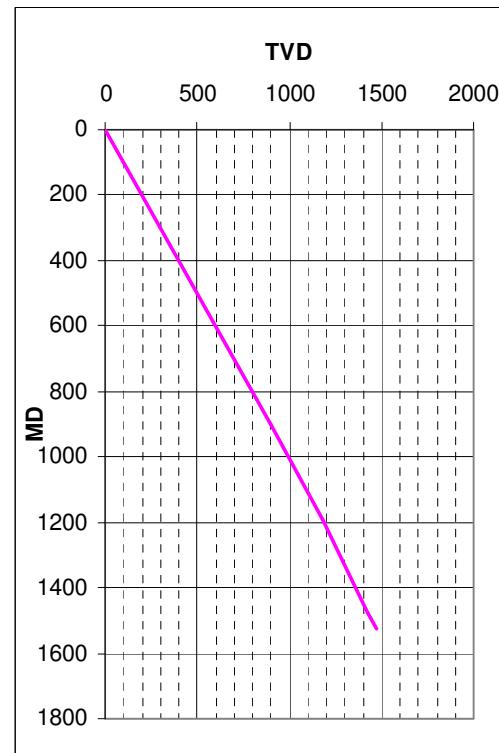
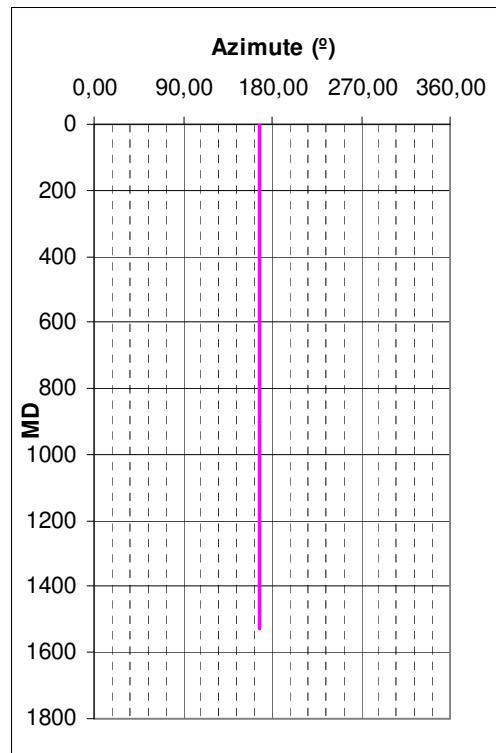
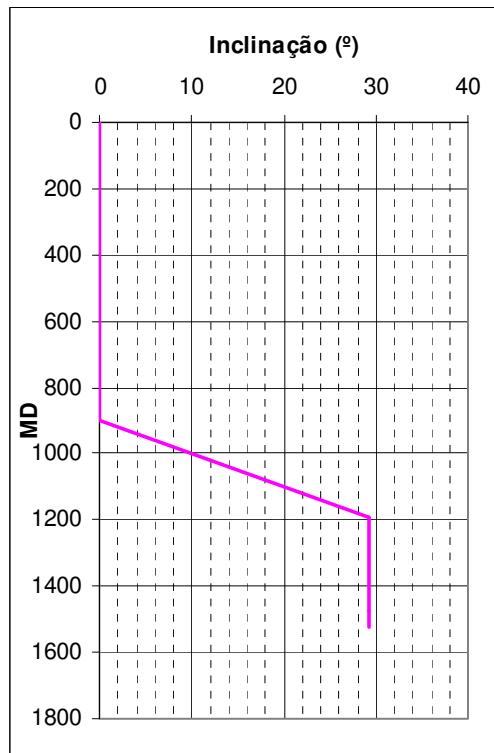
TRAJETÓRIA POÇO P-2



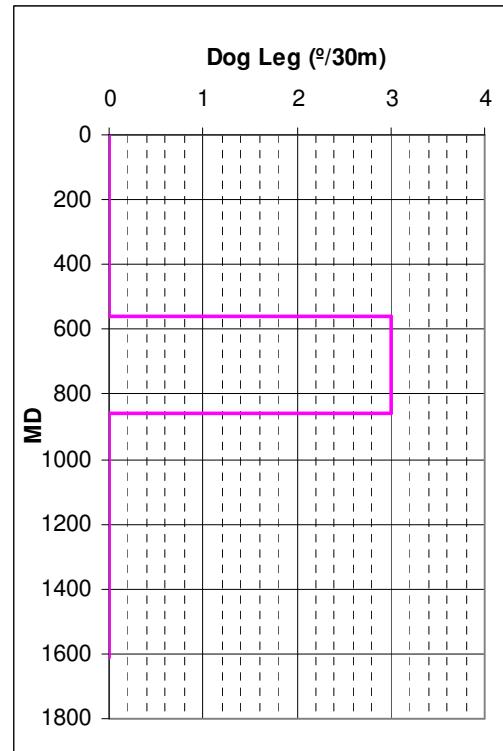
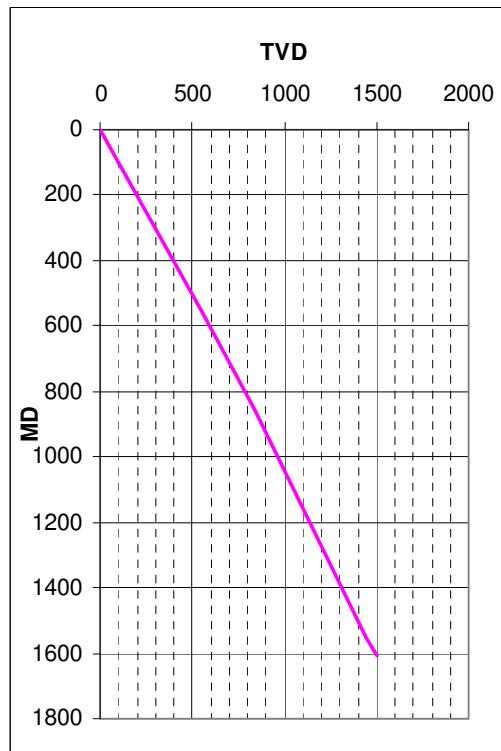
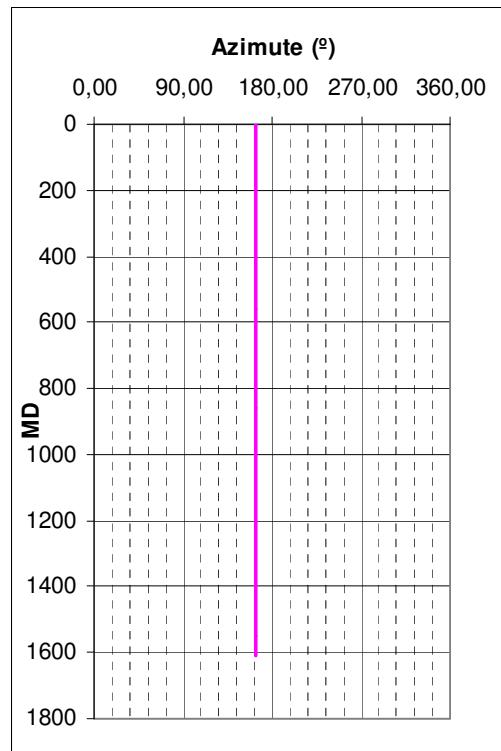
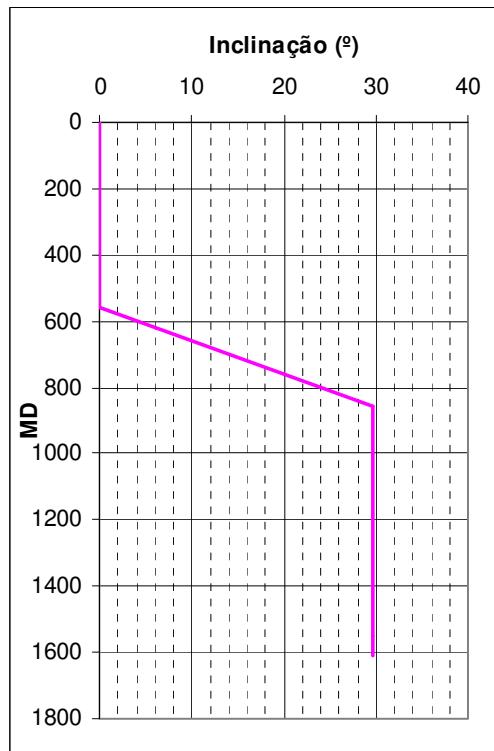
TRAJETÓRIA POÇO P-3



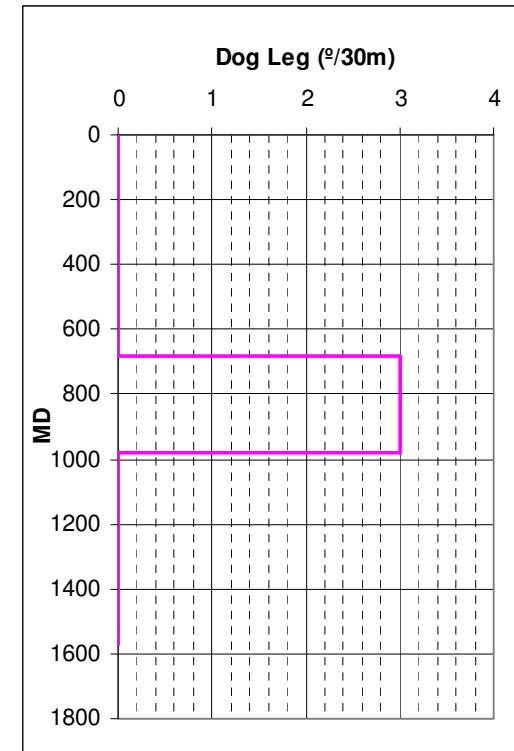
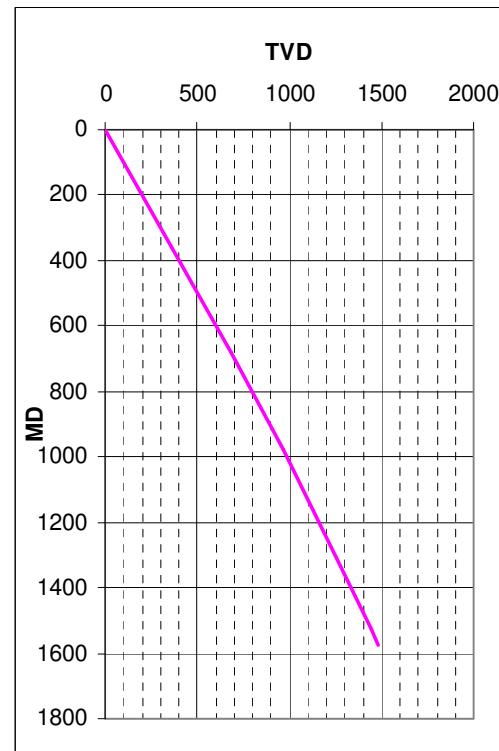
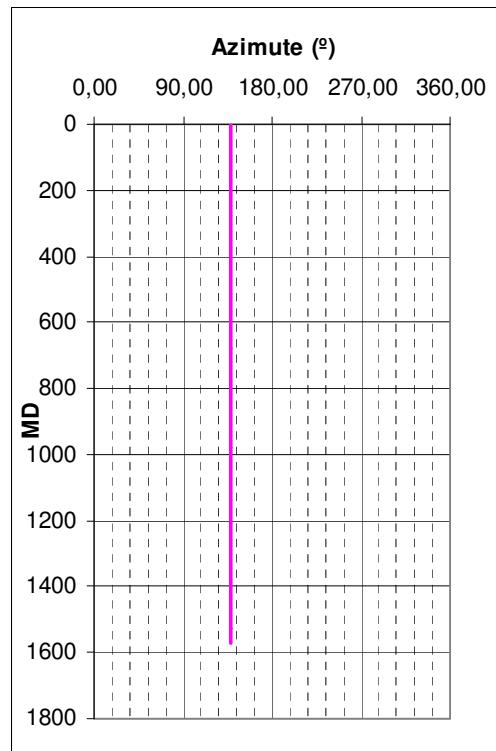
TRAJETÓRIA POÇO P-4



TRAJETÓRIA POÇO P-5



TRAJETÓRIA POÇO P-6



TRAJETÓRIA POÇO P-7

