



**Eliza Galvão da Silva Cardoso**

**Estudo sobre amortecimento de poço em *blowout* via  
poço de alívio: Aumento da capacidade das sondas**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Rio de Janeiro

Abril de 2024



**Eliza Galvão da Silva Cardoso**

**Estudo sobre amortecimento de poço em *blowout* via  
poço de alívio: Aumento da capacidade das sondas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

**Prof. Arthur Martins Barbosa Braga**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

**Prof. Luiz Alberto Santos Rocha**

Syngular Solutions

**Prof. Antonio Carlos Viera Martins Lage**

Pesquisador Autônomo

Rio de Janeiro, 19 de abril de 2024

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Eliza Galvão da Silva Cardoso**

Graduou-se em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Atua como engenheira de equipamentos na área de Controle de *Blowout*.

#### Ficha Catalográfica

Cardoso, Eliza Galvão da Silva

Estudo sobre amortecimento de poço em blowout via poço de alívio: aumento da capacidade das sondas / Eliza Galvão da Silva Cardoso; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Mecânica, 2024.

186 f.: il.; 30 cm

1. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Blowout. 3. Vazão de bombeamento. 4. Fluido de amortecimento. 5. Pressão de bombeamento. 6. Escoamento bifásico. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD: 621

Ao meu filho, Caetano

## **Agradecimentos**

Agradeço aos meus pais Edson e Thereza por sempre me apoiarem em todas as etapas da vida.

Ao meu companheiro Aryel por estar sempre ao meu lado me apoiando.

Ao meu sogro Gilson por todo companheirismo.

Ao Felipe Terra que me deu suporte desde o início para elaboração e conclusão desse trabalho.

Ao Fabricio por me incentivar a iniciar e concluir o mestrado.

Ao Renan e ao Fernando por colaborarem com conclusão esse trabalho.

A minha amiga Clarissa por me motivar a concluir esse trabalho.

Aos meus amigos e familiares que me apoiaram.

Ao Lage e ao Luizão por aceitarem participar da minha banca examinadora.

Ao meu orientador Arthur, pela paciência e confiança no trabalho.

Ao CNPq e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

## Resumo

Cardoso, Eliza. Galvão da Silva; Braga, Arthur Martins Barbosa. **Estudo sobre Amortecimento de Poço em Blowout via Poço de Alívio: Aumento da Capacidade das Sondas**. Rio de Janeiro, 2024. 186p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A energia desempenha um papel estratégico global, com a indústria do petróleo sendo uma fonte crucial. No entanto, iniciativas visando reduzir a dependência do petróleo surgem, impulsionadas principalmente por preocupações ambientais, como as mudanças climáticas. A transição energética ganha destaque nas agendas nacionais, refletindo a interligação entre energia e meio ambiente. Apesar da redução na previsão de crescimento da demanda a indústria global de petróleo e gás, a indústria do petróleo permanece vital, sustentando fontes de energia, gerando receitas e empregos. Contudo, a indústria enfrenta pressões ambientais crescentes, destacando a necessidade de investir continuamente em segurança nas operações de exploração de poços. O *blowout*, apesar de ser evento com baixa probabilidade de ocorrência, representa uma ameaça grave, não apenas para a imagem da empresa, mas também para o meio ambiente e a vida das pessoas. O exemplo do *blowout* de Macondo, ocorrido no Golfo do México, em operação da British Petroleum (BP) evidencia os impactos significativos. O combate ao *blowout* envolve mitigação de impacto e controle da fonte. Estratégias essenciais para mitigação de impactos e o controle da fonte incluem o fechamento do poço com equipamento de bloqueio (capping) e a construção de um poço de alívio. O primeiro é uma ação rápida para fechar o poço e cessar o vazamento de hidrocarboneto para o meio ambiente, enquanto o segundo visa construir um poço adicional para interceptar, amortecer e abandonar de forma definitiva o poço em *blowout*. O presente trabalho concentra-se em apresentar soluções para amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio em situações que exigem altas vazões e volumes. Simulações revelam desafios técnicos, como demandas de grandes volumes e altas vazões de amortecimento. Portanto, a pesquisa busca oferecer soluções

diferenciadas para atender a essas demandas específicas e contribuir para a segurança e eficácia das operações.

### **Palavras-Chave**

Amortecimento de poço em blowout; Poços de alívio; Perfuração de poços; Vazão de bombeamento; Pressão de Bombeamento; Fluido de Amortecimento.

## **Abstract**

Cardoso, Eliza. Galvão da Silva; Braga, Arthur Martins Barbosa (Advisor). **A Study on Blowout Control via Relief Well: Increasing Drillship Capacity**. Rio de Janeiro, 2024. 186p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Energy plays a global strategic role, with the oil industry being a crucial source. However, initiatives aimed at reducing dependence on oil are emerging, mainly driven by environmental concerns such as climate change. Energy transition gains prominence in national agendas, reflecting the interconnectedness between energy and the environment. Despite the reduction in the demand growth forecast, the global oil and gas industry, the oil industry remains vital, sustaining energy sources, generating revenue, and jobs. However, the industry faces increasing environmental pressures, highlighting the need for continuous investment in safety in well drilling operations. Blowouts, although events with low probability of occurrence, represent a serious threat not only to the company's image but also to the environment and people's lives. The example of the Macondo blowout in the Gulf of Mexico, during British Petroleum (BP) operation, illustrates significant impacts. Combatting blowouts involves impact mitigation and source control. Essential strategies for impact mitigation and source control include well capping and the construction of a relief well. The former is a rapid action to close the well and stop hydrocarbon leakage into the environment, while the latter aims to build an additional well to intercept, kill, and permanently abandon the blowout well. This work focuses on presenting solutions for blowout well killing via relief well in situations requiring high flow rates and volumes. Simulations reveal technical challenges, such as demands for large volumes and high pump rates. Therefore, the research seeks to offer differentiated solutions to meet these specific demands and contribute to the safety and effectiveness of operations.

## **Keywords**

Blowout Well Killing; Relief Well; Drilling; Pump rate; Kill mud; Pump pressure.

## Sumário

1.	Introdução .....	24
1.1.	Motivação .....	25
1.2.	Objetivo .....	26
1.3.	Estrutura da dissertação .....	26
2.	Combate a <i>blowout</i> .....	29
2.1.	Situações críticas .....	29
2.1.1.	<i>Kick</i> .....	29
2.1.2.	<i>Blowout</i> .....	30
2.2.	Estratégias de combate e mitigação do impacto do <i>blowout</i> .....	30
2.2.1.	<i>Blowout</i> de Macondo .....	30
2.2.2.	<i>Capping Stack</i> .....	32
2.2.3.	Equipamentos de coleta .....	33
2.2.4.	Poço de alívio .....	34
2.2.4.1.	Projeto de poço de alívio .....	37
2.2.4.2.	Construção de poço de alívio .....	40
2.2.4.2.1.	Perfuração direcional do poço de alívio .....	40
2.2.4.2.2.	Detecção do poço em <i>blowout</i> .....	40
2.2.4.2.3.	Acompanhamento da posição do poço em <i>blowout</i> .....	41
2.2.4.2.4.	Interceptação do poço em <i>blowout</i> .....	41
2.2.4.3.	Abandono do definitivo do poço em <i>blowout</i> .....	41
2.3.	Amortecimento do poço em <i>blowout</i> via poço de alívio .....	41
2.3.1.	Alagamento .....	42
2.3.2.	Controle dinâmico por interceptação direta .....	42
2.3.3.	Simulações hidráulicas .....	44
2.3.3.1.	<i>Drillbench Blowout Control</i> ® (DBC) .....	45
3.	Mecânica dos fluidos – Fundamentação teórica .....	47

3.1.	Classificação do escoamento .....	47
3.2.	Fator de atrito .....	48
3.3.	Teorema de <i>Bernoulli</i> .....	49
3.4.	Perda de carga .....	50
4.	Bombas Hidráulicas .....	53
4.1.	Bombas centrífugas .....	54
4.1.1.	Determinação do ponto de operação da bomba centrífuga em função do sistema.....	55
4.2.	Bombas alternativas de pistão .....	60
4.3.	Comparação entre bombas centrífugas e bombas de deslocamento positivo alternativa de pistão .....	61
5.	Embarcações.....	63
5.1.	Sonda de perfuração .....	63
5.1.1.	Seleção de sonda de perfuração.....	70
5.1.2.	Sistema de segurança de poço .....	70
5.1.3.	Sistema de circulação.....	75
5.1.4.	Caminho do fluido na fase de amortecimento do poço de alívio	77
5.2.	Outras embarcações .....	78
5.2.1.	<i>Well Stimulation Support Vessel (WSSV)</i> .....	80
5.2.2.	PSVs fluideiros.....	80
6.	Equipamentos auxiliares.....	82
6.1.	<i>Skid</i> de bombeamento .....	82
6.2.	<i>Relief Well Injection Spool (RWIS)</i> .....	82
7.	Cálculos da sonda de perfuração .....	84
7.1.	Premissas.....	84
7.1.1.	Parâmetro da simulação.....	84
7.1.2.	Disponibilização dos tanques ativos para perfuração nas fases de aproximação da interceptação e interceptação propriamente dita .....	85

7.2.	<b>Cálculo da capacidade de transferência entre os tanques reservas e os tanques ativos da sonda.....</b>	<b>85</b>
7.3.	<b>Capacidade volumétrica.....</b>	<b>87</b>
7.4.	<b>Capacidade de bombeamento .....</b>	<b>87</b>
7.4.1.	<b>Capacidade de bombeamento das bombas triplex.....</b>	<b>87</b>
7.4.2.	<b>Capacidade útil de bombeamento das sondas .....</b>	<b>87</b>
7.4.3.	<b>Metodologia de cálculo para capacidade útil de bombeamento da sonda</b>	<b>89</b>
8.	<b>Estratégias de aumento da capacidade volumétrica de da capacidade de bombeamento da sonda .....</b>	<b>91</b>
8.1.	<b>Utilização do <i>skid</i> de bombeamento para aumento da capacidade da sonda</b>	<b>94</b>
8.1.1.	<b>Alimentação dos <i>skids</i> de bombeamento .....</b>	<b>94</b>
8.1.2.	<b>Instalação do <i>skid</i> de bombeamento na sonda.....</b>	<b>94</b>
8.1.3.	<b>Capacidade de bombeamento e volumetria útil.....</b>	<b>95</b>
8.2.	<b>Utilização de barcos para aumento da capacidade da sonda.....</b>	<b>95</b>
8.2.1.	<b>Capacidade volumétrica dos barcos fluideiros .....</b>	<b>96</b>
8.2.2.	<b>Transferência de fluido do barco fluideiro para os tanques ativos da sonda</b>	<b>96</b>
8.2.2.1.	<b>Cálculo do volume total do conjunto barco sonda .....</b>	<b>96</b>
8.2.2.2.	<b>Metodologia para cálculo da capacidade útil de bombeamento com a transferência de fluido do barco para os tanques ativos da sonda. .</b>	<b>98</b>
8.2.3.	<b>Capacidade de transferência do barco fluideiro diretamente para o poço</b>	<b>100</b>
8.2.3.1.	<b>Layout e capacidade dos tanques e bombas do barco .....</b>	<b>100</b>
8.2.3.2.	<b>Layout da planta de bombeamento para aumento da capacidade da sonda de perfuração.....</b>	<b>100</b>
8.2.3.3.	<b>Capacidade do barco fluideiro com planta de bombeamento e sonda de perfuração .....</b>	<b>102</b>

<b>9.</b>	<b>Exemplo de aplicação para determinação das capacidades reais</b>	
	103	
<b>9.1.</b>	<b>Limitações da Navio Sonda X</b>	<b>103</b>
<b>9.1.1.</b>	<b>Capacidade volumétrica da Navio Sonda X</b>	<b>103</b>
<b>9.1.2.</b>	<b>Capacidade de transferência entre os tanques reservas e os tanques ativos do Navio Sonda X</b>	<b>104</b>
<b>9.1.2.1.</b>	<b>Curva da bomba centrífuga</b>	<b>105</b>
<b>9.1.2.2.</b>	<b>Curva do sistema</b>	<b>107</b>
<b>9.1.2.3.</b>	<b>Ponto de operação</b>	<b>112</b>
<b>9.1.2.3.1.</b>	<b>Ponto de operação – Tanque reserva cheio</b>	<b>113</b>
<b>9.1.2.3.2.</b>	<b>Ponto de operação – Tanque reserva vazio</b>	<b>114</b>
<b>9.1.2.3.3.</b>	<b>Análise de resultados</b>	<b>115</b>
<b>9.1.3.</b>	<b>Capacidade de bombeamento do NS-X</b>	<b>115</b>
<b>9.1.4.</b>	<b>Operações Simultâneas no NS-X</b>	<b>118</b>
<b>9.2.</b>	<b>Barco Star adaptado com uma planta de bombeamento</b>	<b>119</b>
<b>9.2.1.</b>	<b>Limitações do barco Star</b>	<b>119</b>
<b>9.2.2.</b>	<b>Planta de bombeamento instalada no barco star</b>	<b>120</b>
<b>9.3.</b>	<b>Skid de bombeamento instalado na Navio Sonda X</b>	<b>122</b>
<b>9.4.</b>	<b>Cálculo da capacidade de bombeamento em função da volumetria útil e da pressão</b>	<b>122</b>
<b>9.4.1.</b>	<b>Cálculo da capacidade de bombeamento da sonda em função da volumetria útil e da pressão de bombeamento</b>	<b>123</b>
<b>9.4.2.</b>	<b>Cenário 1 – Cálculo da capacidade de bombeamento para sonda em conjunto com skid de bombeamento</b>	<b>123</b>
<b>9.4.3.</b>	<b>Cenário 2 - Cálculo da capacidade de bombeamento para sondas em conjunto com o barco star com planta de bombeamento.</b>	<b>124</b>
<b>9.4.4.</b>	<b>Cenário 3: Cálculo da capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica para sonda com o skid de bombeamento instalado mais o barco star com a planta de bombeamento</b>	<b>125</b>

9.4.5.	Cenário 4: Cálculo da capacidade de bombeamento da Navio Sonda X em conjunto com o barco Star (bombeamento para o tanque ativo da sonda)	126
9.4.6.	Cenário 5: Cálculo da capacidade de bombeamento da Navio Sonda X com o skid de bombeamento instalado em conjunto com o barco Star (bombeamento de fluido para o tanque ativo da sonda)	127
9.4.7.	Quadro resumo	128
10.	Análise de sensibilidade das alternativas no projeto de amortecimento de poço	129
10.1.	Dados dos poços	129
10.1.1.	Dados do poço 1	129
10.1.2.	Dados do poço 2	133
10.1.3.	Dados do poço 3	137
10.2.	Resultados das simulações	139
10.2.1.	Resultados das simulações do poço 1	141
10.2.1.1.	Análise dos resultados para o poço 1	144
10.2.2.	Resultados das simulações do poço 2	145
10.2.2.1.	Análise dos resultados para o poço 2	147
10.2.3.	Resultados das simulações do poço 3	148
10.2.3.1.	Análise dos resultados do poço 3	150
10.3.	Estratégias para amortecimento dos poços simulados	151
10.3.1.	Cenário adequado para o poço 1	152
10.3.2.	Cenário adequado para o poço 2	153
10.3.3.	Cenário adequado para o poço 3	157
11.	Conclusões	158
11.1.	Trabalhos futuros	160
12.	Referências bibliográficas	162
13.	Anexos	169

<b>13.1.</b>	<b>Metodologia de Cálculo para capacidade útil de bombeamento – Sonda, Cenário 1, Cenário 2 e Cenário 3 .....</b>	<b>169</b>
<b>13.2.</b>	<b>Metodologia de cálculo para capacidade útil de bombeamento – Cenário 4 e cenário 5.....</b>	<b>169</b>
<b>13.3.</b>	<b>Simulação hidráulica - Resultados Poço 1.....</b>	<b>170</b>
<b>13.4.</b>	<b>Simulação hidráulica - Resultados Poço 2.....</b>	<b>176</b>
<b>13.5.</b>	<b>Simulação hidráulica - Resultados Poço 3.....</b>	<b>181</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – <i>Blowout</i> de Macondo	31
Figura 2.2 – Poço em <i>blowout</i> em Macondo	31
Figura 2.3 – <i>Capping Stack</i> construído para Macondo	33
Figura 2.4 – Equipamentos de Coleta	34
Figura 2.5 – Esquemático do poço de alívio	35
Figura 2.6 – Etapas do poço de alívio	36
Figura 2.7 – Fases do projeto de poço de alívio	37
Figura 2.8 – Fases do projeto do poço de alívio	38
Figura 2.9 – Etapas da simulação do amortecimento de um poço em <i>blowout</i> via poço de alívio	44
Figura 3.1 – Diagrama de <i>Moody</i>	49
Figura 3.2 - Perda de carga em conexões – comprimento equivalente para tubos rugosos (aço galvanizado ou ferro fundido)	52
Figura 4.1 - Classificação das bombas	53
Figura 4.2 - Componentes de uma bomba centrífuga radial	54
Figura 4.3 - Curva <i>head</i> x vazão da bomba	56
Figura 4.4 - Curva característica do sistema: Parte dinâmica e Parte estática	58
Figura 4.5 - Ponto de trabalho para uma bomba simples	59
Figura 4.6 - Ponto de trabalho com bombas em paralelo	59
Figura 4.7 – Funcionamento da Bomba alternativa de pistão	60
Figura 4.8 – Bomba de simples e de duplo efeito	61
Figura 5.1 - <i>Summerland Oil Field</i> , próximo a Santa Barbara – Califórnia	63
Figura 5.2 – Primeira Sonda de Perfuração <i>offshore</i> fixa	64
Figura 5.3 – Primeira sonda móvel <i>offshore</i>	65
Figura 5.4 - Primeira Sonda Semissubmersível do mundo	65
Figura 5.5 – Navio sonda <i>Glomar Challenger</i>	66
Figura 5.6 - Tipos de sonda de perfuração marítimas	66

Figura 5.7 - Navio Sonda Amaralina <i>Star</i>	67
Figura 5.8 – Funcionamento de uma sonda de Perfuração	68
Figura 5.9 – BOP ( <i>Blowout Preventer</i> )	71
Figura 5.10 – BOP	72
Figura 5.11 – Sistema de Controle Multiplexado	74
Figura 5.12 – Bombas centrífugas de transferência de fluidos do tanque reserva para o tanque ativo	76
Figura 5.13 – Bombas alternativas de pistão em sonda de perfuração	77
Figura 5.14 - Caminho do fluido no amortecimento	78
Figura 6.1 – <i>Skid</i> de bombeamento	82
Figura 6.2 - Funcionamento do RWIS [RMB1]	83
Figura 6.3 – RWIS	83
Figura 7.1 – Metodologia de cálculo para capacidade útil da sonda.	89
Figura 8.1 – Cenário 1	92
Figura 8.2 – Cenário 2	92
Figura 8.3 – Cenário 3	93
Figura 8.4 – Cenário 4	93
Figura 8.5 – Cenário 5	94
Figura 8.6 - Metodologia de cálculo para o cenário 4 e 5.	99
Figura 8.7 – Planta de bombeamento a ser instalada no PSV fluideiro	101
Figura 9.1 - Curva da bomba centrífuga de transferência do tanque reserva para o tanque ativo	105
Figura 9.2 – Curva de uma bomba de transferência do tanque reserva para o tanque ativo	106
Figura 9.3 – Curva de duas bombas em paralelo para transferência do tanque reserva para o tanque ativo	106
Figura 9.4 – Gráficos de perda de carga em função da vazão para os tubos de 6 e 8 polegadas	110

Figura 9.5 – Curva característica do sistema com o tanque reserva cheio	111
Figura 9.6 - Curva característica do sistema com o tanque reserva cheio	112
Figura 9.7 - Ponto de operação da bomba simples com o tanque reserva cheio	113
Figura 9.8 – Ponto de operação das bombas em paralelo com o tanque reserva cheio	113
Figura 9.9 - Ponto de operação da bomba simples com o tanque reserva vazio	114
Figura 9.10 – Ponto de operação das bombas em paralelo com o tanque reserva vazio	114
Figura 9.11 - Carta da bomba NOV NATIONAL OIL VARCO/14 P – 220P	116
Figura 9.12 – Curva de trabalho do skid de bombeamento A	120
Figura 9.13 – Perda de carga com planta de bombeamento	121
Figura 9.14 – Dados inseridos para os cálculos	122
Figura 9.15 - NS-X (Vazão x Volumetria)	123
Figura 9.16 – Cenário 1: NS-X (Vazão x Volumetria)	124
Figura 9.17 – Cenário 2: NS-X (Vazão x Volumetria)	125
Figura 9.18 – Cenário 3: NS-X (Vazão x Volumetria)	126
Figura 9.19 – Cenário 4: NS-X (Vazão x Volumetria)	127
Figura 9.20 – Cenário 5: NS-X (Vazão x Volumetria)	128
Figura 10.1 – Poço 1 em <i>blowout</i>	131
Figura 10.2 – Poço de alívio para o Poço 1	132
Figura 10.3 – Trajetória dos poços	133
Figura 10.4 – Poço em <i>blowout</i> (poço 2)	135
Figura 10.5 – Poço de alívio (poço 2)	136
Figura 10.6 – Trajetória dos poços	136
Figura 10.7 – Poço em <i>blowout</i> (poço 3)	138
Figura 10.8 – Poço de alívio (poço 3)	139

Figura 10.9 – Trajetória dos poços (poço 3)	139
Figura 10.10 – Pressão no anular do poço 1 em <i>blowout</i>	142
Figura 10.11 - Pressão na última sapata do poço 1	143
Figura 10.12 – Gráficos com densidade de fluido constante para o poço 1	144
Figura 10.13 – Gráficos com vazão de bombeamento constante para o poço 1	144
Figura 10.14 – Pressão no anular do poço 2 em b	145
Figura 10.15 - Pressão na última sapata do poço 2	146
Figura 10.16 – Gráficos com densidade de fluido constante para o poço 2	147
Figura 10.17 – Gráficos com vazão de bombeamento constante para o poço 2	147
Figura 10.18 – Pressão no anular do poço 3 em <i>blowout</i> - resultado (a)	148
Figura 10.19 – Pressão no anular do poço 3 em <i>blowout</i> - resultado (b)	149
Figura 10.20 - Pressão na última sapata do poço 3	150
Figura 10.21 – Gráficos com peso de fluido constante para o poço 2	150
Figura 10.22 – Gráficos com vazão de bombeamento constante para o poço 2	151
Figura 10.23 – Capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica da Navio Sonda X	153
Figura 10.24 - Capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica da Navio Sonda X com o barco star mais a planta de bombeamento (Cenário 2)	154
Figura 10.25 - Capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica da Navio Sonda X com o barco star mais a planta de bombeamento mais o <i>skid</i> de bombeamento A na sonda (Cenário 3)	156

## Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Faixa de Reynolds para os diferentes regimes de escoamento	48
Tabela 7.1 – Relação entre as camisas, pressões e vazões	84
Tabela 8.1 – Alternativas para aumento da capacidade da sonda	91
Tabela 9.1- Capacidade dos tanques ativos do NS-X	104
Tabela 9.2 – Capacidade dos tanques reservas do NS-X	104
Tabela 9.3 – Dados das tubulações e acessórios	108
Tabela 9.4 – Comprimento total de tubo reto para cálculo de perda de carga	108
Tabela 9.5 – Parâmetros para tubulações de 6”	109
Tabela 9.6 – Parâmetros para tubulações de 8”	110
Tabela 9.7 – Curva característica do sistema com o tanque reserva cheio	111
Tabela 9.8 - Resumo dos cálculos para previsão do ponto de trabalho da bomba de transferência	115
Tabela 9.9 – Especificações das camisas para bombas NOV com parâmetros da simulação	117
Tabela 9.10 – Vazão de Bombeamento e Camisas da Bomba	118
Tabela 9.11 – Vazão e Volumetria do Barco Star	120
Tabela 9.12 – Quadro resumo dos estudos de caso	128
Tabela 10.1 – Dados do poço 1	130
Tabela 10.2 – Dados do poço 2	134
Tabela 10.3 - Dados do poço 3	137
Tabela 10.4 - Resultados das simulações para o poço 1	142
Tabela 10.5 - Resultados das simulações para o poço 2	145
Tabela 10.6 - Resultados das simulações para o poço 3	148
Tabela 10.7 - Alternativas para bombeamento de fluido na fase de amortecimento	152
Tabela 10.8 – Resultados poço 1	152
Tabela 10.9 – Estratégia de bombeamento para o poço 1	153
Tabela 10.10 – Resultados para o poço 2	153

Tabela 10.11 – Estratégia de bombeamento para o poço 2	156
Tabela 10.12 – Resultados para o poço 3	157
Tabela 10.13 – Estratégia de bombeamento para o poço 3	157
Tabela 11.1 – Descrição dos cenários estabelecidos	158
Tabela 11.2 - Aumento da capacidade das sondas para NS-X	159

## **Lista de Siglas**

AHTS - *Anchor Handling Supply Vessel*;

ANP - *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*;

BOP - *Blowout Preventer*;

BP - *British Petroleum*

DBC - *Drillbench Blowout Control®*;

DSV - *Diving Support Vessel*;

IBAMA - *Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis*;

LH - *Line Handling*;

LMRP - *Low Marine Riser Package*;

OSRL - *Oil Spill Response Limited*. Empresa responsável pela guarda e manutenção dos equipamentos de bloqueio, kit de remoção de detritos, sistema de coleta, dispersante submarino e *Offset Installation System* projetados e construídos pelo *Subsea Well Response Project (SWRP)*;

OSRV - *Oil Spill Response Vessel*;

PSV - *Platform Supply Vessel*;

ROV - *Remotely Operated Vehicle*;

RSV - *ROV Support Vessel*;

SWRP - *Subsea Well Response Project*. Consórcio entre operadores de petróleo que projetou e construiu os equipamentos de bloqueio, kit de remoção de detritos, sistema de coleta, dispersante submarino e *Offset Installation System*.

UT - *Utility Vessel*.

WSSV - *Well Stimulation Support Vessel*.

## Lista de Símbolos

$\rho$  = Massa específica do fluido

$v$  = Velocidade axial de escoamento do fluido

$D$  = Diâmetro interno do tubo

$\mu$  = Viscosidade absoluta

$P$  = Pressão

$V$  = Velocidade

$\gamma$  = Peso específico do fluido

$g$  = Aceleração da gravidade

$Z$  = Altura estática

$h_f$  = Perda de carga

$h_{fl}$  = Perda de carga localizada

$h_{fr}$  = Perda de carga distribuída

$f_{Darcy}$  = Fator de atrito de *Darcy-Weisbach*

$L$  = Comprimento do tubo

$V$  = Velocidade média do escoamento

$H$  = Altura manométrica total

$h_d$  = Altura manométrica na descarga

$h_s$  = Altura manométrica na sucção

$Z_s$  = Altura estática da sucção

$P_s$  = Pressão manométrica no reservatório de sucção

$\gamma$  = Peso específico

$h_{fs}$  = Perda de carga na linha e acessórios de sucção

$h_d$  = Altura manométrica da descarga

$Z_d$  = Altura estática da descarga

$P_d$  = Pressão manométrica no reservatório de descarga

$\gamma$  = Peso específico

$h_{fd}$  = Perda de carga na linha e acessórios de descarga

$Q_b$  = Vazão de Bombeamento

$Q_t$  = Vazão de transferência entre os tanques reservas e os tanques ativos

$V_{tot}$  = Volume total

$V_r$  = Volume reserva

$V_a$  = Volume ativo

$Q_b$  = Vazão de Bombeamento

$Q_{tmax}$  = Maior vazão dentre as vazões de transferência "reserva x ativo" e "barco x ativo"

$V_{tot}$  = Volume total

$V_{qmax}$  = Volume do tanque ou barco onde está a sucção para suprir a máxima vazão de transferência

$h_{bs}$  = Head da bomba centrífuga simples

$h_{bp}$  = Head para duas bombas centrífugas em paralelo

$h_{d6}$  = Head nas tubulações de 6"

$h_{d8}$  = Head nas tubulações de 8"

$H_{csc}$  = Curva do sistema com o tanque reserva cheio

$H_{csv}$  = Curva do sistema com o tanque reserva vazio

## 1. Introdução

A energia é uma questão de importância estratégica para países ao redor do mundo. A economia mundial está fortemente vinculada à indústria do petróleo como fonte de produção de energia. No entanto, já foram lançadas iniciativas ambiciosas com o objetivo de diminuir a dependência preponderante do petróleo. Tais iniciativas são motivadas por vários fatores, sendo impactos ambientais os mais influentes deles.

Mudanças climáticas e a transição energética estão se tornando cada vez mais proeminentes nas agendas e nas políticas nacionais em todo o mundo. A interligação entre energia e meio ambiente tem ocupado uma posição central globalmente, uma vez que as preocupações relacionadas às mudanças climáticas e às emissões de gases de efeito estufa incentivam os governos a concentrarem esforços na reversão das previsões desfavoráveis feitas por cientistas sobre o futuro do planeta em termos ambientais. A transição energética é uma parte significativa desse cenário. Ainda assim, a produção de petróleo e gás ainda será necessária para garantir a segurança energética do Brasil e do mundo nas próximas décadas.

Apesar da redução na previsão de crescimento da demanda a indústria global de petróleo e gás continua muito importante num contexto nacional e, também, mundial, uma vez que não apenas sustenta as principais fontes de energia, mas também contribui para a geração de receitas por meio de exportações. Além disso, ela desempenha um papel crucial na criação de empregos altamente qualificados, impulsiona a produtividade e é uma fonte significativa de arrecadação de tributos e royalties nos níveis municipal, estadual e federal.

Tendo em vista esse contexto é possível afirmar que a produção global de petróleo continuará por um período substancial, tornando-se cada vez mais crucial investir na segurança nas operações de exploração de petróleo e construção de poços já que a indústria petrolífera enfrenta crescente pressão em relação a questões ambientais. Dentre os possíveis desastres, o que tem maior potencial de gravidade, em relação ao impacto ambiental, é o *blowout*.

A ocorrência de um *blowout* tem um impacto significativo não somente na imagem da empresa como também da indústria do Petróleo em geral, pois um evento como esse coloca em risco a vida de trabalhadores, pode causar grandes

impactos no meio ambiente e nas comunidades e indivíduos no entorno do evento e tem um custo extremamente elevado para a sociedade e para a empresa operadora. Quando o *blowout* ocorre no mar, há ainda outro agravante, pois, uma pequena quantidade de óleo vazado causa uma grande mancha no oceano, que demora um longo tempo para que se disperse. Há ainda a desvantagem desse óleo ser carregado pelas correntes de superfície e poder atingir áreas muito distantes ao entorno do local onde aconteceu o vazamento. Como exemplo, tem-se o *blowout* operado pela BP, em que houve o vazamento de uma grande quantidade de óleo e ocasionou a poluição de uma extensa área da costa americana no Golfo do México (Azevedo, 2019).

O combate ao *blowout* pode ser dividido em controle de impacto e controle da fonte. O controle de impacto são as ações que tem como objetivo mitigar os danos do vazamento de óleo, como o recolhimento de óleo no mar, recuperação de fauna, limpeza de praia entre outros. Já as ações do controle da fonte têm por objetivo controlar a fonte, eliminando o vazamento de hidrocarboneto para o meio ambiente e estabilizar o incidente.

As estratégias principais para o controle da fonte em um caso de um *blowout* é o fechamento do poço com equipamento de bloqueio (*capping*) e a construção de um poço de alívio. O fechamento do poço com equipamento de bloqueio (*capping*) é a primeira e mais rápida estratégia de controle da fonte que consiste no fechamento do poço com o equipamento chamado *capping* que vai ser detalhado mais à frente. Já o poço de alívio consiste na construção de um poço para interceptar o poço em *blowout*, amortecer e fazer um abandono definitivo, mesmo nos casos de insucesso no capeamento do poço. O poço de alívio deve ser construído independente do sucesso da operação de capeamento já que é a única solução aplicável a qualquer cenário, que abandona de forma definitiva o poço.

### **1.1. Motivação**

Para o amortecimento de alguns poços, as simulações de poço de alívio têm revelado, em alguns cenários, necessidades críticas, como elevadas vazões associadas a grandes demandas de volume de fluido de amortecimento. Esses são desafios técnicos que demandam soluções diferenciadas do processo convencional de atendimento à demanda de fabricação, fornecimento e bombeamento de fluidos de perfuração. Sendo assim, o presente trabalho visa apresentar soluções para

amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio em casos que demandem altas vazões e altos volumes.

## 1.2. Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é propor uma abordagem para analisar e avaliar alternativas para o aumento da capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica de uma sonda.

Como objetivos específicos têm-se:

- Desenvolver metodologia de cálculo para determinar a capacidade volumétrica e capacidade de bombeamento da sonda;
- Fazer um levantamento de possíveis alternativas para o aumento da capacidade volumétrica e da capacidade de bombeamento da sonda;
- Desenvolver metodologia de cálculo para determinar a capacidade volumétrica e capacidade de bombeamento da sonda em conjunto com cada alternativa levantada;
- Selecionar uma sonda e realizar estudos de viabilidade com propostas de alternativas para ampliação da capacidade de bombeamento e para ampliação da capacidade de atendimento a *blowout*;
- Realizar simulações hidráulicas a fim de avaliar o impacto de cada uma das alternativas na disponibilidade de bombeamento e volumetria da sonda para uma resposta ao *blowout*.

## 1.3. Estrutura da dissertação

Essa dissertação é estruturada em dez capítulos a fim de facilitar a compreensão do tema abordado.

Os capítulos 2 a 5 apresentam uma fundamentação teórica sobre os conceitos necessários para entendimento do trabalho realizado. A motivação na escrita dos capítulos 2, 3 e 4 veio do fato de não ser de fácil o acesso a literatura dos assuntos tratados neste trabalho, além da maioria dos materiais encontrados estarem em inglês. Sendo assim tais capítulo foram escritos com o intuito de organizar a fundamentação teórica dos assuntos tratados neste trabalho. Já o capítulo 5 é um resumo teórico que embasou alguns cálculos desenvolvidos neste trabalho.

No capítulo 2 é abordado o tema de combate ao *blowout*, incluindo situações críticas e estratégias de combate e mitigação ao *blowout*. Dentre as estratégias, destaca-se o poço de alívio, principal assunto do presente trabalho, com destaque para a fase de amortecimento.

O capítulo 3 apresenta embarcações, como sondas de perfuração, PSV (*Plataform Supply Vessel*) fluideiros e barcos de estimulação. Dentro do tópico de sonda de perfuração, é apresentado o sistema de segurança de poço e o sistema de circulação que engloba bombas hidráulicas que vão ser estudadas para o presente trabalho.

Já o capítulo 4 apresenta os equipamentos auxiliares para o aumento da capacidade de bombeamento para uma fase de amortecimento do poço de alívio.

O capítulo 5 apresenta uma revisão sobre alguns pontos da mecânica dos fluidos que vão ser aplicadas ao presente trabalho.

O capítulo 6 apresenta a metodologia de cálculo para a capacidade da sonda. Estes cálculos envolvem o cálculo da capacidade de transferência entre o tanque reserva e o tanque ativo, cálculo da capacidade volumétrica e o cálculo da capacidade de bombeamento do fluido de amortecimento.

O capítulo 7 apresenta as estratégias para aumento da capacidade de bombeamento e capacidade volumétricas da sonda. São apresentados alguns cenários que incluem instalação de *skid* na sonda, uso de barco fluideiro com planta de bombeamento para bombear fluido diretamente para o poço e uso de barco fluideiro para transferir fluido para os tanques ativos da sonda.

O capítulo 8 apresenta um exemplo de aplicação para determinação de capacidades reais. No primeiro momento são apresentadas as limitações da Navio Sonda X. Em segundo momento é apresentado as limitações do barco fluideiro Star. Em terceiro momento são apresentadas as limitações do *skid* de bombeamento A. E, por fim, são realizados os cálculos das capacidades reais de bombeamento e capacidades volumétricas.

O capítulo 9 é a análise de sensibilidade das alternativas para aumento da capacidade da sonda em projetos de amortecimento via poço de alívio e tem como objetivo a realização de simulações hidráulicas para analisar a aplicação das

alternativas em diferentes cenários. Foram apresentados os dados necessários para a simulação de três poços, em seguida foram apresentados os resultados e, por fim, foi realizada uma análise de qual estratégia de bombeamento de fluido de amortecimento poderia ser utilizada para cada poço com o intuito de dispensar a necessidade de um segundo poço de alívio para a operação de amortecimento.

O capítulo 10 apresenta as conclusões do trabalho.

## 2. Combate a *blowout*

Antes do acidente de Macondo, no Golfo do México, as técnicas de combate ao *blowout* não eram tão aprofundadas e na maioria das vezes eram desenvolvidas quando surgiam uma demanda. Quando acontecia uma demanda urgente aparecia uma solução e, na maioria das vezes, especialistas em controle de poços foram capazes de solucionar de forma rápida os problemas apresentados o que minimizava os danos causados pelos *blowouts*.

No entanto, mesmo com todas estas medidas desenvolvidas e trabalhadas, experiência prática adquirida, conhecimento teórico, a indústria não estava preparada para responder a um *blowout* em águas profundas, com a magnitude ocorrido neste evento, e em 20 de abril de 2010 infelizmente ocorreu o *blowout* de Macondo.

### 2.1. Situações críticas

#### 2.1.1. *Kick*

Um *kick* é caracterizado como um influxo indesejável de fluido proveniente do reservatório para o interior do poço. Essa situação ocorre quando a pressão hidrostática do fluido de perfuração é inferior à pressão da formação geológica em perfuração.

Durante as operações em um poço, é crucial manter a pressão no poço sempre superior à pressão dos reservatórios, a fim de evitar a ocorrência de um *kick*. As causas desse fenômeno geralmente estão relacionadas à redução do nível de fluido dentro do poço e/ou à diminuição da densidade do fluido de perfuração e/ou imprecisão na previsão da pressão de poros. Qualquer ação ou evento que resulte na diminuição desses parâmetros possui o potencial de desencadear um *kick*.

Caso um *kick* seja detectado, é necessário fechar o poço e retirar o fluido invasor para fora do poço por meio de circulação adequada. Caso o *kick* não seja identificado ou não seja controlado de forma eficiente, há o risco de evolução para um *blowout*, situação ainda mais grave e perigosa.

### **2.1.2. Blowout**

Um *blowout* é definido como a liberação descontrolada de fluidos do reservatório de um poço, para o meio ambiente, que não pode ser interrompida pelas barreiras do poço já existentes, sem a intervenção de partes externas ou equipamentos adicionais.

Deve-se enfatizar que apenas um número muito pequeno de incidentes evolui para uma situação em que ocorre uma liberação descontrolada de fluidos do poço, e um número ainda menor evolui para um *blowout*, situação mais grave, que precisa ser controlado por medidas externas.

Um dos eventos mais catastrófico da indústria do Petróleo foi o *blowout* de Macondo do Golfo do México, que será tratado de forma mais detalhada no próximo item deste trabalho.

## **2.2. Estratégias de combate e mitigação do impacto do blowout**

### **2.2.1. Blowout de Macondo**

O *blowout* de Macondo foi um dos eventos mais catastróficos da indústria de petróleo mundial. O acidente resultou na morte de 11 trabalhadores e causou um grande derramamento de óleo de aproximadamente 4,9 milhões de barris no Golfo do México. Além das mortes e do grande impacto ambiental, o acidente causou enormes prejuízos financeiros. O acidente aconteceu na sonda *Deepwater Horizon*, pertencente a empresa *Transocean* e a operadora era a empresa BP (*British Petroleum*). As Figuras 2.1 e 2.2 apresentam fotos do acidente de Macondo.



Figura 2.1 – *Blowout* de Macondo. Fonte: Azevedo, 2017.



Figura 2.2 – Poço em *blowout* em Macondo. Fonte: Azevedo, 2017.

Logo após o *blowout*, começaram os trabalhos submarinos para interromper o vazamento no poço. Como a indústria estava despreparada para responder este tipo de evento, soluções começaram a ser desenvolvidas de forma expedita com esforços nunca vistos anteriormente. Especialistas de toda a indústria mundial colaboraram para encontrar a solução para o problema. Algumas soluções foram

desenhadas e construídas rapidamente para tentar controlar a fonte enquanto dois poços de alívios eram construídos em paralelo. Ressalta-se que a construção dos poços de alívio foi a metodologia que forneceu a solução para o abandono definitivo do poço. As demais soluções desenvolvidas foram importantes para estancar o vazamento com mais rapidez enquanto o poço de alívio era construído para prover o abandono definitivo. A única solução desenhada para contenção do vazamento que teve a operação bem-sucedida foi a construção do equipamento de bloqueio (*Capping Stack*). Após 87 dias, o vazamento de hidrocarbonetos para o Golfo do México foi totalmente interrompido com instalação do equipamento de bloqueio (*Capping Stack*). Mais tarde, o poço de alívio foi finalizado com sucesso e o poço foi considerado amortecido.

A indústria e participantes governamentais perceberam que a resposta a um *blowout* em águas profundas ainda era um ponto crítico, apesar das operações bem-sucedidas de fechamento do poço no Macondo. Então surgiu a necessidade de desenvolver planos adequados de resposta com soluções tecnológicas que precisavam ser desenvolvidas e preparadas o mais rápido possível para recuperar a confiança das agências regulatórias. O desenvolvimento começou com o interesse principal em desenvolver uma solução baseada no equipamento de bloqueio (*Capping Stack*) devido à experiência bem-sucedida do *blowout* de Macondo, ao lado de alguns projetos que tinham mais riscos de desenvolvimento tecnológicos com complexidade e incertezas associadas.

### **2.2.2. Capping Stack**

Para o acidente de Macondo, o equipamento de bloqueio (*Capping Stack*) foi projetado para ser conectado no topo danificado do *BOP stack* da sonda *Deepwater Horizon*. O equipamento continha três gavetas capazes de interromperem o fluxo de hidrocarboneto e tinha linhas de *kill* e linhas de *choke*.

A Figura 2.3 mostra o *capping* sendo construído para Macondo com o esquemático explicativo do equipamento.

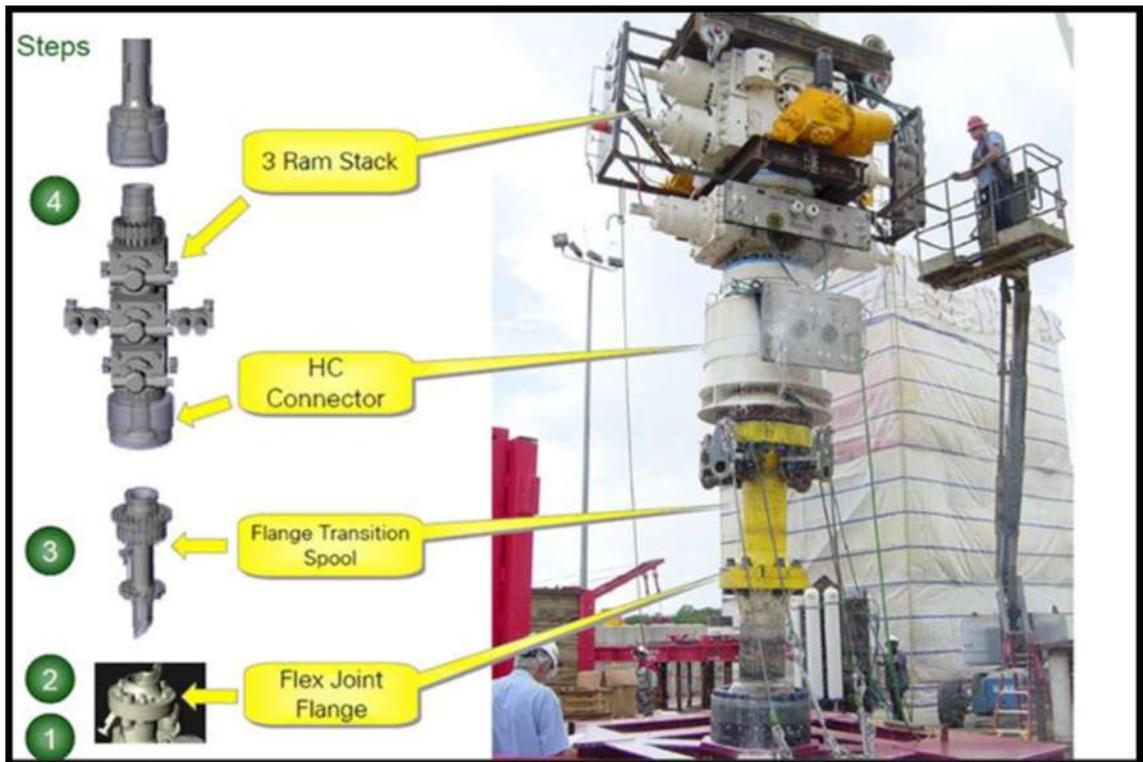


Figura 2.3 – *Capping Stack* construído para Macondo. Fonte: Kutas; Bailey; Prohaska, 2016.

### 2.2.3. Equipamentos de coleta

Quando o poço só pode ser fechado de forma parcial pelo equipamento de bloqueio (*Capping Stack*), se torna necessário o uso dos equipamentos de coleta (*Containment System*), tecnologia também desenvolvida após *blowout* de Macondo. Os equipamentos de coleta podem criar um sistema de contenção projetado para deixar fluir hidrocarbonetos de uma cabeça de poço para a superfície de maneira segura e controlada, pronta para o armazenamento e eliminação. A forma como esse sistema funciona é conectando, através de linhas submarinas, o fluxo oriundo do *Capping* até FPSOs ou sondas com planta de processamento para que o hidrocarboneto seja processado. A Figura 2.4 mostra o esquemático do conjunto de equipamentos do sistema de coleta.



com estabelecimento da conexão hidráulica direta entre os dois poços, do poço em *blowout* se torna um componente-chave no projeto do poço de alívio.

Perfurar um poço dessa natureza apresenta muitos desafios técnicos. Esses desafios vão desde a localização da trajetória real do poço em *blowout* até a verificação de que o poço em *blowout* pode ser interceptado na posição adequada e que as operações de bombeamento de fluido serão eficazes.

A Figura 2.5 mostra um esquemático de uma intervenção de poço em *blowout* com poço de alívio.

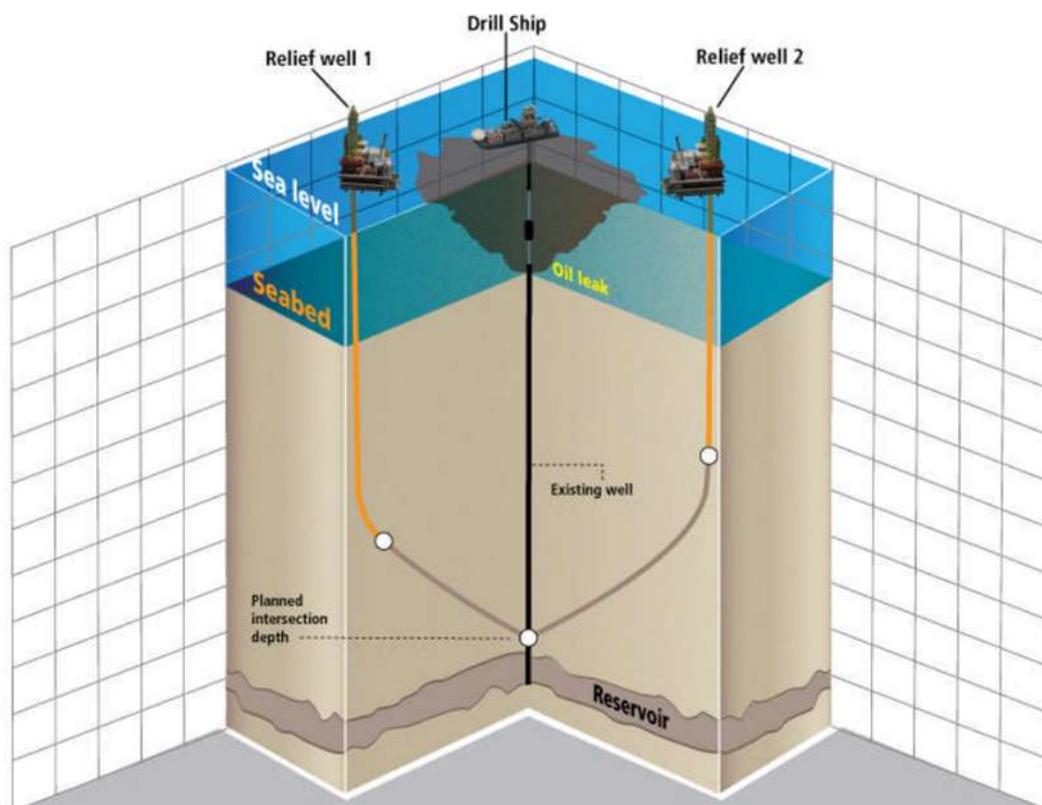


Figura 2.5 – Esquemático do poço de alívio. Fonte: Flores, 2014.

O fluxo de trabalho desse processo pode ser dividido nas sete fases apresentadas a seguir:

- Projeto de poço de alívio;
- Direcional do poço de alívio;
- Detecção do poço em *blowout*;
- Acompanhamento da posição do poço em *blowout*,
- Interceptação do poço em *blowout*,
- Amortecimento do poço em *blowout*

- Abandono do poço em *blowout*.

A Figura 2.6, mostra esse fluxo de trabalho do processo de poço de alívio

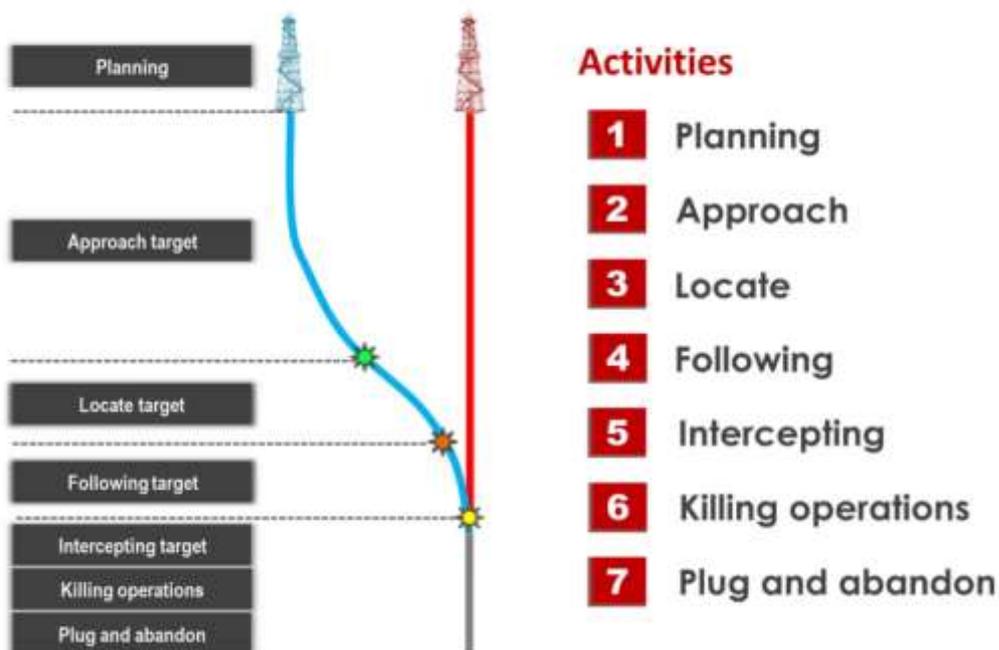


Figura 2.6 – Etapas do poço de alívio. Fonte: Poedjono, 2018.

Como pode ser visto na Figura 2.7, este presente trabalho divide essas etapas da seguinte forma:

- Projeto de poço de alívio;
- Construção do poço de alívio;
  - Direcional do poço de alívio;
  - Detecção do poço em *blowout*;
  - Acompanhamento da posição do poço em *blowout*;
  - Interceptação do poço em *blowout*;
- Amortecimento do poço em *blowout*
- Abandono definitivo do poço em *blowout*.

Os dados para amortecer o poço, como vazão de bombeamento, volume e densidade do fluido são os pontos cruciais para começar o projeto de poço. Como para este presente trabalho o ponto relevante é o amortecimento, este será tratado na seção 2.3 deste trabalho.



Figura 2.7 – Fases do projeto de poço de alívio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 2.2.4.1. Projeto de poço de alívio

A fase de projeto é crucial para o sucesso da operação que tem por objetivo o planejamento de um projeto abrangente que define todos os processos e atividades necessárias para atingir o objetivo final. A equipe de poço de alívio é uma equipe multidisciplinar com funções e responsabilidades claramente definidas em cada fase.

Todos os riscos devem ser identificados durante a fase de planejamento, juntamente com as medidas preventivas e ações de mitigação. A incorporação desse processo padrão facilita o processo de tomada de decisão ir/não ir durante a execução.

Para elaboração do projeto de poço de alívio, é importante considerar as seguintes etapas descritas na Figura 2.8:

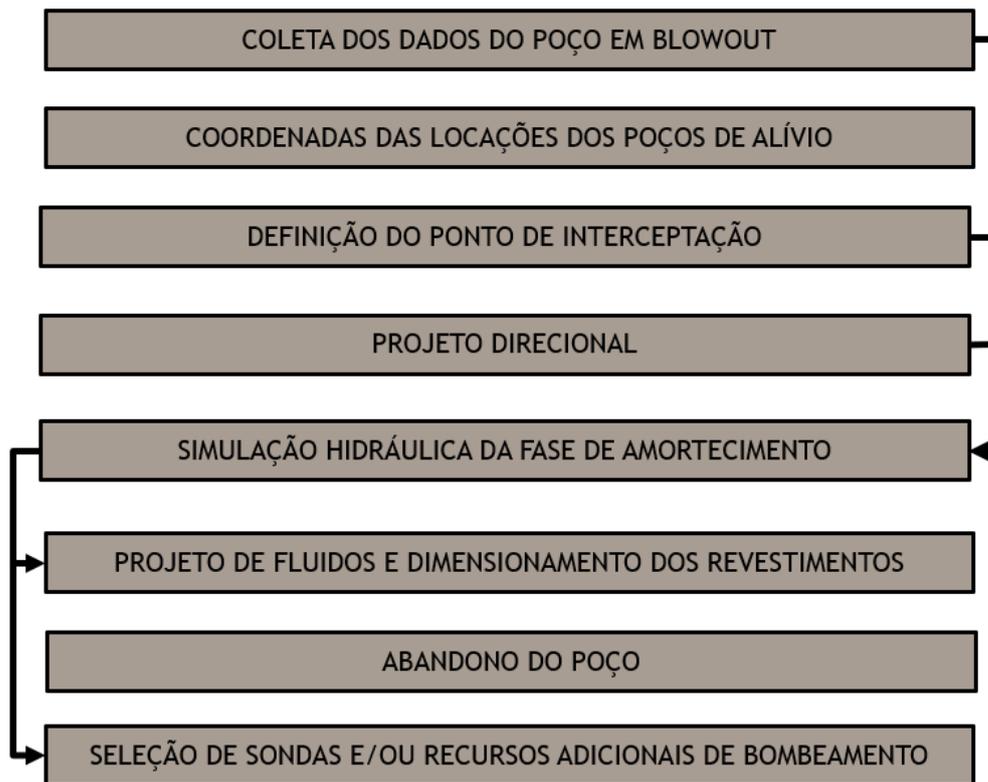


Figura 2.8 – Fases do projeto do poço de alívio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Para início do projeto de poço de alívio é importante coletar os dados referente aos reservatórios críticos para ocorrência do *blowout*. Além disso é necessárias as coordenadas da cabeça do poço em *blowout* e sua trajetória.

Para determinar a localização do poço de alívio é importante se assegurar de que a sonda de perfuração responsável pela construção do poço esteja em uma posição segura em relação ao poço em *blowout*. Essa fase requer uma equipe multidisciplinar de geocientistas e engenheiros que levará em consideração as ações das demais frentes de trabalho de combate a *blowout*, como instalação de equipamento de bloqueio (*capping*), operações de coleta (*containment*) e recolhimento de óleo para que seja feita a devida coordenação das operações simultâneas das várias embarcações na locação do poço em *blowout*. Deverão ser considerados os seguintes fatores:

- Restrições de órgãos externos (ANP, IBAMA etc.);
- Aspectos de segurança: ventos, fogo, gases tóxicos, pluma na superfície etc.;
- Shallow hazards: shallow water flow ou shallow gas;
- Obstáculos no leito marinho, superfície e subsuperfície.

Uma vez definidos os dados dos reservatórios críticos para a ocorrência do *blowout* e as locações dos poços de alívio, deve ser definido o ponto de interceptação para viabilizar as simulações hidráulicas. Para a definição do ponto de interceptação deve ser priorizado o ponto logo abaixo da última sapata exposta devido a facilidade de interceptação sem a necessidade de abertura de janela e a capacidade de detecção do revestimento. Após a definição da profundidade de interceptação, deve ser feita a análise do projeto direcional para se determinar a viabilidade técnica da interceptação no ponto definido.

O projeto direcional do poço de alívio deve ser elaborado para conter um trecho de detecção do poço em *blowout*, com o objetivo de reduzir as incertezas das trajetórias. O ponto de detecção deve estar acima da última sapata, pois a detecção se dá pela presença de metal do revestimento ou coluna de perfuração. Escolhidos os pontos de interceptação e detecção, pode-se planejar a trajetória do poço de alívio.

Após coletas dos dados do poço em *blowout*, definição do ponto de interceptação e elaboração do projeto direcional, deve ser realizada a simulação hidráulica para definir a vazão, volume e pressão de bombeamento além da densidade do fluido para a fase de amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio. Estes parâmetros devem ser utilizados para definir os recursos críticos necessários para disponibilização da capacidade de bombeamento e volumétricas necessárias para a realização das operações. Definido isso, é realizado o projeto do abandono de poço com o tampão de cimento.

Os recursos críticos a serem definidos com os resultados da simulação são os seguintes:

- Projeto de fluido;
- Dimensionamento dos revestimentos;
- Seleção das sondas;
- Recursos adicionais de bombeamento caso seja necessário.

Para o projeto de fluido é importante dimensioná-los para as seguintes fases:

- Fase sem retorno e fases intermediárias;
- Fase de detecção do poço em *blowout*;

- Fase de interceptação do poço em *blowout*, incluindo o fluido de amortecimento.

O fluido empregado na fase de interceptação difere do fluido de amortecimento. Este último deve estar pronto antes do início da fase, de modo que, caso a interceptação ocorra antes do previsto, o fluido de amortecimento esteja disponível para ser bombeado.

Por se tratar de uma condição de extrema criticidade e muito específica, além do que já realizado em projeto de poços convencionais, existem outros aspectos que devem ser levados em consideração para o projeto de poço de alívio. Um dos aspectos que deve ser levado em consideração é a realização do bombeamento para o amortecimento com as pressões estimadas na simulação.

Para selecionar a sonda adequada para a situação, é crucial que os resultados da simulação hidráulica com a vazão, volume, pressão de bombeamento e densidade dos fluidos. A partir destes dados, é possível selecionar uma sonda com capacidade volumétrica e potência hidráulica adequada para situação. Caso não encontre sonda com capacidade suficiente para a situação é importante mapear recursos adicionais de bombeamento.

#### **2.2.4.2. Construção de poço de alívio**

Este trabalho considerou a construção de poço de alívio começando em sua perfuração direcional até a interceptação do poço em *blowout*.

##### **2.2.4.2.1. Perfuração direcional do poço de alívio**

As operações de poço de alívio apresentam desafios substanciais começando com a fase de aproximação. Esta fase visa aproximação do poço de alívio com o poço em *blowout* até atingir uma posição que seja possível a detecção usando as ferramentas de detecção disponíveis. É uma fase crucial pois coloca o poço de alívio na posição ideal para detectar o poço em *blowout*, o que tem por objetivo evita a colisão acidental entre os poços. Para maiores informações sobre perfuração direcional do poço de alívio Poedjono (2018).

##### **2.2.4.2.2. Detecção do poço em *blowout***

A fase de detecção do poço em *blowout* usa ferramentas especializadas e tem por objetivo fazer a primeira localização da posição real do poço e reduzir as

incertezas da posição relativa entre os poços. Para maiores informações sobre detecção do poço em *blowout* ver Poedjono (2018).

#### **2.2.4.2.3. Acompanhamento da posição do poço em *blowout***

O objetivo da fase de acompanhamento da posição é aprofundar o poço de alívio até a profundidade de interceptação, sem “perder” o poço em *blowout*, monitorando sua posição relativa em relação ao poço de alívio. Para maiores informações sobre detecção do poço em *blowout* ver Poedjono (2018).

#### **2.2.4.2.4. Interceptação do poço em *blowout***

A interceptação do poço em *blowout* é a fase final da construção do poço de alívio. Nessa fase a distância entre os poços é reduzida gradativamente até a interceptação direta do poço, o que não significa certeza no sucesso da interceptação. Portanto é importante usar recursos avançados, como ferramenta de simulação 3D, para modelar a interceptação, considerando o posicionamento relativo entre os poços e todos os cenários possíveis para a aproximação final até o toque suave no poço em *blowout*. A interceptação pode ser constatada a partir de indícios como a perda total de fluidos. Assim que a interceptação for confirmada é necessário bombear o fluido de amortecimento de acordo com os parâmetros determinados na simulação na fase de projeto. Para maiores informações sobre interceptação do poço em *blowout* ver Azevedo (2017).

#### **2.2.4.3. Abandono do definitivo do poço em *blowout***

Após o amortecimento do poço em *blowout*, deve-se avaliar o bombeamento de tampões de pasta de cimento com o objetivo de promover seu tamponamento. O objetivo do abandono é garantir o isolamento hidráulico do(s) intervalo(s) permeáveis do poço que estava em *blowout* (Azevedo, 2017). Para maiores informações sobre abandono definitivo do poço em *blowout* ver Azevedo (2017).

### **2.3. Amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio**

Após a fase de interceptação, o passo seguinte é o amortecimento do poço em *blowout* que podem ser realizados através de duas técnicas:

- Alagamento;
- Controle dinâmico por interceptação direta.

### **2.3.1. Alagamento**

No método de alagamento para amortecimento do poço em *blowout*, o poço de alívio não faz interceptação diretamente no poço em *blowout*. Em vez disso, o poço de alívio é direcionado para interceptar o reservatório próximo ao poço em *blowout*. Nesse caso, o fluido de amortecimento é injetado no reservatório e, conseqüentemente, direcionado para o poço em *blowout* através do mesmo. O fluido de amortecimento inunda o reservatório ao redor do poço em *blowout*, impedindo que os hidrocarbonetos alcancem o mesmo. Ao mesmo tempo, a vazão do *blowout* é reduzida gradualmente, aumentando a pressão no fundo do poço à medida que o fluido do reservatório é substituído pelo fluido de amortecimento dentro do poço. Essa técnica tende a exigir grandes volumes de fluido de controle em comparação com a interceptação direta, uma vez que parte do fluido é dispersado no reservatório. Fluidos para operação de alagamento devem ser não obturantes. A água do mar é o fluido mais indicado devido à sua disponibilidade, portanto os reservatórios mais adequados aos alagamentos são os que apresentam pressão de poros inferior a hidrostática da água do mar.

### **2.3.2. Controle dinâmico por interceptação direta**

O método de controle dinâmico por interceptação direta é uma técnica que usa o aumento da hidrostática em conjunto com as perdas por fricção para aumentar a pressão no fundo do poço em *blowout* e, por consequência, interromper o influxo descontrolado do reservatório. Isso ocorre através do bombeamento de fluido de amortecimento pelo poço de alívio a vazão suficientemente alta a ponto de aumentar a pressão de fundo no poço em *blowout* e, conseqüentemente, interromper influxo descontrolado oriundo do reservatório, sem exceder a pressão de fratura das formações expostas. Esta técnica é considerada pela indústria como uma das mais eficazes para estabelecer o controle de um poço em *blowout*. Sendo assim, o amortecimento por controle dinâmico por interceptação direta será o método considerado para o presente trabalho.

Vale ressaltar que antes do bombeamento de fluido nas operações de amortecimento do poço, deve-se verificar na etapa de projeto, através dos resultados da simulação hidráulica, a máxima vazão para que a pressão não atinja o gradiente de fratura em qualquer formação, tanto do poço em *blowout* quanto do poço de alívio.

Outro ponto importante a se destacar é a confirmação da comunicação hidráulica entre o poço de alívio e o poço em *blowout*, para que seja possível o amortecimento do poço em *blowout*. Quando há a comunicação hidráulica, provavelmente haverá perda severa e risco de arrombamento. A equipe de fluidos e de cimentação devem estar preparadas para bombear o fluido de amortecimento para o poço. Durante todo o bombeamento do fluido haverá o monitoramento das pressões e vazões de modo a não fraturar a sapata tanto do poço de alívio quanto do poço em *blowout*.

A operação de amortecimento por controle dinâmico consiste nas seguintes fases, que podem ser executadas separadamente ou combinadas, dependendo da complexidade da operação.

#### 1) Controle dinâmico

Esta fase envolve o bombeamento de fluido de perfuração pesado através do poço de alívio a uma vazão alta e constante até que a pressão de fundo exceda a pressão do reservatório e a fluxo de fluidos do reservatório seja interrompido.

#### 2) Redução da vazão de bombeamento

Quando a pressão inferior do fundo do poço na coluna principal estiver igual ou acima da pressão do reservatório e o influxo do reservatório estiver cessado, a vazão de bombeamento pode ser reduzida gradualmente para estabilizar a pressão inferior do poço sem fraturar a formação. Se a densidade do fluido de amortecimento usado exceder o gradiente de fratura em algum ponto, procedimentos devem ser implementados para circular um fluido mais leve no poço em *blowout*. Durante essa fase, a operação deve ser monitorada cuidadosamente e, em caso de perda de circulação, opções de tratamento com materiais de controle de perda devem ser planejadas e iniciadas. Um incidente de perda de circulação pode representar uma ameaça tanto para o próprio poço de alívio quanto para o poço em *blowout*.

#### 3) Circulação para remover todos os hidrocarbonetos

Volumes adicionais de fluido devem ser circulados para remover os hidrocarbonetos residuais do poço.

#### 4) Injeção da mistura de controle (*kill pill*)

Em seguida, uma mistura de controle (*kill pill*) é bombeada através do poço de alívio para o poço em *blowout*, onde interrompe a injeção, impedindo assim que os fluidos do poço se percam no reservatório. Nessa fase, o fluido circulado pode ser mais leve do que o fluido na sequência de controle dinâmico.

#### 5) Circulação para controle estático

Quando todos os hidrocarbonetos forem removidos do poço, é alcançado o controle estático e o bombeamento pode ser interrompido. O controle estático é confirmado quando não existir mais influxo com as bombas de lama desligadas.

### 2.3.3. Simulações hidráulicas

Para que seja dimensionado o volume, vazão, pressão de bombeamento e peso do fluido de amortecimento são necessárias a realização de simulações hidráulicas, que determinam parâmetros cruciais para a fase de amortecimento. Como visto na seção 2.2.4, os resultados obtidos nas simulações hidráulicas também são cruciais para etapa do projeto de poço de alívio.

A simulação para o amortecimento de um poço em *blowout* via poço de alívio ocorre em três etapas conforme descrito na Figura 2.9.



Figura 2.9 – Etapas da simulação do amortecimento de um poço em *blowout* via poço de alívio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Na primeira etapa é simulado um *blowout* com derrame de óleo e gás para o fundo do mar.

Na segunda etapa é simulado o amortecimento do poço através do poço de alívio, por onde é bombeado fluido de amortecimento. Nessa etapa diversos parâmetros são testados.

Na terceira etapa é verificado se o poço flui após as bombas desligadas, ou seja, se o fluido de amortecimento é suficiente para manter o poço sem produção estaticamente.

Os principais resultados da simulação hidráulica são:

- a) Vazão total e volume total para o amortecimento;
- b) Estimativa de vazão máxima liberada para o meio ambiente de óleo, água e gás do poço em *blowout*, bem como pressão no topo do reservatório;
- c) Pressões no ponto mais frágil, usualmente a sapata (do poço em *blowout* e do poço de alívio) durante as operações de amortecimento para garantir que não há fratura dela;
- d) Pressão de bombeamento.

Para simulações emprega-se regularmente o software *Drillbench Blowout Control*® (DBC). Trata-se de um simulador de escoamento multifásico para poços em *blowout*, poços de alívio etc. É uma ferramenta amplamente utilizada pela indústria de petróleo e validada em diversos cenários de *blowout* recentes, incluindo Macondo.

Para simulações em cenários mais complexos, será empregado o software OLGA, que dispõe de mais recursos para descrever o escoamento multifásico.

#### **2.3.3.1. *Drillbench Blowout Control*® (DBC)**

O DBC é um software utilizado para modelar operações correlatas a *blowout* e para o planejamento do amortecimento do poço utilizando diversos métodos, incluindo o poço de alívio. O software é construído em torno do fluxo de trabalho de controle de poço, abrangendo o controle de pressão, controle de poço e controle de erupção. A aplicação do DBC é baseada na plataforma *Drillbench* da empresa SLB e alimentada pelo núcleo do simulador OLGA®.

O OLGA® é um simulador multifásico utilizado para as mais variadas simulações desse escoamento. Já o DBC é uma customização do OLGA® para amortecimento de poços em *blowout* via poço de alívio. Permite que as equipes de perfuração façam a análise dinâmica de possíveis vazões e pressões de bombeamento em um poço de alívio para amortecimento de um poço em *blowout*

(Azevedo, 2016). Inclui diversas ferramentas para explorar e interagir à medida que ocorrem os resultados da simulação. As ferramentas possuem as seguintes características:

- Desenvolvimento do *blowout* com base em parâmetros da formação e do reservatório;
  - Com a coluna de perfuração completa no poço;
  - Com a coluna de perfuração parcial no poço;
  - Sem coluna de perfuração;
  - Sem *riser*;
  - *Blowout* opcional através da coluna de perfuração.
- Estabelecimento rápido de condições de *blowout* em estado estacionário;
- Controle dinâmico através da coluna de perfuração;
- Controle dinâmico através do poço de alívio;
- *Bullheading*, incluindo perda de circulação;
- Entre outros.

### 3. Mecânica dos fluidos – Fundamentação teórica

Neste capítulo serão tratadas fundamentações teóricas de mecânica dos fluidos que servirão de base para cálculos realizados posteriormente.

É importante destacar que no presente trabalho não serão considerados fluxos multifásicos e por isso o regime de fluxo ficará limitado ao turbulento e laminar.

#### 3.1. Classificação do escoamento

O escoamento pode ser classificado de acordo com diferentes critérios. Seguem abaixo aqueles que mais interessam a este trabalho:

- Quanto à dimensão: uni, bi ou tridimensional;
- Quanto ao regime de fluxo: laminar ou turbulento;
- Quanto à variação com o tempo: permanente ou transiente;
- Quanto à compressibilidade: incompressível ou compressível;
- Quanto à proximidade da parede: dentro ou fora da camada limite.

No presente trabalho os escoamentos serão sempre 1D, incompressíveis e fora da camada limite, de sorte que as duas principais classificações de maior interesse serão o regime de fluxo e sua variação com o tempo.

O escoamento é dito laminar quando todas as linhas de corrente são paralelas entre si, i. e., as velocidades em cada ponto são invariáveis em direção. O escoamento é dito turbulento quando as partículas se movem em direções e velocidades variáveis.

Um parâmetro importante para caracterizar se um escoamento é laminar ou turbulento é o número de *Reynolds*. Trata-se de um número adimensional que tem por objetivo caracterizar o comportamento do fluido. Para o escoamento em tubos, o número de *Reynolds* é calculado da seguinte forma:

$$Re = Dv\rho/\mu \quad (3.1)$$

$\rho$ : Massa específica do fluido;

$v$ : Velocidade axial de escoamento do fluido;

$D$ : Diâmetro interno do tubo;

$\mu$ : Viscosidade absoluta.

E para determinarmos o tipo de escoamento, os seguintes critérios são seguidos conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Faixa de *Reynolds* para os diferentes regimes de escoamento.

Faixa de Reynolds	Classificação
$0 < 2300$	Laminar
2300 a 4000	Transitório
4000 ou superior	Turbulento

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 3.2. Fator de atrito

A fator de atrito ( $f_{\text{Darcy}}$ ) é uma variável adimensional que descreve a quantidade de energia dissipada devido a força de atrito entre o fluido e a parede da superfície de um sólido. Para escoamento laminar o fator de atrito é independente da rugosidade relativa ( $\varepsilon/D$ ) e é descrita pela Eq. 3.2:

$$f_{\text{Darcy}} = 64/Re \quad (3.2)$$

No escoamento turbulento o fator de atrito depende a rugosidade relativa e pode ser descrita, apesar de implícita, pela equação Colebrook-White (3.3) (Oliveira, 2022):

$$\frac{1}{\sqrt{f_d}} = -2 \log \left( \frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f_d}} \right) \quad (3.3)$$

Onde  $\varepsilon$  = rugosidade equivalente, m (Apêndice A-3);  $Re = DV\rho\mu = DVv$  é o número adimensional de *Reynolds*;  $D$  = diâmetro interno do tubo (em metros);  $V$  = velocidade média do fluido (m/s);  $\rho$  = massa específica (kg/m<sup>3</sup>);  $\mu$  = viscosidade dinâmica ou absoluta (Pa.s).

Uma solução rápida e relativamente precisa para determinar o fator de atrito ( $f_{\text{Darcy}}$ ) é utilizar o diagrama de *Moody* (Fig 5.1). Nele se tem o número de *Reynolds* ( $Re$ ) no eixo x (horizontal) e o fator de atrito de *Darcy-Weisbach* no eixo y, tendo a rugosidade relativa ( $\varepsilon/D$ ) como parâmetro. Esse gráfico permite obter de forma

simples o fator de atrito ( $f_{\text{Darcy}}$ ) como função dos valores de Reynolds e rugosidade relativa. Vale ressaltar: (i) que na Tabela no canto do gráfico é possível encontrar o valor da rugosidade para cada material; (ii) que no escoamento laminar  $f_{\text{Darcy}}$  é função apenas de  $Re$ ; (iii) que no escoamento plenamente turbulento cujo início é assinalado pela linha tracejada presente no gráfico,  $f_{\text{Darcy}}$  é apenas função da rugosidade relativa. Ou seja, a equação de Colebrook-White só é efetivamente implícita para limites de  $Re$  entre 4000 e o a linha do limite plenamente turbulento, descontado um pequeno intervalo de zona crítica onde prevalece a indefinição de  $f_{\text{Moody}}$ .

A Figura 3.1 apresenta o Diagrama de Moody.

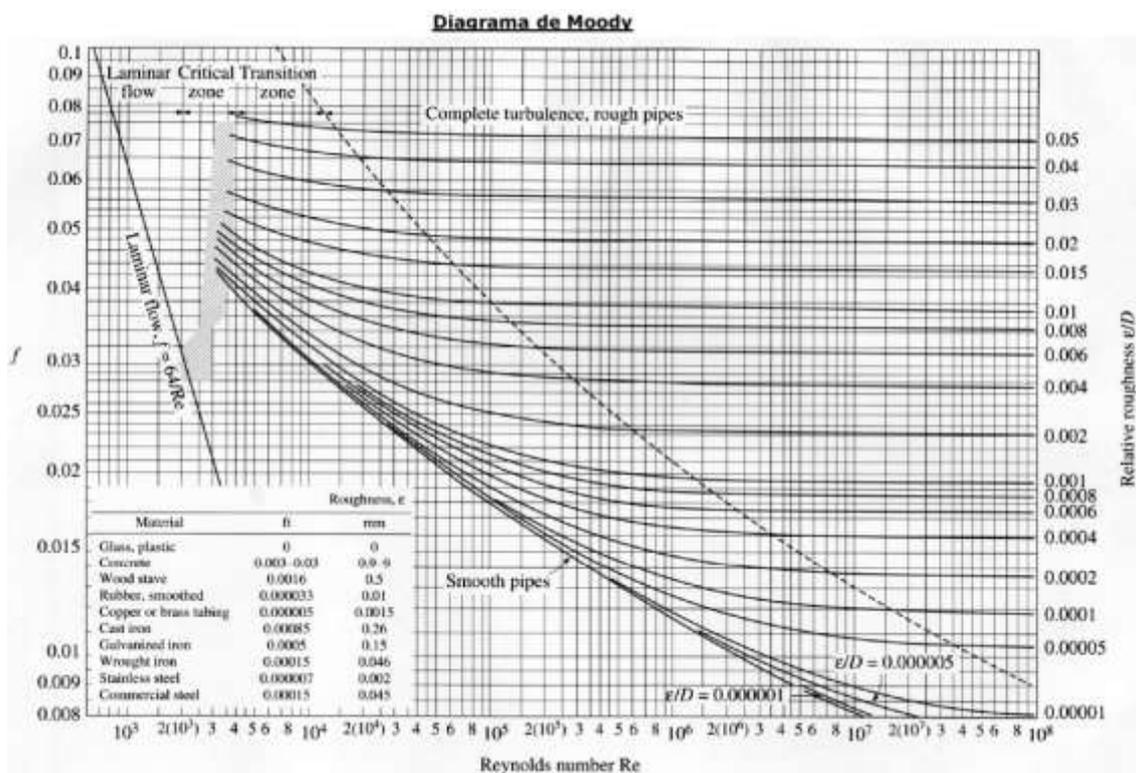


Figura 3.1 – Diagrama de Moody. Fonte: SOUZA, 2014.

### 3.3. Teorema de Bernoulli

O teorema de Bernoulli é um caso específico do princípio da conservação de energia, que afirma que em um fluido ideal, a energia permanece constante ao longo do seu percurso. A energia total de um fluido pode ser expressa de três formas principais: a energia de pressão, que é a energia associada à pressão que um elemento infinitesimal de fluido possui; a energia cinética, que é a energia devido

à velocidade do citado elemento; e a energia potencial gravitacional, que é a energia relacionada à altura em que o mesmo elemento se encontra.

Em um escoamento permanente de um fluido ideal, a energia total em qualquer ponto do fluido permanece constante. Essa energia total é a soma das energias de pressão, cinética e potencial gravitacional presentes nesse ponto. Vale ressaltar que nesse cenário não ocorre nenhum fornecimento ou recebimento de energia, tampouco trocas de calor. A equação (3.4) descreve essa situação:

$$\frac{P}{\gamma} + \frac{v^2}{2g} + Z = cte \quad \text{ou} \quad \frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + Z_1 = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + Z_2 \quad (3.4)$$

P = Pressão;

V = Velocidade;

$\gamma$  = peso específico do fluido;

g = aceleração da gravidade;

Z = Altura estática.

As expressões acima foram desenvolvidas considerando a hipótese de um fluido líquido ideal, não levando em conta, portanto, a perda de energia devido ao atrito. Assim torna-se necessária a adaptação da equação acima para fluidos líquidos reais. Como pode ser visto na equação 3.5, essa adaptação é feita com a inclusão do termo  $h_f$  que é como é conhecido a perda de carga.

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + Z_1 = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + Z_2 + h_f \quad (3.5)$$

$h_f$  = perda de carga

### 3.4. Perda de carga

Na equação anterior apareceu o termo  $h_f$  que representa a energia por unidade de peso perdida no trecho de tubulação, termo essa denominada perda de carga. Essa perda de carga pode ser desmembrada em perda de carga distribuída ( $h_{fr}$ ) e em perda de carga localizada ( $h_{fl}$ ), sendo:

$$h_f = h_{fr} + h_{fl} \quad (3.6)$$

A perda de carga distribuída é aquela que ocorre em trechos retos da tubulação e a perda de carga localizada é aquela que se encontra em acidentes hidráulicos (válvulas, conexões etc.). A perda de carga distribuída pode ser calculada utilizando a equação de Darcy-Weisbach:

$$h_{fr} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (3.7)$$

Onde:

$h_{fl}$ : Perda de carga localizada;

$h_{fr}$ : Perda de carga distribuída;

$f_{\text{Darcy}}$ : Fator de atrito de *Darcy-Weisbach*;

$L$ : Comprimento do tubo;

$g$ : Aceleração da gravidade;

$D$ : Diâmetro interno do tubo;

$V$ : Velocidade média do escoamento.

A perda de carga localizada é definida como a perda de energia por unidade de peso que ocorre nos acessórios, tais como válvulas, curvas, retenções, filtros etc. Para sistemas pequenos com muitos acessórios, a perda localizada pode até exceder a perda distribuída. O cálculo da perda de carga localizada pode ser feito de duas maneiras, pelo método direto ou pelo método do comprimento equivalente (Souza, 2014).

a) Método Direto

Pelo método direto a perda de carga localizada nos acidentes de linha é dada pela seguinte equação:

$$h_{fl} = K \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (3.8)$$

onde  $k$  é um coeficiente experimental tabelado para cada tipo de acidente. Esse valor é fornecido pelos fabricantes.

b) Método do comprimento equivalente

Esse método tem por objetivo fazer a equivalência das perdas de carga dos acessórios com a perda de carga de um trecho reto da tubulação e pode ser expresso na seguinte equação:

$$h_L = K \frac{V^2}{2g} = h_d = f \frac{L_e}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (3.9)$$

Onde  $L_e$  é a soma dos comprimentos do trecho reto mais a soma dos comprimentos equivalentes de cada acessório da tubulação.

Para utilizar o método de comprimento equivalente, atribuímos um valor de comprimento equivalente a cada acidente, que corresponde ao comprimento de uma tubulação reta. Esses valores são obtidos a partir de tabelas, como pode ser visto na Figura 3.2, e gráficos que levam em conta as características de cada acessório e o diâmetro da tubulação.

Diâmetro		Conexão																		
mm	pol	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
20	¾	0,4	0,6	0,7	0,3	0,3	0,4	0,2	0,2	0,5	0,1	6,7	3,6	0,4	1,4	1,4	5,6	0,5	1,8	2,4
25	1	0,5	0,7	0,8	0,4	0,3	0,5	0,2	0,3	0,7	0,2	8,2	4,6	0,5	1,7	1,7	7,3	0,7	2,1	3,2
32	1¼	0,7	0,9	1,1	0,5	0,4	0,6	0,3	0,4	0,9	0,2	11,3	5,6	0,7	2,3	2,3	10,0	0,9	2,7	4,0
38	1½	0,9	1,1	1,3	0,6	0,5	0,7	0,3	0,5	1,0	0,3	13,4	6,7	0,9	2,8	2,8	11,6	1,0	3,2	4,8
50	2	1,1	1,4	1,7	0,8	0,6	0,9	0,4	0,7	1,5	0,4	17,4	8,5	1,1	3,5	3,5	14,0	1,5	4,2	6,4
63	2½	1,3	1,7	2,0	0,9	0,8	1,0	0,5	0,9	1,9	0,4	21,0	10,0	1,3	4,3	4,3	17,0	1,9	5,2	8,1
75	3	1,6	2,1	2,5	1,2	1,0	1,3	0,6	1,1	2,2	0,5	26,0	13,0	1,6	5,2	5,2	20,0	2,2	6,3	9,7
100	4	2,1	2,8	3,4	1,5	1,3	1,6	0,7	1,6	3,2	0,7	34,0	17,0	2,1	6,7	6,7	23,0	3,2	8,4	12,9
125	5	2,7	3,7	4,2	1,9	1,6	2,1	0,9	2,0	4,0	0,9	43,0	21,0	2,7	8,4	8,4	30,0	4,0	10,4	16,1
150	6	3,4	4,3	4,9	2,3	1,9	2,5	1,1	2,5	5,0	1,1	51,0	26,0	3,4	10,0	10,0	39,0	5,0	12,5	19,3
200	8	4,3	5,5	6,4	3,0	2,4	3,3	1,5	3,5	6,0	1,4	67,0	34,0	4,3	13,0	13,0	52,0	6,0	16,0	25,0
250	10	5,5	6,7	7,9	3,8	3,0	4,1	1,8	4,5	7,5	1,7	85,0	43,0	5,5	16,0	16,0	65,0	7,5	20,0	32,0
300	12	6,1	7,9	9,5	4,6	3,6	4,8	2,2	5,5	9,0	2,1	102,0	51,0	6,1	19,0	19,0	76,0	9,0	24,0	38,0
350	14	7,3	9,5	10,5	5,3	4,4	5,4	2,5	6,2	11,0	2,4	120,0	60,0	7,3	22,0	22,0	90,0	11,0	28,0	45,0

Código	Conexão	Código	Conexão
1	Coloque 90° raso longo	11	Registo de gaveta abeto
2	Coloque 90° raso curto	12	Registo de gaveta aberto
3	Coloque 90° raso curto	13	Tª de passagem abeto
4	Coloque 45°	14	Tª de saída de lado
5	Curva 90° raso longo	15	Tª de saída lateral
6	Curva 90° raso curto	16	União de 45° e 90°
7	Curva 45°	17	União de 90° e 45°
8	Entrada normal	18	União de redução tipo boca
9	Entrada de fundo	19	União de redução tipo cônica
10	Registo de gaveta abeto		

Figura 3.2 - Perda de carga em conexões – comprimento equivalente para tubos rugosos (aço galvanizado ou ferro fundido). Fonte: UFSC, 2013.

## 4. Bombas Hidráulicas

As bombas são equipamentos fluidodinâmicos que fornecem energia ao fluido com o intuito de movimentá-lo. Elas recebem energia de uma fonte motora e cedem parte dessa energia para o fluido como forma de pressão, velocidade ou ambos. Em resumo, as bombas aumentam a velocidade e/ou a pressão do fluido.

As bombas podem ser classificadas pela sua aplicação ou pela forma como a energia é cedida ao fluido. A Figura 4.1 mostra a classificação da bomba pela forma como a energia é cedida.

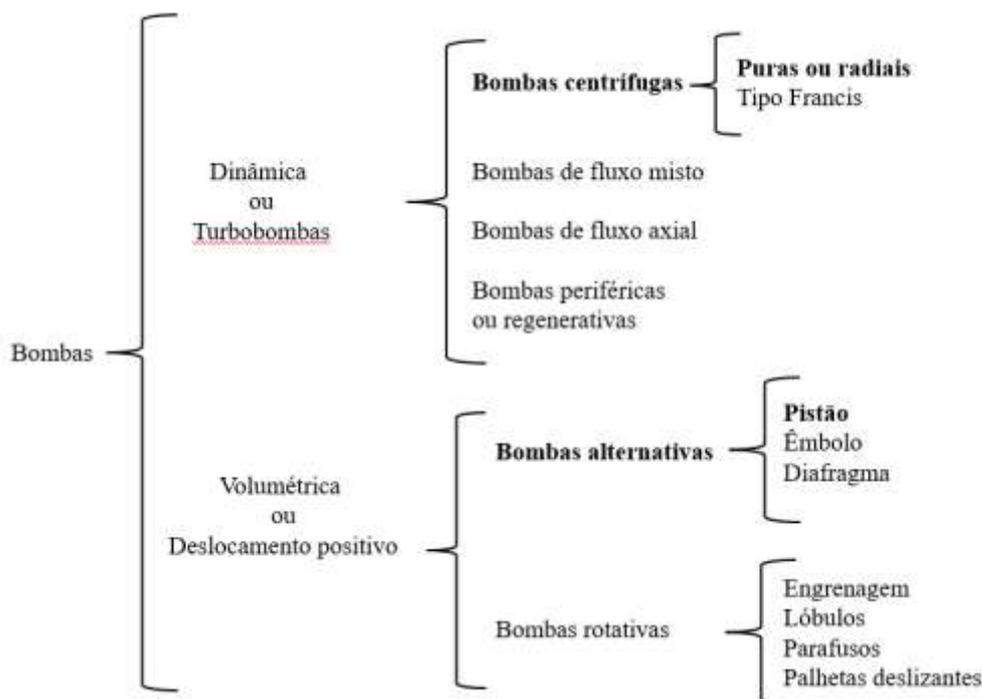


Figura 4.1 - Classificação das bombas. Fonte: De Falco, 1989.

As bombas dinâmicas são máquinas nas quais a movimentação do líquido é produzida por forças que se desenvolvem na massa líquida, e consequência da rotação de um impelidor com um certo número de pás especiais (De Falco, 1989).

As bombas de deslocamento positivo são aquelas em que a energia é fornecida ao líquido já na forma de pressão. A movimentação do fluido é causada pelo deslocamento de um elemento mecânico da bomba, que força o fluido a realizar o mesmo movimento.

No contexto deste trabalho, é pertinente abordar as bombas centrífugas radiais e as bombas alternativas de pistão que são, respectivamente, as bombas de

transferência do tanque reserva para o tanque ativo e as bombas que de fato injetam fluido no poço

#### 4.1. Bombas centrífugas

As bombas centrífugas são aquelas em que a energia fornecida ao líquido é principalmente de natureza cinética, sendo posteriormente convertida, em grande parte, em energia de pressão. Para as bombas centrífugas radiais, que é o caso da bomba de transferência dos tanques, toda energia cinética é obtida através dos desenvolvimentos de forças centrífugas no fluido devido a rotação do impelidor. A Figura 4.2 mostra os componentes de uma bomba centrífuga radial.

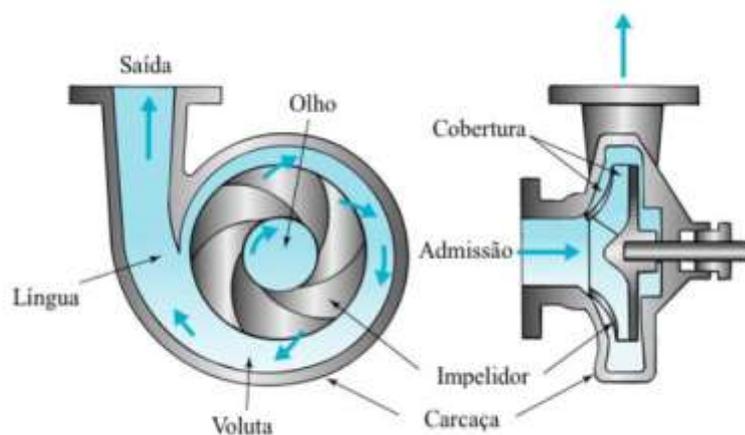


Figura 4.2 - Componentes de uma bomba centrífuga radial. Fonte: [PME3230-Bombas-Prof Bruno Carmo.pdf \(usp.br\)](#). Acesso em: 21 de jul. 2023.

O impelidor e a carcaça são partes fundamentais da bomba centrífuga. O impelidor é composto, essencialmente, por palheta ou pás que impulsionam o líquido. A carcaça é a parte da bomba que envolve o impelidor e o fluido.

Para que a bomba funcione corretamente, é essencial que a carcaça esteja completamente preenchida com fluido e, conseqüentemente, o impelidor esteja submerso no líquido. O funcionamento da bomba centrífuga é baseado na criação de uma região de baixa pressão e uma região de alta pressão.

A zona de baixa pressão é criada quando o fluido recebe o movimento de rotação do impelidor através das pás, resultando no deslocamento das partículas do líquido para a periferia do impelidor. Esse deslocamento cria um vazio (baixa pressão) na região central. O espaço de baixa pressão é então preenchido pelo fluido que vem da fonte, estabelecendo assim a primeira condição que é o fluxo contínuo.

A criação da zona de alta pressão deve-se ao fato de que o fluido que se desloca para periferia, sob ação da força centrífuga, vai encontrar um aumento progressivo na área de escoamento que causará a queda da velocidade e o aumento da pressão. Com isso é criada a alta pressão necessária para que a bomba exerça sua função.

#### **4.1.1. Determinação do ponto de operação da bomba centrífuga em função do sistema**

A determinação do ponto de trabalho de uma bomba no sistema é função das características da bomba e do sistema. O ponto de trabalho é a vazão, carga, potência consumida e rendimento de uma bomba. Existem três curvas características:

- Curva da carga (Head) x vazão (Q);
- Curva de potência absorvida x vazão (Q);
- Curva de rendimento total x vazão (Q).

Para o presente trabalho só será aprofundada a primeira opção.

##### a) Curva da bomba

A carga de uma bomba pode ser definida como a quantidade de energia por unidade de massa ou energia por unidade de peso do fluido que está sendo movido. A unidade de peso é a forma mais comum de expressar essa medida. Essa carga, também conhecida como *head*, pode ser analogamente comparada à altura de uma coluna de fluido na qual a bomba pode operar. Em outras palavras, é como se a bomba conseguisse elevar o fluido a essa altura, dada a quantidade de energia fornecida. A Figura 4.3 mostra a curva da bomba.

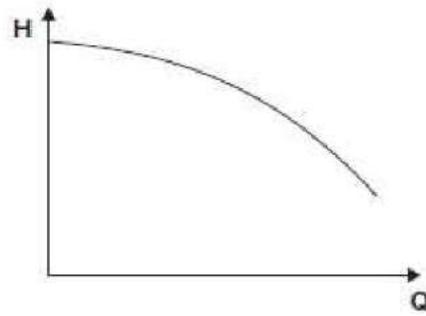


Figura 4.3 - Curva *head* x vazão da bomba. Fonte: Souza, 2014.

#### b) Curva do Sistema

Para determinar o ponto de trabalho de uma bomba centrífuga, é fundamental calcular a quantidade de energia por unidade de peso que o sistema requererá da bomba em relação à vazão do fluido bombeado. Essa energia é conhecida como "altura manométrica do sistema" e representa a energia que o sistema solicitará da bomba para transferir o fluido de um ponto a outro, a uma vazão específica. Portanto, para uma vazão dada, a bomba deve fornecer carga suficiente para compensar a altura manométrica, o que significa levar em conta os seguintes parâmetros:

- altura geométrica: a diferença de elevação entre o ponto de sucção e o ponto de descarga do fluido;
- diferença de pressões: a variação de pressão entre o ponto de sucção e o ponto de descarga;
- perdas na sucção e na descarga: as perdas de carga devido a atritos e curvas no sistema.

Em resumo, a carga é uma característica da bomba, representando sua capacidade de vencer a altura manométrica em uma determinada vazão. Por outro lado, a altura manométrica é uma característica do sistema, indicando a energia que a bomba precisa fornecer para atender às exigências do sistema.

Dessa forma, a carga expressa informa a altura manométrica que a bomba é capaz de vencer em uma vazão específica, possibilitando a correta seleção e operação da bomba para atender às necessidades do sistema. A unidade da altura manométrica é a mesma da carga da bomba.

O cálculo da altura manométrica total é feito considerando-se o quanto de energia já existe na linha de sucção ( $h_s$ ) e o quanto de energia se deve ter na linha de recalque ( $h_d$ ). A bomba deverá fornecer a quantidade de energia requisitada na linha de recalque menos a quantidade de energia que existe na linha de sucção. Para essas quantidades de energia dão-se os nomes de altura manométrica de sucção e altura manométrica de descarga, respectivamente. Portanto, a altura manométrica total será dada pela diferença  $h_d - h_s$  (De Mattos; De Falco, 1989).

$$H = h_d - h_s \quad (4.1)$$

$H$  = Altura manométrica total

$h_d$  = Altura manométrica na descarga

$h_s$  = Altura manométrica na sucção

A altura manométrica de sucção ( $h_s$ ) é a medida da quantidade de energia por unidade de peso presente na linha de sucção. Para calculá-la, utiliza-se o Teorema de *Bernoulli*, aplicado entre um ponto na superfície do fluido no reservatório de sucção e o flange da bomba. Nessa aplicação, o termo que leva em consideração a velocidade no reservatório de sucção pode ser desprezado. Portanto, a expressão resultante é:

$$h_s = Z_s + P_s/\gamma - h_{f_s} \quad (4.2)$$

$h_s$  = altura manométrica da sucção;

$Z_s$  = altura estática da sucção;

$P_s$  = pressão manométrica no reservatório de sucção;

$\gamma$  = peso específico;

$h_{f_s}$  = perda de carga na linha e acessórios de sucção.

A altura manométrica de descarga ( $h_d$ ) é a medida da quantidade de energia por unidade de peso presente na linha de descarga. Para calculá-la, utiliza-se o Teorema de *Bernoulli*, aplicado entre um flange de descarga da bomba até o ponto final de descarga. Nessa aplicação, o termo que leva em consideração a velocidade no compartimento de descarga pode ser desprezado. Portanto, a expressão resultante é:

$$h_d = Z_d + P_d/\gamma + h_{fd} \quad (4.3)$$

$h_d$  = altura manométrica da descarga;

$Z_d$  = altura estática da descarga;

$P_d$  = pressão manométrica no reservatório de descarga;

$\gamma$  = peso específico;

$h_{fd}$  = perda de carga na linha e acessórios de descarga.

Sendo assim, a fórmula da altura manométrica total é a seguinte:

$$H = Z_d - Z_s + P_d - P_s / \gamma + (h_{fd} + h_{fs}) \quad (4.4)$$

A partir desta forma pode ser traçada a curva do sistema como pode ser visto na Figura 4.4.

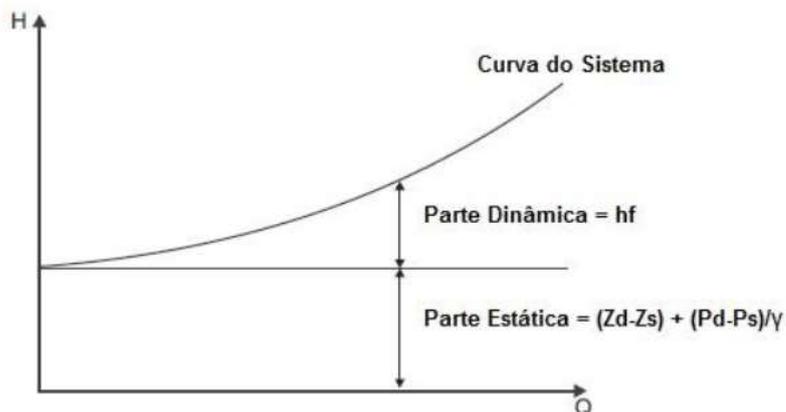


Figura 4.4 - Curva característica do sistema: Parte dinâmica e Parte estática. Fonte: Souza, 2014.

#### c) Determinação do ponto de operação

Se colocar num mesmo gráfico a curva do sistema junto a curva da bomba centrífuga será possível obter um ponto normal de trabalho na interseção da curva  $Q \times H$ . Trata-se de um balanço de energia entre a curva da bomba e a curva característica do sistema. A Figura 4.5 mostra o gráfico com o ponto de operação para uma bomba simples.

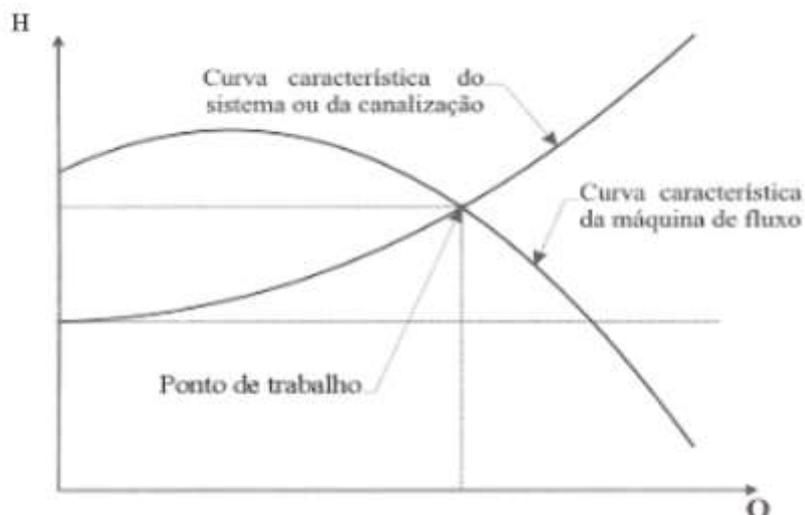


Figura 4.5 - Ponto de trabalho para uma bomba simples. Fonte: Souza, 2014.

Quando duas bombas são colocadas em série, o *head* se duplica e a vazão se mantém e quando duas bombas são colocadas em paralelo o *head* se mantém e a vazão se duplica e assim altera a curva da bomba. Para um mesmo sistema, com duas bombas em paralelo o ponto de operação se desloca, como pode ser visto na Figura 4.6.

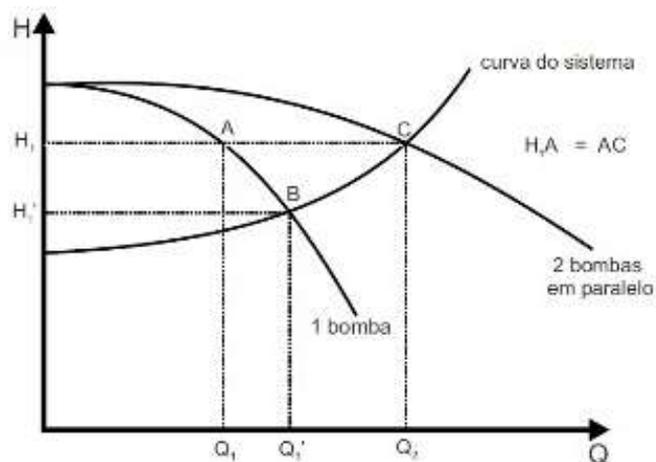


Figura 4.6 - Ponto de trabalho com bombas em paralelo. Disponível em: <https://projetap.com.br/confraria/titulo/>. Acesso em: 27 de jul. 2023.

Quando duas bombas operam em paralelo, a vazão total resultante é menor que a soma das vazões individuais de cada bomba. Isso confirma o entendimento de que a vazão das bombas em paralelo é combinada, porém, observa-se que essa combinação não alcança a capacidade máxima de ambas as bombas somadas. Em

outras palavras, a eficiência conjunta das bombas em paralelo é menor do que a soma de suas capacidades máximas operando individualmente.

#### 4.2. Bombas alternativas de pistão

Nas bombas alternativas de pistão, o elemento que promove o movimento do fluido é um pistão que se desloca com movimento alternativo dentro de um cilindro, que também é conhecido com camisa. O funcionamento destas bombas pode ser dividido em movimentos de admissão e de descarga.

Durante o curso da aspiração, o movimento do pistão induz a formação de um vácuo. A pressão do fluido no lado da aspiração resulta na abertura da válvula de admissão, permitindo o enchimento do cilindro. Simultaneamente, a válvula de descarga permanece fechada devido à diferença de pressão.

Já durante o curso de descarga, o pistão impulsiona o fluido para fora do cilindro através da válvula de recalque. Enquanto isso, a válvula de admissão permanece fechada também devido à diferença de pressão.

A Figura 4.7 mostra o funcionamento de uma bomba alternativa de pistão.

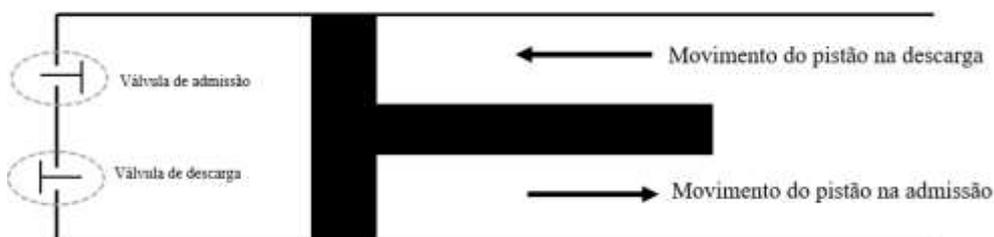


Figura 4.7 – Funcionamento da Bomba alternativa de pistão. Fonte: De Falco, 1989.

As bombas alternativas de pistão podem ser de simples efeito, quando apenas uma face do pistão tem contato com o líquido ou de duplo efeito que é quando as duas faces do pistão têm contato com o líquido. A Figura 4.8 mostra uma bomba de simples efeito e duplo efeito.

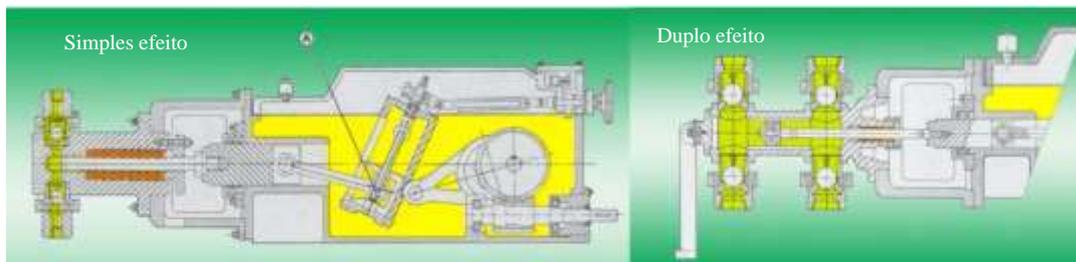


Figura 4.8 – Bomba de simples e de duplo efeito. Disponível em: <http://www2.pelotas.ifsul.edu.br/~andrea/lib/exe/fetch.php?media=bombasdeslocamentopositivo.pdf>. Acesso em: 27 de jul. 2023.

As bombas alternativas de pistão ainda podem ser classificadas como simplex (um pistão), duplex (dois pistões), triplex (três pistões) e multiplex (quatro pistões ou mais).

As bombas de injeção de fluidos dos navios sondam são bombas alternativas de pistão e em sua maioria triplex. São bombas que permitem a troca do conjunto camisa/pistão para alterar a capacidade de vazão e pressão. Quanto maior o conjunto camisa/pistão, maior vai ser a vazão e menor vai ser a pressão e vice-versa

### **4.3. Comparação entre bombas centrífugas e bombas de deslocamento positivo alternativa de pistão**

Nesta seção serão abordadas as vantagens e desvantagens das bombas centrífugas e das bombas de deslocamento positivo alternativa de pistão, ambas utilizadas numa sonda de perfuração como vai ser visto na seção 5.1.3 deste trabalho.

Como pode ser visto na seção 4.1.1, as curvas características das bombas centrífugas demonstram que estas podem funcionar em uma ampla faixa de valores. Entretanto, a operação da bomba é definida, para um dado sistema, em função da altura geométrica e da perda de carga total desse sistema. Para um dado sistema, o ponto de operação da bomba é definido pelo ponto de interseção da curva da bomba com a curva do sistema. Sendo assim, em uma bomba centrífuga não é possível controlar a vazão e o *head* da bomba já que estes parâmetros são terminados pelo ponto de operação. Para variar esses parâmetros é necessário mudar o sistema ou trocar componentes das bombas para alterar sua própria curva. Outra limitação das bombas centrífugas é operarem em altas pressões.

Em contrapartida às limitações apresentadas acima, são bombas que apresentam um bom rendimento, capacidade de operar em altas vazões e uma construção relativamente simples o que faz com que seja um equipamento com um custo mais baixo. Além disso, as bombas centrífugas são de simples manutenção.

Vale destacar que as bombas centrífugas são as mais utilizadas e representam 90% das bombas instaladas na indústria (Tetralon, 2024).

Já as bombas de deslocamento positivo alternativas de pistão se destacam por operarem em altas pressão, ao contrário das bombas centrífugas. Além de poderem trabalhar numa ampla faixa de vazão e pressão a depender do conjunto camisa/pistão da bomba. Outro ponto importante é que dentro do range de trabalho do conjunto camisa/pistão é possível alcançar e controlar qualquer vazão desejada na bomba.

Em contrapartida, as bombas de deslocamento positivo têm um custo elevado de fabricação, demandam mais manutenção e, comparadas com a bombas centrífugas, operam com vazões mais moderadas. Caso a demanda seja para operar com alta pressão, as bombas alternativas só conseguem operar com vazões mais baixas.

## 5. Embarcações

O objetivo deste capítulo é falar sobre as seguintes embarcações:

- Sonda de perfuração;
- Barco fluideiro;
- Barco de estimulação.

### 5.1. Sonda de perfuração

Uma sonda de perfuração é um sistema projetado para perfurar poços a fim de acessar reservatórios de petróleo ou gás. Existem sondas de perfuração terrestres, que são utilizadas em poços localizados em terra, e sondas de perfuração *offshore*, que são utilizadas em poços localizados no mar. Para o presente trabalho serão estudadas somente sondas de perfuração marítima.

As primeiras sondas de perfuração foram criadas no início do século XX. As sondas eram constituídas de palafitas sobre o mar como pode ser visto na Figura 5.1.

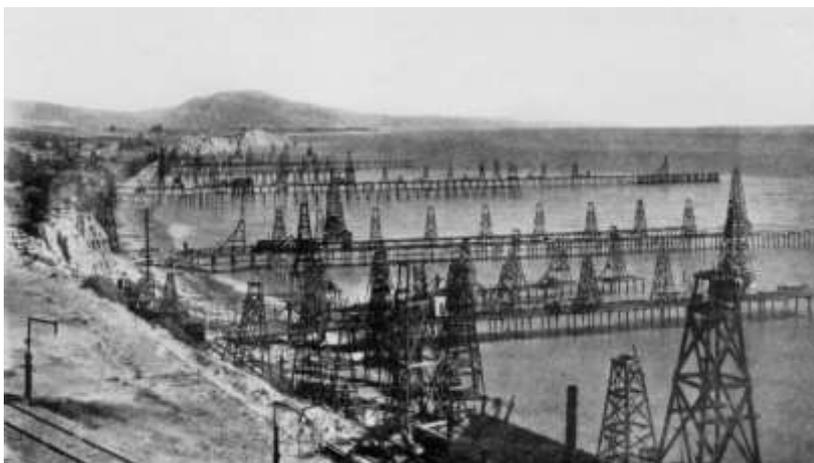


Figura 5.1 - *Summerland Oil Field*, próximo a Santa Barbara – Califórnia. Fonte: Senra, 2013.

Com as primeiras descobertas de petróleo em áreas mais distantes da costa no Golfo do México, surgiu a necessidade de desenvolver sondas de perfuração capazes de alcançar o leito marinho em lâminas d'água mais profundas. As primeiras sondas de perfuração *offshore* eram estruturas fixas que alcançavam o leito marinho. Na Figura 5.2 pode ser visto a primeira sonda de perfuração *offshore*, criada para exploração do petróleo no Golfo do México.



Figura 5.2 – Primeira Sonda de Perfuração offshore fixa. Fonte: Senra, 2013.

Com o aumento da demanda por exploração de petróleo, tornou-se necessário o desenvolvimento de sondas que pudessem ser rebocadas de maneira mais eficaz e rápida. Para atender a essa necessidade, foram projetadas sondas auto eleváveis, que possuem pernas ou colunas que podem ser estendidas até o leito marinho. Essa inovação permitiu que as sondas fossem implantadas de forma mais ágil e eficiente, proporcionando maior mobilidade e flexibilidade nas operações de perfuração *offshore*. A Figura 5.3 apresenta a primeira sonda de perfuração *offshore* móvel.



Figura 5.3 – Primeira sonda móvel *offshore*. Fonte: <https://aoghs.org/offshore-oil-history/>. Acesso em: 19 de jul. 2023.

Com a exploração de petróleo em águas ainda mais profundas se fez necessário o desenvolvimento de sondas semisubmersíveis, que são estruturas flutuantes. A Figura 5.4 mostra a primeira sonda submersível do mundo, a *Blue Water Rig* nº 1.



Figura 5.4 - Primeira Sonda Semisubmersível do mundo. Fonte: Senra, 2013.

Posteriormente, foi desenvolvido um projeto de navio sondas, que também são embarcações flutuantes, sendo mais autônomas que sondas semisubmersíveis.

Na Figura 5.5 é possível ver o Navio Sonda “*Glomar Challenger*”, projetado na década de 1960.



Figura 5.5 – Navio sonda *Glomar Challenger*. Fonte: <https://library.ucsd.edu/dc/object/bb79193294>. Acesso em: 19 de jul. 2023.

Com base no histórico descrito acima, segue um breve resumo sobre os 4 tipos de sondas de perfuração descrito acima. Na Figura 5.6 é possível estes 4 tipos.

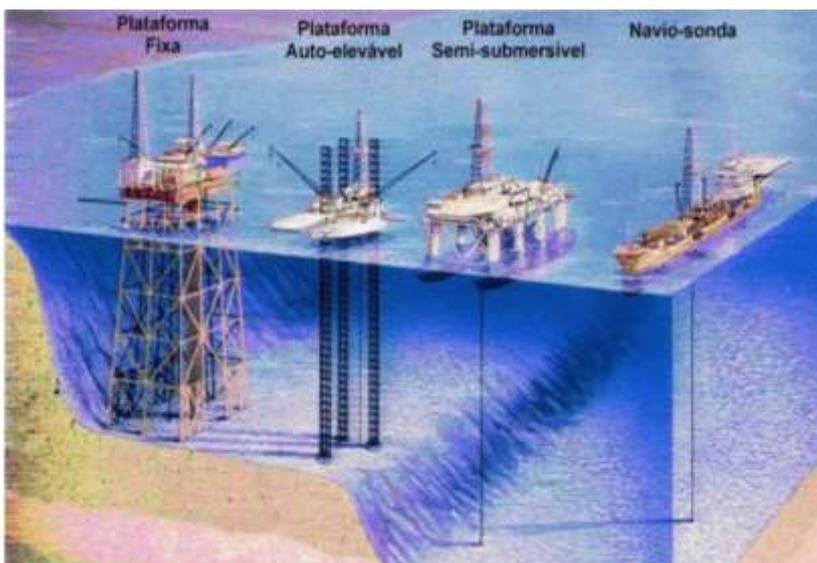


Figura 5.6 - Tipos de sonda de perfuração marítimas. Disponível em: [http://internet.sinmec.ufsc.br/palestras/2004\\_08\\_05.pdf](http://internet.sinmec.ufsc.br/palestras/2004_08_05.pdf). Acesso em: 19 de jul. 2023.

- Fixa – Possuem estrutura rígida, conhecida como jaqueta e é fixada no solo marinho. Opera em Lâmina d'água de até 300 metros;
- Auto-elevável (*jack-up*) – Possui pernas que se movimentam verticalmente. Ao chegar na locação, as pernas descem e se assentam no leito marinho. Opera em lâminas d'água de até 150 metros;
- Semissubmersível – Unidades marítima flutuante que se estabiliza por coluna. Opera em lâmina d'água profundas e ultra profundas. Pode ser ancorada no solo marinho ou pode possuir um sistema de posicionamento dinâmico que mantém a posição de forma automática;
- Navio-Sonda – Unidades marítima flutuante em forma de navio, usada para perfuração de poços. Pode ser ancorada no solo marinho ou possuir um sistema de posicionamento dinâmico que mantém a posição de forma automática;

Para o presente trabalho, serão considerados somente navios sondas. Por conta disso, será esse tipo de sonda será tratado de forma mais detalhada abaixo. A Figura 5.7 mostra um navio sonda.



Figura 5.7 - Navio Sonda Amaralina Star. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/2012/08/navio-sonda-amaralina-star-chega-ao-brasil-para-atuar-no-pre-sal.html>. Acesso em: 19 de jul. 2023.

Navios sonda são unidades marítimas de perfuração que são construídas sobre o casco de navios. A torre de perfuração fica localizada no centro do navio,

onde existe uma abertura no casco que permite a passagem da coluna de perfuração e conseqüentemente a perfuração do poço até encontrar o reservatório.

O navio-sonda tem um sistema de posicionamento que é composto por propulsores, sensores acústicos e computadores. Toda essa tecnologia consegue anular os efeitos provocados pelas correntes, as ondas e o vento, assim, o navio não é deslocado de sua posição, mesmo não dependendo de ancoragem física. O casco semelhante ao de um navio permite que um navio sonda tenha uma capacidade de armazenamento de fluido superior em comparação com as sondas semissubmersíveis. Ainda que o posicionamento dinâmico seja a forma mais comum para manter a posição da sonda, é possível, também, ancorar o navio sonda no solo marinho.

A Figura 5.8 mostra de forma resumida o funcionamento de um navio sonda.

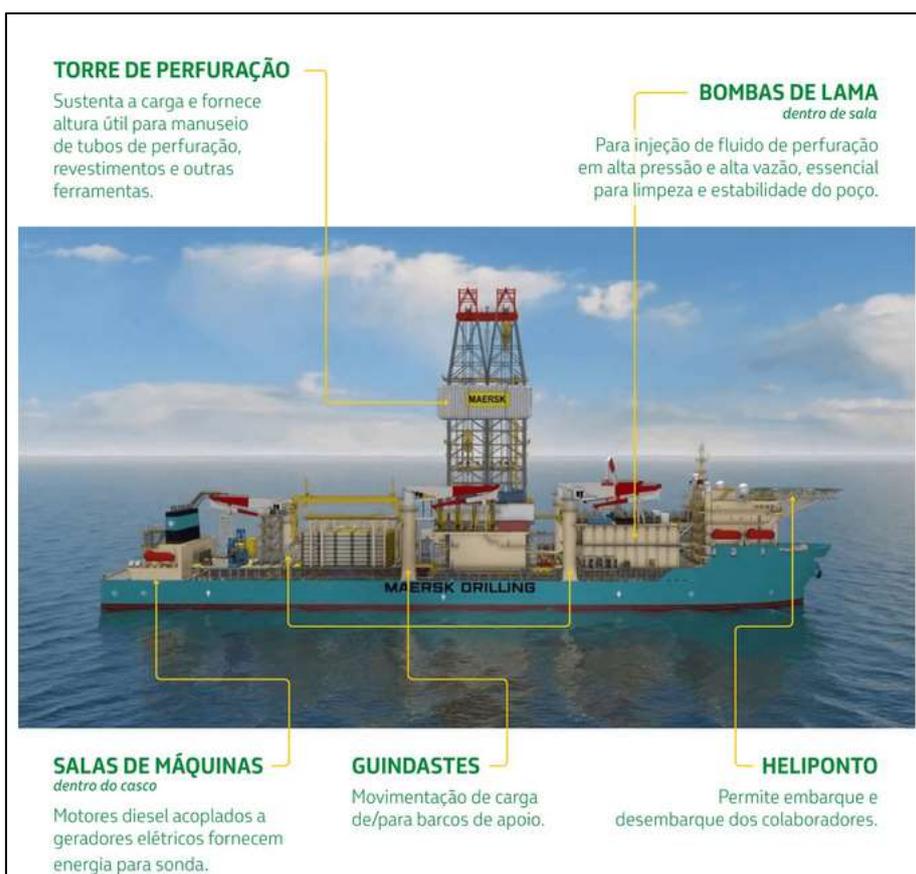


Figura 5.8 – Funcionamento de uma sonda de Perfuração. Fonte: [nossaenergia.petrobras.com.br](http://nossaenergia.petrobras.com.br). Acesso em: 19 de jul. 2023.

Segundo (Thomaz, 2006) a sonda de perfuração é composta pelos seguintes sistemas de equipamentos:

- Sistema de sustentação de cargas;
- Sistema de geração e transmissão de energia;
- Sistema de movimentação de carga;
- Sistema de rotação;
- Sistema de monitoramento;
- Sistema de segurança de poço;
- Sistema de circulação.

O sistema de sustentação de carga tem por objetivo proporcionar suporte e transferir as cargas durante o processo de perfuração e descida e retirada de equipamentos no poço. Isso ocorre porque a perfuração envolve uma sequência de tubos de perfuração interligados, juntamente com a broca localizada em sua extremidade.

O sistema de geração e transmissão de energia desempenha um papel crucial na sonda, pois é por meio desse sistema que todos os demais sistemas são ativados, permitindo o funcionamento dos equipamentos necessários para as operações de perfuração de poços.

Já o sistema de movimentação de cargas tem por objetivo permitir a movimentação da coluna de perfuração, dos revestimentos e de outros equipamentos necessários para as operações através dos diversos decks e áreas de armazenamento em superfície da sonda.

O sistema de rotação é composto por equipamentos que permitem a rotação da coluna de perfuração.

O sistema de monitoramento é responsável pelo controle da perfuração através de transmissores de pressão, células de carga e demais equipamentos de registro.

O sistema de segurança de poço consiste no conjunto de equipamentos que permitem o fechamento e o controle do poço. Este sistema será detalhado na seção 5.1.2.

O sistema de circulação tem por objetivo permitir a circulação e o tratamento do fluido de perfuração durante a operação. A função principal desse sistema é

garantir a circulação contínua do fluido de perfuração desde a superfície até a broca e de volta à superfície novamente. Este sistema será detalhado na seção 5.1.3.

#### **5.1.1. Seleção de sonda de perfuração**

Para a escolha de sondas de perfuração, vários parâmetros são analisados e alguns deles estão listados abaixo:

- Número de bombas da sonda;
- Capacidade de bombeamento da sonda;
- Camisas disponíveis contratualmente e limites de pressão de bombeamento;
- Volume de fluido nos tanques ativos e nos tanques reservas;
- Vazões de transferência entre os tanques ativos e os tanques reservas;
- Pressão de trabalho do BOP;
- Diâmetro interno das linhas de *kill* e *choke*;
- Capacidade de estoque de barita;
- Capacidade de densidade máxima do fluidos nos tanques ativos e tanques reservas.

Para o presente trabalho são relevantes os cinco primeiros tópicos.

#### **5.1.2. Sistema de segurança de poço**

Os equipamentos do sistema de segurança de poço foram projetados para prover o controle da pressão no poço em suporte às suas operações. As funções desse sistema são as seguintes:

- Permitir o fechamento do poço em qualquer situação operacional;
- Circulação controlada dos fluidos contidos no poço;
- Bombeamento de fluido com poço fechado;
- Permitir a descida ou retirada da coluna com poço pressurizado (*stripping*);
- Sustentação da coluna de trabalho (*hang-off*);
- Abandono do poço com corte da coluna ou revestimento (EDS);
- Monitoramento da variação de volume de retorno;
- Monitoramento do volume dos tanques;
- Vedar o interior das colunas.

De acordo com a API 53, os equipamentos citados abaixo compõem o sistema de controle de poço:

- BOP (*Blowout Preventer*);
- Sistema de controle;
- Linhas de *kill* e *choke*;
- *Choke manifold*;
- Equipamentos auxiliares.

O BOP (preventor de *blowout*) é um dispositivo de segurança composto por um conjunto de válvulas que, quando ativadas, impedem que o fluido do poço seja liberado para o ambiente. Trata-se de um equipamento conectado à cabeça do poço durante as operações. A Figura 5.9 mostra um BOP no *moonpool* da sonda. A Figura 5.10 mostra todos os componentes do sistema do BOP.



Figura 5.9 – BOP (Blowout Preventer). Disponível em: <https://braeden.com/otw-portfolio/nov-pressure-control-group-product-development-and-support/>. Acesso em: 19 de jul. 2023.

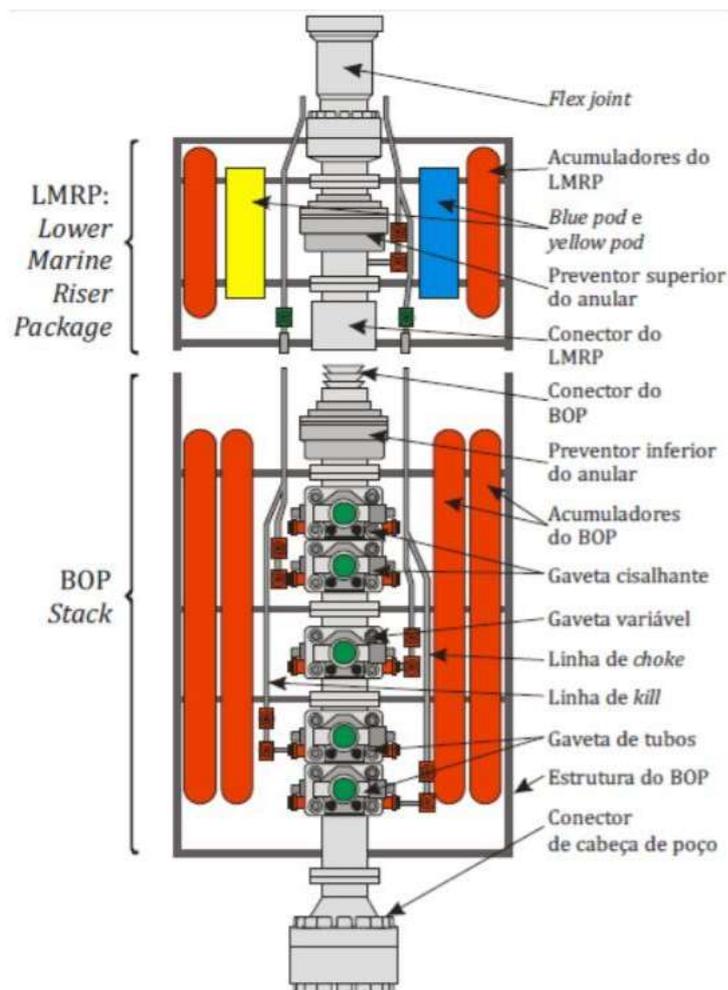


Figura 5.10 – BOP. Disponível em: <https://portaldopetroleiro158444444.wordpress.com/2018/07/04/blowout-preventers-bops/>. Acesso em: 19 de jul. de 2023.

O *BOP Stack* é principalmente formado por preventores, que são os elementos selantes projetados para fechar o poço ou a coluna de perfuração. Existem dois tipos de preventores: os anulares e os de gaveta.

Os preventores de gaveta têm com função fechar o espaço anular entre a coluna e o poço, fechar o poço sem coluna no interior, permitir operação de *hangoff* e permitir o corte de tubulares para posteriormente ser realizada a desconexão de emergência. Existem os seguintes tipos de preventores de gaveta:

- Gavetas de tubos: fecha ao redor do da coluna de perfuração, permitindo a vedação do espaço anular. As gavetas são configuradas para fechar em um determinado diâmetro de tubos. Podem ser fixas e fecharem em um único diâmetro de coluna ou serem variáveis e fecharem em um intervalo de diâmetro da coluna;

- Gaveta cega: permite a vedação do poço sem coluna na frente;
- Gaveta cega-cisalhante: permite o corte da coluna e o fechamento do poço também veda sem coluna no poço;
- Gaveta cisalhante: permite o corte da coluna de perfuração e de alguns revestimentos.

O preventor anular utiliza um elemento de vedação elastomérico para selar o espaço entre o tubular e o poço de perfuração ou um poço sem coluna e tem como objetivo vedar o espaço anular entre o poço e a coluna de perfuração, permitir o movimento da coluna mesmo com o poço pressurizado bem como permitir fechar o poço em diversos diâmetros de tubos.

Atualmente, nos *BOP Stack* dos navios-sonda e das sondas semissubmersíveis, os principais componentes são gavetas de tubos, gavetas cegas cisalhantes, gavetas cisalhantes e anular. Além dos preventores, o *BOP Stack* é composto pelo:

- Conector de cabeça de poço: conecta o BOP com o poço;
- Acumuladores: armazenam fluido hidráulico a alta pressão;
- Conector do LMRP: conecta o *BOP Stack* ao LMRP.

O LMRP (*Low Marine Riser Package*) é a parte superior do BOP que contém os seguintes equipamentos:

- Conector inferior: permite a conexão com o *BOP Stack*;
- Preventor anular;
- Acumuladores de fundo;
- Pods: conjunto de válvulas e reguladores (sejam operados hidráulica ou eletricamente) que, quando ativados, direcionarão fluido hidráulico através de orifícios especiais para operar o equipamento BOP. (API 53)
- Junta flexível: Dispositivo instalado do LMRP para permitir o movimento angular relativo do riser e reduzir as tensões causadas pelo movimento da embarcação e forças ambientais (API 53).

O LMRP permite a desconexão de emergência em caso de perda de posição da sonda através do EDS que consiste na sequência de eventos que operam funções para isolar o poço com o BOP Stack e desconectar o mesmo do LMRP.

O sistema de controle BOP submarino pode ser eletro-hidráulico e multiplexado. Como as sondas modernas utilizam este último o, só ele será aqui abordado. O sistema de controle multiplexado permite o rápido acionamento das funções. Este sistema necessita de dois cabos no umbilical para levar todos os sinais para para cada *pod* (*pod* amarelo e azul). Existem dois *pods* por questão de redundância, mas só um fica ativo. Os sinais enviados são codificados no *pod* ativo e um circuito lógico reconhece o sinal e opera a função desejada no BOP via válvulas solenoides e piloto. Na Figura 5.11 é possível ver o funcionamento do sistema de controle multiplexado.

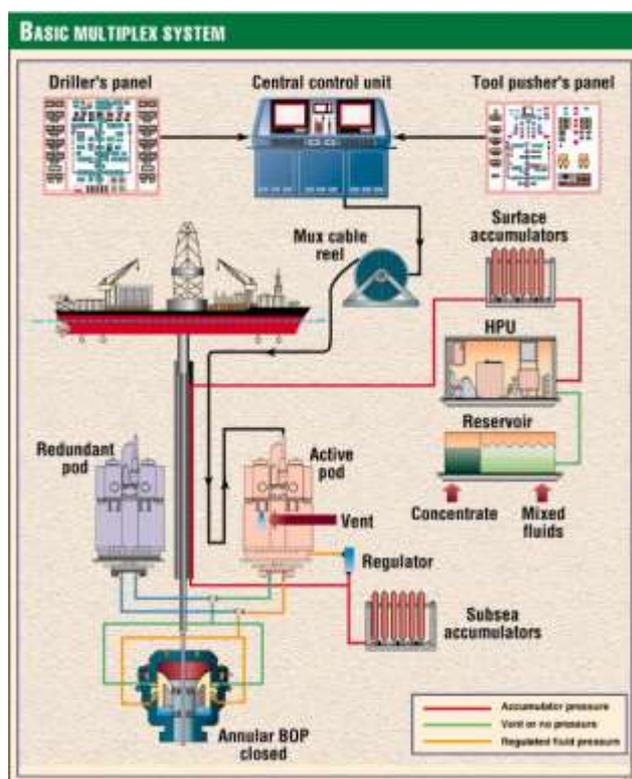


Figura 5.11 – Sistema de Controle Multiplexado. Fonte: Carvalho, 2016.

Além do sistema de controle principal, existe o sistema secundário que as funções são operadas via sistema acústico ou através de ROV.

As linhas de *kill* e de *choke* são linhas de alta pressão que permitem a circulação de fluido no poço com o BOP fechado.

O *choke manifold* é um conjunto de válvulas, estranguladores (*choke*), medidores e linhas que são utilizados para controlar a vazão e a pressão do poço quando o BOP está fechado.

Os equipamentos auxiliares são compostos pelos seguintes equipamentos:

- Válvulas de segurança de coluna: são válvulas utilizadas no controle de poço que são instaladas na coluna ou no *top drive*;
- *Diverter*: linhas que direcionam o gás de riser para a atmosfera;
- Separador atmosférico e degasificador: eliminam o gás do fluido;
- *Trip tank*: mede volumes de fluido de retorno e de abastecimento do poço, durante as operações de manobra. Também é utilizado para monitorar fluxo do “riser” com o BOP fechado;
- *Stripping tank*: tanque auxiliar com objetivo de controle preciso dos volumes ganhos ou perdidos, pelo “riser”, durante as operações de “stripping”

### **5.1.3. Sistema de circulação**

O sistema de circulação é um conjunto de equipamentos que permite a circulação de fluido de perfuração pela coluna de perfuração e pelo anular do poço, além do armazenamento do fluido. O fluido de perfuração tem por objetivo limpar o poço dos cascalhos gerados, transportá-los até a superfície, resfriar a lubrificar a broca e exercer uma pressão hidrostática sobre o poço a fim de evitar influxos indesejados de hidrocarbonetos. O sistema de circulação é composto pelos seguintes equipamentos:

- Tanques de lama;
- Bombas de lama;
- Mangueiras;
- Peneiras vibratórias;
- Desareizador;
- Dessiltadores;
- *Mud cleaner*;
- Bombas centrífugas.

O processo de circulação do fluido pode ser dividido nas seguintes fases:

- 1) Fase de injeção;
- 2) Fase de retorno;
- 3) Fase de tratamento dos fluidos.

A fase de injeção se inicia quando a bomba succiona fluido de perfuração/amortecimento dos tanques e o bombeia até o fundo do poço através das mangueiras e da coluna de perfuração.

Os tanques de fluidos têm por função armazenar o fluido de perfuração e são nestes compartimentos que são realizados os preparos do fluido. Nas sondas existem os tanques ativos e os tanques reservas. As bombas succionam fluido do tanque ativo e caso seja demandado mais fluido, bombas centrífugas movimentam fluido do tanque reserva para o ativo. A Figura 5.12 mostra duas bombas centrífugas utilizada para transferência de fluidos entre o tanque reserva e o tanque ativo.



Figura 5.12 – Bombas centrífugas de transferência de fluidos do tanque reserva para o tanque ativo. Fonte: Petrobrás (2024)

As bombas de lamelas são bombas de deslocamento positivo alternativa triplex projetada para circular o fluido de perfuração sob alta pressão (até 7.500 psi) na coluna de perfuração e retornar pelo espaço anular, para tratamento. Em geral, a sonda flutuante possui 4 dessas bombas. A Figura 5.13 mostra bombas de deslocamento positivo utilizadas em sondas de perfuração.



Figura 5.13 – Bombas alternativas de pistão em sonda de perfuração. Disponível em: <https://www.nov.com/products/mud-pumps-fluid-mixing-and-processing-systems>. Acesso em: 21 de jul. de 2023.

A fase de retorno começa quando o fluido sai da broca no fundo do poço e retorna por seu anular até as peneiras. O fluido de perfuração carrega pelo anular cascalhos cortados pela broca.

A fase de tratamento executa a limpeza do fluido de perfuração, compreende a parte do ciclo que inclui a chegada do fluido à peneira e o tratamento dos fluidos (limpeza do fluido de perfuração, eliminando partículas diversas). Compreende a adição de produtos químicos para estabilização da lama de perfuração (propriedades da lama) (Thomaz, 2004).

O fluido vindo do espaço anular do poço é conduzido através de peneiras, cuja função é remover sólidos, como os cascalhos. Em seguida, o fluido passa pelos desareidores, cujo objetivo é separar a areia do fluido antes de seguir para os dessiltadores, responsáveis por eliminar partículas de dimensões muito pequenas. Passado pelos dessiltadores, o fluido passa pelo *mud cleaner* que é um equipamento com uma peneira que permite a recuperação de partículas, sendo estas descartadas ou reutilizadas no fluido. Em seguida o fluido passa pelo degaseificador que elimina gás do fluido de perfuração. Após tratado, o fluido é encaminhado para os tanques para ser injetado novamente no poço.

#### **5.1.4. Caminho do fluido na fase de amortecimento do poço de alívio**

Uma vez que a perfuração do poço de alívio alcança o poço em *blowout* e se estabelece a conexão hidráulica, os alinhamentos de bombeamento são alterados. O BOP é fechado para proteção da sonda em caso de ocorrência de problemas

operacionais que levem a uma parada de bombeamento prematura, o que poderia levar a um retorno do *blowout* pelo poço de alívio. Além disso, o bombeamento principal do fluido de amortecimento é realizado pelas linhas de *kill* e *choke*, e uma vazão mínima é mantida pela coluna de perfuração para permitir o monitoramento da pressão de fundo, próximo ao ponto de interceptação. A estratégia de bombeamento para amortecimento via linhas de *kill*, *choke* e anular apresenta vantagens: as linhas possuem válvulas submarinas, o que permite isolar o poço de alívio caso seja invadido pelo *blowout*; o caminho do fluido passa pelo anular do poço de alívio, portanto uma região com menor perda de carga, implicando em menores pressões de bombeamento em caso de altas vazões. A Figura 5.14 mostra o esquemático do caminho do fluido no amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio.

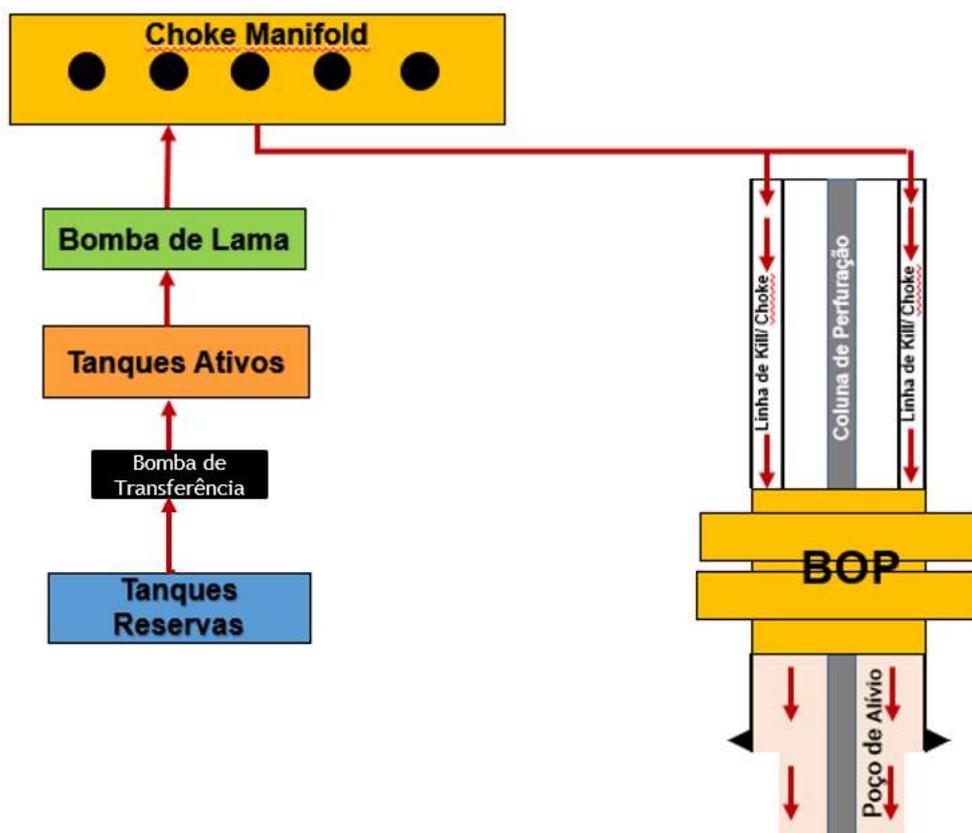


Figura 5.14 - Caminho do fluido no amortecimento. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

## 5.2. Outras embarcações

As diferentes atividades do setor de exploração e produção da indústria do petróleo exigem uma atividade logística complexa, demandando vários tipos de embarcações.

As principais embarcações do setor de serviços de E&P são (Diuna, 2017):

- *Anchor Handling Supply Vessel* (AHTS) – Realizam o serviço de ancoragem, desancoragem e reboque de unidades marítimas. Possuem motores de alta potência, que permitem a operação em condições ambientais adversas. Podem ser utilizadas para entrega de suprimento às unidades marítimas, em determinadas situações;
- *Crewboat* – Realizam o transporte de passageiros. Mais utilizadas em situações de maior proximidade das unidades marítimas da costa;
- *Diving Support Vessel* (DSV) – Embarcações utilizadas nas operações de mergulho;
- *Line Handling* (LH) – Pequena embarcação utilizada para o manuseio de cabos de amarração. Apoia operações de descarregamento de navios-tanque (*offloading*), recolhimento de óleo, dentre outras. Também pode ser utilizada para movimentação de cargas, em geral de transbordo entre unidades marítimas;
- *Oil Spill Response Vessel* (OSRV) – Embarcação especializada no combate ao derramamento de óleo no mar, sendo que, em geral, é um PSV adaptado a essa função. Devem permanecer na bacia fazendo a cobertura de determinada área.
- *Platform Supply Vessel* (PSV) – Embarcação utilizada para o transporte dos materiais de suprimentos às unidades marítimas. Possui grande capacidade de armazenamento de produtos;
- *ROV Support Vessel* (RSV) – Embarcação que possui um *Remotely Operated Vehicle* (ROV): veículo utilizado para inspeção e manutenção submarina;
- *Utility Vessel* (UT) – Embarcação de menor porte utilizada para entregas emergenciais. Podem ser feitas em alumínio, o que diminui seu peso. Possuem alta velocidade de navegação. No entanto, devido ao seu tamanho, não conseguem transportar todo o tipo de carga;
- *Well Stimulation Support Vessel* (WSSV) – Utilizada para aumentar a produtividade dos poços.

Para o presente trabalho vão ser detalhados os *Platform Supply Vessel* (PSV) e o *Well Stimulation Support Vessel* (WSSV). Isso porque, ambas as embarcações

podem ser utilizadas para aumentar a capacidade de bombeamento e a capacidade volumétrica da sonda.

### **5.2.1. Well Stimulation Support Vessel (WSSV)**

O WSSV tem como função fazer operações de estimulação de poços que são técnicas utilizadas para aumentar a produtividade de um poço de petróleo ou gás, muitas vezes envolvendo injeção de fluidos especiais para melhorar a vazão dos hidrocarbonetos.

Um barco de estimulação (WSSV) é composto por unidade de bombeamento de alta pressão, tanques de fluidos e transportam fluidos de estimulação e outros dispositivos necessários para realizar as operações de estimulação no poço.

Apesar de existirem barcos de estimulação com altas capacidades volumétricas e altas vazões no mundo, os barcos encontrados no Brasil tem alta capacidade de bombeamento, mas baixa capacidade volumétrica. Sendo assim, esse barco não vai ser considerado para os estudos deste trabalho.

### **5.2.2. PSVs fluideiros**

PSVs que são os tipos de barcos que fazem os transportes de diversos tipos de materiais para as sondas de perfuração.

Uma das formas, utilizadas por algumas empresas da área, é realizar a operação com quatro rotas de PSVs responsáveis pelo transporte de cargas (Garrido, IGOR, 2018):

- Carga geral e água: transporte de cargas gerais no convés e água;
- Oleiros: transporte de diesel para consumo nas unidades marítimas. Transportado em tanques da embarcação;
- Fluideiros/Graneleiros: transporte de fluidos e granéis sólidos necessários durante a perfuração de poços, completação e workover em poços. Normalmente, fluidos e granéis sólidos são transportados, respectivamente, em tanques e silos da embarcação;
- Cimenteiros: transporte de cimento, utilizado também ao longo da perfuração. transportado em silos da embarcação.

Para o presente trabalho é importante dar destaque aos PSV fluideiros, que são embarcações que possuem tanques com alta capacidade de armazenagem e tem como função principal transportar fluidos para sondas de perfuração. Este tipo de embarcação será importante para os estudos apresentados neste trabalho.

## 6. Equipamentos auxiliares

### 6.1. *Skid* de bombeamento

É uma unidade de bombeamento, montada em um *skid* sendo capaz de bombear fluido de fraturamento, ácido, fluido de perfuração e outros fluidos de bombeamento de campos petrolíferos a pressões de até 15.000 psi. O sistema é composto por uma bomba de deslocamento positivo e equipamentos auxiliares necessário para colocá-lo em funcionamento.

Este sistema pode ser transportado para um local e remontado em um navio de abastecimento ou em plataforma offshore. O *skid* é uma estrutura de grade especialmente projetada a qual garante a fixação segura do equipamento de bombeamento à embarcação. A Figura 6.1 mostra um *skid* de bombeamento.



Figura 6.1 – *Skid* de bombeamento. Fonte: CRWLP, 2023.

### 6.2. *Relief Well Injection Spool (RWIS)*

O RWIS é um dispositivo de injeção da empresa *Trendsetter* que aumenta a capacidade de bombeamento de um único poço de alívio. O RWIS é um dispositivo que fica entre a cabeça do poço de alívio e o BOP (*blowout preventer*), fornece entradas para múltiplos navios ou sondas de perfuração se conectarem hidráulicamente por meio de linhas flexíveis e injetarem fluido de amortecimento no poço de alívio. A Figura 6.2 e 6.3 mostram o funcionamento do RWIS e o dispositivo detalhado respectivamente.

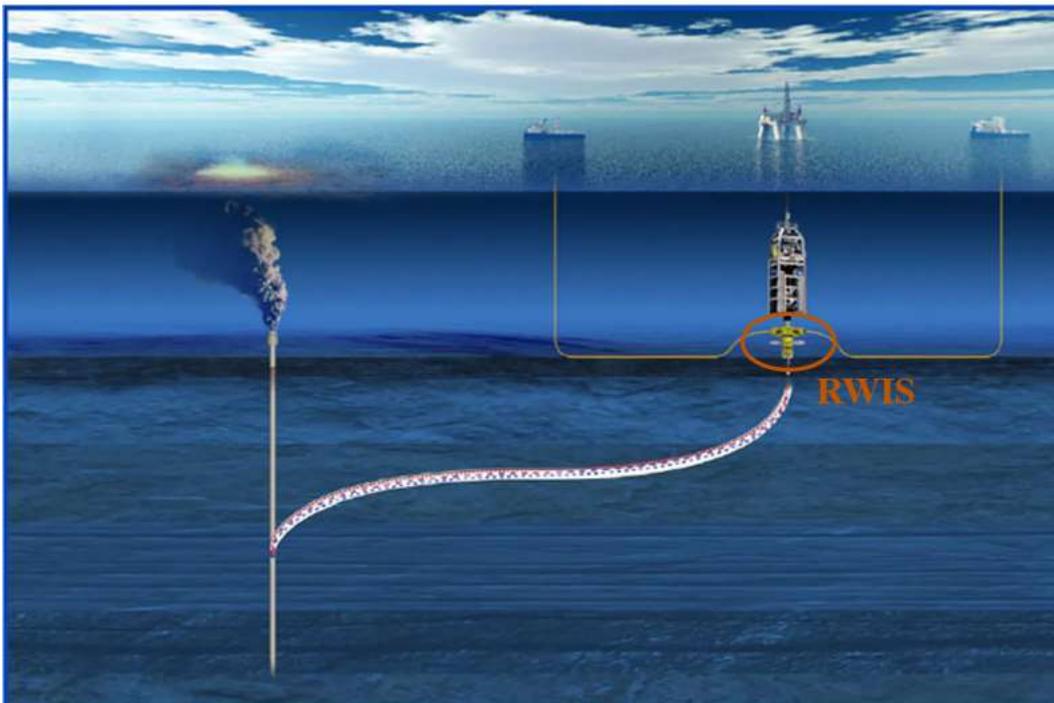


Figura 6.2 - Funcionamento do RWIS. Fonte: Trendsetter, 2024.



Figura 6.3 – RWIS. Fonte: Trendsetter, 2024.

## 7. Cálculos da sonda de perfuração

Neste capítulo serão abordadas as metodologias usadas para calcular as capacidades operacionais das bombas das sondas. Estes cálculos têm por objetivo mostrar a disponibilidade, no que diz respeito ao volume útil e à vazão de bombeamento, de cada sonda na fase de amortecimento do poço de alívio.

### 7.1. Premissas

#### 7.1.1. Parâmetro da simulação

Uma das premissas com maior impacto é a potência hidráulica disponível: foram definidas margens realistas de desempenho das bombas para estabelecer os limites operacionais de maiores pressão e vazão disponíveis.

As bombas triplex das sondas de perfuração são bem descritas pelas suas cartas de pressão e vazão para cada camisa: quando maior camisa, menor a pressão e maior a vazão disponíveis. A Tabela 7.1 mostra um exemplo de relação entre camisas, vazões e pressão de bomba.

Tabela 7.1 – Relação entre as camisas, pressões e vazões.

<b>Specifications</b>								
LINER SIZE (INCHES)	9	8	7½	7	6½	6	5½	5
MAX DISCH. PRESSURE, PSI OF 14-P-220 WITH HIGH PRESSURE FLUID END	2795	3535	4025	4615	5360	6285	7475	7500
<b>SPEED (SPM)</b>	<b>INPUT (HP)</b>	<b>**HYD (HP)</b>	<b>GALLONS PER MINUTE</b>					
*105	*2200	1980	1215	960	843	735	633	540
80	1676	1509	925	731	643	560	483	411
60	1257	1131	694	548	482	420	362	308
40	838	754	462	366	321	280	241	206
VOLUME/STROKE (GALLONS)	11.57	9.14	8.03	7	6.03	5.14	4.32	3.57

\* Rated maximum input horsepower and speed  
 \*\* For both configurations: Based on 90% mechanical efficiency and 100% volumetric efficiency

Fonte: NOV, 2011.

As camisas se apresentam em diâmetros variados e devem ser usados conjuntos de mesmo diâmetro, ou seja, todas as três camisas com o mesmo diâmetro.

Para o limite de pressão a se considerar em um pré-projeto de poço de alívio este trabalho vai estabelecer uma margem de 25% abaixo da pressão nominal, na intenção de compensar as seguintes incertezas associadas a esta etapa:

- Perda de carga de superfície: esta parcela não consta na simulação e não existem referências operacionais quando do emprego de altas vazões;
- Emprego de fluido newtoniano na simulação, sendo que os fluidos reais são não-newtonianos;
- Margem de pump off e margem de trabalho;
- Incertezas de reservatório e de modelo matemático da operação de amortecimento.

Para a vazão máxima disponível, esse trabalho irá considerar 98% da vazão estabelecida para a velocidade de 80 spm (strokes por minuto)

Ademais, importa saber que as margens acima descritas se aplicam a todas as bombas disponíveis na sonda para o amortecimento. Sendo assim, para calcular a capacidade de bombeamento das sondas, devem ser consideradas as premissas acima.

### **7.1.2. Disponibilização dos tanques ativos para perfuração nas fases de aproximação da interceptação e interceptação propriamente dita**

Na construção do poço de alívio, a interceptação do poço em *blowout* pode vir a acontecer antes do planejado, por isso ainda na fase de aproximação/acompanhamento, prévia à fase de interceptação, os fluidos de amortecimento devem estar disponíveis nos tanques da sonda e todos os procedimentos de bombeamento e tripulação prontos para uma eventual interceptação acidental. Tanto na fase de interceptação quanto na fase de aproximação da interceptação é necessário deixar, pelo menos, um tanque ativo dedicado para o fluido de perfuração, para viabilizar as operações de perfuração do poço de alívio.

### **7.2. Cálculo da capacidade de transferência entre os tanques reservas e os tanques ativos da sonda**

Para que seja possível calcular o volume útil dos tanques de uma sonda, considerando o uso dos tanques reservas, é necessário conhecer qual é a vazão de transferência entre estes tanques e os tanques ativos. Dependendo da relação entre as vazões de bombeamento para o poço de alívio e a vazões de transferência dos

tanques de reserva para o ativo, bem como da relação entre as capacidades volumétricas dos tanques ativos e dos tanques reserva, é possível que o tanque ativo seja totalmente depletado antes que o volume total do tanque de reserva tenha sido transferido para o tanque ativo. Quando os tanques ativos se depletam, mesmo que ainda haja volume nos tanques reservas, a operação de amortecimento é interrompida, dada a impossibilidade de abastecimento das bombas de fluido de perfuração.

O cálculo da vazão de transferência se dá a partir da curva da bomba centrífuga, fornecida pelo fabricante, em conjunto com a curva do sistema. Para determinar a curva do sistema é necessário ter conhecimento detalhado das linhas de sucção e descarga (comprimentos, diâmetros e acidentes de linha) e da diferença de cota entre o nível do tanque reserva e ativo. Com estes dados foi empregada o método do comprimento equivalente, descrito na seção 3.4, em que foi utilizado a conversão de perda de carga localizada em perda de carga distribuída. Sendo assim é possível determinar a curva do sistema. Com a curva do sistema e a curva da bomba é possível a determinação do ponto de operação da bomba que inclui a vazão de bombeamento. Importante ressaltar que a metodologia proposta pode ser aplicada para qualquer número de bombas de transferência instaladas em paralelo e consegue avaliar a possibilidade de aumento de vazão pela troca da bomba por bombas mais potentes, ou até mesmo o aumento da capacidade da bomba instalada pela troca do rotor ou do motor, quando possível e permitido pelo fabricante.

Para encontrar o valor da vazão de transferência é possível realizar testes na sonda ou realizar cálculos teóricos. Os testes realizados na sonda consideram as características atuais das bombas de transferência, enquanto os cálculos teóricos consideram as informações originais das bombas. Ambas as informações são importantes e se complementam, pois pode haver cenários em que, mesmo operando na capacidade original, as bombas não sejam capazes de operar nas condições requisitadas. Outro ponto importante é a possibilidade de identificação de degradação das bombas de transferência ao se comparar o resultado teórico esperado com o resultado dos testes. Desta forma, é importante a determinação da curva teórica de vazão de transferência e comparar com os resultados de teste. Qualquer diferença entre os 2 valores deve ser avaliada com critério, para a

identificação de erro no modelo teórico ou se existe um problema de manutenção do sistema de transferência de fluidos da sonda.

### **7.3. Capacidade volumétrica**

Para calcular a capacidade volumétrica total dos tanques da sonda, os dados dos volumes dos tanques reservas e ativos devem estar disponíveis.

Já que a fase de interceptação do poço em *blowout* é iniciada com a perfuração do poço de alívio, é necessário deixar pelo menos um tanque ativo reservado para o fluido de perfuração. Sendo assim, o cálculo da volumetria total da sonda disponível para o amortecimento do poço deverá desconsiderar a volumetria de pelo menos um tanque ativo.

O cálculo da capacidade volumétrica descrita acima é referente ao volume total que existe na sonda, o que difere do volume útil que é o que realmente pode ser utilizado. O volume útil da sonda depende da capacidade de transferência entre o tanque reserva e o tanque ativo. Além disso, para calcular o volume útil é necessário saber a vazão de bombeamento da sonda para o poço, tendo em vista que o volume útil da sonda depende do volume requerido para o amortecimento do poço, apontado nas simulações.

### **7.4. Capacidade de bombeamento**

#### **7.4.1. Capacidade de bombeamento das bombas triplex**

Para encontrar a vazão nominal de cada sonda é necessário solicitar os dados do fabricante das bombas à contratada responsável pela sonda. A Tabela 7.1 mostra um exemplo para o modelo da bomba NOV 14-P-220.

Como pode ser visto na Tabela 7.1, os dados fornecidos pela fabricante são função do diâmetro das camisas da bomba, o que influencia tanto a pressão quanto a vazão de bombeamento.

#### **7.4.2. Capacidade útil de bombeamento das sondas**

Para que 100% da capacidade volumétrica da sonda esteja disponível, é importante que o valor da vazão de bombeamento atenda um limite máximo, visto que, se a tal vazão for maior que a vazão de transferência, haverá uma redução gradual da volumetria disponível. Desta forma, quanto maior for a diferença entre

a vazão de bombeamento e a vazão de transferência, menor vai ser o volume útil disponível. Em resumo, caso o tempo necessário para esvaziar o tanque reserva seja inferior ao tempo requerido para esvaziar o tanque ativo, será possível utilizar completamente toda a capacidade disponível no tanque reserva. O tempo de esvaziamento do tanque reserva é determinado pela vazão de transferência, enquanto o tempo de esvaziamento do tanque ativo está relacionado à diferença entre a vazão de bombeamento e a vazão de transferência. Para estabelecer esse limite de vazão, é recomendado foi desenvolvida a Equação 2.1 e 2.2 apresentadas a seguir.

Além disso, caso a vazão de bombeamento seja superior ao estabelecido em (7.1), é possível se determinar qual o volume máximo que se consegue disponibilizar para as bombas da sonda em função da diferença das vazões de transferência e bombeamento, e do volume do tanque ativo, lembrando que o volume total nunca poderá ser maior que a soma total do volume do tanque reserva mais o tanque ativo. Em resumo o tempo para esvaziar o tanque ativo seja menor do que o tempo para esvaziar o tanque reserva não será possível utilizar a capacidade máxima. Para calcular o quanto será utilizado do tanque reserva, é necessário considerar o tempo de esvaziamento do tanque ativo. Considere a Eq. 6.2 a seguir para calcular este volume.

$$Q_b \leq Q_t (V_{tot}/V_r) \rightarrow V_{tot} = V_a + V_r \quad (7.1)$$

$$Q_b > Q_t (V_{tot}/V_r) \rightarrow V_{tot} = V_a + \frac{Q_t \times V_a}{Q_b - Q_t} \leq V_a + V_r \quad (7.2)$$

$$t_a = \frac{V_a}{(Q_b - Q_t)} \quad (7.3)$$

$$t_r = \frac{V_r}{(Q_t)} \quad (7.4)$$

$Q_b = \text{Vazão de Bombeio}$

$Q_t = \text{Vazão de transferência entre os tanques reservas}$

$\text{e os tanques ativos}$

$V_{tot} = \text{Volume total}$

$V_r = \text{Volume reserva}$

$V_a = \text{Volume ativo}$

$t_a = \text{Tempo de depleção do tanque ativo}$

$t_r = \text{Tempo de depleção do tanque reserva}$

### 7.4.3. Metodologia de cálculo para capacidade útil de bombeamento da sonda

Para o presente trabalho foi desenvolvida uma metodologia de cálculo da capacidade útil de bombeamento considerando volumetria útil dos tanques e limite máximo de pressão das camisas das bombas triplex. A Figura 7.1 apresenta a tabela e o gráfico desenvolvidos no Excel.

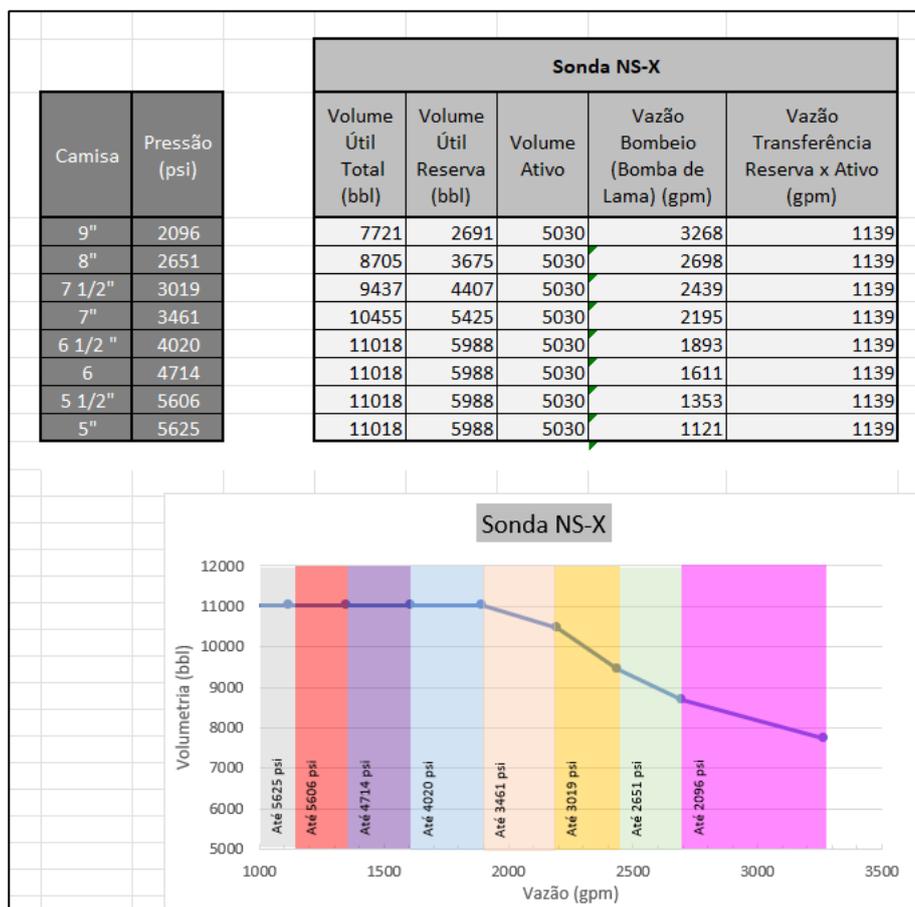


Figura 7.1 – Metodologia de cálculo para capacidade útil da sonda. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Para calcular volume útil do tanque reserva foram consideradas as condições estabelecidas nas equações 7.1 e 7.2. Além disso é necessário considerar a capacidade volumétrica descrita na seção 7.3, levando em consideração as

premissas estabelecidas na seção 7.1.2. O volume total é a soma do volume do tanque reserva com o volume do tanque ativo.

Para calcular vazão de bombeamento é utilizada a carta da bomba triplex com as vazões e pressões para cada camisa, levando em consideração os parâmetros estabelecidos na seção 7.1.1. Por fim, a vazão de transferência é calculada de acordo com a seção 7.2.

Como pode ser visto na Figura 7.1, o gráfico desenvolvido estabelece a relação entre a volumetria útil a vazão de bombeamento com 0 limite máximo de pressão de bombeamento. Cada coluna colorida representa uma camisa que tem um limite de pressão de bombeamento e um limite de vazão de bombeamento. A coluna cinza representa a camisa de 5", a coluna vermelha representa a camisa de 5 ½", a coluna roxa representa a camisa de 6", a coluna azul representa a camisa de 6 ½", a coluna bege representa a camisa de 7", a coluna amarela representa a camisa de 7 ½", a coluna verde representa a camisa de 8" e a coluna rosa representa a camisa de 9". Concretizando o que foi explicado na seção 4.2, pode se notar pelo gráfico que quanto maior a camisa menor será o limite de pressão de bombeamento e maior será a vazão de bombeamento e quando menor a camisa maior será o limite de pressão de bombeamento e menor será a vazão de bombeamento. Os valores apresentados na Figura 7.1 foram exemplos e os cálculos práticos para utilização da metodologia serão apresentados no capítulo 9.

O desenvolvimento desta metodologia através da planilha no Excel é importante para que sejam realizadas algumas análises na fase do pré-projeto de poço de alívio. Assim, com os dados de amortecimento obtidos nas simulações hidráulicas é possível analisar as limitações de cada sonda e mapeá-las para um possível poço de alívio. Além disso, como vai ser visto no capítulo 8, esta metodologia também analisará outras estratégias para o amortecimento do poço.

## 8. Estratégias de aumento da capacidade volumétrica de da capacidade de bombeamento da sonda

O objetivo deste capítulo é fazer um levantamento das possíveis estratégias para aumentar a capacidade de bombeamento e a capacidade da sonda. As alternativas levantadas estão apresentadas na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 – Alternativas para aumento da capacidade da sonda.

Cenários	Descrição
Sonda	Bombeio de fluido para o poço pelas bombas de lama, com operação simultânea de transferência de fluido dos tanques reservas para os tanques ativos
Cenário 1	Bombeio de fluido para o poço tanto pelas bombas de lama como pelo skid de bombeio, com operação simultânea de transferência de fluido dos tanques reservas para os tanques ativos
Cenário 2	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeia-se fluido da embarcação flutuante diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);
Cenário 3	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama e com o skid de bombeio, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeio de fluido de embarcação flutuante diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);
Cenário 4	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação flutuante no tanque ativo;
Cenário 5	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama e com skid de bombeio, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação flutuante para o tanque ativo

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

É importante destacar que não foi considerado o cenário de transferência de fluido do barco para o tanque reserva da sonda porque nas sondas analisadas não era viável realizar tal manobra. Outra estratégia para aumento da capacidade da sonda é o uso do RWIS mas não será objeto de estudo deste trabalho por exigir simulações mais complexas já que reologia e temperatura impactam na utilização deste dispositivo.

Cada cenário mapeado na Tabela 7.1 será detalhado a seguir:

- 1) Cenário 1: bombeamento de fluido para o poço tanto pelas bombas de lama como pelo *skid* de bombeamento, com operação simultânea de transferência de fluido dos tanques reservas para os tanques ativos;

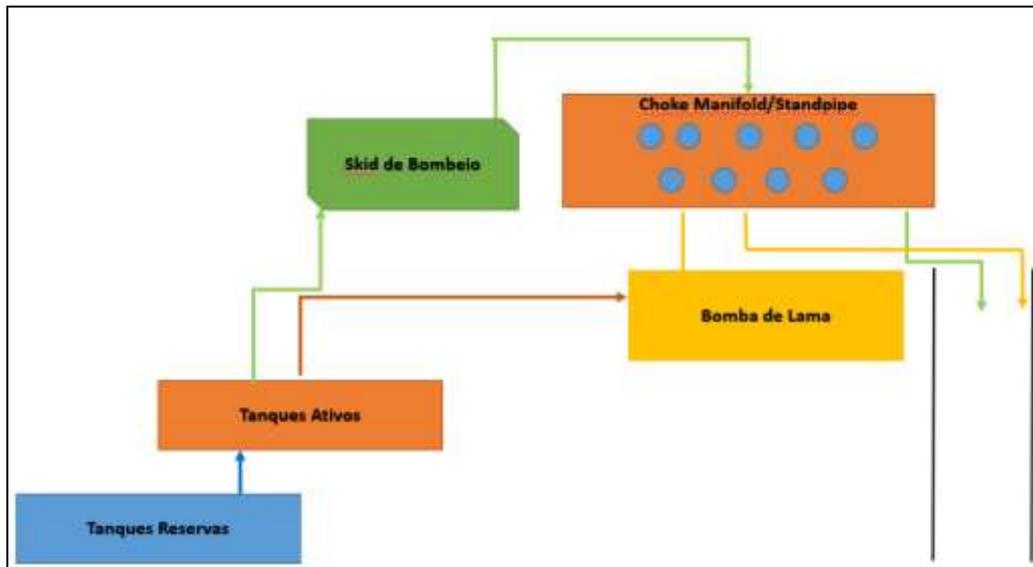


Figura 8.1 – Cenário 1. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

- 2) Cenário 2: bombeamento de fluido para o poço com as bombas de lama enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeamento de fluido de embarcação flutuante diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);

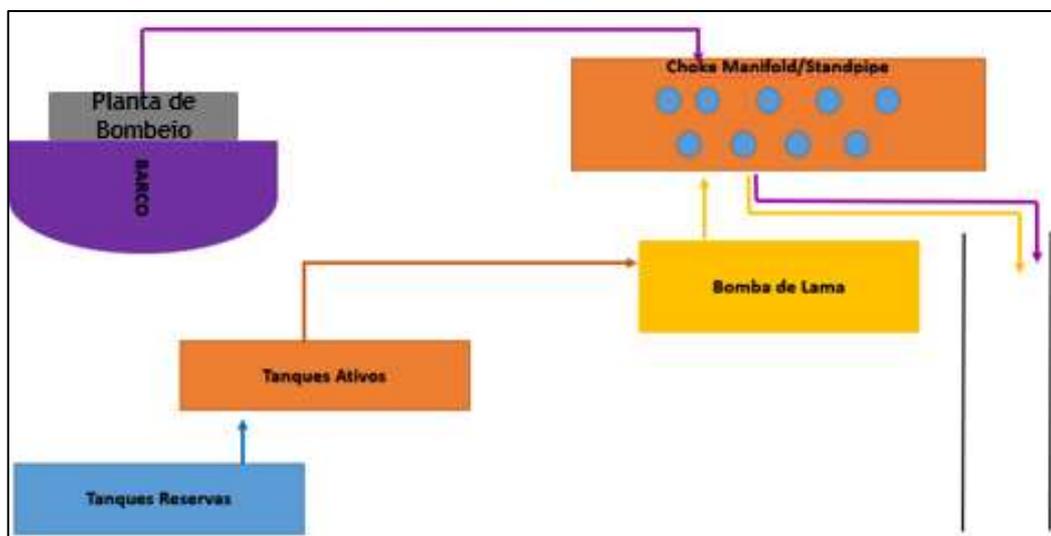


Figura 8.2 – Cenário 2. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

- 3) Cenário 3: bombeamento de fluido para o poço com as bombas de lama e com o skid de bombeamento, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeamento de fluido de embarcação flutuante diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);

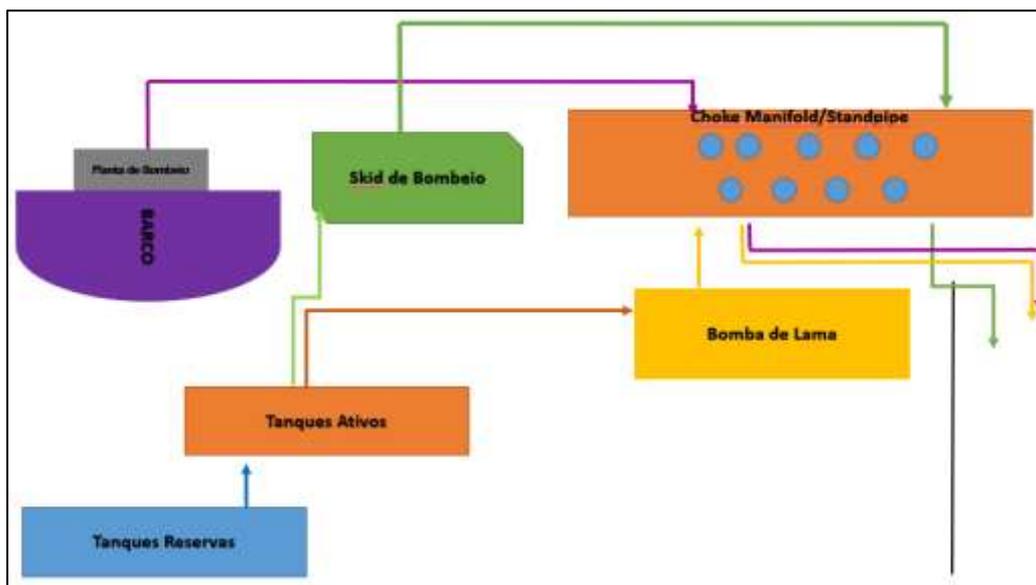


Figura 8.3 – Cenário 3. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

- 4) Cenário 4: bombeamento de fluido para o poço com as bombas da sonda, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação fluideira no tanque ativo;

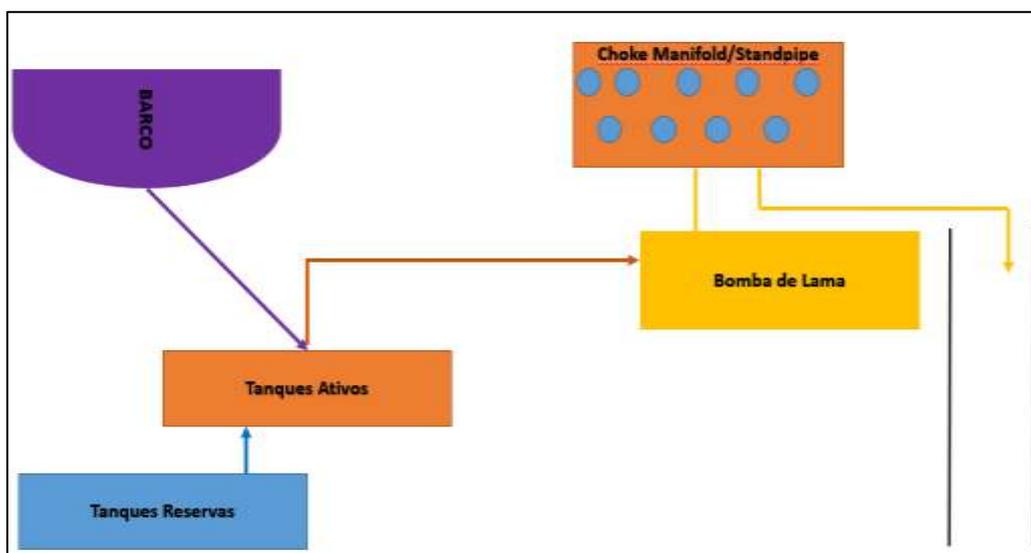


Figura 8.4 – Cenário 4. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

- 5) Cenário 5: bombeamento de fluido para o poço com as bombas da sonda e com *skid* de bombeamento enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação fluideira para o tanque ativo;

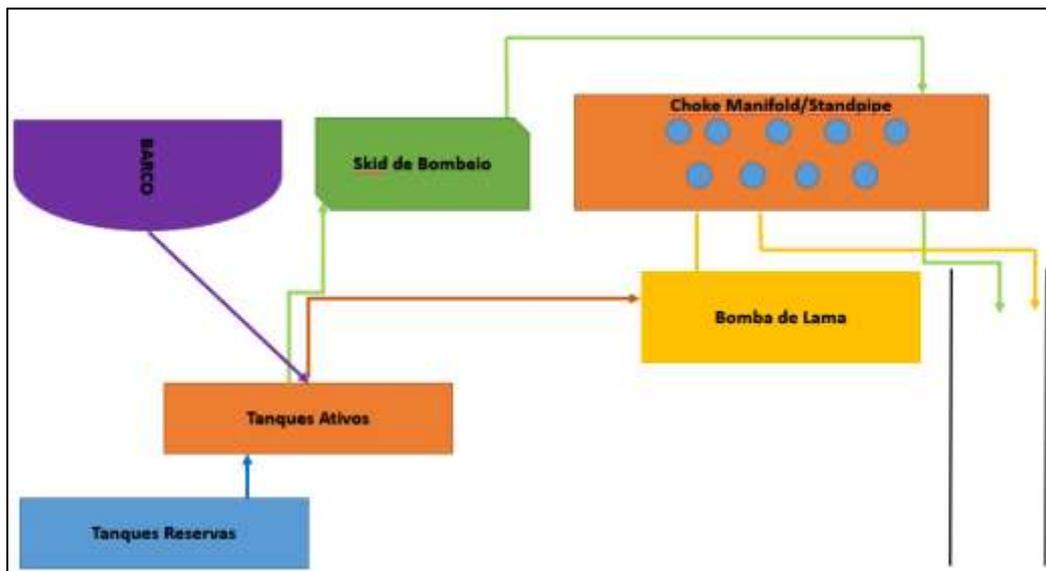


Figura 8.5 – Cenário 5. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 8.1. Utilização do *skid* de bombeamento para aumento da capacidade da sonda

Uma das alternativas para o aumento da capacidade de bombeamento da sonda é a instalação de um ou mais *skids* de bombeamento na sonda para bombear fluido em paralelo com as bombas de lama.

#### 8.1.1. Alimentação dos *skids* de bombeamento

Para entender como é realizada a alimentação dos *skids*, é necessário analisar com a empresa operadora da sonda em quais tanques são conectadas a sucção dos *skids*: ativos, reservas ou ambos. Para o caso da sonda NS-X, o único alinhamento possível era com o *skid* conectado ao tanque ativo.

#### 8.1.2. Instalação do *skid* de bombeamento na sonda

Para a instalação do *skid* de bombeamento na sonda é necessário verificar onde o equipamento será colocado, pois isto varia de sonda para sonda e de acordo com a distribuição de cargas no *deck*. Em função das características da operação, recomenda-se que os *skids* de bombeamento sejam posicionados o mais próximo possível da linha de transferência dos tanques da sonda para o *deck*. Quanto maior o comprimento das linhas de sucção do *skid*, maiores as perdas de carga impostas a bomba de transferência da sonda. Como, em geral, há poucas possibilidades de um aumento significativo da potência hidráulica deste sistema, é preferível reduzir o comprimento da linha de sucção, e se necessário ampliar a potência ou o número

de *skids*, caso o comprimento da linha de bombeamento apresente perdas de carga limitantes. Para os cenários onde seja necessário ou planejado o uso de mais de um *skid*, é necessário a análise de viabilidade de construção de uma derivação na saída da linha de fluido que chega ao *deck* por meio da qual os *skids* de bombeamento seriam alimentados, possibilitando a atuação em paralelo de 2 ou mais *skids*. Isto só é factível quando for possível realizar a instalação e quando a vazão a ser bombeada pelos *skids* não for superior à vazão de transferência dos tanques para os *skids*.

### **8.1.3. Capacidade de bombeamento e volumetria útil**

Para calcular a capacidade de bombeamento da operação com o uso do skid, é necessário usar as equações descritas na seção 7.4.2. Contudo, deve-se atentar que a vazão de bombeamento  $Q_b$  vai corresponder à soma da vazão da bomba de lama e do skid de bombeamento.

O cálculo da volumetria disponível é feito da mesma forma: somando-se a vazão do skid a vazão de bombeamento para o poço para efeitos de cálculo. A metodologia de cálculo desenvolvida foi a mesma descrita na seção 7.4.3.

### **8.2. Utilização de barcos para aumento da capacidade da sonda**

Uma das alternativas para aumentar a capacidade volumétrica da sonda no amortecimento de poço em *blowout* é a transferência de fluido de um barco fluideiro para os tanques da sonda. Uma segunda alternativa, também com uso de barcos fluideiros, é a instalação de uma planta de bombeamento no *deck* do barco para bombear fluido direto para poço através do *choke manifold* da sonda. Esta segunda alternativa tem o benefício adicional de permitir o aumento da vazão de bombeamento e da volumetria disponível simultaneamente.

Uma terceira alternativa seria o uso de barcos de estimulação para aumento da capacidade da sonda, mas os barcos analisados que operam no Brasil não tinham capacidade volumétrica suficiente para tornar essa alternativa viável. É importante destacar que existem barcos de estimulação com altas capacidades volumétricas no mundo, mas não foram estudados para o presente trabalho.

### **8.2.1. Capacidade volumétrica dos barcos fluideiros**

Os barcos fluideiros são compostos por “segregados”. Um segregado é um conjunto de tanques, linhas, bombas e outros equipamentos (tais como agitadores, filtros etc.), destinados ao recebimento, transporte e fornecimento de um produto, não havendo contato com outras segregações. Deste modo, não há compartilhamento de componentes, produtos e/ou recursos entre diferentes segregados, minimizando a ocorrência de contaminações.

### **8.2.2. Transferência de fluido do barco fluideiro para os tanques ativos da sonda**

Uma alternativa para aumento da capacidade volumétrica da sonda é transferir o fluido de amortecimento do barco para os tanques ativos da sonda ao mesmo tempo em que se bombeia fluido da sonda para o poço no momento do amortecimento. A transferência de fluido para o tanque reserva não seria tão eficiente já que, após a chegada do fluido nos tanques reservas, o mesmo precisa ser bombeado para os tanques de superfície e a bomba de transferência é um potencial limitante ao volume útil da sonda. Adicionalmente, deve ser verificado a possibilidade de recebimento de fluido do barco simultaneamente a transferência de fluido do tanque reserva para o ativo. Onde a operação simultânea não for possível, deve-se avaliar qual das possibilidades é mais vantajosa, que passa por verificar qual a maior vazão de transferência e conseqüentemente qual o volume de fluido total disponibilizado.

Para que possa ser calculado o volume total do barco e sonda é preciso consultar as empresas operadoras de sondas para verificar o volume disponível para tal operação e qual a vazão de transferência do barco para a sonda. Em seguida, é necessário realizar alguns cálculos que serão descritos na seção 8.2.2.1

#### **8.2.2.1. Cálculo do volume total do conjunto barco sonda**

Para calcular o aumento efetivo da volumetria no cenário de transferência de fluido do barco para o tanque ativo é necessário seguir as premissas abaixo, atentando para o limite máximo do volume útil da embarcação:

- Caso não seja possível a operação simultânea de transferência “reserva x ativo” e “barco x ativo”.

$$Qb \leq Qt_{max} (V_{tot}/V_{qmax}) \rightarrow V_{tot} = V_a + V_{qmax} \quad (8.1)$$

$$Qb > Qt_{max} (V_{tot}/V_{qmax}) \rightarrow V_{tot} = V_a + \frac{Q_{t \times V_a}}{Q_b - Q_{tmax}} \leq V_a + V_{qmax} \quad (8.2)$$

$Qb \rightarrow$  Vazão de Bombeio

$Qt_{max} \rightarrow$  Maior vazão dentre as vazões de transferência reserva x ativo e "barco x ativo"

$V_{tot} \rightarrow$  Volume total

$V_{qmax} \rightarrow$  Volume do tanque ou barco onde está a sucção para suprir a máxima vazão de transferência

$V_a \rightarrow$  Volume ativo

- Caso seja possível a operação simultânea de transferência “reserva x ativo” e “barco x ativo”.

- Se o tanque reserva depletar primeiro que o tanque ativo:

$$V_T = V_A + V_R + \Delta V_B \quad (8.3)$$

$$\Delta V_B = (T_{DR} + T_{DRA}) Q_{TB} \leq V_B \quad (8.4)$$

$$T_{DRA} = [V_A - (Q_{Bomb} - Q_{TR} - Q_{TB})T_{DR}] / (Q_{Bomb} - Q_{TB}) \quad (8.5)$$

$$T_{DR} = V_R / Q_{TR} \quad (8.6)$$

- Se o tanque ativo depletar primeiro que o tanque reserva:

$$V_t = V_a + \nabla V_b + \nabla V_r \quad (8.7)$$

$$\nabla V_b = Q_{TB} T_{DA} \leq V_B \quad (8.8)$$

$$\nabla V_r = Q_{TR} T_{DA} \leq V_R \quad (8.9)$$

Onde:

$$T_{DA} = V_A / (Q_{Bomb} - Q_{TR} - Q_{TB}) \quad (8.10)$$

Sendo:

- $V_T$  Volume total de fluido disponível para o amortecimento;
- $V_A$  Volume útil total dos tanques ativos;
- $V_R$  Volume útil total dos tanques reserva;
- $V_B$  Volume útil total do barco;
- $\nabla V_B$  Máximo volume de fluido utilizado do barco;
- $\nabla V_R$  Máximo volume de fluido utilizado do tanque reserva;
- $T_{DR}$  Tempo de depleção do tanque reserva;
- $T_{DRA}$  Tempo de depleção residual do tanque ativo, após depleção do tanque reserva;
- $T_{DA}$  Tempo de depleção do tanque ativo considerando alimentação do tanque reserva e barco;
- $Q_{TB}$  Vazão de transferência do barco para o tanque ativo;
- $Q_{TR}$  Vazão de transferência entre o tanque reserva e o tanque ativo;
- $Q_{BOMB}$  Vazão de bombeamento para o poço.

#### **8.2.2.2. Metodologia para cálculo da capacidade útil de bombeamento com a transferência de fluido do barco para os tanques ativos da sonda.**

Para o presente trabalho foi desenvolvida uma metodologia de cálculo da capacidade útil de bombeamento com a transferência de fluido do barco fluideiro para os tanques ativos da sonda considerando volumetria útil dos tanques da sonda e do barco e limite máximo de pressão das camisas das bombas triplex. A Figura 8.6 apresenta a tabela e o gráfico desenvolvidos no Excel.

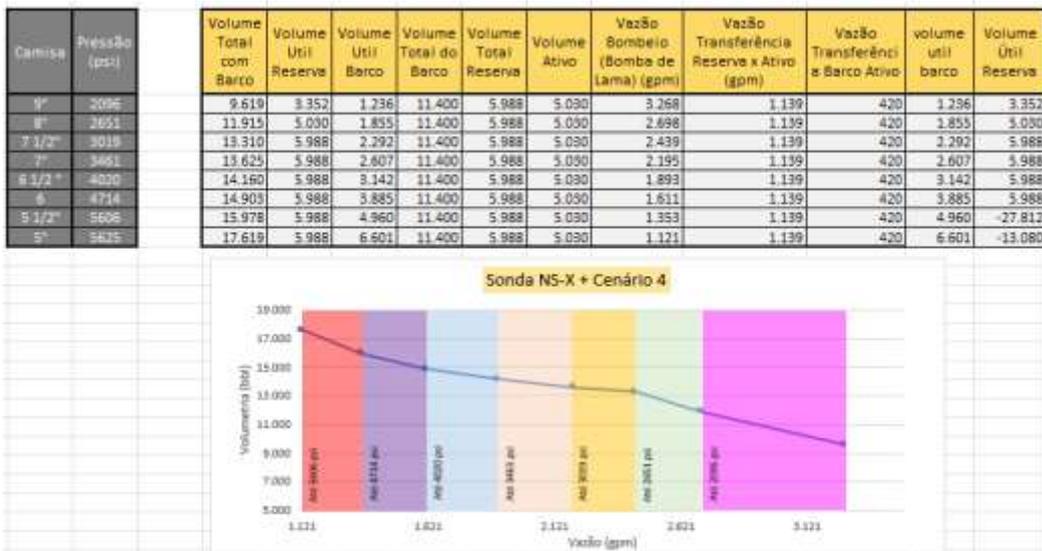


Figura 8.6 – Metodologia de cálculo para o cenário 4 e 5. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Para calcular volume útil do tanque reserva foram consideradas as condições estabelecidas nas equações 8.9. Além disso é necessário considerar a capacidade volumétrica descrita na seção 7.3, levando em consideração as premissas estabelecidas na seção 7.1.2. O volume total é a soma do volume do tanque reserva com o volume do tanque ativo. Para o cálculo do volume útil dos barcos foram consideradas as condições estabelecidas na equações 8.4 e 8.8.

Para calcular vazão de bombeamento é utilizada a carta da bomba triplex com as vazões e pressões para cada camisa, levando em consideração os parâmetros estabelecidos na seção 7.1.1. Por fim, a vazão de transferência é calculada de acordo com a seção 7.2.

Como pode ser visto na Figura 8.6, o gráfico desenvolvido estabelece a relação entre a volumetria útil a vazão de bombeamento com 0 limite máximo de pressão de bombeamento. Cada coluna colorida representa uma camisa que tem um limite de pressão de bombeamento e um limite de vazão de bombeamento. A coluna cinza representa a camisa de 5", a coluna vermelha representa a camisa de 5 1/2", a coluna roxa representa a camisa de 6", a coluna azul representa a camisa de 6 1/2", a coluna bege representa a camisa de 7", a coluna amarela representa a camisa de 7 1/2", a coluna verde representa a camisa de 8" e a coluna rosa representa a camisa de 9". Concretizando o que foi explicado na seção 4.2, pode se notar pelo gráfico que quanto maior a camisa menor será o limite de pressão de bombeamento e maior será a vazão de bombeamento e quando menor a camisa maior será o limite de pressão

de bombeamento e menor será a vazão de bombeamento. Os valores apresentados na Figura 8.6 foram exemplos e os cálculos práticos para utilização da metodologia serão apresentados no capítulo 9.

### **8.2.3. Capacidade de transferência do barco fluideiro diretamente para o poço**

A alternativa encontrada para aumentar tanto a vazão quanto a volumetria da sonda é o uso de uma planta de bombeamento no barco fluideiro para bombear fluido diretamente para o poço. A escolha do barco fluideiro, em vez de um barco de estimulação que já tem a planta de bombeamento instalada, deve-se à capacidade superior dos tanques de fluidos, uma vez que os barcos de estimulação no Brasil possuem baixa volumetria total e, por isto, um barco de estimulação não teria ganho significativo na volumetria total disponível de fluido para a operação de amortecimento de poço.

#### **8.2.3.1. Layout e capacidade dos tanques e bombas do barco**

Os barcos fluideiros são compostos de segregados e o primeiro passo para que se possa analisar o ganho efetivo de volumetria e bombeamento é analisar a capacidade dos segregados e se é possível mais de um segregado trabalhar em paralelo. Cada segregado pode possuir uma bomba ou duas que trabalham como back-up uma da outra, a depender do *layout* da embarcação. Nos barcos analisados, quando existia uma segunda bomba em cada segregado, não era possível a utilização das duas bombas em paralelo. O que é necessário investigar com a empresa operadora do barco é a possibilidade de trabalhar com mais de um segregado em paralelo para alimentar a planta de bombeamento que vai estar instalada no *deck*. Com isso, seria possível aumentar a capacidade volumétrica e a capacidade de bombeamento.

#### **8.2.3.2. Layout da planta de bombeamento para aumento da capacidade da sonda de perfuração**

A proposta é colocar uma planta de bombeamento no barco que vai ser alimentada pelos tanques e bombas do próprio barco fluideiro e a planta instalada é responsável pelo bombeamento de fluido diretamente para o poço através do *choke manifold* da

sonda. Este cenário possibilita o aumento da vazão e da volumetria durante o amortecimento do poço em *blowout*.

Na Figura 8.7, tem-se um exemplo esquemático de como seria a planta de bombeamento instalada no *deck* da embarcação. Este esquemático foi adaptado a partir de uma planta de bombeamento da empresa Baker para operação de estimulação e/ou controle de areia com outra operadora. Importante ressaltar que outras companhias de serviço têm condição de suprir plantas semelhantes, que atendem ao requisito desta operação. Sendo assim, quando é necessário proceder com uma operação de acidificação e/ou bombeamento de *gravel*, no *deck* de uma embarcação multipropósito é instalada uma planta de estimulação. Ao final da campanha de operações, a embarcação retorna ao porto e a planta é desmobilizada.

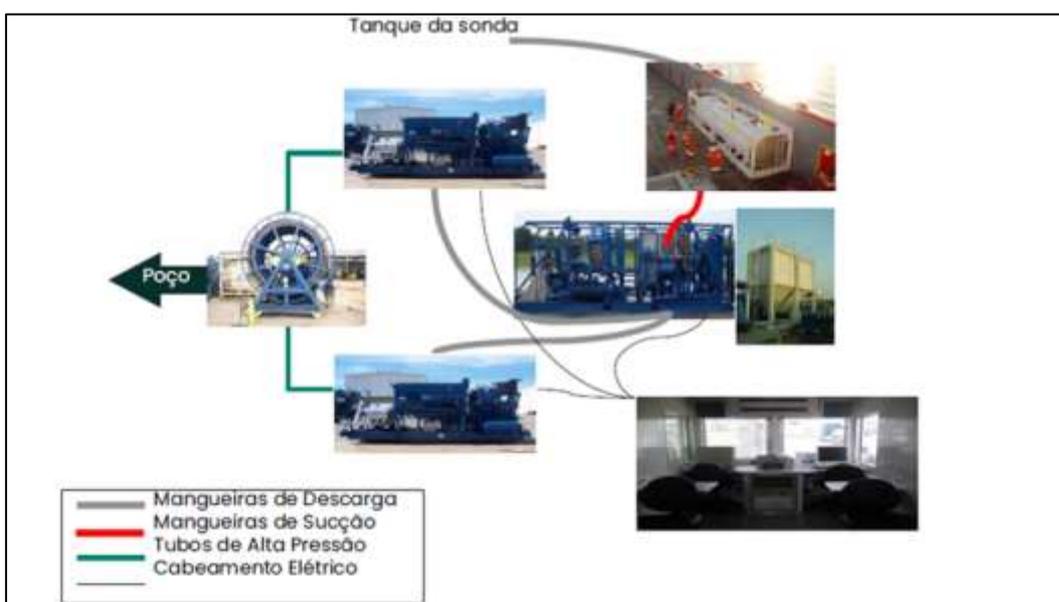


Figura 8.7 – Planta de bombeamento a ser instalada no PSV fluideiro. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Em resumo, o barco bombeará fluido para o deck para abastecimento de um tanque pulmão. O fluido do tanque pulmão será bombeado por *skid(s)* de bombeamento e chegará à sonda através de linhas flexíveis. Na sonda, o fluido será direcionado para o *choke manifold* e, em seguida, para o poço. Este direcionamento também será realizado por linhas a serem montadas na sonda e que compõem o sistema da planta de bombeamento, semelhante a uma operação com barco de estimulação. A utilização do tanque pulmão é opcional, podendo ser suprimido ao se conectar as bombas do barco fluideiro diretamente no *manifold* de sucção dos *skids*.

### **8.2.3.3. Capacidade do barco fluideiro com planta de bombeamento e sonda de perfuração**

A capacidade de bombeamento da planta é limitada pela capacidade da embarcação bombear fluido para o *deck*, ou seja, é definida pela potência das bombas de transferência de fluidos disponíveis em cada segregado. A partir da determinação da vazão limite, é possível calcular quantos *skids* serão necessários para atingir a vazão máxima.

Para calcular a pressão de bombeamento para o poço é importante saber a limitação da pressão do *skid* de bombeamento com a vazão demandada e calcular a perda de carga até a sonda.

Para calcular a capacidade total da sonda com o barco basta somar a capacidade de bombeamento do barco com a da sonda e somar a capacidade volumétrica do barco com a capacidade volumétrica útil da sonda. A metodologia de cálculo foi a mesma apresentada na seção 7.4.3.

## **9. Exemplo de aplicação para determinação das capacidades reais**

Para o cálculo das alternativas levantadas foi usada como objeto de estudos o Navio Sonda X, o barco star e o *skid* de bombeamento A. O Navio Sonda X, o barco star e o *skid* de bombeamento A são nomes fictícios.

### **9.1. Limitações da Navio Sonda X**

Neste item serão abordados os seguintes temas:

- Capacidade volumétrica da Navio Sonda X;
- Capacidade de transferência entre os tanques reservas e os tanques ativos;
- Capacidade de bombeamento da Navio Sonda X;
- Operações simultâneas na NS-X.

#### **9.1.1. Capacidade volumétrica da Navio Sonda X**

A capacidades máximas de estocagem dos fluidos são apresentadas nas Tabelas 9.1 e Tabela 9.2. Estes valores apresentados na tabela não consideram o volume morto de cada tanque. Deve-se observar que, além do limite de volume, há também a limitação de peso do fluido contido em cada um dos tanques (capacidade estrutural dos tanques da unidade). Portanto, a depender da densidade do fluido, pode ser necessária a redução do volume para que não seja ultrapassada a massa total suportada pela estrutura dos tanques, tanto os ativos quanto os reservas. No presente trabalho não foi verificado o limite de densidade de fluido para o dimensionamento estrutural dos tanques da sonda, portanto para se utilizar as tabelas aqui dispostas deve-se verificar se existe uma limitação real. Para o NS-X, a densidade máxima permitido para que não haja redução de volume é 18 ppg.

Tabela 9.1- Capacidade dos tanques ativos do NS-X.

		Capacidade do Tanque (m <sup>3</sup> )	Capacidade do tanque (bbl)
Tanques Ativos	No.1 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.2 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.3 ACTIVE MUD TANK	40	251,5
	No.4 ACTIVE MUD TANK	40	251,5
	No.5 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.6 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.7 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.8 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.9 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.10 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.11 ACTIVE MUD TANK	80	503
	No.12 ACTIVE MUD TANK	80	503

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Tabela 9.2 – Capacidade dos tanques reservas do NS-X.

		Capacidade do Tanque (m <sup>3</sup> )	Capacidade do tanque (bbl)
Tanques Reservas	No.1 MUD STORAGE TANK(S)	238	1497
	No.2 MUD STORAGE TANK(S)	238	1497
	No.3 MUD STORAGE TANK(S)	238	1497
	No.4 MUD STORAGE TANK(S)	238	1497

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Considerando que na fase de interceptação é necessário deixar, ao menos, um tanque ativo reservado para o fluido de perfuração (pois o amortecimento do poço ocorre imediatamente após a interceptação), recomenda-se que, no caso de manutenção de um único tanque disponível, seja utilizado o tanque ativo de maior volumetria, para permitir maior flexibilidade de trabalho, como medida padronizada, para efeitos de pré-projeto. No caso do NS-X, será o tanque No.1 ACTIVE MUD TANK com 503 bbl, a capacidade volumétrica do sistema ativo será de 5030 bbl. A capacidade volumétrica dos tanques reservas será de 5988 bbl, considerando fluido 18,0 ppg.

### 9.1.2. Capacidade de transferência entre os tanques reservas e os tanques ativos do Navio Sonda X

Para a determinação do ponto de operação do sistema de bombeamento de transferência, com as bombas trabalhando individualmente ou em paralelo, foi necessário o levantamento das seguintes informações:

- (i) Dados da bomba centrífuga a partir do catálogo do fabricante (curva da bomba);
- (ii) O conhecimento detalhado das linhas de sucção e descarga (comprimentos, diâmetros e acidentes de linha) e a diferença de cota entre o nível do tanque reserva e ativo (curva do sistema).

### 9.1.2.1. Curva da bomba centrífuga

A bomba centrífuga que faz a transferência entre o tanque reserva e o tanque ativo é da fabricante *National Oil Varco* do modelo 2500 Supreme. A bomba tem uma potência de 150 HP e impelidor é de 11,5". A curva da bomba foi fornecida pelo fabricante conforme pode ser visto da Figura 9.1.

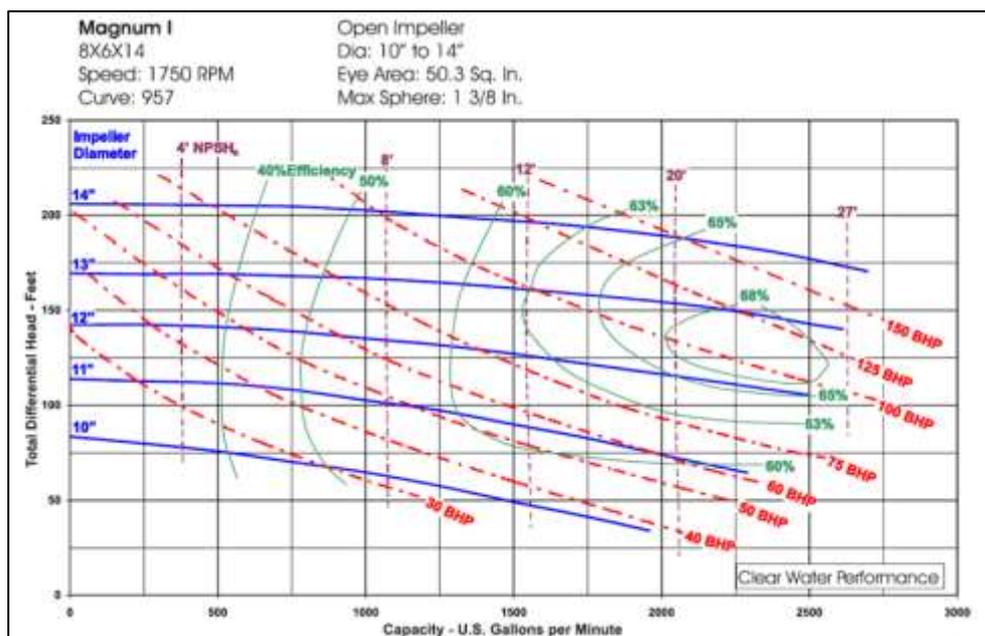


Figura 9.1 - Curva da bomba centrífuga de transferência do tanque reserva para o tanque ativo. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Com os dados acima, a curva da bomba foi reproduzida no Microsoft Excel, como pode ser visto na Figura 9.2.

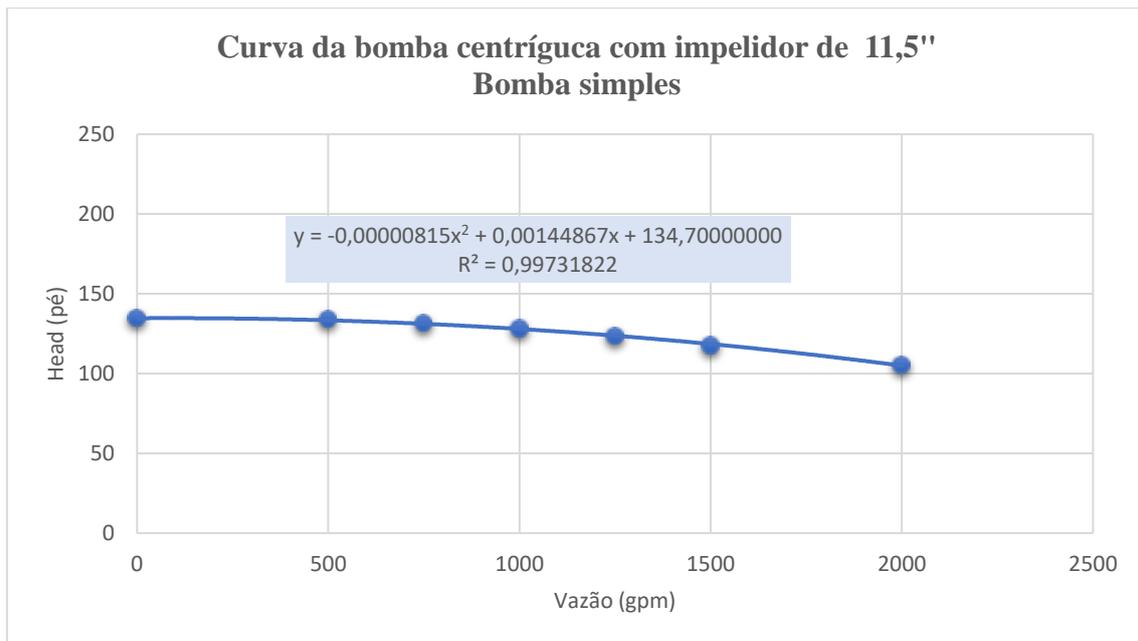


Figura 9.2 – Curva de uma bomba de transferência do tanque reserva para o tanque ativo. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Conforme a Figura 8.2, a equação de *head* para uma bomba centrífuga simples ( $H_{bs}$ ) é (eq. 9.1):

$$H_{bs} = -0,00000815Q^2 + 0,00144867Q + 134,7 \quad (9.1)$$

$H_{bs}$  = *Head* da bomba centrífuga simples

Conforme item 4.1.1, para duas bombas em paralelo, o *head* se mantém e a vazão dobra de valor, como pode ser visto na Figura 9.3.

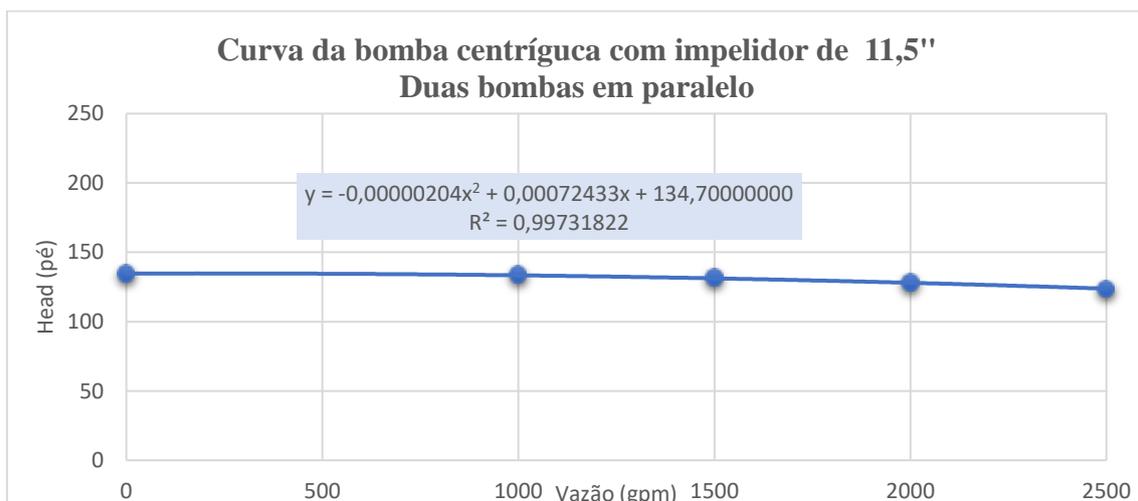


Figura 9.3 – Curva de duas bombas em paralelo para transferência do tanque reserva para o tanque ativo. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Conforme Figura 8.3, a equação de *head* para duas bombas centrífugas em paralelo ( $H_{bp}$ ) é (Eq. 9.2):

$$H_{bp} = - 0,00000204x^2 + 0,00072433x + 134,7 \quad (9.2)$$

$H_{bp}$  = Head para duas bombas centrífugas em paralelo

### 9.1.2.2. Curva do sistema

Como pode ser visto na seção 4.1.1, para determinar a curva do sistema é necessário a altura geométrica, as diferenças de pressão e as perdas de carga. Como são tanques abertos, a diferença de pressão é desprezada. Sendo assim para determinar a curva do sistema é necessário calcular a altura geométrica do sistema e as perdas de carga nas tubulações.

Considerando o tanque reserva cheio, a diferença de cota de elevação entre os tanques é de 13,2 m. Com o tanque reserva vazio a diferença de cota de elevação entre os tanques fica 16,3 m.

De acordo com o item 3.4, a perda de carga é composta pela perda de carga distribuída e pela perda de carga localizada. Para calcular esse valor foi utilizado o método de comprimento equivalente, também descrito na seção 3.4, que consiste em converter a perda de carga localizada em perda de carga distribuída. As informações das tubulações e de seus acessórios está na Tabela 9.3, além da conversão da perda localizada e em perda contínua, calculada através da Tabela 9.4

Tabela 9.3 – Dados das tubulações e acessórios.

Linha	Descarga (Recalque)				Comprimento Equivalente (pé de tubo reto)		
	Acidente	Qtdd	OD (pol)	L (m)	Unitário	TOTAL	
1	Redução 10x8	1	8	8,836	5	5	
							0
	Válvula borboleta	11			5,5	60,5	
	Curva de 90° raio longo	14			14	196	
						0	
	Tê	8			44	352	
2	Curva de 90° raio longo	18	8	5,915	14	252	
	Válvula borboleta	2			5,5	11	
	Curva de 45° raio curto	2			10	20	
	Tê	6			44	264	
3	Redução 8x6	2	6	5,915	5	10	
	Válvula borboleta	4			4	16	
	Válvula de retenção	2			63	126	
						0	
	Curva de 45°	2			7,5	15	
	Tê	2			33	66	
4	Válvula borboleta	4	6	12,009	4	16	
	Tê	2			33	66	
	Válvula borboleta	6	8	12,009	5,5	33	
	Curva de 45°	7			10	70	
						0	
	Curva de 90° raio longo	19			14	266	
Tê	4	44	176				
5	Válvula borboleta	13	8	13,2	5,5	71,5	
	Curva de 45°	8			10	80	
					21	0	
	Curva de 90° raio longo	28			14	392	
	Tê	8			44	352	
Sucção				Comprimento Equivalente (pé de tubo reto)			
Linha	Acidente	Qtdd	OD (pol)	L (m)	Unitário	TOTAL	
7	Válvula pé	1	8	8	170	170	
	Curva de 90° raio longo	2			14	28	
	Curva de 45° raio longo	1			10	10	
	Tê	2			42	84	
	Válvula borboleta	1			5,5	5,5	

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A partir dos dados da Tabela 9.3 chegou-se aos resultados apresentados na Tabela 9.4.

Tabela 9.4 – Comprimento total de tubo reto para cálculo de perda de carga.

Linhas	Diâmetro (pol)	Comprimento de tubo reto (pés)	Acidentes Convertidos em acidentes de tubo reto (pés)	Total (pés)
Descarga	8"	131	2601	2732
	6"	59	315	374
Sucção	8"	26	298	324

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Para calcular a perda de carga total foi utilizada a equação 3.9 (perda de carga equivalente) do item 3.4 e para calcular o fator atrito da equação foi utilizada a equação 3.3 do item 3.2 (fator de atrito para regime permanente) deste trabalho.

Para calcular o fator de atrito foi calculado o número de Reynolds conforme equação 3.1. Na Tabela 9.5 são apresentados os parâmetros para o cálculo da perda de carga para as tubulações de 6” e a na Tabela 9.6 são apresentados os parâmetros para o cálculo da perda de carga para tubulações de 8”.

Tabela 9.5 – Parâmetros para tubulações de 6”.

Tubo de aço de 6"						
Vazão (gpm)	Vazão (m <sup>3</sup> /s)	Velocidade (m/s)	Número Reynolds	Rugosidade Relativa	Fator Atrito	Perda por atrito por 100 pés de tubo
360	0,023	1,248	169812	0,0003	0,018	0,924
380	0,024	1,317	179246	0,0003	0,0180	1,022
400	0,025	1,387	188680	0,0003	0,018	1,126
420	0,026	1,456	198114	0,0003	0,0177	1,234
440	0,028	1,525	207548	0,0003	0,0176	1,347
460	0,029	1,595	216982	0,0003	0,0176	1,465
480	0,030	1,664	226416	0,0003	0,0175	1,587
500	0,032	1,733	235850	0,0003	0,0174	1,715
600	0,038	2,080	283020	0,0003	0,0171	2,423
650	0,041	2,253	306605	0,0003	0,0169	2,822
700	0,044	2,427	330190	0,0003	0,017	3,250
750	0,047	2,600	353775	0,0003	0,017	3,708
800	0,050	2,773	377360	0,0003	0,017	4,197
850	0,054	2,947	400945	0,0003	0,017	4,713
900	0,057	3,120	424530	0,0003	0,016	5,260
950	0,060	3,293	448115	0,0003	0,016	5,837
1000	0,063	3,467	471700	0,0003	0,016	6,443
1100	0,069	3,813	518870	0,0003	0,016	7,745
1130	0,071	3,917	533022	0,0003	0,016	8,158
1200	0,076	4,160	566041	0,0003	0,016	9,164
1300	0,082	4,507	613211	0,0003	0,016	10,701
1400	0,088	4,853	660381	0,0003	0,016	12,357
1500	0,095	5,200	707551	0,0003	0,016	14,130

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Tabela 9.6 – Parâmetros para tubulações de 8”.

Tubo de aço de 8”						
Vazão (gpm)	Vazão (m³/s)	Velocidade (m/s)	Número Reynolds	Rugosidade Relativa	Fator Atrito	Perda por atrito por 100 pés de tubo
500	0,0315	0,973	176591	0,00022	0,01752	0,4084
550	0,0347	1,071	194250	0,00022	0,01729	0,4993
600	0,0379	1,168	211909	0,00022	0,01710	0,5942
650	0,0410	1,265	229568	0,00022	0,01693	0,6973
700	0,0442	1,363	247227	0,00022	0,01677	0,8087
750	0,0473	1,460	264886	0,00022	0,01664	0,9284
800	0,0505	1,557	282545	0,00022	0,01652	1,0563
850	0,0536	1,655	300204	0,00022	0,01640	1,1925
900	0,0568	1,752	317863	0,00022	0,01630	1,3369
950	0,0599	1,849	335522	0,00022	0,01621	1,4895
1000	0,0631	1,947	353181	0,00022	0,01612	1,6505
1130	0,0713	2,200	399095	0,00022	0,01593	2,1075
1200	0,0757	2,336	423817	0,00022	0,01584	2,3767
1300	0,0820	2,531	459135	0,00022	0,01573	2,7893
1400	0,0883	2,725	494453	0,00022	0,01563	3,2349
1500	0,0946	2,920	529772	0,00022	0,01554	3,7135

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A partir dos dados apresentados na Tabela 9.5 e Tabela 9.6 foram construídos os gráficos apresentados na Figura 9.4.

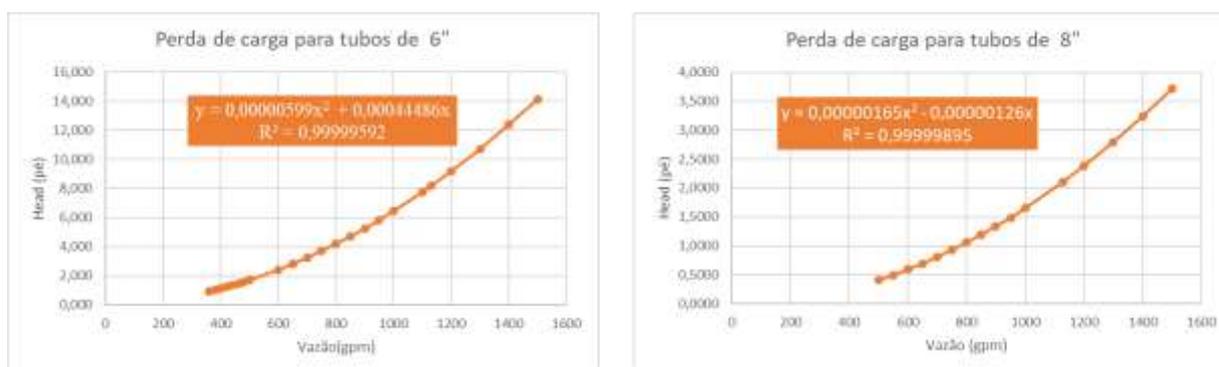


Figura 9.4 – Gráficos de perda de carga em função da vazão para os tubos de 6 e 8 polegadas. Elaborado pela autora, 2024.

A partir do gráfico, chega-se às seguintes equações:

$$Hd_6 = 0,00000599Q^2 + 0,00044486Q \quad (9.3)$$

$$Hd_8 = 0,00000165Q^2 - 0,00000126Q \quad (9.4)$$

Onde:

$Hd_6$  = Head nas tubulações de 6”.

$Hd_8$  = Head nas tubulações de 8”.

Com base nos dados fornecidos na Tabela 9.4 (comprimento total) e utilizando as equações de perda de carga para tubos de 6 e 8 polegadas (conforme mencionado acima), juntamente com a altura geométrica entre os tanques, é possível construir a curva característica do sistema de linhas de fluidos dos tanques reservatórios para os tanques ativos do NS-X.

Primeiramente vai ser calculada a curva do sistema considerando o tanque reserva cheio, o que significa que a diferença de cota de elevação é de 13,2 m ou 43,3 pés. A Tabela 9.7 e o gráfico da Figura 9.5 apresentam a curva característica do sistema com o tanque reserva cheio.

Tabela 9.7 – Curva característica do sistema com o tanque reserva cheio.

Q (gpm)	H (pé)
0	43,3
440	57,1
880	97,0
1320	163,1
1760	255,3
2200	373,6
2640	518,0
3080	688,6

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.



Figura 9.5 – Curva característica do sistema com o tanque reserva cheio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Em forma de equação da curva do sistema, considerando o tanque de reserva cheio, pode ser representada da seguinte forma:

$$H_{csc} = 0,00006747xQ^2 + 0,00170580Q + 43,3 \quad (9.5)$$

$H_{csc}$  = Curva do sistema com o tanque reserva cheio

Agora para calcular a curva do sistema com o tanque reserva vazio, a diferença de cota é de 16,2 m ou 53,1 pés. O gráfico da Figura 9.6 apresentam a curva característica do sistema com o tanque reserva vazio.



Figura 9.6 – Curva característica do sistema com o tanque reserva vazio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

$$H_{csv} = 0,00006211x^2 + 0,00175331x + 53,10000000$$

$H_{csv}$  = Curva do sistema com o tanque reserva vazio.

### 9.1.2.3. Ponto de operação

A obtenção do ponto de operação do sistema é possível através do balanço de energia entre a curva da bomba, que é fornecida pelo fabricante, e da curva característica do sistema, que é obtida a partir da configuração das linhas de sucção e descarga desde o tanque reserva até o tanque de superfície. No ponto de cruzamento entre essas curvas, tem-se o ponto de operação da bomba, que é único. Avaliou-se também a possibilidade de um arranjo em paralelo das bombas disponíveis na sonda. Para o NS-X, tem-se bombas centrífugas 8 x 6 x 14” com rotor (*impeller*) instalado de 11 ¾” e motor de 93 kW.

### 9.1.2.3.1. Ponto de operação – Tanque reserva cheio

A Figura 9.7 mostra o gráfico com a curva da bomba simples, a curva do sistema e o ponto de operação. A Figura 9.8 mostra o gráfico com a curva das bombas em paralelo com a curva do sistema e o ponto de operação. Ambos os gráficos são considerando o tanque reserva cheio ou diferença de cota de elevação 13,2 m.

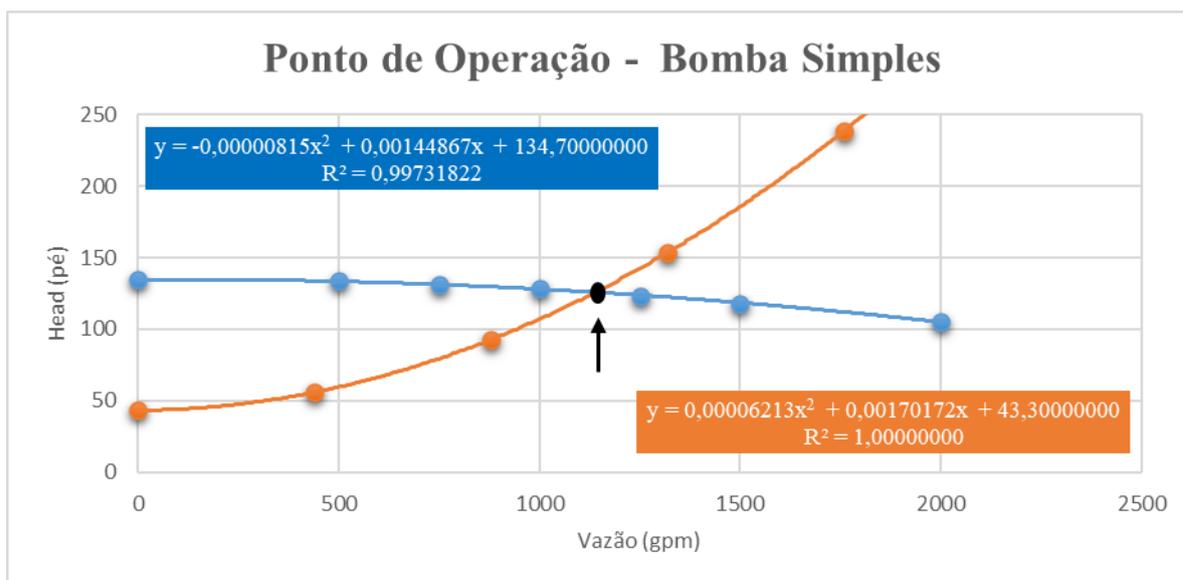


Figura 9.7 - Ponto de operação da bomba simples com o tanque reserva cheio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A vazão no ponto de operação com a bomba simples, considerando o tanque reserva cheio, é de 1139 gpm e o head ficou em 125,8 pés.



Figura 9.8 – Ponto de operação das bombas em paralelo com o tanque reserva cheio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A vazão no ponto de operação com as bombas em paralelo, considerando o tanque reserva cheio, é de 1186 gpm e o head ficou em 132,7 pés.

### 9.1.2.3.2. Ponto de operação – Tanque reserva vazio

A Figura 9.9 mostra o gráfico com a curva da bomba simples, a curva do sistema e o ponto de operação. A Figura 9.10 mostra o gráfico com a curva das bombas em paralelo com a curva do sistema e o ponto de operação. Ambos os gráficos são considerando o tanque reserva vazio ou diferença de cota de elevação de 16,2 m.

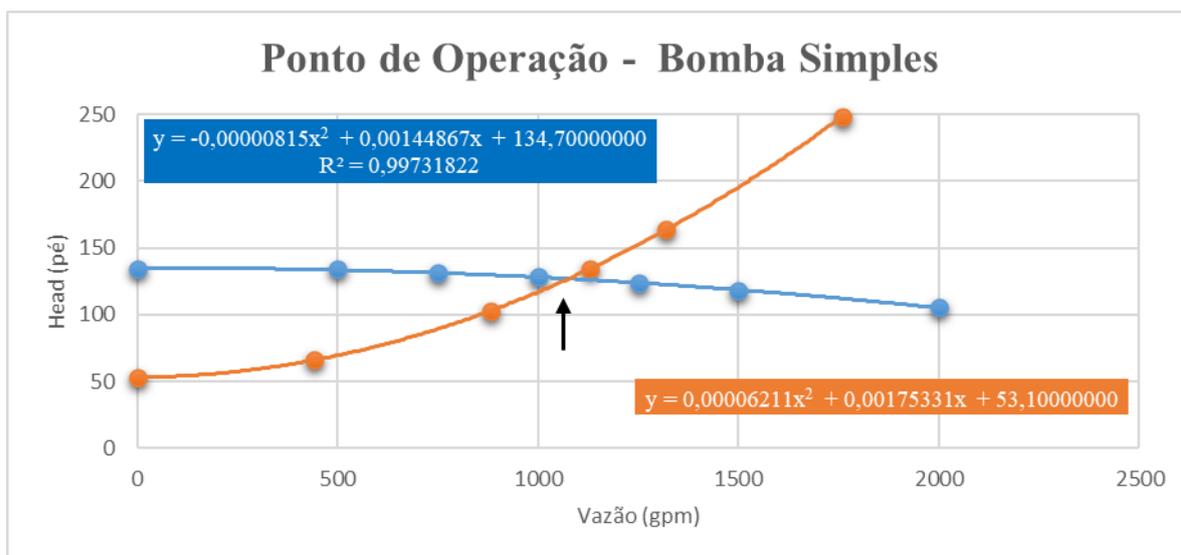


Figura 9.9 - Ponto de operação da bomba simples com o tanque reserva vazio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A vazão no ponto de operação com a bomba simples, considerando o tanque reserva vazio, é de 1076 gpm e o head ficou em 126,8 pés.



Figura 9.10 – Ponto de operação das bombas em paralelo com o tanque reserva vazio. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A vazão no ponto de operação com as bombas em paralelo, considerando o tanque reserva vazio, é de 1120 gpm e o head ficou em 133 pés.

### 9.1.2.3.3. Análise de resultados

Na Tabela 9.8, encontram-se os resultados do ponto de operação para os dois arranjos de bomba, simples e paralelo e considerando o tanque cheio e o tanque vazio.

Tabela 9.8 – Resumo dos cálculos para previsão do ponto de trabalho da bomba de transferência.

Elevação	Arranjo da Bomba	Vazão (gpm)	Head (m)
13,2 m	Simple	1139	38,3
13,2 m	Paralelo	1186	40,4
16,2 m	Simple	1076	38,6
16,2 m	Paralelo	1120	40,5

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Como pode ser visto na tabela 9.9, os valores não mudam de forma significativa com alteração do arranjo e com a alteração da diferença de cota de elevação. Em relação ao arranjo de bomba, para este trabalho será considerado a utilização de bomba simples já que o aumento na vazão não é relevante e é mais vantajoso deixar a segunda bomba de back-up. Em relação à diferença de cota de elevação vai ser considerado o tanque cheio, elevação de 13,2 m. Sendo assim, para este estudo de caso, será considerado o valor de 1139 gpm, utilizando o rotor de 11,5” com arranjo simples.

Para aumentar ainda mais a vazão de transferência entre os tanques teria que fazer a mudança de rotor para o maior modelo permitido pela bomba e troca de motor. Para a troca de rotor não existe impedimentos, mas para a trocar de motor é necessário verificar se o parque gerador de energia suportaria tal mudança. O presente trabalho não entrou em detalhes para os cenários com as mudanças de rotor e motor.

### 9.1.3. Capacidade de bombeamento do NS-X

O Navio Sonda X conta com 04 bombas NOV NATIONAL OIL VARCO/ 14 P – 220P para o bombeamento de fluidos de perfuração e completação, podendo atuar em pressão de até 7.500 psi (velocidade máxima de bombeamento de 105 spm e potência máxima de 2.200 hp). A carta da bomba é apresentada na Figura 9.11.

Liner size, inches (mm)			9† (228.6)	8" (203.2)	7 ½" (190.5)	7" (177.8)	6 ½" (165.1)	6" (152.4)	5 ½" (139.7)	5" (127.0)
Max. Discharge Pressure, psi (kg/cm <sup>2</sup> ) with high pressure Fluid End***			2795 (196.5)	3535 (248.6)	4025 (283.0)	4615 (324.5)	5360 (376.8)	6285 (441.9)	7475 (525.5)	7500 (527.3)
Pump Speed spm	Input HP, HP (kW)	Hyd.** HP, HP (kW)	GPM** (LPM**)	GPM** (LPM**)	GPM** (LPM**)	GPM** (LPM**)	GPM** (LPM**)	GPM** (LPM**)	GPM** (LPM**)	GPM** (LPM**)
105*	2200* (1641*)	1980 (1476)	1215 (4600)	960 (3634)	843 (3191)	735 (2782)	633 (2396)	540 (2044)	454 (1718)	375 (1419)
80	1676 (1250)	1509 (1125)	925 (3501)	731 (2767)	643 (2434)	560 (2120)	483 (1828)	411 (1556)	346 (1309)	286 (1082)
60	1257 (937)	1131 (843)	694 (2627)	548 (2074)	482 (1824)	420 (1590)	362 (1370)	308 (1166)	259 (980)	214 (810)
40	838 (625)	754 (562)	462 (1748)	366 (1385)	321 (1215)	280 (1060)	241 (912)	206 (780)	173 (654)	143 (541)
Volume/Stroke, gal. (Liters)			11.57 (43.797)	9.14 (34.598)	8.03 (30.397)	7.00 (26.498)	6.03 (22.826)	5.14 (19.457)	4.32 (16.353)	3.57 (13.514)
*Rated maximum input horsepower and speed										
**Based on 90% mechanical efficiency and 100% volumetric efficiency										
***5,000 PSI Fluid End configuration available										
† 9-inch liner requires special liner bushing and liner clamp										

Figura 9.11 - Carta da bomba NOV NATIONAL OIL VARCO/ 14 P – 220P. Fonte: NOV, 2011.

Para o limite de pressão, obtido pelas considerações de um pré-projeto de poço de alívio, a margem de 25% abaixo da pressão nominal, conforme descrito na seção 7.1.1.

Para a vazão máxima disponível, o limite de 80% da maior velocidade da bomba (stroke por minuto) e 98% da eficiência volumétrica nominal, também conforme o item 7.1.1.

Para a simulação, a partir da relação de potência hidráulica para cada camisa das bombas do NS-X, adotadas as margens acima, dispõe-se na tabela 9.9:

Tabela 9.9 – Especificações das camisas para bombas NOV com parâmetros da simulação.

Liner	9"	8"	7,5"	7"	6,5"	6"	5,5"	5"
Max pressure, (psi)	2.795	3.535	4.025	4.615	5.360	6.285	7.475	7.500
105 spm, (gpm)	1.215	960	843	735	633	540	454	375
80 spm, (gpm)	925	731	643	560	483	411	346	286
Usar na Simulação: retirado 25 % de margens	2096	2651	3019	3461	4020	4714	5606	5625
Usar na Simulação: 98 % de eficiência sobre 80 spm (gpm)	906,5	716,4	630,1	548,8	473,3	402,8	339,1	280,3

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

- Maior pressão de bombeamento: com camisas de 5", 5.250 psi com a vazão de  $4 \times 280,3 = 1.121$  gpm;
- Maior vazão de bombeamento: com camisas de 9", 1.956 psi com a vazão de  $4 \times 906,1 = 3626$  gpm.

Considerando que será utilizada uma bomba com camisa de 7" dedicada para a perfuração na fase da interceptação e três bombas com camisa de 9":

- Maior vazão de bombeamento: 1.956 psi com vazão de  $548,8$  gpm +  $3 \times 906,5 = 3268$  gpm.

A Tabela 9.10 apresenta as vazões com a condição descrita acima.

Tabela 9.10 – Vazão de Bombeamento e Camisas da Bomba.

Camisas	Vazão Máxima	Pressão Máxima
1 camisa 7" 3 camisas de 9"	3.268 gpm	2096 psi
1 camisa 7" 3 camisas de 8"	2.698 gpm	2651 psi
1 camisa 7" 3 camisas de 7,5"	2.439 gpm	3019 psi
4 camisas 7"	2.195 gpm	3461 psi
4 camisas 6,5"	1.893 gpm	4020 psi
4 camisas 6"	1.611 gpm	4714 psi
4 camisas 5,5"	1.356 gpm	5606 psi
4 camisas 5"	1.121 gpm	5625 psi

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

É importante ressaltar que, em uma situação real, é possível alterar as margens de segurança aqui propostas devido ao maior detalhamento tanto do projeto quanto do modelo numérico e, potencialmente, do *software* utilizado. Entretanto, deve-se tomar muito cuidado para não se reduzir sobremaneira estes coeficientes de segurança visto que, mesmo em um projeto executivo, ainda existirão margem de erro e incertezas significativas. A ocorrência de uma falha em se concluir o amortecimento após a conexão dos 2 poços (poço em *blowout* + poço de alívio) pode ter consequências desastrosas para a sonda que perfurou o poço de alívio.

#### 9.1.4. Operações Simultâneas no NS-X

No NS-X é possível bombear fluidos dos tanques da sonda com as bombas de fluidos em paralelo com bombeamento através de *skids* no deck da sonda. Os *skids* de bombeamento receberiam fluido dos tanques ativos através de uma bomba centrífuga.

Também é possível, bombear fluido de um barco fluideiro diretamente para o poço, através do *choke manifold*, em paralelo ao bombeamento de fluido dos tanques da sonda. Uma terceira opção seria juntar as duas opções descritas anteriormente e, assim, bombear pelos tanques da sonda através das bombas de

fluidos em paralelo com os *skids* no *deck* e o com o bombeamento do fluido oriundo do barco fluideiro.

É possível bombear fluido do barco fluideiro para os tanques da sonda, tanto para o sistema reserva quanto para os tanques do sistema de superfície, em paralelo com a transferência de fluido dos tanques reservas para o ativo. Sendo assim, com intuito de aumentar a capacidade volumétrica, é possível bombear fluido do barco diretamente para o poço ou transferir fluido do barco para a sonda.

## **9.2. Barco Star adaptado com uma planta de bombeamento**

### **9.2.1. Limitações do barco Star**

O barco *Star* possui 2 bombas de deslocamento positivo para cada segregado. Um segregado é um conjunto de tanques e linhas independentes que foram dimensionados para carregar um mesmo tipo de fluido. Normalmente, os tanques de um segregado são comunicáveis e é permitida a transferência de fluido de um tanque para o outro. Contudo, há apenas uma linha para circulação de modo que só é possível a utilização de uma bomba por vez e a outra fica como *backup*. Caso seja requerido ou desejável aumentar a vazão, é necessário usar duas bombas de segregados diferentes, já que não é possível usar duas bombas do mesmo segregado ao mesmo tempo. Para atender tal demanda, seria usado o segregado 1 e 3, segregados dedicados a fluido não aquoso. O segregado 1 tem capacidade de 7600 bbl e o segregado 3 tem capacidade de 3800 bbl. Considerando que o segregado 3 possui apenas metade da capacidade volumétrica do segregado 1, o fator limitante para o bombeamento será o esvaziamento do segregado 3. Assim, torna-se crucial calcular as vazões levando em conta o tempo necessário para que o segregado 3 seja completamente esvaziado. A Tabela 9.11 apresenta as vazões e volumetrias do barco, com base em oito casos que consideram diferentes combinações de vazões, visando atender à discrepância volumétrica entre os segregados.

Tabela 9.11 – Vazão e Volumetria do Barco Star.

	Segregado 1		Segregado 3		Total	
	Vazão (gpm)	Volume (bbl)	Vazão (bpm)	Volume (gpm)	Vazão (gpm)	Volume (bbl)
<b>Caso 1</b>	588	7600	294	3800	882	11400
<b>Caso 2</b>	588	6650	336	3800	924	10450
<b>Caso 3</b>	588	5911	378	3800	966	9711
<b>Caso 4</b>	588	5320	420	3800	1008	9120
<b>Caso 5</b>	588	4836	462	3800	1050	8636
<b>Caso 6</b>	588	4433	504	3800	1092	8233
<b>Caso 7</b>	588	4092	546	3800	1134	7892
<b>Caso 8</b>	588	3800	588	3800	1176	7600

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Conforme Tabela 9.12, para maximizar a volumetria é necessário considerar o caso 1 que resulta em 882 gpm e 11.400 bbl. Caso a demanda seja para maximizar a vazão é necessário considerar o caso 8, que resulta em 1.176 gpm e 7600 bbl. Para o presente estudo será considerado o cenário em que se maximiza a volumetria (882 gpm e 11.400 bbl).

### 9.2.2. Planta de bombeamento instalada no barco star

O skid de bombeamento a ser considerado para o estudo será o modelo SPS-343 com vazão máxima de 11 bpm (462 gpm) com pressão máxima de 6500 psi como pode ser visto no gráfico apresentado na Figura 9.9.

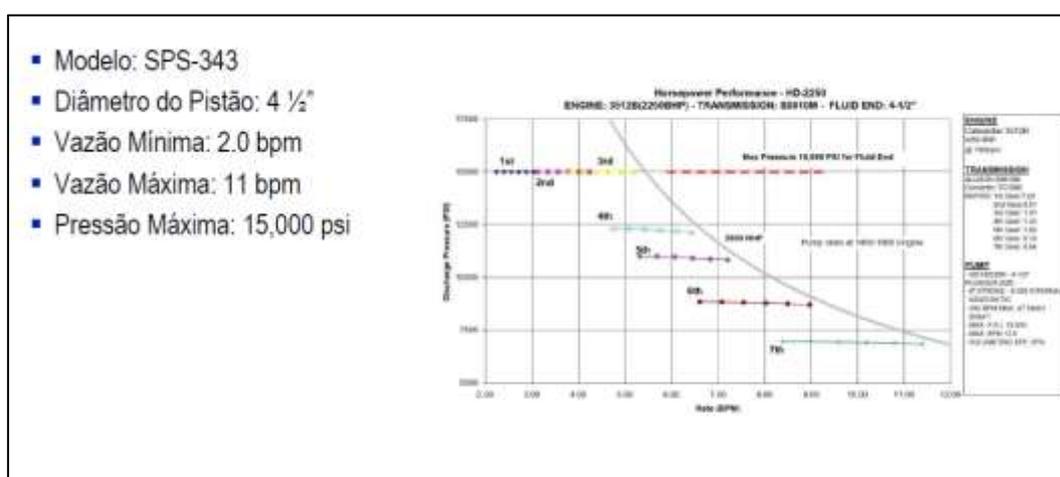


Figura 9.12 – Curva de trabalho do skid de bombeamento A. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Dado que é viável instalar mais de um skid na embarcação fluideira, o fator limitante para a vazão será determinado pela capacidade das bombas do barco, que

é de 882 gpm, conforme descrito na seção 9.2.1. Nesse contexto, mesmo que fosse considerada a utilização de dois skids de bombeamento no deck do barco, com capacidade total de 924 gpm, a vazão máxima permaneceria restrita a 882 gpm devido à limitação imposta pelas bombas da embarcação.

A planta de bombeamento no barco vai funcionar conforme descrito na seção 8. Para calcular a perda de carga do sistema, foi utilizado a mesma metodologia de cálculo da seção 9.1.2.2. Considerando um fluido de 16 ppg, as linhas flexíveis de 3” com comprimento de 150 metros e considerando uma altura de 26 m (85,3 pés) entre o barco e o choke manifold/standpipe, o head calculado foi de 790,4 pé para a vazão de 882 gpm como pode ser visto na Figura 9.13. Usando o Teorema de Bernoulli (eq. 3.4) a perda de carga do sistema até a sonda, é de aproximadamente 700 psi.



Figura 9.13 - Perda de Carga do barco com planta de bombeamento. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Uma vez que o uso de dois skid utilizado tem uma vazão máxima de 924 gpm para pressão de 6500 psi, a pressão disponível na chegada do fluido na sonda será próxima de 5.800 psi. Como a pressão máxima atingida para valores de simulação é de 5625 psi, conforme descrito na seção 9.1.3, pode-se dizer que o limitante de pressão para a operação serão as bombas de fluidos da sonda e não a planta de bombeamento do barco.

Conforme seção 9.2.1, a volumetria e a vazão a serem consideradas para o estudo de caso será de 11.400 bbl e 882 gpm.

### 9.3. Skid de bombeamento instalado na Navio Sonda X

A metodologia utilizada para calcular os parâmetros da operação com *skid* de bombeamento na sonda está descrita na seção 8.1.

A bomba de transferência utilizada para bombear o fluido dos tanques de superfície para o *skid* de bombeamento localizado no *deck*, no NS-X, fica localizada na sacaria da sonda e sua capacidade de bombeamento é de 630 gpm.

Como visto na seção 8.1, a sonda só tem uma linha de saída de para o *deck* e, conseqüentemente, para a sucção de um *skid* de bombeamento. Será, portanto, considerado aqui o uso do *skid* o modelo SPS-343 com 462 gpm. Para a disponibilização de uma vazão superior, até o limite de 15 bpm, é necessário a montagem da planta completa que permita a utilização de mais de 1 skid, o que não será aqui considerado.

### 9.4. Cálculo da capacidade de bombeamento em função da volumetria útil e da pressão

Neste item serão apresentados todos os cálculos realizados para os seguintes cenários descritos nos capítulos 6 e 7. Os cálculos, Tabelas e gráficos foram elaborados em planilhas do Microsoft Excel.

A Figura 9.14 mostra os dados inseridos nas planilhas do Excel para realização dos cálculos.

DADOS NS-X	
<b>Tanques da Sonda: Sonda NS-X</b>	
Volume Ativo(bbl)	5030
Volume Reserva(bbl)	5988
Vazão Transferência Reserva x Ativo (gpm)	1139
<b>Skid de Bombeio : Skid de Bombeio</b>	
Vazão de Bombeio (gpm) *Cenário 1	462
<b>Barco Fluideiro: Barco Star</b>	
Vazão de Bombeio - Bombas do Barco (gpm) *Cenário 2 e 3	882
Vazão de Transferência para os Tanques da Sonda (gpm) *Cenário 4 e 5	420
Volume Total (bbl) *Cenário 2,3,4 e 5	11400
<b>Bombas da Sonda: Sonda NS-X</b>	
<b>Pressão (psi)</b> * Camisas das bombas	<b>Vazão (gpm)</b>
2096	3.268
2651	2.698
3019	2.439
3461	2.195
4020	1.893
4714	1.611
5606	1.353
5625	1.121

Figura 9.14 – Dados inseridos para os cálculos. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 9.4.1. Cálculo da capacidade de bombeamento da sonda em função da volumetria útil e da pressão de bombeamento

A capacidade real de bombeamento das sondas deve ser calculada conforme a equação 7.1 apresentada na seção 7.4.2. As Figuras 9.15 mostra os resultados obtidos para a capacidade de bombeamento em função da volumetria para o NS-X.

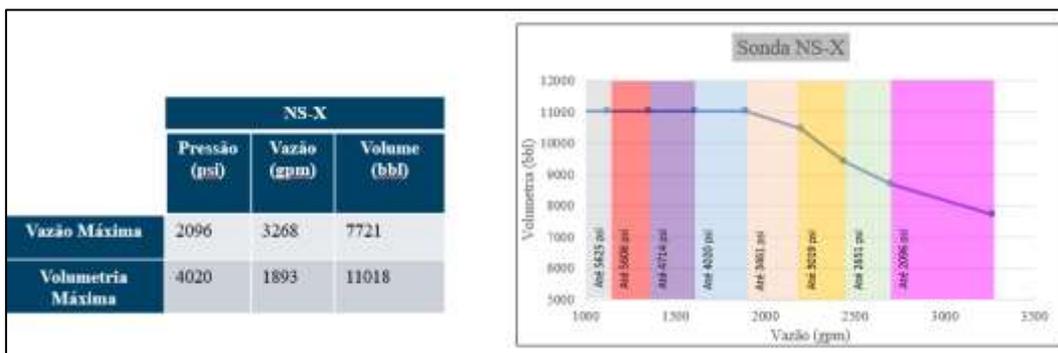


Figura 9.15 - NS-X (Vazão x Volumetria). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 9.4.2. Cenário 1 – Cálculo da capacidade de bombeamento para sonda em conjunto com skid de bombeamento

Como descrito no capítulo 8, uma das opções para aumentar a capacidade de bombeamento da sonda é descrita no cenário 1, que é o bombeamento com as bombas da sonda, adicionado do *skid* de bombeamento.

Na Figura 9.16 é apresentado o resultado obtido para a capacidade de bombeamento em função da volumetria para o cenário 1 em comparação com resultados atuais da sonda.

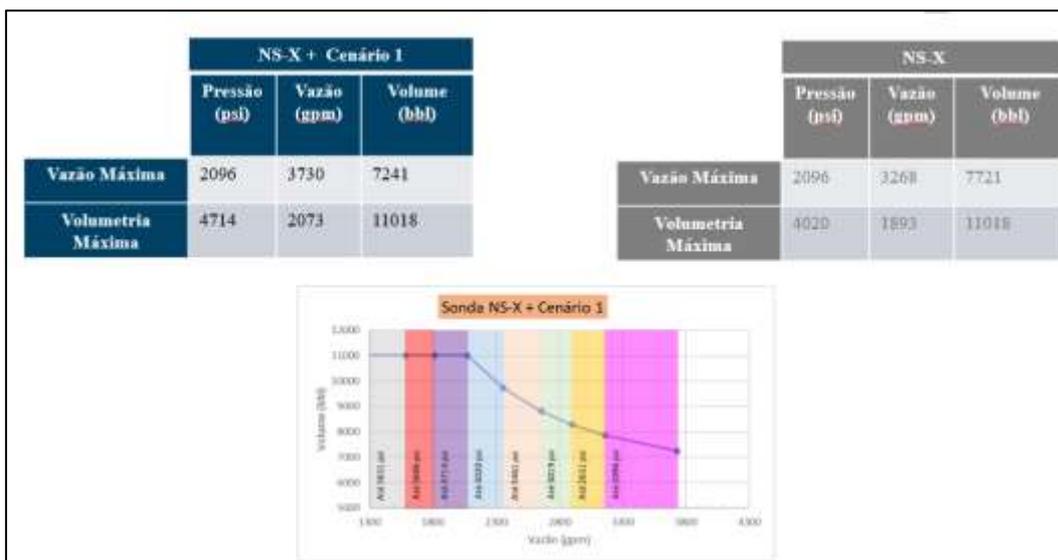


Figura 9.16 – Cenário 1: NS-X (Vazão x Volumetria). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 9.4.3. Cenário 2 - Cálculo da capacidade de bombeamento para sondas em conjunto com o barco star com planta de bombeamento.

Conforme descrito no capítulo 8, uma das opções para aumentar a capacidade de bombeamento da sonda é descrita no cenário 2, que é o bombeamento com as bombas da sonda, adicionado de um barco fluideiro com uma planta de bombeamento bombeando para o poço via *choke manifold*.

Na Figura 9.17 são apresentados os resultados obtidos para a capacidade de bombeamento em função da volumetria para o cenário 2 em comparação com resultados atuais da sonda.

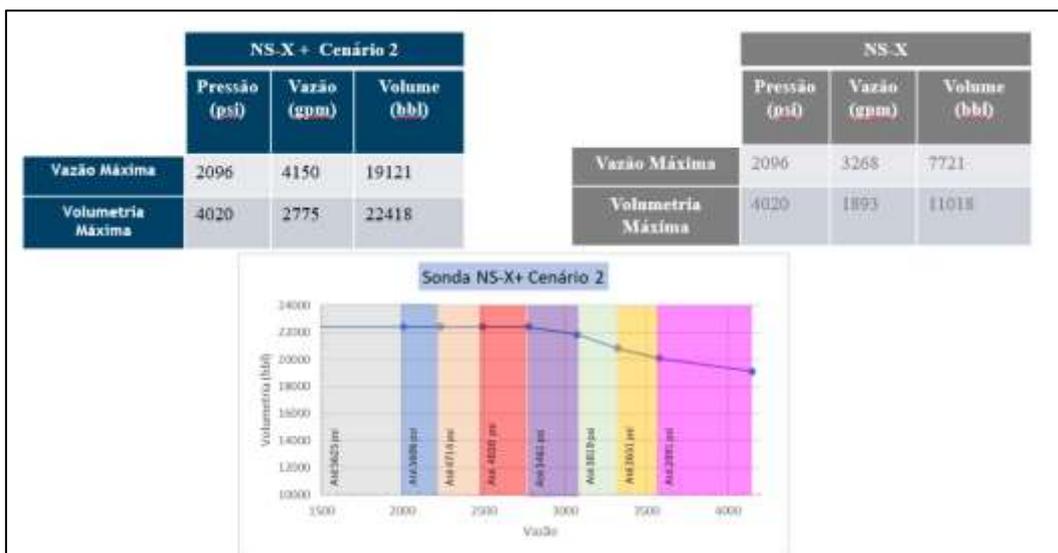


Figura 9.17 – Cenário 2: NS-X (Vazão x Volumetria). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 9.4.4. Cenário 3: Cálculo da capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica para sonda com o *skid* de bombeamento instalado mais o barco star com a planta de bombeamento

Como descrito capítulo 8, uma das opções para aumentar a capacidade de bombeamento da sonda é descrita no cenário 3, que é o bombeamento com as bombas da sonda adicionado do *skid* de bombeamento mais um barco fluideiro com uma planta de bombeamento bombeando para o poço via *choke manifold*.

Na Figura 9.18 são apresentados os resultados obtidos para a capacidade de bombeamento em função da volumetria para o cenário 3 em comparação com resultados atuais da sonda.

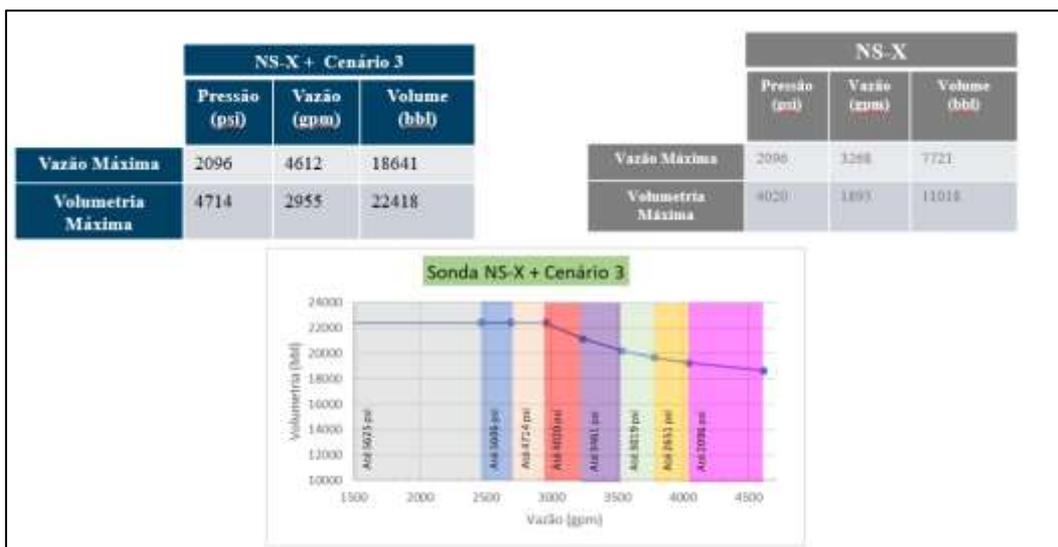


Figura 9.18 – Cenário 3: NS-X (Vazão x Volumetria). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 9.4.5. Cenário 4: Cálculo da capacidade de bombeamento da Navio Sonda X em conjunto com o barco Star (bombeamento para o tanque ativo da sonda)

Conforme descrito no capítulo 8, uma das opções para aumentar a capacidade de bombeamento da sonda é descrito no cenário 4, que é o bombeamento com as bombas da sonda com um barco fluideiro transferindo fluido para o tanque ativo da sonda.

Na Figura 9.19 são apresentados os resultados obtidos para a capacidade de bombeamento em função da volumetria para o cenário 4 em comparação com resultados atuais das sondas.



Figura 9.19 – Cenário 4: NS-X (Vazão x Volumetria). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 9.4.6. Cenário 5: Cálculo da capacidade de bombeamento da Navio Sonda X com o skid de bombeamento instalado em conjunto com o barco Star (bombeamento de fluido para o tanque ativo da sonda)

Conforme capítulo 8, uma das opções para aumentar a capacidade de bombeamento da sonda é descrita no cenário 5, que é o bombeamento com as bombas da sonda, adicionado do *skid* de bombeamento mais um barco fluideiro transferindo fluido para o tanque ativo da sonda.

Na Figura 9.20 são apresentados os resultados obtidos para a capacidade de bombeamento em função da volumetria para o cenário 5 em comparação com resultados atuais das sondas.

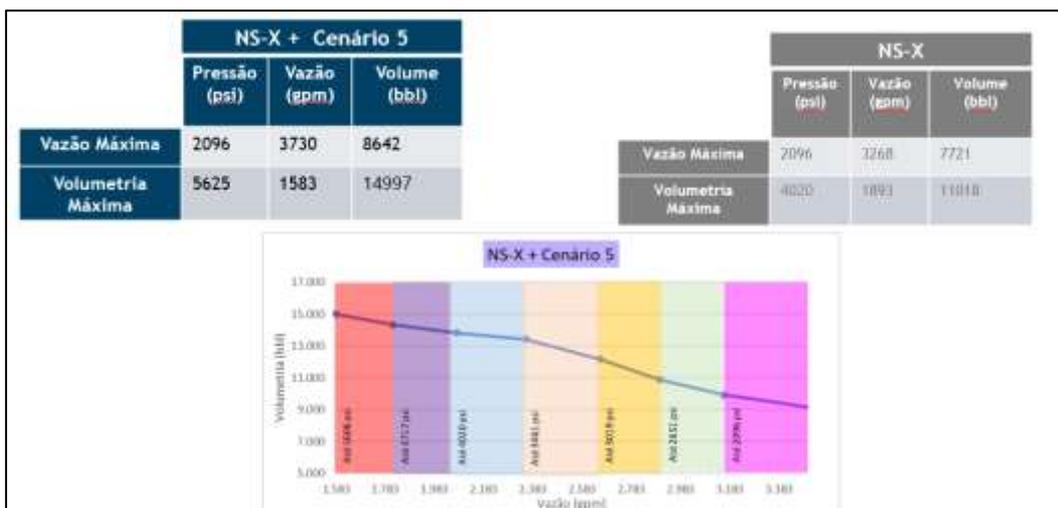


Figura 9.20 – Cenário 5: NS-X (Vazão x Volumetria). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

#### 9.4.7. Quadro resumo

O resultado para todos os casos estudados está descrito na Tabela 9.12.

Tabela 9.12 – Quadro resumo dos estudos de caso.

Cenários	NS-X			
	Vazão Máxima		Volumetria Máxima	
	Vazão (gpm)	Volume (bbl)	Vazão (gpm)	Volume (bbl)
Sonda	3268	7721	1893	11018
Cenário 1	3730	7241	2073	11018
Cenário 2	4130	19121	2775	22418
Cenário 3	4612	18641	2955	22418
Cenário 4	3268	9619	1121	17619
Cenário 5	3730	8642	1583	14997

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

## **10. Análise de sensibilidade das alternativas no projeto de amortecimento de poço**

Neste capítulo serão apresentadas as simulações de 3 poços em *blowout* para que possam ser decididas quais alternativas apresentadas no capítulo 7 e capítulo 8 são aplicáveis à cada caso. Para as simulações foi utilizado o software *DrillBench Blowout Control*®.

### **10.1. Dados dos poços**

Foram realizadas simulações referentes a três poços *offshore*.

#### **10.1.1. Dados do poço 1**

O poço 1 é *offshore* com cenário de *blowout* previsto com todo o poço aberto de 12¼" x 13½" e *blowout* após aterrissagem no reservatório e antes da descida do *liner* de produção. Neste cenário é previsto um *blowout* com fluxo de arenito errático com óleo. O poço em *blowout* é direcional e se apresenta sob lâmina d'água de 1780 m, mesa rotativa de 32 m, último revestimento de 13.625", sapata em 2622 m MD (*Measured Depth*), com poço aberto de 13 ½" (454m) e 12 ¼" (168 m). A interceptação para amortecimento via poço de alívio se dá em 2893 m TVD (*True Vertical Depth*). O poço apresenta os seguintes dados descrito na Tabela 10.1.

Tabela 10.1 – Dados do Poço 1.

<b>POÇO EM BLOWOUT – POÇO 1</b>	
Lâmina d'água	1780 m
Mesa rotativa	32 m
Última sapata acima do reservatório	2622 m
Profundidade total do poço	3368 m
Diâmetro interno do último revestimento	8,625 "
Diâmetro do poço aberto	8,5"
Peso do fluido de perfuração	8,6 ppg
Tipo de fluido de perfuração	Aquoso
Fratura na última sapata	9098 psi
<b>POÇO DE ALÍVIO– POÇO 1</b>	
Profundidade da última sapata	2800 m
Diâmetro interno da última sapata	12,625"
Diâmetro do poço aberto	12,25"
Diâmetro interno das linhas de kill e choke	4,5"
Tipo de fluido	Não aquoso
<b>RESERVATÓRIO 1– POÇO 1</b>	
Topo do reservatório	3031 m
Base do reservatório	3035 m
Pressão de poros no topo do reservatório	4403 psi
Pressão de poros na base do reservatório	4405 psi
Temperatura do reservatório no topo do reservatório	50,35 °C
Temperatura do reservatório na base do reservatório	50,43 °C
Fluido do reservatório	Black Oil
RGO	79 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>
<b>RESERVATÓRIO 2– POÇO 1</b>	
Topo do reservatório	3214 m
Base do reservatório	3368 m
Pressão de poros no topo do reservatório	4169 psi
Pressão de poros na base do reservatório	4215,5 psi
Temperatura do reservatório no topo do reservatório	53,46 °C

Temperatura do reservatório na base do reservatório	55,12 °C
Fluido do reservatório	Black Oil
RGO	79 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

As Figura 10.1 e 10.2 apresentam o esquemático do poço em *blowout* e do poço de alívio, respectivamente.

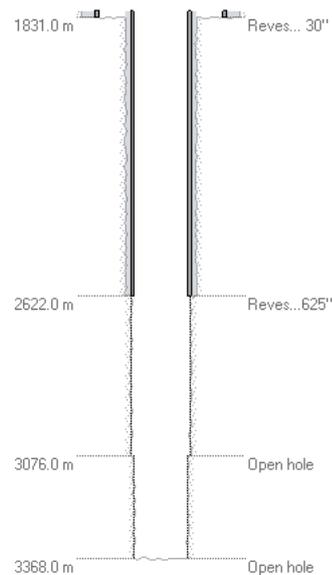


Figura 10.1 – Poço 1 em *blowout*. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

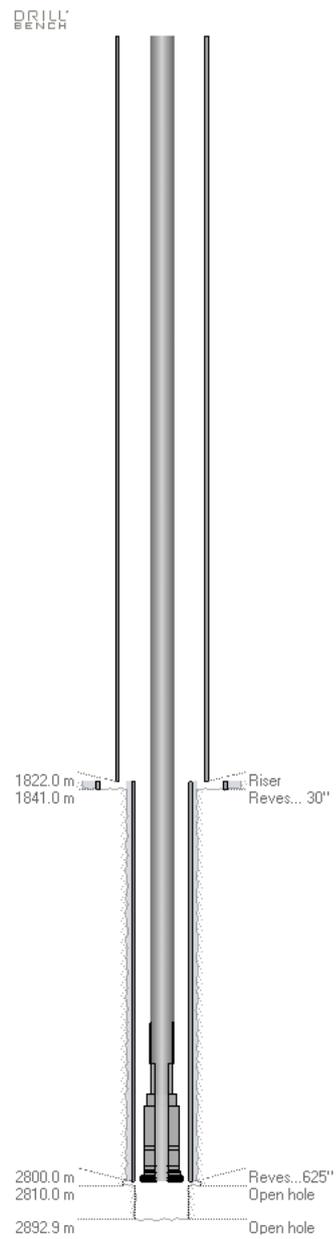


Figura 10.2 – Poço de alívio para o Poço 1. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 10.3 mostra a trajetória do poço em *blowout* e do poço de alívio.

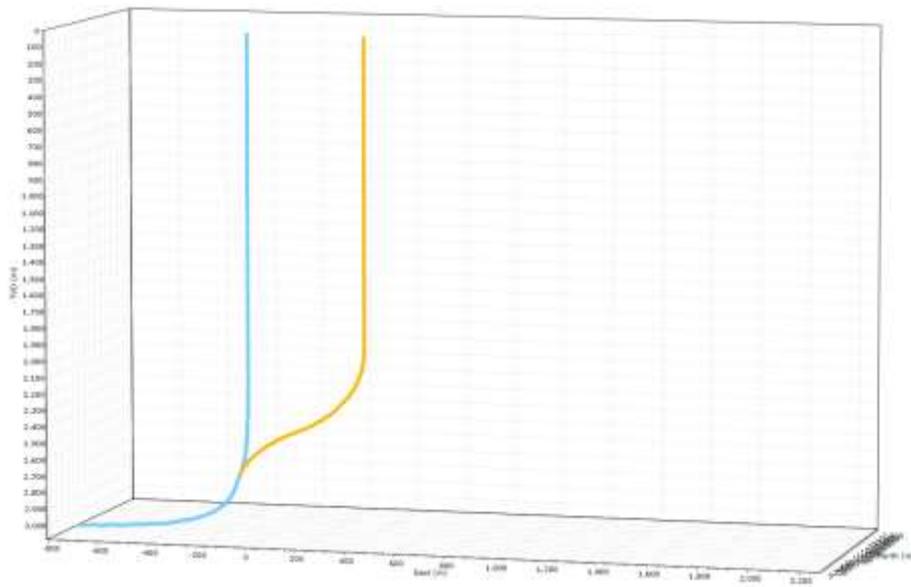


Figura 10.3 – Trajetória dos poços. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 10.1.2. Dados do poço 2

O poço em *blowout* é direcional se apresenta sob lâmina d'água de 2225 m, último revestimento de 14" e sapata em 5900 m MD, com poço aberto 12 1/4" até 6736 m e é um poço de óleo. A interceptação para amortecimento via poço de alívio se dá em 5624 m. O poço apresenta os seguintes dados descrito na Tabela 10.2.

Tabela 10.2 – Dados do poço 2.

<b>POÇO EM BLOWOUT</b>	
Lâmina d'água	2225 m
Mesa rotativa	28 m
Última sapata acima do reservatório	5900 m
Profundidade total do poço	6736 m
Diâmetro interno do último revestimento	12,4 "
Diâmetro do poço aberto	12,25"
Peso do fluido de perfuração	10 ppg
Fratura na última sapata	13557 psi
<b>POÇO DE ALÍVIO</b>	
Profundidade da última sapata	5577 m
Diâmetro interno da última sapata	12,4"
Diâmetro do poço aberto	12,25"
Diâmetro interno das linhas de kill e choke	4,5"
Peso do fluido de perfuração	10 ppg
Tipo de fluido de perfuração	Não Aquoso
Fratura na última sapata	13484 psi
<b>RESERVATÓRIO 1</b>	
Topo do reservatório	6274 m
Base do reservatório	6547 m
Pressão de poros no topo do reservatório	10003 psi
Pressão de poros na base do reservatório	10355 psi
Temperatura do reservatório no topo do reservatório	102 °C
Temperatura do reservatório na base do reservatório	108 °C
Fluido do reservatório	Black Oil
RGO	179 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 10.4 e a Figura 10.5 apresentam o esquemático do poço em *blowout* e do poço de alívio, respectivamente.

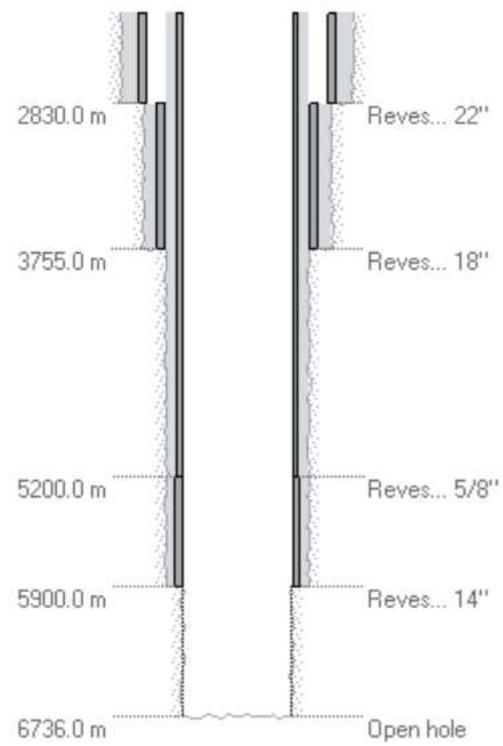


Figura 10.4 – Poço em *blowout* (poço 2). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

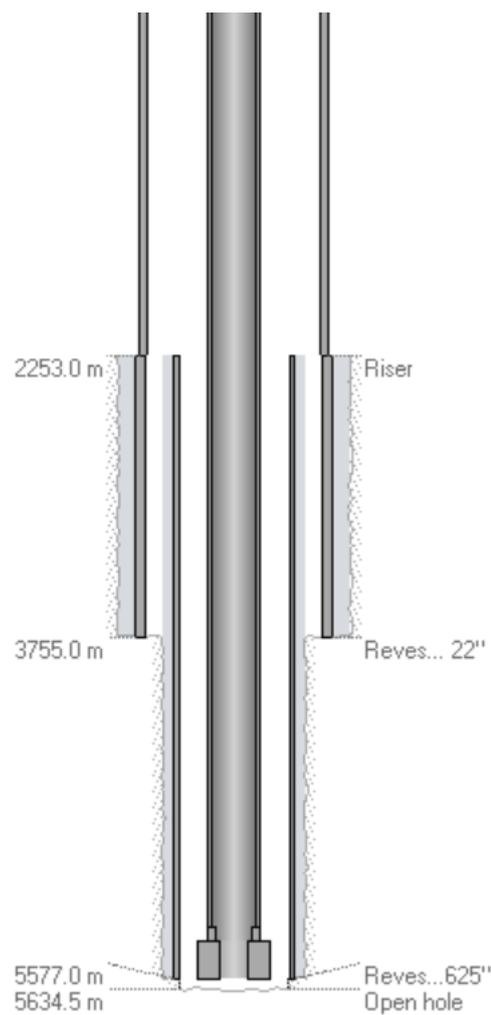


Figura 10.5 – Poço de alívio (poço 2). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 10.6 mostra a trajetória do poço em *blowout* e do poço de alívio.

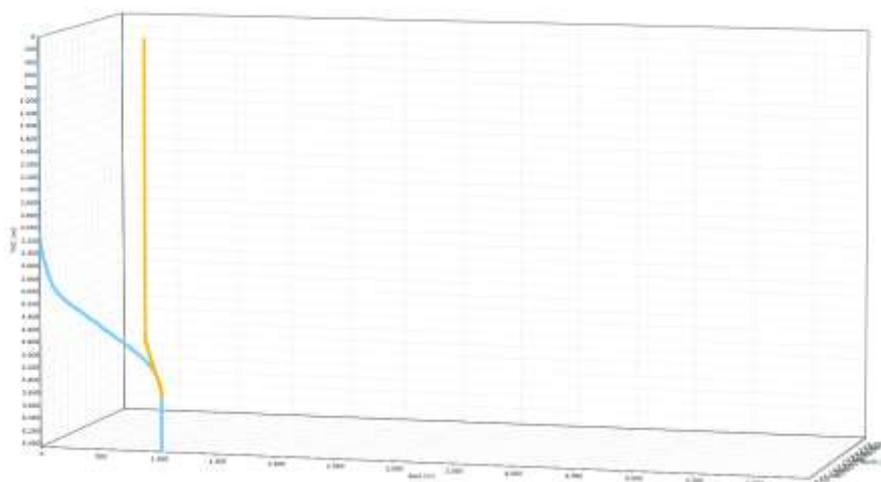


Figura 10.6 – Trajetória dos poços. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 10.1.3. Dados do poço 3

O poço em *blowout* se apresenta sob lâmina d'água de 1976 m, o último revestimento de 14 pol e sapata em 3440 m MD, com poço aberto de 1994 m de 14 ¾ pol e 50 m de 12 ¼ pol com 10 m de reservatório exposto. A interceptação para amortecimento via poço de alívio se dá em 5318 m. O poço apresenta os seguintes dados descrito na Tabela 10.3.

Tabela 10.3 - Dados do poço 3.

<b>POÇO EM BLOWOUT</b>	
Lâmina d'água	1976 m
Mesa rotativa	25 m
Última sapata acima do reservatório	3440 m
Profundidade total do poço	5484 m
Diâmetro interno do último revestimento	14,75 "
Diâmetro do poço aberto	8,5"
Peso do fluido de perfuração	10 ppg
Tipo de fluido de perfuração	Aquoso
Fratura na última sapata	9426 psi
<b>POÇO DE ALÍVIO</b>	
Profundidade da última sapata	5592 m
Diâmetro interno da última sapata	12,4"
Diâmetro do poço aberto	12,25"
Diâmetro interno das linhas de kill e choke	4,5"
Tipo de fluido Fluido	Não Aquoso
<b>RESERVATÓRIO</b>	
Topo do reservatório	5434 m
Base do reservatório	5484 m
Pressão de poros no topo do reservatório	8870 psi
Pressão de poros na base do reservatório	9293 psi
Temperatura do reservatório no topo do reservatório	86,81 °C
Temperatura do reservatório na base do reservatório	97,2 °C
Fluido do reservatório	Óleo Volátil
RGO	440 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 10.7 e a Figura 10.8 apresentam o esquemático do poço em *blowout* e do poço de alívio, respectivamente.

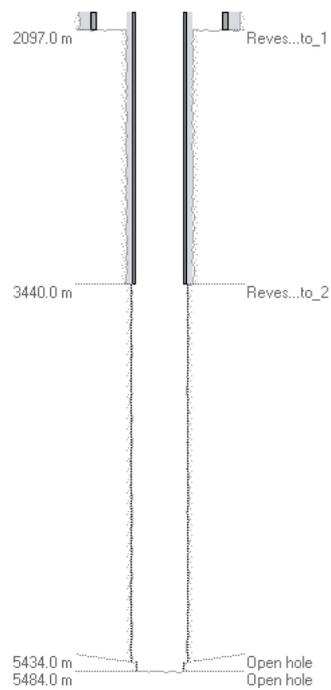


Figura 10.7 – poço em *blowout* (poço 3). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

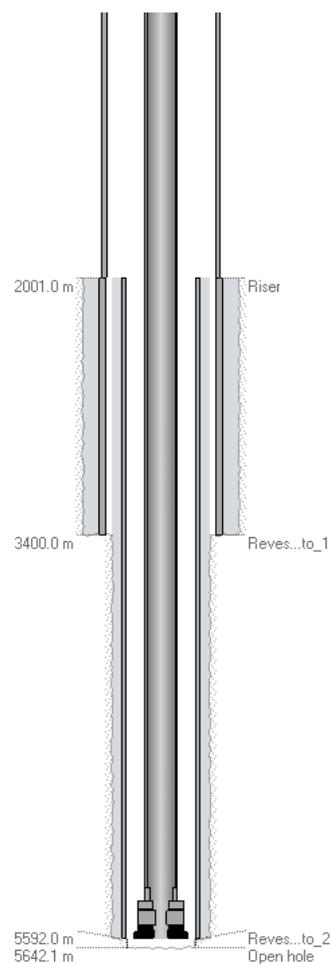


Figura 10.8 – poço de alívio (poço 3). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 10.9 mostra a trajetória do poço em *blowout* e do poço de alívio.

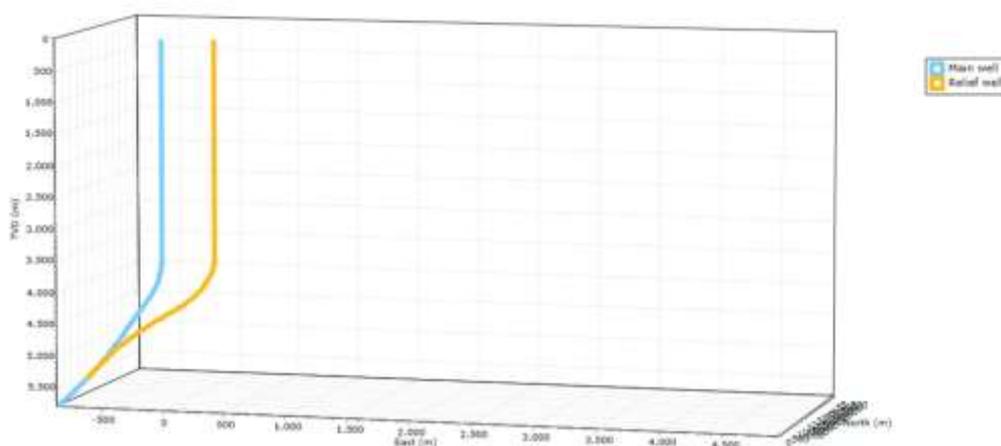


Figura 10.9 – Trajetória dos poços (poco 3). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

## 10.2. Resultados das simulações

Foram realizadas diversas simulações no *Drillbench Blowout Control*® para cada poço cujos resultados foram apresentados em 7.2. Para cada cenário foram feitas simulações variando a densidade do fluido e a vazão de bombeamento em um

intervalo que fosse viável o amortecimento e que não fraturasse o poço. Foram realizadas dezenas de casos até encontrar este intervalo para cada cenário simulado.

O objetivo das simulações foi buscar o amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio, tentando otimizar a vazão de bombeamento, a densidade do fluido de amortecimento e o volume de fluido utilizado nesse amortecimento.

Nas simulações foram observados seis gráficos relativos ao poço em *blowout*, sendo eles:

1. Influxo de massa proveniente do reservatório: denominado "*influx from reservoir*", este parâmetro revela a quantidade de hidrocarbonetos que flui do reservatório ao longo do tempo;
2. Vazão de saída de líquido do poço: sob o título "*outlet liquid flow rate out*", esse indicador demonstra a quantidade de líquido que é liberada do poço conforme o tempo transcorre;
3. Presença de gás livre no poço: identificado como "*free gas*", este parâmetro mostra a quantidade de gás livre no poço em relação à profundidade.
4. Pressão: identificado como "*pressure*", este parâmetro mostra a pressão ao longo do anular do poço;
5. Pressão de bombeamento: Conhecida como "*pump pressure*", esta informação descreve a pressão gerada pelas bombas na sonda que perfura o poço de alívio ao longo do tempo;
6. Volume bombeado acumulado: Identificado como "*accumulated pumped volume*", este indicador mostra o volume total de fluido injetado através do poço de alívio ao longo do tempo.

Para confirmar que o poço foi amortecido é necessário seguir os seguintes critérios para os quatro primeiros gráficos apresentados acima:

- Influxo de massa proveniente do reservatório ("*influx from reservoir*"): a curva deve estar estabilizada no valor zero;
- Vazão de saída de líquido do poço ("*outlet liquid flow rate out*"): a densidade do fluido de saída deve ser igual a densidade bombeada pelas bombas da sonda;
- Presença de gás livre no poço ("*free gas*"): valor do 'Volume fraction (%)' deve ser inferior a 0,1%.

- Pressão (“*pressure*”): A pressão no anular do poço deve estar acima da pressão de poros (na profundidade do reservatório, e não ocorrer fratura no poço).

É importante ressaltar que a pressão de poros é a pressão exercida pelo fluido presente nos poros das rochas permeáveis e a pressão de fratura é a pressão que leva à falha da rocha por tração. Pode causar o desmoronamento ou perda de fluido para a formação.

Nos tópicos seguintes serão apresentados os resultados das simulações para cada poço. Foram realizadas nove simulações para cada poço apresentado, mas serão considerados para estes estudos apenas duas destas simulação. O restante dos resultados servirá de insumo para uma análise dos resultados. Além disso serão apresentados os seguintes gráficos neste capítulo:

- Pressão no anular do poço com a curva da pressão de fratura e da pressão de poros. Este gráfico é de pressão em função da profundidade do poço;
- Pressão na última sapata do poço em *blowout* em função do tempo;
- Pressão de bombeamento em função do tempo;
- Volume bombeado em função do tempo.

Dos gráficos apresentados acima, o único que é parâmetro para garantir o amortecimento é da pressão no anular do poço. Os gráficos de influxo de massa proveniente do reservatório ("*influx from reservoir*"), vazão de saída de líquido do poço ("*outlet liquid flow rate out*") e presença de gás livre no poço ("*free gas*") estarão no apêndice A.

### **10.2.1. Resultados das simulações do poço 1.**

Os cenários simulados para o poço 1 - variam de 11 a 12 ppg de densidade de fluido e de 1600 a 2000 gpm de vazão. Para estudo de caso foram escolhidos os cenários apresentados na Tabela 10.4:

Tabela 10.4 - Resultados das simulações para o poço 1.

Poço 1				
Resultado	Volume (bbl)	Pressao (psi)	Peso (ppg)	Vazão (gpm)
(a)	1610	708	11	2000
(b)	1585	213	11,5	1600

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Os gráficos obtidos das simulações para o poço 1 serão apresentados na Figura 10.10.

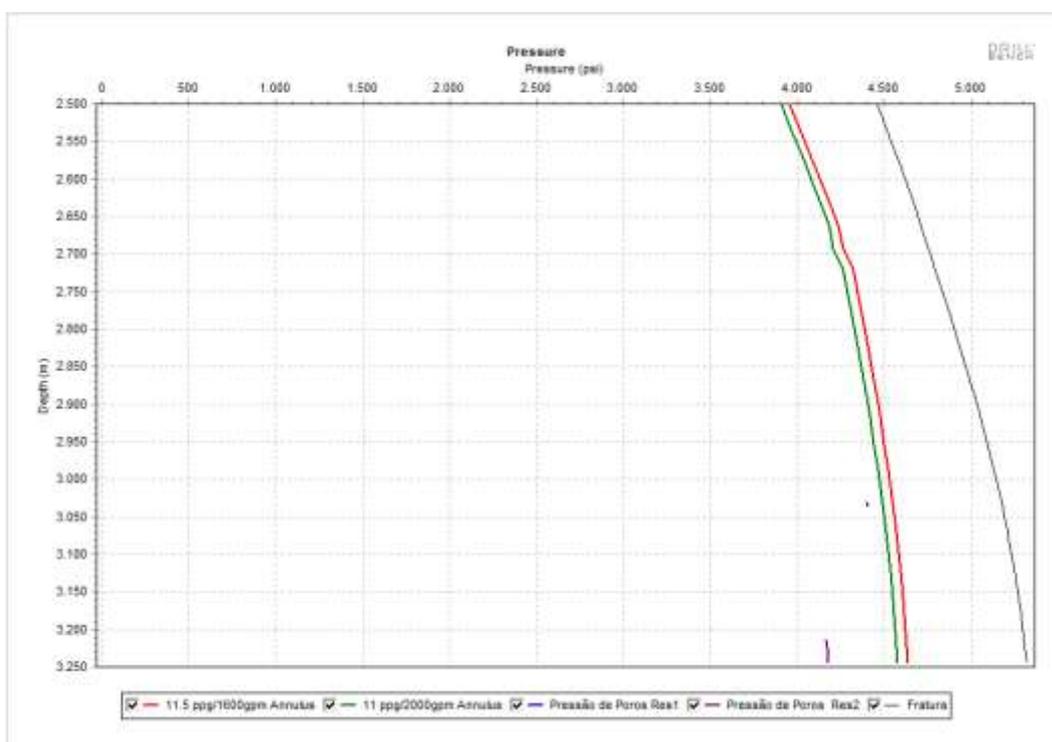


Figura 10.10 – Pressão no anular do poço 1 em *blowout*. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 10.10 apresenta a pressão no anular do poço em *blowout*. A linha vermelha do gráfico representa a simulação descrita no resultado (b) da Tabela 10.4. A linha verde do gráfico representa a simulação descrita no resultado (a) da Tabela 10.4. A pressão de poros do reservatório 1 está representada pela linha azul, a pressão de poros do reservatório 2 pela linha roxa e a pressão de fratura está representada pela linha preta. De acordo com a Figura 10.10 a pressão do anular é menor que a pressão de fratura ao longo da profundidade de todo o poço, portanto o poço não fratura. Além disso a pressão no anular é maior que a pressão de poros, representada pela linha verde, garantindo assim que o poço seja amortecido com

sucesso. Vale ressaltar que essa é uma imagem de um instante da simulação, mas por todo o intervalo simulado o gráfico foi monitorado e a pressão do anular se poço se manteve menor que a pressão de fratura, como pode ser visto na gráfico apresentado na Figura 10.11. A pressão do anular tornou-se maior que a pressão de poros do reservatório 2 em 7 minutos após o início do amortecimento e maior que a pressão de poros do reservatório 1 24 minutos após o início do amortecimento de poço para o resultado (a), e se manteve assim durante o restante do amortecimento e o período estático que se forma após este. A pressão do anular ficou maior que a pressão de poros do reservatório 2 em 8 minutos após o início do amortecimento e maior que a pressão de poros do reservatório (1) 27 minutos após o início do amortecimento de poço para o resultado (a), e se manteve assim durante o restante do amortecimento e o período estático.

A Figura 10.11 mostra a pressão na última sapata do poço em função do tempo, confirmando que não ultrapassou a pressão de fratura de 4653 psi em nenhum instante. A linha em vermelho na ordenada sinaliza o início do bombeamento do fluido de amortecimento.

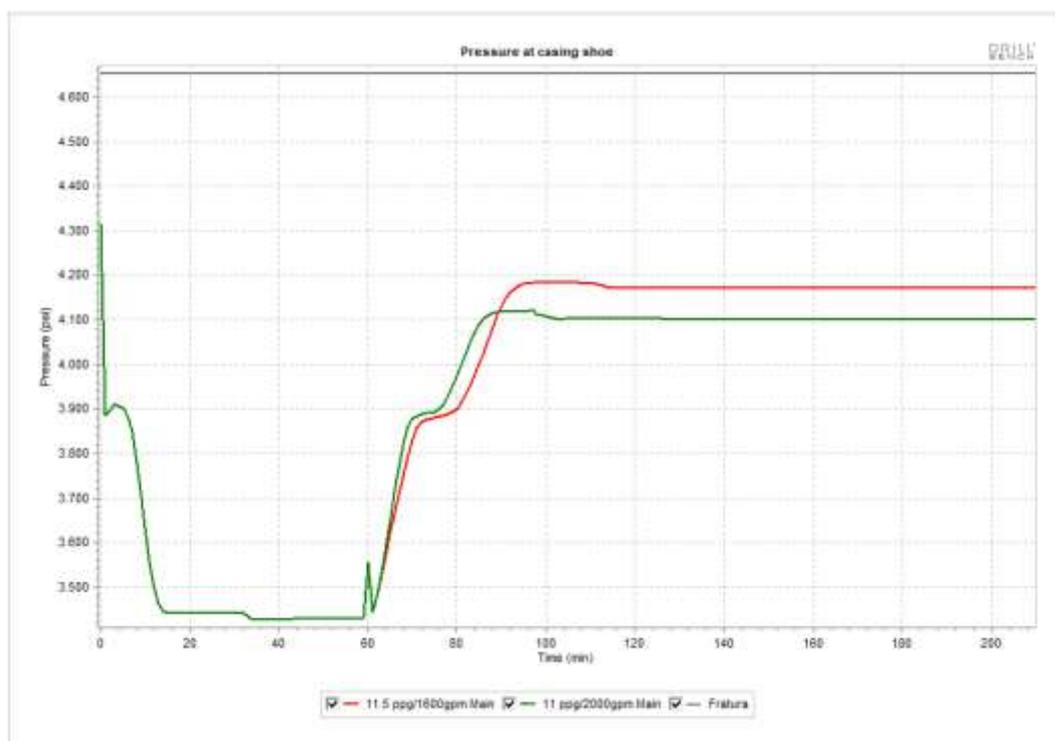


Figura 10.11 - Pressão na última sapata do poço 1. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 10.2.1.1. Análise dos resultados para o poço 1

Para fazer uma análise do comportamento do poço com a variação de parâmetros, como peso de fluido e vazão de bombeamento, foi considerado todas as nove simulações realizadas para este poço.

Na Figura 10.12 é apresentado o comportamento do poço variando as vazões de bombeamento, enquanto mantém constantes os parâmetros de peso do fluido.



Figura 10.12 – Gráficos com densidade de fluido constante para o poço 1. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Pode se observar que, para esse caso, quanto maior vazão maior vai ser o volume e pressão de bombeamento requeridas. Mas é importante destacar que esse aumento do volume não é significativo, mantendo-se quase nos valores.

Na Figura 10.13, é apresentado o comportamento do poço variando as densidades de fluido, enquanto mantém constantes os parâmetros de vazão de bombeamento.



Figura 10.13 – Gráficos com vazão de bombeamento constante para o poço 1. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Pode-se observar na Figura 10.13 que quanto maior a densidade de fluido maior o volume de bombeamento. Mas como o aumento não é significativo pode-se considerar que não há grandes alterações no volume de bombeamento. Quanto à pressão, esse parâmetro se mantém praticamente constante de 11 ppg a 11,5 ppg mas nota-se uma queda de 11,5 a 12 ppg. Tanto o aumento quanto a queda de pressão não são valores significativos.

### 10.2.2. Resultados das simulações do poço 2

Os cenários simulados para o poço 2 variam de 12,5 a 13,5 ppg de densidade de fluido e de 3000 a 3400 gpm de vazão. Para estudo de caso foi escolhido os cenários apresentados na Tabela 10.5:

Tabela 10.5 - Resultados das simulações para o poço 2.

Poço 2				
Resultado	Volume (bbl)	Pressao (psi)	Peso (ppg)	Vazão (gpm)
(a)	12170	3052	13,5	3000
(b)	12347	3296	13	3200

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Os gráficos obtidos das simulações para o Poço 2, serão apresentados a seguir na Figura 10.14.

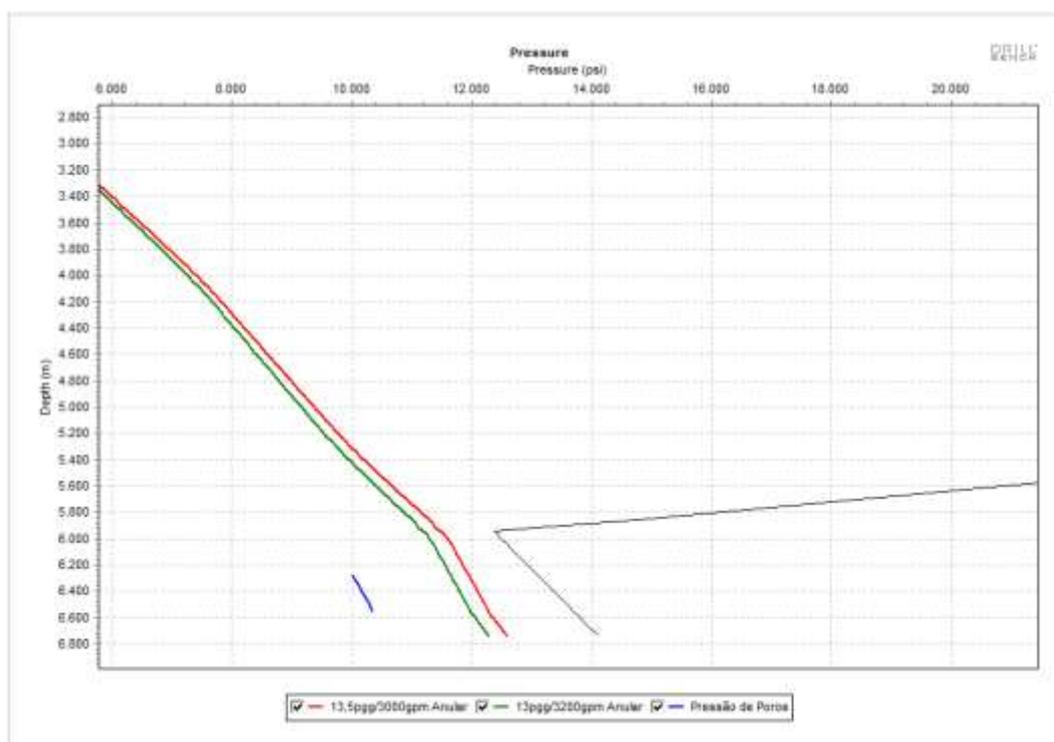


Figura 10.14 – Pressão no anular do poço 2 em b. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 10.14 apresenta a pressão no anular do poço em blowout. A linha vermelha do gráfico representa a simulação descrita no resultado (a) da Tabela 10.5. A linha verde do gráfico representa a simulação descrita no resultado (b) da Tabela 10.5. A pressão de poros está representada pela linha azul e a pressão de fratura está representada pela linha preta. Observa-se que a pressão do anular do poço é menor que a pressão de fratura ao longo da profundidade de todo o poço, portanto o poço não fratura. Além disso a pressão no anular é maior que a pressão de poros, garantindo assim que o poço seja amortecido com sucesso. Vale ressaltar que essa é uma imagem de um instante da simulação, mas por todo o intervalo simulado o gráfico foi monitorado e a pressão do anular se poço se manteve menor que a pressão de fratura como pode ser visto no gráfico apresentado na Figura 10.15. A pressão do anular ficou maior que a pressão de poros após 1 hora e 4 minutos após o início do amortecimento para o resultado (a) e 1 hora e 9 minutos após o amortecimento para o resultado (b) e se manteve assim durante o restante do amortecimento e o período estático do poço.

A Figura 10.15 mostra a pressão na última sapata do poço em função do tempo e pode ser confirmado que não ultrapassou a pressão de fratura de 13500 psi em nenhum instante.

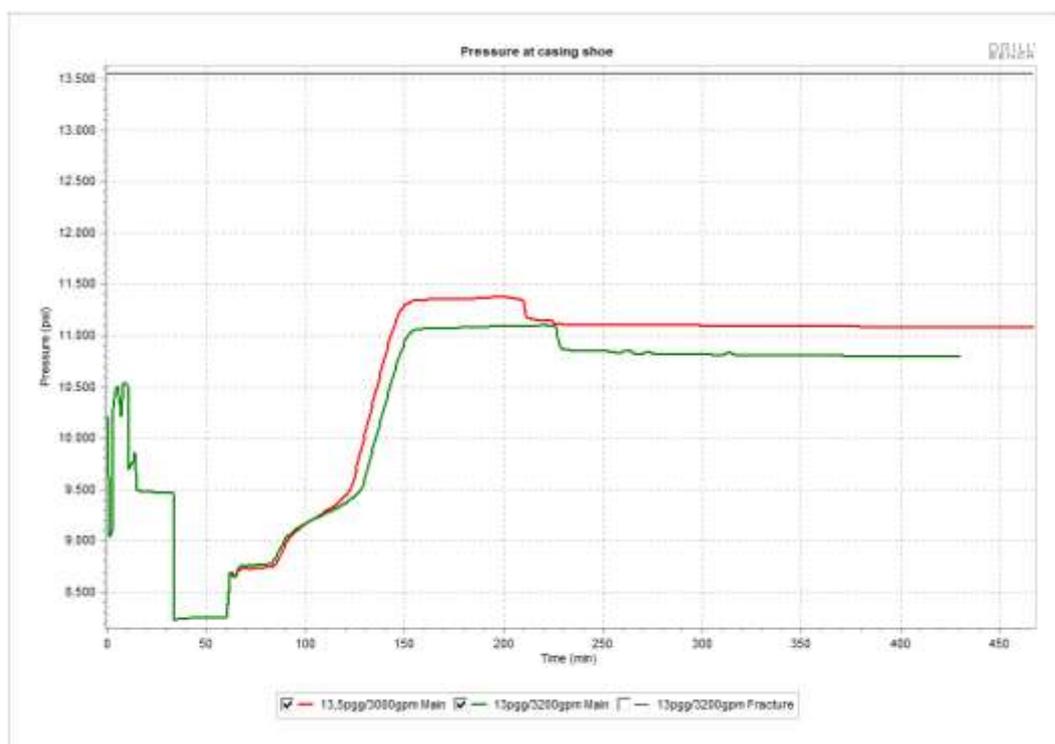


Figura 10.15 - Pressão na última sapata do poço 2. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 10.2.2.1. Análise dos resultados para o poço 2

Para fazer uma análise do comportamento do poço com a variação de parâmetros, como peso de fluido e vazão de bombeamento, foi considerado todas as nove simulações realizadas para este poço.

Na Figura 10.16, é apresentado o comportamento do poço variando as vazões de bombeamento, enquanto mantém constantes os parâmetros de peso do fluido.



Figura 10.16 – Gráficos com densidade de fluido constante para o poço 2. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Pode se observar que, para esse caso, quanto maior a vazão menor vai ser o volume e maior vai ser pressão de bombeamento requeridas.

Na Figura 10.17, é apresentado o comportamento do poço variando os pesos de fluido, enquanto mantém constantes os parâmetros de vazão de bombeamento.



Figura 10.17 – Gráficos com vazão de bombeamento constante para o poço 2. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Pode se observar que, para esse caso, quanto maior a densidade de fluido menor vai ser o volume e maior vai ser pressão de bombeamento requeridas.

### 10.2.3. Resultados das simulações do poço 3

Os cenários simulados para o poço 3 variam de 12,5 a 13,5 ppg de densidade de fluido e de 5000 a 5600 gpm de vazão. Para estudo de caso foram escolhidos os cenários apresentados na Tabela 10.6:

Tabela 10.6 - Resultados das simulações para o poço 3.

Poço 3				
Resultado	Volume (bbl)	Pressao (psi)	Peso (ppg)	Vazão (gpm)
(a)	26337	10459	12,5	5400
(b)	12768	10037	13	5200

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Os gráficos obtidos das simulações do resultado (a) e do resultado (b) da Tabela 10.6, serão apresentados nas Figuras 10.18 e 10.19, respectivamente.

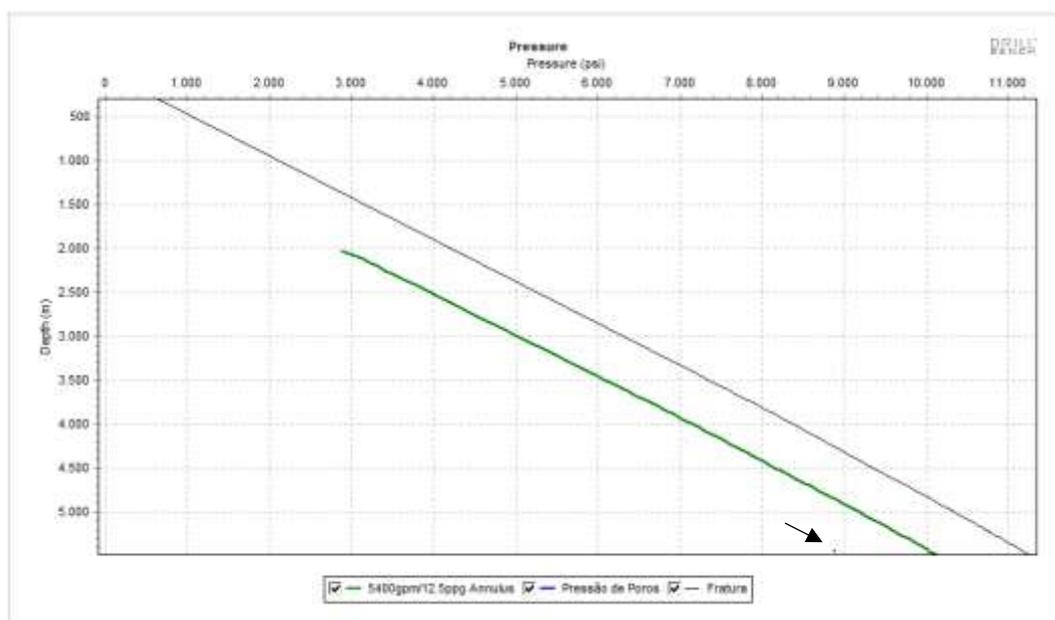


Figura 10.18 – Pressão no anular do poço 3 em *blowout* - resultado (a). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

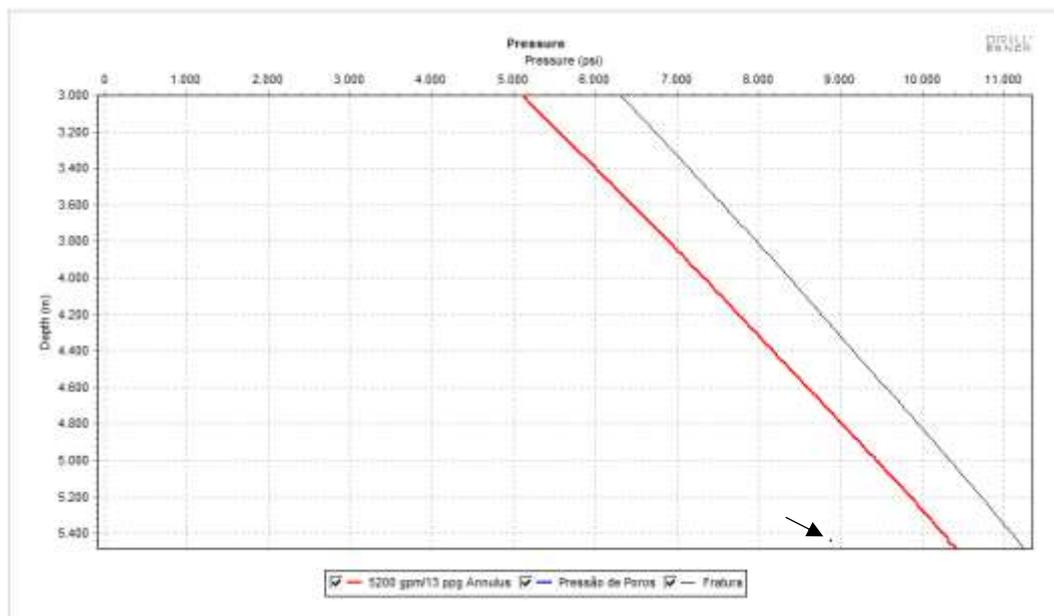


Figura 10.19 – Pressão no anular do poço 3 em *blowout* - resultado (b). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

As Figura 10.18 e 10.19 apresentam a pressão no anular do poço em *blowout*. A linha vermelha do gráfico representa a simulação descrita no resultado (b) da Tabela 10.6. A linha verde do gráfico representa a simulação descrita no resultado (a) da Tabela 10.6. A pressão de poros está representada pela linha azul com a seta preta e a pressão de fratura está representada pela linha preta. Como pode ser visto a pressão do anular do poço é menor que a pressão de fratura ao longo da profundidade de todo o poço, portanto o poço não fratura. Além disso a pressão no anular é maior que a de poros, representada pela linha verde, garantindo assim que o poço seja amortecido com sucesso. Vale ressaltar que essa é uma imagem de um instante da simulação, mas por todo o intervalo simulado o gráfico foi monitorado e a pressão do anular se poço se manteve menor que a pressão de fratura como pode ser visto no gráfico apresentado na Figura 10.20. A pressão do anular ficou maior que a pressão de poros após 1 hora e 21 minutos após o início do amortecimento para o resultado (a) e 3 horas e 9 minutos após o início do amortecimento para o resultado (b) e se manteve assim durante o restante do amortecimento e o período estático do poço.

A Figura 10.20 mostra a pressão na última sapata do poço em função do tempo e pode ser confirmado que não ultrapassou a pressão de fratura de 7138 psi em nenhum instante tanto para o resultado (a) quanto para o resultado (b).

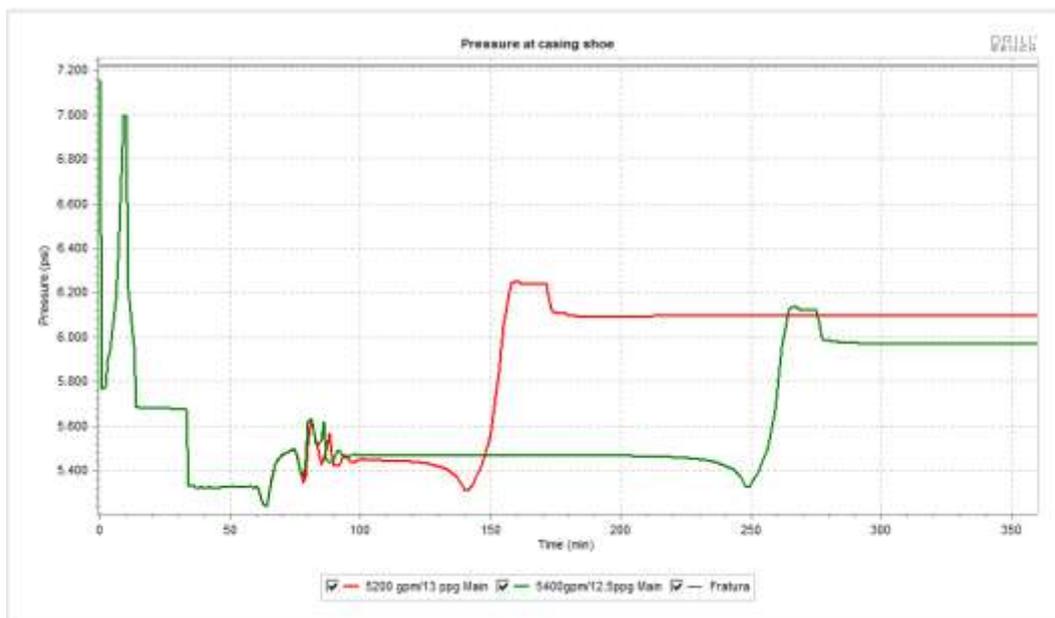


Figura 10.20 - Pressão na última sapata do poço 3. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 10.2.3.1. Análise dos resultados do poço 3

Para fazer uma análise do comportamento do poço com a variação de parâmetros, como densidade de fluido e vazão de bombeamento, foi considerado todas as nove simulações realizadas para este poço.

Na Figura 10.21, é apresentado o comportamento do poço variando as vazões de bombeamento, enquanto mantém constantes os parâmetros de peso do fluido.

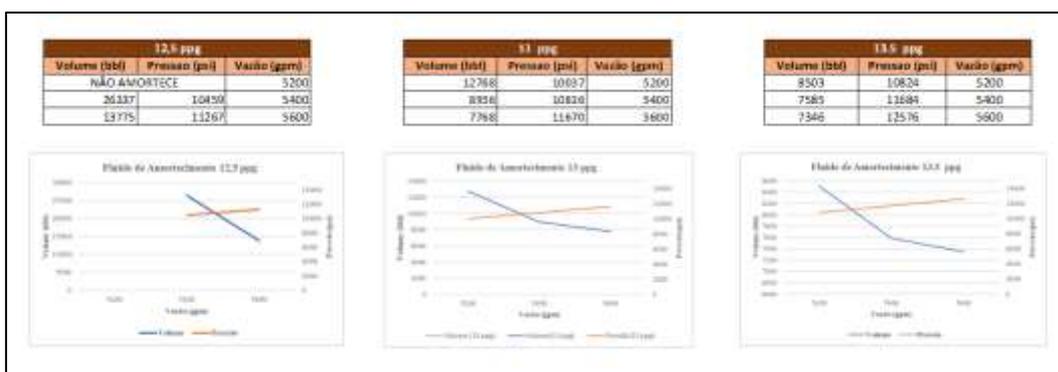


Figura 10.21 – Gráficos com peso de fluido constante para o poço 2. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Pode se observar que, para esse caso, quanto maior vazão menor vai ser o volume e maior vai ser pressão de bombeamento requeridas. Para o fluido de 13,5 ppg o aumento da vazão influencia bastante o volume de fluido requerido.

Na Figura 10.22, é apresentado o comportamento do poço variando as densidades de fluido, enquanto mantém constantes os parâmetros de vazão de bombeamento.



Figura 10.22 – Gráficos com vazão de bombeamento constante para o poço 2. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Pode se observar que, para esse caso, quanto maior o peso de fluido menor vai ser o volume e maior vai ser pressão de bombeamento requeridas. Vale ressaltar que a variação da densidade do fluido para esses casos diminui bastante o volume de fluido requerido, principalmente na vazão de 5400 gpm.

### 10.3. Estratégias para amortecimento dos poços simulados

Conforme capítulos 7 e 8, as alternativas levantadas para aumento da capacidade volumétrica e capacidade de bombeamento das sondas são apresentadas na Tabela 10.7.

Tabela 10.7 - Alternativas para bombeamento de fluido na fase de amortecimento.

Cenários	Descrição
Sonda	Bombeio de fluido para o poço pelas bombas de lama, com operação simultânea de transferência de fluido dos tanques reservas para os tanques ativos
Cenário 1	Bombeio de fluido para o poço tanto pelas bombas de lama como pelo skid de bombeio, com operação simultânea de transferência de fluido dos tanques reservas para os tanques ativos
Cenário 2	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeia-se fluido da embarcação fluideira diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);
Cenário 3	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama e com o skid de bombeio, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeio de fluido de embarcação fluideira diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);
Cenário 4	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação fluideira no tanque ativo;
Cenário 5	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama e com <i>skid</i> de bombeio, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação fluideira para o tanque ativo

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Sendo assim, o objetivo deste item é analisar os resultados apresentados em 10.2 e encontrar a o cenário, descrito na Tabela 10.7, adequado para cada caso.

### 10.3.1. Cenário adequado para o poço 1

Conforme apresentado na seção 10.2 deste trabalho, os resultados apresentados para o Poço 1 são apresentados novamente na Tabela 10.8.

Tabela 10.8 – Resultados poço 1.

Poço 1				
Resultado	Volume (bbl)	Pressao (psi)	Peso (ppg)	Vazão (gpm)
(a)	1610	708	11	2000
(b)	1585	213	11,5	1600

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A partir dos resultados apresentados em 9.4, pode-se concluir que o cenário 1 (bombeamento somente com as bombas da sonda) atende aos dois cenários apresentados na Tabela acima. Como pode ser visto na Figura 10.23, tanto com a vazão de 2000 gpm e volume de 1610 bbl, com 708 psi de pressão, quanto com 1600 gpm e 1585 bbl, com 213 psi de pressão, a Navio Sonda X é suficiente para amortecer o poço em *blowout*.

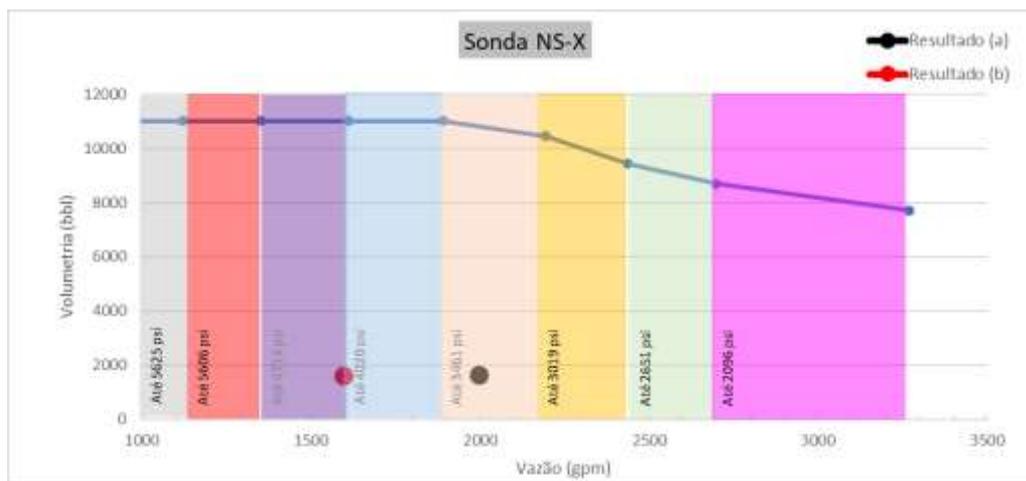


Figura 10.23 – Capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica do Navio Sonda X. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Tabela 10.9 apresenta os cenários que atendem aos resultados (a) (b).

Tabela 10.9 – Estratégia de bombeamento para o poço 1

Poço 1	
Resultado	Estratégia de bombeio
(a)	Sonda
(b)	

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 10.3.2. Cenário adequado para o poço 2

Conforme apresentado na seção 10.2 deste trabalho, os resultados apresentados para o poço 2 são apresentados novamente na Tabela 10.10.

Tabela 10.10 – Resultados para o poço 2

Poço 2				
Resultado	Volume (bbl)	Pressao (psi)	Peso (ppg)	Vazão (gpm)
(a)	12170	3052	13,5	3000
(b)	12347	3296	13	3200

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A partir dos resultados apresentados na seção 9.4, foi realizada uma análise dos cenários mais adequados para o amortecimento do poço 2. A Figura 10.24 mostra o ponto de operação, destacado na cor preta, do resultado (a) do poço 2 para cada cenário apresentado na seção 9.4.

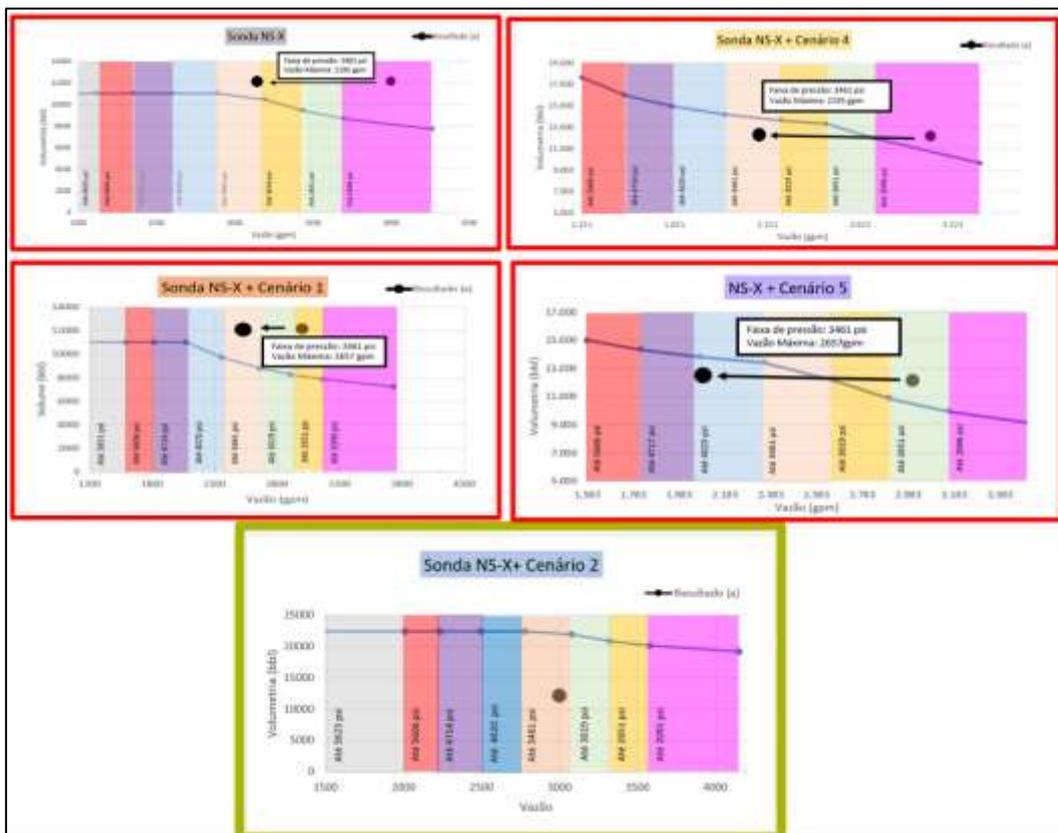


Figura 10.24 - Capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica da Navio Sonda X com o barco star mais a planta de bombeamento (Cenário 2). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A partir dos gráficos apresentados na Figura 10.24, podem ser realizadas as seguintes análises:

- Sonda NS-X: Considerando somente o uso da sonda, além do ponto de operação, destacado na cor preta, estar fora da curva por causa do volume, este não atende o valor de bombeamento porque com 3000 gpm seria necessário o uso de uma camisa de 9", faixa rosa do gráfico, que tem limite de pressão máxima de bombeamento é de 2096 psi. Como o resultado (a) demanda uma pressão de 3052 psi seria necessário uma camisa de 7", faixa bege do gráfico, que tem como limite de vazão 2195 gpm, volume menor que os 3000 gpm apresentados na simulação.
- NS-X + cenário 1: o ponto de operação ficou fora da curva já que o volume requerido é maior do que a curva apresenta. Além disso, para a vazão de 3000 gpm o ponto de operação ficou na camisa de 8", faixa amarela do gráfico, que tem um limite de pressão de 2651 psi, número inferior aos 3052 psi requeridos pela simulação. Para atender a essa pressão, seria necessário

o uso de uma camisa de 7" que tem como vazão máxima 2657 gpm o que não atende a vazão de 3000 gpm do resultado (b).

- NS-X + cenário 4: O ponto de operação, destacado na cor preta, está fora da curva por causa do volume, além de não atender o valor de bombeamento já que com 3000 gpm seria necessário o uso de uma camisa de 9", faixa rosa do gráfico, que tem limite de pressão máxima de bombeamento é de 2096 psi. Como o resultado (a) demanda uma pressão de 3052 psi seria necessário uma camisa de 7", faixa bege do gráfico, que tem como limite de vazão 2195 gpm, volume menor que os 3000 gpm apresentados na simulação.
- NS-X + cenário 5: o ponto de operação ficou fora da curva já que o volume requerido é maior do que a curva apresenta. Além disso, para a vazão de 3000 gpm o ponto de operação ficou na camisa de 8", faixa amarela do gráfico, que tem um limite de pressão de 2651 psi, número inferior aos 3052 psi requeridos pela simulação. Para atender a essa pressão, seria necessário o uso de uma camisa de 7" que tem como vazão máxima 2657 gpm o que não atende a vazão de 3000 gpm do resultado (b).
- NS-X + cenário 2: o ponto de operação ficou dentro da curva e indicando o uso da camisa de 7" que tem como limite máximo de pressão de bombeamento de 3461 psi e vazão máxima de 3077 gpm. Os valores atendem a demanda de 3052 psi de pressão com 3000 gpm de vazão.

Já que o resultado (a) foi atendido pelo NS-X com o barco mais planta de bombeamento, não foi necessário fazer a análise do cenário 3 já que é o acréscimo de um skid na sonda além do barco fluideiro com a planta de bombeamento.

Em relação ao resultado (b), a pressão necessária ficou em 3296 psi o que, assim como no resultado (a), demanda uma camisa de 7" que tem como pressão máxima 3461 psi. Sendo necessária a mesma camisa do resultado (a) mas com vazão e volume maiores, conclui-se pela análise apresentada na Figura 10.24 que a os a sonda mais os cenários 1, 4 e 5 também não vão atender a esse caso. Portanto, será realizada a análise somente do NS-X mais o cenário 2 e 3. A Figura 10.25 mostra uma análise do resultado (b) nos cenários 2 e 3.

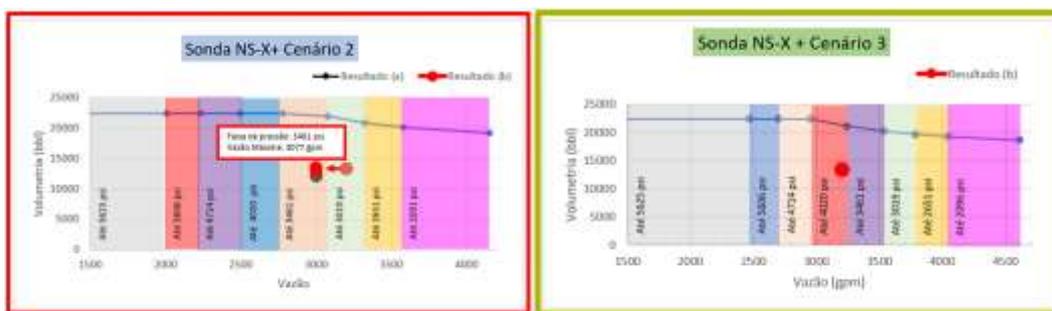


Figura 10.25 - Capacidade de bombeamento e capacidade volumétrica da Navio Sonda X com o barco star mais a planta de bombeamento mais o skid de bombeamento A na sonda (Cenário 3). Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A partir dos gráficos apresentados na Figura 10.24, podem ser realizadas as seguintes análises:

- NS-X + cenário 2: o ponto de operação ficou fora da curva já que o volume requerido é maior do que a curva apresenta. Além disso, para a vazão de 3200 gpm o ponto de operação ficou na camisa de 7 ½ ”, faixa verde do gráfico, que tem um limite de pressão de 3019 psi, número inferior aos 3296 psi requeridos pela simulação. Para atender a essa pressão, seria necessário o uso de uma camisa de 7” que tem como vazão máxima 3077 gpm o que não atende a vazão de 3000 gpm do resultado (b).
- NS-X + cenário 3: o ponto de operação ficou dentro da curva e indicando o uso da camisa de 7” que tem como limite máximo de pressão de bombeamento de 3461 psi e vazão máxima de 3539 gpm. Os valores atendem a demanda de 3052 psi de pressão com 3000 gpm de vazão. Também pode ser utilizada a camisa de 6 ½ ” que tem como vazão máxima 3237 gpm e um limite de pressão de 4020 psi.

Com as análises apresentadas acima conclui-se que para o resultado (a) o cenário 2 atende e para o resultado (b) o cenário 3 atende conforme apresentado na Tabela 10.11.

Poço 2	
Resultado	Estratégia de bombeio
(a)	Cenário 2: Sonda+ Barco fluideiro com planta de bombeamento
(b)	Cenário 3: Sonda+ Barco fluideiro com planta de bombeamento+ Skid de bombeamento na sonda

Tabela 10.11 – Estratégia de bombeamento para o poço 2. Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

### 10.3.3. Cenário adequado para o poço 3

Conforme apresentado na seção 10.2 deste trabalho, os resultados apresentados para o 3 são apresentados novamente na Tabela 10.12.

Tabela 10.12 – Resultados para o poço 3.

Poço 3				
Resultado	Volume (bbl)	Pressao (psi)	Peso (ppg)	Vazão (gpm)
(a)	26337	10459	12,5	5400
(b)	12768	10037	13	5200

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Para avaliar esses resultados, inicialmente será analisada a vazão de bombeamento de 5200 e 5400 gpm. Conforme Figura 10.24, a maior vazão alcançada no cenário 3 é de 4612 gpm com uma pressão de até 2096 psi e uma vazão máxima de 1344 gpm, a uma pressão de até 5625 psi. Sendo assim, mesmo ao analisar de forma isolada para a vazão o cenário 3, ela não atende aos resultados das simulações do poço 3. Além disso as pressões de bombeamento necessárias estão maiores que 10.000 psi, violando assim a pressão máxima da sonda, a qual, com a margem de segurança, é de 5625 psi. Sendo assim, o cenário 3, que é o que disponibiliza maior vazão de bombeamento, não atende aos resultados das simulações do poço 3.

Para casos como este do poço 3, a solução é a utilização do *Relief Well Injection Spool* da empresa Trendsetter. A Tabela 10.13 apresenta os cenários que atendem aos resultados (a) (b).

Tabela 10.13 – Estratégia de bombeamento para o poço 3.

Poço 3	
Resultado	Estratégia de bombeio
(a)	Relief Well Injection Spool (RWIS)
(b)	

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Conforme seção 6.2, RWIS é um dispositivo que permite a conexão de mais de uma sonda ao poço de alívio aumentando assim a capacidade de bombeamento e a capacidade volumétrica. Este trabalho não vai estudar com detalhes essa alternativa.

## 11. Conclusões

Após desenvolver metodologia para calcular a capacidade de bombeamento e a volumetria na sonda, foi realizada uma análise da viabilidade das opções das seguintes alternativas para aumento da capacidade das sondas:

Tabela 11.1 – Descrição dos cenários estabelecidos.

AUMENTO DA CAPACIDADE BOMBEIO E VOLUMETRIA DA SONDA	
Cenários	Descrição
Cenário 1	Bombeio de fluido para o poço tanto pelas bombas de lama como pelo <i>skid</i> de bombeio, com operação simultânea de transferência de fluido dos tanques reservas para os tanques ativos;
Cenário 2	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeio de fluido de embarcação flúideira diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);
Cenário 3	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama e com o <i>skid</i> de bombeio, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e bombeio de fluido de embarcação flúideira diretamente para o poço (similar a uma operação de estimulação);
Cenário 4	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação flúideira no tanque ativo;
Cenário 5	Bombeio de fluido para o poço com as bombas de lama e com <i>skid</i> de bombeio, enquanto transfere-se fluido do tanque reserva para o tanque ativo e recebe-se fluido de embarcação flúideira para o tanque ativo;

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Para confirmar a viabilidade das operações, foram usados como objeto de estudo a Navio Sonda X e o barco flúideiro Star. Assim sendo, foram aplicadas a metodologia de cálculo da capacidade de bombeamento e da capacidade volumétrica para verificar o real aumento da capacidade da sonda aplicando as cinco alternativas.

A partir dos valores obtidos, para a capacidade atual da sonda, descritos em 9.4, foi estabelecido o aumento para cada alternativa descrita anteriormente. Na Tabela 11.2 estão descritos o aumento para cada cenário para o NS-X.

Tabela 11.2 - Aumento da capacidade das sondas para NS-X.

Cenários	NS-X			
	Vazão Máxima		Volumetria Máxima	
	Vazão (gpm)	Volume (bbl)	Vazão (gpm)	Volume (bbl)
Sonda	3268	7721	1893	11018
Cenário 1	14,1%	-6,2%	9,5%	0,0%
Cenário 2	26,4%	147,6%	46,6%	103,5%
Cenário 3	41,1%	141,4%	56,1%	103,5%
Cenário 4	0,0%	24,6%	-40,8%	59,9%
Cenário 5	14,1%	11,9%	-16,4%	36,1%

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A partir dos resultados mencionados chegou-se às seguintes conclusões:

- O uso de barco flúideiro com planta de bombeamento + *skid* de bombeamento instalado na sonda é a solução mais eficiente para obtenção de aumento expressivo tanto da capacidade de bombeamento quanto da volumetria disponível. Entretanto, essa opção depende da disponibilidade dos equipamentos da planta de bombeamento, de uma contratação de emergência e adequação da embarcação para recebimento dos equipamentos;
- O uso do barco flúideiro com a planta de bombeamento é a melhor opção para o aumento da volumetria e, também, tem um aumento significativo no ganho da vazão de bombeamento para o poço. Assim como a opção anterior, essa operação depende de contratação de emergência, adequação da embarcação e de disponibilidade de equipamentos;
- O uso de barco flúideiro, para transferência de fluido para o tanque ativo, com o *skid* na sonda é a opção mais rápida para instalação, mas não representa grandes ganhos.

A metodologia desenvolvida pode ser aplicada para outras sondas e barcos fluideiros, entretanto para que seja viável a aplicação, um trabalho prévio de levantamento de dados e estudos deve ser feito para que seja viável sua aplicação. Vale ressaltar, que a elaboração dessa metodologia por meio de uma planilha no Excel é importante para conduzir análises na fase do pré-projeto de um poço de alívio. A planilha foi concebida para avaliar a interação entre o conjunto composto por sonda, barco fluideiro e skid de bombeamento. Com os dados de amortecimento obtidos por meio de simulações hidráulicas, torna-se possível identificar a estratégia mais eficaz para o amortecimento de um Blowout através do poço de alívio. Isso abrange a seleção adequada da sonda, do barco fluideiro e/ou do skid de bombeamento.

Para o presente trabalho foram realizadas simulações hidráulicas para amortecimento com poços com características distintas com um intuito de aplicar os cálculos de capacidade de bombeamento para cada poço em *blowout*.

O poço 1 demanda vazões e volumes mais amenos o que possibilita que somente a sonda amortea o poço em *blowout* via poço de alívio.

O poço 2 já demanda maiores vazões e volumes o que demanda recursos adicionais para aumentar a capacidade da sonda. Para o poço 2 foram apresentados dois resultados que demandam cenários diferentes. Para o primeiro resultado a sonda mais um barco fluideiro com planta de bombeamento atendem às demandas do amortecimento. Já para o segundo resultado é necessário adicionar um skid de bombeamento além do barco fluideiro já que a vazão para esse caso é maior.

Já o terceiro caso apresenta valores bastante desafiadores para o amortecimento. Como os valores de vazão, volume e pressão são muito altos, nenhuma das alternativas aqui apresentadas atendem a essa situação.

### **11.1. Trabalhos futuros**

Sugestão para trabalhos futuros:

- Avaliar o uso de barcos de estimulação para aumento da capacidade as sondas;

- Mapear barcos de estimulação com altas capacidades volumétricas e aplicar a metodologia de cálculo apresentada no presente trabalho para calcular a capacidade do conjunto sonda e barco de estimulação;
- Estudar o impacto do peso do fluido na fase de amortecimento do poço de alívio;
- Avaliar a estabilidade de fluidos pesados, considerando a necessidade de armazenamento em tanques reservas, que não possuem agitadores. A partir dos estudos de estabilidade avaliar a fabricação e a composição dos fluidos. E, por fim, avaliar a logística dos fluidos pesados;
- Avaliar o uso do RWIS para casos mais complexos;
- Para poços de alívio que demandem altas vazões, volumes e/ou pressões, estudar com mais profundidade o funcionamento do equipamento RWIS da empresa Trendsetter e realizar simulações no software OLGA para avaliar o amortecimento de poço em Blowout via poço de alívio;
- Em complemento, pode-se estudar o impacto de propriedades do fluido, como peso, reologia e temperatura, no uso do RWIS já que para esse caso são utilizadas linhas submarinas bombeamento adicional de fluido.

## 12. Referências bibliográficas

1. THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
2. MATTOS, E. E.; DE FALCO, R. **Bombas Industriais**. Rio de Janeiro: Editora técnica Ltda, 1998.
3. AZEVEDO, F. G. **Estudo sobre Poços de Alívio para Controle de Blowout em Poço Marítimo de Gás**. Dissertação – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017;
4. LOPEZ, Juliana de Castro; DA COSTA, Dirlaine Oliveira. **Tecnologia dos Métodos de Controle de Poço e Blowout**. Orientador: Prof. Paulo Couto. 2011. 76 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001565.pdf>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
5. SCHLUMBERGER. **Drillbench User Manual: Version 2022.2**. [S.l.:s.n] 2022.
6. American Petroleum Institute STD 53. **Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells**. 5th Edition. [S.l.:s.n] 2018.
7. Silva, S. G. **Confiabilidade de Equipamentos Submarinos de Segurança de Sondas Flutuantes (Blowout Preventers – BOP)**. Orientador: Prof. Segen Farid Esfeon. 2002. 194 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Oceânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: [https://w1files.solucaoatrio.net.br/atrio/ufri-peno\\_upl//THESIS/10001824/2002\\_mestrado\\_sidnei\\_guerreiro\\_da\\_silva\\_reduced\\_20210907204220205.pdf](https://w1files.solucaoatrio.net.br/atrio/ufri-peno_upl//THESIS/10001824/2002_mestrado_sidnei_guerreiro_da_silva_reduced_20210907204220205.pdf). Acesso em: 19 de jul. 2023.
8. Diuna, D. L. **Avaliação de Políticas de Suprimentos de Óleo Diesel a Unidades Marítimas de Exploração e Produção de Petróleo**. Orientador: Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho; Edilson Fernandes de Arruda. 2017. 146 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/6336/1/864040.pdf> . Acesso em: 19 de jul. 2023.
9. MARTINS, S. S. S; SILVA, M. P.; AZEVEDO, M.O.; SILVA, V.P; BUENO, D. **Produção de Petróleo e Impactos Ambientais: Algumas Considerações**. HOLOS, V. 6, p. 54-76, dez. 2015. Disponível em: <https://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/HOLOS/article/view/2201>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
10. MENDER, D. A. **Análise empírica e proposta de novo modelo de planejamento logístico do transporte marítimo de cargas para os campos da Bacia de Santos da Petrobras**. Orientador: Fernando Luiz Cyrino Oliveira. 2018. 95 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia de Produção, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc->

- [rio.br/projetosEspeciais/DEI/serieConsulta.php?strSecao=resultado&nrSeq=34978@1](http://rio.br/projetosEspeciais/DEI/serieConsulta.php?strSecao=resultado&nrSeq=34978@1). Acesso em: 19 de jul. 2023.
11. FERREIRA, A. F. M. G. F. **Desenvolvimento de soluções para accionamento de bombas para lamas espessas**. Orientador: Prof. Doutor Luís António de Andrade Ferreira. 2013. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia, Universidade do Porto, 2013. Disponível em:  
[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjbbpD78vSEAxVlrpUCHTcoA3EQFnoECBIQAQ&url=https%3A%2F%2Fsigarra.up.pt%2Ffep%2Fpt%2Fpub\\_geral.show\\_file%3Fpi\\_doc\\_id%3D10028&usg=AOvVaw0s6tfeG9PrU6jGoMmO5E88&opi=89978449](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjbbpD78vSEAxVlrpUCHTcoA3EQFnoECBIQAQ&url=https%3A%2F%2Fsigarra.up.pt%2Ffep%2Fpt%2Fpub_geral.show_file%3Fpi_doc_id%3D10028&usg=AOvVaw0s6tfeG9PrU6jGoMmO5E88&opi=89978449). Acesso em: 19 de jul. 2023.
  12. NEGRÃO, A. F. **Controle de Kicks em Águas Profundas**. Orientador: Eric Edgar Maidla. 1989. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia do Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1989. Disponível em:  
<https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/52646>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  13. MOREIRA, P. C. M. M. **Análise de Aumento da Eficiência do Sistema Marítimo Offshore de Transporte de Carga por Meio de Simulação Probabilística**. Orientador: Hostilio Xavier Ratton Neto. 2017. 98 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia de Transportes, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017. Disponível em:  
[https://www.pet.coppe.ufrj.br/images/documentos/dissertacoes/2017/Disserta%C3%A7%C3%A3o\\_Pedro\\_Chaves\\_Meurer\\_Moreira\\_VF1.pdf](https://www.pet.coppe.ufrj.br/images/documentos/dissertacoes/2017/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Pedro_Chaves_Meurer_Moreira_VF1.pdf). Acesso em: 19 de jul. 2023.
  14. CARVALHO, V. P. **Análise de Aumento da Eficiência do Sistema Marítimo Offshore de Transporte de Carga por Meio de Simulação Probabilística**. Dissertação – Universidade Federal Fluminense, 2016. Disponível em: . Acesso em: 19 de jul. 2023.
  15. SOUZA, P. H. A. I. **Apresentação dos cálculos para seleção de bomba para sistema de reaproveitamento de água de poços artesianos**. Orientador: Reinaldo de Falco. 2014. 67 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:  
<https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10012492.pdf>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  16. BARRETO, F. A. **Aspectos Técnicos Determinantes Para Desconexão De Emergência De Uma Plataforma De Perfuração Conectada A Um Poço De Petróleo**. Orientador: Laís Raysa Lopes Ferreira. 2015. Monografia - Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica – APNT, Centro de Instrução Almirante Graça Aranha, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em:  
<https://www.repositorio.mar.mil.br/handle/ripcmb/29450>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  17. SANTOS, O. L. A. **Segurança de poço na perfuração**. 1 ed. Rio de Janeiro: Blucher, 2013.
  18. VIANNA, I. G. P. **Análise Da Alocação De Embarcações De Apoio Offshore Com O Uso De Heurísticas E Simulação De**

- Eventos Discretos.** Orientador: Virgílio José Martins Ferreira Filho. 2019. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/13263/1/IgorGiraoPeresViana.pdf>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
19. LIRA H. L. **Planejamento e Acompanhamento de Poços de Alívio.** Orientador: Otto Luiz Alcântara Santos. 1993. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1993. Disponível em: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwIU9I2f-PSEAxV-qZUCHcl0BboQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Frepositorio.unicamp.br%2FBusca%2FDownload%3FcodigoArquivo%3D472325&usg=AOvVaw1aPmjkSyQ2iNfNglYL7Vei&opi=89978449>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
20. PEIXOTO, R. H. **Estudo Da Tecnologia E Processos De Extração Em Poços De Petróleo.** Orientador: Fernando de Azevedo Silva. 2014. 69f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014. Disponível em: <http://acervodigital.unesp.br/handle/11449/120470>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
21. SENRA, A. J. B.; MENDONÇA, G.S.F. **Estudo Sobre A Viabilidade Econômica De Sondas De Perfuração De Alta Profundidade.** Orientador: Regis da Rocha Motta. 2013. 61p. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/download.php?farquivo=monopoli10007977.pdf&fcodigo=1144>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
22. NUNES J. O. L. **Estudo do Controle de Poços em Operações de Perfuração em Águas Profundas e Ultra Profundas.** Orientador: Paulo Roberto Ribeiro. 2002. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002. Disponível em: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiMnpad-vSEAxU-qZUCHdYmDMYQFnoECBkQAQ&url=https%3A%2F%2Frepositorio.unicamp.br%2FBusca%2FDownload%3FcodigoArquivo%3D502182&usg=AOvVaw1dgS6nXshfho1ckELqU0eT&opi=89978449>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
23. MONTEIRO, R. D. S. **Dimensionamento De Bombas Utilizadas No Setor De Petróleo E Gás Para O Aumento Da Eficiência Energética.** Orientador: Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa. 2012. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, 2012. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/xmlui/bitstream/handle/riufcg/18346/ROANA%20D%27%c3%81VILA%20SOUZA%20MONTEIRO%20->

- [%20TCC%20ENG.%20EL%c3%89TRICA%202013%20%282%29.pdf?sequence=1&isAllowed=y](#). Acesso em: 19 de jul. 2023.
24. OLIVEIRA, D. A. **Aplicação De Métodos Numéricos E Comparação Com O Método Implícito De Colebrook-White Na Determinação Do Fator De Atrito Em escoamentos Turbulentos**. Orientador: Dr. Luís Roberto Castro. 2022. 74 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Mecânica, Instituto Federal do Espírito Santo, Vitória 2012. Disponível em: <https://repositorio.ifes.edu.br/handle/123456789/1922>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  25. SANTANA, S. S.; CAMPOS, H.T.; CARDOSO, E.S. **Kick E Blowout Na Exploração De Poços De Petróleo – Uma Revisão**. Revista de Engenharia e Tecnologia, [S.l.:s.n.], V. 13, No. 2, p. 182-194, jun. 2021. Disponível em: <https://revistas.uepg.br/index.php/ret/article/view/17710#>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  26. LINGO, D. **Capping and Pressure Protection, Post Macondo #466**. In: Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, OMC-2015-466, mar. 2015, Itália, [s.n.]. Disponível em: <https://onepetro.org/OMCONF/proceedings-abstract/OMC15/All-OMC15/OMC-2015-466/1782?redirectedFrom=PDF>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  27. Poedjono, B., Macresy, L., and A. Sikal. **Managing Risks in Relief Well Operations: From Planning to Execution**. In: Offshore Technology Conference, OTC-28883-MS, abr. 2018, EUA, [s.n.]. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/28883-MS>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  28. Flores, V.; Dailey, P.; Todd, D.; Mathur, R.; Donadieu, B. **Relief Well Planning**. In: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, SPE-168029-MS, mar. 2014, EUA, [s.n.]. Disponível em: <https://onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/14DC/All-14DC/SPE-168029-MS/216340>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  29. GOOBIE, R.B.; ALLEN, W.T.; LASLEY, B.M.; CORSER, K.; PEREZ, J.P. **A Guide to Relief Well Trajectory Design using Multidisciplinary Collaborative Well Planning Technology**. In: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, SPE/IADC-173097-MS, mar. 2015, Reino Unido, [s.n.]. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/173097-MS>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  30. Kutas, D.T.; Bailey, P.; Prohaska, M. **Subsea Blowout Source Control Technologies Utilized at the Macondo Accident and Developments in the Post-Macondo Era**. In: SPE Bergen One Day Seminar, SPE-180018-MS, abr. 2016, Noruega, [s.n.]. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/180018-MS>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
  31. Rinde, T.; Killie, R.; Howard, S. K.; Solli, L.; Lillelokken, N. **Impact of New and Ultra-High Density Kill Fluids on Challenging Well-Kill Operations**. In: SPE Bergen One Day Seminar, SPE-180047-MS, abr. 2016, Noruega, [s.n.]. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/180047-MS>. Acesso em: 19 de jul. 2023.

32. IEA. **The Oil and Gas Industry in Energy Transitions**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>. Acesso em: 17 jan. 2024.
33. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. **Estudo mostra importância do setor de petróleo e gás para a economia do Brasil**. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/noticias/estudo-mostra-importancia-do-setor-de-petroleo-e-gas-para-a-economia-do-brasil/>. Acesso em: 17 jan. 2024.
34. PETRÓBRAS. **Energia em Transformação**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/energia-em-transformacao#introducao>. Acesso em: 17 de jul. 2023.
35. ETESCO. **Petróleo e sua importância na economia mundial**. Disponível em: <https://etesco.com.br/petroleo-e-sua-importancia-na-economia-mundial/>. Acesso em: 18 de jan. 2023
36. Chemical Safety Board. **Macondo Blowout and Explosion**. Disponível em: <https://www.csb.gov/macondo-blowout-and-explosion/>. Acesso em: 22 de jul. 2023.
37. Oil Spill Response Limited. [Site institucional]. Disponível em: <https://visual360.no/osrl/concepts/>. Acesso em: 22 de jul. 2023.
38. ETESCO. **Como funciona uma plataforma de navio-sonda?**. Disponível em: <https://etesco.com.br/como-funciona-uma-plataforma-de-navio-sonda/>. Acesso em: 19 de jul. 2023
39. ETESCO. **Como funciona uma sonda de perfuração e quais os tipos existentes?**. Disponível em: [https://etesco.com.br/como-funciona-uma-sonda-de-perfuracao-e-quais-os-tipos-existent/#Sonda\\_de\\_perfuracao\\_terrestre](https://etesco.com.br/como-funciona-uma-sonda-de-perfuracao-e-quais-os-tipos-existent/#Sonda_de_perfuracao_terrestre). Acesso em: 19 de jul. 2023.
40. Consolidated Rig Works, LP. Multi-Purpose Pump Skids. Disponível em: <http://crwlp.com/products/multi-purpose-pump-skids/>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
41. Mansano, R. B. **ENGENHARIA DE PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO**. 05 de agosto de 2004. Apresentação de Power Point. Disponível em: [http://internet.sinmec.ufsc.br/palestras/2004\\_08\\_05.pdf](http://internet.sinmec.ufsc.br/palestras/2004_08_05.pdf). Acesso em: 19 de jul. 2023.
42. PETRÓBRAS. **[Site institucional]**. Disponível em: [https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html?\\_gl=1\\*1lho20z\\*\\_ga\\*MTAzODUzNjk1MC4xNjgxNDk3NzM0\\*\\_ga\\_9TG5WL85H3\\*MTY4OTc3MDQ4MC4xLjEuMTY4OTc3MTk3My42MC4wLjA.#](https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html?_gl=1*1lho20z*_ga*MTAzODUzNjk1MC4xNjgxNDk3NzM0*_ga_9TG5WL85H3*MTY4OTc3MDQ4MC4xLjEuMTY4OTc3MTk3My42MC4wLjA.#). Acesso em: 17 de jul. 2023.
43. PETRÓBRAS. **[Site institucional]**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/descubra-curiosidades-sobre-plataformas-com-o-nosso-novo-infografico.htm>. Acesso em: 17 de jul. 2023.
44. PETRÓBRAS. **[Site institucional]**. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/energia/novas-sondas-reforçam-a-frota-a-servico-da-petrobras/>. Acesso em: 17 de jul. 2023.

45. Bombas de Deslocamento Positivo ou Bombas Volumétricas. Apostila em PDF. Disponível em: <http://www2.pelotas.ifsul.edu.br/~andrea/lib/exe/fetch.php?media=bombasdeslocamentopositivo.pdf>. Acesso em: 18 de jul. 2023.
46. Schlumberger JET Manual 23 Fracturing Pump Units. 31 de janeiro de 2007. Manual em PDF. Disponível em: [https://pt.scribd.com/document/396275842/Schlumberger-JET-Manual-23-Fracturing-Pump-Units?doc\\_id=396275842&download=true&order=611299408](https://pt.scribd.com/document/396275842/Schlumberger-JET-Manual-23-Fracturing-Pump-Units?doc_id=396275842&download=true&order=611299408). Acesso em: 18 jul. 2023.
47. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. **Projeção da demanda global de petróleo no longo prazo**. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/projecao-da-demanda-global-de-petroleo-no-longo-prazo/>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
48. Statista. **Demanda diária de petróleo cruado a nível mundial de 2006 a 2023(en millones de barriles)**. Disponível em: <https://es.statista.com/estadisticas/600689/demanda-mundial-diaria-de-petroleo-cruado/>. Acesso em: 18 de jul. 2023.
49. AMERICAN OIL & GAS HISTORICAL SOCIETY. **Mr. Charlie, First Mobile Offshore Drilling Rig**. Disponível em: <https://aoghs.org/offshore-history/mr-charlie-first-mobile-offshore-drilling-rig/>. Acesso em: 19 de jul. 2023.
50. UC San Diego Library. The D/V Glomar Challenger. Disponível em: <https://library.ucsd.edu/dc/object/bb79193294>. Acesso em: 18 de jul. 2023
51. G1. **Navio-sonda Amaralina Star chega ao Brasil para atuar no pré-sal**. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/2012/08/navio-sonda-amaralina-star-chega-ao-brasil-para-atuar-no-pre-sal.html>. Acesso em: 19 de jul. 2023
52. PETRÓBRAS. [Site institucional]. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/energia/novas-sondas-reforcam-a-frota-a-servico-da-petrobras/>. Acesso em: 17 de jul. 2023.
53. Bombas. Apostila em PDF. Disponível em: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4142171/mod\\_resource/content/2/PME3230-Bombas-Prof\\_Bruno\\_Carmo.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4142171/mod_resource/content/2/PME3230-Bombas-Prof_Bruno_Carmo.pdf). Acesso em: 21 de jul. 2023.
54. NOV. **Mud Pumps, Fluid Mixing, and Processing Systems**. Disponível em: <https://www.nov.com/products/mud-pumps-fluid-mixing-and-processing-systems>. Acesso em: 21 de jul. 2023.
55. TRENDSETTER ENGINEERING. [Site institucional]. Disponível em: <https://www.trendsetterengineering.com/relief-well-injection-spool/>. Acessado em: 06 jan. 2024.
56. SLB. Cameron Mud Pumps. Disponível em: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/drilling/rigs-and-equipment/rig-equipment/mud-pumps-mixing-and-processing/mud-pumps>. Acesso em: 21 de jul. 2023.

57. Geronimo. **AULA 2 DE OPERAÇÕES UNITÁRIAS**. Apresentação em Power Point. Disponível em: <https://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840921/390/Aula2deOPUnitl.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2024.
58. Projetap. **Bombas Hidráulicas**. Disponível em: <https://projetap.com.br/confraria/titulo/>. Acesso em: 27 de jul. 2023.
59. Tetralon. **Bombas Industriais**. Disponível em: <https://tetralon.com.br/as-especificacoes-das-bombas-industriais/>. Acesso em: 07 mar. 2024.
60. Portal do Petroleiro. **Blowout Preventers (BOP's)**. Disponível em: <https://portaldopetroleiro158444444.wordpress.com/2018/07/04/blowout-preventers-bops/>. Acesso em: 19 jul. 2023.
61. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. **Diretrizes para Projeto e Construção de Poços Marítimos**. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2022/11/diretrizes-de-projetos-e-construcao-de-pocos.pdf> Acesso em: 21 de mar. 2024.

## 13. Anexos

### 13.1. Metodologia de Cálculo para capacidade útil de bombeamento – Sonda, Cenário 1, Cenário 2 e Cenário 3

Nesta seção serão apresentadas as tabelas e gráficos para a capacidade útil de bombeamento para a sonda, cenário 1, cenário 2 e cenário 3.



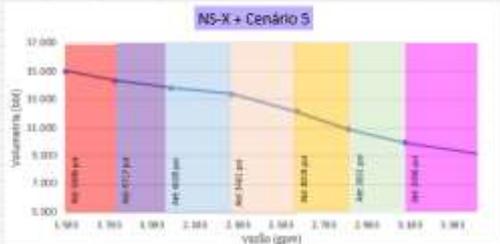
### 13.2. Metodologia de cálculo para capacidade útil de bombeamento – Cenário 4 e cenário 5

Nesta seção serão apresentadas as tabelas e gráficos para a capacidade útil de bombeamento para o cenário 4 e cenário 5.

Cenário	Pressão (psi)	Volume Total com Barco	Volume Uti Reserva	Volume Uti Barco	Volume Total do Barco	Volume Total Reserva	Volume Ativo	Vazão Bombeio (Bomba de Lama) (gpm)	Vazão Transferência Reserva + Ativo (gpm)	Vazão Transferência Barco Ativo	volume util barco	Volume Uti Reserva
3"	2096	9.619	3.352	1.236	11.400	5.988	5.030	2.269	1.139	420	1.236	3.352
3 1/2"	2051	11.975	5.030	1.895	11.400	5.988	5.030	2.639	1.139	420	1.895	5.030
4"	2019	13.370	5.988	2.234	11.400	5.988	5.030	2.439	1.139	420	2.234	5.988
4 1/2"	2000	13.825	5.988	2.607	11.400	5.988	5.030	2.255	1.139	420	2.607	5.988
5"	1970	14.160	5.988	3.142	11.400	5.988	5.030	1.893	1.139	420	3.142	5.988
5 1/2"	1934	16.303	5.988	3.895	11.400	5.988	5.030	1.611	1.139	420	3.895	5.988
6"	1908	15.378	5.988	4.360	11.400	5.988	5.030	1.353	1.139	420	4.360	5.988
6 1/2"	1882	17.679	5.988	6.607	11.400	5.988	5.030	1.121	1.139	420	6.607	5.988



Cenário	Pressão (psi)	Volume Total com Barco	Volume Uti Reserva	Volume Uti Barco	Volume Total do Barco	Volume Total Reserva	Volume Ativo	Vazão Bombeio (Bomba de Lama) (gpm)	Vazão Transferência Reserva + Ativo (gpm)	Vazão Transferência Barco Ativo	volume util barco	Volume Uti Reserva
3"	2096	8.642	2.639	873	11.400	5.988	5.030	3.730	1.139	420	873	2.639
3 1/2"	2051	9.928	3.578	1.320	11.400	5.988	5.030	3.160	1.139	420	1.320	3.578
4"	2019	10.879	4.269	1.574	11.400	5.988	5.030	2.901	1.139	420	1.574	4.269
4 1/2"	2000	12.172	5.218	1.924	11.400	5.988	5.030	2.657	1.139	420	1.924	5.218
5"	1970	13.410	5.988	2.392	11.400	5.988	5.030	2.355	1.139	420	2.392	5.988
5 1/2"	1934	13.827	5.988	2.799	11.400	5.988	5.030	2.073	1.139	420	2.799	5.988
6"	1908	14.335	5.988	3.317	11.400	5.988	5.030	1.815	1.139	420	3.317	5.988
6 1/2"	1882	14.997	5.988	3.979	11.400	5.988	5.030	1.582	1.139	420	3.979	5.988



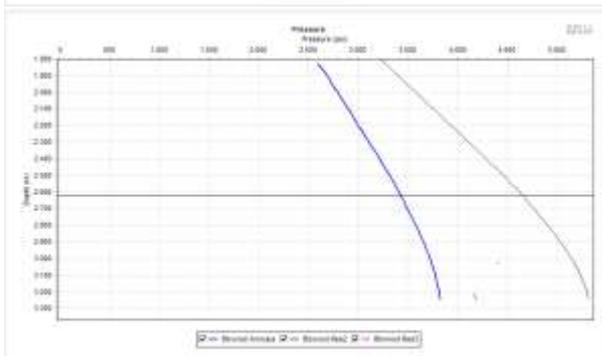
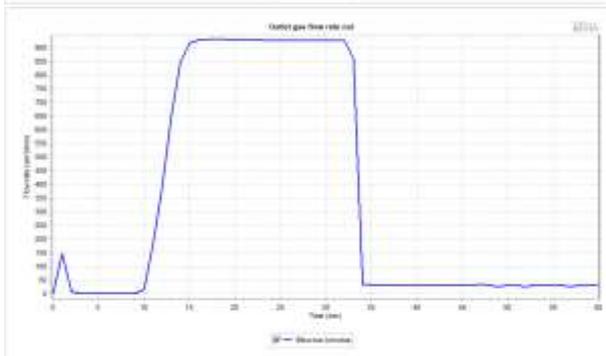
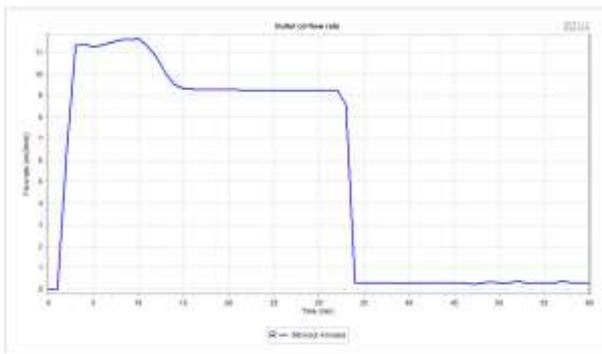
### 13.3. Simulação hidráulica - Resultados Poço 1

Estudo de Cenário: Parte 1 (Dados de *Blowout*).

Etapa	Detalhe da Simulação	Kill Mud 11 ppg Vazão 2000 gpm	Kill Mud 11,5 ppg Vazão 1600 gpm
B	Poço induzido à blowout por aumento temporário de pressão.	De t = 0 min Até t = 1 h	De t = 0 min Até t = 1 h

Fluxo de saída de óleo  
Perfil de pressão no momento do blowout

Fluxo de saída de gás

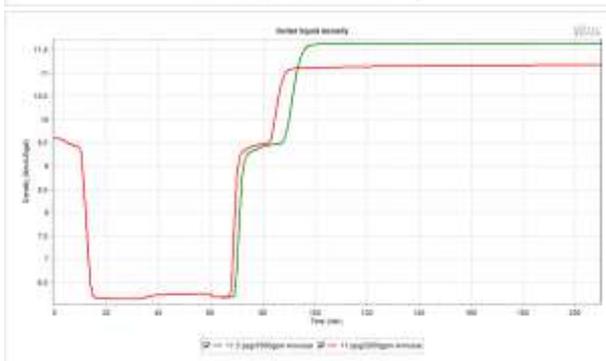
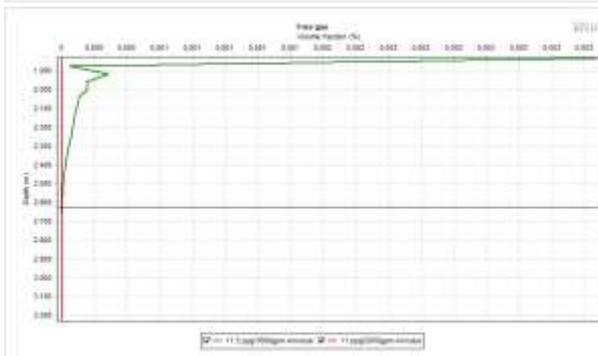
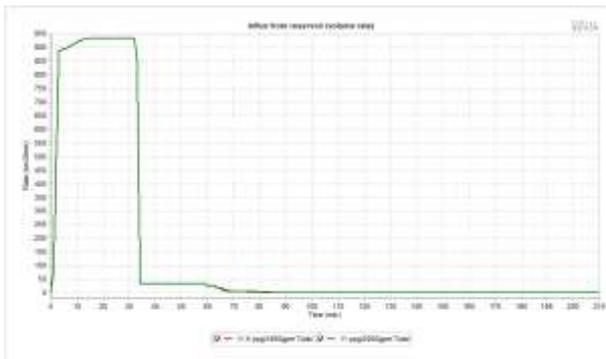


Estudo de Cenário: Parte 2 (comportamento do poço em *blowout* após o amortecimento via poço de alívio).

<b>Etapa</b>	<b>Detalhe da Simulação</b>	<b>Kill Mud 11 ppg Vazão 2000 gpm</b>	<b>Kill Mud 11,5 ppg Vazão 1600 gpm</b>
B	Poço induzido à <i>blowout</i> por aumento temporário de pressão.	De t = 0 min Até t = 1 h	De t = 0 min Até t = 1 h
A	Amortecimento via linhas de kill e choke com BOP fechado.	De t = 1 h Até t = 1 h 37 min	De t = 1h Até t = 1 h 43 min
E	Bombas desligadas e verificação de fluxo no poço principal e no poço de alívio.	De t = 1 h 37 min Até t = 3 h 30 min	De t = 1 h 43 min Até t = 3 h 30 min

**Influxo do reservatório**  
Densidade de líquido do retorno (leito marinho)

**Perfil de gás livre**



Estudo de Cenário: Parte 3 (parâmetros de bombeamento da fase de amortecimento do poço de alívio).

<b>Etapa</b>	<b>Detalhe da Simulação</b>	<b>Kill Mud 11 ppg Vazão 2000 gpm</b>	<b>Kill Mud 11,5 ppg Vazão 1600 gpm</b>
B	Poço induzido à blowout por aumento temporário de pressão.	De t = 0 min Até t = 1 h	De t = 0 min Até t = 1 h
A	Amortecimento via linhas de kill e choke com BOP fechado.	De t = 1 h Até t = 1 h 37 min	De t = 1h Até t = 1 h 43 min
E	Bombas desligadas e verificação de fluxo no poço principal e no poço de alívio.	De t = 1 h 37 min Até t = 3 h 30 min	De t = 1 h 43 min Até t = 3 h 30 min

Pressão nas bombas  
Vazão das bombas

Volume bombeado



### 13.4. Simulação hidráulica - Resultados Poço 2

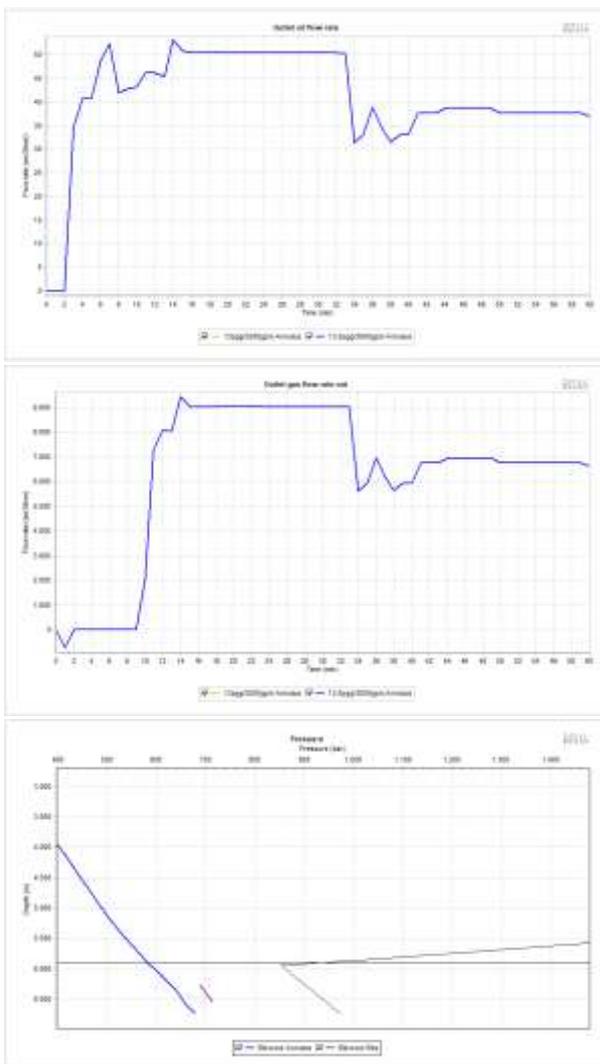
Estudo de cenário: Parte 1 (dados do *blowout*).

Etapa	Detalhe da Simulação	Kill Mud 13,5 ppg Vazão 3000 gpm	Kill Mud 13 ppg Vazão 3200 gpm
B	Poço induzido à blowout por aumento temporário de pressão.	De t = 0 min Até t = 1 h	De t = 0 min Até t = 1 h

Fluxo de saída de óleo

Perfil de pressão no momento do blowout

Fluxo de saída de gás



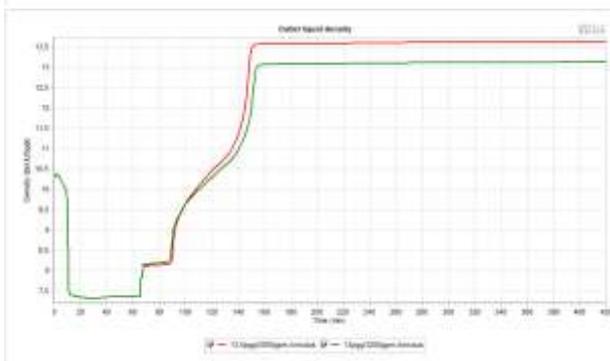
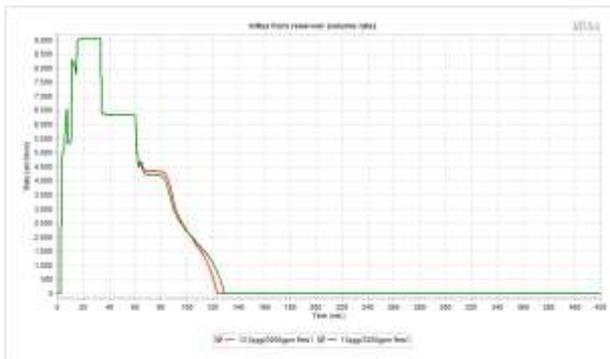
Estudo de Cenário: Parte 2 (comportamento do poço em *blowout* após o amortecimento via poço de alívio).

<b>Etapa</b>	<b>Detalhe da Simulação</b>	<b>Kill Mud 13,5 ppg Vazão 3000 gpm</b>	<b>Kill Mud 13 ppg Vazão 3200 gpm</b>
B	Poço induzido à <i>blowout</i> por aumento temporário de pressão.	De t = 1h min Até t = 03:34 h	De t = 0 min Até t = 1 h
A	Amortecimento via linhas de kill e choke com BOP fechado.	De t = 1 h Até t = 3 h 34 min	De t = 1h Até t = 3 h 45 min
E	Bombas desligadas e verificação de fluxo no poço principal e no poço de alívio.	De t = 3 h 34 min Até t = 7 h 00 min	De t = 3 h 45 min Até t = 7 h 00 min

Influxo do reservatório

Perfil de gás livre em t=7h

Densidade de líquido do retorno (leito marinho)

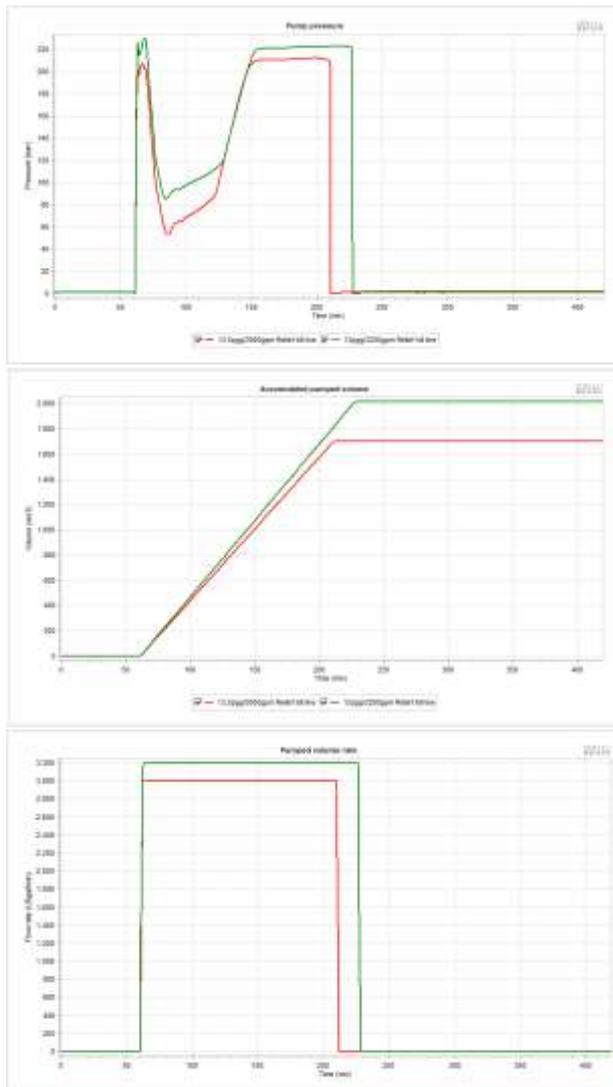


Estudo de Cenário: Parte 3 (parâmetros de bombeamento da fase de amortecimento do poço de alívio).

<b>Etapa</b>	<b>Detalhe da Simulação</b>	<b>Kill Mud 13,5 ppg Vazão 3000 gpm</b>	<b>Kill Mud 13 ppg Vazão 3200 gpm</b>
B	Poço induzido à blowout por aumento temporário de pressão.	De t = 1h min Até t = 03:34 h	De t = 0 min Até t = 1 h
A	Amortecimento via linhas de kill e choke com BOP fechado.	De t = 1 h Até t = 3 h 34 min	De t = 1h Até t = 3 h 45 min
E	Bombas desligadas e verificação de fluxo no poço principal e no poço de alívio.	De t = 3 h 34 min Até t = 7 h 00 min	De t = 3 h 45 min Até t = 7 h 00 min

Pressão nas bombas  
Vazão das bombas

Volume bombeado



### 13.5. Simulação hidráulica - Resultados Poço 3

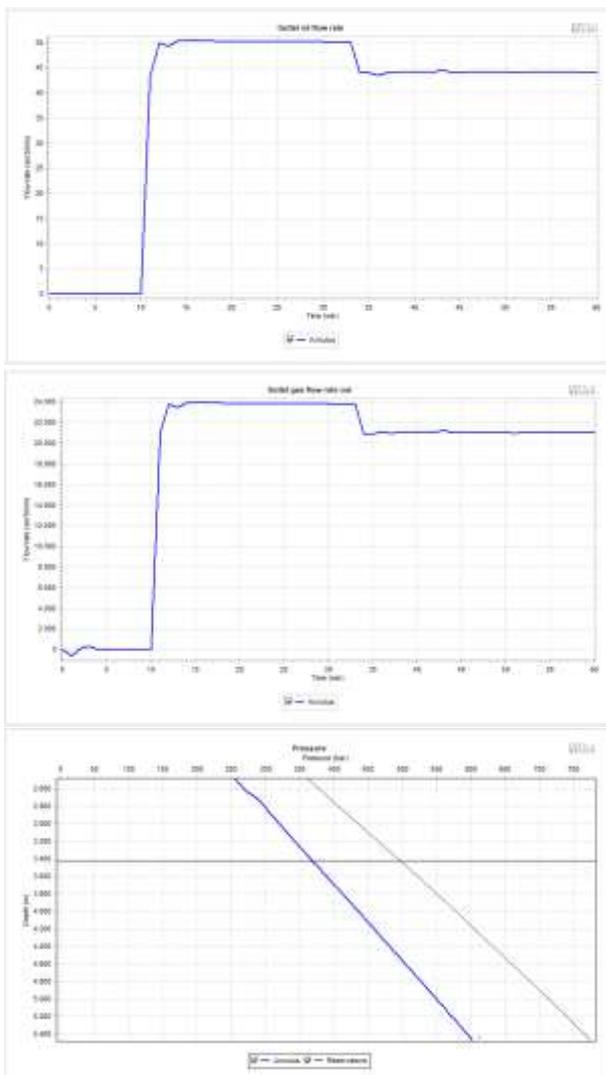
Estudo de Cenário: Parte 1 (Dados de *Blowout*).

Etapa	Detalhe da Simulação	Kill Mud 11 ppg Vazão 2000 gpm	Kill Mud 11,5 ppg Vazão 1600 gpm
B	Poço induzido à blowout por aumento temporário de pressão.	De t = 0 min Até t = 1 h	De t = 0 min Até t = 1 h

Fluxo de saída de óleo

Perfil de pressão no momento do blowout

Fluxo de saída de gás

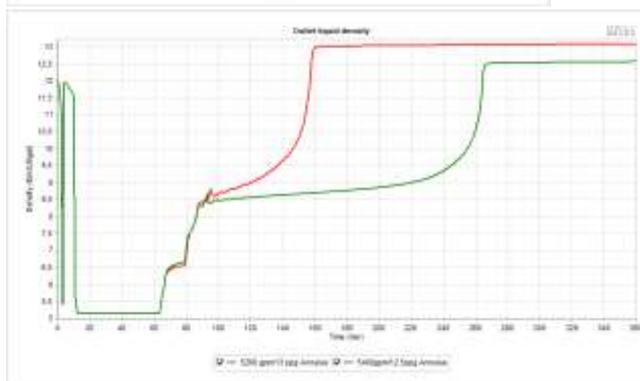
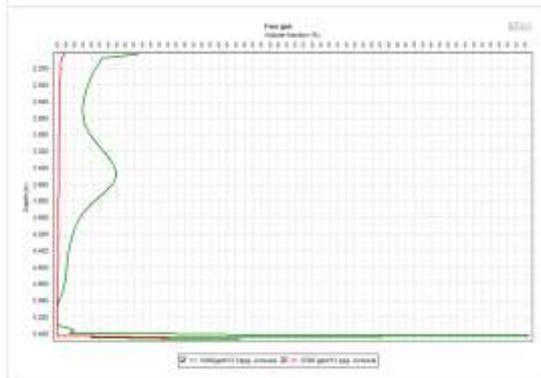
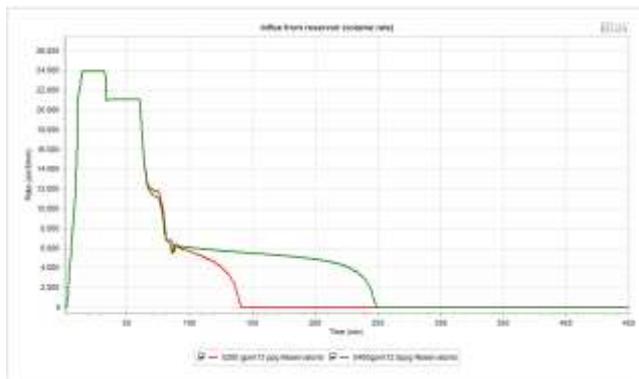


Estudo de Cenário: Parte 2 (comportamento do poço em *blowout* após o amortecimento via poço de alívio).

Etapa	Detalhe da Simulação	Kill Mud 13 ppg Vazão 5200 gpm	Kill Mud 12,5 ppg Vazão 5400 gpm
B	Poço induzido à <i>blowout</i> por aumento temporário de pressão.	De t = 0 min Até t = 1 h	De t = 0 min Até t = 1 h
A	Amortecimento via linhas de kill e choke com BOP fechado.	De t = 1 h Até t = 2 h 50 min	De t = 1h Até t = 4 h 35 min
E	Bombas desligadas e verificação de fluxo no poço principal e no poço de alívio.	De t = 2 h 50 min Até t = 6 h 00 min	De t = 4 h 35 min Até t = 7 h 40 min

Influxo do reservatório  
Densidade de líquido do retorno(leito marinho)

Perfil de gás livre em t=6h



Estudo de Cenário: Parte 3 (parâmetros de bombeamento da fase de amortecimento do poço de alívio).

<b>Etapa</b>	<b>Detalhe da Simulação</b>	<b>Kill Mud 13 ppg Vazão 5200 gpm</b>	<b>Kill Mud 12,5 ppg Vazão 5400 gpm</b>
B	Poço induzido à blowout por aumento temporário de pressão.	De t = 0 min Até t = 1 h	De t = 0 min Até t = 1 h
A	Amortecimento via linhas de kill e choke com BOP fechado.	De t = 1 h Até t = 2 h 50 min	De t = 1h Até t = 4 h 34 min
E	Bombas desligadas e verificação de fluxo no poço principal e no poço de alívio.	De t = 2 h 50 min Até t = 6 h 00 min	De t = 4 h 34 min Até t = 7 h 40 min

Pressão nas bombas  
Vazão das bombas

Volume bombeado

