

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
CENTRO DE ENGENHARIAS (CEng)
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**



Trabalho de Conclusão de Curso

**PROJETO DE POÇO ABERTO MULTILATERAL PARA O
REDESENVOLVIMENTO DE CAMPO MADURO NA BACIA DE CAMPOS**

Rafael Ghirotti Garcia

Pelotas, 2020

Rafael Ghirotti Garcia

**PROJETO DE POÇO ABERTO MULTILATERAL PARA O
REDESENVOLVIMENTO DE CAMPO MADURO NA BACIA DE CAMPOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Forlan La Rosa Almeida
Coorientadora: Eng. Vanessa Roseiro Arivabene

Pelotas, 2020

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas
Catalogação na Publicação

G216p Garcia, Rafael Ghirotti

Projeto de poço aberto multilateral para o redensolvimento de campo maduro na Bacia de Campos / Rafael Ghirotti Garcia ; Forlan La Rosa Almeida, orientador ; Vanessa Roseiro Arivabene, coorientadora. — Pelotas, 2020.

108 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) — Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2020.

1. Campos maduros. 2. Projeto de poço. 3. Perfuração. I. Almeida, Forlan La Rosa, orient. II. Arivabene, Vanessa Roseiro, coorient. III. Título.

CDD : 622.3382

Rafael Ghirotti Garcia

Projeto de poço aberto multilateral para o redensolvimento de campo
maduro na bacia de campos

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado, como requisito parcial para
obtenção do grau de Bacharel ou Licenciatura em Engenharia de Petróleo,
Universidade Federal de Pelotas.

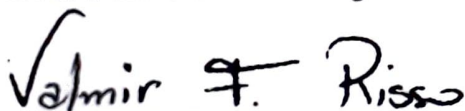
Data da defesa: 15 de dezembro de 2020

Banca examinadora:



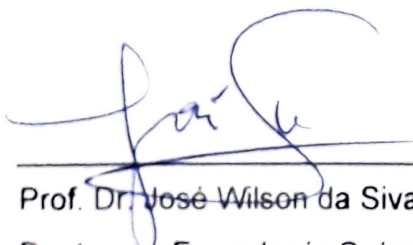
Prof. Me. Forlan La Rosa Almeida (Orientador)

Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP



Prof. Dr. Valmir Francisco Risso

Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP



Prof. Dr. José Wilson da Siva

Doutor em Engenharia Química pela UNICAMP

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, em especial minha mãe, Renata, meus avós, Shirley e Alberico, minha tia, Célia, e minha irmã, Maria Clara, por não medirem esforços em me permitir iniciar e concluir a graduação.

Agradeço à Universidade Federal de Pelotas, ao Centro de Engenharias e, em especial, ao curso de Engenharia de Petróleo e todos os seus professores, técnicos administrativos e instituições, como o Capítulo Estudantil SPE UFPel, tão importantes para minha formação. Destaco aqui o agradecimento especial aos Professores Forlan Almeida, orientador do presente trabalho, Valmir Risso e José Wilson, por todos os conselhos e conhecimentos compartilhados.

Aos amigos e amores feitos durante a faculdade, agradeço por toda a jornada e parceria durante esses 5 anos, seja em Pelotas ou no Rio de Janeiro, em especial à Emanuel Carlos, Matheus Fraulo, Lucas Bampi, Luan Marques, Iago Lucas, Natan Battisti e Gabriela Cintra, dentre tantos outros que levarei para o resto da vida.

Agradeço também à PetroRio por me possibilitar a realização do estágio, em especial ao time de Engenharia de Poços, composto por Vanessa Arivabene, mentora no estágio e coorientadora deste trabalho, Jean Calvi, Gustavo Loureiro, Rafael Kenupp e Estêvão Borges. Minha primeira experiência profissional não poderia ter sido melhor, vocês são todos grande inspiração.

*“Um vencedor é apenas um perdedor
que tentou mais uma vez.”*

George M. Moore, Jr.

RESUMO

GARCIA, Rafael Ghiretti. **Projeto de Poço Aberto Multilateral para o Redesenvolvimento de Campo Maduro na Bacia de Campos**. Orientador: Forlan La Rosa Almeida. Coorientador: Vanessa Roseiro Arivabene. 2020. 108 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2020.

A atividade de exploração e produção de petróleo nas águas da Bacia de Campos teve início no ano de 1973. Desde então, a Bacia de Campos se tornou a mais importante bacia petrolífera do país. No entanto, atualmente, sua produção no pós-sal encontra-se em decadência. Isso se deve principalmente ao declínio natural da produção dos campos proveniente do avanço de suas vidas úteis. Esses campos, antigos e, geralmente, em decréscimo de produção, são considerados campos maduros e são gradativamente mais comuns. Apesar de se encontrarem na fase final de sua vida, campos maduros ainda possuem potencial produtivo e apresentam grandes oportunidades de aporte de produção através de seu redesenvolvimento, especialmente para empresas de médio e pequeno porte. Uma forma de realizar o redesenvolvimento de um campo maduro é através da perfuração de novos poços em prospectos geológicos ainda não desenvolvidos. A atividade de perfuração envolve riscos, tanto técnicos quanto econômicos, especialmente em campos cujos melhores reservatórios já foram desenvolvidos. Nesse âmbito, a elaboração de projetos de poços que permitam a exploração desses novos prospectos, que tendem a ser menos favorecidos em aspectos geológicos, de maneira economicamente viável e com risco mínimo, se faz de suma importância para o redesenvolvimento do campo. Desta forma, o presente trabalho busca apresentar o desenvolvimento de um projeto de poço aberto multilateral como forma de redesenvolvimento de um campo maduro na Bacia de Campos. A elaboração e execução do projeto do poço multilateral permitiu à companhia operadora explorar dois prospectos geológicos, e produzir um deles, através de três poços multilaterais perfurados a partir de uma única cabeça de poço. Esse projeto mitigou os riscos da exploração dos novos prospectos geológicos através da perfuração de dois poços pilotos e representou uma economia de 33% na AFE (*Authorization for Expenditure*) quando comparado à um projeto de poço tradicional. Além disso, o poço piloto P2 foi perfurado para explorar o Prospecto B e representou um custo de apenas 12,7% do total do projeto, e uma economia de 66% se comparado à perfuração de um poço convencional, permitindo que a Empresa explorasse um novo prospecto geológico à um baixo custo, mitigando riscos e possibilitando a continuidade do redesenvolvimento do campo maduro de modo a estender sua vida econômica útil.

Palavras-chave: Campos maduros, projeto de poço, perfuração

ABSTRACT

GARCIA, Rafael Ghirotti. **Multilateral Open Hole Well Project for Redevelopment of Mature Field on Campos Basin.** Advisor: Forlan La Rosa Almeida. Co-Advisor: Vanessa Roseiro Arivabene. 2020. 108 f. Undergraduate final project. Degree in Petroleum Engineering. Federal University of Pelotas, Pelotas, 2020.

The activity of exploration and production of oil and gas in the Campos Basin began in 1973. Since then, Campos Basin has become the most important oil basin in Brazil. However, nowadays its production is in decline. This is mainly due to the natural production decline of its oilfields as a result of the advancement of their exploitation. These fields, which already have been developed and generally have their production decreasing, are considered mature fields (also known as brownfields) and are increasingly common. Despite the final stage of their exploitation life, mature fields still have productive potential and present great opportunities for production through their redevelopment, especially for medium and small companies. One way to redevelop a mature field is drilling new wells in geological prospects that have yet not been developed. The drilling activity is risky, technical and economically, especially in fields whose best reservoirs already have been developed. In this context, the development of well projects that allows the exploration of these new prospects in an economically viable manner and with minimal risk has a great importance for the redevelopment of the field. Thus, the present work seeks to present the development of a multilateral open well project as a method to redevelop a mature field in the Campos Basin. The elaboration and execution of the multilateral well project allowed the operating company to explore two new geological prospects, and producing one of them, through three multilateral wells drilled from a single wellhead. The development of this project mitigated the risks of exploring new geological prospects by drilling two pilot wells and represented over 33% savings in the AFE (Authorization for Expenditure) document when compared to a traditional well project. Additionally, the drilling of the pilot well P2 represented only 12,7% of the total project cost and a 66% saving compared to a conventional project, allowing the Company to explore a new geological prospect at a low-cost and to keep redeveloping the mature field to extend its economic life.

Keywords: Mature fields, well project, drilling

Lista de Figuras

Figura 1. Produção pós-sal na Bacia de Campos	17
Figura 2. Fluxo de Trabalho para Elaboração de um Projeto de Poço	22
Figura 3. Poço Vertical, Direcional e Horizontal	27
Figura 4. Configuração de poços multilaterais.....	29
Figura 5. Trajetória Tipo I	31
Figura 6. Trajetória Tipo II	32
Figura 7. Trajetória Tipo III	33
Figura 8. Exemplo de Janela Operacional	35
Figura 9. Esquema de Poço Revestido.....	43
Figura 10. Esquema ilustrativo de poço com falha de cimentação.....	44
Figura 11. Sequência operacional de uma cimentação convencional	45
Figura 12. Mesa Rotativa.....	47
Figura 13. <i>Top drive</i>	47
Figura 14. Motor de Fundo	48
Figura 15. <i>Drill Pipes</i>	49
Figura 16. <i>Heavy Weight Drill Pipe</i>	49
Figura 17. Comandos (<i>Drill Collars</i>)	50
Figura 18. Estabilizadores	51
Figura 19. Brocas Tricônicas com Insertos de Tungstênio (esquerda) e Dentes de Aço (direita)	53
Figura 20. Broca PDC.....	55
Figura 21. <i>Blowout Preventer</i>	56
Figura 22. <i>Capping Stack</i>	60
Figura 23. Tipos de Completação Inferior	62
Figura 24. Tubos Telados para Contenção de Areia.....	64
Figura 25. Poço Completado com <i>Gravel Pack</i> e Telas.....	64
Figura 26. Tipos de Completação Superior	65
Figura 27. Camisa Deslizante	67
Figura 28. <i>Gas Lift</i>	70
Figura 29. Poço equipado com BCS.....	71
Figura 30. Esquema ANM Vertical	74
Figura 31. Sistema de Árvore de Natal Vertical.....	75

Figura 32. ANM Horizontal	76
Figura 33. Fluxograma de Metodologia.....	77
Figura 34. Poço Produtor Padrão do Campo X	81
Figura 35. Projeto dos Poços P1 e P2 e Prospectos A e B	86
Figura 36. Visão Frontal das Trajetórias do Poço P1 e Poço P2.....	87
Figura 37. Poços P1, P2 e PR em escala 3D	89
Figura 38. Visão Lateral P1, P2 e PR	90
Figura 39. Visão de Cima P1, P2 e PR.....	90
Figura 40. Visão Frontal P1, P2 e PR	91

Lista de Tabelas

Tabela 1. Classificação dos Poços segundo ANP.....	24
Tabela 2. Vantagens Fluido à Base de Água	37
Tabela 3. Desvantagens Fluido à Base de Água.....	37
Tabela 4. Vantagens do Fluido à Base Óleo	38
Tabela 5. Desvantagens do Fluido à Base Óleo	38
Tabela 6. Cronograma de Operações (<i>Drilling Time</i>).....	94
Tabela 7. Comparação entre AFEs do Projeto Convencional e Projeto Multilateral.....	96
Tabela 8. Resumo da AFE do Projeto.....	97

Lista de Abreviaturas

EPE	Empresa Pública de Energia
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
E&P	Exploração e Produção
OPEX	Gastos operacionais
CAPEX	Gastos com capital
D&C	<i>Drilling & Completions</i>
BPD	Barris por Dia
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
ROP	<i>Rate of Penetration</i>
NPT	<i>Non-Productive Time</i>
AFE	<i>Authorization for Expenditure</i>
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading Vessel</i>
G&G	Geologia e Geofísica
ECD	<i>Equivalent Circulation Density</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
2. OBJETIVOS	21
2.1. Objetivo Principal.....	21
2.2. Objetivos Secundários.....	21
2.3. Premissas Gerais	21
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	22
3.1. Projeto de Poço	22
3.2. AFE (<i>Authorization for Expenditure</i>)	23
3.3. Cronograma de Perfuração e Completação (<i>Drilling Time</i>).....	23
3.4. Classificação dos Poços.....	24
3.4.1. Poço Exploratório Pioneiro.....	24
3.4.2. Poço Exploratório Estratigráfico.....	24
3.4.3. Poço Exploratório de Extensão.....	25
3.4.4. Poço Exploratório Pioneiro Adjacente.....	25
3.4.5. Poço Exploratório para Prospecto mais Raso	25
3.4.6. Poço Exploratório para Prospecto mais Profundo	25
3.4.7. Poço Explotatório de Produção.....	25
3.4.8. Poço Explotatório de Injeção.....	25
3.4.9. Poço Especial.....	26
3.4.10. Poço de Estocagem	26
3.5. Configuração dos Poços	26
3.5.1. Poço Vertical	27
3.5.2. Poço Direcional	27
3.5.3. Poço Horizontal	28
3.5.4. Poço Multilateral.....	28
3.6. Perfuração Direcional e Construção de Trajetórias.....	30
3.6.1. Trajetória Tipo I ou Build-Hold.....	31
3.6.2. Trajetória Tipo II ou Tipo S.....	31
3.6.3. Trajetória Tipo III ou Horizontal.....	32
3.6.4. Trajetória Tridimensional Complexa (<i>Designer Wells</i>).....	33
3.7. Geopressões.....	33
3.7.1. Pressão de Poros	34
3.7.2. Pressão de Colapso	34
3.7.3. Pressão de Fratura.....	34

3.7.4.	<i>Pressão de Sobrecarga (Overburden)</i>	35
3.7.5.	<i>Janela Operacional</i>	35
3.8.	Fluidos de Perfuração	36
3.8.1.	<i>Fluidos à Base Água</i>	37
3.8.2.	<i>Fluidos à Base Óleo</i>	38
3.8.3.	<i>Fluidos Sintéticos</i>	39
3.8.4.	<i>Fluidos à Base Ar</i>	39
3.9.	Revestimentos	40
3.9.1.	<i>Condutor</i>	40
3.9.2.	<i>Revestimento de Superfície</i>	41
3.9.3.	<i>Revestimento Intermediário</i>	41
3.9.4.	<i>Revestimento de Produção</i>	42
3.9.5.	<i>Liner</i>	42
3.10.	Cimentação	43
3.11.	Coluna de Perfuração	45
3.11.1.	<i>Mesa Rotativa</i>	46
3.11.2.	<i>Top Drive</i>	47
3.11.3.	<i>Motor de Fundo</i>	48
3.11.4.	<i>Kelly</i>	48
3.11.5.	<i>Tubos de Perfuração (Drill Pipes)</i>	48
3.11.6.	<i>Tubos Pesados (Heavy Weight Drill Pipes)</i>	49
3.11.7.	<i>Comandos (Drill Collars)</i>	50
3.11.8.	<i>Estabilizadores</i>	50
3.11.9.	<i>Drilling Jar</i>	51
3.11.10.	<i>Outros Acessórios</i>	51
3.12.	Brocas	52
3.12.1.	<i>Brocas com Partes Móveis</i>	52
3.12.2.	<i>Brocas sem Partes Móveis</i>	53
3.13.	Segurança de Poço	55
3.13.1.	<i>Blowout Preventer (BOP)</i>	55
3.13.2.	<i>Kicks</i>	57
3.13.3.	<i>Métodos Convencionais de Controle de Kicks</i>	58
a)	Método do Sondador	58
b)	Método do Engenheiro	58
c)	Método Volumétrico	58
3.13.4.	<i>Blowouts</i>	59
3.13.5.	<i>Métodos para Controle de Blowouts</i>	59
a)	Bullheading	59
b)	Capeamento do Poço (Well Capping)	60

c)	Perfuração de Poços de Alívio	61
3.14.	Completação de Poços	61
3.14.1.	Completação Inferior	61
a)	Completação a Poço Aberto	62
b)	Completação com Liner Rasgado	62
c)	Revestimento ou Liner Canhoneado	63
d)	Gravel Pack e Telas para Contenção de Areia	63
3.14.2.	Completação Superior	65
a)	Tubing (Tubos de Produção)	66
b)	Nipples de Assentamento	66
c)	Camisas Deslizantes (Sliding Sleeves)	66
d)	Check Valve	67
e)	Packer de Produção	67
f)	Válvula de Segurança de Subsuperfície (DHSV)	67
3.14.3.	Elevação Artificial	68
a)	Gas Lift	68
b)	Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)	70
3.15.	Árvores de Natal	72
3.15.1.	Árvore de Natal Convencional (ANC)	72
3.15.2.	Árvore de Natal Molhada (ANM)	73
a)	ANM de Produção Vertical	73
b)	ANM de Produção Horizontal	75
c)	ANM de Injeção	76
4.	METODOLOGIA	77
4.1.	Apresentação das Informações do Campo e Prospectos Geológicos 77	
4.2.	Desenvolvimento do Projeto de Poço	78
4.3.	Análise dos Desafios Operacionais	78
4.4.	Análise do <i>Drilling Time</i> do Projeto	78
4.5.	Análise da AFE e Economicidade do Projeto	79
5.	APLICAÇÃO E RESULTADOS	80
5.1.	Campo X	80
5.2.	Prospectos Geológicos	81
5.3.	Desenvolvimento do Projeto de Poço	82
5.3.1.	Poço P1	83
5.3.2.	Poço P2	84

5.3.3. Poço PR.....	87
5.4. Definição dos Parâmetros de Engenharia de Poços e Desafios Operacionais	91
5.5. Análise do <i>Drilling Time</i> do Projeto	94
5.6. Análise da AFE e Economicidade do Projeto	95
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	99
7. REFERÊNCIAS	101

1. INTRODUÇÃO

A descoberta de petróleo na Bacia de Campos, que iniciou sua produção em 1977 no Campo de Enchova, foi o maior marco da indústria petrolífera nacional anterior à descoberta do Pré-Sal, e possibilitou a consolidação do Brasil como um dos grandes produtores de petróleo do mundo (MORAIS, 2013). De 1974 a 1983 foram perfurados 345 poços exploratórios e descobertos 22 campos na Bacia de Campos, dos quais 15 foram colocados em produção entre os anos de 1977 e 1985, elevando a produção nacional, que era de cerca de 160.800 barris diários, para mais de 546.000 barris por dia. Durante esse mesmo período, os valores de investimentos em E&P por parte da Petrobras, que equivaliam a US\$877 milhões anuais em 1970-1974, passou a ser de mais de US\$5,4 bilhões por ano, entre 1980-1984, representando 84% de todo o valor investido pela companhia, até então única empresa operadora atuando no país (MORAIS, 2013).

Em meados dos anos 80, a maior parte do petróleo produzido no Brasil já era oriundo do ambiente *offshore*, sendo a Bacia de Campos responsável pela maior parcela dessa produção. Em 2005, ainda impulsionada majoritariamente pela Bacia de Campos, a produção *offshore* de petróleo correspondia a 86% de toda a produção nacional. Nesse período, iniciaram-se as primeiras descobertas de hidrocarbonetos no Pré-Sal, tanto na Bacia de Campos, mas principalmente na Bacia de Santos, que viria a se tornar a maior Bacia produtora do país na próxima década. Até 2011, a produção advinda da Bacia de Campos correspondia a mais de 85% da produção nacional (ANP, 2011). No entanto, com o avanço das tecnologias envolvidas nas atividades de E&P, o desenvolvimento do Pré-Sal, que está localizado principalmente na Bacia de Santos, se tornou o foco das grandes companhias operadoras no Brasil. Prova disso, em 2010 a produção do Pré-Sal era de cerca de 41 mil bpd e representava menos de 5% da produção nacional e, poucos anos depois, em 2018, a produção alcançou a marca de 1,5 milhão de barris por dia, e a produção total da Bacia de Santos ultrapassou, pela primeira vez, a Bacia de Campos (ANP, 2018).

Atualmente, o Pré-Sal é responsável por aproximadamente 61% de toda a produção nacional, impulsionado quase que totalmente pela Bacia de Santos, que representa 64% da produção brasileira (ANP, 2019). Em contrapartida, a

Bacia de Campos, que foi por décadas a principal Bacia produtora do país, representa hoje cerca de 32% da produção, e a tendência é que esse número se torne gradualmente menor, devido ao incremento crescente da produção no Pré-Sal e o declínio da produção dos campos da Bacia de Campos. De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção dos projetos do Pós-sal da Bacia de Campos declinam com taxa de 31% ao ano, conforme ilustrado pela Figura 1.

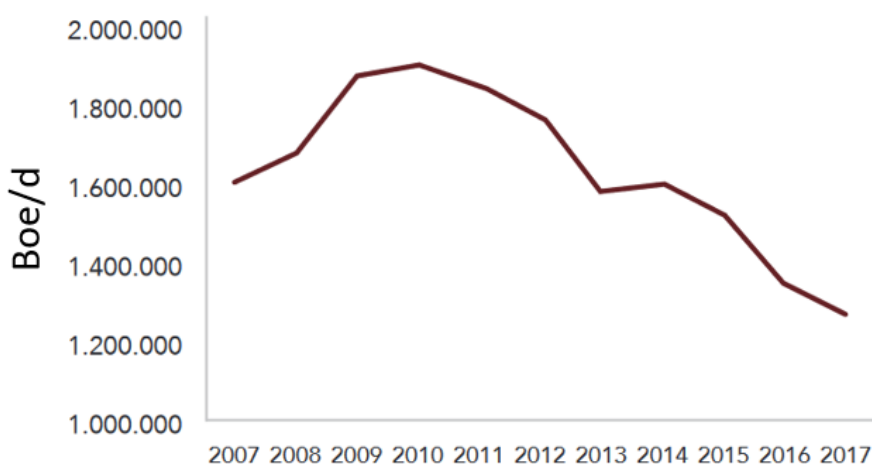


Figura 1. Produção pós-sal na Bacia de Campos

Fonte: ANP, 2018.

A considerável redução na produção Pós-sal na Bacia de Campos se deve ao fato da maioria de seus campos encontrarem-se no estágio avançado de suas vidas produtivas, caracterizado geralmente pelo decréscimo da produção de óleo e aumento da produção de água. Esses campos, chamados de maduros, representam um desafio para as operadoras, que em ordem de manter a produção e aumentar o fator de recuperação do ativo, precisam utilizar diferentes métodos de recuperação e tecnologias para a estimulação dos reservatórios, a intervenção em poços existentes, bem como investir em novas perfurações.

No Brasil, o atual cenário de campos maduros representa uma grande oportunidade para novas e menores empresas, uma vez que as *majors* – em especial a Petrobras, detentora da maior parte dos campos petrolíferos do país - estão focadas no Pré-Sal, onde não só os retornos econômicos são maiores, mas também os riscos e investimentos, sendo esse um cenário em que só as grandes empresas mundiais possuem capacidade de atuar. A estatal brasileira

anunciou, em 2019, seu Plano de Desinvestimentos, que consiste na disposição para venda de ativos que incluem, no que tange a campos de petróleo, 183 campos, tanto no *onshore* quanto no *offshore* brasileiro. Do total, 92% representam campos já considerados maduros, estando a maioria, cerca de 83%, em operação e produzindo (CASTILHO, 2019).

Além da Petrobras, a ANP, agência que regula toda a atividade petrolífera no país, e o Ministério de Minas e Energias, através de órgãos como a EPE (Empresa Pública de Energia) e o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), vêm lançando programas e resoluções de incentivo à continuidade das operações em campos maduros, bem como ao surgimento de novos *players* para exploração de tais ativos. Em 2016 foi lançada a Resolução CNPE nº 2/2016, que autorizou a ANP a prorrogar os prazos de vigência dos Contratos de Concessão firmados por ocasião da Rodada Zero, em 1998, permitindo aumento da vida útil dos campos através da continuidade de suas operações, se viáveis para as concessionárias (CNPE 2/2016). Outra medida relevante foi a Resolução CNPE nº 17/2017 que concedeu, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos existentes, uma redução de *royalties* para até 5% sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado pela operadora, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos (CNPE 17/2017). Além disso, a mesma resolução estabeleceu o programa de Oferta Permanente, em que a ANP pode manter em situação de venda permanentemente, ou seja, não necessitando uma rodada específica para leilão, blocos exploratórios e campos que foram devolvidos à União, ou que não foram adquiridos em rodadas de licitações anteriores, com objetivo de incentivar maior pluralidade de atores da indústria, visando ampliar a competitividade no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Em análise à redução da alíquota dos *royalties*, Delgado et al. (2018) conclui que com a redução dos *royalties* pagos, as empresas podem investir nas atividades de E&P, impulsionando, dessa forma, a atividade econômica das diversas localidades ligadas à indústria de óleo e gás. Ainda segundo os autores, a redução da alíquota paga pelas empresas exploradoras de petróleo em campos maduros permite estimular a produção do campo e, por

consequência, a atividade econômica nas localidades onde os campos se encontram, beneficiando não somente a empresa, mas também a sociedade.

Todo esse esforço dos órgãos públicos brasileiros como ANP e MME, além da própria Petrobras, em incentivar a entrada de novas empresas no setor de exploração e produção, associada a revitalização e extensão da vida dos campos maduros é justificado por sólidos números, relacionados ao incremento do fator de recuperação dos ativos. Castilho (2019) mostra que, de acordo com dados da ANP, o incremento de apenas 1% no fator de recuperação dos campos do *offshore* convencional (Pós-sal) representaria um aumento de 970 milhões de barris de óleo equivalente em novas reservas. Delgado et al. (2018) complementa que esse 1% adicional no fator de recuperação dos campos maduros em operação pode gerar investimentos da ordem de R\$26 bilhões, e a estimativa é que esse volume adicional de reservas, ao serem produzidas, originariam cerca de R\$16 bilhões em *royalties* ao longo dos anos.

Nesse âmbito, o atual cenário regulatório brasileiro é bastante favorável para o redesevolvimento de campos maduros. Esses campos, apesar de estarem na fase final de sua vida produtiva, ainda apresentam boas oportunidades, principalmente para pequenas e médias empresas, que tendem a possuir maior facilidade em trabalhar com custos operacionais (OPEX) reduzidos, sendo esse um fator de extrema importância para manutenção desses projetos (SENNÁ, 2011).

Operacionalmente, o processo de redesevolvimento de campos maduros pode ser executado de diferentes maneiras. Uma das mais usuais é através da utilização de métodos de recuperação avançada (EOR), que segundo Rosa et al. (2006), são aplicados para extrair o petróleo residual e aumentar o fator de recuperação de reservatórios que podem ou não ter passado pelos métodos de recuperação primária ou secundária, como elevação artificial e injeção de água, por exemplo. Os métodos para recuperação avançada são diversos e podem ser divididos em quatro principais grupos: químicos, térmicos, microbiais e miscíveis. Os métodos térmicos, como a injeção de vapor, possuem o maior índice de sucesso no mundo e são recomendados principalmente para reservatórios com óleos pesados e de alta viscosidade (QUEIROZ et al., 2005).

Além dos métodos de EOR, operações de intervenções em poços já existentes, conhecidas como *workovers* e recompletações (*heavy workover*), são um dos métodos para manutenção da produção utilizados durante o processo de redensolvimento dos campos maduros. Operações mais simples, como troca de bombas BCS, são exemplos de *workovers* recorrentes em poços que utilizam esse sistema como método de elevação artificial. Por sua vez, as recompletações são operações mais complexas e possuem como objetivo colocar outra zona de um mesmo poço para produção. Conforme a elevação do contato água-óleo, diminui-se a produção de hidrocarbonetos e nesses casos a zona produtora pode ser abandonada, e outra zona, superior, colocada para produção através de canhoneio, por exemplo.

Finalmente, o redensolvimento de campos maduros pode ser realizado também através da perfuração de novos poços, que buscam produzir novas zonas e acumulações marginais. A perfuração de novos poços é o método para revitalização que envolve maior risco, tanto financeiro como operacional, mas também é o que pode trazer maiores retornos. Para tal, é necessário amplo estudo dos novos prospectos e o desenvolvimento de um projeto de poço que possua o maior custo-benefício e o menor risco, uma vez que, pelo fato de boa parte das empresas com foco no redensolvimento de campos maduros serem empresas de menor porte, o resultado negativo em uma campanha de perfuração pode ser desastroso para a companhia.

Os projetos de poço constituem a etapa primordial para a perfuração de um novo poço, e idealizá-lo de forma inovadora e eficiente se faz necessário no processo de redensolvimento de campos maduros, de forma a reduzir os custos e potencializar o sucesso das operações. Dessa forma, o presente trabalho busca apresentar um projeto de poço inovador realizado por uma empresa brasileira como forma de redensolvimento de um campo maduro na Bacia de Campos. No projeto, foram perfurados três poços a partir de uma única cabeça de poço, sendo dois deles poços pilotos à poço aberto com o objetivo de verificar dois diferentes prospectos geológicos, e o terceiro um poço produtor, caracterizando o projeto como um poço aberto multilateral. Essa configuração permitiu a otimização do projeto através da prospecção de duas zonas diferentes e produção de uma delas, reduzindo custos e contribuindo para a extensão da vida útil do campo.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo Principal

O presente trabalho possui como principal objetivo apresentar o desenvolvimento de um projeto de poço como forma de redensolvimento de um campo maduro localizado na Bacia de Campos, através de uma análise técnica e econômica.

2.2. Objetivos Secundários

Adicionalmente, este trabalho possui como objetivo intrínseco apresentar uma fundamentação e revisão teórica sobre o desenvolvimento de um projeto de poço e os principais tópicos relacionados à engenharia de perfuração e completação de poços.

2.3. Premissas Gerais

O presente trabalho foi construído com base em informações reais de projeto e resultados fornecidos pela empresa que o desenvolveu, a qual não terá o seu nome citado, por critérios de confidencialidade, e será referida aqui simplesmente como Empresa. O nome do campo, dos poços, prospectos geológicos e demais informações sigilosas também serão renomeadas e citadas de maneira fictícia por questões de *compliance*.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, busca-se introduzir os principais conceitos a respeito de um projeto de poço e da engenharia de perfuração e completção. Conjuntamente, busca-se relacionar a importância dessa atividade para o redensolvimento de campos maduros.

3.1. Projeto de Poço

O projeto de poço é a principal etapa de planejamento de um poço, na qual é realizado o detalhamento das fases de perfuração e completção. Independentemente do tipo de poço a ser perfurado, seja exploratório ou de desenvolvimento, o detalhamento dessas etapas é de grande importância para a determinação do tempo e custo do projeto e, conseqüentemente, para a avaliação de sua viabilidade técnica e econômica (ROCHA & AZEVEDO, 2019).

A Figura 2 representa um fluxo de trabalho geral a ser seguido para a elaboração de um projeto de poço. As etapas de Estudo da Área e Dados da Localização referem-se aos estudos geológicos e geofísicos do campo e não à engenharia de poços em si, devido a isto, estas etapas não serão abordadas neste trabalho. As demais etapas serão abordadas durante o presente capítulo.

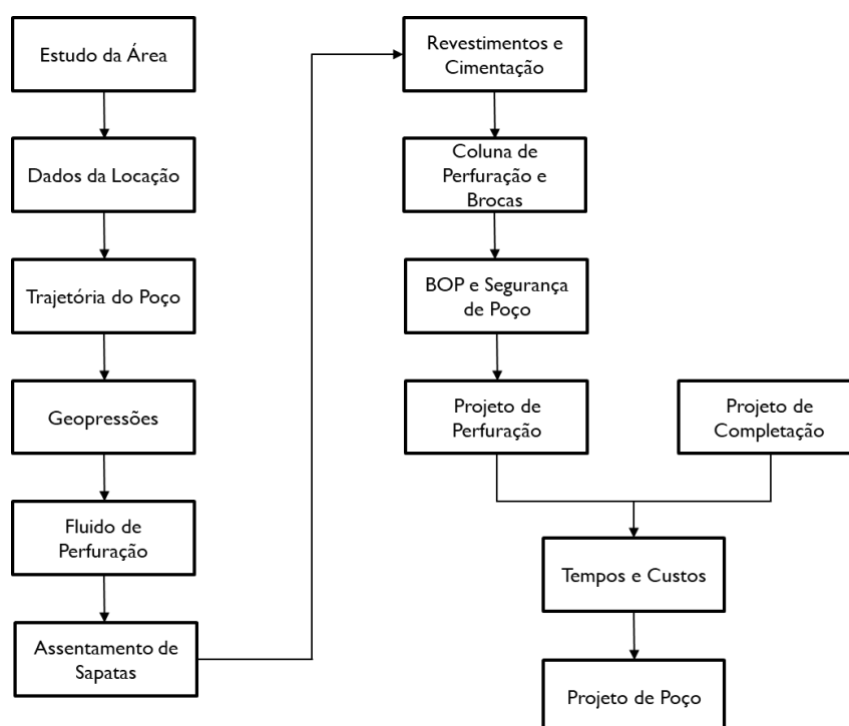


Figura 2. Fluxo de Trabalho para Elaboração de um Projeto de Poço

Fonte: Adaptado de ROCHA E AZEVEDO, 2019.

3.2. AFE (*Authorization for Expenditure*)

A *Authorization For Expenditure* (AFE) é um documento financeiro utilizado pelas empresas operadoras para estimar o custo total de um projeto de E&P. Neste documento são consideradas todas as premissas técnicas previamente definidas e todos os serviços, contingências e tempo de operação previsto para execução do projeto (Professional Petroleum Data Management Association).

Para um projeto de construção de poço, a AFE considera todos os custos das operações de perfuração e completação, incluindo: mobilização e desmobilização de pessoal; equipamentos e serviços a serem utilizados; de modo a ter uma estimativa acurada e com o maior nível de detalhamento possível. Tais custos incluem, por exemplo, taxa diária da sonda de perfuração, aluguel de embarcações de apoio, mão de obra e serviços como perfuração direcional, descida de revestimentos e cimentação bem como a aquisição ou locação dos equipamentos e ferramentas necessárias para construção e completação do poço.

Os valores de cada linha de serviço e equipamentos considerados na AFE são conhecidos pela empresa operadora por já serem pré-definidos, estando todos geralmente previstos em contratos ou pela realização de *bidding* (cotação) específica para a execução do projeto. Além disso, é comum que se considere sempre um valor ou percentual adicional como contingência para o caso da necessidade de utilização de recursos ou serviços não planejados.

3.3. Cronograma de Perfuração e Completção (*Drilling Time*)

O *Drilling Time* é o documento utilizado para estimar o tempo previsto para a execução de um projeto de poço. O tempo de operação é um fator de grande impacto na AFE e, conseqüentemente, na viabilidade do projeto, uma vez que grande parte dos custos são cobrados por diárias.

O cronograma de perfuração e completção considera todas as operações a serem realizadas para execução do projeto, tais quais mobilização, montagem de BHA, perfuração das fases, manobras para descida e retirada de colunas e BHA, assentamento de revestimento, cimentação, testes, circulação de fluido, estimulação e *gravel pack*, instalação da completção e desmobilização. Com base no histórico de execução de outros poços,

características da sonda de perfuração, e valores padrões da indústria, os tempos de cada etapa da construção do poço são determinados pela empresa operadora. Assim como na AFE, geralmente, são consideradas contingências nos tempos de operação como forma de abranger/estimar o NPT (*Non-Productive Time*), como condições adversas de clima e problemas de poço.

3.4. Classificação dos Poços

Os poços de petróleo podem ser classificados de acordo com configuração e/ou de acordo com sua finalidade. A Resolução ANP 699 de 2017 prevê a classificação da categoria do poço segundo sua finalidade principal original, conforme Tabela 1.

Tabela 1. Classificação dos Poços segundo ANP.

Categoria	Finalidade
1	Poço Exploratório Pioneiro
2	Poço Exploratório Estratigráfico
3	Poço Exploratório de Extensão
4	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente
5	Poço Exploratório para Prospecto Mais Raso
6	Poço Exploratório para Prospecto Mais Profundo
7	Poço Explotatório de Produção
8	Poço Explotatório de Injeção
9	Poço Especial
10	Poço de Estocagem

Fonte: ANP, 2017.

3.4.1. Poço Exploratório Pioneiro

São aqueles que visam testar a ocorrência de óleo ou gás em um ou mais objetivos de um prospecto geológico ainda não perfurado, ou seja, de um campo ou bloco exploratórios novos, sendo o primeiro poço perfurado em tal localização, e são identificados pelo código 1 (ANP, 2017).

3.4.2. Poço Exploratório Estratigráfico

Identificados pelo código 2, são os poços cujo objetivo final é obter a coluna estratigráfica e outras informações geológicas de subsuperfície em uma Bacia ou região pouco explorada (ANP, 2017).

3.4.3. Poço Exploratório de Extensão

Visa delimitar a acumulação de hidrocarbonetos e/ou investigar contato entre fluidos, comunicação entre regiões de um reservatório, e propriedades que permitam caracterizá-lo, e é identificado através do código 3 (ANP, 2017).

3.4.4. Poço Exploratório Pioneiro Adjacente

Identificado com o código 4, é o poço com finalidade de testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em área adjacente a uma descoberta, em prospecto com similaridade geológica e proximidade geográfica, contudo sem conectividade hidráulica àquela descoberta, sendo assim uma zona diferente à já conhecida (ANP, 2017).

3.4.5. Poço Exploratório para Prospecto mais Raso

Caracterizados pelo código 5, são poços que visam testar a ocorrência de acumulações ou condições geológicas favoráveis mais rasas em determinada área sob o Plano de Avaliação de Descoberta ou na Fase de Produção, em relação à(s) jazida(s) já descoberta(s) (ANP, 2017).

3.4.6. Poço Exploratório para Prospecto mais Profundo

Possuem a mesma finalidade do Poço Exploratório para Prospecto mais Raso, sendo a única diferença a profundidade do prospecto, utilizando o código 6 para os prospectos localizados em maiores profundidades (ANP, 2017).

3.4.7. Poço Exploratório de Produção

Também caracterizados como Poços de Desenvolvimento, são poços produtores cujo objetivo é drenar uma ou mais jazidas de um campo, identificados pelo código 7 (ANP, 2017).

3.4.8. Poço Exploratório de Injeção

Também conhecido como Poço de Injeção, é identificado com o código 8 e visa à injeção de fluidos no reservatório com o objetivo de melhorar a recuperação de hidrocarbonetos (ANP, 2017).

3.4.9. Poço Especial

Poço Especial, identificado com o código 9, é aquele que visa a objetivos específicos que não se enquadram nas finalidades anteriormente definidas, tais como poço piloto, poço para captação ou descarte de água, controle de "blowout", e de observação (ANP, 2017).

3.4.10. Poço de Estocagem

Identificado com o código 10, é aquele que visa permitir operações de estocagem de gás natural, incluindo injeção, retirada e monitoramento (ANP, 2017).

Campos maduros, por definição, já foram desenvolvidos e, portanto, são bastante conhecidos pelo operador. Dessa forma, não é usual que poços de categoria exploratória (códigos 1 a 6) sejam perfurados nesse tipo de campo, sendo mais recorrente a perfuração de poços do tipo Especial (categoria 9) e Poços Explotatórios, tanto de produção como de injeção (categorias 7 e 8, respectivamente).

3.5. Configuração dos Poços

Apesar dos diferentes tipos de poços de acordo com a classificação da Agência Nacional de Petróleo, os poços podem também ser classificados tecnicamente de acordo com sua configuração e direção de perfuração. Os poços podem ser divididos entre poços verticais, direcionais ou horizontais, além de outras configurações como poços multilaterais e poços de longo alcance. A Figura 3 ilustra, de forma simplificada, a configuração dos poços verticais, direcionais e horizontais.

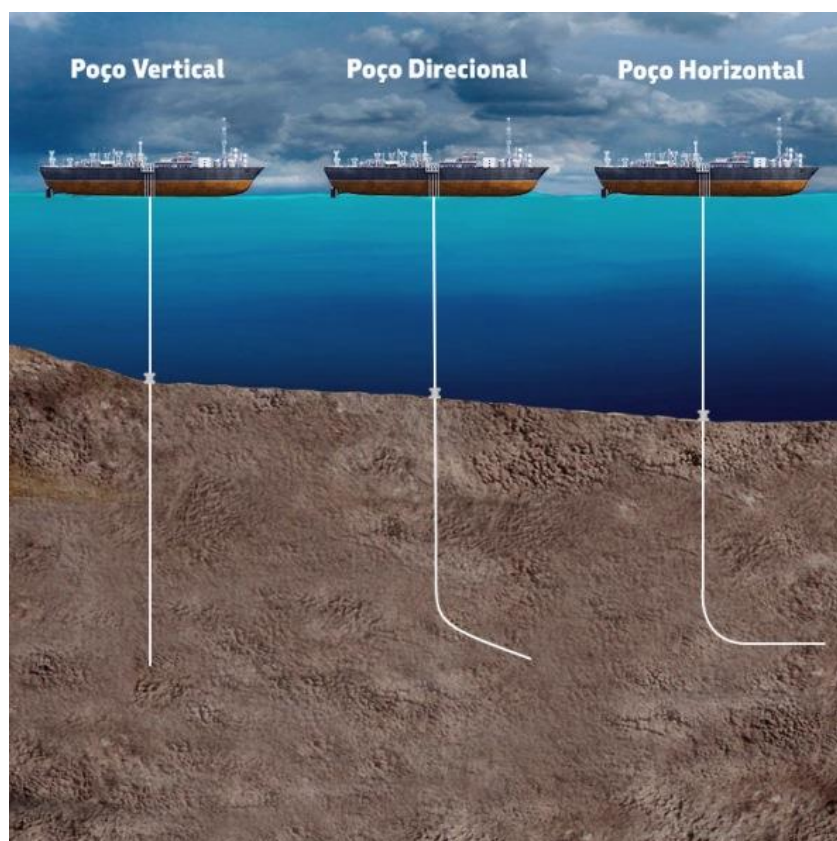


Figura 3. Poço Vertical, Direcional e Horizontal

Fonte: PETROBRAS, 2015.

3.5.1. Poço Vertical

Os poços verticais são aqueles perfurados com inclinação menor que cinco graus com relação ao plano vertical, cujo objetivo e a sonda de perfuração encontram-se na mesma reta vertical e que por isso cruzam o reservatório perpendicularmente (PETROBRAS, 2015).

Quando comparado com outros poços, o poço vertical é o tipo mais barato de ser perfurado. Não é necessária a utilização de tecnologias direcionais e, normalmente apresenta um menor comprimento total perfurado, resultando assim em um menor tempo de sonda. Outra vantagem é que como não são feitas mudanças na direção do poço, riscos durante a perfuração são reduzidos (MESSER, 2009).

3.5.2. Poço Direcional

Os poços direcionais são denominados dessa maneira por propositalmente não apresentarem verticalidade (ângulos superiores à cinco graus) em toda sua extensão. O objetivo do poço direcional é conectar à

superfície, reservatórios de óleo e gás que possuem um afastamento horizontal em relação a locação sonda de perfuração (MITCHEL; MISKA, 2011).

As principais vantagens para a perfuração de poços direcionais são: atingir objetivos de difícil acesso; desenvolvimento de um campo a partir de uma mesma plataforma; perfuração de poços para controle de *blowout* (ROCHA et al., 2008). Além disso, uma das principais vantagens dos poços direcionais é a possibilidade de incrementar o fator de recuperação dos reservatórios, uma vez que proporcionam novas possibilidades para locação dos poços e maior área de contato com a zona produtora.

3.5.3. Poço Horizontal

Poços horizontais são o tipo de poços direcionais que possuem inclinação maior que 80° , e tendem a cruzar o reservatório paralelamente. O grande objetivo da perfuração horizontal é aumentar a área de contato entre poço e reservatório e assim conseguir um aumento da produtividade (GUILHERMINO, 2013). Para um poço injetor, por exemplo, um poço horizontal longo fornece grande área de contato com a formação, e, por consequência aumento da injetividade deste poço, que é um dos principais parâmetros para eficiência da injeção de fluidos no reservatório. Além disso, Permadi (1995) considera também como vantagem dos poços horizontais a maior interceptação de fraturas naturais verticais, minimização dos problemas de produção de areia, maior recuperação de condensado, e por consequência, melhor desenvolvimento de campos de petróleo.

Outras vantagens estão relacionadas à produção de reservatórios que apresentam formação fechada (baixa permeabilidade) ou óleo pesado, fatores que reduzem a mobilidade do fluido a ser produzido. Como um poço horizontal possui maior comprimento exposto ao fluxo, este cobre um volume maior do reservatório e pode viabilizar a exploração de campos economicamente inviáveis com poços verticais. (MESSER, 2009).

3.5.4. Poço Multilateral

Um poço multilateral é formado por um poço principal com um ou mais poços secundários (*sidetracks*) ramificados a partir deste poço principal, e são utilizados para aumentar a produção de poços e zonas depletadas. A

perfuração de poços multilaterais envolve riscos, principalmente devido: à instabilidade das paredes; à descida do revestimento; e problemas de cimentação e ramificação (BOSWORTH, 1998).

Apesar dos riscos operacionais envolvidos na perfuração de um poço multilateral, essa configuração de poço pode gerar grandes economias pelo fato de eliminar a necessidade da perfuração das fases iniciais de um segundo poço, uma vez que o mesmo é perfurado como *sidetrack* a partir do poço principal. Poços multilaterais são principalmente utilizados nos casos em que há pequenos reservatórios isolados ou compartimentados, reservatórios com óleo acima das zonas canhoneadas já existentes, reservatórios empilhados comunicados por regiões com baixa permeabilidade vertical, reservatórios naturalmente fraturados ou com alta permeabilidade em uma única direção, reservatórios com necessidade de injeção de água e problemas de espaço disponível na plataforma para chegada de novos poços (MESSER, 2009).

De acordo com Rocha et al. (2008) as principais configurações para poços multilaterais (Figura 4) são o bilateral em planos opostos (*dual opposing*), o bilateral com pernas paralelas (*staked*), o trilateral planar (*forked*) e o espinha de peixe (*splayed*).

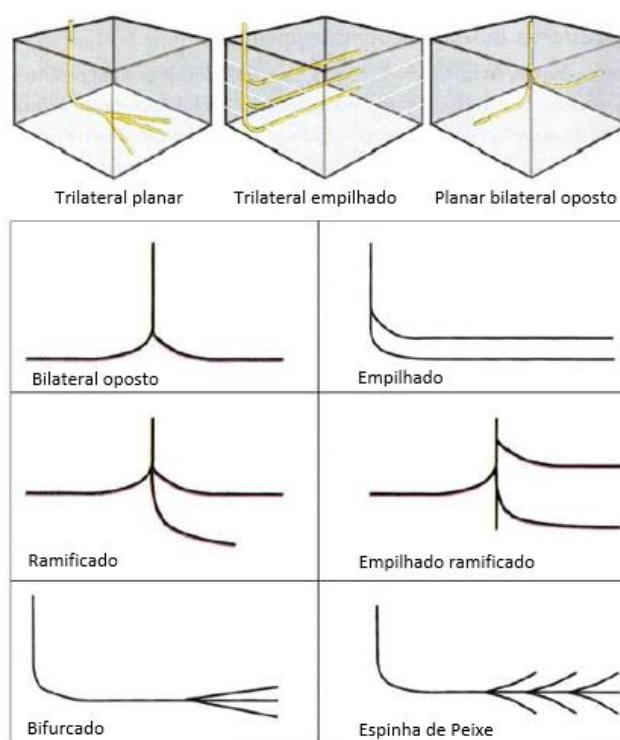


Figura 4. Configuração de poços multilaterais

Fonte: Adaptado de ROCHA *et al.*, 2008.

A perfuração de poços multilaterais pode trazer diversos benefícios, sendo o principal deles a economicidade quando se comparado a um cenário de perfuração de múltiplos poços convencionais. Para o redensolvimento de um campo maduro, os quais são geralmente operados por empresas menores, a economia do projeto é um fator de suma importância, e por isso essa configuração de poço se mostra como uma ótima alternativa quando viável. Trabalhos apresentados por Yucan *et al.* (2004), Solis *et al.* (2010) e Meize *et al.* (2016) relatam os benefícios da perfuração de poços multilaterais como método de redensolvimento de campos maduros ao redor do mundo.

3.6. Perfuração Direcional e Construção de Trajetórias

De acordo com Mitchell & Miska (2011), o termo perfuração direcional é um termo amplo que se refere a todas as atividades que são necessárias para projetar e perfurar um poço para atingir um alvo, ou uma série de alvos, localizados a certa profundidade e distância horizontal (afastamento) da cabeça do poço. Para a construção das trajetórias dos poços direcionais, uma gama de aspectos técnicos é considerada. Os principais referentes a construção das trajetórias, segundo Farah (2013) são:

- Azimute: o ângulo entre o norte verdadeiro e o plano contendo a linha vertical que cruza a cabeça de poço e o alvo.
- Inclinação: o ângulo do poço com relação à vertical.
- Seção Tangente (*Slant*): seção do poço em que a trajetória é mantida com inclinação constante.
- *Kick-off Point* (KOP): ponto no qual começa o ganho de ângulo.
- Seção de *Build-up*: seção de ganho de ângulo.
- *Build-up Rate* (BUR): taxa de ganho de ângulo em seções de *build-up*, a qual varia com a profundidade. É expressa em °/30 metros ou °/100 pés.
- Seção de *Drop-off*: seção de perda de ângulo, ou seja, BUR negativo.
- *Dogleg Severity* (DLS): curvatura ou mudança de ângulo no espaço, expressa em °/30 metros ou °/100 pés.

3.6.1. Trajetória Tipo I ou *Build-Hold*

A trajetória de um poço tipo I ou *build-hold* é composta por 3 (três) seções: seção vertical finalizada pelo KOP, seção de ganho de ângulo e trecho tangente opcional como pode ser visto na Figura 5. Este tipo pode ser com KOP raso ou com KOP profundo, a depender da necessidade (ROCHA et al., 2008).

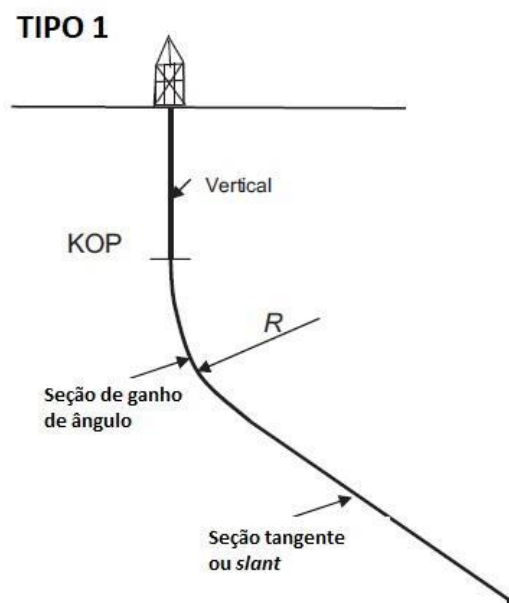


Figura 5. Trajetória Tipo I

Fonte: DIAS, 2017, apud MITCHELL & MISKA, 2011.

3.6.2. Trajetória Tipo II ou Tipo S

A trajetória de um poço tipo II ou “S” é composta pelas seções: seção vertical finalizada pelo KOP raso, seção de ganho de ângulo (*build-up*), um trecho tangente (*slant*), uma seção de perda de ângulo (*drop-off*) e uma seção tangente final opcional como pode ser visto na Figura 6. Esta trajetória é utilizada quando se deseja reduzir o ângulo final de entrada no reservatório devido a limitações de objetivos (ROCHA et al., 2008).

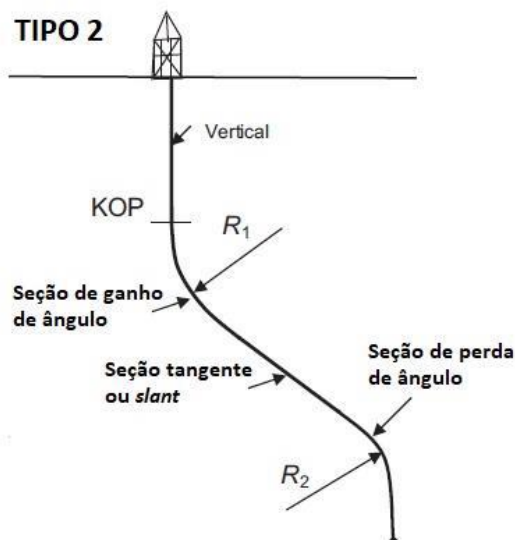


Figura 6. Trajetória Tipo II

Fonte: DIAS, 2017, apud MITCHELL & MISKA, 2011.

3.6.3. Trajetória Tipo III ou Horizontal

Os poços tipo III ou horizontais apresentam uma seção inicial vertical com término no KOP, e somente uma fase de ganho de ângulo (*build-up*) até que este atinja uma inclinação de 90° onde é feita a seção tangente como pode ser visto na Figura 7.

Verifica-se rotineiramente também casos em que a trajetória do poço seja composta por duas ou mais fases de *build-up*. Este tipo de perfil confere maior controle do poço, pois correções da trajetória no trecho reto entre os dois trechos de ganho de ângulo poderão ser feitas para garantir a chegada ao alvo. (ROCHA et al, 2008).

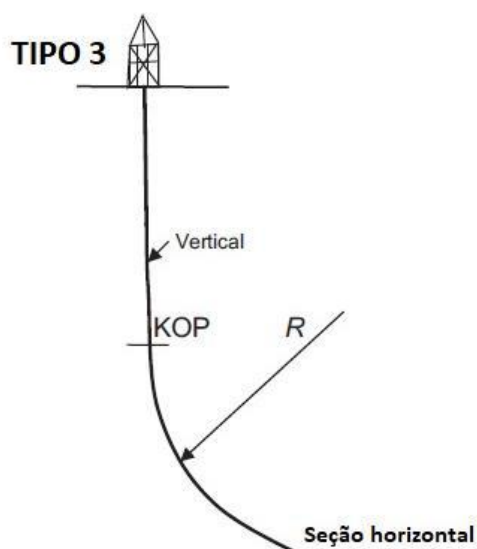


Figura 7. Trajetória Tipo III

Fonte: DIAS, 2017, apud MITCHELL & MISKA, 2011.

3.6.4. Trajetória Tridimensional Complexa (*Designer Wells*)

De acordo com Rocha et al. (2008), a trajetória classificada como tridimensional complexa (*designer well*) apresenta as mesmas características básicas da trajetória tipo II com um adicional que as seções de ganho de ângulo (*build-up*) e as seções de perda de ângulo (*drop-off*) podem apresentar giros, o que confere a característica tridimensional da trajetória.

As desvantagens do emprego desse tipo de trajetória são duas: o aumento dos problemas mecânicos durante as fases de perfuração e completação; e o grande arraste gerado pelo atrito da coluna de perfuração.

3.7. Geopressões

As geopressões podem ser entendidas como toda e qualquer pressão ou tensão exercida sobre uma formação geológica, seja em escala macro ou microscópica. A estimativa das geopressões é uma das mais importantes etapas iniciais para a elaboração de um projeto de poço. O objetivo de suas análises é determinar as curvas de pressão de poros, pressão de colapso, pressão de fratura e pressão de sobrecarga, para desta maneira delimitar a janela operacional do poço, que definirá o peso específico do fluido de perfuração e a profundidade de assentamento das sapatas (SILVA, 2015).

3.7.1. Pressão de Poros

A pressão de poros, também referenciada como pressão da formação ou pressão estática, é definida por Rocha e Azevedo (2019) como a pressão do fluido contido nos espaços porosos da rocha, sendo função da massa específica do fluido da formação e das cargas que este esteja suportando. O conhecimento da pressão de poros é um importante passo para definição do peso do fluido de perfuração a ser utilizado, uma vez que o fluido, dentre suas diversas funções, é responsável pela pressão exercida dentro do poço, impedindo o influxo de fluido da formação para o interior do poço, garantindo a estabilidade do mesmo (SILVA, 2015).

Quando a pressão de poros é maior que a pressão hidrostática do poço uma das condições é atingida para um influxo indesejado de fluidos da formação para o poço, fenômeno este conhecido como *kick*. Por outro lado, se a pressão dentro do poço for muito superior à pressão de poros da formação, pode resultar em uma prisão da coluna, fenômeno conhecido como prisão por diferencial de pressão.

3.7.2. Pressão de Colapso

A pressão de colapso é a pressão que leva à ruptura da rocha por cisalhamento, ou compressão. A ruptura por colapso poderá ocorrer tanto devido a um baixo peso de fluido de perfuração, quanto devido a um peso de fluido excessivo. As consequências dessas rupturas em termos operacionais variam de acordo com a formação. Um caso típico se dá quando a falha da rocha por cisalhamento causa deformação no diâmetro do poço, que leva ao aumento do torque na coluna de perfuração e seu aprisionamento. Em outros tipos de formação, a falha por cisalhamento pode levar ao desmoronamento total ou parcial do poço, com possível aprisionamento da coluna devido aos cascalhos desmoronados (ROCHA & AZEVEDO, 2019). A pressão de colapso, quando menor que a pressão de poros, passa a ser o limite inferior da janela operacional.

3.7.3. Pressão de Fratura

Rocha e Azevedo (2019) definem a pressão de fratura sendo a pressão da coluna de fluido de perfuração que leva ao falhamento da formação por

tração. Da mesma forma que ocorre o colapso da formação, a fratura pode ocorrer tanto em função da utilização de um baixo quanto de um alto peso de fluido de perfuração. Na prática, a ocorrência de fratura superior é muito mais comum do que fratura inferior, sendo ela considerada majoritariamente o limite superior da janela operacional. As consequências operacionais de uma falha por fratura são desmoronamento do poço e a perda de circulação.

3.7.4. Pressão de Sobrecarga (*Overburden*)

A pressão de sobrecarga, também referenciada como tensão de sobrecarga, é a pressão a uma certa profundidade exercida pelo peso total das camadas superiores sobrepostas, ou seja, é o somatório do peso de todas as camadas de rochas e fluidos sobrepostas à formação em análise (SILVA, 2015). A pressão de sobrecarga varia em função da compactação das rochas e da profundidade, e sua determinação é essencial para estimativa da tensão vertical efetiva que pode ser utilizada para prever pressões anormais nas formações (FERNANDES, 2018).

3.7.5. Janela Operacional

A janela operacional é definida como o instrumento para determinar a variação permitida para a pressão exercida pelo fluido de perfuração dentro do poço em função da profundidade, de forma a manter a integridade do poço (ROCHA & AZEVEDO, 2019).

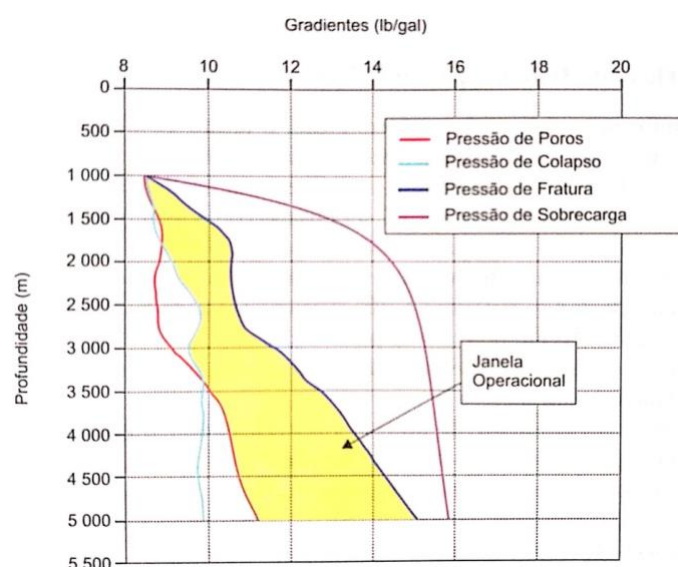


Figura 8. Exemplo de Janela Operacional

Fonte: Rocha e Azevedo, 2019.

A Figura 8 representa um exemplo típico de janela operacional, sendo o limite inferior estabelecido pelo maior valor entre as pressões de poros e colapso, determinando o menor valor de peso de fluido de perfuração que pode ser utilizado. Por sua vez, o limite superior é estabelecido pela curva de pressão de fratura, e determina o peso de fluido máximo que pode ser utilizado ao longo da perfuração. A janela operacional é utilizada também para determinar a profundidade de assentamento das sapatas dos revestimentos, marcando o início de uma nova fase do poço, a qual poderá ser perfurada com novo peso de fluido de forma a se manter dentro dos limites de pressão.

3.8. Fluidos de Perfuração

O fluido de perfuração, também conhecido na indústria como lama de perfuração, é o único componente no processo de construção de poço que permanece em contato com o poço durante toda a operação de perfuração (WEST et al., 2007). Quando líquidos, os fluidos de perfuração são misturas complexas que podem conter água, material orgânico, sais dissolvidos e sólidos em suspensão nas mais variadas proporções (CAMPOS, 2007).

O fluido de perfuração é parte essencial para a perfuração de um poço de petróleo e possui diversas funções, dentre as quais as principais, de acordo com West et al. (2007), são:

- Limpar o poço através do transporte dos cascalhos gerados pela perfuração para a superfície;
- Balancear as pressões exercidas pelas formações de modo a minimizar os riscos de problemas relacionados à controle de poço;
- Dar suporte e estabilizar as paredes do poço até que o revestimento seja descido e cimentado, ou até que o equipamento de completação à poço aberto seja instalado;
- Prevenir e/ou minimizar danos às formações;
- Resfriar e proporcionar lubrificação à broca e à coluna de perfuração;
- Transmitir potência hidráulica para a broca;

O fluido de perfuração é responsável por uma parte considerável nos custos em um projeto de poço, podendo chegar à 30% do valor total do projeto, a depender do tipo de fluido e seus aditivos. Os fluidos são divididos majoritariamente em quatro categorias, sendo classificados de acordo com seu

insumo básico. São eles: fluidos à base água, fluidos à base óleo, fluidos sintéticos e fluidos à base ar.

3.8.1. Fluidos à Base Água

Os fluidos à base água são largamente utilizados na indústria, principalmente para poços *onshore* e em menores profundidades. Podem ser compostos de água doce, água do mar ou salmoura, além de polímeros adensantes e sais dissolvidos (WEST et al., 2007).

Em geral, os fluidos à base água resultam em menor lubrificação e toxicidade, e geralmente mostram problemas em formações contendo folhelhos. Um dos problemas em se utilizar o fluido à base de água doce é o gasto com o tratamento da água, tanto inicial para preparação do fluido, quanto para o descarte do fluido após o uso, apesar de o seu custo inicial ser consideravelmente menor.

A Tabela 2 e 3 mostram, respectivamente, as principais vantagens e desvantagens da utilização de fluidos à base de água, de acordo com Guimarães e Rossi (2008) apud Moraes (2009).

Tabela 2. Vantagens Fluido à Base de Água

Fase contínua	Função
Água	Tornar o fluido menos agressivo ao meio ambiente.
	Facilitar a detecção de gás poço.
	Permitir maior taxa de penetração da broca.
	Menor custo inicial.
	Mais eficiente no combate a perda por circulação.

Fonte: GUIMARÃES & ROSSI, 2008, apud MORAIS, 2009

Tabela 3. Desvantagens Fluido à Base de Água

Fase contínua	Função
Água	Menor estabilidade em altas temperaturas.
	Menor lubrificidade para broca e coluna de perfuração
	Não podem ser usados em perfuração onde existam argilas sensíveis à água (ocorrência do inchamento da argila e possível aprisionamento da coluna por desmoronamento da formação).

Fonte: Adaptado de GUIMARÃES & ROSSI, 2008, apud MORAIS, 2009

3.8.2. Fluidos à Base Óleo

Os fluidos à base óleo foram desenvolvidos por volta dos anos de 1960 com o objetivo de combater problemas enfrentados durante a perfuração com fluidos à base de água, tais como a reação e consequente inchamento de argilas. Esses fenômenos causavam diminuição do diâmetro do poço e prisão da coluna, dificuldade de perfuração em maiores temperaturas/profundidades, além de problemas com torque e arraste da coluna de perfuração (WEST et al, 2007).

Os fluidos desse tipo são geralmente formulados a partir de diesel, óleo mineral ou parafinas provenientes do refino do petróleo. O emprego de fluidos à base de óleo, ainda que represente maiores custos quando comparado aos de base aquosa, deve-se à sua maior estabilidade, à formação de um reboco, capacidade de perfurar camadas salinas e boa lubricidade (SEIXAS, 2010).

No entanto, o descarte do próprio fluido e dos cascalhos gerados a partir da perfuração com esse tipo de fluido é proibido nas maiorias das áreas de perfuração *offshore*, devido ao alto impacto ambiental. Desse modo, nas perfurações marítimas, a depender das condições do fluido base óleo, este e os cascalhos gerados a partir da perfuração precisam ser enviados para terra para poderem ser devidamente tratados e então descartados, o que gera um custo adicional e dificulta sua utilização.

As Tabelas 4 e 5 resumem, respectivamente, as principais vantagens e desvantagens da utilização de fluidos à base óleo.

Tabela 4. Vantagens do Fluido à Base Óleo

Fase contínua	Função
Óleo	Maior estabilidade em altas temperaturas
	Usados em altas profundidades
	Maior lubricidade
	Baixa taxa de corrosão
	Alto grau de inibição em relação às rochas ativas
	Baixa solubilidade de sais inorgânicos

Fonte: Adaptado de GUIMARÃES & ROSSI, 2008, apud MORAIS, 2009

Tabela 5. Desvantagens do Fluido à Base Óleo

Fase contínua	Função
Óleo	Maior custo inicial
	Alta toxicidade e necessidade de tratamento

Fonte: Adaptado de GUIMARÃES & ROSSI, 2008, apud MORAIS, 2009

3.8.3. Fluidos Sintéticos

Os fluidos sintéticos surgiram na década de 80 como uma evolução dos fluidos à base de óleo, como forma de manter as características e benefícios do tipo de fluido predecessor, mas gerando menores impactos ambientais. Assim, como os fluidos à base de óleo, os fluidos sintéticos ajudam na maximização do ROP (*rate of penetration*, ou taxa de perfuração), aumento da lubricidade e diminuição dos problemas relacionados à fluidos de perfuração, como excesso de torque, arraste e prisão de coluna, sendo estes considerados fluidos de alta performance (WEST et al, 2007).

O custo equivalente por barril dos fluidos sintéticos é maior que os demais, devido ao maior custo do fluido base de origem sintética. Contudo, os benefícios operacionais, aliados à menor interação com o meio ambiente, fazem deste o principal tipo de fluido de perfuração utilizado atualmente para perfurações *offshore* (SCHAFFEL, 2002).

3.8.4. Fluidos à Base Ar

Fluidos à base de ar, conhecidos também como fluidos pneumáticos, são aqueles que utilizam o próprio ar ou gás como fluido principal durante a perfuração. Se trata de um fluido de baixa densidade, e sua utilização é recomendada somente em algumas situações. De acordo com Silva (2003), o fluido à base ar pode ser aplicado: em zonas com perda de circulação severas: formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos: formações muito duras como o basalto ou diabásio: regiões com escassez de água; e regiões glaciais com espessas camadas de gelo.

Segundo WEST et al. (2007), os fluidos pneumáticos podem ser divididos em três principais categorias: ar ou gás somente, fluidos aerados; e espumas. A utilização de tais tipos de fluidos necessitam de equipamentos especiais como compressores, tanques, linhas e válvulas dedicadas para injeção do gás ou aeração do fluido, de modo que o mesmo possa ser injetado, circulado e retornado para a superfície com eficiência e cumprindo todas suas

obrigações operacionais. No entanto, a utilização desse tipo de fluido é pouco usual, não sendo aplicado no Brasil (SANTOS, 2013).

3.9. Revestimentos

Os revestimentos são os maiores componentes estruturais de um poço de petróleo. Não precisam ser necessariamente utilizados por toda sua extensão, mas todos os poços perfurados precisam ser revestidos com tubulações específicas e de diferentes diâmetros, com o objetivo principal de manter a estabilidade do poço (MITCHELL, 2007).

De acordo com Thomas (2004), as principais funções dos revestimentos são:

- Prevenir o desmoronamento de partes do poço;
- Evitar contaminação da água potável dos lençóis freáticos;
- Permitir o retorno de fluido de perfuração à superfície;
- Impedir migrações de fluidos das formações;
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- Alojamento dos equipamentos de elevação artificial;
- Confinar a produção ao interior do poço.

Além de sua importância operacional, os revestimentos de um poço de petróleo constituem uma das parcelas mais expressivas do custo do poço, variando de 15% a 20% em perfurações marítimas e podendo chegar a até 50% nas perfurações *onshore* (ROCHA & AZEVEDO, 2019).

Os revestimentos podem ser divididos em 5 tipos principais: condutores; revestimentos de superfície; revestimentos intermediários; revestimentos de produção; e *liners*.

3.9.1. Conductor

O condutor é o primeiro revestimento a ser descido no poço. Também conhecido como “tubulão”, o condutor é considerado como base estrutural e possui vários objetivos que incluem servir como base para equipamentos da cabeça de poço, além de isolar o poço das zonas superficiais pouco consolidadas.

A instalação do condutor pode ser feita de diferentes maneiras, tais como: perfurados e cimentados; jateados; ou instalados com uma base torpedo.

Os dois últimos procedimentos são os mais empregados no ambiente *offshore*. A coluna de condutores é relativamente curta, sendo composta de três a cinco juntas de 12 metros e possuem grandes diâmetros, sendo os de 36", 30" e 24" os mais comuns em perfurações marítimas, e de 20" em poços terrestres (ROCHA; AZEVEDO, 2019).

3.9.2. Revestimento de Superfície

O revestimento de superfície é o segundo revestimento do poço, e possui como principais funções: o isolamento e prevenção da erosão das zonas superficiais pouco consolidadas; suportar o peso do BOP¹ e demais colunas de revestimentos; proteger reservatórios de água da contaminação pelo fluido produzido; e proteger qualquer revestimento subsequente de corrosão (ROCHA; AZEVEDO, 2019).

Ainda segundo os autores, a profundidade de assentamento da sapata desse revestimento é função de variáveis como: presença de gases rasos; águas pressurizadas; e janelas operacionais estreitas. Para perfurações *offshore*, os diâmetros convencionais dos revestimentos de superfície são 22", 20" e 13 3/8" e geralmente são cimentados até a superfície ou leito marinho, a depender do ambiente de perfuração (MITCHELL, 2007).

3.9.3. Revestimento Intermediário

Revestimentos intermediários são todos aqueles revestimentos localizados entre o revestimento de superfície e o de produção, sendo comuns em poços que atravessam zonas anormalmente pressurizadas e zonas produtoras secundárias, e que, portanto, necessitam que mais fases sejam projetadas a fim de garantir o sucesso do poço. De acordo com Rocha e Azevedo (2019), os diâmetros típicos utilizados como revestimentos intermediários são 18", 16", 13 5/8", 13 3/8", 9 5/8" e 7".

¹ *Blowout Preventer*

3.9.4. Revestimento de Produção

O revestimento de produção é aquele que reveste o poço até a zona produtora do reservatório, e possui como principal objetivo proteger a coluna de produção, permitindo que os hidrocarbonetos sejam conduzidos até a superfície de maneira segura e econômica, além de servir como contingência em caso de falha na coluna de produção (ROCHA; AZEVEDO, 2019). Os diâmetros típicos para esse tipo de revestimento são os de 13 5/8", 13 3/8", 9 7/8", 9 5/8", 7" e 5 1/2".

3.9.5. Liner

O *liner* é uma coluna curta de revestimento que fica ancorada um pouco acima da extremidade inferior do último revestimento, e que visa cobrir a parte inferior do poço. São utilizados muitas vezes como contingência para situações em que, por problemas operacionais, não seja possível assentar um revestimento na profundidade desejada.

Mitchell (2007) considera como as principais vantagens do uso de *liners*: a redução de custo devido menor quantidade de tubos, uma vez que o mesmo não vai até a cabeça de poço; a melhora da performance hidráulica quando perfurando a maiores profundidades; a permissão para utilização de revestimentos superiores de maiores diâmetros; e por diminuir a tensão sofrida pela sonda. Mitchell (2007) ainda destaca que os *liners* são geralmente cimentados por toda sua extensão, e os diâmetros são diversos, variando entre 18" e 5 1/2". A Figura 9 ilustra o esquema de um poço revestido.

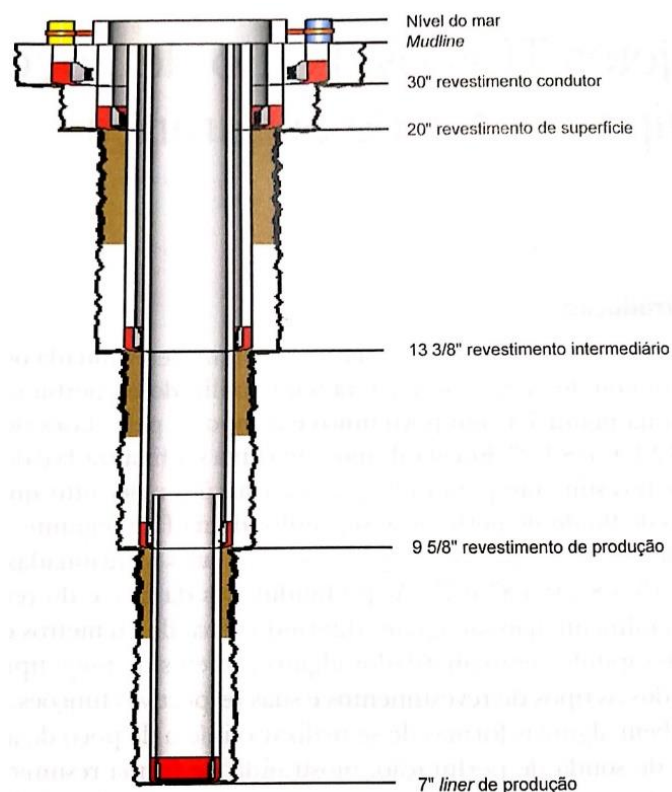


Figura 9. Esquema de Poço Revestido

Fonte: ROCHA E AZEVEDO, 2019.

3.10. Cimentação

A cimentação de poços de petróleo consiste no processo de misturar uma pasta de cimento com água e aditivos e bombeá-la através do interior do poço para cimentar o espaço anular entre a parede do poço e o revestimento. As duas principais funções do processo de cimentação são restringir a movimentação de fluidos entre as formações, isolando-as, e dar suporte estrutural ao revestimento, cimentando o espaço anular entre o mesmo e a formação (CROOK, 2007).

Crook (2007) também destaca como funções da cimentação: a proteção dos revestimentos contra corrosão; a prevenção de *blowout* por rapidamente ser formado um selo no espaço anular; a proteção do revestimento contra choques com a formação quando perfurando em zonas mais profundas e angulares; e o isolamento de formações com pressões anormais, que podem tanto causar um influxo (*kick*), como perda de circulação.

Segundo Thomas (2004), existem dois principais tipos de cimentação: a cimentação primária e secundária. A cimentação primária é aquela realizada

após a descida de cada coluna de revestimento, de forma à fixá-la contra a parede do poço, conferindo suporte estrutural ao revestimento e isolando as formações. Por sua vez, a cimentação secundária é realizada quando ocorrem falhas na primeira. Fatores como densidade das pastas, fluxo de gás ascendente, entrada de gás na coluna de pasta e aderência insuficiente podem ser responsáveis por erros na cimentação, ilustrados na Figura 10, de modo que seja necessário a realização da cimentação secundária para correção.

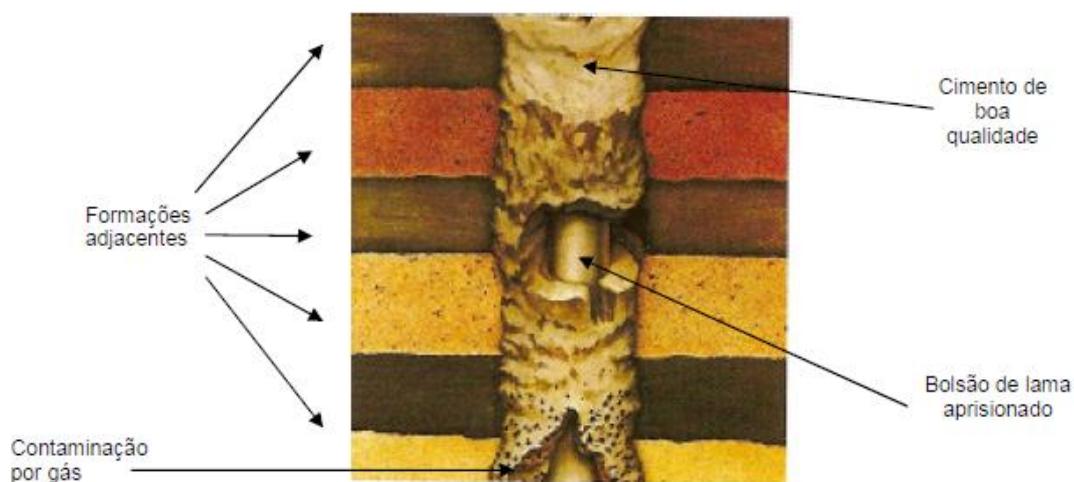


Figura 10. Esquema ilustrativo de poço com falha de cimentação

Fonte: FREITAS, 2007, apud THOMAS, 2004.

Para a cimentação de um revestimento, não necessariamente se utiliza uma única pasta de cimento. Usualmente são utilizadas duas pastas com densidades e propriedades diferentes, chamadas de *lead*, sendo a primeira pasta, geralmente menos densa, e *tail*, a segunda pasta, geralmente mais densa, podendo também haver uma pasta intermediária. As pastas são bombeadas para o poço através de uma unidade de cimentação própria, e deslocadas por colchões espaçadores, que possuem o objetivo de separar a pasta do fluido de perfuração, além de auxiliar na remoção do mesmo. *Plugs* ou tampões separam o cimento dos colchões e do fluido de deslocamento, evitando assim a contaminação da pasta, além de limpar fisicamente o interior da coluna. A Figura 11 ilustra resumidamente a sequência do deslocamento de uma pasta de cimento em uma operação convencional de cimentação.

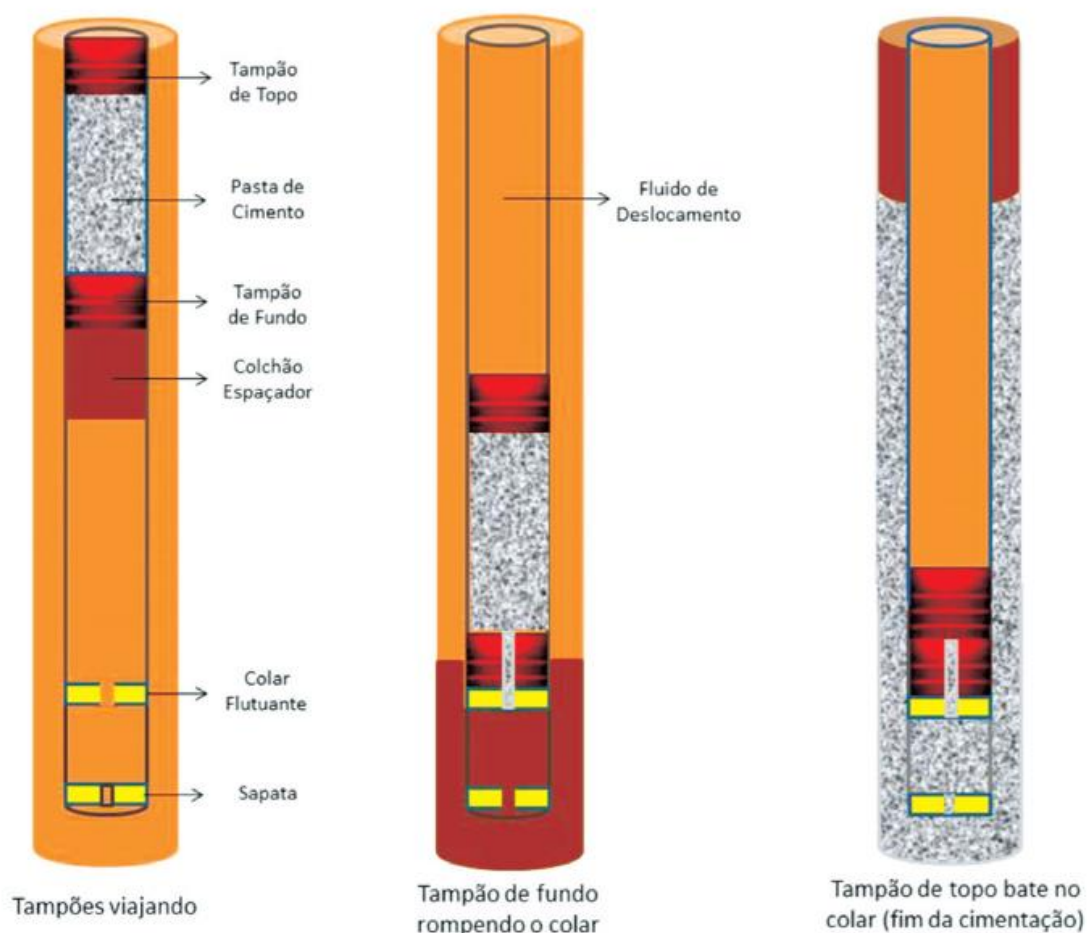


Figura 11. Sequência operacional de uma cimentação convencional

Fonte: PETRÓLEO E ENERGIA, 2015.

No caso da cimentação secundária, existem três principais tipos: recimentação, *squeeze* e tampão. A recimentação é utilizada quando o topo do cimento (conhecido na indústria por TOC) não alcançou a altura prevista no espaço anular, necessitando complementá-la. Por sua vez, o *squeeze* é a injeção forçada de um pequeno volume de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir quantidade excessiva de água ou gás. Finalmente, o tampão de cimento é utilizado nos casos de perda de circulação, e para abandonos temporários ou definitivos dos poços (FREITAS, 2007).

3.11. Coluna de Perfuração

A coluna de perfuração é o conjunto de componentes que permitem a perfuração de um poço. A coluna transfere energia em forma de rotação e peso

sobre a broca para a formação, causando a fragmentação das rochas e consequente avanço da perfuração.

De acordo com Mitchell e Miska (2011), as principais funções da coluna de perfuração são: transmitir a rotação da mesa rotativa até a broca; possibilitar e facilitar a circulação do fluido de perfuração até a broca; gerar peso sobre broca de uma forma que a perfuração seja efetiva; e fornecer controle sobre a direção do poço.

A constituição de uma coluna consiste nos seus principais componentes e nos seus acessórios. Seus principais componentes são os elementos tubulares que consistem no *kelly*, tubos de perfuração (*drill pipes*), tubos de perfuração pesados (*heavy-weight drill pipes*) e comandos (*drill collars*). Os componentes não tubulares da coluna são seus acessórios, e estes resumem-se em substitutos (*subs*), estabilizadores e escareadores, alargadores e amortecedores de vibração (SILVA, 2008).

A rotação da coluna de perfuração é proporcionada por equipamentos na sonda de perfuração como a mesa rotativa, o *top drive*, ou então pelo motor de fundo para a perfuração direcional. O BHA (*Bottom Hole Assembly*) de perfuração consiste no conjunto de equipamentos de leitura e transmissão de dados de fundo do poço, como ferramentas de MWD (*Measurement while Drilling*), além de equipamentos direcionais a fim de direcionar o poço até seu objetivo final, estando a broca situada no ponto mais extremo da estrutura, sendo a responsável pelo corte da formação (ESTEUE, 2014).

3.11.1. Mesa Rotativa

A mesa rotativa (Figura 12) é um equipamento que fica localizado no *drill floor* e que transmite rotação para a coluna de perfuração através do *kelly*, uma haste que desliza livremente em seu interior e se conecta com os tubos de perfuração. Em operações como a manobra de tubos, a mesa rotativa deve suportar o peso de toda a coluna de perfuração (GALHANO, 2006).



Figura 12. Mesa Rotativa

Fonte: SHUTTERSTOCK

3.11.2. *Top Drive*

O *top drive* (Figura 13) é um motor suspenso pela torre de perfuração que entra em contato direto com os tubos de perfuração, sendo o responsável por transmitir a rotação para os tubos e permitir o manuseio dos mesmos. Uma grande vantagem do *top drive* é o fato de este permitir a perfuração com seções formadas por 2 ou 3 tubos de perfuração, diferente do conjunto mesa rotativa e *kelly* que só permite um tubo por vez. Isso diminui o tempo de manobra e torna a perfuração mais rápida (MELLO, 2014).



Figura 13. *Top drive*

Fonte: NABORS

3.11.3. Motor de Fundo

O motor de fundo é uma alternativa bastante avançada e é muito empregada em perfuração de poços direcionais. O motor se localiza acima da broca e transmite torque suficiente para a broca triturar as formações e desviar o poço quando necessário. Seu torque é gerado pela passagem do fluido de perfuração no seu interior (OLIVEIRA, 2014).



Figura 14. Motor de Fundo

Fonte: DRILLING MANUAL, 2017

3.11.4. Kelly

Na perfuração pelo método rotativo utilizando o sistema mesa rotativa-*kelly*, a rotação produzida pela mesa rotativa é transmitida para os tubos de perfuração por uma haste que pode ser quadrada ou hexagonal, chamada *kelly* (MITCHEL & MISKA, 2011).

3.11.5. Tubos de Perfuração (*Drill Pipes*)

De acordo com o Dicionário do Petróleo, os *drill pipes* (Figura 15) apresentam como principais funções transmitir rotação à broca e servir como condutor para o fluido de perfuração. Constitui-se de tubo de aço sem costura, tratado internamente com aplicação de resinas para diminuição do desgaste interno e corrosão, com uniões cônicas soldadas em suas extremidades.

Na especificação de um tubo de perfuração, levam-se em conta as seguintes características: (I) Diâmetro Externo (OD), variando de 2 3/8" a 6 5/8" (polegadas); (II) peso nominal, peso por unidade de comprimento ou peso linear, que também é um valor de referência para determinar o diâmetro interno,

a espessura da parede e o máximo diâmetro de passagem (*drift*) do tubo; (III) tipo de reforço (*upset*), usado na fabricação para soldagem da união cônica ao corpo do tubo, podendo ser do tipo IU (*internal upset*), EU (*external upset*) ou IEU (*internal-external upset*); e (IV) grau do aço, que especifica o limite de escoamento do aço do tubo.



Figura 15. *Drill Pipes*

Fonte: GLOBALSPEC

3.11.6. Tubos Pesados (*Heavy Weight Drill Pipes*)

Os HWDP (*Heavy Weight Drill Pipes*) são elementos tubulares de aço forjados e usinados com peso intermediário entre os tubos de perfuração (*drill pipes*) e os comandos (*drill collars*). Sua forma é semelhante à dos tubos de perfuração, diferindo apenas no tamanho das uniões cônicas (*tool joints*), que são maiores, e no reforço central do corpo do tubo. Estes costumam ser alocados entre os comandos e os tubos de perfuração e dessa maneira permitem uma mudança gradual na rigidez da coluna, além de serem utilizados para fornecer maior peso sobre a broca (MATHIAS, 2016).

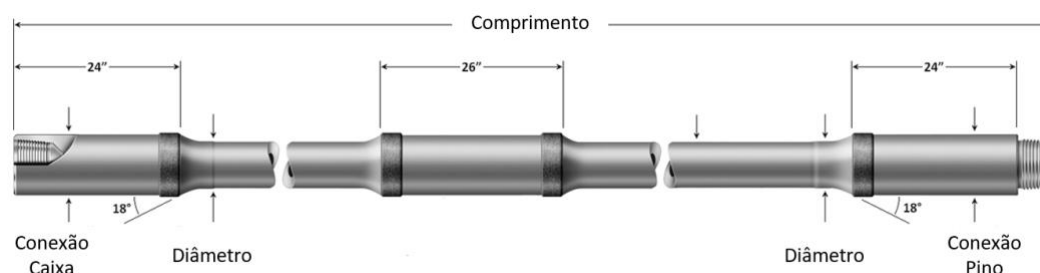


Figura 16. *Heavy Weight Drill Pipe*

Fonte: Adaptado de DRILLING MANUAL, 2017.

3.11.7. Comandos (*Drill Collars*)

Os comandos são tubos de aço que fazem parte da composição de fundo (BHA) da coluna de perfuração e apresentam maior diâmetro e espessura que os dos demais componentes da mesma. De acordo com o Dicionário do Petróleo, as principais funções do comando é aplicar peso sobre a broca, mantendo os demais componentes da coluna de perfuração tracionados, além de conferir rigidez à coluna para melhor controle da inclinação e desvio em poços direcionais. Os comandos podem ser espiralados para reduzir o risco de prisão da coluna por diferencial de pressão e em poços com grande inclinação, tendem a ser deslocados para um trecho superior da coluna de perfuração, de preferência vertical, de maneira a transmitir peso para a broca. A Figura 17 mostra os principais tipos de *drill collars* utilizados na indústria.



Figura 17. Comandos (*Drill Collars*)

Fonte: Adaptado de DRILLING MANUAL, 2017.

3.11.8. Estabilizadores

O estabilizador é o equipamento responsável por centralizar a coluna de perfuração, afastando os comandos e demais elementos das paredes do poço, provendo estabilidade para o BHA e reduzindo a vibração na coluna, bem como também minimizando o risco de prisão por diferencial de pressão (MATHIAS, 2016). O estabilizador um acessório indispensável se tratando de perfuração direcional.

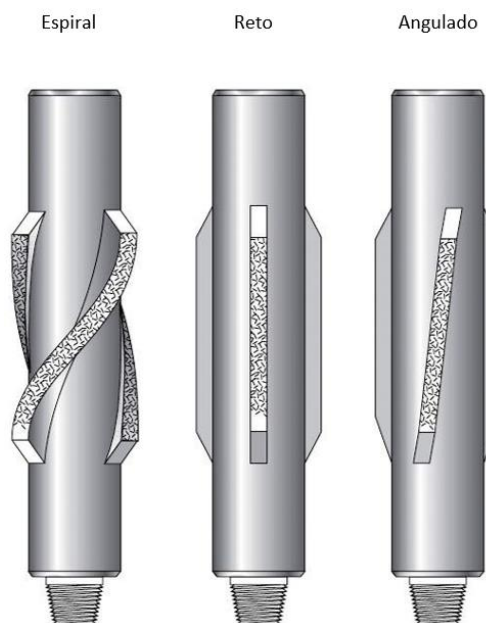


Figura 18. Estabilizadores

Fonte: Adaptado de DIRECTIONAL DRILLING TECHNOLOGY, 2011.

3.11.9. *Drilling Jar*

O *jar* é uma ferramenta percursora em forma de pistão no interior da coluna que funciona armazenando energia potencial através dos movimentos de tração ou compressão da coluna, e libera bruscamente essa energia em forma de energia cinética. O *drilling jar* é utilizado para soltar a coluna de perfuração em caso de prisão de coluna, seja por diferencial de pressão, desmoronamento, acunhamento ou qualquer outra razão. A liberação brusca de energia gera ondas de choque para o local desejado, o que pode ou não, ser suficiente para desprender uma coluna (HALL et al, 2006). Os *jars* podem ser mecânicos, hidráulicos, ou hidromecânicos, variando entre si a natureza da sua força de impacto.

3.11.10. Outros Acessórios

A coluna de perfuração pode possuir outros acessórios, tais como escareadores, alargadores, amortecedores e *subs*. Os escareadores são basicamente estabilizadores que possuem roletes em suas extremidades, facilitando o deslocamento do equipamento pelo poço, porém são mais frágeis e possuem partes móveis, que podem ocasionar problemas com pescarias (PLÁCIDO, 2009).

Os alargadores são ferramentas utilizadas para aumentar o diâmetro de um poço já perfurado. São de basicamente dois tipos: *Hole Opener*, usado para alargar o poço desde a superfície e o *Under Reamer*, utilizado quando se deseja alargar o poço de um ponto abaixo da superfície (MATHIAS, 2016).

O amortecedor de choque (*Shock sub*) por sua vez, ainda segundo Mathias (2016), é um acessório que absorve as vibrações axiais da coluna de perfuração induzidas pela broca. É geralmente empregado quando a zona a ser perfurada possui rochas com alto grau de dureza ou possui variações de dureza, pois nessas zonas a coluna trepida demasiadamente.

O *Float sub* é um tubular que possui no seu interior uma válvula que possibilita a passagem do fluido de perfuração de dentro da coluna para o anular, mas impede o fluxo no sentido contrário, e é basicamente utilizado em situações de desbalanceamento de pressões entre o interior da coluna e o anular (ROCHA et al., 2008).

3.12. Brocas

A broca é a principal ferramenta responsável por realizar as perfurações dos poços de petróleo. Está localizada na extremidade inferior da coluna do poço, em contato direto com as rochas e são fabricadas de acordo com a formação geológica do local a ser perfurado. O objetivo da broca é promover a ruptura e desagregação das formações (THOMAS, 2001). Existem basicamente dois grandes grupos de brocas: as brocas com partes móveis; e brocas sem partes móveis.

3.12.1. Brocas com Partes Móveis

Em geral, as brocas com partes móveis possuem o mesmo mecanismo de corte, sendo formadas por cones que realizam movimentos circulares. Essas brocas possuem uma sincronia que permite que todos os cones girem sem que os seus dentes se interceptem em nenhum ponto. As principais vantagens desses movimentos circulares são a penetração direta na rocha e a fragmentação da mesma (DE MORAIS, 2014).

Atualmente, as brocas mais utilizadas desse grupo são as brocas tricônicas, que podem possuir dentes de aço ou insertos de carbetto de tungstênio, para formações mais duras. As brocas com partes móveis foram

amplamente utilizadas no decorrer da história, e possuem um alto leque de atuação. Atualmente, ainda são utilizadas para perfuração de formações menos exigentes, e possuem um menor custo quando comparadas às brocas de partes fixas.

Um dos principais problemas associados a esse tipo de broca são seus rolamentos. Sua durabilidade é inferior quando comparada com as brocas sem partes móveis. Outro fator complicado de se controlar, assim como os rolamentos, é a vida útil do calibre das brocas. O seu contato dinâmico com as formações abrasivas das rochas é o principal causador de desgaste, fazendo com a que broca perca o seu diâmetro inicial com maior facilidade (DE MORAIS, 2014). A Figura 19 ilustra, respectivamente, uma broca tricônica com insertos de tungstênio (A) e uma broca tricônica com dentes de aço (B).



Figura 19. Brocas Tricônicas com Insertos de Tungstênio (esquerda) e Dentes de Aço (direita)
Fonte: Adaptado de WAMSLEY JR e FORD, 2007.

3.12.2. Brocas sem Partes Móveis

Plácido e Pinho (2009) consideram que as brocas sem partes móveis são aquelas que possuem elementos cortantes fixados aos seus corpos. Estas têm como características operacionais a utilização da potência hidráulica da sonda de perfuração para obter altas velocidades de escoamento do fluido através da face da broca para resfriar os cortadores e remover os cascalhos do

fundo do poço. Esse resfriamento constante evita o desgaste prematuro dos cortadores, possibilitando que a broca esteja sempre em contato com a superfície da rocha durante o processo de perfuração. Existem basicamente três tipos de brocas sem partes móveis: brocas com lâminas de aço, brocas de diamante natural, e brocas de diamante sintético (PDC).

As primeiras brocas utilizadas para perfuração rotativa foram brocas sem partes móveis conhecidas como Rabo de Peixe (*Fish Tail*), que possuíam longas lâminas de aço e perfuravam as formações por cisalhamento. No entanto, sua estrutura cortante possuía pouca vida útil e a utilização desse tipo de broca caiu em desuso, sendo substituídas pelas brocas tricônicas (DE MORAIS, 2014).

Outro tipo de broca sem partes móveis são as brocas de diamantes naturais. Nessas brocas, o diamante, por ser um mineral de altíssima dureza, é incrustado na matriz da broca. Ainda de acordo com o De Moraes (2014), os mecanismos de perfuração dessas brocas são por raspagem e esmerilhamento do fundo do poço, sendo esse tipo de broca tipicamente usado com motores de fundo ou turbinas, de modo a obter alto número de revoluções. No entanto, sua utilização é limitada, sendo utilizadas em casos especiais como para perfuração de formações muito duras e em operações de testemunhagem, devido seu alto custo.

As brocas do tipo PDC (Figura 20) utilizam diamante sintético no formato de um diamante policristalino compacto. Seus cortadores são dispostos em forma de pastilhas, montados nas aletas da broca. O que as diferencia das brocas de diamante natural é o seu desenho hidráulico com sistema de jatos, similar ao das brocas de cones. Essas brocas usam o cisalhamento como mecanismo principal para efetuar o seu corte, e os autores Wamsley Jr e Ford (2007) consideram o seu desenvolvimento como um dos principais avanços tecnológicos da indústria petrolífera nas últimas décadas. Pelo seu desenho, seus cortadores em forma de pastilha e por seus bons resultados na perfuração rotativa, este tipo de broca tem sido amplamente usado na perfuração de poços de petróleo, e também apresenta muitas vantagens econômicas por sua versatilidade (REGALLA, 2011).



Figura 20. Broca PDC

Fonte: Adaptado de WAMSLEY JR & FORD, 2007.

3.13. Segurança de Poço

A segurança de poço é uma área crítica de um projeto de perfuração, visto esta ser a atividade de maior risco operacional e ambiental na cadeia de E&P. Dessa forma, um projeto de poço deve sempre priorizar a segurança operacional, principalmente no que se refere à segurança das pessoas, do meio ambiente, e das instalações (ROCHA; AZEVEDO, 2019). Os projetos de poço devem ser preparados de modo a minimizar as chances de ocorrências de *kicks* e *blowout* e que, no caso de perda de controle do poço, o mesmo possa ser rapidamente controlado novamente.

3.13.1. *Blowout Preventer* (BOP)

O *Blowout Preventer*, conhecido como BOP, é uma unidade formada por um conjunto de válvulas que podem ser fechadas em caso de um influxo de fluidos provenientes da formação, e é o principal equipamento para controle e de segurança do poço (ROCHA; AZEVEDO, 2019). O BOP é instalado na cabeça do poço nas fases iniciais da perfuração e permanece até o final da perfuração do poço. A coluna de perfuração passa pelo seu interior, o que possibilita que o mesmo possa ser acionado a qualquer momento durante a perfuração para fechar ou selar o poço.

Os BOPs podem ser de diferentes tipos, tamanhos e amplitudes de suporte de pressão. Possuem como configuração típica os preventores anulares no topo e os preventores de gaveta na base. O preventor anular é uma válvula que permite o fechamento do poço em qualquer situação, com colunas de diferentes diâmetros e seções, ou até mesmo sem coluna, embora não seja o recomendável.

Os preventores de gaveta, por outro lado, são encontrados em conjuntos e podem ser de variados tipos, sendo os principais:

- Gaveta Cega: projetada para fechar e selar o poço quando não há ferramenta dentro do mesmo.
- Gaveta Cega Cisalhante: tipo especial de gaveta cega que, ao ser fechada com a coluna de perfuração no poço, provoca o seu corte e fechamento do poço.

A Figura 21 mostra um típico esquema de BOP para poços submarinos.

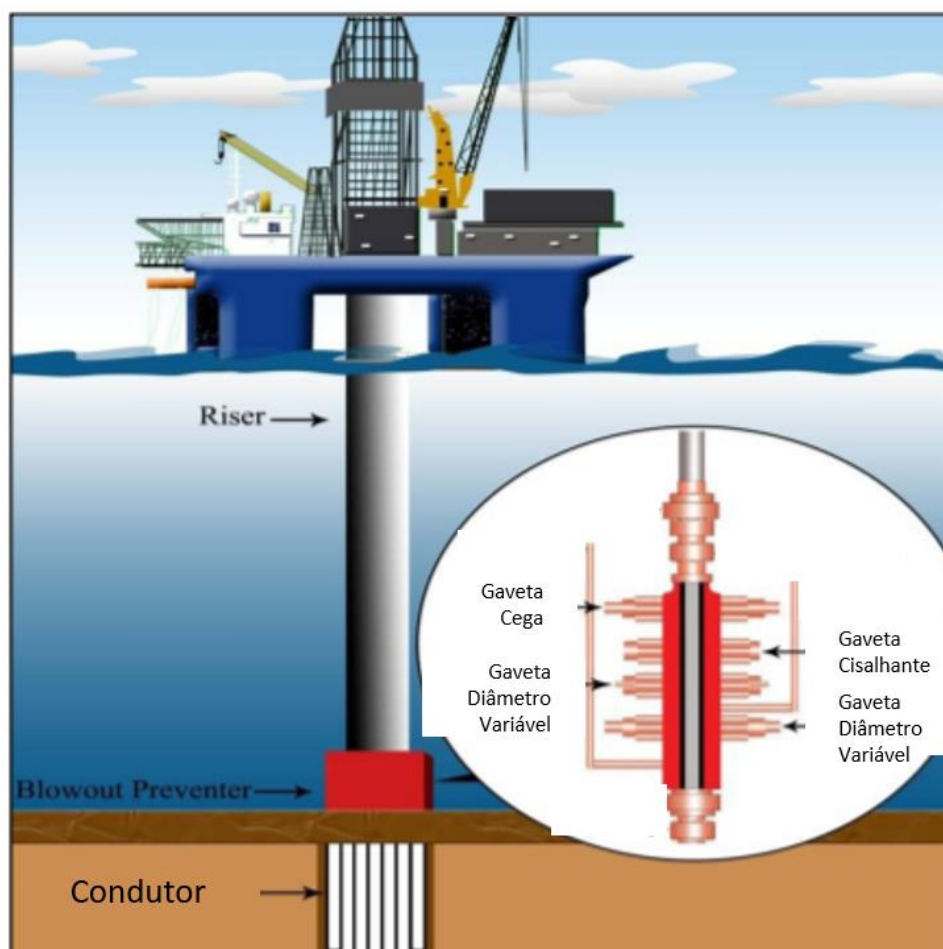


Figura 21. *Blowout Preventer*

Fonte: NPC, 2011.

3.13.2. *Kicks*

Por definição, *kick* é um influxo indesejado de fluidos da formação (seja óleo, água ou gás), a uma dada profundidade, ocorrendo a partir de uma formação para dentro do poço. Para que ele ocorra, a formação exposta deve ser porosa, permeável e possuir pressão de poros maior que a pressão hidrostática do fluido dentro do poço (ADAMS, 2007).

A principal causa de ocorrência de um *kick* é justamente a diferença de pressão entre a pressão de poros da formação e o ECD (*Equivalent Circulating Density*) do poço, que é a densidade equivalente do fluido de perfuração quando o mesmo está circulando. De acordo com Rocha e Azevedo (2019), os principais motivos que resultam nesse diferencial de pressão são:

- Peso do fluido de perfuração menor que o gradiente de pressão de poros da formação;
- Perda de circulação que cause redução do nível estático do fluido de perfuração dentro do poço;
- Falhas no preenchimento do poço durante a retirada da coluna de perfuração;
- Pistoneio durante a retirada da coluna de perfuração.

Os indicativos de ocorrência de um *kick* podem ser variados, e inclusive classificados como primários ou secundários. O aumento do volume dos tanques durante a perfuração é a evidência mais direta da ocorrência de um influxo. O aumento da velocidade das bombas de fluido de perfuração, fluxo ocorrendo com as bombas desligadas e volume de fluido de perfuração menor que o previsto para preencher o poço durante uma manobra, também são indícios primários da ocorrência de um *kick*.

Por sua vez, os indicativos secundários servem como alertas de que um *kick* está ocorrendo ou prestes a ocorrer. O aumento repentino da taxa de perfuração (ROP), aumento da quantidade de gás de fundo durante uma manobra ou conexão, e o fluido de perfuração cortado por um fluido da formação, são os principais indícios secundários da possível ocorrência de um *kick* (SANTOS, 2013).

3.13.3. Métodos Convencionais de Controle de *Kicks*

Independentemente do método de controle de poço a ser utilizado, todos os métodos possuem a mesma filosofia, que segundo Rocha e Azevedo (2019), é fechar o poço (fechar o BOP), circular através da linha do *choke* o influxo, com o cuidado de manter a pressão de fundo maior do que a pressão de poros para evitar novos influxos, e então substituir o fluido de perfuração existente por outro de densidade adequada, de forma a conter a pressão da formação que originou o *kick*.

Os principais métodos de controle de poço, ainda de acordo com os autores, são os métodos do sondador, do engenheiro, e o método volumétrico, descritos abaixo.

a) Método do Sondador

O método do sondador é um dos procedimentos mais utilizados na indústria. Nesse método, utiliza-se duas circulações. Inicialmente, o fluido invasor é circulado para fora do poço utilizando o fluido de perfuração original. Em seguida, é bombeado, pelo interior da coluna de perfuração, um novo fluido de perfuração com a densidade adequada. Esse método é aplicado em situações em que não é possível aumentar a densidade do fluido de perfuração com rapidez e o risco de fraturamento das formações expostas não é grande.

b) Método do Engenheiro

No método do engenheiro, utiliza-se apenas uma circulação, na qual o fluido invasor é circulado do poço de forma simultânea a entrada pela coluna de perfuração de um novo fluido adensado. Esse método é aplicado quando a situação exige pressões menores dentro do poço, geralmente devido a gradientes de fratura baixos ou janelas operacionais estreitas. O método do engenheiro exige grande capacidade de armazenamento de fluido de perfuração, apesar de ser o método com o menor tempo de circulação.

c) Método Volumétrico

O método volumétrico é usado quando a circulação através da coluna de perfuração não é possível, como por exemplo, quando a broca está entupida ou a coluna está fora do poço. Durante a aplicação do método, a pressão no fundo é mantida constante e igual à pressão de poros acrescida de uma

margem, geralmente de 100 psi. Por não ser possível circular o fluido de perfuração no poço, permite-se a migração do influxo controlando sua expansão (quando o mesmo for gás) até a chegada na superfície, onde a pressão gerada pelo fluido invasor é drenada pela linha de *choke*. Uma vez que o *kick* atinge a superfície, inicia-se a operação chamada de *top kill*, que é a injeção de pequenas quantidades de fluido adensado pela *kill line*, e esse processo se repete até que o influxo seja circulado e o poço possa ser aberto novamente.

3.13.4. Blowouts

O termo *blowout* é utilizado para indicar um influxo descontrolado de fluidos da formação para dentro do poço que atinge a atmosfera ou o fundo do mar. Geralmente, um *blowout* ocorre devido a uma sequência de falhas operacionais que se inicia com a falha no processo de manutenção das condições operacionais de pressão no interior do poço superiores a pressão de poros da formação, originando um *kick*. Esse *kick*, quando não controlado corretamente, leva ao *blowout* (ROCHA; AZEVEDO, 2019).

Um *blowout* tem como definição o fluxo descontrolado da formação para o poço e deste para a superfície, no caso de poços terrestres, ou para o leito marinho no caso de poços *offshore*, e ocorre quando o caminho do fluxo se dá através do interior do poço até a superfície. No caso de o influxo ocorrer de uma formação para outra não revestida, denomina-se tal fenômeno como *underground blowout* (SANTOS, 2013).

3.13.5. Métodos para Controle de Blowouts

As operações para extinguir *blowouts* e *underground blowouts* são complexas e custosas. As mais conhecidas na indústria são as operações para injeção de um fluido de alto peso específico, conhecido como fluido de matar, mas também a utilização de sistemas de capeamento e a perfuração de poços de alívio podem ser utilizados para o controle de tais situações.

a) Bullheading

O *bullheading* consiste do bombeio de fluido de perfuração pesado, denominado fluido de matar, para dentro do poço com este fechado através do BOP. No entanto, para esse tipo de situação, o BOP ainda precisa estar

operante e o acesso ao poço precisa ser possível. Basicamente, o objetivo do *bullheading* é devolver o fluido invasor para dentro da formação produtora. Todavia, não há garantias de que outros pontos do poço não venham a falhar devido ao aumento da pressão, o que pode ocasionar um *underground blowout* e piorar a situação (ROCHA & AZEVEDO, 2019).

b) Capeamento do Poço (*Well Capping*)

O capeamento do poço pode ser entendido como uma operação que visa selar um poço em *blowout* através de um equipamento chamado *Capping Stack*. Embora o fechamento do poço em erupção seja desejado, o mesmo só poderá ser efetuado se houver garantia com relação a integridade dos equipamentos de segurança e de que, em caso de fratura da formação, o fluido invasor não migrará para a superfície ou para o fundo do mar. As operações de capeamento são complexas e envolvem altos custos, não somente do equipamento em si, mas também para sua mobilização e instalação (ROCHA & AZEVEDO, 2019). A Figura 22 ilustra um sistema de *capping stack*.



Figura 22. *Capping Stack*

Fonte: OIL SPILL RESPONSE, 2015

c) Perfuração de Poços de Alívio

A perfuração de poços de alívio é outra técnica utilizada na indústria para extinguir um *blowout*. Consiste na perfuração de um ou mais poços com o intuito de interceptar o poço em *blowout* em determinada profundidade, permitindo o controle do mesmo através da injeção de fluidos de amortecimento. Essa solução é a mais complexa, custosa e arriscada, no entanto, de acordo com Rocha e Azevedo (2019), a mesma já foi utilizada com êxito no Brasil em 1988 para controle de um poço no campo *offshore* de Enchova, e em 2009 para controle de um poço terrestre em São Mateus, no Espírito Santo.

3.14. Completação de Poços

Segundo Gomes e Alves (2007), a completação é a fase em que se instala no poço os equipamentos necessários para produzir controladamente os fluidos desejados, bem como permitir a instalação de eventuais equipamentos de monitoramento no poço. É interessante ressaltar que a completação também é feita nos poços de observação e injeção. Bellarby (2009), ainda diz que a completação é a interface entre o reservatório e a superfície, cuja missão é preparar o poço para transportar os hidrocarbonetos da formação produtora à superfície. Quanto aos aspectos técnicos e operacionais, deve-se buscar otimizar a vazão de produção (ou injeção) e tornar a completação a mais permanente possível, ou seja, aquela que minimize a necessidade de futuras intervenções para a manutenção do poço, chamadas de *workover* (THOMAS, 2004).

Existem diversos tipos de completação, que podem ser divididas de acordo com diferentes parâmetros. No entanto, é senso comum na indústria que a completação, independente de qual seja seu tipo, é dividida entre *lower completion* (completação inferior) que está diretamente relacionada à conexão do reservatório com o poço, e a *upper completion* (completação superior), que é responsável por ser o caminho de transporte dos hidrocarbonetos até a superfície.

3.14.1. Completação Inferior

Bellarby (2009) diz que os principais fatores a serem levados em consideração para definição de qual o tipo de completação inferior a ser

utilizada no poço são: trajetória e inclinação do poço; se o poço é aberto ou revestido; se precisa de controle de sólidos e/ou estimulação; e a quantidade de zonas a serem produzidas. O autor divide a completção inferior em 5 principais tipos, conforme ilustrado na Figura 23.

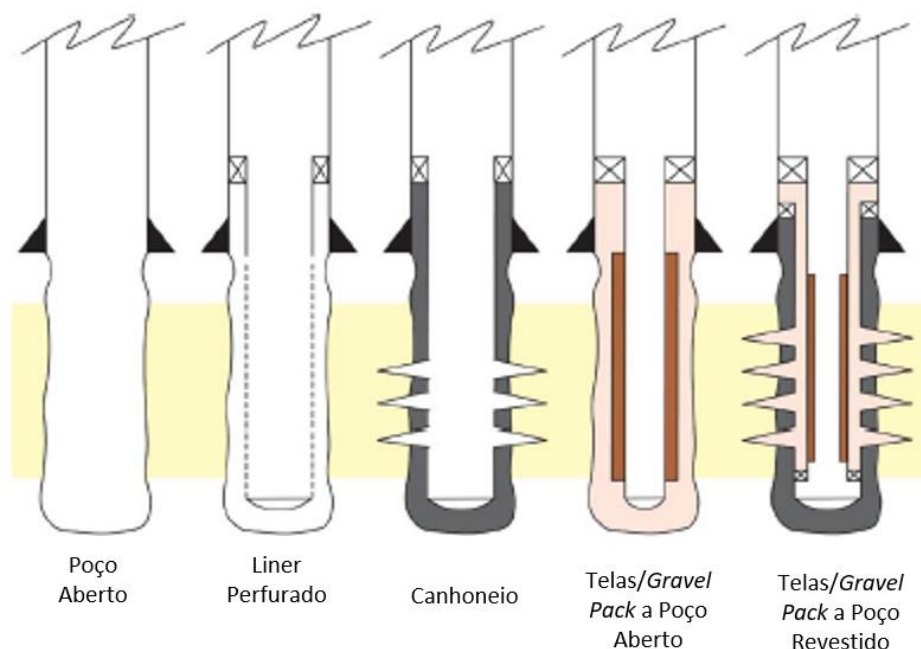


Figura 23. Tipos de Completção Inferior

Fonte: Adaptado de BELLARBY, 2009.

a) Completção a Poço Aberto

A completção a poço aberto, refere-se à ausência de revestimentos dentro das zonas produtoras, estando essas totalmente abertas para o fluxo. Segundo Thomas (2004), a completção a poço aberto somente é utilizada em formações muito bem consolidadas e com pouco risco de desmoronamento. Suas principais vantagens são a maior área aberta ao fluxo e a redução dos custos do revestimento e do canhoneio. A principal desvantagem desse tipo de completção é a falta de seletividade e de controle para futuras correções quando houver a produção de fluidos indesejados, como água.

b) Completção com *Liner* Rasgado

A completção inferior pode ser feita com um *liner* rasgado, posicionando o tubo em frente às zonas produtoras à poço aberto. As vantagens desse tipo de completção são similares às de poço aberto, acrescidas da maior sustentação das paredes do poço, mas com um maior custo devido ao *liner*.

c) Revestimento ou *Liner* Canhoneado

Segundo Thomas (2004), esse é o tipo de completação mais utilizado atualmente. O poço é perfurado até a profundidade final e, em seguida, é descido o revestimento de produção até o fundo do poço, sendo posteriormente cimentado o espaço anular entre o revestimento e a parede do poço. Finalmente, o revestimento é canhoneado na zona de interesse mediante a utilização de cargas explosivas, possibilitando assim o reservatório em comunicação com o interior do poço.

As principais vantagens da completação a poço revestido estão na seletividade da produção em diversos intervalos de interesse e na maior facilidade das operações de restauração e estimulação. Sua principal desvantagem é o custo do revestimento e do canhoneio, além da maior possibilidade de danos à formação devido à cimentação (THOMAS, 2004).

d) *Gravel Pack* e Telas para Contenção de Areia

A produção de areia, ou sólidos, é um problema comum em formações arenosas e menos consolidadas. Com o passar do tempo e a depender da intensidade, esse fenômeno pode gerar diversos problemas, tais quais: o tamponamento do poço; erosão de equipamentos e, conseqüentemente, diminuição da produção e da vida útil do poço (PENBERTHY, 2007). Desse modo, a completação com telas/tubos telados se fazem necessários para combater a produção de areia, reduzindo o diâmetro da comunicação do reservatório com o poço de forma a deixar apenas o fluido passar. Existem diferentes tipos de telas, algumas das quais ilustradas pela Figura 24, e todas elas são basicamente instaladas ao redor de uma coluna furada e possuem o objetivo de selecionar o diâmetro do que vai adentrar ao poço e ser produzido.

Em conjunto com as telas, comumente é realizada a operação de *gravel pack* para a contenção da produção de areia. A operação consiste, resumidamente, no bombeio de um material granular, conhecido como propante, de modo a preencher o espaço anular entre as telas e a parede do poço, de forma a impedir que haja a migração de areia para o interior do poço para evitar a produção de sólidos que possam acarretar na erosão dos equipamentos e, por conseqüência, diminuir a vida útil do poço.



Figura 24. Tubos Telados para Contenção de Areia

Fonte: Adaptado de BELLARBY, 2009.

A utilização de telas e *gravel pack* pode ser feitas tanto em poços abertos quanto para poços revestidos e canhoneados, conforme ilustrado na Figura 23. A Figura 25 ilustra com maior detalhamento um poço completado com *gravel* e telas.

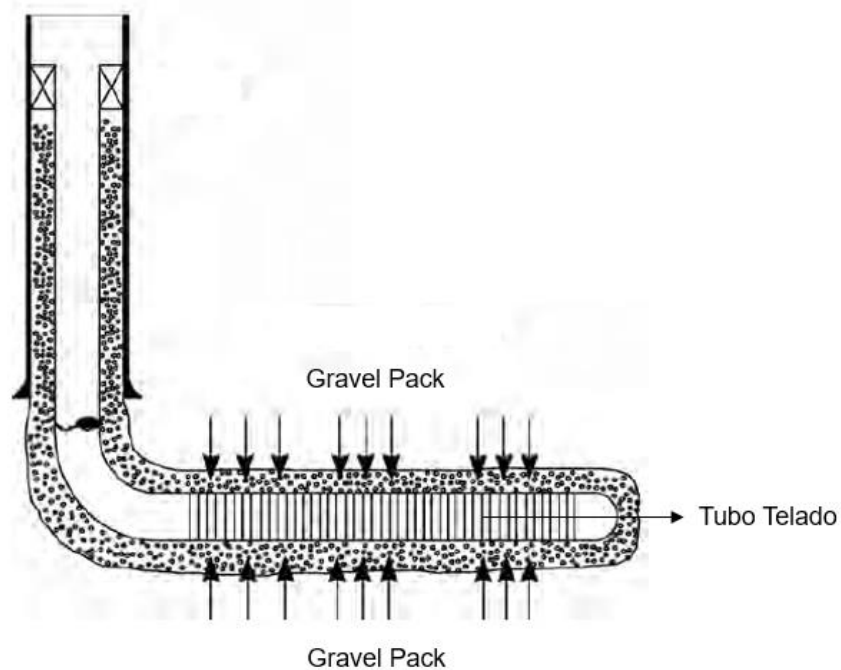


Figura 25. Poço Completado com *Gravel Pack* e Telas

Fonte: Adaptado de PENBERTHY, 2007.

3.14.2. Completação Superior

A completção superior é a responsável pelo transporte dos fluidos produzidos do reservatório até a superfície através do *tubing* de produção. A *upper completion* também é a parte da completção que armazena os equipamentos para elevação artificial e válvulas de segurança, como a *Down Hole Safety Valve* (DHSV).

Segundo Bellarby (2009), os principais fatores na definição da completção superior são: o método de elevação artificial a ser utilizado, o diâmetro do *tubing*, se a completção é simples ou dupla, e se terá isolamento através de *packers* ou equivalentes. A Figura 26 ilustra simplificadaamente algumas possíveis configurações da completção superior.

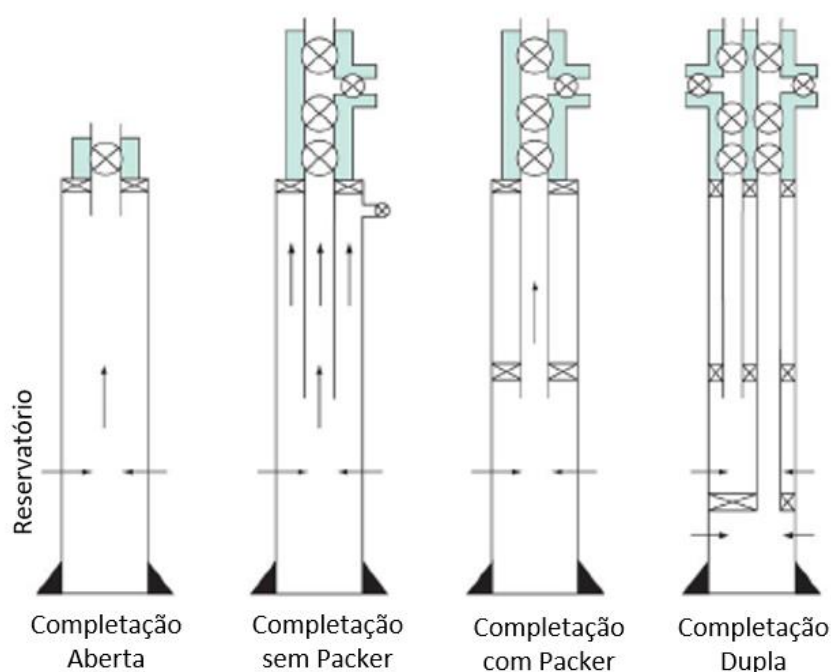


Figura 26. Tipos de Completção Superior

Fonte: Adaptado de BELLARBY, 2009.

Conforme ilustrado, a completção superior pode ser totalmente aberta, ou seja, sem o *tubing* de produção, apesar de ser pouco usual. Geralmente, as completções superiores são instaladas com o *tubing*, que é basicamente o tubo utilizado para conduzir o fluido do reservatório até a árvore de natal, ou vice-versa no caso de poços injetores. Podem apresentar vedação do espaço anular através do uso de *packers*, e serem simples (apenas um tubo de produção) ou dupla (dois tubos de produção, utilizado para produzir de duas zonas distintas).

A coluna de produção, como também é chamado o conjunto do *tubing* e equipamentos da completação superior, pode ser composta por diferentes válvulas e equipamentos. Sendo os principais:

a) *Tubing* (Tubos de Produção)

Os tubos de produção são o componente básico da coluna de produção, e sua função é conduzir os fluidos produzidos do reservatório até a superfície. Existe uma grande variedade de *tubing* no mercado, com diferentes graus de aço, peso específico e diâmetros, sendo os mais comuns de 3 ½”, 4 ½” e 5 ½”.

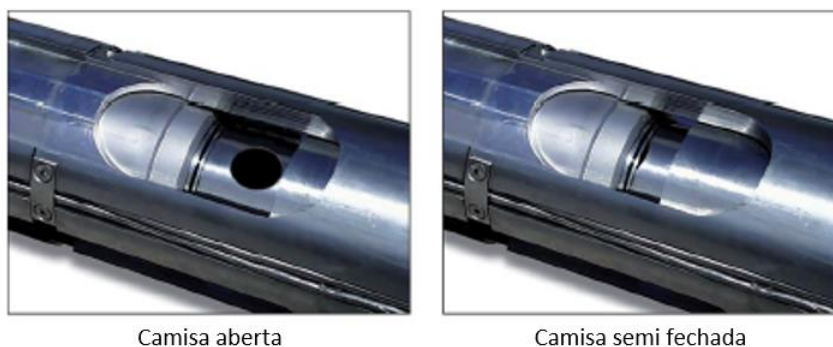
É importante salientar que os *tubing* são totalmente diferentes dos revestimentos. Os *tubing* vão por dentro dos revestimentos, desde a cabeça do poço até o reservatório, e diferentemente dos revestimentos, podem ser retirados e trocados ao decorrer da vida do poço (THOMAS, 2004).

b) *Nipples* de Assentamento

Os *nipples* de assentamento servem para alojar válvulas de retenção, tampões mecânicos ou registradores de pressão. Normalmente são instalados na cauda da coluna de produção, abaixo de todas as outras ferramentas, mas podem ser instalados em outros pontos da coluna, caso se faça necessário (THOMAS, 2004). O *nipple* também é utilizado para permitir o assentamento da bomba centrífuga submersa e promover a estanqueidade na mesma, nesse tipo de método de elevação artificial.

c) Camisas Deslizantes (*Sliding Sleeves*)

É um dispositivo de utilização em poços destinado a promover a comunicação anular-coluna ou coluna-anular, por meio de abertura e fechamento de camisa interna e externa. Este dispositivo é geralmente operado e controlado por *wireline*, nas quais o dispositivo deslizante é deslocado, permitindo, dessa forma, o escoamento através do alinhamento de orifícios existentes na camisa. Pode ser utilizado em completações seletivas, possibilitando, assim, colocar o poço em produção ou isolar zonas empacotadas por *packers* (THOMAS, 2004). A Figura 27 mostra uma camisa deslizante nas posições aberta e parcialmente fechada.



Camisa aberta

Camisa semi fechada

Figura 27. Camisa Deslizante

Fonte: Adaptado de BELLARBY, 2009.

d) Check Valve

De acordo com Thomas (2004), é uma válvula serve para impedir o fluxo no sentido descendente. É composta de uma sede com uma válvula de retenção que se abre quando pressurizada de baixo para cima e veda quando pressurizada no sentido contrário, impedindo o fluxo no sentido indesejado.

e) Packer de Produção

O *packer*, ou obturador, possui a função básica de promover a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção em uma profundidade determinada, e possui os seguintes objetivos:

- Proteger o revestimento acima dele contra pressões da formação e fluidos corrosivos;
- Possibilitar a injeção controlada de gás pelo anular nos casos de elevação artificial por *gas lift*;
- Permitir a produção seletiva de várias zonas por uma única coluna de produção.

Os *packers* são constituídos por borrachas de vedação, cunhas, e pinos de cisalhamento para seu assentamento ou desassentamento, e podem ser de dois tipos: recuperáveis ou permanentes (THOMAS, 2004).

f) Válvula de Segurança de Subsuperfície (DHSV)

A *Down Hole Safety Valve* é um componente da coluna de produção que fica posicionado cerca de 30 metros abaixo do leito marinho e tem a função de fechar o poço em casos de emergência. De acordo com Thomas (2004), como

a DHSV fica instalada dentro do poço, não pode ser danificada por fogo ou colisão, o que garante sua operacionalidade nas situações de emergência, quando é efetivamente necessária. Seu mecanismo possui uma mola que tende a fechar a válvula e é mantida na posição aberta, permitindo o fluxo, através de uma linha de controle conectada à superfície permanentemente pressurizada. Uma vez que haja despressurização dessa linha, a válvula se fecha e interrompe o fluxo.

3.14.3. Elevação Artificial

A elevação artificial consiste em adicionar energia ao sistema de produção através do aumento da pressão de fundo com o objetivo de incrementar a produtividade do poço (LEA, 2007). A elevação artificial é amplamente utilizada na maioria dos poços do mundo, e para os poços de campos maduros, que estão na fase final de sua vida, é praticamente mandatória a utilização de algum método de elevação. De acordo com Thomas (2004), os métodos de elevação artificial mais comuns na indústria do petróleo são:

- *Gas lift* contínuo e intermitente (GLC e GLI);
- Bombeio centrífugo submerso (BCS);
- Bombeio Mecânico com Hastes (BM);
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).

A seleção do melhor método para determinado poço ou campo depende de vários fatores, dentre os quais os principais a serem considerados são: o número de poços; diâmetro do revestimento; produção de areia; razão gás-líquido; vazão; profundidade do reservatório; viscosidade dos fluidos; disponibilidade de energia; acesso aos poços; distância dos poços às estações ou plataformas de produção; dentre outros (THOMAS, 2004).

Os métodos de bombeio mecânico com hastes e bombeio por cavidades progressivas são geralmente utilizados para poços em terra. Já o *gas lift* e o bombeio centrífugo submerso são comumente utilizados em poços *offshore*, e serão brevemente descritos a seguir:

a) *Gas Lift*

O *gas lift* é um método de elevação artificial que utiliza a energia contida no gás comprimido para elevar os fluidos até a superfície. O gás é utilizado para

gaseificar a coluna (no método de *gas lift* contínuo, onde a injeção de gás é contínua) ou simplesmente para deslocá-la (no método de *gas lift* intermitente, em que a injeção de gás é cíclica) de uma determinada profundidade até a superfície.

Segundo Thomas (2004), o *gas lift* é um método muito versátil, tanto em termos de vazão quanto de profundidade, e é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos e necessitar de pouca manutenção. No entanto, apesar de ser o método mais utilizado em poços submarinos, o *gas lift* é incapaz de gerar pressões de fundo baixas como as bombas, é ineficaz em poços com alta produção de gás, além de necessitar de uma grande quantidade de gás pressurizado para injeção, o que pode ser uma dificuldade a depender da localidade e unidade produtora (BELLARBY, 2009).

O *gas lift* contínuo baseia-se na injeção contínua de gás a alta pressão na coluna de produção com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície. O gás é injetado na coluna e como consequência diminui o gradiente médio de pressão, que acarreta em uma maior vazão. O gás é injetado na coluna de forma contínua e é controlada na superfície através de um regulador de fluxo, ou *choke* (THOMAS, 2004).

Por sua vez, o *gas lift* intermitente (GLI) baseia-se no deslocamento de golfadas de fluido para a superfície através da injeção de gás a alta pressão na base de golfadas. A injeção de gás possui tempos definidos e normalmente é controlada na superfície por um intermitor de ciclo e válvula controladora.

O sistema de *gas lift* é composto principalmente por uma fonte de gás a alta pressão, os compressores, controladores de injeção de gás na superfície (*choke*), controlador de injeção de gás na subsuperfície (válvulas de *gas lift* instaladas na coluna de produção) e equipamentos para separação e armazenamento dos fluidos produzidos, como separadores e tanques.

A Figura 28 ilustra operacionalmente a injeção do gás dentro da coluna de produção. Inicialmente o gás é injetado pelo anular através do *choke* na superfície, e adentra a coluna pela válvula de *gas lift*. Conforme o gás entra, reduz a densidade do fluido na coluna, o que reduz a pressão na coluna.

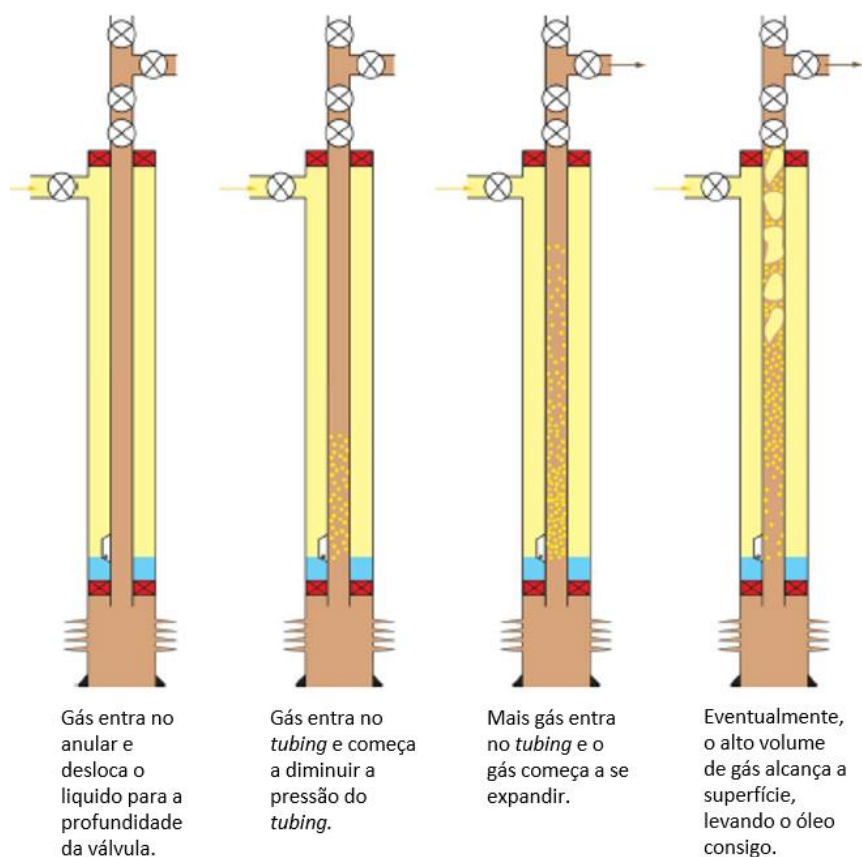


Figura 28. *Gas Lift*

Fonte: Adaptado de BELLARBY, 2009

b) Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)

O método de elevação artificial por BCS consiste na elevação dos fluidos produzidos através de uma bomba equipada no poço. Neste tipo de bombeio, a energia é transmitida para o fundo do poço através de um cabo elétrico. A energia elétrica é transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície que está conectado a bomba centrífuga. Esta, por sua vez, transmite a energia para o fluido sob a forma de pressão, gerada pela rotação do impelidor, elevando-o até a superfície (THOMAS, 2004). Ainda segundo o autor, os principais equipamentos de subsuperfície de um poço equipado para produzir por BCS são:

- Bomba: bomba centrífuga composta de múltiplos estágios, consistindo cada estágio de um impelidor e um difusor. É a responsável por transmitir a energia para o fluido produzido;
- Admissão ou *Intake*: fica localizada na parte inferior da bomba e é a seção que permite a entrada do fluido no sistema de bombeio;

- Protetor: equipamento instalado entre o motor e admissão cujas funções são conectar a carcaça do motor com a bomba, prevenir a entrada de fluido no motor, prover o volume necessário para a expansão do óleo do motor e equalizar as pressões do fluido e do motor, evitando diferencial de pressão;
- Motor: motor elétrico responsável por conferir energia à bomba. Sua escolha é feita em função da potência necessária, diâmetro do revestimento, transformadores disponíveis e profundidade do poço;
- Cabo Elétrico: cabo com a função de transmitir a energia da superfície para o motor. Seu dimensionamento é feito a partir da corrente elétrica necessária, temperatura de operação, voltagem e tipo de fluido produzido.

A Figura 29 ilustra um poço produtor equipado com conjunto para o bombeio centrífugo submerso.

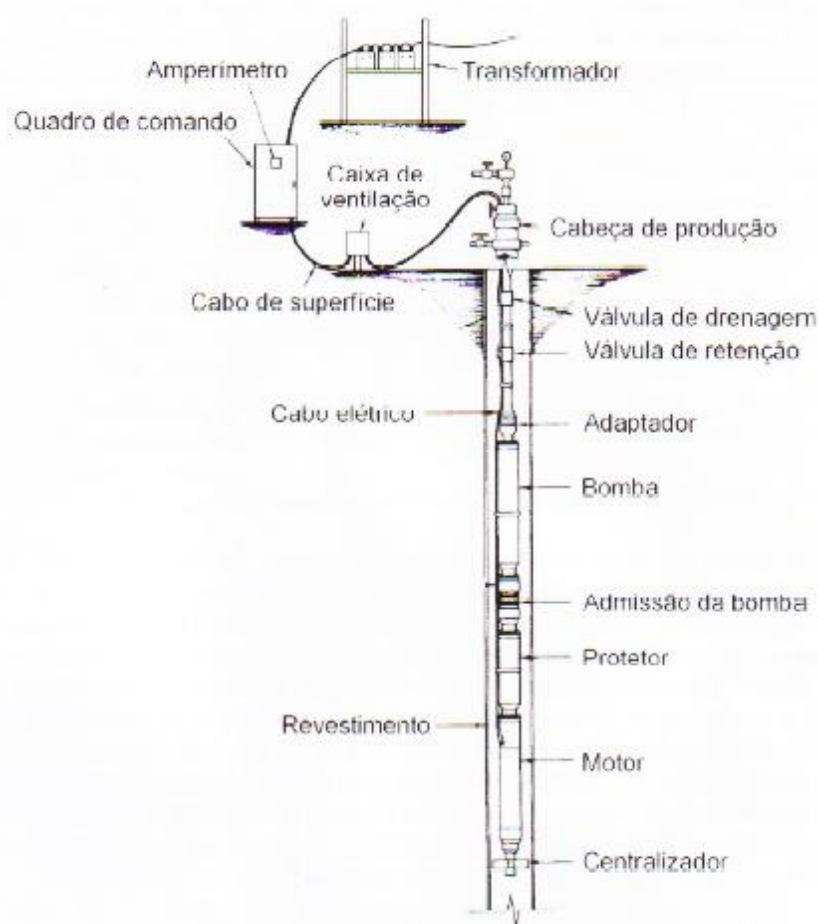


Figura 29. Poço equipado com BCS

Fonte: THOMAS, 2004

Segundo Lea (2007), as principais vantagens do bombeio centrífugo submerso são sua adaptabilidade a poços desviados e horizontais (no entanto, a bomba deve ser instalada uma seção reta), trabalha com altos volumes, bom desempenho em poços com alta produção de água e baixa razão gás-óleo, trabalha em poços com altas temperaturas e com fluidos de alta viscosidade.

Por outro lado, a elevação por BCS é afetada pela produção de sólidos por causarem impactos físicos na bomba, não é empregável em poços com alta produção de gás devido possibilidade de cavitação da bomba, necessita de um espaço (diâmetro do revestimento) relativamente grande para ser instalado, e possui menor vida útil quando comparada com outro métodos, por ser suscetível à falhas elétricas e físicas a depender das condições, devido seus componentes móveis.

3.15. Árvores de Natal

A árvore de natal é o equipamento de superfície constituído por um conjunto de válvulas tipo gaveta (com acionamento hidráulico, pneumático ou manual) com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo do poço (THOMAS, 2004). As árvores de natal utilizadas em poços *offshore* podem ser do tipo seca (convencional) ou molhada, a depender de onde estão instaladas.

3.15.1. Árvore de Natal Convencional (ANC)

Mendes (2013), afirma que a completação é seca, ou convencional, se a árvore de natal está localizada acima da superfície do mar. Nesses casos, a árvore de natal e o conjunto de válvulas que controla a produção do poço é mais simples e de fácil manutenção e intervenção, bem como o acesso ao poço, pelo fato da árvore de natal se encontrar na própria plataforma de produção.

Normalmente, as ANCs são equipadas com duas válvulas mestras (uma inferior, manual, e uma superior, com acionamento hidráulico), duas laterais (uma com acionamento pneumático e outra manual) e uma válvula de pistoneio (manual). As válvulas mestras têm a função principal de fechamento do poço, as laterais possuem o objetivo de controlar o fluxo do poço, direcionando a produção para a linha de surgência. À jusante de uma das válvulas laterais é instalada uma válvula com abertura regulável que permite controlar a vazão de

produção do poço. Por sua vez, a válvula de pistoneio fica localizado no topo da ANC e sua função é permitir a descida de ferramentas dentro da coluna de produção (THOMAS, 2004).

Ainda segundo Thomas (2004), a existência de acionamento hidráulico em uma das válvulas mestras, e pneumático na válvula lateral, é decorrente da necessidade de se dispor de duas fontes independentes para acionamento das válvulas e fechamento do poço, como medida de segurança.

3.15.2. Árvore de Natal Molhada (ANM)

As Árvores de Natal Molhadas (ANMs) são aquelas instaladas no leito marinho e podem ser classificadas basicamente de duas maneiras: quanto ao serviço e quanto à configuração. Nesse modo, de acordo com Pereira (2017), existem 3 principais tipos de árvores de natal molhadas: As de produção verticais e horizontais, e de injeção. As principais funções da ANM são apresentadas a seguir, de acordo com Bai & Bai (2010):

- Direcionar o fluido produzido do poço até a linha de produção (para poços produtores) ou permitir a injeção de água ou gás para dentro da formação (para poços injetores)
- Regular a vazão de fluido produzido ou injetado por um *Choke*;
- Monitorar parâmetros operacionais do poço tais como pressão de fluxo, pressão do anular, temperatura, detecção de areia, etc.;
- Parar seguramente o fluxo de fluido por meio de válvulas atuadas por um sistema de controle;
- Injetar na *flowline* fluidos de proteção, como inibidores de corrosão e prevenção de hidratos e parafinas.

a) ANM de Produção Vertical

As ANMs de Produção Vertical geralmente apresentam configurações e válvulas semelhantes, como ilustrado na Figura 30. As ANM desse tipo costumam ser utilizadas em profundidades de até 2.000 m, suportam pressões de até 5.000 psi e pesam cerca de 30 toneladas.

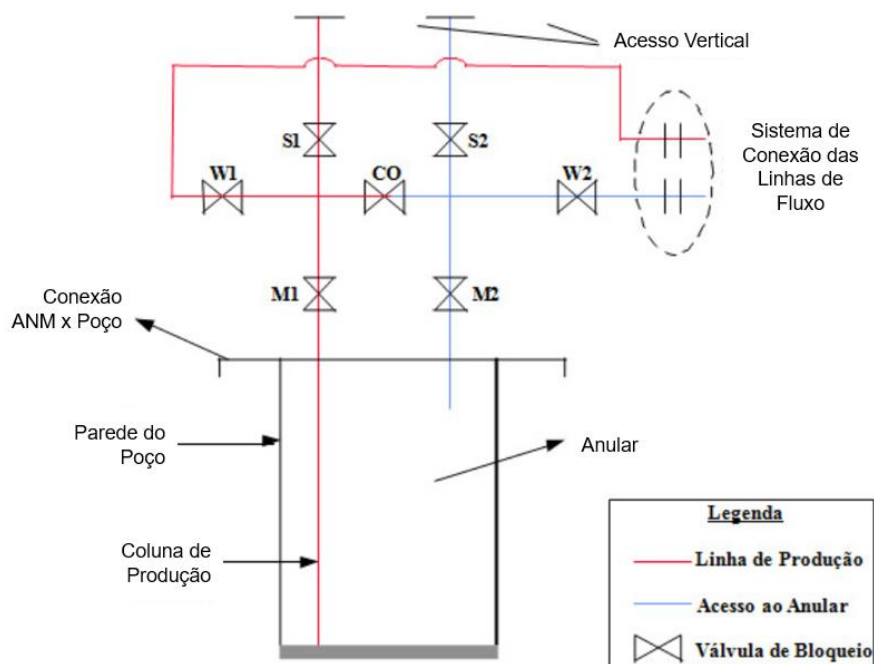


Figura 30. Esquema ANM Vertical

Fonte: Adaptado de PEREIRA, 2017

A ANM em si é constituída por um bloco forjado, onde são montadas as válvulas de bloqueio manuais e hidráulicas. Na sua parte inferior é montado o conector hidráulico que permite a conexão e desconexão da ANM no alojador de alta pressão da Base Adaptadora de Produção, podendo ter o diâmetro nominal de 18 $\frac{3}{4}$ " ou 16 $\frac{3}{4}$ ". Na sua parte superior é montado o *manifold* da ANM (*tree manifold*), de onde partem todas as linhas de controle das funções da ANM e chegam as linhas de controle da plataforma. As válvulas montadas nesta unidade e suas funções são:

- Válvula mestra de produção (*master*) – M1
- Válvula lateral de produção (*wing*) – W1
- Válvula mestra do anular – M2
- Válvula lateral de acesso ao anular - W2
- Válvula de interligação da linha de produção com o anular (*crossover*) – XO
- Válvula de pistoneio da produção (*swab*) – S1
- Válvula de pistoneio do anular – S2

No entanto, o conjunto da Árvore de Natal é composto por mais ferramentas além da ANM propriamente dita, e um desses equipamentos é a

Base Adaptadora da Produção (BAP), que segundo Pereira (2017), é o conjunto que suporta as linhas de fluxo e controle, nivelando-as em relação a ANM. Outro equipamento é o Módulo de Conexão Vertical (MCV), que tem a finalidade de conectar as linhas de produção, acesso ao anular e controle à BAP, possibilitando o escoamento da produção, a injeção de gás para operação de *gas lift*, a passagem de fluido hidráulico e injeção de químicos. Por sua vez, a Capa, ou *Tree Cap* é o equipamento responsável por fazer a interligação entre os controles da plataforma de produção e as funções da ANM.



Figura 31. Sistema de Árvore de Natal Vertical

Fonte: PEREIRA (2017)

b) ANM de Produção Horizontal

A finalidade básica de uma ANMH (Figura 33) é a mesma que de uma vertical. Numa forma simplificada, a mesma pode ser descrita como sendo uma base adaptadora de produção (BAP) com válvulas montadas na sua lateral, permitindo assim a intervenção no poço e eventual substituição de sua coluna de produção sem que seja necessário retirar tal ANM. O *tubing hanger* é assentado no interior da ANM e direciona o fluxo de hidrocarbonetos para a sua lateral - a vedação deste componente é de fundamental importância nesta configuração de árvore horizontal. Esta Árvore foi concebida inicialmente para utilizações pioneiras de poços submarinos equipados com o método de

bombeamento centrífugo submerso (BCS) – uma vez que tal aplicação demanda alta taxa de intervenção no poço (PEREIRA, 2017). Sua principal vantagem com relação à árvore de natal vertical é que a ANMH permite a retirada da coluna de produção sem a retirada da ANM, o que facilita a operação de entrada no poço para realização de um *workover* para troca de bomba, por exemplo.



Figura 32. ANM Horizontal

Fonte: GE.

c) ANM de Injeção

Segundo Pereira (2017), a ANM de injeção é instalada em poço injetor submarino onde se tem a finalidade de injetar água oriunda da plataforma de produção. Tal ANM tem características construtivas, de instalação e de operação bastante semelhantes às ANM de produção. A pequena diferença reside no menor número de válvulas e por apenas permitir o acesso à região anular (poço-revestimento) para monitoramento de pressão.

4. METODOLOGIA

O presente capítulo possui o objetivo de apresentar a metodologia utilizada para o estudo e análise da elaboração de um projeto de poço aberto multilateral como forma de redesenvolvimento de um campo maduro na Bacia de Campos. A Figura 33 ilustra o fluxograma proposto para Metodologia.



Figura 33. Fluxograma de Metodologia

Fonte: Desenvolvido pelo autor

4.1. Apresentação das Informações do Campo e Prospectos Geológicos

As informações iniciais para desenvolvimento do projeto de poço são os dados de G&G (Geologia & Geofísica), cujos principais *inputs* são os alvos e prospectos geológicos a serem explorados, bem como suas coordenadas e informações. Características e propriedades do campo maduro, que foi tratado no trabalho como Campo X, assim como dos prospectos geológicos do projeto em questão, que foram tratados por Prospecto A e Prospecto B, foram brevemente descritos para embasar a elaboração do projeto de poço.

É importante salientar que os dados e informações utilizadas como base para estudo e análise no presente trabalho são verídicas e foram

disponibilizadas pela empresa que desenvolveu e executou o projeto, tratada aqui simplesmente por Empresa. Os dados e informações utilizados para elaboração do projeto de poço, bem como o do presente trabalho, não foram divulgados por questões de *compliance*.

4.2. Desenvolvimento do Projeto de Poço

Tendo como referência os dados de G&G e as informações básicas dos alvos geológicos, no caso, do Prospecto A e Prospecto B, foi realizada uma análise acerca do processo de desenvolvimento do projeto de poço. A estratégia utilizada pela Empresa para redesenvolver o campo maduro através da perfuração de novos poços em prospectos marginais utilizando poços pilotos como forma de mitigação de riscos e redução de incertezas foi discutida de modo a amparar a elaboração do projeto de um poço aberto multilateral como a melhor opção para exploração e produção dos prospectos geológicos.

Além disso, os principais tópicos abordados no capítulo de Fundamentação Teórica, tais quais os tipos e configurações de poços, revestimentos e completação, também foram tratados e analisados de modo a justificar as definições dos parâmetros de engenharia de poços por parte da Empresa para o desenvolvimento do escopo técnico do projeto de poço em questão.

4.3. Análise dos Desafios Operacionais

Apesar do Campo X ser maduro e, conseqüentemente, ter as propriedades geológicas e de engenharia de poços bem conhecidas, o desenvolvimento do projeto de um poço aberto multilateral para exploração de dois diferentes prospectos geológicos e produção de um deles acarretou em desafios operacionais. Nesse âmbito, foi realizada uma análise dos principais desafios encontrados pela Empresa ao definir e executar o projeto em questão, bem como a importância das lições aprendidas em perfurações anteriores para o sucesso do poço aberto multilateral.

4.4. Análise do *Drilling Time* do Projeto

Uma vez definido o projeto de poço, bem como todos os parâmetro envolvidos para perfuração do mesmo, e identificados os desafios operacionais

a serem superados para sua execução, foi criado o *Drilling Time* do projeto. Essa fase consistiu na determinação do cronograma de cada etapa da operação a fim de estimar o tempo total para execução do projeto, que está diretamente relacionado ao custo do mesmo. Dessa forma, foi realizada uma análise do *Drilling Time* do projeto do poço aberto multilateral e discutido como sua aplicação reduziu o tempo total necessário para execução do projeto se comparado à um projeto de poço convencional.

4.5. Análise da AFE e Economicidade do Projeto

Após estabelecido o cronograma de perfuração pelo *Drilling Time*, foi realizada a análise econômica do projeto através do documento chamado de AFE. Nesse documento, buscou-se estimar e analisar os custos necessários para execução da operação, a fim de garantir sua viabilidade econômica. Dessa forma, inicialmente foi realizada uma análise comparativa entre o resumo das AFEs do projeto do poço aberto multilateral e de um projeto convencional, a fim de justificar a escolha da Empresa pela execução do poço multilateral. Posteriormente, foi apresentada e analisada com maior detalhamento o resumo da AFE do projeto do poço multilateral e, então, discutida a economicidade do projeto devido à redução de custos tendo em vista os diferentes cenários passíveis de ocorrer e como a Empresa iria se beneficiar economicamente em cada um deles tendo executado o projeto do poço aberto multilateral.

5. APLICAÇÃO E RESULTADOS

No presente capítulo serão apresentadas a aplicação da metodologia e as principais análises técnicas e econômicas acerca do desenvolvimento do projeto do poço aberto multilateral, bem como os resultados obtidos provenientes de sua execução.

5.1. Campo X

O campo para o qual o projeto de poço foi desenvolvido será denominado no presente trabalho como Campo X. Este é um campo *offshore* localizado na Bacia de Campos à 100km da costa da cidade de Cabo Frio, no estado do Rio de Janeiro. É um campo de lâmina d'água rasa, cerca de 104m, cujo principal fluido produzido é óleo pesado ($^{\circ}$ API inferior a 22).

O Campo X conta com uma plataforma fixa que foi adaptada para alocar, além da unidade de produção, uma sonda de perfuração, a partir da qual os poços existentes são intervistos e novos poços são perfurados. Todos os poços de desenvolvimento do campo possuem completação seca e são interligados à plataforma, que escoar sua produção diretamente à um navio FPSO para o seu devido processamento, separação e armazenagem.

A comercialidade do campo foi declarada em 2005 e sua produção teve início em 2007. O Campo X possui reservatórios areníticos e carbonáticos, e hoje é considerado um campo maduro. Atualmente, o campo, assim como a plataforma/sonda de perfuração, é de total propriedade da Empresa, que realiza o seu redesenvolvimento principalmente através da perfuração de novos poços exploratórios em prospectos ainda não desenvolvidos.

Os poços do campo possuem configuração padronizada, tendo os condutores de 24" cravados no leito marinho. A primeira fase dos poços é perfurada com diâmetro 17 1/2" e um revestimento de 13 3/8" é instalado e cimentado até a superfície. A segunda fase é perfurada com broca 12 1/4" e o revestimento de produção 9 5/8" é instalado até próximo do início do reservatório. Finalmente, é perfurada a fase de reservatório a poço aberto com diâmetro 8 1/2".

A completação inferior dos poços do campo é feita com tubos telados de diâmetros 5 1/2" ou 6 5/8" em poço aberto. Nos reservatórios areníticos é realizada a operação de *gravel pack* para contenção da produção de areia, e

nos reservatórios carbonáticos é feita estimulação ácida. Todos os poços produtores do campo utilizam o bombeio centrífugo submerso (BCS) como método de elevação artificial. A Figura 34 ilustra um esquemático padrão dos poços do Campo X.

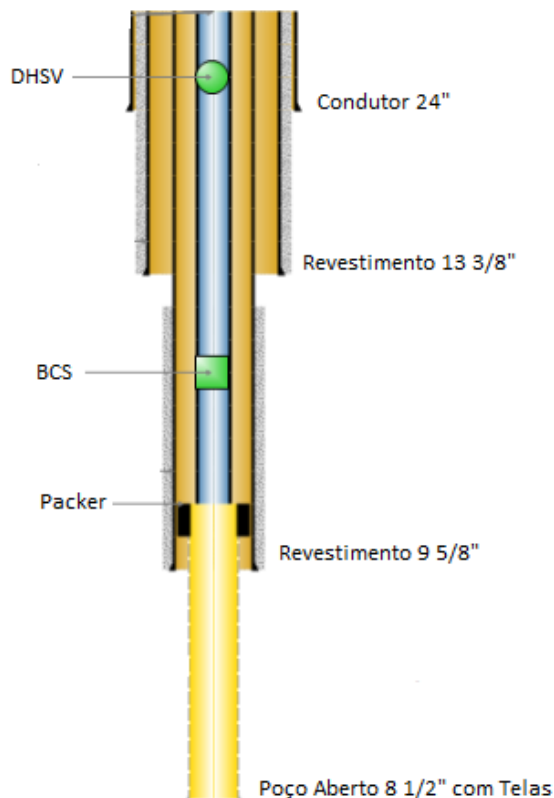


Figura 34. Poço Produtor Padrão do Campo X
 Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor

5.2. Prospectos Geológicos

O Campo X possui diversos reservatórios areníticos e carbonáticos compartimentados por toda sua extensão, sendo que os reservatórios com melhores características permoporosas encontram-se em produção desde a fase inicial de seu desenvolvimento. Para o redensolvimento do campo, hoje maduro, a Empresa passou a avaliar perfurações de novos poços em reservatórios marginais com capacidade de incrementar a produção do campo, estendendo a sua viabilidade econômica e postergando seu abandono.

Nesse âmbito, foi desenvolvido e executado o projeto de poço descrito nesse trabalho para a exploração de dois diferentes prospectos geológicos, tratados aqui por Prospecto A e Prospecto B. Ambos os prospectos possuem

reservatórios carbonáticos semelhantes e correlatos entre si, e estão distantes 1,2 km.

O projeto teve por objetivo investigar os dois prospectos através da perfuração de dois poços pilotos para aquisição de dados e informações, e a perfuração de um terceiro poço, este produtor, no prospecto mais promissor, que análises prévias já indicavam ser o Prospecto A.

5.3. Desenvolvimento do Projeto de Poço

O projeto de poço foi idealizado com objetivo de viabilizar a investigação de dois diferentes prospectos geológicos do Campo X através da perfuração de dois poços pilotos. Isso porque a perfuração de poços pilotos tem por intuito mitigar ou, ao menos, diminuir os riscos, principalmente técnicos e financeiros, inerentes à perfuração e posicionamento de um poço produtor.

Poços produtores tendem a ser tecnicamente mais complexos do que poços pilotos. Geralmente, são poços horizontais cuidadosamente geonavegados para abranger a máxima área possível do reservatório alvo e que precisam, necessariamente, ser completados para poder produzir. Consequentemente, a perfuração e completação de poços produtores tende a ser consideravelmente mais custosa e operacionalmente mais complexa do que a perfuração de poços pilotos.

No cenário de redesenvolvimento de campos maduros, em que, como já abordado anteriormente no presente trabalho, a maioria das empresas do nicho são de médio e pequeno porte, a perfuração e completação de um poço produtor seco ou com volume de produção economicamente inviável pode ser financeiramente catastrófica para a companhia. Nesse âmbito, a estratégia de perfuração de poços pilotos anteriores à perfuração do produtor se torna ainda mais estratégica.

Os poços pilotos tem como principal objetivo confirmar as propriedades e reduzir as incertezas geológicas e de reservatório das zonas de interesse, de modo a justificar a perfuração e completação de um poço produtor na locação e auxiliar no posicionamento deste a fim de otimizar a produção. Da mesma maneira, os poços pilotos podem prevenir a execução de um poço produtor em um reservatório de baixa qualidade, uma vez que já identificadas as características do reservatório, o processo decisório se torna mais assertivo.

No entanto, a perfuração de dois poços pilotos convencionais, distintos, com objetivo de investigar os dois prospectos geológicos separadamente para, finalmente, a Empresa poder decidir em qual reservatório perfurar um terceiro poço, produtor, tornaria o projeto economicamente inviável, como será descrito posteriormente na seção de Análise da AFE e Economicidade do Projeto. Nesse âmbito, se fez necessária a idealização de um projeto de poço que pôde cumprir os objetivos de investigar os prospectos geológicos e produzir um deles, mas que foi significativamente menos custoso do que um projeto convencional, tornando-o economicamente viável para uma companhia desenvolvedora de campos maduros.

Dessa forma, foi projetada uma configuração de três poços multilaterais que permitiu a investigação dos Prospectos A e B através dos dois poços pilotos, e a perfuração e posterior completação de um poço produtor no primeiro prospecto através de uma mesma cabeça de poço. O design de poço multilateral permitiu que os poços pilotos fossem perfurados em menor tempo e conseqüentemente, com menor custo. Isso porque foram eliminados os custos referentes à perfuração das fases iniciais do segundo poço piloto e do poço produtor, gerando uma grande economicidade ao projeto quando se comparado a um projeto com poços convencionais, devido à grande redução de custos.

Os poços serão tratados aqui por Poço P1, Poço P2 e Poço PR, sendo, respectivamente, os dois pilotos e o poço produtor. Os detalhes do projeto e características de cada poço serão individualmente descritos nas seções a seguir:

5.3.1. Poço P1

O poço P1 foi o primeiro poço projetado. P1 foi um poço piloto cujo objetivo principal era a determinação do topo e base do Prospecto A, bem como identificar o potencial produtivo do prospecto através da confirmação da presença de óleo e de características da rocha reservatório que atestariam sua produtividade. Além disso, o poço P1 possuiu um caráter especial no projeto, sendo o único poço com as fases iniciais perfuradas, a partir das quais foram perfurados os poços subsequentes P2 e PR.

O poço P1 foi projetado tendo a fase de 17 ½" perfurada a partir do condutor cravado de 24", e o revestimento de superfície de 13 3/8" assentado e

cimentado em sequência. A segunda fase do poço foi perfurada com diâmetro 12 ¼” e a fase de reservatório foi perfurada logo em seguida, em poço aberto de diâmetro 8 ½”, sem o assentamento do revestimento de produção de 9 5/8”, como usualmente é realizado. Essa decisão foi tomada para poder viabilizar a perfuração do poço P2, que seria perfurado em outra direção a partir do poço aberto 12 ¼” já existente. Esse design de poço, mantendo a fase de 12 ¼” não revestida, configurou o projeto como um poço aberto multilateral, o que é incomum na indústria e gerou desafios operacionais, que serão posteriormente abordados.

O principal objetivo do poço P1 era confirmar as propriedades do reservatório do Prospecto A, bem como coletar indícios a respeito do escoamento do óleo que seria produzido. Dessa forma, após a perfuração do poço foi realizada uma operação de amostragem de fluido, a fim de identificar as características do óleo e reduzir incertezas acerca de sua produtividade. Pelo fato de o Campo X ser um campo maduro produtor de óleo pesado, problemas relacionados ao escoamento do fluido podem inviabilizar a produção de um poço. Nesse sentido, a fim de evitar a perfuração e completação de um poço produtor com baixa produtividade, a operação de amostragem de fluido foi realizada com o intuito de auxiliar a reduzir essa incerteza e tornar o processo decisório mais assertivo.

Uma vez alcançado o objetivo de investigação do Prospecto A e amostragem do óleo do reservatório, o poço P1 teve sua fase de 8 ½” abandonada com tampões de cimento. Além disso, foi realizado também um tampão de desvio na fase de poço aberto 12 ¼” para possibilitar a saída dos próximos poços.

5.3.2. Poço P2

O poço P2 foi projetado como um poço piloto *sidetrack* com saída a partir da fase 12 ¼” do poço P1. Os objetivos do P2 eram a determinação do topo e base do Prospecto B e confirmação das propriedades e características do reservatório, bem como a identificação da presença de óleo. Por se tratar de um poço piloto, o intuito de sua perfuração foi o de investigar o Prospecto B e diminuir as incertezas geológicas a seu respeito para tornar a decisão de em

qual prospecto perfurar o poço produtor mais assertiva, a fim de mitigar riscos financeiros para a Empresa.

O poço P2 foi planejado para ser perfurado em sua totalidade em poço aberto de diâmetro 8 ½" a partir do poço principal pré-existente, caracterizando-o como um poço aberto multilateral. A perfuração do poço P2 em tal configuração possibilitou a exploração de um segundo prospecto geológico sem a necessidade da perfuração de um poço completamente novo. Pelo fato do poço P2 ter sido perfurado diretamente em diâmetro 8 ½" a partir do poço P1, a fase inicial de 17 ½" e a fase intermediária de 12 ¼" do poço não precisaram ser perfuradas, fazendo com o que poço P2 fosse executado rapidamente e com custo consideravelmente inferior quando comparado a um projeto de poço convencional. No entanto, além do alto ganho de economicidade do projeto devido à redução de custos, a adoção dessa estratégia trouxe também desafios operacionais, principalmente pelo fato do poço estar totalmente aberto nas fases de 12 ¼" do P1 e de 8 1/2" por toda extensão do P2. Os detalhes dos desafios operacionais decorrentes da adoção dessa configuração de poço serão abordados posteriormente neste Capítulo.

Durante a geonavegação no reservatório do Prospecto B, as propriedades e características permoporosas do reservatório puderam ser identificadas e avaliadas. No poço P2 não foi realizada a operação de amostragem de óleo, como feita no P1, pelo fato de, apesar de se tratar de Prospectos diferentes, os reservatórios serem bastante similares. Como citado anteriormente, análises prévias à perfuração dos poços já indicavam o Prospecto B como sendo menos favorável para produção do que o Prospecto A, e após a perfuração dos poços pilotos, as análises foram confirmadas através dos perfis adquiridos durante a perfuração. Uma vez perfurado e tendo cumprido seus objetivos exploratórios, o poço P2 foi permanentemente abandonado com tampões de cimento por quase toda sua extensão, em conformidade com a legislação vigente.

A Figura 35 ilustra em escala 3D o projeto dos dois poços pilotos, P1 e P2, e seus respectivos objetivos, Prospecto A e Prospecto B. Em sequência, a Figura 36 mostra em escala 3D a trajetória real dos poços em visão frontal.

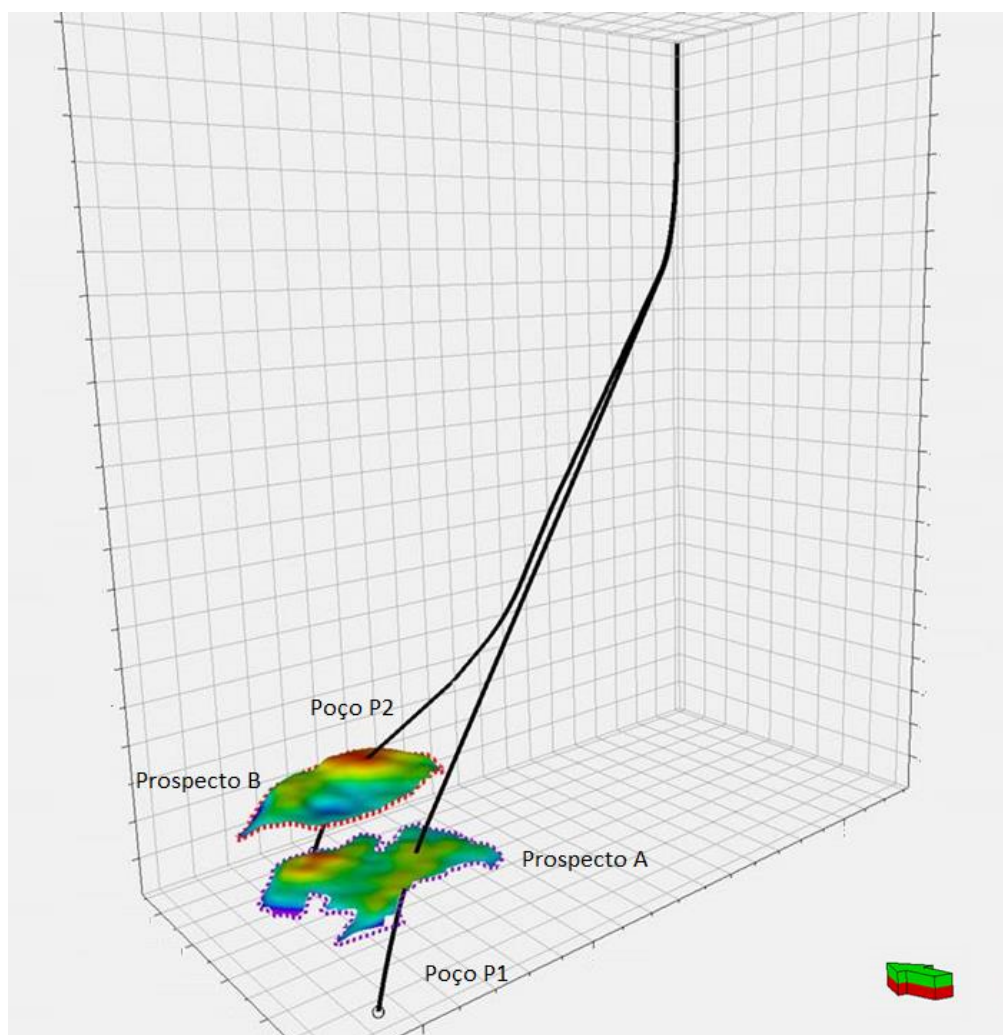


Figura 35. Projeto dos Poços P1 e P2 e Prospectos A e B
Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor

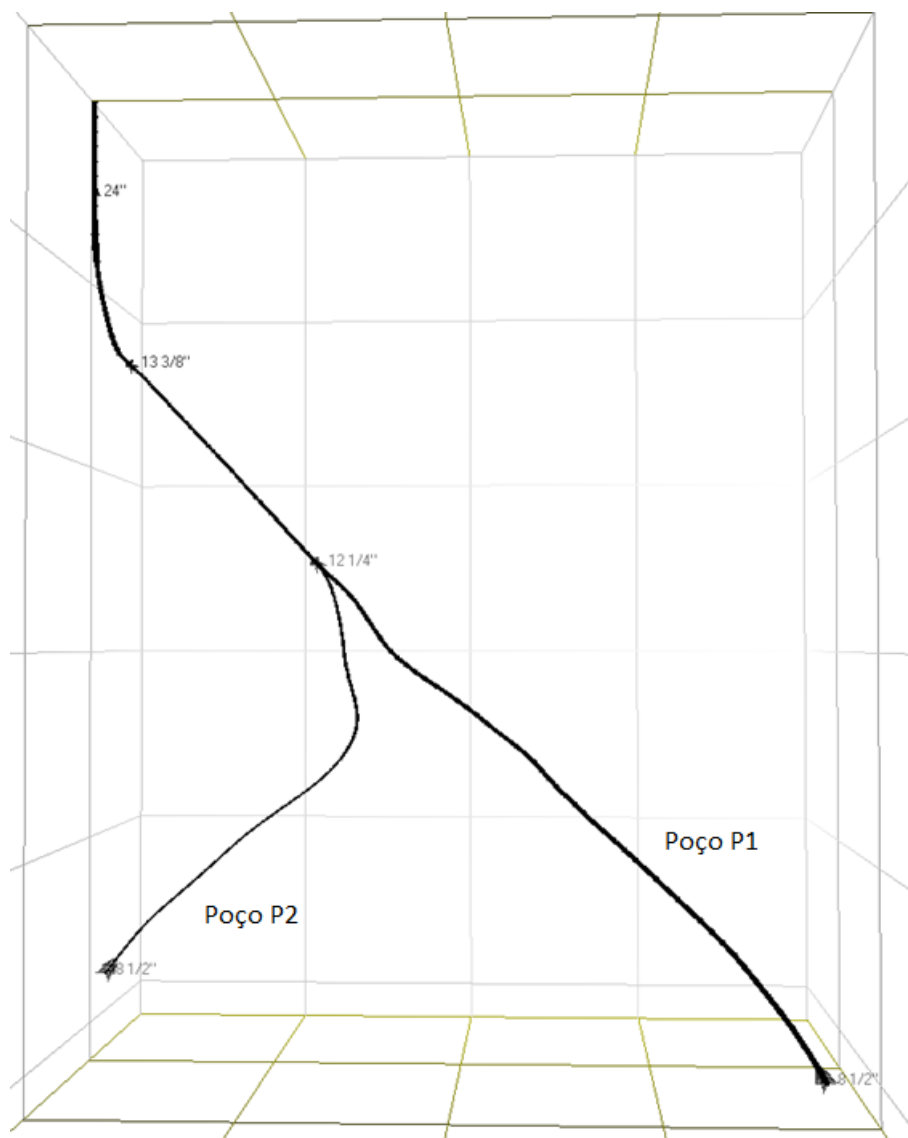


Figura 36. Visão Frontal das Trajetórias do Poço P1 e Poço P2

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor

5.3.3. Poço PR

Os poços P1 e P2 foram projetados como poços pilotos tendo como objetivo explorar os prospectos geológicos e confirmar informações e dados de geologia, geofísica e engenharia de reservatórios, para que a Empresa pudesse empregar o processo decisório de em qual dos prospectos iria perfurar o poço produtor PR. O Poço PR foi projetado como um poço produtor horizontal no Prospecto A, também perfurado como *sidetrack* a partir do poço piloto P1, mantendo a configuração de poço multilateral do projeto. O poço PR foi perfurado no Prospecto A por decisão tomada a partir das informações obtidas através da perfuração dos poços pilotos, que confirmou o Prospecto A como

mais favorável para produção. O Prospecto B, por sua vez, foi explorado através do poço P2 e a perfuração de um poço produtor nesse prospecto será avaliada em outro momento pela Empresa.

A configuração do Poço PR foi planejada de modo a, mesmo sendo um poço multilateral, seguir o padrão dos poços produtores do Campo X. A fase de 12 ¼" continuou a ser perfurada a partir do trecho já existente do Poço P1 de modo a alcançar maior profundidade até o topo do reservatório do Prospecto A. Após finalizada a seção, o revestimento de produção 9 5/8" foi instalado e cimentado, e a fase de reservatório foi perfurada horizontalmente no diâmetro padrão 8 ½" em poço aberto até a profundidade total.

A completação do poço foi instalada também de acordo com o padrão do campo. Foi realizada a instalação da completação inferior com tubos telados e na sequência, a operação de estimulação ácida do reservatório carbonático. A completação superior foi instalada com *tubings* 4 ½" e bomba centrífuga submersa (BCS) como método de elevação artificial, similar aos demais poços produtores do Campo X.

A perfuração e completação do poço PR sempre foi o objetivo final do projeto, uma vez que a finalidade macro do mesmo foi dar continuidade ao redensolvimento do campo maduro através do incremento da produção com a entrada do novo produtor. No entanto, o processo para alcançar o objetivo final poderia ter ocorrido de diferentes maneiras, tais quais através de poços convencionais, ou apenas um poço piloto e um produtor perfurado diretamente no prospecto de melhor qualidade. A configuração do poço multilateral permitiu que o processo fosse executado de modo a mitigar os riscos da perfuração do poço produtor, principalmente no que tange às incertezas geológicas. Com dois poços pilotos, que investigaram dois diferentes prospectos, o processo decisório para perfuração do poço produtor PR se tornou mais assertivo. Ainda mais, o design de poço multilateral possibilitou a exploração do segundo prospecto com um custo muito inferior ao que seria em comparação a um projeto de poço convencional. Para uma operação como essa, arriscada para operadora em termos de investimentos financeiros, a mitigação dos riscos e redução dos custos se fazem de suma importância, assegurando a viabilidade econômica do projeto e possibilitando o redensolvimento do campo maduro. A figura 37

apresenta uma visão 3D do projeto do poço multilateral, com os poços P1, P2 e PR.

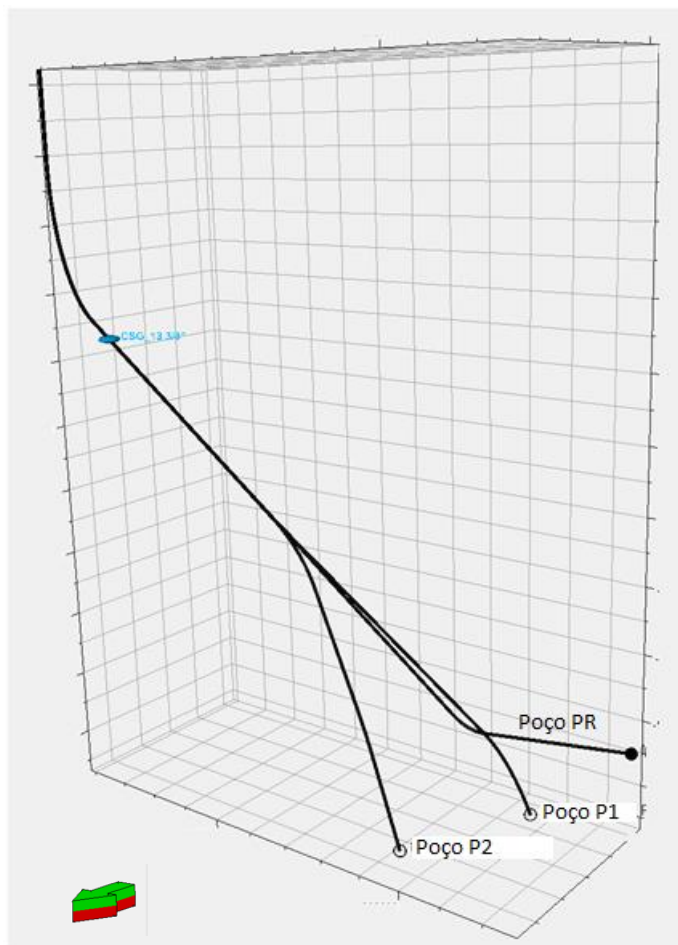


Figura 37. Poços P1, P2 e PR em escala 3D

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor

As Figuras 38, 39 e 40, ilustram as trajetórias reais dos poços P1, P2 e PR em escala com visões lateral, de cima, e frontal, respectivamente.

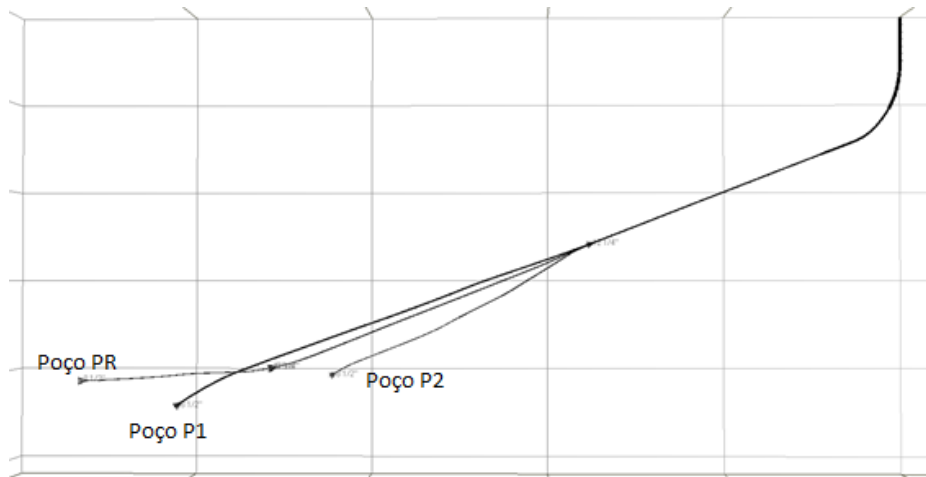


Figura 38. Visão Lateral P1, P2 e PR

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor

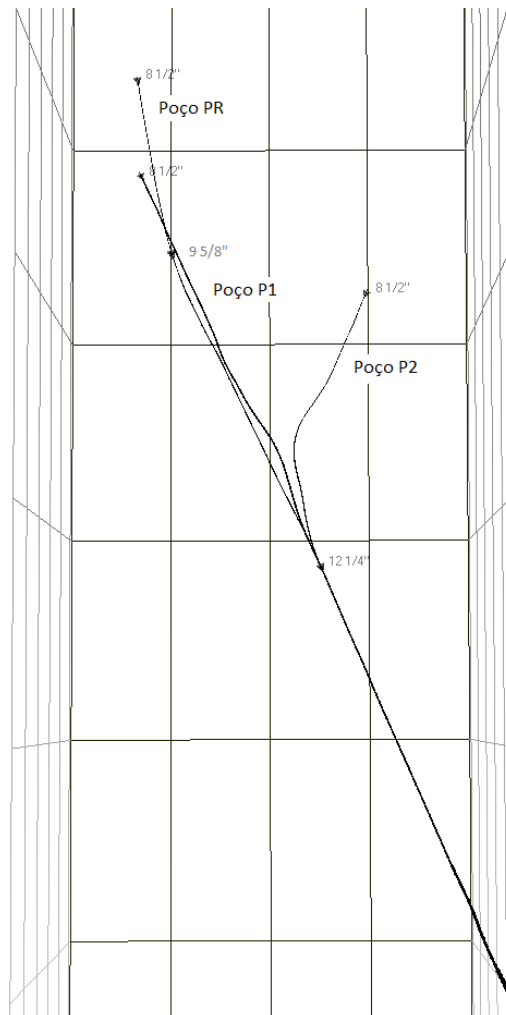


Figura 39. Visão de Cima P1, P2 e PR

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor

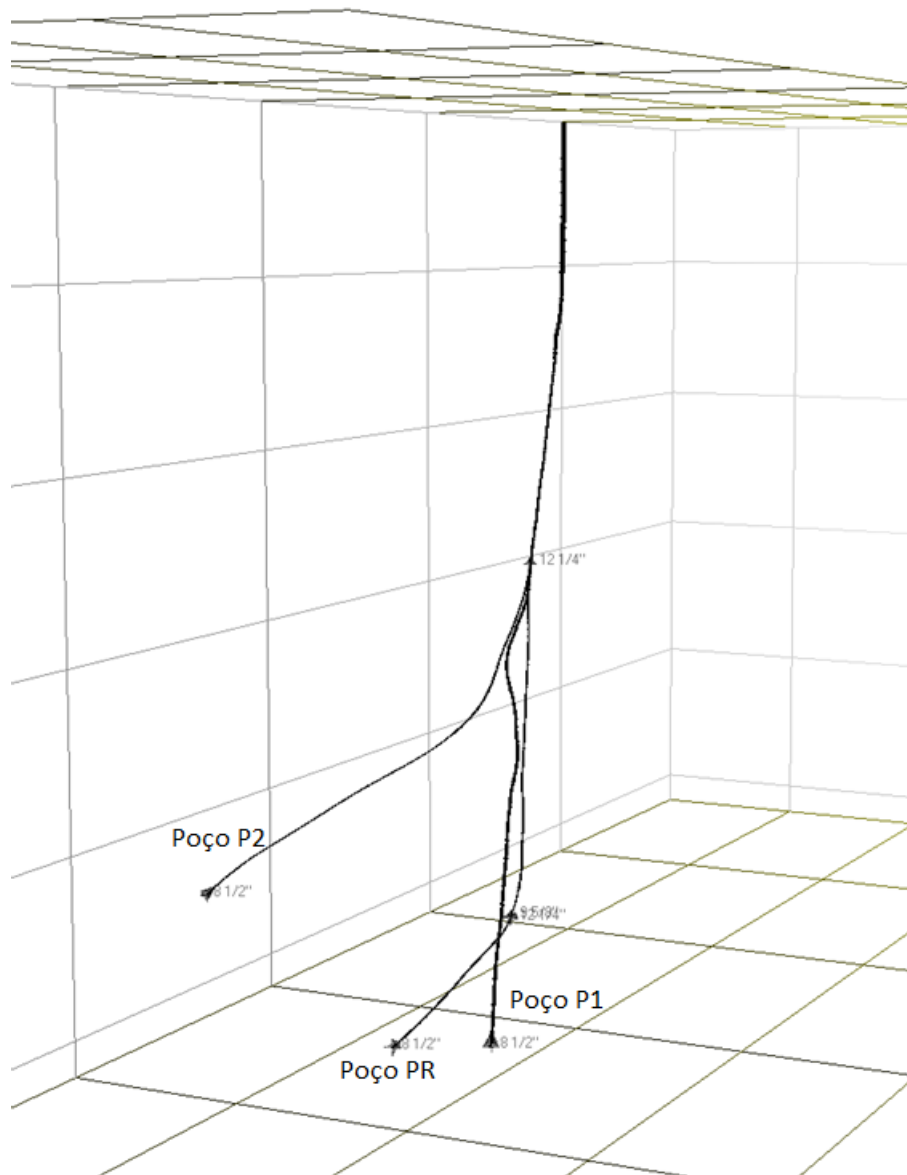


Figura 40. Visão Frontal P1, P2 e PR

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor

5.4. Definição dos Parâmetros de Engenharia de Poços e Desafios Operacionais

Por se tratar de um campo maduro, o Campo X possui diversos poços perfurados e o conhecimento da geologia da área e de parâmetros relacionados à engenharia de poços do campo é vasto. Dessa forma, a Empresa possui ampla experiência e informações sólidas, que permitiram com que os poços P1, P2 e PR fossem projetados e perfurados com base em dados históricos de poços mais antigos do campo.

A aplicação de lições aprendidas em perfurações anteriores e o processo de melhoria contínua se mostram de grande importância na atividade de perfuração de poços, especialmente em campos maduros, onde a margem para erros tende a ser menor. Utilizar métodos, estratégias e equipamentos que demonstraram resultados positivos em operações anteriores, bem como otimizar aqueles cujos resultados foram inferiores ao esperado, faz com que os riscos sejam minimizados e que a operação se torne mais eficiente.

O Campo X já foi operado por outras companhias que não a Empresa, e possui em sua totalidade mais de 40 poços perfurados. Parâmetros geológicos como pressão de poros e pressão de fratura das formações já são conhecidas e a determinação da janela operacional para o projeto, bem como a definição das profundidades de assentamento dos revestimentos, foram definidos pela Empresa com base em dados históricos. O mesmo se aplica para a escolha dos revestimentos, que como já citado anteriormente, foram projetados de acordo com o padrão dos poços do campo, sendo sequencialmente para o poço produtor final o condutor cravado de 24", revestimento de superfície de 13 3/8" e revestimento de produção de 9 5/8" com fase de reservatório perfurada a poço aberto de diâmetro 8 1/2".

As companhias de serviço que realizam a perfuração dos poços também já possuem *expertise* no campo, pelo grande número de poços perfurados. Desse modo, a definição do BHA e das brocas utilizadas para cada fase também foram projetadas levando em consideração o histórico de poços perfurados anteriormente, em especial pelo conhecimento da configuração dos poços e dados das formações a serem perfuradas.

No entanto, apesar do grande número de poços já perfurados no Campo X e, conseqüentemente, o amplo conhecimento do campo, o projeto do poço aberto multilateral trouxe desafios operacionais que precisaram ser identificados e superados em ordem de executar o projeto e garantir seu sucesso. O principal desafio operacional para execução do projeto estava relacionado ao amplo período de exposição do poço 12 1/4" sem revestimento, que serviria de saída para perfuração dos poços multilaterais.

É prática comum da indústria evitar que o poço fique sem revestimento, ou seja, aberto para a formação, por um período prolongado, uma vez que essa exposição pode acarretar grandes riscos operacionais. Quanto mais longo o

período de exposição do poço aberto, maior a propensão ao acúmulo de sedimentos no poço, que podem resultar na prisão da coluna de perfuração e, em casos mais graves, até no colapso do poço perfurado.

O poço P2 foi perfurado diretamente em fase 8 ½” a partir do poço 12 ¼” não revestido, e exatamente nessa transição de diâmetro em poço aberto teve-se o principal ponto de preocupação quanto ao acúmulo de cascalho e, conseqüentemente, risco de prisão de coluna. Isso se deu por que os cascalhos gerados pela perfuração da fase de 8 ½” seriam carregados pelo fluido de perfuração e, no ponto de transição entre as fases, o diâmetro aumentaria (considerando o ponto de vista do carregamento dos cascalhos) e, conseqüentemente, a vazão iria diminuir, propiciando assim o acúmulo dos cascalhos naquele ponto e gerando o risco de prisão da coluna de perfuração. Além disso, pelo longo tempo de exposição do poço aberto de 12 ¼”, existiria o risco também do acúmulo de sedimentos e detritos provenientes do desmoronamento do poço, podendo levar, em casos severos, ao seu colapso.

Para mitigar o risco de acúmulo de sedimentos e superar o desafio operacional para execução do projeto, o principal parâmetro trabalhado na elaboração do projeto foi relacionado à capacidade de limpeza de poço, que é influenciada diretamente pela vazão e controle do peso do fluido de perfuração. O fluido de perfuração utilizado no projeto foi um fluido sintético de alta performance, por ser mais estável e possibilitar maior controle e capacidade de carregamento dos sólidos gerados pela perfuração, visando otimizar a limpeza do poço. O fluido foi escolhido com base em resultados históricos de perfuração de outros poços no campo.

Para o projeto do poço multilateral, a vazão necessária para limpeza do poço aberto de 8 ½” x 12 ¼” foi consideravelmente maior do que seria no caso de o poço estar revestido. No entanto, a vazão precisou ser minuciosamente controlada para não se tornar tão alta a ponto do ECD (*equivalent circulation density*), ou seja, a densidade equivalente da circulação do fluido de perfuração, que tende a ser maior com o aumento da vazão devido à maior perda de carga, ser superior à pressão de fratura na sapata do revestimento de 13 3/8”, que resultaria na fratura da formação.

Dessa forma, os parâmetros de vazão e peso de fluido utilizados nas fases de 12 ¼” e 8 ½” foram cuidadosamente estudados, avaliados e controlados

pela Empresa e prestadoras de serviço de modo a mitigar os riscos de acúmulo de cascalho e prisão de coluna através de uma limpeza efetiva do poço, sem potencializar o risco de fratura na sapata do revestimento de 13 3/8" devido ao aumento do ECD.

5.5. Análise do *Drilling Time* do Projeto

Uma vez definido o projeto de perfuração dos poços P1, P2 e PR, foi elaborado pela Empresa, com base em histórico de operações anteriores, o *Drilling Time* para o projeto. A Tabela 6, a seguir, mostra em percentual o tempo estimado para execução de cada fase da perfuração dos 3 poços. É importante salientar que, para o presente trabalho, foram desconsiderados os tempos de mobilização e preparação da sonda por fins didáticos e para possibilitar melhor compreensão e comparação dos tempos operacionais.

Tabela 6. Cronograma de Operações (*Drilling Time*)

Tempos de Operação por Etapas	%
Etapa 1 – Poço P1 Fase 17 1/2"	11,9
Perfuração P1 Fase 17 1/2"	5,2
Instalação Revestimento 13 3/8" e Cimentação	6,8
Etapa 2 – Poço P1 Fase 12 1/4"	9,0
Perfuração P1 Fase 12 1/4"	9,0
Etapa 3 – Poço P1 Fase 8 1/2"	18,8
Perfuração P1 Fase 8 1/2"	11,7
Abandono P1 Fase 8 1/2"	7,1
Etapa 4 – Poço P2 Fase 8 1/2"	23,7
Perfuração P2 Fase 8 1/2"	16,9
Abandono P2 Fase 8 1/2"	6,8
Etapa 5 – Poço PR Fase 12 1/4"	22,7
Perfuração PR Fase 12 1/4"	14,6
Instalação Revestimento 9 5/8" e Cimentação	8,1
Etapa 6 – Poço PR Fase 8 1/2"	13,8
Perfuração PR Fase 8 1/2"	13,8
TEMPO TOTAL (%)	100

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor.

O projeto do poço aberto multilateral possibilitou que o poço piloto P2 e o produtor PR fossem perfurados a partir do poço principal P1, eliminando a necessidade da perfuração das fases iniciais para esses poços. Poços

multilaterais cujos produtores são perfurados como *sidetracks* de seus pilotos, como o PR e P1, são comuns na indústria. No entanto, no caso do projeto aqui apresentado, o poço aberto multilateral possibilitou, através do poço P2, a exploração de um segundo prospecto geológico distante 1.200 metros do principal, a partir de uma mesma locação, sem a necessidade de perfuração de um poço completamente novo.

Analisando os tempos operacionais descritos na Tabela 6 e levando em consideração os tempos da Etapa 1 e Etapa 2, que foram as etapas eliminadas na perfuração do poço piloto P2, é possível concluir que a adoção da estratégia do poço aberto multilateral possibilitou uma redução do tempo operacional do projeto de aproximadamente 21% se comparado ao cenário em que fosse necessária a perfuração de um poço completamente novo para exploração do Prospecto B.

É importante ressaltar, novamente, que os tempos descritos pela Tabela 6 não levam em consideração os tempos de mobilização e preparação da sonda para o início da perfuração do poço. Caso esses tempos fossem considerados, o impacto na redução do tempo operacional do projeto seria ainda maior.

5.6. Análise da AFE e Economicidade do Projeto

É comum na indústria de E&P que as cobranças por parte das prestadoras de serviço e demais companhias envolvidas na execução da operação sejam feitas por diárias, tanto para equipamentos, como para pessoal. Sendo assim, a diminuição do tempo de operação tem impacto direto e significativo na economicidade do projeto.

O custo total do projeto é descrito por um documento chamado AFE, ou *Authorization for Expenditure*, no qual é previsto todos os custos envolvidos para cada etapa da operação, com base na quantidade de dias estimados anteriormente pelo *Drilling Time*. Conforme abordado anteriormente, a elaboração do projeto do poço aberto multilateral trouxe grandes economias ao projeto quando se comparado à um projeto de poço convencional, em que os dois poços pilotos e o poço produtor seriam perfurados separadamente, cada um a partir de uma locação específica. Seguindo a etapa 5 da Metodologia, a Tabela 7 faz a comparação entre as AFEs para perfuração dos poços pilotos e perfuração e completação do poço produtor em ambos os cenários, sendo o

primeiro com os poços projetados de forma convencional, e o segundo de acordo com o projeto elaborado do poço aberto multilateral. Por razões de *compliance*, a análise foi feita utilizando um valor de referência “x”, que representa uma determinada quantia em milhões de dólares.

Tabela 7. Comparação entre AFEs do Projeto Convencional e Projeto Multilateral

	AFE Projeto Convencional	AFE Projeto Multilateral
Poço P1	3x	3x
Poço P2	3x	1x
Poço PR	6x	4x
TOTAL	12x	8x

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor.

De acordo com a Tabela 7, o custo de perfuração do primeiro poço piloto, P1, seria o mesmo independente se o projeto fosse executado de maneira convencional ou na configuração multilateral. Isso se dá porque o P1 é o primeiro poço do projeto e precisa ter todas as suas fases perfuradas, independentemente da configuração dos poços seguintes. No entanto, a economicidade proveniente da redução de custos do projeto multilateral passa a ficar evidente a partir da perfuração do poço P2. Pelo fato do mesmo ser *sidetrack* ao P1, tendo apenas a fase de 8 ½” perfurada, o custo total do poço representa apenas 1/3 (um terço) do custo do mesmo no cenário da execução do projeto de maneira convencional, em que seria necessária a perfuração de um poço completamente novo. O mesmo ocorre para o caso da perfuração e completação do poço PR que, por também ser compartilhado com o poço P1, não precisou ter a primeira fase executada e, por isso, gerou uma economia de 33% se comparado ao cenário convencional.

Ainda analisando a Tabela 7, pode-se observar que o custo total da execução do projeto convencional, que seria de 12x, passou a ser de apenas 8x quando executado o projeto do poço multilateral. Essa redução representa uma diminuição superior à 33% do valor total planejado para perfuração dos poços. Para companhias operadoras de campos maduros, como é o caso da Empresa, a elaboração de projetos alternativos que reduzam consideravelmente os investimentos necessários para continuar o redesevolvimento do campo, como é o caso do projeto do poço aberto multilateral, se fazem de suma importância

para continuidade da empresa e estão diretamente relacionados ao processo de incremento da vida útil do campo.

Tendo em vista o projeto do poço aberto multilateral, serão analisadas a seguir as principais vantagens e estratégias econômicas, bem como os resultados, advindos da execução do projeto. Por razões de *compliance*, nesse trabalho será apresentado somente um resumo da AFE real do projeto, com os valores descritos para as fases de cada um dos poços em percentual, representado pela Tabela 8, a seguir.

Tabela 8. Resumo da AFE do Projeto

Custo por Fase de Poço	%
Poço P1 - Fase 17 1/2" + 12 1/4"	24,0
Poço P1 - Fase 8 1/2"	12,7
Poço P2 - Fase 8 1/2"	12,7
Poço PR - Fase 12 1/4" + Fase 8 1/2"	29,2
Poço PR – Completação	21,4
CUSTO TOTAL (%)	100

Fonte: Cedido pela Empresa, adaptado pelo autor.

Levando em consideração o intuito principal dos poços pilotos de reduzir as incertezas para perfuração e completação do poço produtor, que requer um maior investimento, superior à 50% da totalidade do projeto, e que, conseqüentemente, possui maior risco, a análise da economia do projeto do poço multilateral pode ser realizada de diferentes maneiras considerando diferentes possíveis cenários. Uma vez que os Prospectos A e B são correlatos e possuem reservatórios semelhantes, caso o poço P1 tivesse identificado que o Prospecto A, o qual análises geológicas prévias à perfuração já indicavam como sendo melhor do que o Prospecto B, não fosse um reservatório capaz de aportar a produção esperada, provavelmente a Empresa não seguiria com a exploração do segundo prospecto nem com a perfuração do poço produtor. Nesse cenário de insucesso geológico, de acordo com a Tabela 8, a Empresa teria desembolsado apenas 36,7% do custo total planejado e, assim, deixaria de gastar os demais 63,3% planejados que, possivelmente, levariam à um poço produtor malsucedido.

Tendo em vista um segundo provável cenário derivado do anterior, no qual apesar dos resultados negativos do poço P1, a Empresa tivesse decidido

seguir com a perfuração do poço P2 para exploração do Prospecto B a fim de verificar a possibilidade de perfuração do poço produtor no segundo prospecto, e no caso em que o poço P2 também comprovasse que o reservatório do Prospecto B não pudesse aportar produção, a companhia teria deixado de investir na perfuração e completação do poço PR que, de acordo com a Tabela 8, é o responsável pela maior parcela de custo do projeto. Nesse âmbito, a Empresa teria investido apenas metade do valor total do projeto, tendo comprovado que nenhum dos prospectos seriam passíveis de produzir de maneira economicamente viável e, dessa forma, não executando a perfuração e completação do poço PR, deixando assim de gastar 50,6% do valor total planejado.

Considerando o cenário real, de sucesso na exploração dos prospectos e perfuração e completação do Poço PR no Prospecto A, e com base nos dados da Tabela 8, a perfuração das fases iniciais do poço, ou seja, a perfuração da fase de 17 ½”, instalação e cimentação do revestimento de superfície de 13 3/8” e perfuração da fase de 12 ¼”, durante execução do Poço P1, foi responsável por 24% dos custos relacionados ao projeto. Essas também foram as fases economizadas na perfuração do segundo poço piloto, P2, na configuração projetada. Dessa forma, o poço P2, que foi perfurado somente em fase 8 ½”, representou a menor parcela de custos do projeto, sendo responsável por apenas 12,7% do total, e possibilitou a exploração de um novo prospecto geológico, o Prospecto B.

O valor agregado para a Empresa pelo Poço P2 pode ser considerado como um dos pontos altos do projeto, uma vez que o mesmo possibilitou a exploração e análise de um novo prospecto geológico à um custo muito reduzido, devido a configuração de poço projetada. Para um campo maduro, como o Campo X, cujos melhores reservatórios em termos de geológicos já foram explorados, o valor de identificar e avaliar as características de um novo Prospecto à um custo baixo, mesmo que seja para confirmar que o mesmo não é viável de produzir economicamente, se faz de extrema importância para o processo decisório da companhia e, conseqüentemente, para a continuidade da operação e o redensolvimento do campo maduro.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho alcançou o objetivo de apresentar o desenvolvimento de um projeto de poço aberto multilateral como forma de redesevolvimento de um campo maduro na Bacia de Campos. Conjuntamente, também foi alcançado o objetivo da construção de uma revisão dos principais tópicos acerca do desenvolvimento de um projeto de poço e da engenharia de poços e completção.

Como demonstrado ao longo do trabalho, campos maduros são progressivamente mais habituais por todo o mundo. Nacionalmente, pode-se destacar a Bacia de Campos, a qual era caracterizada como a principal Bacia petrolífera do Brasil e que hoje apresenta um grupo extenso de campos caracterizados como maduros.

No entanto, campos maduros ainda representam uma grande oportunidade, em especial para empresas de menor porte, com a possibilidade do seu redesevolvimento. Esse redesevolvimento, pode ser realizado de diferentes maneiras e através de diferentes técnicas, sendo a exploração de novos prospectos geológicos através da perfuração de novos poços a com maior risco envolvido, mas também com o maior potencial de retorno.

Dessa maneira, o desenvolvimento de projetos de poços se faz fundamental na atividade de redesevolvimento de um campo maduro. Vários aspectos estão envolvidos em um projeto de poço, e otimizá-los resulta em benefícios que podem impactar diretamente na validação e decisão de execução do projeto.

Nesse âmbito, o desenvolvimento de um projeto de poço aberto multilateral permitiu à uma empresa brasileira operadora de campos maduros na Bacia de Campos explorar dois diferentes prospectos geológicos e produzir um deles, a partir de um mesmo poço compartilhado. Essa estratégia inovadora agregou valor de informação para a companhia, e representou uma economia relevante se comparada à um cenário padrão de exploração, permitindo assim a continuidade do redesevolvimento do campo.

Análises geológicas e geofísicas, prévias à perfuração dos poços, já indicavam o Prospecto A como sendo geologicamente mais favorável à produção se comparado ao Prospecto B. Dessa forma, em um cenário padrão

de perfuração, em que a Empresa tivesse que decidir qual seria o prospecto a ser explorado, possivelmente o Prospecto A seria o escolhido, ficando a exploração do segundo prospecto em segundo plano. No entanto, a configuração e o projeto do poço aberto multilateral permitiram que o Prospecto B também fosse explorado, tendo um custo adicional muito inferior se comparado à um cenário normal, em que fosse necessária a perfuração integral de um novo poço.

Para uma empresa de pequeno/médio porte, que opera um campo maduro, no qual os reservatórios com melhores capacidades produtivas já foram explorados, o custo da informação adquirida ao possibilitar a exploração de um novo prospecto por um custo cerca de 1/3 inferior ao normal, pode ser decisivo para saúde financeira da empresa e continuidade do redensolvimento do campo. São projetos inovadores, como o apresentado neste trabalho, que possibilitam a postergação da vida útil dos campos maduros e o surgimento de novos *players* no mercado de E&P focados nesse segmento repleto de oportunidades e relevante para o desenvolvimento da indústria de óleo e gás e do país.

7. REFERÊNCIAS

ADAMS, Neal. **Well Control: Procedures and Principles**. Chapter 4, Petroleum Engineering Handbook – Vol. II, Houston, 2007, p. 185-219.

ANP. **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural Dezembro 2019**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 27 de março de 2020.

ANP. **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural Fevereiro 2018**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 27 de março de 2020.

ANP. **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural Setembro 2011**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 27 de março de 2020.

ANP. **Resolução ANP 699/17**. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=349665>. Acesso em: 28 de março de 2020.

BAI, Y.; BAI Q. **Subsea Engineering Handbook**. USA: Elsevier, 2010.

BELLARBY, Jonathan. **Well Completion Design**. 1st ed. Aberdeen: Elsevier, 2009. 711 p. ISBN 978-0-444-53210-7.

BELLARBY, Jonathan. **Well Completion Design**. 1st ed. Aberdeen: Elsevier, 2009. 711 p. ISBN 978-0-444-53210-7.

BOSWORTH, S. et. al. **Key Issues in Multilateral Technology**. Oil Field Review (Winter 1998).

CAMPOS, L. F. A. **Composição de Argila Bentoníticas para Utilização em Fluidos de Poços de Petróleo**. Campina Grande, 2007. 165 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.

CASTILHO, Marcelo. **Opportunities in E&P Mature Fields**. 2019. 21 slides.

CHINA-OGPE. 2010. Disponível em: http://www.china-ogpe.com/showroom/581/product_list/. Acesso em: 08 abril 2020.

CNPE. **Resolução CNPE 17/2017**. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-federal/resolucoes/resol-cnpe/2017&item=rcnpe-17--2017>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

CNPE. **Resolução CNPE 2/2016**. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=317288#:~:text=Disp%C3%B5e%2>

Osobre%20medidas%20de%20incentivo,brasileiro%20e%20d%C3%A1%20out ras%20provid%C3%AAs.&text=O%20descumprimento%20dos%20compro missos%20de,Art. Acesso em:02 de abril de 2020.

CROOK, R. **Cementing**. Chapter 9, Petroleum Engineering Handbook – Vol. II, Houston, 2007, p. 369-431.

DE FREITAS, J.J. **Validação de uma Metodologia de Ensaio de Resistência ao Cisalhamento para Avaliação da Aderência de Interfaces Revestimento Metálico-Bainha de Cimento Aplicada a Poços de Petróleo**. Natal, 2007. 143 p. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2007.

DELGADO, F.; CHAMBRIAD, M.; GONÇALVES, P.; BRUCE, T.; **Royalties e EOR em Campos Maduros no Brasil**: Discussão sobre alíquotas e arrecadações. Caderno de Opinião. FGV Energia. Junho de 2018.

DE MORAIS, Danilo Fagundes Pascoal. **Estudos dos principais tipos de brocas de perfuração de poços de petróleo e suas demandas tribológicas**. 2014. Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

DIAS, Jhordana Vencato. **Determinação das Elipses de Incertezas Durante a Perfuração Direcional e Análise de Anticolisão**. 2017. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, dezembro de 2017.

DICIONÁRIO DO PETRÓLEO. **Comando de Perfuração**. Disponível em: <http://dicionariodopetroleo.com.br/dictionary/comando-de-perfuracao/>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

DICIONÁRIO DO PETRÓLEO. **Tubo de Perfuração**. Disponível em: <http://dicionariodopetroleo.com.br/dictionary/tubo-de-perfuracao/>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

DIRECTIONAL DRILLING TECHNOLOGY. **Stabilizers**. 13 de Julho de 2011. Disponível em: <http://directionaldrilling.blogspot.com/2011/07/stabilizers.html>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

DRILLING MANUAL. **Drill Collar Weights, Size, Specs, Definition &Types**. 3 de Novembro de 2017. Disponível em: <https://www.drillingmanual.com/2017/11/drill-collar.html>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

DRILLING MANUAL. **Heavy Weight Drill Pipe Specs & Function**. 4 de Novembro de 2017. Disponível em: <https://www.drillingmanual.com/2017/11/heavy-weight-drill-pipe.html>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

DRILLING MANUAL. **Steerable Drilling Systems**. 26 de Novembro de 2017. Disponível em: <https://www.drillingmanual.com/2017/11/steerable-drilling-systems.html>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

ESTEUE, Bruno Romanelli Menechini; BRAGA, Arthur Martins Barbosa (Orientador). **Clusterização de dados de vibração na perfuração de poços de petróleo através de redes neurais não supervisionadas**. Rio de Janeiro, 2014. 104p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

FARAH, Omar Farah. **Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, with a Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti**. 2013. United Nations University, Reikjavik, Iceland.

FERNANDES, George Meneses. **Estimativa da janela operacional de pressões de perfuração de poços utilizando dados de perfilagem**. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2018.

GALHANO, Francisco de Assis Prado. **Petróleo e gás na Bacia do Paraná**. 2006. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

GE do Brasil. **Conheça as Árvores de Natal, super equipamentos para a extração de petróleo e gás**. Disponível em: <<https://gereportsbrasil.com.br/conhe%C3%A7a-as-%C3%A1rvores-de-natal-superequipamentos-para-a-extra%C3%A7%C3%A3o-de-petr%C3%B3leo-e-g%C3%A1s-c05fb9af13be>>. Acesso em: 15 abril 2020

GLOBAL SPEC. **Learn More About Drill Pipe**. Disponível em: https://www.globalspec.com/learnmore/specialized_industrial_products/mining_equipment/drill_pipe. Acesso em: 03 de abril de 2020.

GOMES, Jose Salgado; ALVES, Fernando Barata. **O universo da indústria petrolífera: da pesquisa à refinação**. Fundação Calouste Gulbenkian. Lisboa, Portugal, 2007.

GUILHERMINO, Bruno Augusto de Castilho. **Estudo da produtividade de poços horizontais**. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2013

GUIMARÃES, Ian Barros; ROSSI Luciano Fernando dos Santos. **Estudo dos Constituintes dos fluidos de Perfuração: Proposta de uma Formulação Otimizada e Ambientalmente Correta**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA, 2006, Recife. Anais... Curitiba: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Química e Biologia, 2007. p.1-8.

HALL, David R. et al. **Drilling jar for use in a downhole network**. U.S. Patent n. 6,991,035, 31 jan. 2006.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2008**. Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France, 2008.

LEA, James F. **Artificial Lift Selection**. Chapter 10, Petroleum Engineering Handbook – Vol. IV, Houston, 2007, p. 411-456.

SOLIS, Lopez V., VELAZQUEZ-CRUZ, D., & ESPINOSA-CASTAÑEDA, G. **Multilateral-Well Drilling Using Imaging Logs in Mature Field Near Tampico, Mexico**. Society of Petroleum Engineers. 01 de janeiro de 2010. doi:10.2118/139321-MS

MATHIAS, Victor Machado. **Colunas de Perfuração em Poços de Petróleo**. 2016. Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

MEIZE, R., REID, L., & DANO, F. **Multilaterals in the Mississippi Lime**. Society of Petroleum Engineers. 01 de março de 2016. doi:10.2118/178885-MS

MELLO, Eduardo Varela. **Top drive: aplicações e experiências em sistemas de perfuração**. 2014.

MESSER, Bruno; Pacheco, Marco Aurélio C. **Projeto de Poços Multilaterais em Reservatórios de Petróleo Otimizados por Algoritmos Genéticos**. Rio de Janeiro, 2009. 146p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

MITCHEL & MISKA, 2011 - MITCHELL ROBERT F., MISKA STEFAN Z. **Fundamentals of Drilling Engineering**. SPE Textbook Series Vol.12. Texas, 2011.

MITCHELL, R. F. **Casing Design**. Chapter 7, Petroleum Engineering Handbook – Vol. II, Houston, 2007, p. 287-342.

MORAIS, Antonelle José Pereira. **Análise Comparativa das Propriedades dos Fluidos de Perfuração para Poços de Água e Petróleo**. São Cristovão, 2009, 55 f. Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Sergipe, Sergipe, 2009.

MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em águas profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. Brasília: IPEA, Petrobras, 2013. ISBN 978-85-7811-159-5.

NABORS. **Top Drive Rentals**. Disponível em: <https://www.nabors.com/equipment/automated-surface-equipment/top-drives/top-drive-rentals>. Acesso em: 01 de abril de 2020

NPC, National Petroleum Council. **Offshore Well Control Management and Response**. 2011. Disponível em: <https://www.npc.org/Prudent_Development-Topic_Papers/2-13_Well_Control_Management_and_Response_Paper.pdf> Acesso em: 14 abril 2020.

OIL SPILL RESPONSE. **Technical Information Sheet - Capping Stack System**. 23 de julho de 2015. Disponível em: <https://www.oilspillresponse.com/pt-br/technical-library/swis---capping-stack-system/>. Acesso em: 12 de abril de 2020

OLIVEIRA, Bruno Diego de. **Monitoramento do Desempenho de uma Bomba Centrífuga Submersa com Auxílio da Técnica Ultrassônica**. 2014.

PENBERTHY, W. L. **Sand Control**. Chapter 5, Petroleum Engineering Handbook – Vol. IV, Houston, 2007, p. 175-239.

PEREIRA, P. **Árvore de Natal Molhada de Componentes**. LinkedIn, 20 de novembro de 2017. Disponível em: www.linkedin.com/pulse/%C3%A1rvore-de-natal-molhada-e-componentes-peter-pereira/. Acesso em: 15 abril 2020

PERMADI, P. **Practical Methods to Forecast Production Performance of Horizontal Wells**. SPE 29310. Kuala Lumpur, 1995. 10 p.

PETROBRAS. **Conheça os Diferentes Tipos de Poços de Petróleo e Gás Natural**. 2015. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes-tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.html>. Acesso em: 14 de abril de 2020.

PETRÓLEO E ENERGIA. **Segurança: Aspectos de Segurança na Cimentação de Poços de Petróleo**. 15 de dezembro de 2015. Disponível em: <https://www.petroleoenergia.com.br/6041/3/>. Acesso em: 07 de abril de 2020.

PETROWIKI. **AFE: Projected Drilling Time**. 2015. Disponível em: https://petrowiki.org/AFE:_projected_drilling_time#Time_considerations. Acesso em: 26 de março de 2020.

PLÁCIDO, João Carlos Ribeiro. **Colunas de Perfuração de Poços de Petróleo**. Apostila não publicada, 2009.

PLÁCIDO, João Carlos Ribeiro; PINHO, Rodrigo. **Brocas de perfuração de poços de petróleo**. Apostila não publicada, 2009.

PPDM. **Data Model: Authorization For Expenditure**. Disponível em: https://ppdm.org/ppdm/PPDM/Collaboration/Workgroups/Authorization_For_Expenditure/PPDM/Authorization_For_Expenditure.aspx?hkey=a2bfa1bb-b657-428d-b07b-8cde65437b3c. Acesso em: 26 de março de 2020.

QUEIROZ, G. O., BARILLAS, J. L. M., DUTRA JR, T. V., MATA, W., BARROS NETO, E. L. **Influência da Cota de Vapor no Processo de Injeção Cíclica de Vapor**. 2005. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador-BA, Brasil.

REGALLA, Sabrina de Almeida Pinto. **Correlação entre Brocas de Perfuração, Taxas de Penetração e Formações Rochosas**. 2011. Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ROCHA, L.A.S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R.; VIEIRA, J.L.B.; SANTOS, O.L.A. **Perfuração Direcional**. 2.ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras: IBP, 2008, 323p.

ROCHA, Luiz Alberto Santos; AZEVEDO, De Cecília Toledo. **Projeto de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimento**. 3 ed., Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2019.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 2006. Rio de Janeiro: Interciência.

SANTOS, A. L. O. **Segurança de Poço na Perfuração**. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, PETROBRAS, 2013.

SCHAFFEL, S. B. **A Questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil**. 2002, 126 p. Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro/RJ

SEIXAS, J. E. D. **Aditivação de Fluidos de Perfuração**. 2010, 85 p. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, UFF, Niterói/RJ, 2010.

SENNA, Brenny Dantas de. **Estudo da viabilidade econômica em campos maduros**. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

SHUTTERSTOCK. **Casing Drilling On Rig Rotary Table**. Disponível em: <https://www.shutterstock.com/pt/video/clip-4803824-casing-drilling-on-rig-rotary-table>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

SILVA, Carolina Teixeira da. **Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais**. Natal, 2003. 87 f. Monografia – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2003.

SILVA, Daniel Soares da. **Estudo de geopressões e assentamento de sapatas de revestimento**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

SILVA, Neilon de Souza. **Avaliação numérico-experimental de modelos analíticos para previsão de fadiga multi-axial de tubos de perfuração de poços de petróleo**. 2008. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

WAMSLEY JR, W. H.; FORD, R. **Introduction to Roller-Cone and Polycrystalline Diamond Drill Bits**. Chapter 5, Petroleum Engineering Handbook – Vol. II, Houston, 2007, p. 221-264.

WEST, G.; HALL, J.; SEATON, S. **Drilling Fluids**. Chapter 2, Petroleum Engineering Handbook – Vol. II, Houston, 2007, p. 90-119.

YUAN, F., LI, W., & DURST, D. G. **Mature Field Re-entries Utilizing Level 4 Multilateral Technology**. Society of Petroleum Engineers. 01 de janeiro de 2004
doi:10.2118/88021-MS