



Fabrício Gonçalves Azevedo

**Estudo sobre Poços de Alívio para Controle de
Blowout em Poço Marítimo de Gás**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga
Co-orientador: Prof. Luiz Alberto Santos Rocha

Rio de Janeiro
Abril de 2017



Fabrício Gonçalves Azevedo

**Estudo sobre Poços de Alívio para Controle de
Blowout em Poço Marítimo de Gás**

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 assinada.

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador - Presidente

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Prof. Luiz Alberto Santos Rocha

Co-orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Prof. Wellington Campos

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Prof. Jacques Braile Saliés

PhD - The University of Tulsa, Oklahoma, USA

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 27 de Abril de 2017

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

Fabício Gonçalves Azevedo

Graduou-se em Engenharia de Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Participou do Programa de Especialização em Engenharia da EMBRAER (PEE-EMBAER). Kursou especialização em Engenharia de Petróleo. Atua como engenheiro de segurança de poço na área de Controle de *Blowout*.

Ficha Catalográfica

Azevedo, Fabício Gonçalves

Estudo sobre poços de alívio para controle de *blowout* em poço marítimo de gás / Fabício Gonçalves Azevedo ; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga ; co-orientador: Luiz Alberto Santos Rocha. – 2017.

249 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2017.

Inclui bibliografia

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

CDD: 621

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Sergio e Cirlene e ao meu irmão Bruno por sempre me apoiarem em todas as etapas da vida.

Aos colegas de trabalho Thomás, Guilherme, Luis Filipe, Terra, Lage, Curt, Renan e Rubens pelo incentivo na conclusão dessa etapa.

A toda a equipe do SEGUP pela convivência e pelo aprendizado.

À Verônica, pelo incentivo e por estar sempre presente mesmo nas horas mais difíceis.

Ao professor Luiz Alberto por me motivar em um momento em que eu não acreditava mais ser possível a conclusão desta etapa.

Ao meu orientador, pela paciência e confiança no trabalho.

Resumo

Azevedo, Fabrício. Gonçalves; Braga, Arthur Martins Barbosa; Rocha, Luiz Alberto Santos. **Estudo sobre Poços de Alívio para Controle de *Blowout* em Poço Marítimo de Gás**. Rio de Janeiro, 2017. 249p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Acidentes com influxo descontrolado de hidrocarbonetos em um poço de petróleo (*blowouts*) são eventos com baixa probabilidade de ocorrência na indústria, porém têm impactos catastróficos. O evento de Macondo, com uma sonda afretada pela British Petroleum (BP) no Golfo do México (GoM), mostrou que um acidente dessa proporção tem um impacto significativo nas pessoas, no meio ambiente, nos ativos e na imagem da empresa. Portanto, uma resposta rápida e definitiva para o problema se mostra necessária. Dentre as possibilidades de se conter um derramamento de óleo ocasionado por um *blowout*, a mais efetiva para cessar o vazamento com segurança e abandonar definitivamente o poço em descontrolado é o poço de alívio. Trata-se de um poço direcional perfurado a uma determinada distância do poço em *blowout*, respeitando-se critérios mínimos de segurança, com o objetivo de interceptar este no ponto estabelecido em projeto. Após a interceptação, injeta-se fluido de alta densidade que, quando preenche o poço que estava em *blowout*, gera uma contra-pressão capaz de cessar o influxo de hidrocarbonetos do reservatório. Quando é feita essa contra-pressão e o poço que estava em *blowout* estiver estável e sem influxo, injeta-se cimento pelo poço de alívio para que seja tamponado o reservatório e o poço possa ser abandonado de forma definitiva. No presente trabalho o enfoque é no amortecimento do poço em *blowout* através do poço de alívio e, portanto, parte-se do pressuposto que a detecção e interceptação do poço em influxo foi feita com sucesso no ponto desejado. A detecção, a interceptação e o abandono no poço em *blowout* não são estudados com detalhes. O trabalho é desenvolvido tomando como base um poço exploratório de gás a ser simulado, trabalhando os requisitos de pressão e vazão que melhor

se adequam ao proposto. O objetivo do amortecimento do poço em *blowout* pelo poço de alívio é cessar o influxo descontrolado de forma eficaz, otimizando os parâmetros de pressão, vazão e volume de fluido às capacidades de sondas e embarcações disponíveis no mercado. Caso não seja possível o amortecimento variando a densidade do fluido injetado e a pressão nas bombas de injeção, parte-se para mudanças na estratégia de amortecimento como, por exemplo, variação no número de poços de alívio a serem perfurados para amortecer o poço em *blowout* ao mesmo tempo. Não será objetivo do presente trabalho a modificação no projeto do poço com o objetivo de facilitar o amortecimento.

Palavras-Chave

Blowout; Vazão de bombeio; Fluido de Amortecimento; Pressão de Bombeio; Escoamento Bifásico; Perfuração de Poços.

Abstract

Azevedo, Fabrício. Gonçalves; Braga, Arthur Martins Barbosa; Rocha, Luiz Alberto Santos. **Study of Relief Wells to Kill a blowout in a Subsea gas well**. Rio de Janeiro, 2017. 249p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Accidents with uncontrolled influx of hydrocarbons into an oil well (blowouts) are events with a low probability of occurrence in the industry. Although, if they occur, the impact may be catastrophic. The Macondo event, with British Petroleum's rig (BP) in the Gulf of Mexico (GoM), showed that an accident of this proportion has a significant impact on people, environment and an image of the company. Therefore, a quick and definitive response for the problem is necessary. There are several possibilities to contain an oil spill caused by a blowout. However, the most effective way to safely plug and abandon (P&A) the blowout well is the relief well. This technique consists of the construction of a directional well at a certain distance from the blowout well, respecting minimum safety criteria, in order to intercept this at the point established in the project. After the interception, kill mud is pumped at high rates what makes a backpressure capable of killing the blowout well. When this backpressure is enough to kill the blowout well, cement is pumped through the relief well to plug and abandon permanently the well. In the present work, the objective is to kill the blowout well and we consider that detection and interception of the blowout well was successfully been made at the target point. Detection, interception and P&A of the blowout well are not covered in detail. This work is developed based on an exploratory gas well to be simulated, working the pump rate and pump pressure requirements that best fit in the proposed one. The purpose of well killing is to kill the well optimizing the parameters of pressure, flow and volume of fluid considering the rig and vessels available in the market. If well killing is not possible by varying the density of the kill mud and pump pressure it will be tried new strategies like changing the number of relief wells at the same

time to be drilled killing the blowout well. It's not a purpose of this study to change the well design.

Keywords

Blowout; Pump rate; Kill mud; Pump pressure; Multiphase flow; Drilling of wells.

Sumário

1 Introdução	28
1.1. Considerações gerais	28
1.2. Revisão Bibliográfica	30
2 Perfuração de poços	33
2.1. Sistema de circulação	39
2.2. Sistema de segurança de poço	41
2.2.1. Blowout Preventer (BOP)	42
2.3. Revestimento e cimentação do poço	44
2.4. Geopressões	45
2.5. Reservatório	48
2.5.1. Tipos de reservatório	49
2.5.1.1. Reservatório de óleo	50
2.5.1.2. Reservatório de gás	51
3 Descontrole de poço e métodos de controle	53
3.1. Descontrole de poço	53
3.1.1. Kick	53
3.1.2. Blowout	53
3.2. Controle do poço em um kick	56
3.3. Controle do poço em um blowout	57
3.3.1. Intervenção direta, bullheading, snubbing e stripping	58
3.3.2. Equipamento de bloqueio (capping)	60
3.3.3. Equipamento de coleta (containment)	63
3.3.4. Poço de Alívio	65
3.3.4.1. Projeto de poço do alívio	67
3.3.4.2. Projeto direcional do poço de alívio	67
3.3.4.3. Detecção do poço em blowout através do poço de alívio	69
3.3.4.4. Interceptação do poço em blowout através do poço de alívio	71
3.3.4.5. Amortecimento do poço em blowout através do poço de alívio	74

3.3.4.6. Abandono de poço em blowout	76
4 Modelagem do Amortecimento do Poço em Blowout pelo Poço de Alívio	77
4.1. Modelos de influxo	79
4.1.1. Linear	79
4.1.2. Quadrático	80
4.1.3. Forchheimer quadrático e linear	80
4.1.4. Vogel	81
4.2. Equações utilizadas na modelagem do escoamento multifásico	81
4.2.1. Conservação da massa	82
4.2.2. Conservação do momento	82
4.2.3. Conservação da energia	84
4.2.4. Cálculo térmico, propriedade dos fluidos e transferência de massa	84
4.2.5. Solução numérica	85
4.2.6. Regimes de escoamento	87
4.2.7. Validação do OLGA®	89
4.3. Modelagem dos casos a serem estudados no DrillBench®	90
4.3.1. Esquema do poço em blowout e de alívio	92
4.3.2. Simulações	96
4.3.3. Modelagem no DrillBench® com dois ou mais poços de alívio	101
4.3.4. Processo utilizado nas simulações de amortecimento	103
5 Resultados	105
5.1. Simulações de amortecimento do poço em blowout com toda a espessura do reservatório exposta (275 m)	105
5.1.1. Simulação com densidade do fluido de amortecimento e vazão de bombeio mínimos	112
5.1.1.1. Esforços no BOP da sonda que perfura o poço de alívio	125
5.1.1.2. Discussão de alternativas para amortecimento	130
5.1.2. Densidade do fluido mínima (17,5 ppg) e vazão de bombeio de 6800 gpm	136

5.1.3. Comparação entre fluido de amortecimento base água e base não aquosa	138
5.1.4. Injeção de água do mar antes da injeção o fluido de amortecimento	149
5.1.5. Fluido de amortecimento com densidade mínima (17,5 ppg) e vazão de bombeio máxima do software	151
5.1.6. Fluido de amortecimento com densidade máxima (18,5 ppg) e vazão de bombeio de 5300, 5500 e 5800 gpm	153
5.1.7. Fluido de amortecimento com densidade de 18,0 ppg e vazão de bombeio de 5800, 6000 e 6300 gpm	158
5.1.8. Análise dos resultados das simulações para um poço de alívio e todo o reservatório exposto	162
5.2. Simulações de amortecimento do poço em blowout com variação da espessura de reservatório perfurado	168
5.3. Simulações de amortecimento com mais de um poço de alívio	172
5.4. Análise geral das simulações	176
6 Conclusões	179
6.1. Trabalhos Futuros	183
7 Referências bibliográficas	185
8 Anexos	192
8.1. Resultado da simulação com densidade do fluido mínima (17,5 ppg) e vazão de bombeio de 6800 gpm	192
8.2. Resultado da simulação com injeção de água do mar antes da injeção o fluido de amortecimento	200
8.3. Resultado da simulação com fluido de amortecimento com densidade máxima (18,5 ppg) e vazão de bombeio de 5300 gpm, 5500 gpm e 5800 gpm.	208
8.4. Resultado da simulação com fluido de amortecimento com densidade de 18,0 ppg e vazão de bombeio de 5800 gpm, 6000 gpm e 6300 gpm.	219

8.5. Resultado da simulação com variação da profundidade de reservatório perfurado de 275 m a 25 m	228
8.6. Resultado da simulação de amortecimento para dois e três poços de alívio com toda a espessura de reservatório (275 m)	240

Lista de Figuras

Figura 2.1: (A) Ilustração dos poços-tipo mais comuns, (B) Etapas da perfuração e (C) Detalhe da coluna de perfuração. Fonte: Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (2).	34
Figura 2.2: Cabeça de poço. Fonte: Tavares et al. (2008) (3)	36
Figura 2.3: Poço marítimo típico. Fonte: Hidráulica de Poços (2016) (4)	36
Figura 2.4: Tipos de sondas de perfuração marítimas. Fonte: Perfuração (2016) (5)	37
Figura 2.5: (a) Riser de perfuração. Fonte: TN Petróleo (2016) (7).b) sonda conectada à cabeça do poço. Fonte: GE Reports (2016) (8)	38
Figura 2.6: 1. Sistema de sustentação de cargas. 2. Sistema de movimentação de cargas. 3. Sistema de rotação. 4. Sistema de circulação. 5. Sistema de geração e transmissão de energia. 6. Sistema de segurança do poço. Fonte: Perfuração (2016) (5).	39
Figura 2.7: Foto de bomba na NOV. Fonte:NOV Technical Marketing Mud Pumps (2016) (10).	40
Figura 2.8: Choke manifold. Fonte: Cameron (2016) (11).	42
Figura 2.9: Esquema de um BOP. Fonte: IPT Global (2016) (12)	43
Figura 2.10: BOP Submarino. Fonte: Young (2016) (13)	43
Figura 2.11: Cimentação de poços. Fonte: Química e Derivados (2016) (14)	44
Figura 2.12: Exemplo de pressão de fratura, sobrecarga, colapso e poros e a janela operacional. Fonte: Rocha e Azevedo (2009) (16)	45
Figura 2.13: Gráfico do comportamento Pressão x Tempo e vazão no teste de absorção	47
Figura 2.14: Rocha selante, reservatório e rocha geradora. Fonte: Silva (2013) (17).	48
Figura 2.15: Diagrama Fases - Pressão x Temperatura para os diversas frações líquido/gás. Fonte: Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (18)	50
Figura 3.1: Foto do acidente de Macondo no Golfo do México. Fonte: Borchardt (2011) (20)	55
Figura 3.2: Poço em blowout. Fonte: Dlouhy (2015) (21)	55
Figura 3.3: Equipamento de Bloqueio. Fonte: Hammer (2011) (24).	61
Figura 3.4: Bóia do sistema de elevação e instalação do Capping no OIE. Fonte: SWRP (2016) (25)	62

Figura 3. 5: Visão geral da instalação do Capping pelo sistema e OIE. Fonte: SWRP (2016) (25).	63
Figura 3. 6: Ilustração de sistema de coleta em um blowout. Fonte: MWCC (2016) (26)	64
Figura 3.7: Perfuração de poços de alívio para interceptação de poço em blowout. Fonte: Lopez e Da Costa (2011) (27).	66
Figura 3.8: Método de detecção passiva de poço. Fonte: Halliburton (2016) (28).	69
Figura 3.9: Princípio de funcionamento do Wellspot. Fonte: Halliburton (2016) (28).	71
Figura 3. 10: Interceptação do poço de alívio no poço amortecido em trecho de formação consolidada.	72
Figura 3. 11: Interceptação do poço de alívio no poço amortecido no reservatório.	73
Figura 3.12: Interceptação do poço de alívio no revestimento de produção do poço amortecido.	73
Figura 4.1: Detalhamento dos fluxos de fluidos e escoamento no amortecimento do poço em blowout.	77
Figura 4.2: Regimes de escoamento vertical ascendente. Fonte: Yoshizawa (2005) (32).	88
Figura 4.3: Exemplo de mapa de fase para um escoamento vertical. Fonte: Yoshizawa (2005) (32)	88
Figura 4.4: Regimes de escoamento considerados no OLGA. Em (a) anular e disperso (misto) e em (b) bolhas e golfada. Fonte: Bendiksen et al. (1992) (29)	89
Figura 4.5: Modelagem do poço em blowout no DrillBench®	92
Figura 4.6: Modelagem do poço e alívio no DrillBench®.	93
Figura 4.7: Trajetória direcional do poço de alívio	94
Figura 4.8: Tela de entrada de dados de reservatório do poço no DrillBench®.	97
Figura 4.9: Curva IPR gerada a partir dos dados fornecidos.	98
Figura 4.10: Tela com os dados de bomba e linhas de kill e choque no DrillBench®.	99
Figura 4.11: Modelagem dos fluidos de perfuração no DrillBench®.	100
Figura 4.12: Aba de simulação do DrillBench®.	101
Figura 4.13: Ilustração da simulação de dois ou mais poços de alívio no DrillBench®.	103

Figura 4.14: Fluxograma do processo de simulação utilizado no Estudo.	104
Figura 5.1: Exemplo de identificação dos parâmetros nos gráficos do DrillBench®. Em (A) tem-se o “free gas” em $t = 300$ min e em (B) a pressão na sapata, destacando a pressão em $t = 300$ min.	107
Figura 5.2: Curva de pressão de poros do reservatório em psi (A) e em peso equivalente em ppg (B), sendo este último dentro do reservatório.	111
Figura 5.3 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.	114
Figura 5.3 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.	115
Figura 5.3 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em blowout durante a simulação.	115
Figura 5.3 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	116
Figura 5.3 - (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	117
Figura 5.3 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio de fluido no tempo durante a simulação	118
Figura 5.3 - (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.	118
Figura 5.3 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.	120
Figura 5.4 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do blowout – Aproximadamente em $t = 20$ min.	121
Figura 5.5 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido quando o blowout está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.	121
Figura 5.6 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 157$ min.	122
Figura 5.7 - (A) e (B) - Anular e linhas se kill e choke do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 164$ min, respectivamente.	123
Figura 5.8 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do influxo do reservatório – Aproximadamente em $t = 270$ min.	124

Figura 5.9 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t = 450$ min.	124
Figura 5.10 – Comportamento do poço de alívio durante <i>free fall</i> .	126
Figura 5.11 – Gráfico de “free gas” nas linhas de kill e choque do poço de alívio após o desligamento das bombas.	129
Figura 5.12 - Esquemático do poço de alívio e do poço amortecido quando as bombas são desligadas	130
Figura 5.13 - Navio Sonda da Odebrecht tomado como referência para o estudo. Fonte: Odebrecht (2016) (55).	133
Figura 5.14 – Barco de Estimulação Stim Star IV da Halliburton. Fonte: Halliburton (2016) (56).	135
Figura 5.15 – (A)- Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	139
Figura 5.15 – (B) - Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	139
Figura 5.15 - (C) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	140
Figura 5.16 - (A) e (B) - Início do amortecimento do poço em blowout – fluido base não aquosa -OBM – e fluido base água - WBM.	141
Figura 5.17 - Poço de alívio - no início do amortecimento (A) e aproximadamente 12 minutos após o início do amortecimento (B).	141
Figura 5.18 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do influxo do reservatório para WBM– Aproximadamente em $t = 250$ min	142
Figura 5.19 - Perfil de pressão no poço em blowout para fluido base não aquosa (OBM) e base água (WBM) – fim do amortecimento – $t = 250$ min.	143
Figura 5. 20 – Perfil de temperatura do poço de alívio e do poço em blowout durante a simulação (temperatura do reservatório a 50°C).	144
Figura 5.21 - (A) - Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	144
Figura 5.21 – (B) - Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	145
Figura 5.21– (C) - Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	145

Figura 5.22 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.	146
Figura 5.23 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 260$ min.	147
Figura 5.24 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido com bombas desligadas – Aproximadamente em $t = 550$ min.	147
Figura 5.25 - Perfil de pressão do poço de alívio e do poço em blowout durante a simulação.	148
Figura 5.26 - (A) - Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	151
Figura 5.26 – (B) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	152
Figura 5.27 – (A) e (B) – Poço de alívio - Início da injeção de fluido de amortecimento e 5 min após o início da injeção de fluido de amortecimento.	152
Figura 5.28 - Variação da taxa de influxo do reservatório com a variação da espessura de reservatório perfurado.	166
Figura 5.29 - Variação da taxa de influxo do reservatório com a variação diâmetro da broca que perfurou o reservatório.	167
Figura 8.1 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação	192
Figura 8.1 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.	193
Figura 8.1 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em blowout durante a simulação.	193
Figura 8.1 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	194
Figura 8.1 - (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	194
Figura 8.1 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	195
Figura 8.1 - (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado durante a simulação	195
Figura 8.1 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.	196

Figura 8.2 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do blowout – Aproximadamente em $t = 15$ min.	197
Figura 8.3 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido quando o blowout está estabelecido – Aproximadamente em $t = 30$ min.	197
Figura 8.4 - Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.	198
Figura 8.5 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do influxo do reservatório– Aproximadamente em $t = 200$ min.	198
Figura 8.6 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t = 400$ min.	199
Figura 8.7 - (A) e (B) - Anular e linhas se kill e choke do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 158$ min, respectivamente.	199
Figura 8.8 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.	200
Figura 8.8 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de fluido que sai do poço durante a simulação.	201
Figura 8.8 – (C) - Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em blowout durante a simulação.	202
Figura 8.8 – (D) - Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	202
Figura 8.8 – (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	203
Figura 8.8 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	204
Figura 8.8 – (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.	205
Figura 8.8 – (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.	205
Figura 8.9 - (A) e (B) - observa-se o poço de alívio no momento em que se inicia o bombeio de água.	206
Figura 8.10 – (A) Poço de alívio - Início da injeção de água do mar e (B) Poço de alívio - 7 minutos após o início de injeção de água do mar.	207
Figura 8.11 - (A) e (B) - Poço em blowout durante a injeção	

de água ($t = 200$ min).	207
Figura 8.12 – (A) e (B) - Poço de alívio - Início da injeção de fluido de amortecimento (A) e 15 minutos após a injeção de fluido de amortecimento (B).	208
Figura 8.13 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.	209
Figura 8.13 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.	210
Figura 8.13 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em blowout durante a simulação.	210
Figura 8.13 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	211
Figura 8.13 - (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	212
Figura 8.13 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	212
Figura 8.13 - (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.	213
Figura 8.13 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.	214
Figura 8.14 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do blowout – Aproximadamente em $t = 20$ min.	214
Figura 8.15 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido quando o blowout está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.	215
Figura 8.16 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.	215
Figura 8.17 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 250$ min.	216
Figura 8.18 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido – Aproximadamente em $t = 700$ min.	217
Figura 8.19 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t = 900$ min.	217
Figura 8.20 – (A) e (B) Anular e linhas se kill e choke do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 170$ min, respectivamente.	218

Figura 8.21 - poço de alívio com as bombas desligadas.	218
Figura 8.22 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.	220
Figura 8.22 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.	220
Figura 8.22 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em blowout durante a simulação.	221
Figura 8.22 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	222
Figura 8.22 - (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	222
Figura 8.22 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	223
Figura 8.22 – (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.	223
Figura 8.22 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.	224
Figura 8.23 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do blowout – Aproximadamente em $t = 10$ min.	225
Figura 8.24 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido quando o blowout está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.	225
Figura 8.25 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 152$ min.	226
Figura 8.26 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 240$ min.	227
Figura 8.27 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t = 650$ min.	227
Figura 8.28 - (A) e (B) Anular e linhas se kill e choke do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 164$ min, respectivamente.	228
Figura 8.29 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço por dia durante a simulação.	229
Figura 8.29 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.	229
Figura 8.29 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em blowout durante a simulação.	230

Figura 8.29 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	231
Figura 8.29 - (E) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	232
Figura 8.29 - (F) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo durante a simulação.	232
Figura 8.29 - (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.	233
Figura 8.29 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.	234
Figura 8.30 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do blowout – Aproximadamente em $t = 20$ min.	235
Figura 8.31 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido quando o blowout está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.	236
Figura 8.32 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.	237
Figura 8.33 - (A) e (B) - Anular e linhas se kill e choke do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 170$ min,	238
Figura 8.34 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 260$ min.	239
Figura 8.35 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t = 550$ min.	240
Figura 8.36 - (A) - Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.	241
Figura 8.36 – (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.	241
Figura 8.36 – (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em blowout durante a simulação.	242
Figura 8.36 – (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.	242
Figura 8.36 – (E) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.	243
Figura 8.36 – (F) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.	244

Figura 8.36 – (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.	245
Figura 8.36 – (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.	245
Figura 8. 37 – (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do blowout – Aproximadamente em $t = 20$ min.	246
Figura 8.38 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido quando o blowout está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.	247
Figura 8.39 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.	247
Figura 8.40 - (A) e (B) - Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 250$ min.	248
Figura 8.41 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em blowout e a densidade média do fluido no início do blowout – Aproximadamente em $t = 700$ min.	248
Figura 8.42 - (A) e (B) - Anular e linhas se kill e choke do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 170$ min, respectivamente.	249

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Recursos utilizados no acidente de Macondo. Fonte: Viegas (2016) (19).	52
Tabela 3. 2: Tipos de Fluido de acordo com a estratégia de amortecimento.	71
Tabela 4.1 - Dados de entrada para as simulações com o DrillBench®.	86
Tabela 4.2: Coluna de perfuração simulada no poço de alívio.	89
Tabela 4.3: Pressão de fratura no poço em blowout.	90
Tabela 4.4: Perfil de temperatura do poço em blowout.	90
Tabela 4.5 Perfil de temperatura do poço de alívio.	90
Tabela 4.6: Vazão de blowout estimada para poço aberto de 12 ¼".	91
Tabela 5.1: Amortecimento do poço em blowout para variações na vazão de bombeio do poço de alívio e na densidade do fluido injetado.	104
Tabela 5.2: Parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido.	119
Tabela 5.3: Resumo das informações do amortecimento.	121
Tabela 5.4: Bomba HQ-2000 do barco de estimulação. Fonte: Halliburton (2016) (56).	126
Tabela 5.5: Bomba HT-400 do barco de estimulação. Fonte: Halliburton (2016) (56).	126
Tabela 5.6: Dados técnicos do barco de estimulação Stim Star IV. Fonte: Halliburton (2016) (56).	127
Tabela 5.7 - parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido na simulação.	128
Tabela 5.8: Resumo dos principais parâmetros para a simulação com fluido 17,5 ppg e vazão de 6.800 gpm.	129
Tabela 5.9 - Principais parâmetros da simulação com injeção de água do mar antes da injeção do fluido de amortecimento	140
Tabela 5.10 - Principais parâmetros da simulação com fluido de densidade máxima (18,5 ppg)	143
Tabela 5.11 - Principais parâmetros da simulação com fluido de 18,5 ppg.	143

Tabela 5.12 - Principais parâmetros da simulação com fluido de densidade de 18,0 ppg	147
Tabela 5.13 - Principais parâmetros da simulação com fluido de 18,0 ppg.	148
Tabela 5.14 - Resumo dos principais parâmetros para os casos simulados. Com um poço de alívio, todo o reservatório exposto e fluido de 17,5 e 18,5 ppg.	153
Tabela 5.15: Principais parâmetros da simulação com variação da profundidade do reservatório exposto (18,5 ppg)	157
Tabela 5.16: Resumo dos principais parâmetros considerando variação da profundidade perfurada de reservatório de 275 a 25 m.	157
Tabela 5.17 - Resumo dos principais parâmetros considerando o amortecimento com mais de um poço de alívio.	160
Tabela 5.18 - Principais parâmetros observados nas simulações com mais de um poço de alívio.	161
Tabela 5.19: Resumo geral dos principais parâmetros analisados nas simulações.	164

Lista de Siglas

HP - *high pressure* - são poços com pressão de poros no reservatório acima de 10.000 psi.

HT - *high teperature* – são poços com temperatura do reservatório acima de 150°C.

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)*. Atua também na área de derramamento de óleo (*Oil Spill*).

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*.

MWCC – *Marine Well Containment Company* – Consórcio de empresas operadoras no GoM que prevê a disponibilização de recursos para resposta a um *blowout* submarino.

WCD – *Worst Case Discharge* – é a vazão diária de um poço em um *blowout* considerando todas as zonas produtoras com o seu maior potencial de fluxo, ou seja, o pior cenário de vazão.

EDS – *Emergency Disconnect Sequence* – Sequência de passos que faz com que uma sonda de perfuração com posicionamento dinâmico (DP) se desconecte do poço através da separação entre o BOP *stack* e o LMRP.

WARP – Fluido com elevada massa específica, baixa reologia e baixo teor de sólidos.

Lista de Símbolos

A = área da seção transversal do duto

A_d = diferença de pressão mínima no fundo do poço (P_f) e no reservatório (P_e) necessária para haver o influxo

B = coeficiente de fluxo inercial linear

C = coeficiente de fluxo inercial não-linear

c_{fj} = velocidade do som na fase f

D = coeficiente de fluxo não-Darcy

d = diâmetro interno do duto

G_f = Termo fonte, também de transferência de massa, que leva em conta outras fontes mássicas que não sejam entre as fases, migração ou deposição

h = espessura do reservatório

k = permeabilidade

L = comprimento do duto

PV = viscosidade plástica do fluido

P = pressão

ΔP = perda de carga

P_{wf} = pressão de fluxo do fundo do poço

P_e = pressão estática do reservatório

P_f = pressão no fundo do poço em estática

P_{sap} = pressão na sapata

Q = vazão de fluxo

q_g = taxa de fluxo de gás

$q_{o,max}$ = máxima taxa de fluxo quando a pressão no fundo do poço é zero

r_e = raio de drenagem

r_w = raio do poço

S_g, S_L e S_i = perímetro molhado do gás, líquido e interface entre ambos

s = fator de dano na formação

T = temperatura

v = velocidade da fase em questão, podendo ser do gás, do filme líquido ou do líquido na fase dispersa

\bar{v} = velocidade média do fluido

v_c = velocidade crítica

v_{fj} = velocidade de escoamento da fase f

V_g, V_L, V_D = frações volumétricas da fase gasosa, de filme líquido e de líquido na fase dispersa.

YP = limite de escoamento do fluido

Z = fator de compressibilidade do gás

Δz_{fj} = largura da malha

μ_g = viscosidade do gás

\emptyset = porosidade do reservatório

γ_g = peso específico do gás

ρ = massa específica

ρ_{medio} = densidade média do fluido de amortecimento no poço

ψ_g = transferência de massa entre as fases

ψ_e, ψ_d = transferência de massa por migração e por deposição

α = inclinação do duto com a vertical

μ = viscosidade

1

Introdução

1.1.Considerações gerais

Neste capítulo são discutidos os impactos do fluxo descontrolado de hidrocarbonetos para o ambiente (*blowout*) e os benefícios em se prover uma solução definitiva de forma rápida e segura para o incidente, de maneira que se possa minimizar o impacto às pessoas e ao meio ambiente.

A indústria do petróleo e gás tem grande relevância na economia mundial, sendo considerada estratégica para o desenvolvimento de um país. Além disso, é fonte primária de energia através da produção de diesel, gasolina, querosene de aviação, dentre outros. O gás natural, por sua vez, ganha cada vez mais espaço como fonte de energia alternativa e já tem relevância na matriz energética mundial.

Os custos crescentes de exploração, produção e refino do petróleo tem levado as empresas a tentarem otimizar a construção do poço para que o mesmo entre em produção o mais rápido possível e possa dar retorno financeiro para as empresas. Esse ritmo acelerado com que os poços têm sido construídos e os sistemas de produção têm sido interligados, principalmente submarinos, aumentam o risco do negócio. Paralelamente, há necessidade em se investir de forma intensa em segurança para que se possa evitar um evento de *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 pessoas próximas ao evento e tem um custo extremamente elevado. 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* que ocorreu no GoM, no campo de Macondo,

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 GoM.

A resposta rápida em evento de *blowout* é de fundamental importância, pois pode minimizar o impacto do óleo jogado ao mar em milhões de litros e evitar que haja grandes danos ambientais, além de diminuir os custos com limpeza e recuperação de áreas afetadas, indenizações e multas. Devido a isso, além do investimento em segurança nas operações de perfuração, produção, completação, manutenção (*workover*) e abandono, também se faz necessária a prontidão para a resposta a um evento como esse.

Nesse contexto, há a preparação para ações de recolhimento de óleo e recuperação de fauna, que tentam minimizar os impactos causados pelo vazamento do óleo. No entanto, para uma ação definitiva, faz-se necessário o controle da fonte, que visa estancar a fonte do vazamento, no caso, o poço em *blowout*.

Diversas soluções foram desenvolvidas pela indústria para mitigação dos impactos de vazamento de óleo no poço em *blowout* com foco em controle da fonte. Essas medidas, que serão detalhadas no texto, interrompem o fluxo do poço ou evitam que hidrocarbonetos sejam jogados para o mar. No entanto, não são uma solução definitiva para amortecimento e abandono do poço. A solução mais robusta para amortecer o poço em *blowout* com segurança e de forma definitiva é através de um poço de alívio.

O capítulo 2 apresenta a exposição dos principais conceitos sobre perfuração e reservatórios. Na parte de perfuração detalham-se os tipos de sonda, a perfuração do poço e a descida e cimentação dos revestimentos. Sobre os reservatórios, são mostrados os tipos de rochas que os compõem e os tipos de fluido presentes nos mesmos. Além disso, destaca-se a classificação com base no comportamento dos fluidos presentes no reservatório e, quando são produzidos, o comportamento desses fluidos em condições atmosféricas.

No capítulo 3, são apresentados os conceitos de descontrole de poço e os métodos de se reestabelecer o controle do mesmo. São detalhadas as operações de combate a *kick* e a *blowout*. Adicionalmente, são apresentadas as alternativas disponíveis na indústria para contenção de vazamento e controle do poço,

incluindo a operação de construção do poço de alívio e os principais pontos de atenção nessa operação.

O capítulo 4 apresenta a base teórica do *software* utilizado nas simulações, noções dos mecanismos de integração numérica e detalham-se os principais modelos de influxo utilizados. Posteriormente, é apresentada a modelagem do poço em *blowout* e do poço de alívio bem como o princípio do amortecimento do poço em *blowout*. Além disso, são discutidas as considerações e aproximações utilizadas no *software* para a simulação de dois ou mais poços de alívio.

No capítulo 5 são apresentados os resultados das simulações de amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio. É considerada para essas simulações a possibilidade de variar a profundidade do reservatório perfurado bem como a variação do número de poços de alívio. Para cada estratégia são mostradas as alternativas e possibilidades de amortecimento com sonda e recursos auxiliares, atendendo aos requisitos de vazão e pressão para o cenário proposto e verificando a viabilidade operacional para o amortecimento.

Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões, recomendações e trabalhos futuros sobre o tema.

1.2. Revisão Bibliográfica

A perfuração de poços de alívio para combate a *blowout* é fonte de estudos há algumas décadas. Alguns casos reais relevantes na indústria são descritos por Xin e Jinling (1988) (38) e Grace et al (1988) (39) onde são destacadas as dificuldades na construção do poço de alívio e a detecção e interceptação do poço em *blowout*. Já o trabalho de Leraand et al (1992) (40) detalha um caso real de planejamento e construção de um poço de alívio no Mar do Norte para combater um *underground blowout*.

O trabalho de Pidcock e Fowler (1991) (41) destaca as dificuldades na construção de poços de alívio em áreas remotas como logística de recursos críticos, restrições sazonais e algumas considerações especiais para esses casos. O trabalho de Lira (1993) (42), por sua vez, foca no acompanhamento de poços de alívio destacando além das dificuldades de interceptação e amortecimento, o aspecto de densidades de fluidos de amortecimento no planejamento e

acompanhamento de poços de alívio. Com o aumento da complexidade dos poços com elevadas pressões e temperaturas em reservatórios cada vez mais profundos e lâminas d'água cada vez maiores, foram desenvolvidos novos estudos na indústria para identificar os gargalos na construção de poços de alívio e na detecção e interceptação do poço em *blowout*. O trabalho de Flores et al (2014) (43) detalha aspectos relevantes como a incerteza da cabeça de poço e cone de incerteza do poço em *blowout* à medida que se aumenta a profundidade.

Um outro aspecto importante relacionado aos poços de alívio é a etapa de amortecimento do poço em *blowout*. Após a interceptação, deve-se bombear fluido de alta densidade com o objetivo de gerar uma contrapressão suficiente para cessar o *blowout*. Em Kouba et al (1993) (57), desenvolvem-se avanços na modelagem do amortecimento dinâmico do *blowout* via poço de alívio. Bruist (1972) (37) e Olberg et al (1991) (47), por sua vez, mostram estudos de casos em que são destacados o planejamento e operação do poço de alívio, como também a operação de amortecimento. Uma importante etapa pré-amortecimento é o planejamento desse amortecimento, descrito em Abel (1996) (46). No planejamento do amortecimento do poço em *blowout*, tem-se as simulações hidráulicas de amortecimento via poço de alívio e, para essas simulações, são utilizados softwares para esse fim. Dentre os softwares utilizados para escoamento multifásico e, conseqüentemente, para as simulações de amortecimento, o OLGA® é o mais consagrado na indústria do petróleo. Em Berdisken et al (1992) (29) são descritas as equações e a modelagem utilizadas no OLGA®. Outras soluções da indústria para esse fim têm sido desenvolvidas, como Blotto et al (2004) (44), o que reforça a necessidade e importância dessas simulações.

O desenvolvimento de novas tecnologias como o equipamento de bloqueio (*capping*) e sistema de coleta (*containment*), descritas em Kutas et al (2016) (48), fez com que fosse necessário o aprofundamento no estudo das simulações de amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio. A complexidade e os desafios desses novos estudos, considerando esses equipamentos instalados no poço e sua interface com o poço de alívio, são descritos por Terra et al (2015) (51).

No presente trabalho trata das simulações de amortecimento de um poço em um *blowout* predominantemente de gás para o fundo do mar, utilizando o software

DrillBench®. São considerados além dos parâmetros de pressão, vazão e volume de fluido as limitações de recursos para atender aos requisitos desses parâmetros, visto que o amortecimento de um poço de gás em *blowout* é o caso mais desafiador da indústria, devido à alta vazão de fluxo e à baixa densidade do gás.

2

Perfuração de poços

A perfuração de um poço de petróleo consiste nos recursos, procedimentos e operações que visam atravessar uma coluna de perfuração por diversas formações geológicas para atingir uma formação específica, o reservatório, a qual é determinada por uma equipe de especialistas em geologia. Os métodos sísmicos e geológicos de prospecção permitem a previsão de camadas de rocha em que há grande probabilidade da presença de hidrocarbonetos. Apesar de inúmeras pesquisas e avanços nesses métodos, a efetiva comprovação da existência de hidrocarbonetos somente é conseguida com a perfuração do poço (Cardoso et al. (2005) (1)).

Os poços podem ser classificados em verticais, direcionais, horizontais e multilaterais, em função de sua trajetória e a escolha dessa trajetória depende de diversos critérios específicos. A Figura 2.1 (A) ilustra os principais tipos de poços.

Um poço de petróleo pode ser perfurado com inúmeros objetivos e, a depender desse objetivo, os poços podem ser classificados como (ver Petrobras (2015) (55)):

- Estratigráfico: para obter informações geológicas das camadas de rocha e sobre as bacias.
- Pioneiro: objetivo de verificar uma área ou estrutura de rocha mapeada. Normalmente, é o primeiro poço da nova região.
- Extensão: objetivo de determinar os limites de um campo para avaliação do potencial de produção.
- Injeção: objetivo de injetar água ou gás no reservatório, seja para aumento da recuperação do reservatório ou re-injetar gases que não podem ser lançados na atmosfera.
- Poço de alívio: para combater *blowout*.

- Poço de desenvolvimento ou produção.

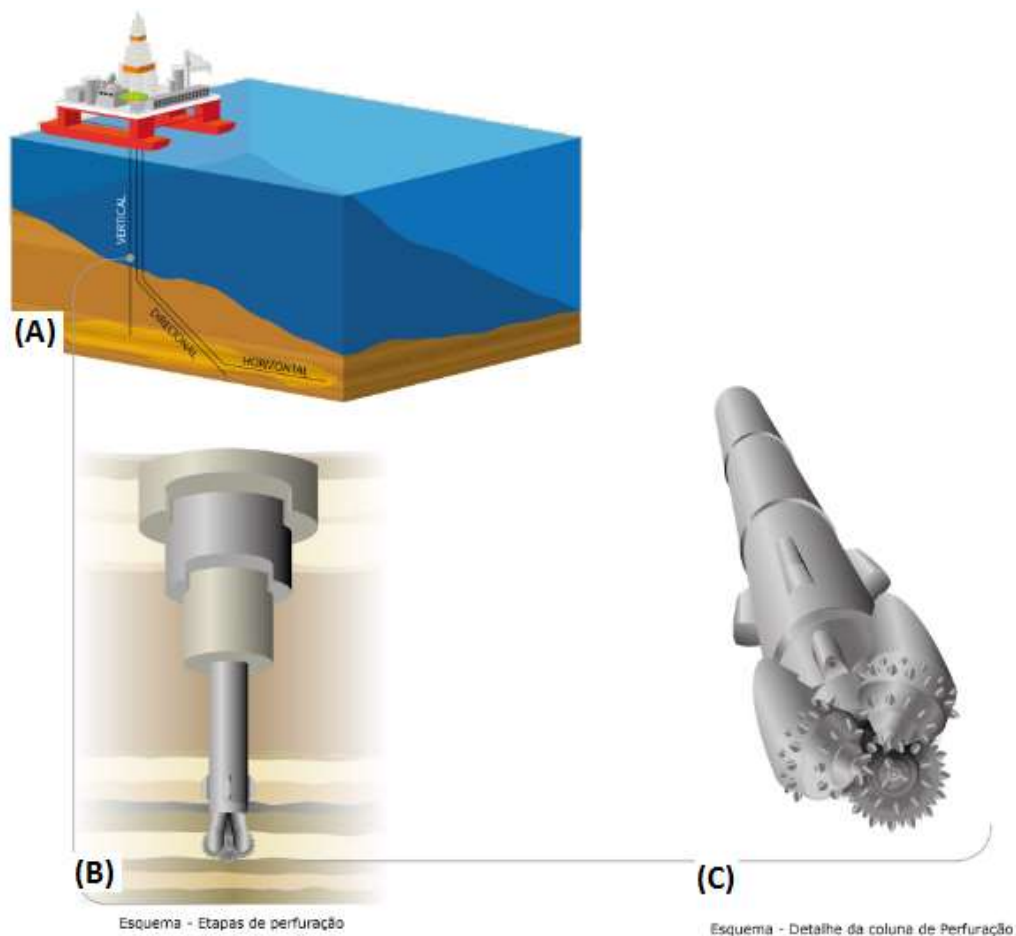


Figura 2.1: (A) Ilustração dos poços-tipo mais comuns, (B) Etapas da perfuração e (C) Detalhe da coluna de perfuração. Fonte: Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (2).

A rocha é perfurada pela rotação da broca que fica presa à extremidade da coluna de perfuração (Figura 2.1 (C) - broca). Os fragmentos de rocha (chamados de cascalhos) são removidos pela ação do fluxo de fluido de perfuração injetado por bombeio no interior da coluna de perfuração, passando pelos jatos da broca e retornando pelo anular entre as paredes do poço e a coluna de perfuração. Quando o fluido injetado na coluna retorna à superfície pelo anular, carrega os cascalhos produzidos na perfuração.

Ao atingir determinada profundidade, definida em função do projeto, a coluna de perfuração é retirada e é descida uma coluna de revestimento em aço de

diâmetro inferior ao da broca (Figura 2.1 (B) – revestimento). Posteriormente, é feita a cimentação entre a parede do poço perfurado e o exterior dos tubos de revestimento, garantindo a estabilidade do poço e o isolamento do anular existente entre as formações perfuradas e o revestimento.

Feito isso, a coluna de perfuração é novamente descida no poço com uma nova broca de diâmetro inferior ao diâmetro interno do revestimento anterior que foi descido e é perfurada uma nova fase. Essa operação ocorre sucessivamente até que o poço atinja o objetivo final. Para maiores detalhes da perfuração, ver Thomas et al. (2004) (23).

Um poço marítimo convencional típico é perfurado conforme esquema a seguir (ver Rocha e Azevedo (2009) (16)):

- Broca de 36” com revestimento de 30”.
- Broca de 26” com revestimento de 20”.
- Broca de 17 ½” com revestimento 13 5/8”.
- Broca de 12 1/4” com revestimento de 10 ¾” ou 9 7/8”.
- Broca de 8 ½” com *liner* de 7”.

O poço perfurado tem o diâmetro da broca e posteriormente é descido e cimentado um revestimento de diâmetro inferior. Os dois primeiros revestimentos apresentam nomenclatura específica, sendo condutor (30”) e de superfície (20”) e têm função estrutural. Nesses revestimentos também vão, presos na extremidade superior das colunas de revestimento, o alojador de baixa pressão (preso no revestimento de 30”) e o alojador de alta pressão (preso no revestimento de 20”). O alojador de alta é instalado sobre o alojador de baixa e o conjunto forma a cabeça do poço, que fica a alguns metros acima do leito marinho conforme ilustrado na Figura 2.2. O último revestimento descido no poço leva o nome de revestimento de produção e os demais, localizados entre o revestimento de superfície e o de produção, são chamados de revestimentos intermediários.

Em alguns casos, durante a perfuração de uma fase, há uma zona permeável a ser isolada que não estava prevista em projeto e lança-se mão de um *liner* de contingência para isolamento dessa zona. O *liner* é um revestimento que seu comprimento não chega até o leito marinho. Os principais *liners* são de 18”,

16" e 11 3/4". A Figura 2.3 ilustra a configuração de um poço marítimo típico. Pode-se utilizar também um revestimento extra levando a atingir o objetivo final com um diâmetro inferior ao do projeto.

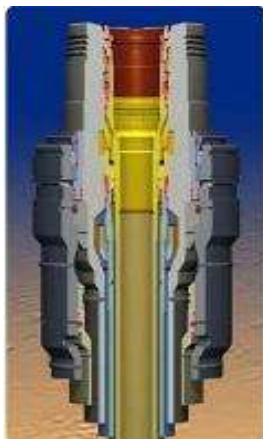


Figura 2.2: Cabeça de poço. Fonte: Tavares et al. (2008) (3).

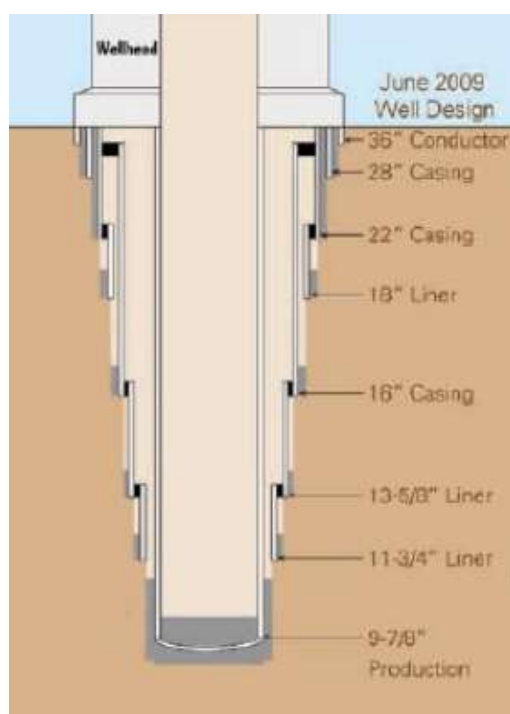


Figura 2.3: Poço marítimo típico. Fonte: Hidráulica de Poços (2016) (4).

Para a perfuração dos poços, são utilizadas sondas de perfuração terrestres ou marítimas, sendo estas últimas dos mais variados tipos, a depender das características do poço a ser perfurado, conforme ilustrado na Figura 2.4. O foco

do presente trabalho será na perfuração de poços marítimos por meio de sondas semissubmersíveis ou navios sonda com posicionamento dinâmico (sonda DP) e, portanto, será dado um maior detalhamento nesse tipo de sonda. O posicionamento dinâmico é composto de um conjunto de *thrusters* (turbinas para propulsão) que têm a função de manter a posição da sonda na orientação vertical do poço, dentro de um raio de tolerância, visto que as ações de ondas e correntes marítimas tendem a fazer com que haja deriva da mesma.

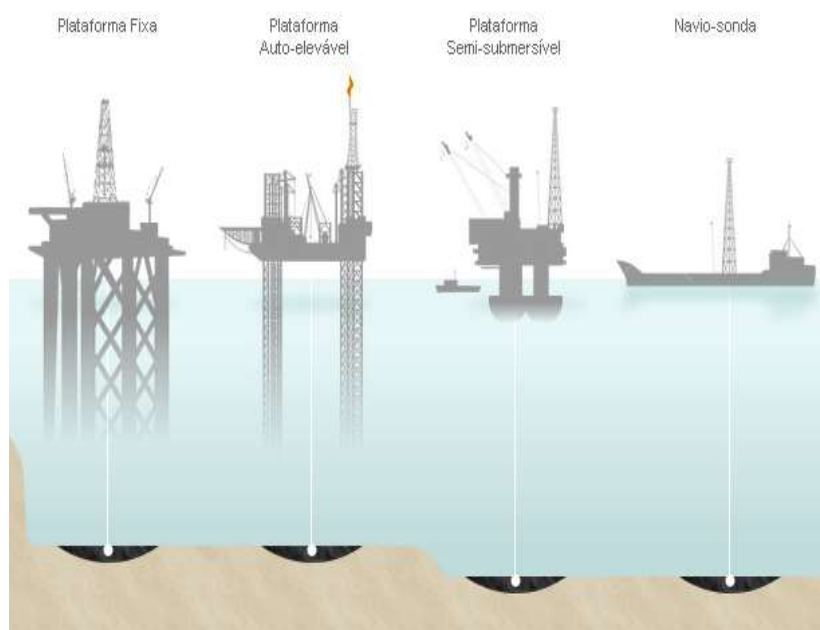


Figura 2.4: Tipos de sondas de perfuração marítimas. Fonte: Perfuração (2016) (5).

As sondas marítimas são conectadas ao poço através do *riser* de perfuração, conforme indicado na Figura 2.5. O *riser* contém três linhas laterais rígidas: *kill*, *choke* e *booster*, além de duas linhas flexíveis: *conduit lines*. A linha *booster* comunica a sonda com a base do *riser* e tem a função de injetar fluido com alta vazão para que esse fluido retorne pelo interior do *riser* ajudando a carrear os cascalhos provenientes das formações perfuradas. O diâmetro do *riser* é muito grande se comparado com o diâmetro do poço e há risco de decantação desses cascalhos, caso não seja aumentada a vazão de retorno com o auxílio da *booster*. As linhas de *kill* e *choke* comunicam a sonda com o interior do poço quando este está fechado no leito marinho através do *Blowout Preventer* (BOP), que será

descrito com mais detalhes adiante. As *conduit lines* levam o suprimento hidráulico ao BOP.

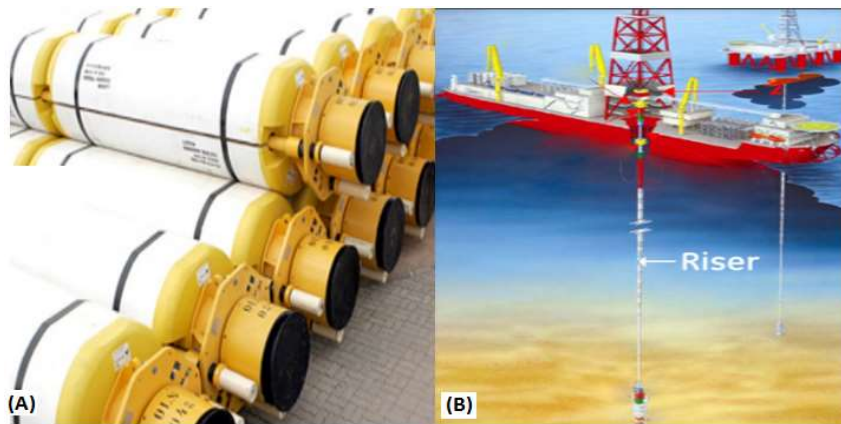


Figura 2.5: (a) *Riser* de perfuração. Fonte: TN Petróleo (2016) (7). (b) sonda conectada à cabeça do poço. Fonte: GE Reports (2016) (8).

Os equipamentos da sonda são divididos por sistemas. Os principais sistemas da sonda são: (1) sistema de sustentação de cargas; (2) sistema de movimentação de cargas; (3) sistema de rotação; (4) sistema de circulação; (5) sistema de geração e transmissão de energia e (6) sistema de segurança e controle de poço, conforme ilustrado na Figura 2.6.

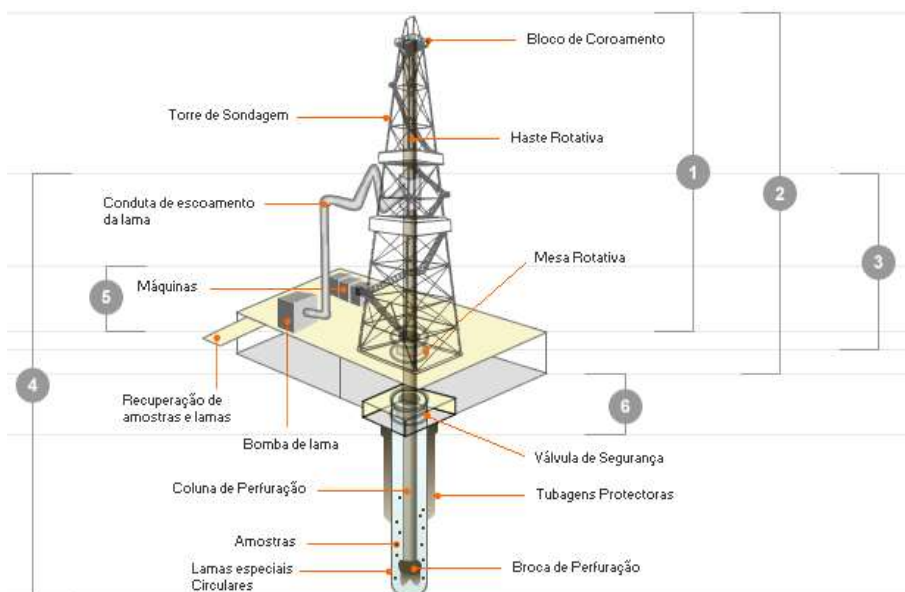


Figura 2.6: 1. Sistema de sustentação de cargas. 2. Sistema de movimentação de cargas. 3. Sistema de rotação. 4. Sistema de circulação. 5. Sistema de geração e transmissão de energia. 6. Sistema de segurança do poço. Fonte: Perfuração (2016) (5).

Para o estudo de poço de alívio, será dado um enfoque no sistema de circulação e sistema de segurança e controle de poço, além de fluidos, revestimento e cimentação. Esses são tópicos que requerem uma atenção especial na simulação e na operação de amortecimento. Além desses sistemas, será dado destaque aos tópicos de geopressões e reservatórios.

2.1. Sistema de circulação

O sistema de circulação é composto pelos equipamentos que permitem a circulação e o tratamento do fluido de perfuração. O fluido de perfuração tem a função de exercer pressão hidrostática sobre as formações, limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados, transportá-los até a superfície, bem como resfriar a broca e lubrificar a coluna de perfuração. Geralmente, são de base orgânica (base não aquosa – OBM) ou base aquosa (base água – WBM). A Figura 2.6 (número 4) ilustra o sistema de circulação da sonda.

Na sonda há um conjunto de tanques para armazenamento e preparação dos fluidos para a perfuração. Uma parte desses tanques, chamada de tanque ativo, é separada virtualmente (no *software* de monitoramento) para ser constantemente monitorada durante a perfuração. Os volumes de fluido que entram e saem do poço durante a perfuração do poço são rigorosamente monitorados para evitar a perda ou o ganho de fluidos das formações e assim evitar que se perca o controle do poço. As sondas mais modernas possuem uma capacidade de armazenamento de fluido em torno de 20.000 bbl (ver Odebrecht (2016) (36)) e esse volume, para o presente estudo, será considerado o volume padrão para as sondas de perfuração de poços de alívio.

Nas sondas de perfuração mais modernas, geralmente tem-se quatro bombas de lama disponíveis, semelhante à bomba mostrada na Figura 2.7. Essas bombas têm camisa variável para que possam ser ajustados os parâmetros de vazão e pressão de acordo com a necessidade, conforme Tabela 2.1. Durante a perfuração, duas bombas ficam direcionadas em paralelo para bombearem fluido pelo interior da coluna de perfuração, uma bomba direcionada para a linha *booster* e uma bomba reserva. O ajuste das camisas das bombas vai depender da operação ou da fase do poço em que se está perfurando.



Figura 2.7: Foto de bomba na NOV. Fonte: NOV Technical Marketing Mud Pumps (2016) (10).

Tabela 2.1: Configuração da bomba da NOV com diferentes diâmetros de camisa. Fonte: NOV (2016) (10).

Specifications									
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	
SPEED (SPM)	INPUT (HP)	**HYD (HP)	GALLONS PER MINUTE						
*105	*2200	1980	1215	960	843	735	633	540	454
80	1676	1509	925	731	643	560	483	411	346
60	1257	1131	694	548	482	420	362	308	259
40	838	754	462	366	321	280	241	206	173
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									

2.2. Sistema de segurança de poço

É constituído dos equipamentos de segurança de cabeça de poço e equipamentos complementares que possibilitam o fechamento e controle do poço. O mais importante é o *Blowout Preventer*, que é um conjunto de válvulas que permitem fechar o poço em caso de necessidade.

O *choke manifold* é um conjunto de válvulas que permite controlar a intensidade e a direção de fluxo proveniente do poço ou injetar fluido no poço pelas linhas de *kill e choke*. Sua atuação se dá pelo remanejamento da direção do fluxo através de válvulas, conforme ilustrado na Figura 2.8, e deve possuir pressão de trabalho compatível com os equipamentos de segurança e controle de poço. Ele também tem por objetivo drenar as pressões no poço com taxas controladas ou fechar o poço completamente quando em condição de fluxo não intencional.

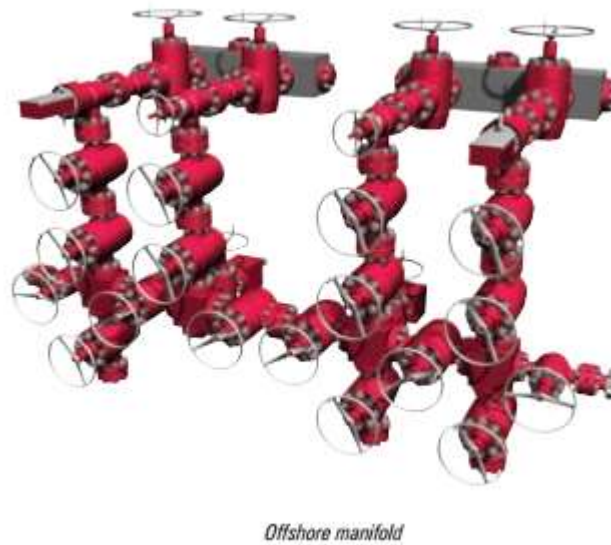


Figura 2.8: *Choke manifold*. Fonte: Cameron (2016) (11).

2.2.1. Blowout Preventer (BOP)

O *Blowout Preventer* (BOP) é usado para fechar o poço, seja por uma necessidade operacional ou por uma emergência. Além do fechamento do poço na emergência, ele também é utilizado para monitorar e controlar o poço em caso de ocorrência de um *kick* (influxo indesejado de fluido da formação para dentro do poço). É composto por blocos (gavetas e anulares) que têm a função de fechamento do poço em torno da coluna de perfuração, completação, produção e revestimento, fechar sem tubulações dentro do poço ou cortar algum elemento que esteja em frente às gavetas de corte e isolar o poço. Os BOPs podem ser terrestres ou marítimos, a depender do tipo de sonda, e, para o propósito do estudo, serão destacados os BOPs submarinos. Na Figura 2.9 tem-se um esquema do BOP submarino e na Figura 2.10 tem-se a ilustração de um BOP submarino.

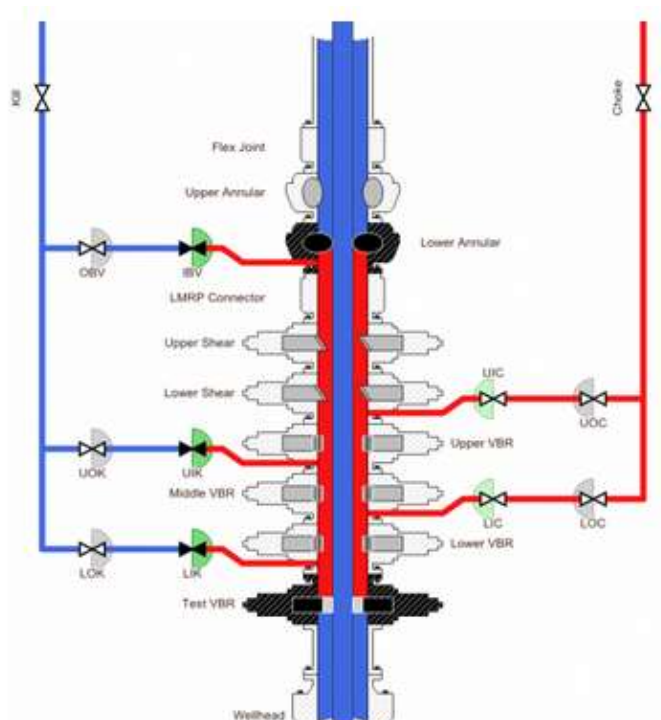


Figura 2.9: Esquema de um BOP. Fonte: IPT Global (2016) (12)

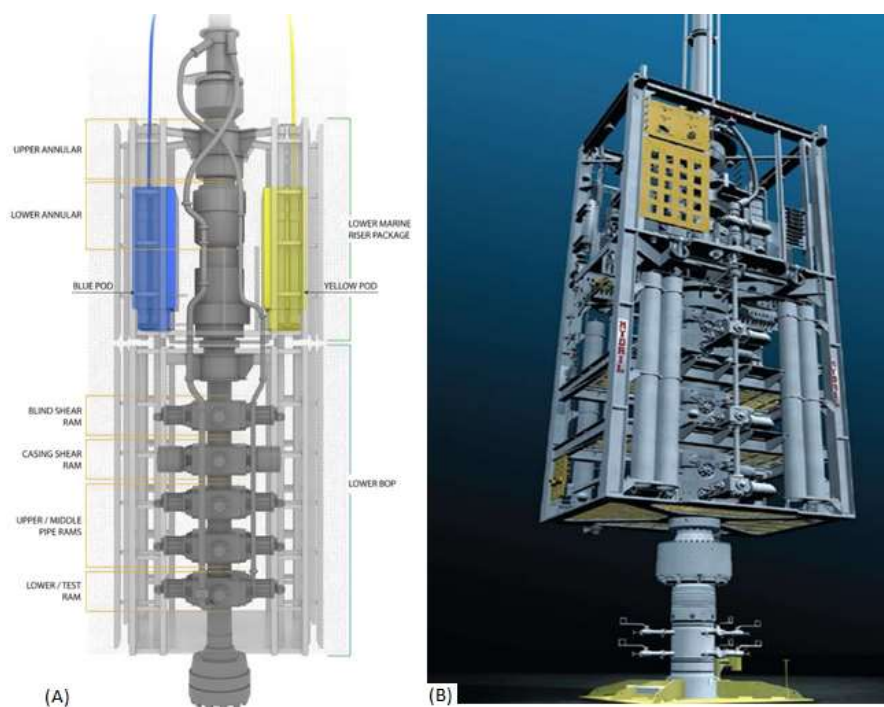


Figura 2. 10: BOP Submarino. Fonte: Young (2016) (13).

2.3. Revestimento e cimentação do poço

A necessidade de se revestir um poço, total ou parcialmente, se deve à proteção contra o desmoronamento das paredes, isolamento de zonas sensíveis (como lençóis freáticos para evitar contaminação), impedimento de fluxo indesejado de fluidos de outra formação que não a de interesse, sustentação da cabeça de poço ou de outra coluna de revestimento.

No início da perfuração os revestimentos têm pequena extensão e, posteriormente, à medida que o poço vai sendo perfurado, eles vão ficando mais extensos. O diâmetro dos revestimentos, por outro lado, vai diminuindo à medida que o poço vai se aprofundando. Quando a coluna de revestimento é descida no poço, o espaço entre a coluna e a parede do poço é cimentado (preenchido com uma mistura cimento, água e aditivos quando necessário), visando uma melhor fixação da coluna e isolamento das zonas porosas e permeáveis atravessadas pelo poço, conforme Figura 2.11.

No revestimento condutor e de superfície, toda a extensão destes entre o poço e a parede externa do revestimento é geralmente cimentada, e, nos demais revestimentos, somente o intervalo inferior é cimentado. Isso se deve à alta densidade do cimento que, se for preenchido em toda a extensão do anular dos revestimentos de maior comprimento, pode fraturar a formação atravessada devido ao aumento da pressão hidrostática exercida pelo mesmo.

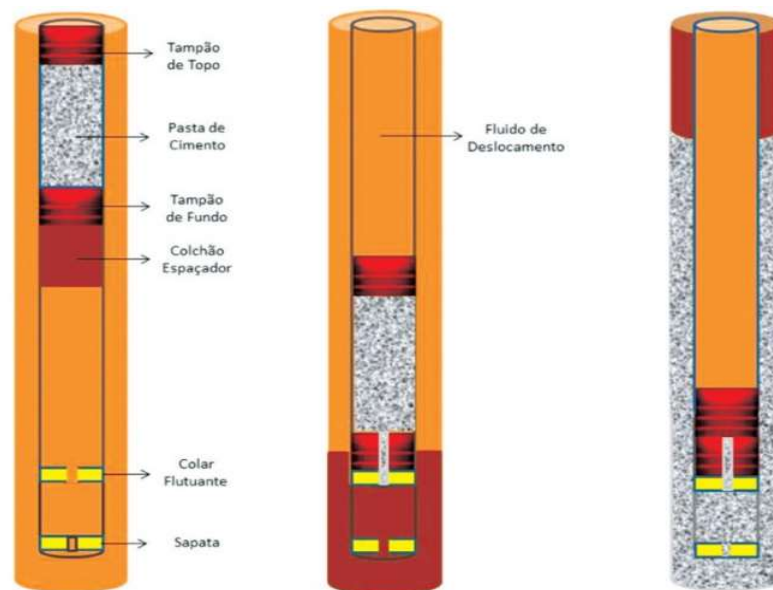


Figura 2.11: Cimentação de poços. Fonte: Química e Derivados (2016) (14).

2.4. Geopressões

A análise de geopressões visa identificar e determinar as curvas de sobrecarga, fratura, pressão de poros e colapso, de acordo com Pereira (2007) (15). A partir dessas curvas, é feito o projeto do poço com a determinação da janela operacional, densidades dos fluidos a serem utilizados e assentamento de revestimentos. As principais curvas analisadas são (ver Figura 2.12 de Rocha e Azevedo (2009) (16)):

- Tensão de sobrecarga: é aquela exercida pelo somatório de todas as camadas de rocha sobrepostas a um elemento de rocha no subsolo.
- Pressão de poros: é a pressão exercida pelo fluido presente nos poros das rochas permeáveis (pressão da formação).
- Pressão de Colapso: é a pressão que leva à falha da rocha por compressão. Pode causar deformação ou desmoronamento do poço.
- 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.
- Janela Operacional: é o intervalo a ser utilizado no peso do fluido que se localiza entre a pressão de poros, fratura e colapso.

Na Figura 2.12, mostra-se um exemplo de pressão de fratura, sobrecarga, colapso e de poros e também a janela operacional.

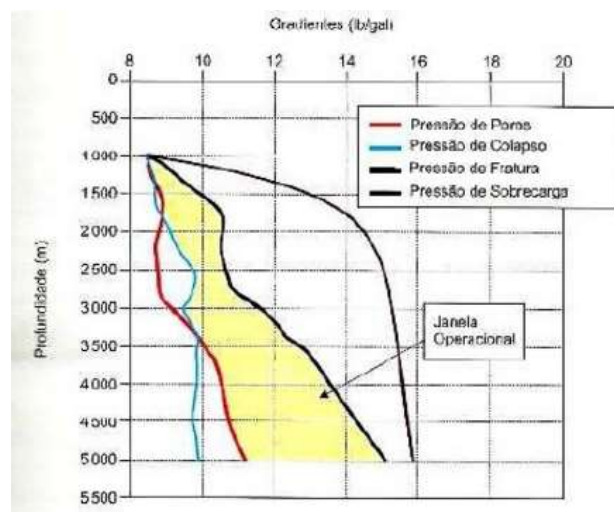


Figura 2.12: Exemplo de pressão de fratura, sobrecarga, colapso e poros e a janela operacional. Fonte: Rocha e Azevedo (2009) (16).

Com essas curvas, pode-se limitar a janela operacional que definirá o peso específico do fluido de perfuração e a profundidade dos revestimentos assentados. O peso do fluido de perfuração terá um limite superior estabelecido pelos gradientes de sobrecarga e de gradiente de fratura, pois o excesso de peso poderá gerar tensões de tração na rocha e causar a propagação da fissura com a consequente perda de fluido de perfuração. Por outro lado, estará limitado inferiormente pela curva de pressão de colapso e de pressão de poros, pois caso o peso específico do fluido seja menor que o gradiente de pressão de poros e a formação seja permeável, poderá haver um influxo (*kick*).

Após a cimentação do revestimento, é feito o teste de absorção (*leak off test*). Esse teste é feito após o “corte” pela broca, de parte do cimento que fica no interior do poço após a cimentação do revestimento, penetrando na formação por aproximadamente 10 m. Feito isso, bombeia-se fluido de perfuração de forma controlada para o poço, estando este com o BOP fechado. Como trata-se de uma câmara fechada, a pressão no sistema irá aumentar linearmente com o volume de fluido injetado. O bombeio de fluido é interrompido logo após a pressão atingir o valor de absorção. Entende-se por pressão de absorção o ponto em que há um início de “abertura” na rocha, ou seja, início de fratura (rompimento da rocha por

tensão), havendo uma fuga do comportamento linear na pressurização, conforme Figura 2.13.

Esse ponto é conhecido como pressão de fratura e fornece a pressão máxima a que a rocha pode ser submetida naquele ponto sem que ocorra uma fratura da mesma devido à pressão. A pressão de fratura é assumida para esse ponto (trecho logo abaixo do último revestimento) porque é o ponto mais frágil da fase, pois, à medida que a perfuração vai se aprofundando, essa pressão de fratura tende a aumentar pela compactação das camadas de rochas, conforme descrito em Rocha e Azevedo (2009) (16).

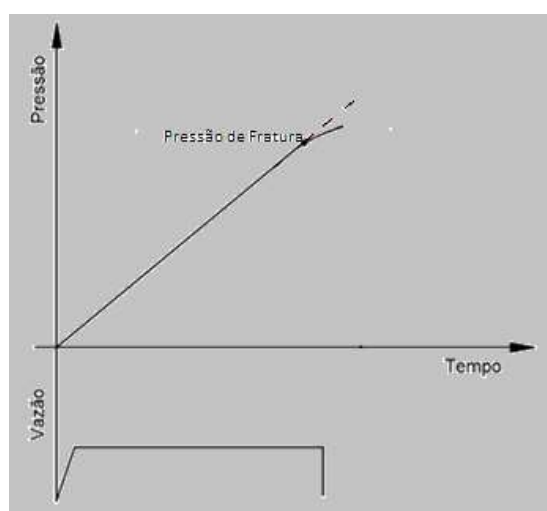


Figura 2.13: Gráfico do comportamento Pressão x Tempo e vazão no teste de absorção.

Após a perfuração atingir o reservatório, o poço pode ser revestido e cimentado e posteriormente canhoneado (revestimento perfurado pela ação de cargas explosivas) ou deixado em poço aberto para ser completado e produzido. A completação consiste na instalação de equipamentos que visam preparar o poço para que possa produzir ou injetar fluidos para o reservatório. Posteriormente, após o poço completado, este é interligado por dutos a uma unidade de produção que fará o processamento primários dos fluidos provenientes do poço ou injetará fluido (ver Silva (2007) (33)). O foco do presente trabalho é na perfuração do poço e não serão detalhadas as operações de completação, *workover*, produção e abandono de poços.

2.5. Reservatório

O reservatório é composto por uma rocha porosa e permeável preenchida por hidrocarbonetos. Essa formação rochosa porosa é coberta por uma rocha impermeável denominada rocha selante, que faz com que os hidrocarbonetos fiquem aprisionados no reservatório, por um sistema de aprisionamento denominado trapa. Próximo ao reservatório também há a camada rochosa geradora da qual os hidrocarbonetos foram gerados através de matéria orgânica por ação do tempo a altas pressões e temperaturas. Para um maior detalhamento do mecanismo de geração de hidrocarboneto no reservatório, ver Thomas et al. (2004) (23). A Figura 2.14 ilustra os tipos de rocha apresentados.

Quando o poço atinge a profundidade final de uma fase, geralmente há uma operação de perfilagem no poço. Tratam-se de ferramentas que são descidas no poço, geralmente a cabo, com diversas funções como, dentre outras, identificar o tipo de rocha que compõe o reservatório, mensurar a pressão do reservatório (pressão de poros), identificar o tipo de fluido presente e verificar o potencial do reservatório (estimativa da extensão). Ver Thomas et al. (2004) (23).

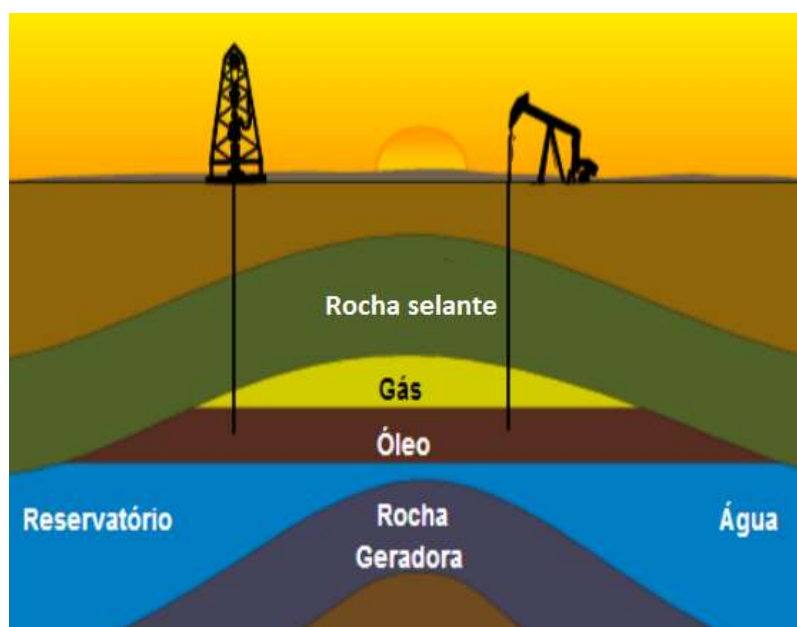


Figura 2. 14: Rocha selante, reservatório e rocha geradora. Fonte: Silva (2013) (17).

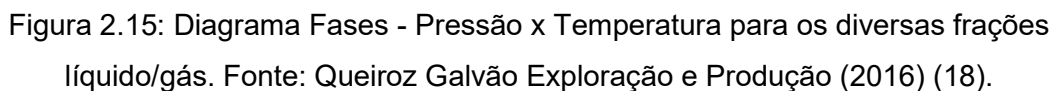
2.5.1. Tipos de reservatório

Os reservatórios podem ser de óleo, gás, água ou uma mistura de dois ou três destes fluidos a depender do tipo de rocha geradora e das condições às quais ela estava submetida como temperatura e pressão. Esses reservatórios podem ter variações no tipo de fluido, dependendo da variação das condições de temperatura e pressão no próprio reservatório ou à medida que esse fluido chega à superfície.

Na Figura 2.15, tem-se o diagrama de fases para gás e líquido. Esse diagrama é limitado na parte superior pela curva do ponto de bolha até o ponto crítico (CP). Na parte inferior é delimitada pela curva do ponto de orvalho até o ponto CP. O ponto de orvalho é o ponto em que começam a aparecer pequenas gotículas de líquido por condensação. Já o ponto de bolha é o ponto que bolhas de vapor começam a serem formadas por evaporação da fase líquida.

Na região entre a curva do ponto de bolha e do ponto de orvalho, convivem as fases líquido e gás. Acima da curva de ponto de bolha à esquerda do ponto crítico, temos o fluido monofásico na fase líquida. A T_M é a temperatura máxima de coexistência de fases. A região abaixo da curva de ponto de orvalho, até o limite da T_M e acima da curva de ponto de orvalho, a partir da T_M , ambas à direita do ponto crítico, tem-se o fluido monofásico na fase gasosa (Ver Rosa et al (2006) (50)), conforme Fig. 2.15.

Na Figura 2.15, tem-se ainda a reta cricondenterma, que indica o limite de temperatura em que há a possibilidade de coexistência das duas fases. À direita dessa curva, temos somente a fase gasosa e à esquerda, conseguimos ter as duas fases a depender da variação da pressão. Há também a reta cricondenbárica, que indica o limite de pressão em que há a possibilidade de existência das duas fases. Acima da reta somente a fase líquida e abaixo da reta pode-se ter as duas fases.



Os reservatórios de óleo contêm misturas de hidrocarbonetos cuja condição inicial de pressão e temperatura estão à esquerda do ponto crítico (CP) na Figura 2.15. Apesar de poder ter gás na mistura de hidrocarbonetos contida no reservatório e em condições atmosféricas, há a produção de grande quantidade de óleo.

Os reservatórios *black oil* possuem pouco gás dissolvido no óleo e, consequentemente, tem uma maior recuperação de óleo em condições atmosféricas, ou seja, têm uma baixa razão gás-óleo (RGO). A RGO é a relação entre a vazão de gás e de óleo em condições atmosféricas. À medida que a pressão vai reduzindo e o óleo sobe na coluna de produção, o gás tende a se separar do óleo quando o ponto de bolha é atingido. Esse tipo de reservatório contém grandes proporções de hidrocarbonetos pesados em sua composição. Os valores de

referência para esse tipo de reservatório são (ver Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (18)):

- Grau API entre 10 e 40.
- $RGO < 200 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std}$.

Reservatório de óleo volátil

Nos reservatórios de óleo volátil, o gás se desprende do óleo em grandes volumes, logo, há uma maior liberação de gás quando há redução de pressão do reservatório para a superfície e há menor quantidade de óleo e condensado recuperados. Esse fluido, se comparado com o *black oil*, contém proporções maiores de hidrocarbonetos leves e intermediários (ver Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (18)).

- Grau API entre 40 e 50.
- $1000 > RGO > 200 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std}$.

2.5.1.2. Reservatório de gás

Os reservatórios de gás contêm misturas de hidrocarbonetos em que a condição inicial de pressão e de temperatura está à direita do ponto crítico (CP), conforme Figura 2.16.

Reservatório de gás condensado retrógrado

Os reservatórios de gás retrógrado encontram-se, inicialmente, na fase gasosa quando os hidrocarbonetos se encontram no reservatório. À medida que o reservatório vai sendo produzido, a pressão em seu interior se reduz e há a formação de uma fase líquida no reservatório. Reservatórios deste tipo apresentam RGO inferior a $10.000 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std}$ e produzem condensado em conjunto com o gás (ver Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (18)).

- Produzem gás e condensado (Grau API > 50).
- RGO < 10000 m³std/m³std.

Reservatório de gás úmido

O reservatório de gás úmido não apresenta a fase líquida no reservatório, porém, à medida que o gás é produzido, forma-se o condensado. Produz condensado na superfície, mas em menor quantidade quando comparado com os reservatórios de gás retrógrado (ver Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (18)).

- Produzem gás e condensado (Grau API > 50).
- RGO > 10000 m³std/m³std.

Reservatório de gás seco

O reservatório de gás seco apresenta apenas a fase gasosa no reservatório e na superfície. As condições originais e de operação do campo, além da composição do fluido, não permitem nenhuma condensação do gás e, geralmente, são gases compostos essencialmente por metano. O único líquido que pode estar presente em um reservatório de gás é a água (ver Queiroz Galvão Exploração e Produção (2016) (18)).

No presente trabalho, será simulado um *blowout* em um reservatório de gás, conforme indicado pelos dados iniciais obtidos da sísmica do reservatório (poço exploratório).

3

Descontrole de poço e métodos de controle

Uma das mais importantes funções do fluido de perfuração é exercer uma pressão no poço, superior à pressão dos fluidos contidos nos poros das formações perfuradas pela broca. Se por algum motivo a pressão no poço se tornar menor que a pressão de uma formação e a formação rochosa possuir permeabilidade suficiente, poderá ocorrer um *kick*. Se o *kick* não for controlado de forma eficiente, ele pode evoluir para um *blowout* e os resultados podem ser catastróficos, conforme detalhado a seguir.

3.1. Descontrole de poço

3.1.1. Kick

O *kick* é um fluxo indesejado do fluido da formação para o interior do poço. Ele deve ser detectado o mais rapidamente possível e o fluido invasor deve ser removido do poço de forma segura. Um *kick* pode ser de óleo, gás, água ou uma mistura de. No caso de um *kick* de gás, a situação é mais complicada pois há uma expansão do gás à medida que este vai subindo por diferença de densidade entre o gás e o fluido que está no poço em consequência da diminuição da pressão hidrostática. Caso a equipe da sonda falhe na detecção ou na remoção do *kick*, o fluxo de fluidos das formações pode se tornar descontrolado, evoluindo para um *blowout*.

3.1.2. Blowout

Conforme descrito na introdução, o *blowout* é um fluxo descontrolado de hidrocarbonetos saindo de um poço de petróleo atingindo a superfície, o leito

marinho ou outra formação permeável. Em geral, o *blowout* ocorre por uma sucessão de falhas humanas e/ou de equipamentos em alguma operação malsucedida em que o controle do poço foi perdido. Os *blowouts* podem ocorrer durante qualquer operação realizada no poço durante a sua vida produtiva.

Um dos eventos mais catastróficos de *blowout* já registrados foi o acidente de Macondo no GoM. Esse evento resultou na morte de onze pessoas além de um derramamento no mar de aproximadamente 4,9 milhões de barris de óleo. O acidente também causou enormes prejuízos financeiros à empresa e estima-se que o custo financeiro da BP com o acidente ultrapassa os US\$ 60 bilhões, ver Mufson (49).

O poço produziu para o fundo do mar durante 87 dias a uma vazão média estimada de 60.000 bbl por dia. Na Figura 3.1 tem-se uma imagem da sonda Deepwater Horizon que afundou no acidente. Na Figura 3.2, tem-se uma imagem do poço em blowout. A Tabela 3.1 mostra dados do acidente e da estrutura de resposta necessária para conter esse vazamento. Esse acidente foi responsável pelo desenvolvimento de novas tecnologias listadas nas seções 3.3.2 e 3.3.3, que podem também ser verificadas em Kutas et al (2016) (48).

Tabela 3.1: Recursos utilizados no acidente de Macondo. Fonte: Viegas (2016) (19).

Acidente em Números		Impacto Financeiro	
Período do Vazamento	87 dias	Gastos com Indenizações	US\$ 368 milhões*
Vazamento Médio/dia (barris)	60 mil	Prejuízo do óleo derramado	US\$ 360 milhões**
Vazamento Total (barris)	4,9 milhões	Gastos na Resposta	US\$ 6,1 bilhões
Capturado /Queimado (barris)	827 mil	Fundo Independente	US\$ 20 bilhões
Dispersantes lançados (litros)	1.850 mil	Gastos Totais Provisionados	US\$ 32,2 bilhões
Linha Costeira Afetada	665 milhas	Venda Planejada de Ativos	US\$ 30 bilhões
Embarcações Envolvidas	4300	Prejuízo do 2º Trim. 2010	US\$ 17 bilhões
Aeronaves	72	Lucro do 2º Trim. 2009	US\$ 3,1 bilhões
Pessoal envolvido	47,7 mil	Receita do 2º Trim. 2009	US\$ 63,4 bilhões
Pedidos de Indenização	145 mil	Receita do 2º Trim. 2010	US\$ 75,8 bilhões
Número de Pagamentos	103,9 mil		



Figura 3.1: Foto do acidente de Macondo no Golfo do México. Fonte: Borchardt (2011) (20).



Figura 3. 2: Poço em *blowout*. Fonte: Dlouhy (2015) (21).

3.2. Controle do poço em um *kick*

Durante toda a perfuração do poço, os volumes de fluido que entram e saem do dele são rigorosamente monitorados. Quando é identificado um *kick*, o poço deve ser fechado imediatamente pelo acionamento do BOP. As principais causas de *kick* são: densidade do fluido inadequada e queda do nível hidrostático com consequente diminuição da pressão no fundo do poço. A identificação de um *kick* se dá pelos indícios primários e secundários, conforme Santos (2013) (22). Esses indícios são listados a seguir:

1. Indícios primários de *kick*:

- Ganho de fluido no tanque de manobra (*trip tank*) da sonda;
- Retorno de fluido com bombas desligadas;
- Aumento da vazão de retorno sem causa aparente;
- Aumento do volume de fluido nos tanques.

2. Indícios secundários de *kick*:

- Aumento da taxa de penetração durante a perfuração;
- Redução da pressão de circulação e aumento da velocidade da bomba;
- Fluido de perfuração cortado por gás e/ou óleo;
- Alterações nas leituras do gás de fundo, conexão ou manobra.

Após detectado o *kick*, e acionado o BOP, as pressões nos manômetros das linhas de *kill*, *choke* (SICP – *Shut-In Choke Pressure*) e na coluna de perfuração (SIDPP – *Shut-In Drill Pipe Pressure*) são observadas para que se saiba a intensidade do *kick* e também a densidade de fluido necessária para que o poço não tenha um novo influxo indesejado.

Feito isso, inicia-se o método de controle do *kick*. Um dos métodos mais utilizados na indústria é o Método do Sondador que consiste em duas etapas. A primeira delas consta na retirada ou expulsão do fluido invasor do poço através da

circulação de um fluido com a densidade original (antes desta ter sido alterada pelo fluido invasor). Isto é feito se assegurando que a pressão no fundo seja sempre maior que a pressão de poros do reservatório que originou o *kick*. Isso é feito assegurando que sempre haja uma pressão de circulação ou uma pressão trapeada no poço que compense o peso do fluido insuficiente para igualar a pressão de poros. Na segunda etapa, faz-se a substituição do fluido de perfuração original por outro de densidade maior de modo que a pressão hidrostática no fundo seja maior que a pressão de poros, porém sem a ajuda da pressão auxiliar que ficou trapeada no poço ou a perda de carga na circulação.

O *Bullheading*, detalhado a seguir, é outro método de controle de *kick* utilizado em situações específicas, como por exemplo quando se tem gases tóxicos no reservatório que não podem chegar à superfície.

3.3. Controle do poço em um *blowout*

Quando os métodos de controle de um *kick* não são bem-sucedidos, pode-se evoluir para um *blowout*, que pode ser um *blowout* para o fundo do mar ou para a superfície (sonda ou plataforma). No caso dos *blowouts* submarinos, o influxo pode ser pelo interior do poço, por trás dos revestimentos (crateramento) ou um fraturamento com exsudação de hidrocarbonetos para o leito marinho. Há também a possibilidade de um underground *blowout*, que é um fluxo cruzado entre formações permeáveis em que uma formação produz o fluido e a outra o recebe. Esse fluxo cruzado pode fraturar as formações mais frágeis gerando uma exsudação no leito marinho, conforme detalhado por Barnhill e Adams (1979) (59). No presente trabalho, será considerado somente o *blowout* submarino pelo interior do poço.

Quando o controle de poço é perdido, são tomadas algumas ações para que o vazamento de fluido descontrolado do poço possa ser cessado o mais rapidamente possível. Inicialmente, caso seja possível, tenta-se fechar o BOP da própria sonda caso ela ainda esteja conectada ao poço e o equipamento ainda esteja íntegro. Caso não seja possível, a sonda tentará se desconectar do poço por meio de um EDS ou será evacuada.

3.3.1. Intervenção direta, bullheading, snubbing e stripping

Quando as ações tomadas pela própria sonda em que ocorreu o *blowout* não são suficientes para fechar o poço, algumas ações são tomadas com outra sonda ou barco de apoio para tentar realizar o fechamento do poço.

O controle de *blowout* através de uma **intervenção direta**, consiste no bombeio de fluido de alta densidade diretamente pelo poço em *blowout*. Na intervenção direta, inicialmente, faz-se uma inspeção na cabeça do poço para verificar o estado do BOP. Os pontos a serem verificados são:

- Identificação de pontos de vazamento;
- Inclinação do BOP e da cabeça de poço para a avaliação da possibilidade de acesso vertical ao poço (para instalação do bloqueio, por exemplo);
- Avaliar possibilidade de acesso direto ao poço (para intervenção direta).

Posteriormente, caso seja possível intervenção direta, parte-se para a tentativa de se fechar as gavetas ou válvulas do BOP que possa ter ficado sobre a cabeça do poço, seja com a sonda conectada ao poço ou remotamente através do BOP *stack*, com atuação direta sobre este, com o objetivo de isolar o poço. Essa atuação pode ser mecânica e/ou hidráulica acionando via *Remotely Operated Vehicle* (ROV), que consiste em um robô submarino controlado hidraulicamente, ou por acionamento de um sistema backup com comunicação acústica (sistema acústico) de atuação no equipamento.

Obtendo sucesso no isolamento do poço, parte-se para a tentativa de reconexão ao poço anteriormente em *blowout* (caso a cabeça poço assim o permita) com sonda para que seja feito o amortecimento com fluido de alta densidade, pois nesse caso o poço estará preenchido com fluido do reservatório. Caso tenha acontecido uma desconexão de emergência (EDS) da sonda no poço em *blowout*, pode-se tentar a reconexão ao poço com a mesma sonda, caso esta não tenha sofrido danos na operação.

Após a reconexão da sonda sobre o BOP *Stack* que ficou na cabeça do poço e foi fechado ou conectado sobre o *capping*, que será detalhado em seguida, parte-se para o amortecimento que poderá ser feito por meio de um *bullheading*, de um *snubbing* ou de um *stripping*.

De acordo com Rocha e Azevedo (2009) (16): “o *snubbing* é uma operação especial de manobra, de descida ou retirada, da coluna de perfuração, ou outro de tipo de tubulação, de um poço pressurizado, cuja pressão na superfície exibe valor suficiente para forçar, isto é, “expulsar”, a coluna para fora do poço. A realização de uma operação de *snubbing* geralmente requer equipamentos especiais, similares a um BOP de superfície, denominados de *snubbing stack*. A operação de *snubbing* permite que uma coluna seja descida no poço fechado para circular o fluido invasor para fora deste.

Já o *stripping* é uma operação especial, similar à operação de *snubbing*, mas executada em um poço fechado em que a pressão na superfície não seja suficiente para “expulsar” a coluna para fora deste. A operação de *stripping* pode ser feita tanto para tirar (*stripping out*) quanto para descer a coluna (*stripping in*). Essa operação é executada com os equipamentos da própria sonda, sendo que no caso de *stripping in*, muitas vezes, por falta de peso, a coluna é literalmente empurrada para dentro do poço

O *bullheading* consiste do bombeio de fluido pesado, denominado fluido de amortecimento, para dentro de um poço. A operação é executada com o poço fechado através do acionamento do BOP ou do *capping* (detalhado posteriormente). O bombeio se dará com uma pressão maior que as pressões exercidas pelo fluido invasor e a do reservatório. Basicamente, o objetivo do *bullheading* é “devolver” o fluido invasor para dentro da formação produtora. Entretanto, não existem garantias de que outros pontos do poço venham a falhar e consequentemente receber o fluido invasor”. Santos (2013) (22) descreve com maior detalhamento as técnicas de controle de um *kick*.

O *Bullheading*, *Snubbing* e *Stripping* têm como objetivo permitir o bombeio de fluido de alta densidade para amortecer o poço. Para que essa operação seja possível, deve-se ter garantida a integridade do poço para que não haja fratura da sapata e risco de agravar a situação.

Caso os métodos discutidos anteriormente não sejam possíveis, será necessária a aplicação de outras técnicas de controle, como a utilização do equipamento de bloqueio (*capping*) e a perfuração de poços de alívio.

3.3.2. Equipamento de bloqueio (*capping*)

Na impossibilidade de fechar o BOP através de intervenção direta no poço deve ser avaliada a possibilidade de instalar o equipamento de bloqueio sobre o poço em *blowout*. Essa operação consiste na instalação de um equipamento, semelhante a um BOP (somente com as gavetas cegas cisalhantes) sobre o mandril do BOP *Stack*, da Base Adaptadora Permanente (BAP), utilizada na produção de poços de petróleo submarinos, ou sobre a cabeça do poço. O equipamento, que pode ser instalado com barco ou sonda, é conectado à cabeça de poço ou sobre o BOP *Stack* com o *bore* principal aberto, ou seja, permitindo o fluxo pleno do poço através do mesmo. Caso uma análise prévia determine que o poço esteja íntegro, as gavetas e as válvulas laterais do mesmo são fechados com o auxílio de ROV.

A Figura 3.3 é uma foto do equipamento de bloqueio, um equipamento que reúne as melhores características de um BOP e de uma árvore de natal (conjunto de válvulas que direcionam o fluxo e isolam o poço quando este está em produção), quando observados sob a ótica de um controle de poço em *blowout*. O objetivo do sistema de bloqueio na resposta a *blowout* submarino pode ser resumido como uma sequência de operações para:

- Fechar o poço completamente, se o mesmo assim permitir, e cessar a fonte de vazamento de hidrocarbonetos, minimizando o impacto ambiental do *blowout*. Para o fechamento completo do equipamento de bloqueio deve-se monitorar a pressão na cabeça do poço, pois há o risco de fraturar a formação na sapata do último revestimento.
- Fechar o poço parcialmente, caso o mesmo não permita seu completo fechamento, e reduzir a vazão de hidrocarbonetos para o mar, minimizando o impacto ambiental do *blowout*.
- Reduzir o impacto ambiental e garantir a segurança do pessoal nas operações na superfície do mar (reduzindo os compostos orgânicos voláteis – VOC) através da aplicação submarina de dispersantes químicos, quando não é possível o fechamento completo do poço.



Figura 3.3: Equipamento de Bloqueio. Fonte: Hammer (2011) (24).

O *capping* foi desenvolvido para ser instalado em qualquer poço que possua uma conexão compatível. No entanto, para lâminas d'água rasas pode não ser possível a instalação do equipamento. Em um poço com lâmina d'água menor que aproximadamente 600 metros há o risco de ser criada uma atmosfera explosiva na vertical do poço devido à presença de gases que saem do poço e não se dispersam na água. Igual preocupação existe a respeito da evaporação do gás presente do óleo que fica disperso no mar. Nesse caso, pode não ser possível que uma sonda ou barco instale o equipamento na vertical do poço. Entretanto, uma solução foi desenvolvida pela indústria para a instalação do *capping* em águas rasas, o *Offset Installation Equipment* (OIE).

O sistema OIE permite que o *capping* seja instalado sem que seja necessário o acesso vertical ao poço. O sistema atua com dois barcos de apoio posicionado a uma distância de aproximadamente 500 m entre as embarcações. Assim, com a ajuda de uma bóia controlada por ROV, consegue-se instalar o *capping* na cabeça do poço em *blowout*. A Figura 3.4 mostra a bóia utilizada para transportar e

instalar o *capping* na cabeça do poço. A Figura 3.5 dá uma visão geral do sistema, incluindo a bóia, os barcos de apoio e o *capping*.

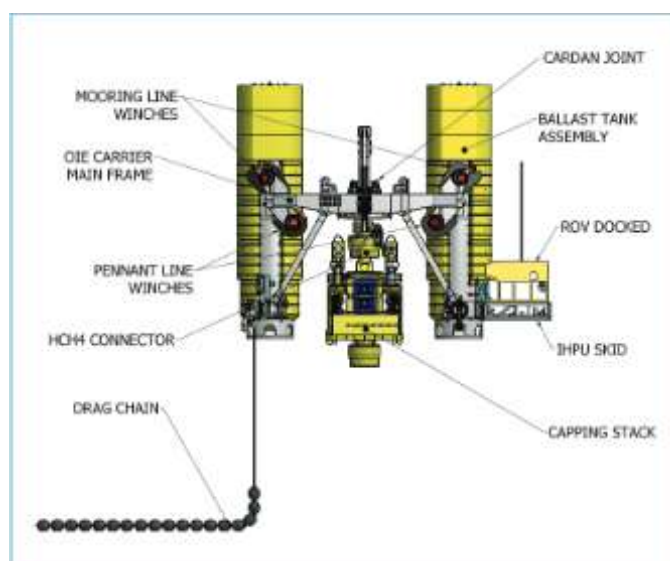


Figura 3. 4: Bóia do sistema de elevação e instalação do *Capping* no OIE. Fonte: SWRP (2016) (25).

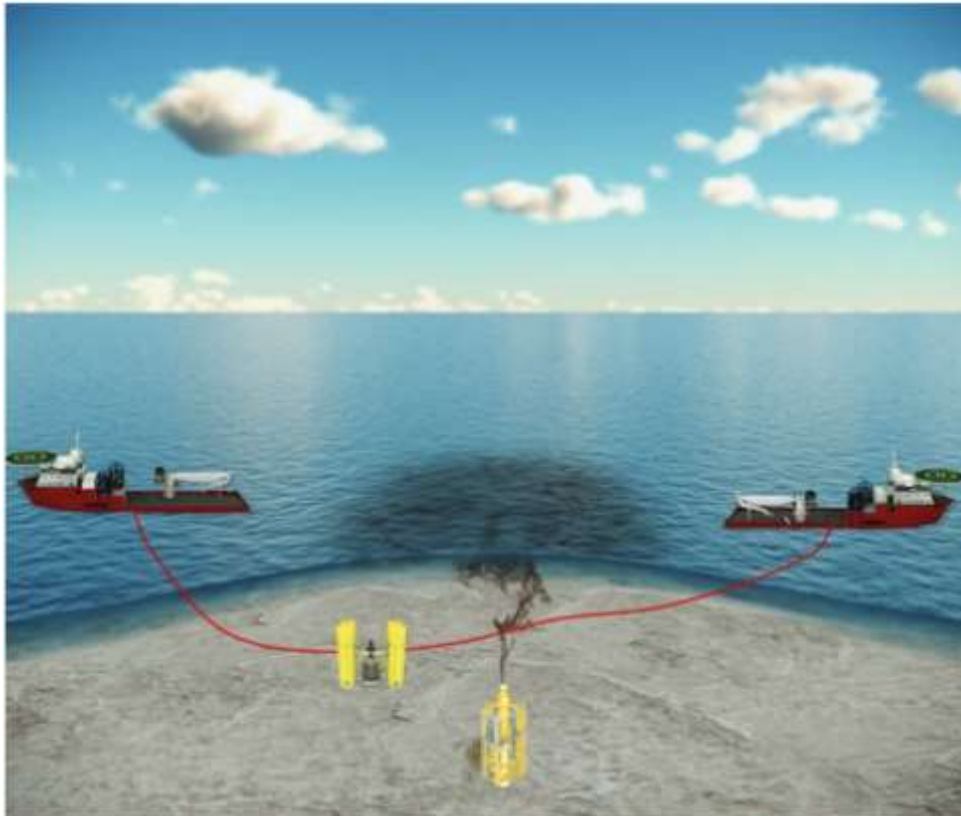


Figura 3. 5: Visão geral da instalação do *Capping* pelo sistema e OIE.

Fonte: SWRP (2016) (25).

3.3.3. Equipamento de coleta (*containment*)

Na ocorrência de um evento de *blowout*, pode haver situações em que não haja condições ou segurança para se efetuar o fechamento do poço quer seja por meio de intervenções no BOP ou após a instalação do Equipamento de Bloqueio devido ao risco de fratura da formação com chances do fluido da formação atingir o fundo do mar. Nessa situação se faz necessário a instalação do sistema de coleta, que terá as seguintes finalidades:

- a. Permitir o controle da pressão na cabeça do poço em um nível seguro de operação
- b. Realizar a coleta do fluido do poço, tanto quanto for possível, para reduzir o impacto ambiental. Para permitir a coleta é necessário que o fluido seja processado em uma planta de processo instalada em uma unidade de coleta. Estas poderão ser uma sonda com planta de processamento

primário ou um FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), que será responsável pelo processamento de todo o óleo e gás coletado.

Em resumo, o conjunto de equipamentos de coleta pode ser entendido como um sistema de produção antecipado do poço através da instalação de linhas de produção nas saídas laterais do *capping*. Essas linhas serão conectadas a sondas com planta de processamento primário ou FPSO para que os hidrocarbonetos do poço possam ser processados. Para mais informações sobre o processamento primário dos fluidos provenientes do poço, ver Silva (2007) (33). A Figura 3.6 ilustra a operação de coleta.

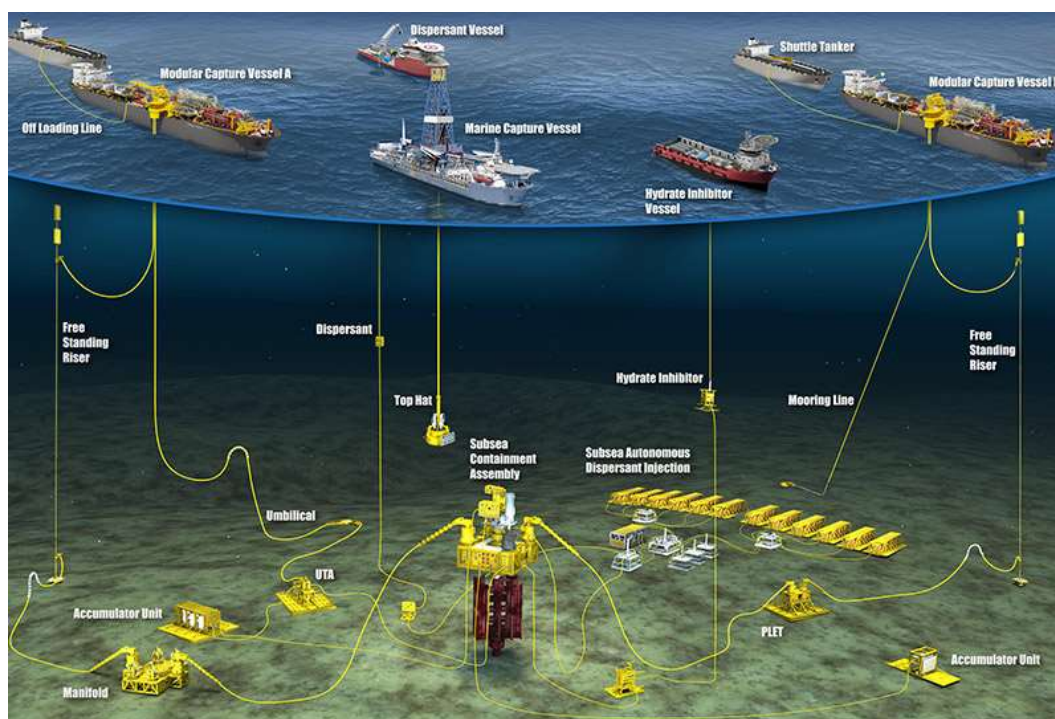


Figura 3. 6: Ilustração de sistema de coleta em um *blowout*. Fonte: MWCC (2016) (26).

Apesar da enorme estrutura requerida, o sistema de coleta, como parte da resposta ao *blowout*, poderá eliminar ou reduzir o volume de óleo derramado e consequentemente minimizar o dano ambiental.

Terra et al (2015) (51) descreve as dificuldades no dimensionamento e operação de tal sistema. Esse sistema pode envolver altas pressões nas plantas de processamento primários dos fluidos oriundos do poço nas embarcações, estreita janela operacional para pressão de trabalho nas plantas e presença de golfadas

severas na base dos *risers* que induzem pressões que fraturariam a sapata do poço em *blowout*.

3.3.4. Poço de Alívio

O poço de alívio tem por objetivo interceptar o poço em *blowout* e efetuar o controle de subsuperfície através da injeção de um fluido de amortecimento. Neste tópico são apresentadas diretrizes para as etapas necessárias ao planejamento e acompanhamento do poço de alívio. Um destaque é dado ao projeto da trajetória levando em consideração as incertezas na posição dos poços, sua localização na superfície, e a profundidade inicial de pesquisa para localizar o poço em *blowout* pelo poço de alívio onde serão utilizadas as ferramentas de detecção. A Figura 3.7 ilustra a perfuração de poços de alívio interceptando um poço em *blowout*.

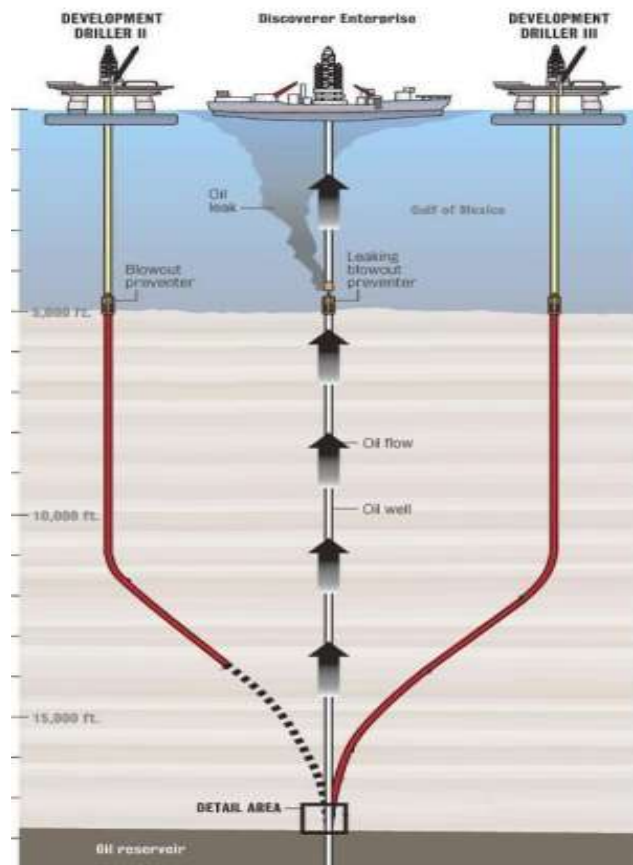


Figura 3.7: Perfuração de poços de alívio para interceptação de poço em *blowout*. Fonte: Lopez e Costa (2011) (27).

Os poços de alívio serão planejados e executados pela equipe de poços de alívio que trabalha em paralelo com a equipe de intervenção direta no poço, *capping* e *containment*.

Assim que as informações do tipo de fluido do poço em *blowout*, ponto de interceptação, pressão de fratura e projeto direcional estiverem disponíveis, são feitas simulações de escoamento com o intuito de determinar a vazão de bombeio, volume e densidade de fluido necessários para amortecimento do poço em *blowout*. Para essa simulação, considera-se como premissa que as pressões geradas em poço aberto, após a descida do último revestimento instalado no poço de alívio, não devem ser superiores a pressão de propagação de fratura das formações expostas.

De posse do resultado das simulações, deve ser feita uma verificação sobre a capacidade de bombeio e tancagem da sonda designada para perfuração do poço de alívio. No estudo proposto, caso as sondas indicadas não disponham de

capacidade suficiente de bombeio ou de volume de fluido deve ser indicada a necessidade de disponibilização de equipamentos com capacidade adequada para tal fim, como barcos de estimulação, ou indicar a necessidade de perfuração de mais poços de alívio. Para maiores informações sobre o planejamento e acompanhamento de poços de alívio de alívio, ver Lira (1993) (42).

3.3.4.1. Projeto do poço de alívio

Para que seja feito o projeto do poço de alívio, deve-se observar o diâmetro mínimo da última fase do poço de alívio capaz de amortecer o poço em *blowout*, baseado na simulação de amortecimento com *software* para simulação de escoamento multifásico.

É necessário que seja feito um projeto direcional do poço de alívio considerando as características da locação, distância do poço de alívio ao poço em *blowout*, profundidade do objetivo e ponto de interceptação. O projeto direcional deve contemplar um trecho de detecção do revestimento ou tubos de perfuração no poço em *blowout*, visando à redução das incertezas das trajetórias (*surveys*). Deve-se observar que para a detecção do poço em *blowout* pelo poço de alívio deve haver “aço” (revestimento, coluna de perfuração, etc) no poço em *blowout*.

Deve ser assentado um revestimento antes da fase de interceptação, sendo posicionado em uma profundidade onde haja resistência suficiente para a integridade do poço de alívio caso este entre em *blowout*. Vale ressaltar que o diâmetro no qual o poço de alívio deve interceptar o reservatório é definido pela simulação hidráulica de amortecimento. Pode ser necessária a construção de mais de um poço de alívio para amortecimento do poço em *blowout*;

3.3.4.2. Projeto direcional do poço de alívio

A definição das coordenadas das locações dos poços de alívio levará em consideração as ações das demais frentes de trabalho de combate ao *blowout*, como instalação de equipamento de bloqueio (*capping*) e operações de coleta (*containment*).

Os insumos da perfuração direcional, necessários para a construção de um poço de alívio, são: programa de perfuração direcional, com simulações da fluidodinâmica de poço; ferramenta de detecção ativa e serviço de detecção passiva.

O ponto de detecção do poço em *blowout* pelo poço de alívio deve estar acima da sapata do último revestimento assentado antes do *blowout*, desde que se tenha um bom isolamento das formações produtoras. Com isso, mesmo que o ocorra a colisão do poço de alívio com o poço em *blowout*, o risco de se estabelecer uma comunicação fluidodinâmica é reduzido, uma vez que o poço em *blowout* acima da sapata estará revestido. No caso em que a última sapata assentada esteja muito distante das formações permeáveis, desde que se tenha metal no poço aberto em *blowout*, o ponto de detecção é escolhido numa região de formação não permeável.

Após a detecção do poço em *blowout* pelo poço de alívio, parte-se para a etapa de interceptação. O desejável é que o ponto de interceptação seja o mais profundo possível a fim de que haja uma maior coluna de fluido de amortecimento para amortecer o poço em *blowout*. Esse ponto também vai depender de haver metal no poço para que a ferramenta de detecção possa “enxergar” o poço em *blowout*.

Uma vez que foram escolhidos os pontos de detecção e interceptação, pode-se planejar a trajetória do poço de alívio com as seguintes premissas:

- A posição da cabeça do poço de alívio deve ser escolhida de forma que se tenha segurança nas operações e a permitir uma trajetória de execução o mais simples possível, tendo como referência de distância entre as cabeças de poço de alívio e de *blowout*. O valor geralmente utilizado na indústria é de no mínimo 500m de afastamento;
- Escolher uma profundidade de início de ganho de inclinação do poço direcional de forma que se tenha uma inclinação de no máximo 45°, a fim de permitir a descida de ferramenta de perfilagem a cabo em poço aberto para detecção ativa;

- Nos trechos de interceptação, os valores das inclinações do poço de alívio devem ser próximos aos valores das inclinações do poço em *blowout*. Nesses trechos, a inclinação relativa entre o poço de alívio e o poço em *blowout* deve ser pequena (cerca de 3 a 5°). Isso tem por objetivo a correção na trajetória, caso seja necessário (para grandes inclinações essa correção é muito difícil de ocorrer).

3.3.4.3. Detecção do poço em *blowout* através do poço de alívio

A fase de detecção compreende a determinação da correta trajetória do poço em *blowout* através de ferramentas direcionais especiais utilizadas a partir do poço de alívio. Atualmente no mercado existem duas formas de detecção: ativa e passiva, conforme descrito em Flores (2014) (43), Lira (1993) (42) e Al-Muhailan (2014) (53).

A detecção passiva (*passive magnetic ranging*) consegue identificar a perturbação do campo magnético da Terra devido à presença de metal no poço alvo, conforme Halliburton (2016) (28). Tem um intervalo de atuação máximo de aproximadamente 8 metros, a depender da massa de aço no poço. Se houver pouca massa, o range de detecção é menor. Ou seja, o poço de alívio deve estar, no máximo, 8 metros do poço em *blowout* para que este consiga ser detectado. A Figura 3.8 ilustra o método de detecção passiva.



Figura 3.8: Método de detecção passiva de poço. Fonte: Halliburton (2016) (28).

No método ativo de detecção (*active magnetic ranging*), induz-se um campo magnético no poço alvo que é medido pelos sensores, determinando sua origem. Para o funcionamento dessa ferramenta também é necessário aço no poço. A ferramenta é percorrida por uma corrente alternada de baixa frequência no fundo do poço, o que induz um campo magnético variável ao redor do poço de detecção (poço de alívio). Esse campo magnético induz uma corrente alternada no material condutivo presente no poço alvo (poço em *blowout*), que por sua vez gera outro campo magnético. Os magnetômetros da ferramenta medem o campo magnético total e um pós-processamento subtrai o campo magnético da Terra, ficando apenas o campo magnético gerado no poço alvo. Com isso, determina-se a direção do poço alvo em relação ao poço de detecção (Halliburton (2016) (28)). A Figura 3.9 ilustra o funcionamento da ferramenta descrita. O intervalo de detecção da ferramenta, ver Lange (1990) (54), é de 50 metros de distância em condições favoráveis.

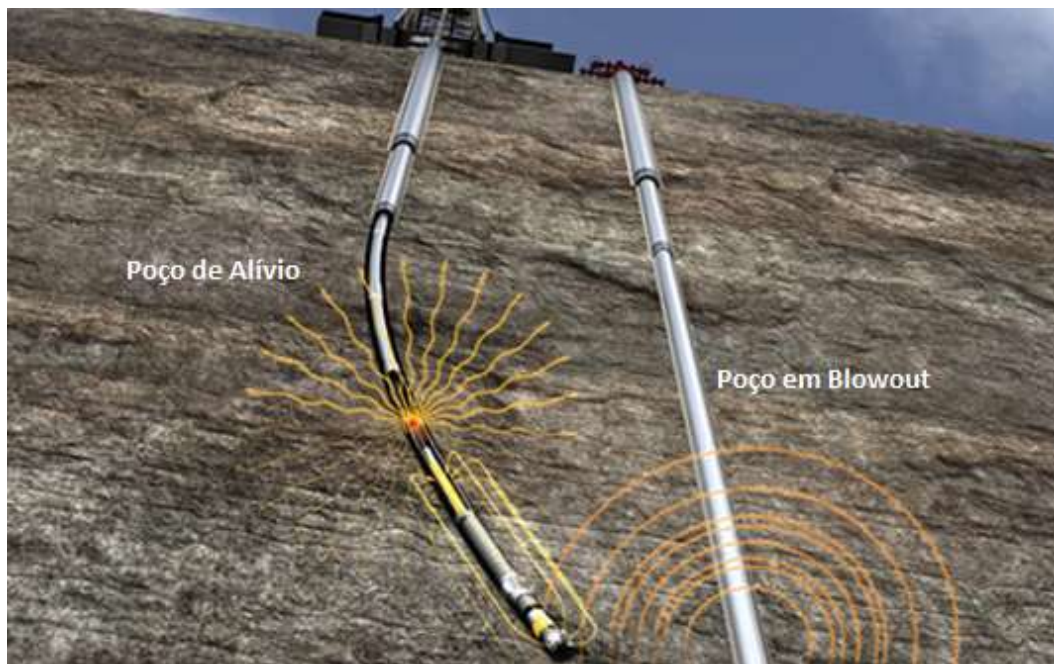


Figura 3.9: Princípio de funcionamento do Wellspot. Fonte: Halliburton (2016) (28).

No presente trabalho, considera-se que a detecção e interceptação do poço em *blowout* pelo poço de alívio foram bem-sucedidas no ponto determinado em projeto.

3.3.4.4. Interceptação do poço em *blowout* através do poço de alívio

A fase de interceptação do poço de alívio deve ser executada, de preferência, com a mesma densidade do fluido de amortecimento dimensionado para o amortecimento do poço em *blowout*, caso seja possível. Quando constatada a interceptação, que pode ser confirmada com indicativos primários como, por exemplo, perda total de fluido, tem-se como premissa o bombeamento do fluido de amortecimento para o poço em *blowout* através do poço de alívio nas vazões e volumes indicados nas simulações.

A interceptação do poço em *blowout* deverá ser preferencialmente na formação consolidada impermeável acima do reservatório. Deve-se ter uma distância mínima entre o ponto de interceptação e o reservatório para que esse trecho possa servir como um ponto de “pega” do cimento, garantindo o

isolamento do reservatório. Essa configuração permitirá que o cimento esteja posicionado em um trecho alguns metros acima do reservatório e, em caso de perda de fluido, esse cimento escoará para o reservatório tendendo a tamponá-lo. A Figura 3.10 ilustra a interceptação do poço em *blowout* em poço aberto.

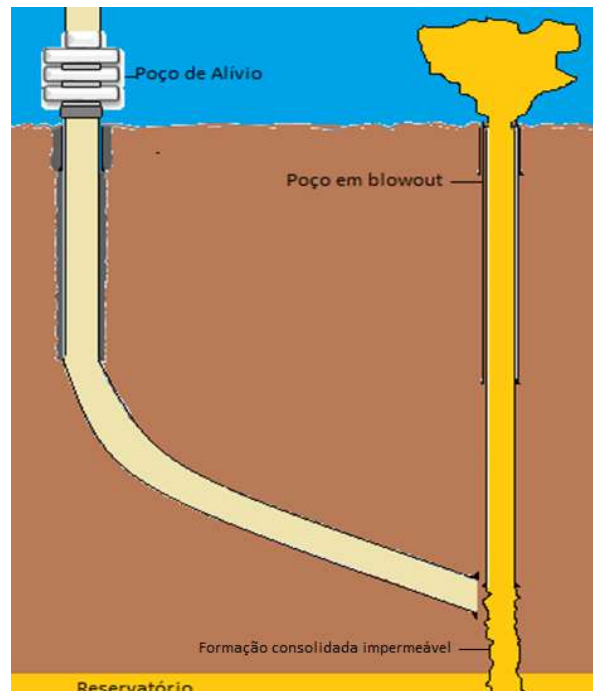


Figura 3. 10: Interceptação do poço de alívio no poço amortecido em trecho de formação consolidada.

Em caso de impossibilidade de interceptação na formação consolidada impermeável, deve-se optar por interceptar o poço em *blowout* logo abaixo da sapata do último revestimento. Nos casos em que a sapata estiver assentada no reservatório, deve-se priorizar a interceptação no reservatório, conforme ilustra a Figura 3.11. Esse tipo de interceptação permite o alagamento do reservatório para amortecimento do poço em *blowout* por alagamento, conforme descrito adiante.

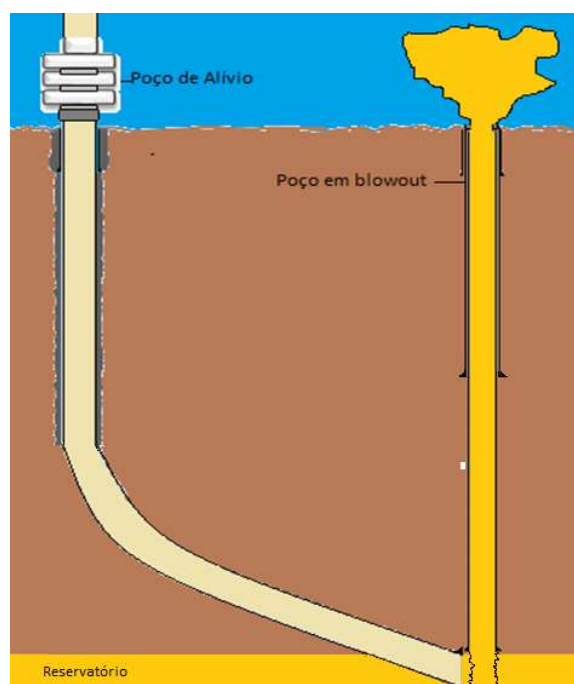


Figura 3. 11: Intercepção do poço de alívio no poço amortecido no reservatório.

Em último caso, na impossibilidade de intercepção do poço amortecido na formação consolidada ou na sapata do último revestimento, intercepta-se o mesmo em um trecho revestido, conforme Figura 3.12.

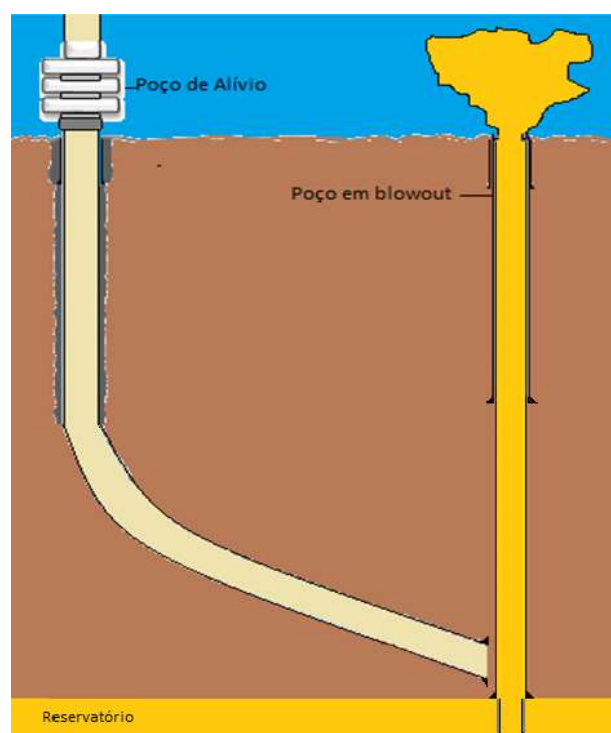


Figura 3.12: Intercepção do poço de alívio no revestimento de produção do poço amortecido.

3.3.4.5. Amortecimento do poço em *blowout* através do poço de alívio

O amortecimento do poço em *blowout* pode acontecer de várias formas a depender da presença ou não do BOP da sonda que estava perfurando o poço em *blowout*, do acesso vertical ao poço e da presença de *capping* e *containment*. Conforme discutido em seções anteriores, serão desconsiderados *capping* e *containment* nas simulações do presente trabalho.

O amortecimento do poço em *blowout* pelo poço de alívio pode acontecer para a superfície (sonda que estava perfurando o poço em *blowout*) ou para o fundo do mar. No presente trabalho serão considerados os cenários de abandono para o fundo do mar, pois são os mais desafiadores na indústria. Nesse caso, não se tem acesso vertical ao poço, contando somente com o poço de alívio para amortecer e abandonar o poço em *blowout*.

No amortecimento por alagamento, o poço em *blowout* não é diretamente interceptado pelo poço de alívio, que intercepta o reservatório próximo ao poço em *blowout*. Nesse caso, a injeção de fluido de amortecimento ocorre no reservatório e, conseqüentemente, o fluido é direcionado para o poço em *blowout* através do reservatório. O reservatório, no entorno do poço em *blowout*, é inundado por fluido de amortecimento impedindo que o hidrocarboneto chegue ao poço em *blowout*. Paralelamente, a vazão do *blowout* vai sendo reduzida aumentando a pressão no fundo do poço pela substituição do fluido do reservatório pelo fluido de amortecimento no interior do poço. Essa técnica tende a utilizar grandes volumes de fluido de amortecimento, se comparados com a interceptação direta, uma vez que parte do fluido é dispersado no reservatório. Ou seja, a comunicação fluidodinâmica entre o poço em *blowout* e o poço de alívio será feita via reservatório.

Para que essa operação seja possível o fluido de amortecimento não deve conter sólidos nem formar reboco (acumulo de sólidos contidos no fluido que tendem a tamponar os poros da rocha), pois estes podem tamponar os poros da rocha e impedir o fluxo. Nesse caso são utilizadas salmouras uma vez que estas não possuem sólidos. Quanto mais distante o poço de alívio está do poço em *blowout*, mais ineficiente tende a ser a efetividade do alagamento. Essa estratégia

é questionada pela indústria, sendo vista como a última opção quando não se tem mais outra alternativa.

Na Tabela 3.2, estão listados os tipos de fluidos mais comuns para cada tipo de estratégia de amortecimento.

Tabela 3.2: Tipos de Fluido de acordo com a estratégia de amortecimento.

Amortecimento por Alagamento	Amortecimento por Intercepção Direta
a. Água do mar b. Salmoura de NaCl	a. Água do mar b. Fluido de perfuração não aquoso com baritina coloidal (tipo WARP). c. Fluido de perfuração convencional com barita.

Na perfuração do poço de alívio, em um cenário de *blowout*, o objetivo principal do fluido é a de exercer pressão hidrostática sobre a formação produtora para cessar o influxo descontrolado. Isso é obtido devido ao fluido bombeado a uma alta vazão pelo poço de alívio em um fluxo ascendente pelo poço em *blowout*. Dessa forma, além de exercer pressão no reservatório devido à sua densidade, ele também cria uma perda de carga devido ao seu escoamento do fluido ajudando na contrapressão no reservatório.

As vazões para o amortecimento do poço em *blowout* são obtidas através do uso de camisas de bombas configuradas para atenderem os requisitos de perfuração dos últimos metros do poço de alívio e fornecer uma vazão alta o suficiente para amortecer o poço em *blowout*. Durante o amortecimento, duas bombas em paralelo serão direcionadas para a linha de *choke* e uma das bombas direcionadas para a linha de *kill* (ou vice-versa) e uma bomba reserva. O amortecimento é feito por injeção de fluido de amortecimento nas linhas de *kill* e *choke*, pois no interior da coluna teremos as ferramentas de direcional, que têm diâmetro interno reduzido e limitações de vazão, e há também os jatos da broca, que causam uma grande perda de carga. Além disso, a coluna de perfuração pode ser utilizada para monitoramento da pressão de fundo, caso seja possível.

Para efeito deste estudo, considera-se somente a interceptação direta. O fluido usado é o WARP, podendo ser base aquosa ou base não aquosa. Considera-se, ainda para o estudo, que será viável a disponibilidade de 60.000 bbl desse fluido de amortecimento em um cenário de emergência. Como um poço de alívio duraria em torno de 45 a 90 dias para ser construído, logo, haveria tempo para que esse fluido fosse, caso necessário, contratado na indústria em regime emergencial e disponibilizado na locação.

3.3.4.6. Abandono do poço em *blowout*

Após o amortecimento do poço em *blowout*, deve-se avaliar o bombeio 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) permeável(is) do poço que estava em *blowout*.

Considerando que o poço está amortecido em condições estáticas (bombas desligadas), existem duas possibilidades para a execução das operações de tamponamento/abandono do poço em *blowout*:

- Realizar intervenção diretamente no poço em *blowout*, cimentando as zonas produtoras. Ou seja, uma intervenção com uma sonda conectada ou não, mas acessando o poço pela cabeça, caso haja integridade;
- Bombear cimento via poço de alívio para que o reservatório seja tamponado.

Antes de realizar o abandono definitivo, no entanto, deve ser planejado o tamponamento do poço em *blowout*, pois essas operações têm riscos consideráveis e devem ser tratados de forma a minimizar possíveis impactos.

No presente trabalho não são consideradas as operações de tamponamento e abandono e estuda-se somente o amortecimento do poço em *blowout*.

4

Modelagem do Amortecimento do Poço em *Blowout* pelo Poço de Alívio

O amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio pode ser modelado dividindo-se o fluxo em duas partes:

- Escoamento monofásico no poço de alívio, onde é injetado um fluido de alta densidade do poço de alívio para o poço em *blowout*.
- Escoamento multifásico no poço em *blowout*, uma vez que o fluido pesado injetado pelo poço de alívio se mistura com o fluido do reservatório (gás, óleo ou água salgada), conforme ilustrado na Figura 4.1.

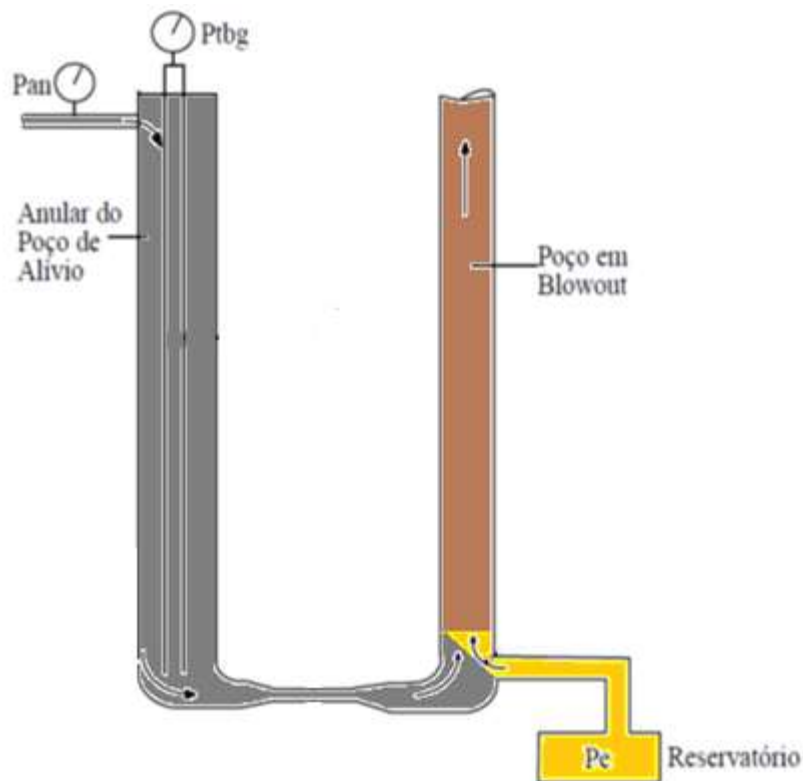


Figura 4.1: Detalhamento dos fluxos de fluidos e escoamento no amortecimento do poço em *blowout*.

O amortecimento do poço pela coluna hidrostática do fluido juntamente com a perda de carga no anular do poço em *blowout* é conhecido como amortecimento dinâmico. Por sua vez, o critério para que o poço seja considerado amortecido estaticamente, é o de não haver influxo com as bombas desligadas, ou seja, quando as bombas de injeção de fluido pelo poço de alívio não estiverem mais injetando fluido e, conseqüentemente, sem a perda de carga no poço em *blowout* gerada pelo escoamento. Como será considerado somente o *blowout* para o fundo do mar, o fluido de amortecimento injetado deverá ter uma Margem de Segurança de *Riser* (MSR).

Durante o amortecimento, deve-se atentar para que não seja atingida a pressão de fratura da sapata do último revestimento do poço em *blowout*. Dessa forma, o monitoramento deve ser feito a todo instante, pois haverá o crescimento das pressões à medida que o poço em *blowout* vai sendo preenchido como fluido de amortecimento.

Para se fazer as simulações será utilizado o software DrillBench *Blowout Control*® que contém o núcleo do sistema operacional do simulador de fluxo

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

4.1.

Modelos de influxo

Para que possa ser simulado o *blowout*, deve-se estabelecer um modelo de influxo do reservatório para o poço de acordo com cada tipo de fluido presente no reservatório e as características desse fluido. O objetivo dos modelos de influxo é determinar a curva de IPR (*Inflow Performance Relationship*) que é a relação entre a pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}) em função da vazão de fluido vinda da formação (q_g). Os principais modelos de influxo, Schlumberger (2014) (31), são descritos a seguir.

4.1.1. Linear

Nesse modelo, a relação entre a vazão do reservatório e a diferença de pressão entre a pressão do reservatório e a pressão no fundo do poço (*drawdown*) é assumida linear (Equação 4.1). O coeficiente angular dessa relação é chamado de índice de produtividade (IP) e é dado pela expressão 4.2. Ver Schlumberger (2014) (31).

$$q_g = J(P_r - P_{wf}) \quad (4.1)$$

Onde,

$$J = \frac{7,08(10^{-6})kh}{(\mu_b B_g)_{avg} [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0,75 + s]} \quad (4.2)$$

4.1.2. Quadrático

Nesse modelo a taxa de influxo é calculada com base numa função quadrática, onde o coeficiente A_p define a diferença de pressão mínima no fundo do poço (P_e) e no reservatório (P_r) necessária para haver o influxo. Ver Schlumberger (2014) (31).

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = A_p + Bq_g + Cq_g^2 \quad (4.3)$$

$$B = \frac{1422\mu Z}{kh} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s \right) \quad (4.4)$$

$$C = \frac{1422\mu Z}{kh} D \quad (4.5)$$

4.1.3. Forchheimer quadrático e linear

No modelo de Forchheimer quadrático, a taxa de influxo é calculada com base em uma forma quadrática da relação entre fluxo e o *drawdown*. Esse modelo é recomendado para pressões de reservatório abaixo de 2000 psi. Ver Schlumberger (2014) (31).

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = Bq_g + Cq_g^2 \quad (4.6)$$

Já o modelo Forchheimer Linear é aplicável a pressões de reservatório maiores que 3000 psi para poços de gás. Ver Schlumberger (2014) (31).

$$P_r - P_{wf} = Bq_g + Cq_g^2 \quad (4.7)$$

$$B = \frac{T}{1,407kh} \left(\frac{\mu_g Z}{p_{av}} \right) \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s \right) \quad (4.8)$$

$$C = \frac{T}{1,407kh} \left(\frac{\mu_g Z}{p_{av}} \right) D \quad (4.9)$$

$$p_{av} = \frac{P_e + P_{wf}}{2} \quad (4.10)$$

O DrillBench® fornece a opção de utilizar os modelos de influxo citados, porém os parâmetros A_p , B e C não são fornecidos pelo software. Eles são calculados pelos usuários com base em seus próprios julgamentos ou com os dados fornecidos ao *software*. Na maioria das vezes, estes parâmetros vêm do segmento de reservatórios das empresas operadoras.

4.1.4. Vogel

Modelo empírico em que a taxa de influxo é utilizada para reservatórios de óleo saturado. Ver Schlumberger (2014) (31).

$$q_o = q_{o,max} \left[1 - 0,2 \frac{p_{wf}}{p_r} - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (4.11)$$

4.2. Equações utilizadas na modelagem do escoamento multifásico

O OLGA® é um simulador multifásico desenvolvido, inicialmente, com base em uma adaptação nos simuladores da indústria nuclear, conforme Bendiksen et al. (1992) (29). Inicialmente, os resultados dessa adaptação em larga escala não foram bem-sucedidos quando comparados com fluxos simulados em laboratório. A inclusão da fase líquida dispersa que se move aproximadamente na mesma velocidade que o gás, além da fase de filme líquido que interage com as paredes do duto no escoamento multifásico, fez com que os resultados ficassem mais próximos dos resultados de laboratório.

Na modelagem, as equações de continuidade são separadas para gás, líquido e fase líquida dispersa. Tem-se ainda duas equações de conservação da quantidade de movimento e uma equação de conservação da energia da mistura.

4.2.1. Conservação da massa

A equação da conservação da massa é dividida nas fases gasosa, fase líquida dispersa e fase líquida:

- Para a fase gasosa:

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_g \rho_g) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_g \rho_g v_g) + \psi_g + G_g \quad (4.12)$$

- Para a fase líquida:

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_L \rho_L) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_L \rho_L v_L) - \psi_g \frac{V_L}{V_D + V_L} - \psi_e + \psi_d + G_L \quad (4.13)$$

- Para fase líquida dispersa, quando aplicável:

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_D \rho_L) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_D \rho_L v_D) - \psi_g \frac{V_D}{V_D + V_L} + \psi_e - \psi_d + G_D \quad (4.14)$$

4.2.2. Conservação do momento

A conservação do momento também é expressa para três diferentes domínios: gás, fase dispersa e filme de líquido.

- Para a fase gasosa:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(V_g \rho_g v_g) = & -V_g \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_g \rho_g v_g^2) - \lambda_g \frac{1}{2} \rho_g |v_g| v_g \frac{S_g}{4A} - \\ & \lambda_i \frac{1}{2} \rho_g |v_r| v_r \frac{S_i}{4A} + V_g \rho_g g \cos \alpha + \psi_g v_a - F_D \end{aligned} \quad (4.15)$$

- Para a fase líquida dispersa, quando aplicável:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(V_D \rho_L v_D) = & -V_D \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_D \rho_L v_D^2) - \psi_g \frac{V_D}{V_D + V_L} v_a + \\ & V_D \rho_L g \cos \alpha + \psi_e v_i - \psi_d v_D + F_D \end{aligned} \quad (4.16)$$

As equações 4.16 e 4.17 podem ser combinadas para uma equação do momento em que os termos de arrasto F_D se cancelem:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (V_D \rho_L v_D + V_g \rho_g v_g) = & -(V_D + V_g) \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} (AV_D \rho_L v_D^2 + AV_g \rho_g v_g^2) - \\ & \lambda_g \frac{1}{2} \rho_g |v_g| v_g \frac{S_g}{4A} - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_g |v_r| v_r \frac{S_i}{4A} - \psi_g \frac{V_D}{V_D + V_L} v_a + (V_D \rho_L g + V_g \rho_g g) \cos \alpha + \\ & \psi_e v_i - \psi_d v_D \quad (4.17) \end{aligned}$$

- Para a fase líquida na parede:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (V_L \rho_L v_L) = & -(V_L) \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} (AV_L \rho_L v_L^2) - \lambda_L \frac{1}{2} \rho_L |v_L| v_L \frac{S_L}{4A} - \\ & - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_g |v_r| v_r \frac{S_i}{4A} - \psi_g \frac{V_D}{V_D + V_L} v_a + (V_L \rho_L g) \cos \alpha - \psi_e v_i + \psi_d v_D - V_L d(\rho_L - \\ & \rho_g) g \left(\frac{\partial v_L}{\partial z} \right) \sin \alpha \quad (4.18) \end{aligned}$$

Tem-se que:

- $v_a = v_L, v_D$ e v_g para $\psi_g > 0$ (e evaporação do filme de líquido);
- $\psi_g > 0$ (e evaporação da fase líquida dispersa);
- $\psi_g < 0$ (condensação).

Nas equações de conservação, todos os termos dispersos desaparecem para escoamento de golfadas (*slug*) e bolhas (*bubble*). A velocidade relativa v_r é definida pela equação:

$$v_g = R_D(v_L + v_r) \quad (4.19)$$

O termo R_D é uma razão de distribuição de escorregamento causada por uma distribuição desigual de fases e velocidades através da secção transversal da tubulação.

A velocidade da fase líquida dispersa é dada por:

$$v_D = v_g - v_{0D} \cos \alpha \quad (4.20)$$

Em que v_{0D} é a velocidade de queda da fase líquida dispersa.

4.2.3. Conservação da energia

Para a equação da energia, é aplicada a equação da conservação da energia à mistura:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[m_g \left(E_g + \frac{1}{2} v_g^2 + gh \right) + m_L \left(E_L + \frac{1}{2} v_L^2 + gh \right) + m_D \left(E_D + \frac{1}{2} v_D^2 + \right. \right. \\ \left. gh \right) \Big] = - \frac{\partial}{\partial z} \left[m_g v_g \left(H_g + \frac{1}{2} v_g^2 + gh \right) + m_L v_L \left(H_L + \frac{1}{2} v_L^2 + gh \right) + \right. \\ \left. m_D v_D \left(H_D + \frac{1}{2} v_D^2 + gh \right) \right] + H_S + U \quad (4.21) \end{aligned}$$

4.2.4. Cálculo térmico, propriedade dos fluidos e transferência de massa

O OLGA® considera em seus cálculos o coeficiente de transferência de calor referente ao fluxo de calor que sai do fluido para a parede interna do duto. É assumida uma simetria circunferencial. Se não houver essa simetria, uma média de coeficientes de transferência de calor deve ser especificada.

Há uma outra opção, onde o ambiente externo do duto é a água, em que se fornece a velocidade da corrente, bem como sua temperatura, e o software então determina o coeficiente de transferência de calor externo ao duto e, por conseguinte o coeficiente global de troca térmica.

Os fenômenos especiais como efeito Joule-Thompson (variação da temperatura de um gás ou líquido quando ele é forçado a passar através de uma restrição em um ambiente isolado) estão incluídos através de um pacote PVT aplicado para gerar as propriedades do fluido que podem descrever esses efeitos.

Todas as propriedades dos fluidos (massa específicas, compressibilidades, viscosidades, tensão superficial, entalpia, capacidade e condutividade térmica) são dadas como tabelas de temperatura e pressão já inclusas no *software*. Essas tabelas são geradas com base nas equações de estado de Peng-Robson, Soave-Redlich-Kwong ou outra equação de estado em conformidade com o formato da tabela PVT especificada, mencionada no parágrafo anterior (ver Bendiksen et al. (1992) (29)).

A composição total da mistura é assumida constante no tempo ao longo do duto, enquanto as composições de gás e líquido mudam com a pressão e temperatura como resultado de uma transferência de massa na superfície. Importante destacar que há apenas uma temperatura no sistema, a de mistura, que vale para as fases gasosa, filme líquido e líquido dispersa. A transferência de massa na interface pode tratar condensação, evaporação, solubilização e condensação retrógrada (efeito em que a queda da pressão pode causar a condensação de um gás). A fração de massa do gás é definida por:

$$R_s = \frac{m_g}{m_g + m_L + m_D} \quad (4.22)$$

A transferência de massa pode ser definida por:

$$\psi_g = \left[\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial t} + \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial t} + \left(\frac{\partial R_s}{\partial T} \right)_p \frac{\partial T}{\partial t} + \left(\frac{\partial R_s}{\partial T} \right)_p \frac{\partial T}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial t} \right] (m_g + m_L + m_D) \quad (4.23)$$

O termo $\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial t}$ representa a transferência de massa da fase presente em uma seção devido à mudança de pressão nessa seção e o termo $\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial t}$ representa a transferência de massa causada pela massa que flui de uma seção para a seguinte.

4.2.5. Solução numérica

Conforme indica Bendiksen et al. (1992) (29), o problema físico, como foi apresentado, produz um sistema de primeira ordem, não linear, de equações diferenciais parciais de difícil solução. Logo, não se tem um método numérico ideal para solução e os principais softwares sobre o tema o resolvem de uma maneira diferente. A maioria dos modelos bifásicos aplicam o método de diferenças finitas.

Para a discretização temporal tem-se o método implícito e o método explícito. De acordo com De Souza (2002) (30): “os algoritmos para discretização

temporal são classificados como explícitos ou implícitos. Os métodos explícitos são condicionalmente estáveis, isto é, necessitam de um passo de tempo menor que um certo passo de tempo crítico para que o esquema evolua, corretamente no tempo, sem divergir. Além disso, necessitam que se resolva um sistema algébrico de equações (SAE) trivial, em cada passo de tempo, pois só utilizam a solução do passo de tempo anterior para progredir e calcular a solução corrente. Contudo, deve-se conviver com a exigência de passos de tempo relativamente pequenos. Já os métodos implícitos podem muitas vezes ser incondicionalmente estáveis, podendo-se utilizar passos de tempo maiores do que seria exigido em um esquema explícito, sendo limitados também pela precisão e acurácia desejadas. Apesar de se conseguir realizar uma análise mais rápida, em menos passos de tempo, que um método explícito, a obtenção da solução no passo de tempo corrente, depende da solução no passo de tempo anterior e no atual, havendo a necessidade de se resolver um SAE em cada passo de tempo”.

Em métodos de integração explícito, o passo de tempo, é limitado pelo critério Courant Friedrichs Lewy (Bendiksen et al. (1992) (29),) baseados na velocidade do som:

$$\Delta t \leq \min \forall j \left\{ \frac{\Delta z_j}{|v_{fj} \pm c_{fj}|} \right\} \quad (4.24)$$

Já os métodos implícitos não são limitados pelo critério anterior, mas para problemas de transporte de massa se aplica o critério:

$$\Delta t \leq \min \forall j \left\{ \frac{\Delta z_j}{|v_{fj}|} \right\} \quad (4.25)$$

No método explícito, o passo de tempo pode ficar entre duas e três ordens de magnitude menor que no método implícito, devido à ordem de grandeza da velocidade do som comparada com a velocidade das fases.

Para a utilização em algoritmos com transientes rápidos, como os encontrados na área nuclear, o método explícito é mais adequado, pois, são mais simples de formular e os transientes calculados são da ordem da velocidade do

som. No entanto, para transientes lentos, como é o caso estudado, o método implícito é mais favorável.

4.2.6. Regimes de escoamento

O escoamento em um poço de petróleo pode ser aproximado de um escoamento vertical ascendente em um duto. Para esse tipo de escoamento, observam-se os padrões, ver Yoshizawa (2005) (32):

- Bolhas: fase gasosa dispersa em pequenas bolhas na fase líquida.
- Golfadas: regime em que o gás é carregado em bolsões com o diâmetro da ordem de grandeza do diâmetro do duto e há um filme entre o bolsão de gás e a parede do duto.
- Agitado: aumento da velocidade do regime de golfadas, que deforma os bolsões de gás tornando o escoamento caótico.
- Anular: presença de uma fase contínua de gás que escoar pelo centro do duto e um filme de líquido na parede.
- Misto (disperso): o gás fica disperso na fase contínua e o líquido transporta as bolhas de gás na mesma velocidade (velocidades altas).

Os regimes de escoamento vertical ascendente são ilustrados na Figura 4.2.

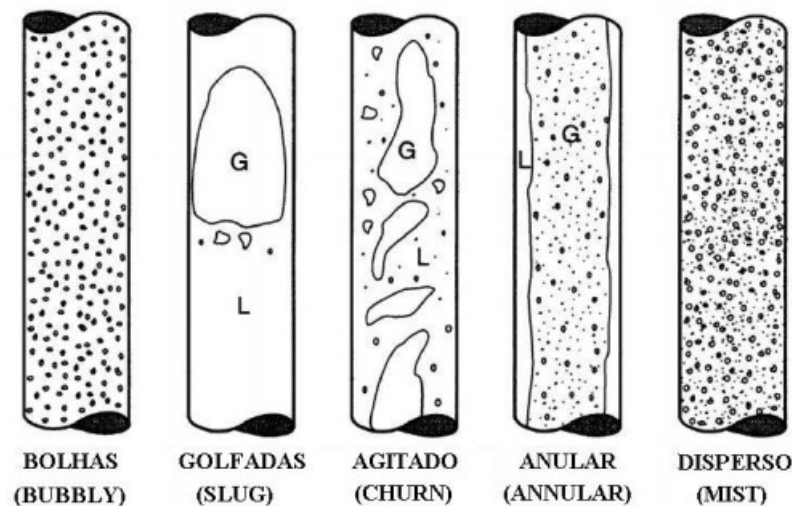


Figura 4.2: Regimes de escoamento vertical ascendente. Fonte: Yoshizawa (2005) (32).

Geralmente, o padrão de escoamento é identificado visualmente, no entanto, podem ser estabelecidas relações entre padrões de escoamento com parâmetros específicos de escoamento para a obtenção dos mapas de fase, conforme exemplo na Figura 4.3. Esse mapa compara o regime de fluxo em função do fluxo de cada fase no escoamento bifásico (gás-líquido) e delimitam as regiões em que ocorrem as transições de escoamento.

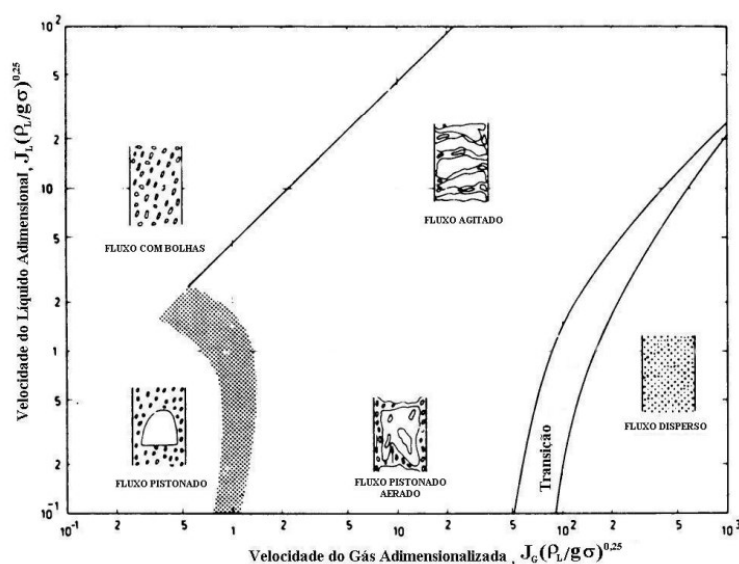


Figura 4.3: Exemplo de mapa de fase para um escoamento vertical. Fonte: Yoshizawa (2005) (32).

Dentre os regimes de escoamento apresentados, conforme Bendiksen et al. (1992) (29), duas classes são aplicáveis para as simulações no OLGA®, sendo elas, o fluxo separado com duas fases se movendo (anular e disperso (misto), Figura 4.4 (a)) e o fluxo distribuído (bolhas e golfada, Figura 4.4 (b)).

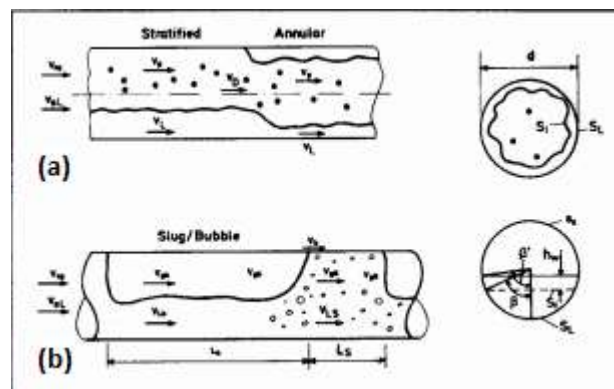


Figura 4.4: Regimes de escoamento considerados no OLGA. Em (a) anular e disperso (misto) e em (b) bolhas e golfada. Fonte: Bendiksen et al. (1992) (29).

Para esses fluxos apresentados, o fator de atrito no escoamento é gerador de perdas de cargas, parcela relevante no amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio. Em Bendiksen et al. (1992) (29), são fornecidos maiores detalhes do cálculo dos fatores de atrito para escoamento separado (anular e disperso) e distribuído (golfada e bolhas) utilizados no OLGA®.

4.2.7. Validação do OLGA®

O OLGA é validado no laboratório de pesquisa em larga escala *IFE's Well Flow Loop* (IFE – Institute for Energy Technology na Noruega), conforme IFE (60) (2017). O Well Flow Loop foi desenvolvido para pesquisas de fluxo multifásico em dutos com inclinação variando de horizontal até vertical, tanto para fluxo ascendente quanto descendente. O circuito é operado com óleo e água, de modelo apropriado, como as fases líquidas e o gás de hexafluoreto de enxofre denso como fase gasosa. A pressão máxima de operação para o loop é de 8 bar. Contudo, utilizando o gás denso obtemos densidades de gás que correspondem de gás natural até uma pressão de até 65 bar.

4.3. Modelagem dos casos a serem estudados no DrillBench®

O poço a ser estudado é um poço marítimo exploratório, predominantemente de gás, a ser perfurado com uma sonda semi-submersível (SS). A Tabela 4.1 lista dados de projeto do poço, que foi projetado com base em dados sísmicos utilizados para as estimativas de pressões de poros e fratura. As previsões geológicas também fornecem a profundidade do reservatório, tipo de fluido no reservatório, tipo de rocha, porosidade, dentre outros.

Os poços de alívio serão perfurados a uma distância de 500 m do poço em *blowout*. As condições de campo no momento do *blowout* ditam essa distância que dependerá da quantidade de embarcações trabalhando próximas ao poço, se houve ou não incêndio na sonda que perfurava o poço em *blowout*, dentre outros.

Considera-se que o projeto do poço de alívio é bem semelhante com o projeto do poço em *blowout*. O objetivo é o poço de alívio interceptar o poço em *blowout* 30 m acima da sapata do último revestimento. O ponto de interceptação é colocado acima da última sapata para que seja possível corrigir a trajetória do poço de alívio, se necessário.

Quando o poço de alívio estiver entre 30 e 60 m do poço em *blowout*, é necessário utilizar uma ferramenta de detecção ativa, como a mencionada no Capítulo 3. Feita a detecção, corrige-se a trajetória do poço de alívio e a distância em relação ao poço em *blowout*. Com isso, monitora-se a direção e a distância do poço de alívio em relação ao poço em *blowout* para que a interceptação possa ser feita no ponto desejado. Quando o poço em *blowout* e o poço de alívio estiverem entre 5 e 10 m de distância, lança-se mão da detecção passiva para monitorar a distância entre os poços (conforme descrito no Capítulo 3, a ferramenta tem raio de detecção dessa ordem). Essa distância, com base nos monitoramentos ativo e passivo será mantida para evitar que haja uma colisão acidental e também para impedir que o poço de alívio se afaste muito do poço em *blowout* antes do ponto de interceptação. A interceptação é prevista para acontecer com um ângulo de incidência relativa entre os poços bem pequeno, da ordem de 5 graus para que seja possível a interceptação com efetividade na comunicação e permitir a navegação para eventuais necessidades de correção de trajetória.

Tabela 4.1 - Dados de entrada para as simulações com o DrillBench®.

Dados para o Amortecimento			
1	POÇO EM <i>BLOWOUT</i>		
1.1	Lâmina d'água	674	m
1.2	Mesa rotativa	25	m
1.3	Última sapata acima do reservatório	3638	m
1.4	Profundidade total do poço	4060	m
1.5	Diâmetro interno do último revestimento	12,375	pol
1.6	Diâmetro do poço aberto	12,25	pol
1.7	Peso do fluido de perfuração	15,6	ppg
1.9	Fratura na última sapata	10352,6	psi
2	POÇO DE ALÍVIO		
2.1	Profundidade da última sapata	3638	m
2.2	Diâmetro interno da última sapata	12,375	pol
2.3	Diâmetro do poço aberto	12,25	pol
2.4	Diâmetro interno das linhas de kill e choke	4,5	pol
2.5	Peso máximo do fluido de perfuração	18,5	ppg
2.6	Tipo de fluido	Fluido base água	
2.7	Fratura na última sapata	10352,6	psi
3	RESERVATÓRIO		
3.1	Topo do reservatório	3785	m
3.2	Base do reservatório	4060	m
3.3	Pressão de poros	15,5	ppg
3.4	Temperatura do reservatório	100	°C
3.5	Fluido do reservatório		
3.5.1	Fluidos esperados	gás	
3.5.2	RGO	6000	Sm ³ /Sm ³

A profundidade de assentamento do último revestimento no poço de alívio é definida para ser a mais próxima possível do ponto de interceptação, de modo a garantir um gradiente de fratura no poço de alívio que suporte as pressões geradas durante o bombeio do fluido de alta densidade no amortecimento dinâmico. Adicionalmente, o ideal é interceptar o poço em *blowout* com o maior diâmetro possível para que a perda de carga no poço de alívio seja minimizada.

O fluido de amortecimento planejado deverá estar preparado com massa específica e volume adequados. Todas as bombas e sistemas de fluidos deverão estar de prontidão antes do poço de alívio interceptar o poço em *blowout*. Neste momento, o BOP do poço de alívio deve estar fechado e o bombeio do fluido pesado se dará pelas linhas de *kill* e *choke* do poço de alívio, uma vez que essas linhas fornecem menores perdas de carga se comparadas àquelas que ocorrem no interior da coluna de perfuração.

4.3.1. Esquema do poço em *blowout* e de alívio

O poço em *blowout* a ser simulado é um poço vertical cujo projeto modelado no DrillBench® é mostrado na Figura 4.5. O poço entrou em *blowout* na fase em que era perfurado com broca de 12 1/4".

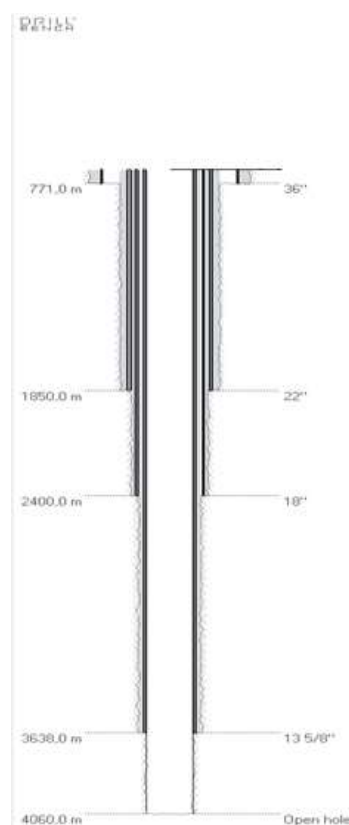


Figura 4.5: Modelagem do poço em *blowout* no DrillBench®.

Já na Figura 4.6, tem-se o projeto do poço de alívio, semelhante ao projeto do poço em *blowout*, porém com um trecho direcional para que consiga atingir o objetivo. O projeto direcional do poço de alívio é ilustrado na Figura 4.7. Para a simulação não há problema a interceptação ser no revestimento, sendo esta uma premissa conservadora. Porém, operacionalmente, caso se opte por perfurar o revestimento, deve-se utilizar broca especial (broca *mill*) para esse fim, o que gera uma dificuldade na operação. O que se faz na prática é interceptar logo abaixo da sapata do último revestimento.

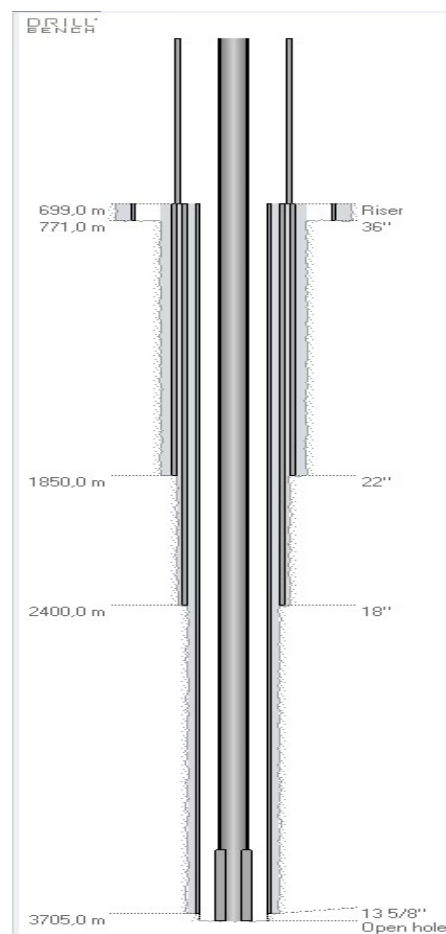


Figura 4.6: Modelagem do poço e alívio no DrillBench®.

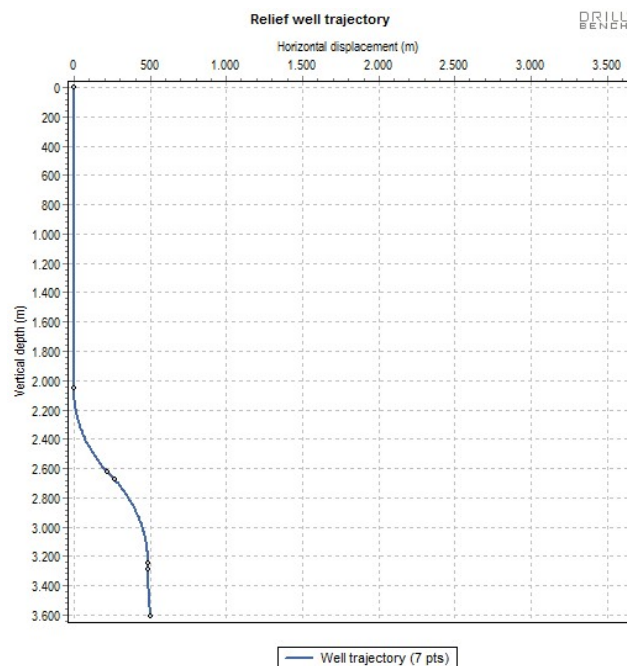


Figura 4.7: Trajetória direcional do poço de alívio.

A coluna de perfuração foi simulada contendo somente tubos de perfuração (*drill pipes*) e comandos (*drill collars*, que representam o BHA na simulação), conforme Tabela 4.2. Um BHA de perfuração convencional contém, além de *drill collars* e tubos pesados (*heavy weights*), ferramentas para captação de dados, ferramentas de orientação, dentre outras. Porém, para as simulações hidráulicas de amortecimento, em que o bombeio é feito pelas linhas de *kill* e *choke*, e não pelo interior da coluna, somente o diâmetro externo das ferramentas afeta a simulação. Adicionalmente, as ferramentas que são descidas no BHA como as ferramentas de captação de dados das rochas têm diâmetro semelhante ao *drill collar* e, comparado com toda a coluna de perfuração, têm um comprimento pequeno.

Tabela 4.2: Coluna de perfuração simulada no poço de alívio.

	Component	Type	Section length (m)	Inner diameter (in)	Outer diameter (in)	Distance from bottom (m)
1	6 1/2" DC NC46-65	DrillCollar	300,0	2,811	6,252	300,0
2	dp 5 1/2" S135 21.90 lb/ft	Drillpipe	3435,0	4,780	5,500	3735,0

A pressão de fratura na sapata do revestimento, conforme estimado pela geologia, é mostrada na Tabela 4.3 que ilustra a tela de entrada de dados no software.

Tabela 4.3: Pressão de fratura no poço em *blowout*.

Measured depth (m)	Vertical depth (m)	Fracture pressure gradient (lbf/USgal)	Fracture pressure (psi)	Initiation pressure (psi)	Closing pressure (psi)
3638,00	3638,00	16,6721	10352,0000	12422,4000	10102,0000

O perfil de temperatura do poço em *blowout* e do poço de alívio são mostrados nas Tabelas 4.4 e 4.5. Considera-se o fundo do mar com 4°C e a temperatura do reservatório estimada foi informada pela geologia como sendo 100°C. O software assume automaticamente um gradiente linear de temperatura no poço de acordo com a profundidade, tanto para o poço de alívio quanto para o poço em *blowout*.

Tabela 4.4: Perfil de temperatura do poço em *blowout*.

	Measured depth (m)	Vertical depth (m)	Temperature (Celsius)
1	0,00	0,00	20,00
2	699,00	699,00	4,00
3	3785,00	3785,00	100,00
4	4375,00	4375,00	100,00

Tabela 4.5 Perfil de temperatura do poço de alívio.

	Measured depth (m)	Vertical depth (m)	Temperature (Celsius)
1	0,00	0,00	20,00
2	699,00	699,00	4,00
3	3735,00	3607,884	100,00

Os dados do reservatório são estimados pela geologia de acordo com o resultado da sísmica. Com base nesses dados, a vazão máxima de *blowout* (*Worst Case Discharge - WCD*) foi calculada, conforme ilustrado na Tabela 4.6. Para mais detalhes sobre o WCD, ver SPE (2015) (34). A Tabela 4.6 fornece a vazão

esperada de *blowout* tanto para a superfície (considerando uma conda com *riser* conectada ao poço), quanto a vazão esperada para o fundo do mar em função do tempo.

Tabela 4.6: Vazão de *blowout* estimada para poço aberto de 12 1/4".

Poço aberto com 12 1/4" de diâmetro		
Tempo (dias)	Fundo do Mar	Superfície
	Q (MMscf/dia)	
0	420	425
10	412	417
20	404	409
30	396	402
40	389	394
50	382	387
60	375	381
70	369	374
80	363	368
90	357	362
100	351	356

Como a previsão do fluido no reservatório é de gás, o modelo de influxo escolhido foi o Forchheimer linear, pois, conforme descrito no Capítulo 4, é o mais adequado para poços de gás com pressão no reservatório maior que 3000 psi. A Figura 4.8 ilustra a tela de entrada dos dados do reservatório no software. Observa-se que no campo *condensate gas ratio*, houve a necessidade de conversão de unidades, visto que a unidade dos dados de entrada foi de Sm^3/Sm^3 e no software as unidades escolhidas foram unidades de campo, $Sbbl/MMscf$.

Lithology name	Influx model	Top (m)	Bottom (m)	Top pressure (psi)	Bottom pressure (psi)	Pressure decay	Top temperature (Celsius)
1	Single Forchheimer	3785,00	4375,00	10038,0000	10215,0000		100,00

Single Forchheimer

1:

Condensate gas ratio: 29,57 sbbl/MMscf

Water gas ratio: 0,00 sbbl/MMscf

IPR calculator

B - linear: 1,13515E-05 psi*d/scf

C - squared: 4,65492E-14 psi*d2/scf2

Figura 4.8: Tela de entrada de dados de reservatório do poço no DrillBench®.

Na curva e IPR, que é criada no campo “IPR Calculator”, mostrada na Figura 4.9, tem-se os parâmetros B e C automaticamente determinados quando se preenche os campos da tela mostrada na Figura 4.9. A Tabela 4.6 informa o pior cenário de *blowout* para poço aberto de 12 ¼” em função do tempo. Conforme indicado, após 100 dias de *blowout*, a vazão considerando todo o reservatório exposto seria estabilizada entre em aproximadamente 351 MMscf de gás por dia. Para que fosse conseguida uma vazão dessa ordem, os parâmetros B e C do modelo Forchheimer Linear foram ajustados para que pudessem gerar um *blowout* dessa ordem, conforme ilustrado na Figura 4.9. Para se obter curva no modelo, pode-se fornecer os dados de vazão e decaimento da pressão no reservatório no tempo no campo “Tabular” ilustrado na Figura 4.9. No caso simulado, no entanto, os dados de decaimento do reservatório com a produção não foram fornecidos, estando disponíveis somente os dados de vazão no tempo. Logo, foi utilizado o campo “exponential” que estima o decaimento de pressão no reservatório para uma dada vazão estabilizada.

Durante o amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio, deve-se atentar para a pressão de fratura do poço em *blowout*, uma vez que essa pressão é um limitador. No estudo, buscou-se uma margem de pelo menos 150 psi para a pressão na sapata ($P_{m\acute{a}x} = P_{sap} - 150 \text{ psi}$), no entanto, para um cenário real de *blowout* com fluidos muito densos, é uma margem pouco conservadora. Caso haja a fratura da sapata desse poço, a depender da profundidade, o *blowout* pode se tornar um problema de proporções muito maiores, devido à probabilidade de exsudação de hidrocarbonetos para o fundo do mar. Uma margem estreita como a

mencionada também aumenta sensivelmente o grau de dificuldade para controlar o poço no amortecimento.

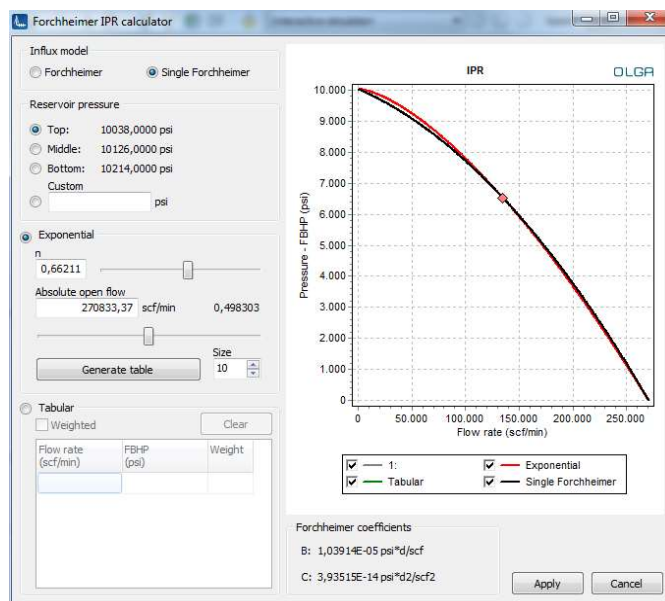


Figura 4.9: Curva IPR gerada a partir dos dados fornecidos.

Os dados de bomba padrão são fornecidos automaticamente pelo software, porém podem ser modificados de acordo com a necessidade para a realização das simulações, conforme Figura 4.10. No presente trabalho foram utilizados os dados padrão de bombas fornecidos pelo *software*. O diâmetro do *riser* e das linhas de *kill* e *choke* são dados de entrada para o caso simulado e foram fornecidos na Tabela 4.1.

The screenshot displays the DrillBench® software interface, which is divided into several sections for configuring well parameters.

Pumps Section:

	Pump rate change		Volumetric output
Drill string	1000,00	USGal/min2	4,37 USGal/stroke
Annulus	1000,00	USGal/min2	4,37 USGal/stroke
Kill line	1000,00	USGal/min2	4,37 USGal/stroke
Relief well drill string	1000,00	USGal/min2	4,37 USGal/stroke
Relief well annulus	1000,00	USGal/min2	4,37 USGal/stroke
Relief well kill line	1000,00	USGal/min2	4,37 USGal/stroke

Lines Section:

Lines	Length	Inner diameter	Count
Choke line	2293,31 ft	4,500 in	0
Kill line	2293,31 ft	4,500 in	0
Return line	65,62 ft	in	
Relief well kill line	2293,31 ft	4,500 in	2

Valves Section:

	Time	Diameter
Choke closure time	0,20 min	in
BOP operation mode	Manual	
BOP closure time	0,20 min	in
BOP delay	0,10 min	
Kill line	<input checked="" type="checkbox"/> Check valve	
Relief well BOP closure time	0,20 min	in
Relief well BOP delay	0,20 min	
Relief well kill line	<input type="checkbox"/> Check valve	

Boundary pressures Section:

	Pressure
Choke backpressure	14,6959 psi
Drill string backpressure	14,6959 psi
Return line outlet	974,0000 psi
Density above outlet:	8,1757 lbm/USgal

Figura 4.10: Tela com os dados de bomba e linhas de *kill* e *choke* no DrillBench®.

No caso de fluidos, os dados de entrada são a massa específica, tipo (base não aquosa ou base água) e viscosidade. Conforme ilustrado na Figura 4.11, foram utilizados fluidos de alta densidade e baixa viscosidade, tipo WARP. Para o fluido base água a viscosidade foi de 21 cP e fluido base não aquosa a viscosidade foi de 30 cP (para a faixa de densidades de 17,5 ppg a 18,5 ppg), de acordo com Procedimento PETROBRAS (2017) (6). O fluido base água é menos estável para poços com alta temperatura conforme Amani et al. (2012) (35), porém o caso simulado não se enquadra em um poço *high temperature* (HT).

Além disso, como o amortecimento será feito para o fundo do mar, o fluido base água tem a vantagem de ser menos danoso ao meio ambiente. Soma-se a isso o fato do *blowout* vir de um poço de gás que provavelmente terá impacto reduzido de óleo no oceano. Sendo assim, o fluido de amortecimento base não aquosa, caso seja utilizado, poderá aumentar o impacto ambiental relativo a quantidade de óleo jogada no mar. Além disso, o órgão regulador pode ainda não permitir o uso de fluido base não aquosa com retorno para o mar.

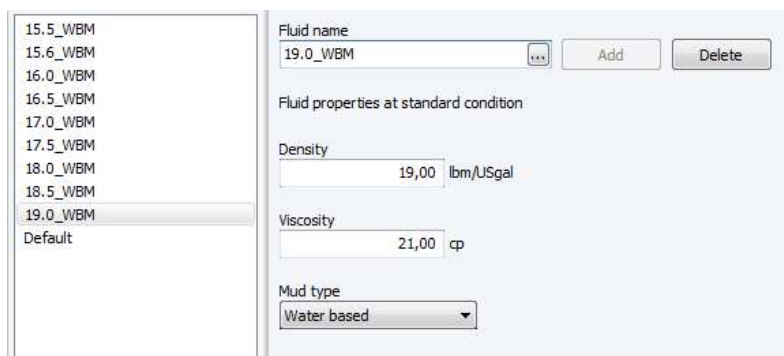


Figura 4.11: Modelagem dos fluidos de perfuração no DrillBench®.

4.3.2. Simulações

As simulações no DrillBench® são mostradas através de gráficos que têm, em sua maioria, o tempo como abscissa. A simulação se passa com o tempo e, para os casos em que a abscissa não é o tempo, trata-se de determinados parâmetros determinados para um instante no tempo (gráficos de “free gas” e “liquid density”). As simulações podem ser pausadas e continuadas a qualquer momento.

Para que seja simulado o *blowout*, primeiramente, este deve ser gerado no poço. Para isso, considera-se o “*unloading period*” (Figura 4.12 (1)), em que o software não considera que o poço de alívio está conectado ao poço em *blowout*. Nesse período, deve-se colocar um fluido em que a pressão deste fluido no fundo do poço seja menor que a pressão do reservatório, caso contrário não haverá a geração do *blowout*.

Após esse período, verifica-se se o *blowout* já foi gerado, e há uma pausa automática na simulação. A partir desse ponto, a simulação considerará que o poço de alívio e o poço em *blowout* estão conectados. Antes de iniciar essa segunda parte das simulações, deve-se ligar as bombas que são direcionadas para as linhas de *kill* e *choke* (Figura 4.12 (2)), fechar o BOP do poço de alívio (Figura 4.12 (3)) e definir a massa específica do fluido a ser bombeado no poço de alívio (Figura 4.12 (4)) e a vazão de bombeio (Figura 4.12 (5)). Pode-se também bombear através da coluna de perfuração do poço de alívio (Figura 4.12 (6)), caso seja necessário. Definidos esses parâmetros, a simulação é continuada.

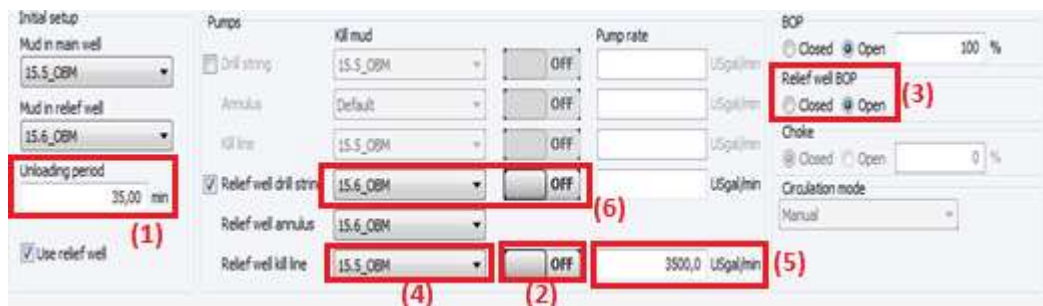


Figura 4.12: Aba de simulação do DrillBench®.

4.3.3. Modelagem no DrillBench® com dois ou mais poços de alívio

O DrillBench® permite a modelagem do amortecimento do poço em *blowout* somente com um poço de alívio. Para que sejam simulados dois ou mais poços de alívio, é feita uma aproximação, conforme descrita a seguir.

Como premissa, consideram-se que todos os poços de alívio têm o mesmo projeto direcional, mesmos revestimentos e interceptam no mesmo ponto o poço em *blowout* essa interceptação ocorre ao mesmo tempo. Nos cálculos de amortecimento do poço em *blowout* no software, são relevantes somente as perdas de carga do ponto de interceptação até o fundo do mar no poço em *blowout*. A perda de carga no poço de alívio somente influenciará na pressão das bombas. Como consideram-se todos os poços de alívio com mesmo projeto, ponto de interceptação e mesma vazão e mesma densidade de fluido, as pressões apresentadas no poço de alívio modelado no software será replicada para os demais, que serão aproximados por uma injeção de fluido de amortecimento pela coluna de perfuração do poço de alívio.

A vazão empregada para os poços de alívio adicionais, que serão modelados além do poço de alívio permitido no software, pode ser obtida multiplicando a vazão desse poço modelado (Q) pelo número de poços adicionais necessários (x poços vezes Q). Os demais poços serão simulados através da injeção de fluido pela coluna de perfuração (Figura 4.12 (6)). Como a coluna está no fundo do poço, o efeito será semelhante ao de um poço de alívio adicional injetando fluido de amortecimento no poço em *blowout*. A pressão na bomba da coluna de perfuração, no entanto, será ignorada, uma vez que se trata de uma aproximação e em um poço de alívio a injeção não seria feita pela coluna. A perda de carga na coluna é muito grande para bombeio de fluido a altas vazões devido ao seu

pequeno diâmetro interno se comparado com o anular do poço de alívio. A pressão nas bombas dos poços de alívio perfurados além do poço original serão consideradas as mesmas do poço de alívio com injeção por *kill* e *choke*, visto que neste caso, o fluido é injetado pelas linhas de *kill* e *choke*. A ilustração desse método no DrillBench® é mostrada na Figura 4.13.

Para que os poços de alívio sejam modelados como uma interceptação que ocorre no mesmo tempo e o fluido injetado tenha a mesma densidade, a bomba da coluna de perfuração do poço de alívio deve ter um atraso em relação à bomba de *kill* e *choke* para o bombeio do fluido de amortecimento. O volume do interior da coluna é menor que o volume do anular do poço de alívio abaixo do BOP e das colunas de *kill* e *choke*. Logo, deve-se corrigir essa diferença com um atraso no bombeio de fluido de amortecimento na coluna. Esse atraso é calculado em função da diferença de volume entre o interior da coluna de perfuração e o anular mais linhas de *kill* e *choke* do poço de alívio.

Isso se deve porque inicialmente, o poço de alívio está preenchido com fluido de perfuração da última fase que estava sendo perfurada. O interior da coluna de perfuração também está preenchido com esse mesmo fluido, no entanto, ele tem volume menor que o volume do anular do poço de alívio abaixo do BOP e das linhas de *kill* e *choke*. Assim, a bomba da coluna é acionada com o fluido da fase, que nesse caso é 15,6 ppg, e a bomba de *kill* e *choke* ligadas com fluido de amortecimento. Após um determinado tempo, que é calculado em função da diferença entre os volumes do interior da coluna e do anular mais linhas de *kill* e *choke* do poço de alívio, o fluido injetado pela coluna passa do fluido da fase para o fluido de amortecimento. Assim, o fluido de amortecimento da coluna e do anular no poço de alívio chegam ao mesmo tempo ao poço em *blowout*, simulando os poços de alívio interceptando o poço em *blowout* ao mesmo tempo.

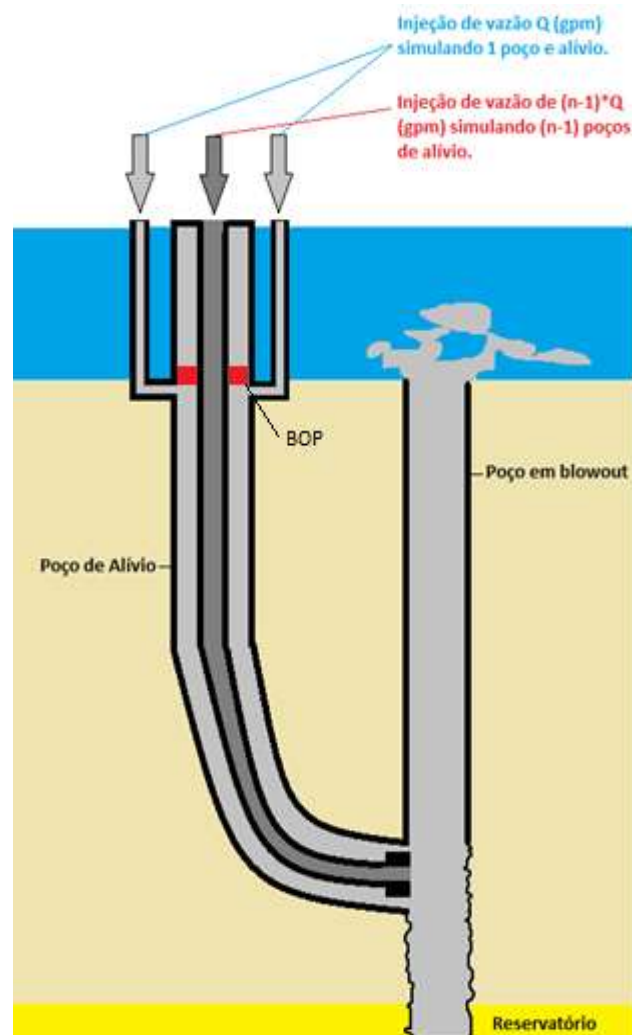


Figura 4.13: Ilustração da simulação de dois ou mais poços de alívio no DrillBench®.

4.3.4. Processo utilizado nas simulações de amortecimento

Na Figura 4.14 tem-se um fluxograma que resume o processo de simulação utilizado nas simulações apresentadas no Capítulo 5.

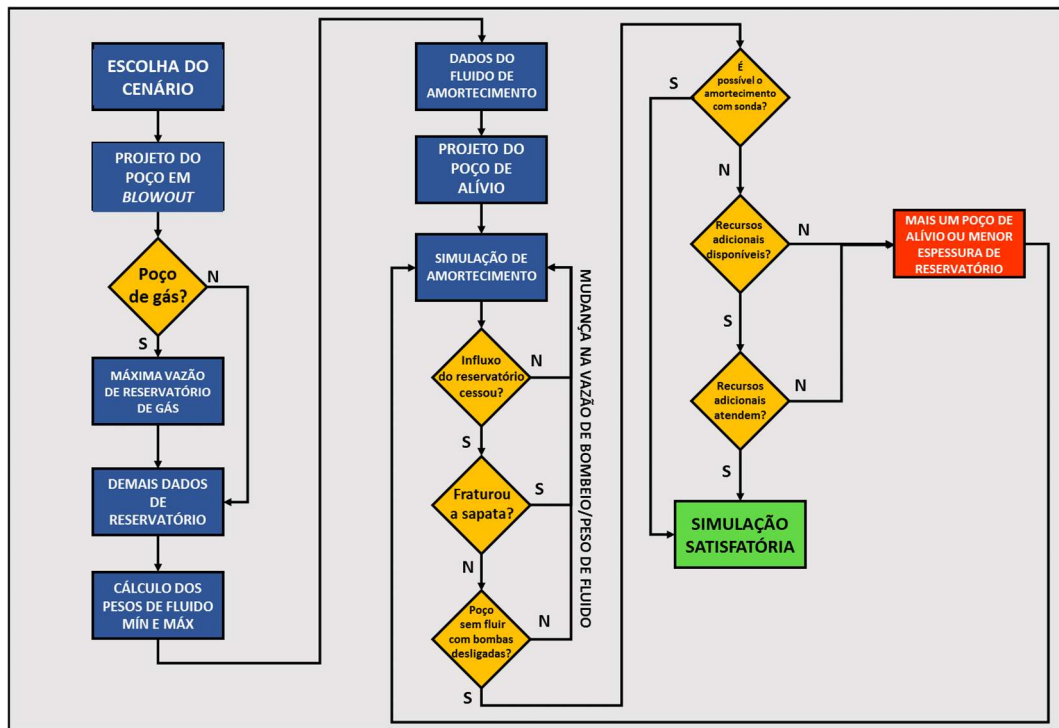


Figura 4.14: Fluxograma do processo de simulação utilizado no estudo.

5

Resultados

Nos casos simulados, busca-se o amortecimento do poço em *blowout* através do poço de alívio, tentando otimizar a vazão de bombeio, a densidade do fluido de amortecimento e o volume de fluido utilizado nesse amortecimento. Para todos os casos simulados, serão estudados os seguintes instantes da simulação (identificados nas simulações pelas barras verticais com os respectivos números):

- Geração do *blowout* (1)
- Estabelecimento do *blowout* (2)
- Início do amortecimento (3)
- Fim do influxo do reservatório (4)
- Desligamento das bombas (5)

Nas simulações serão observados dez gráficos relativos ao poço em *blowout*, sendo eles:

- Pressão no fundo do poço: “bottomhole pressure” que permite acompanhar a pressão no fundo do poço em função do tempo.
- Influxo do reservatório em massa: “influx from reservoir” que mostra qual o fluxo de hidrocarbonetos do reservatório em função do tempo.
- Fluxo de gás para fora do poço: “outlet gas flow rate out” que mostra a quantidade de gás que sai do poço em função do tempo.
- Fluxo de líquido para fora do poço: “outlet liquid flow rate out” que mostra a quantidade de líquido que sai do poço em função do tempo.
- Gás livre no poço: “free gas” que mostra, em função da profundidade, a quantidade de gás livre no poço.
- Densidade do líquido no poço: “liquid density” que indica a densidade média do fluido no poço em função da profundidade.

- Pressão na bomba: “pump pressure” que fornece a pressão das bombas da sonda que perfura o poço de alívio em função do tempo.
- Vazão de bombeio: “pump volume rate”, mostra a vazão de bombeio das bombas da sonda que perfura o poço de alívio em função do tempo.
- Volume bombeado acumulado: “accumulated pumped volume” que indica o volume de fluido injetado através do poço de alívio em função do tempo.
- Pressão na sapata: “pressure at casing shoe” e indica a pressão na sapata do poço em *blowout* em função do tempo.

Dentre os gráficos citados acima, o “free gas” e o “liquid density” não são função do tempo (abscissa) e variam a cada instante (o gráfico mostra uma “foto” em determinado instante). Os demais gráficos mostrados são funções do tempo e, para uma dada simulação com uma determinada densidade de fluido e vazão de bombeio, mostram o registro no tempo de uma determinada propriedade ou ponto do poço.

No poço em *blowout* serão monitorados todos os gráficos citados anteriormente. Os gráficos de “free gas” e “liquid density” vão variar para cada um dos cinco instantes descritos anteriormente que serão observados no poço em *blowout*. Em cada um dos cinco instantes monitorados, esses gráficos terão uma indicação diferente.

No poço de alívio, somente será monitorado o gráfico de “free gas”. Esse monitoramento tem por objetivo verificar se o poço está preenchido com fluido de amortecimento ou se há a entrada de fluido do reservatório no poço de alívio ou nas linhas de *kill* e *choke* da sonda que está perfurando o mesmo. Além disso, verifica-se também a presença de *free fall* através desse gráfico.

O *free fall*, conforme descrito em Campos et al (1993) (36), é causado pela diferença de densidades entre fluidos que, no caso estudado, se dá pela diferença entre o peso de fluido do poço de alívio e o poço em *blowout*. Essa diferença de densidades causa um desequilíbrio de forças que faz com que haja uma aceleração no fluxo de todo o fluido no sentido descendente, enquanto o fluido de amortecimento é bombeado pelas linhas de *kill* e *choke*. Portanto, o fluido no poço se desloca mais rapidamente que a taxa de bombeio, criando uma região de baixa pressão abaixo do BOP da sonda que perfura o poço de alívio até o nível da

coluna de fluido dentro do poço. Operacionalmente, o *free fall* traz algumas complicações, como:

- Aumento do diferencial de pressão nas gavetas de BOP no sentido superfície-poço (discutido adiante)
- Ausência de leitura de pressão tanto no manômetro do BOP quanto nos manômetro de *kill* e *choke*. Isso faz com que não se tenha registros de dados de pressão impossibilitando o monitoramento do comportamento no poço de alívio durante o amortecimento.

Quando o texto se referir aos gráficos que não são função do tempo, indica-se o instante em que o parâmetro está sendo observado e indicado na legenda. No caso dos gráficos em função do tempo, aponta-se o instante em que o parâmetro estudado ocorreu, sendo o mesmo identificado no gráfico, conforme exemplo na Figura 5.1. Na Figura 5.1 (A), mostra-se o gás livre no poço em *blowout* no fim do amortecimento em $t = 300$ min. Para identificar a pressão na sapata nesse instante, verifica-se na ordenada do gráfico da Figura 5.1 (B) no instante indicado, conforme ilustrado pelas retas em azul. Um outro ponto a ser observado, conforme destacado no retângulo vermelho da Figura 5.1, é que somente as curvas marcadas (☒) aparecerão nos gráficos. Já as demais sem marcação (☐) não aparecem no gráfico e ficam ocultas.

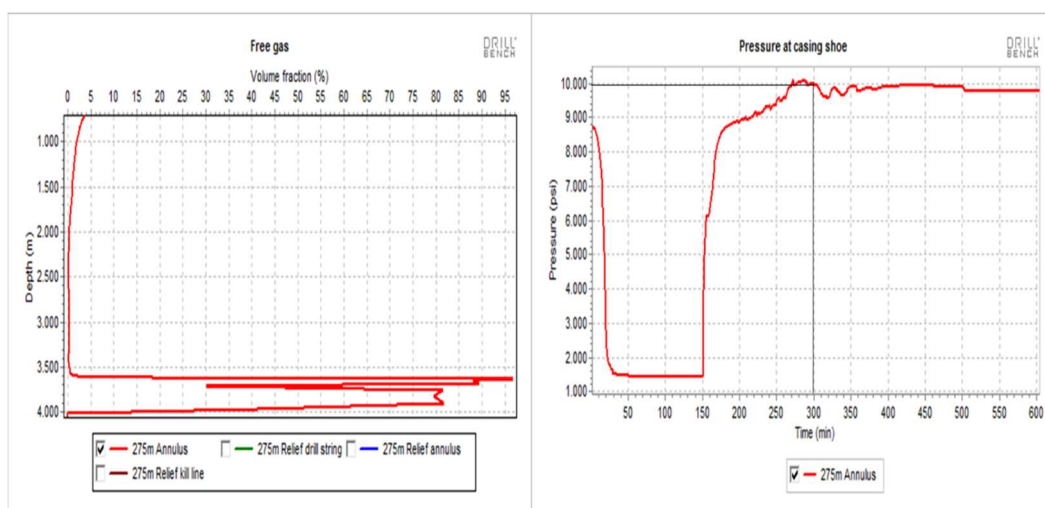


Figura 5.1: Exemplo de identificação dos parâmetros nos gráficos do DrillBench®. Em (A) tem-se o “free gas” em $t = 300$ min e em (B) a pressão na sapata, destacando a pressão em $t = 300$ min.

Os critérios para considerar o poço amortecido, adotados neste estudo, são:

- Bombas desligadas sem retorno do *blowout*.
- Fração de gás menor que 2%.
- Densidade média do fluido no poço em *blowout* maior que 17,3 ppg.
- Pressão no fundo do poço maior que 10800 psi (pressão no fundo considerando a pressão de poros do topo do reservatório).
- Pressão na sapata menor que a pressão de fratura durante toda a simulação:
 $P_{sap} < 10352 \text{ psi}$.

No presente trabalho a massa específica (lb/gal – ppg) do fluido é tratada com a nomenclatura da indústria, que costuma a se referir como densidade ou peso do fluido. A pressão necessária para que a bomba consiga bombear o fluido de amortecimento na vazão desejada no poço de alívio é referida como pressão de bombeio. A vazão de bombeio ou de vazão de injeção, por sua vez, terão o mesmo significado.

As demais unidades utilizadas no estudo serão as mesmas utilizadas na indústria, a seguir:

- Volume de líquido: bbl (*barrel* - barril, que equivale a 42 galões);
- Densidade ou peso do fluido: ppg (*pound per gallon* – libra por galão);
- Vazão de bombeio: gpm (*gallons per minute* – galões por minuto) ou bpm (*barrels per minute* – barris por minuto);
- Pressão: psi (*pound per square inch* – libra por polegada quadrada).
- Volume de gás: MMscf (*million standard cubic feet* – milhões de pés cúbicos padrão).
- Vazão de gás: MMscf/dia.

Algumas premissas são adotadas no estudo:

- Durante o amortecimento do poço em *blowout*, a sonda contará com 3 bombas injetando fluido pelas linhas de *kill* e *choke* e uma bomba reserva.

- Não serão considerados no estudo a transferência de fluido entre embarcações. Somente será considerada a capacidade de armazenamento da sonda ou barco como volume útil para o amortecimento.
- No amortecimento com mais de um poço de alívio, considera-se que os poços têm mesmo projeto, interceptam o poço em *blowout* ao mesmo tempo e injetam fluido na mesma vazão e com a mesma densidade.
- O final do influxo do reservatório significa que o influxo do reservatório cessou. No entanto, não significa que o poço está amortecido. Para que o poço seja considerado amortecido, deve-se ter atendidos os cinco critérios mencionados no parágrafo anterior.

5.1. Simulações de amortecimento do poço em *blowout* com toda a espessura do reservatório exposta (275 m)

Inicialmente, é simulado o amortecimento do poço em *blowout* com a variação das densidades do fluido de amortecimento e das pressões de bombeio. Essas simulações têm por objetivo de verificar os limites de pressão e vazão mínimos necessários para amortecer o poço em *blowout*. O peso de fluido foi variado de 0,5 em 0,5 ppg e a vazão de bombeio foi variada de 100 em 100 gpm. A Tabela 5.1 ilustra as simulações para os diversos pesos de fluido e vazões de bombeio, considerando toda a espessura do reservatório exposta.

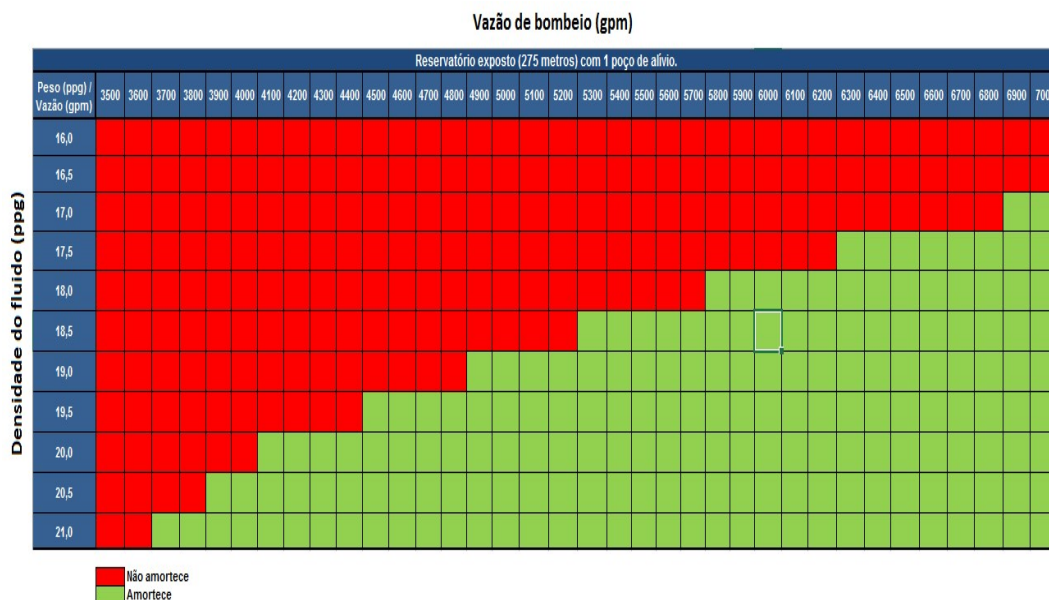
Essas simulações foram simplificadas e foi somente analisado se seria possível cessar o influxo de hidrocarbonetos do reservatório dinamicamente, levando em conta a coluna de fluido no poço em *blowout* juntamente com a perda de carga devido ao bombeio com alta vazão. O objetivo dessa análise preliminar é que se tenha uma ideia das densidades dos fluidos a serem utilizados e das vazões de bombeio necessárias para o amortecimento do poço em *blowout*. Nessas simulações não foi feito o controle de vazão quando o poço em *blowout* é preenchido com o fluido de amortecimento para evitar a fratura na sapata. Ou seja, somente foi simulado se seria possível cessar o influxo, não necessariamente atendendo aos cinco critérios para se considerar o poço amortecido.

Para que o poço possa ser considerado amortecido, a pressão devido ao fluido de amortecimento no poço, juntamente com a pressão da água do mar

(lâmina d'água), o amortecimento é feito para o fundo do mar, devem ser capazes de cessar o *blowout* sem a ajuda da perda de carga causada pela alta vazão. Em outras palavras, a pressão hidrostática gerada pelo fluido de amortecimento dentro do poço em *blowout*, adicionada à pressão hidrostática gerada pela água do mar, deve ser igual ou maior que a pressão do reservatório. Logo, o poço deve permanecer amortecido mesmo com bombas desligadas (amortecimento estático).

Sendo assim, o fluido a ser utilizado deve ter Margem de Segurança de Riser (MSR). Isto é, o fluido deve ter uma densidade suficiente para que: a pressão da água do mar no leito marinho juntamente com a pressão do fluido no poço amortecido sejam suficientes para fazer uma contrapressão no reservatório e, assim, cessar o influxo. Isso significa que enquanto a sonda estiver conectada ao poço, haverá uma pressão consideravelmente superior à pressão de poros do reservatório. Quando a sonda não estiver mais conectada, a pressão da lâmina d'água, que é menor que a pressão do fluido no riser, juntamente com o fluido no poço serão suficientes para impedir um influxo indesejado do reservatório.

Tabela 5.1: Amortecimento do poço em *blowout* para variações na vazão de bombeio do poço de alívio e na densidade do fluido injetado.



As Figuras 5.2 (A) e (B) mostram, respectivamente, a pressão de poros (psi) e o gradiente de pressão de poros (ppg) em função da profundidade para a região de poço aberto. O topo do reservatório é o ponto com o maior gradiente de

pressão de poros, conforme a curva de pressão de poros na Figura 5.2 (B). Apesar da pressão no fundo do reservatório ser maior que a pressão no topo, quando é feita a conversão para gradiente em função da profundidade, o topo do reservatório passa a ser o ponto com o maior gradiente de pressão de poros.

A densidade mínima do fluido necessária para amortecer o poço em *blowout*, considerando o gradiente do topo do reservatório e levando em consideração a pressão exercida pela água do mar é:

$$P(\text{psi}) = 0,17 * \rho(\text{ppg}) * h(\text{m}) \quad (5.1)$$

$$10038 = 0,17 * 8,5 * 674 + 0,17 * (3785 - 699) * \rho$$

$$\rho = 17,28 \text{ ppg}$$

Neste estudo, a água do mar foi considerada com uma densidade de 8,5 ppg. Assim, a densidade mínima do fluido para amortecer o poço estaticamente, de acordo com as densidades simuladas na Tabela 5.1, é de 17,5 ppg.

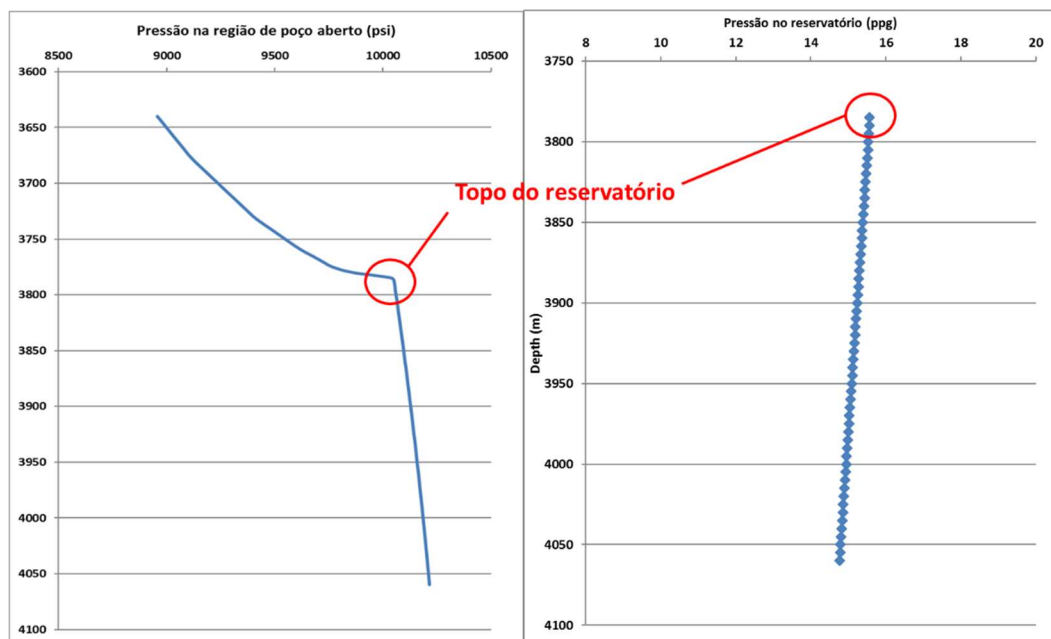


Figura 5.2: Curva de pressão de poros da região de poço aberto em psi (A) e em peso equivalente em ppg (B), sendo este último dentro do reservatório.

É possível amortecer o poço em *blowout* com densidades de fluido menores, que foram testados nas simulações iniciais do trabalho, conforme mostrado na Tabela 5.1. No entanto, elas contam com a ajuda da perda de carga para que a

pressão no fundo do poço seja igual ou maior que a pressão do reservatório. Após o influxo cessar, as bombas não poderão ser desligadas, pois soma da pressão da água do mar mais a pressão do fluido dentro do poço em *blowout* não será suficiente para fazer a contrapressão necessária para impedir o influxo de hidrocarbonetos do reservatório.

Conforme descrito na seção 4, a pressão de fratura é de 10.352 psi a 3.638 m de profundidade. Logo, o peso máximo de fluido para que o poço fique estaticamente amortecido e não fracture a formação é de:

$$P(\text{psi}) = 0,17 * \rho(\text{ppg}) * h(\text{m})$$

$$10.352 = 674 * 8,5 * 0,17 + 0,17 * \rho * (3.638 - 699)$$

$$\rho = 18,77 \text{ ppg}$$

Como para este estudo foi adotada a variação de densidade de 0,5 em 0,5 ppg, conforme Tabela 5.1, o peso máximo de fluido que deve ser utilizado é de 18,5 ppg.

5.1.1. Simulação com densidade do fluido de amortecimento e vazão de bombeio mínimos

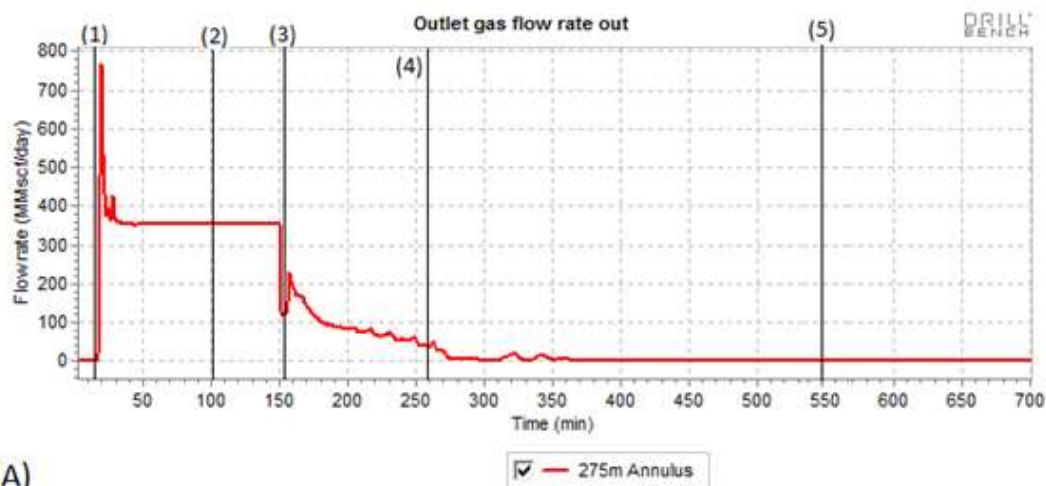
A partir das considerações iniciais, parte-se para a simulação de amortecimento do poço em *blowout* com toda a espessura do reservatório exposta. O reservatório é de gás e tem 275 m de extensão vertical. De acordo com a tabela 5.1, para 17,5 ppg a vazão mínima para o amortecimento é de 6300 gpm.

Nas Figuras 5.3 (A) a (H), na barra vertical indicada por (1) nesses gráficos, tem-se o *blowout* sendo gerado. No caso simulado, inicialmente há um fluido de 15,6 ppg durante a perfuração do poço que entrou um *blowout*, suficiente para fazer uma contra-pressão equivalente à pressão no topo do reservatório (*overbalance*) quando a sonda está conectada ao poço, porém não tem MSR.

Na Figura 5.3 – (A), tem-se o fluxo de gás para fora do poço – “Outlet gas flow rate out” – que ficou em aproximadamente 350 MMscf/dia quando o *blowout* estabilizou (barra vertical (2)). No início do amortecimento, barra vertical (3) da Figura 5.3 (A), o poço de alívio intercepta o poço em *blowout*. Nesse momento,

forma-se um tubo em U em que o poço de alívio tem uma coluna de fluido de alta densidade (neste caso 15,6 ppg) até a sonda que perfura o poço de alívio. No poço em *blowout* atua a pressão da lâmina d'água (no lugar da sonda anteriormente conectada ao poço) e da coluna de gás que preenche todo o poço. Essa diferença de pressão entre colunas hidrostáticas do poço de alívio e do poço em *blowout* é muito grande (em torno de 6500 psi). Somado a isso, o gás que se encontra no poço em *blowout* está em fluxo a alta vazão (poço em descontrole). Ambos os efeitos resultam em uma sucção do fluido do poço de alívio para o poço em *blowout* no início do amortecimento. Isso faz com que a quantidade de gás que sai do poço diminua rapidamente devido ao aumento da pressão no fundo do poço em *blowout* causada pelo fluido de maior densidade, conforme observado pela barra vertical (3). Posteriormente, a quantidade de gás volta a aumentar até aproximadamente $t = 160$ min quando o poço é preenchido em boa parte por fluido de perfuração de 15,6 ppg que estava no poço de alívio no momento da interceptação. A partir daí, há uma tendência de redução gradativa do fluxo de gás à medida que o fluido de amortecimento de 17,5 ppg vai preenchendo o poço em *blowout*.

Entre $t = 310$ e 350 min, o fluxo de gás para fora do poço, que havia cessado, tem uma tendência a recomeçar. Isso se deve a drástica diminuição da vazão de bombeio, conforme Figura 5.3 (E) – barra vertical (4), quando o poço em *blowout* fica quase totalmente preenchido pelo fluido de amortecimento. Como pode ser observado nas Figuras 5.3 (F) e (H) (barra vertical (4)) a pressão de bombeio e a pressão na sapata crescem muito rapidamente e devem ser controladas para que não haja fratura da sapata.

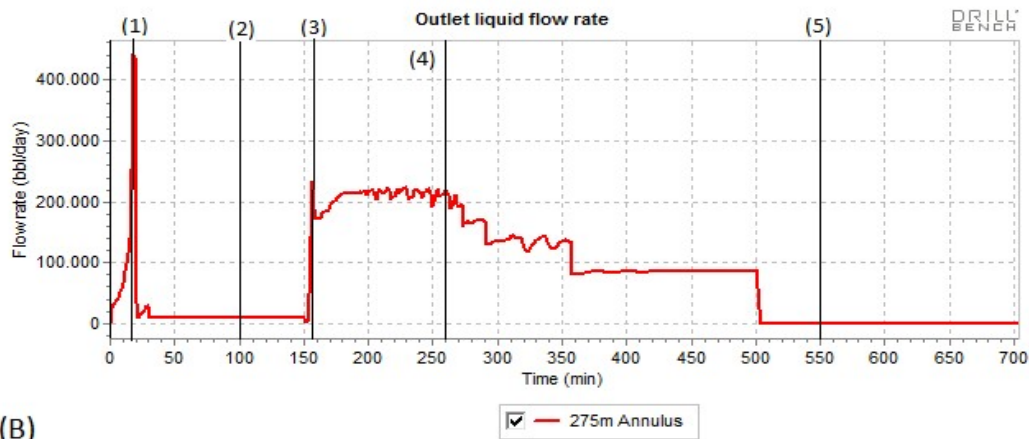


(A)

Figura 5.3 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 5.3 (B), tem-se o fluxo de líquido para fora do poço - “Outlet liquid flow rate out”. Conforme pode ser observado, o fluxo de fluido tem um pico quando o gás proveniente do poço expulsa o fluido de perfuração, indicado na barra vertical (1) na Figura, durante a geração do *blowout*. Posteriormente, o fluxo fica estabilizado em um valor baixo (aproximadamente 10.000 bbl/dia), conforme indicado na barra (2), até o início do amortecimento. Esse comportamento com baixa produção de líquidos é esperado, uma vez que o poço é de gás, porém tem uma RGO de 6000 m³/m³ (aproximadamente 29,69 bbl/MMscf), que produz aproximadamente 10000 bbl/dia de condesado. Entre t = 150 e 180 min (barra vertical (3)), ocorre fenômeno semelhante ao descrito no parágrafo anterior. Porém, nesse caso, no início do amortecimento houve um aumento do fluxo de líquido para fora do poço devido à sucção do fluido devido ao tubo em U com posterior estabilização do fluxo.

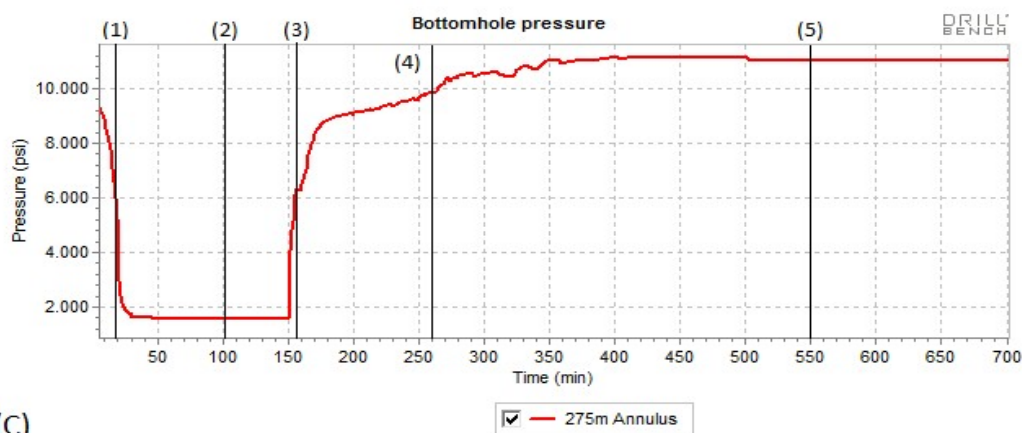
Nota-se na Figura 5.3 (B) que, por se tratar de um poço de gás, a produção de líquido é relativamente baixa.



(B)

Figura 5.3 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.

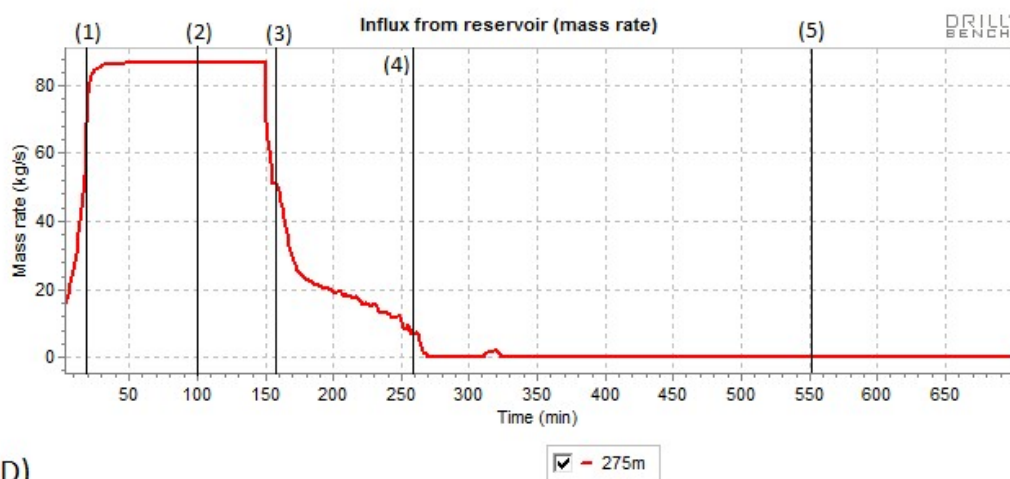
Na Figura 5.3 (C), tem-se a pressão no fundo do poço em *blowout* - “bottomhole pressure”. Inicialmente, o poço em *blowout* está preenchido com fluido de 15,6 ppg e tem pressão no fundo de aproximadamente 9900 psi. Conforme as barras (1) e (2) indicam na Figura, quando o *blowout* se inicia, a pressão no fundo cai rapidamente e se estabiliza abaixo de 2000 psi. Quando o amortecimento é iniciado, a pressão no fundo sobe rapidamente até aproximadamente 6000 psi, conforme indicado pela barra (3) na Figura 5.3 (C). No fim do amortecimento, barra vertical (4), a pressão sobe até aproximadamente 11400 psi e reduz-se a vazão de bombeio para limitar o crescimento da pressão e não se fraturar a sapata. Posteriormente, já com as bombas desligadas, barra (5), a pressão no fundo se estabiliza em torno de 11000 psi.



(C)

Figura 5.3 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em *blowout* durante a simulação.

Na Figura 5.3 (D), tem-se o influxo do reservatório em massa: “influx from reservoir”. Observa-se que o influxo do reservatório cresceu rapidamente até próximo de 90 kg/s e se estabilizou nesse valor, conforme indicado no início e na estabilização do *blowout* pelas barras (1) e (2), respectivamente. O período de crescimento da vazão de *blowout* durou cerca de 50 minutos e entre 50 a 150 min o *blowout* se estabilizou. A partir daí se inicia o amortecimento e o influxo do reservatório cessa por volta de 270 min, conforme indicado pelas barras (3) e (4) na Figura, respectivamente. Como indicado pela barra (5), não há influxo com bombas desligadas.



(D)

Figura 5.3 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

Na Figura 5.3 (E), tem-se a vazão de bombeio “Pump volume rate”. Como pode ser observado na Figura em questão, a vazão de amortecimento foi de 6.300 gpm no início do amortecimento, sendo posteriormente reduzida em *steps* a partir dos 270 min, até que o influxo do reservatório fosse cessado. Essa redução visa diminuir a pressão exercida pela perda de carga para evitar que a sapata do poço em *blowout* seja fraturada.

Essa redução em *steps* ajuda no controle da pressão de forma mais suave. No entanto, operacionalmente, pode ser muito complicado manter o controle da vazão na bomba dessa forma, uma vez que o crescimento da pressão se dá de forma muito rápida (em alguns minutos). Na sonda, o acompanhamento da pressão se dará pela leitura dos manômetros da bomba, nos sensores do BOP e no

stand pipe. Devido à rapidez com que as pressões crescem e à baixa precisão desses manômetros, pode não ser possível essa redução de forma escalonada. Observa-se que a vazão de bombeio mínima (considerando steps de 100 gpm conforme a Tabela 5.1) é de 2500 gpm para que se tenha uma pressão mínima na bomba e possa haver a leitura de pressão (Figura 5.3 (F)).

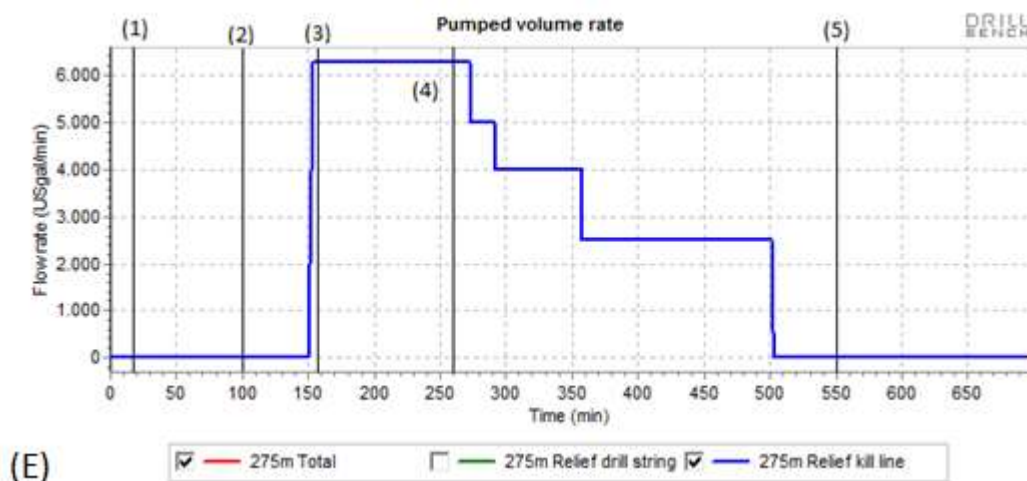
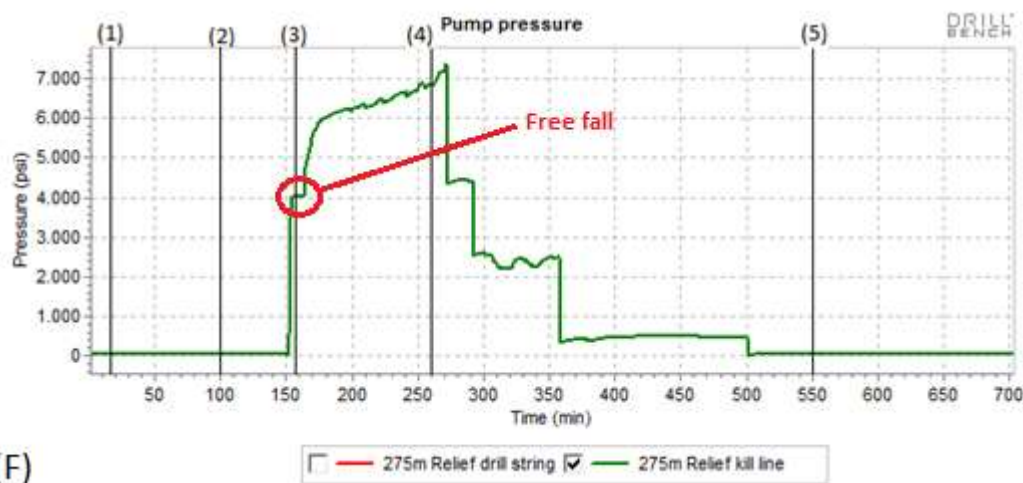


Figura 5.3- (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

Na Figura 5.3 (F), tem-se a pressão na bomba: “Pump pressure”, cujo gráfico é semelhante ao gráfico de “pump volume rate” (Figura 5.3 (E)). Observa-se que a pressão da bomba atingiu o pico aproximado de 7200 psi em 270 min, quando então a vazão de bombeio foi diminuída para não causar a fratura da sapata. Durante todo o bombeio foi mantida uma pressão de bombeio mínima de aproximadamente 500 psi (Figura 5.3 (F) entre $t = 360$ e 500 min). O poço seria amortecido para vazões mais baixas que 2500 gpm entre $t = 360$ e 500 min, porém a pressão de bombeio seria zero, ou seja, não teríamos a leitura de pressão no manômetro da bomba, o que dificultaria o monitoramento da pressão. Esse procedimento de se deixar uma pressão mínima durante todo o bombeio de fluido foi mantido mesmo quando não havia mais influxo do reservatório e a circulação teve a função de apenas retirar o gás residual abaixo do ponto de interceptação ($t = 360$ a 500 min).

Observa-se na Figura 5.3 (F) que no início do amortecimento com 6.300 gpm (após $t = 150$ min) a pressão na bomba fica constante entre 10 e 20 minutos,

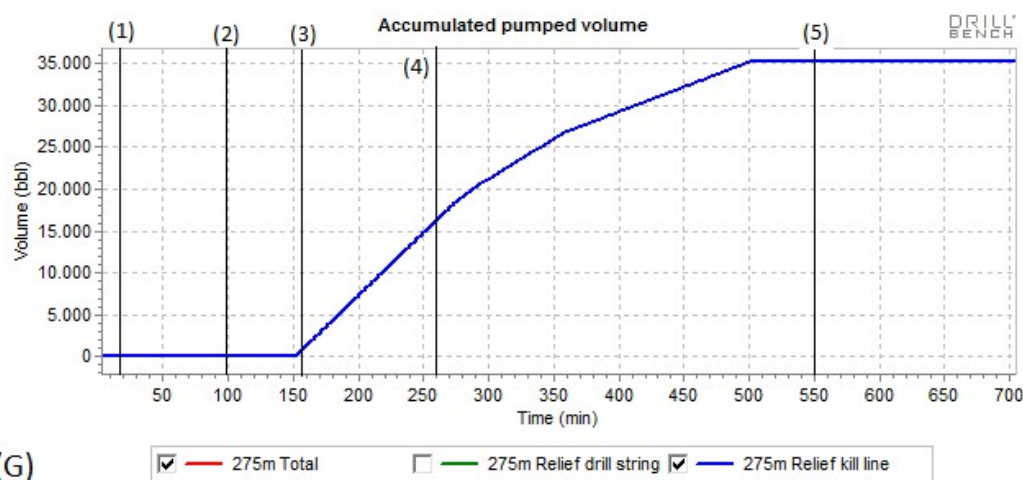
sinalizando um indício de *free fall*. Essa pressão constante na bomba indica a perda de carga nas linhas de *kill* e *choke* devido ao bombeio a alta vazão.



(F)

Figura 5.3- (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Na Figura 5.3 (G), volume bombeado acumulado: “Accumulated pumped volume”, observa-se que foi utilizada uma quantidade muito grande de fluido de amortecimento, aproximadamente 36.000 bbl para que o poço fosse amortecido. Mesmo após o reservatório cessar o influxo (barra (4) na Figura), ainda foi necessário bombear uma grande quantidade de fluido para que fosse eliminado o gás restante abaixo do ponto de interceptação, conforme melhor detalhado adiante.



(G)

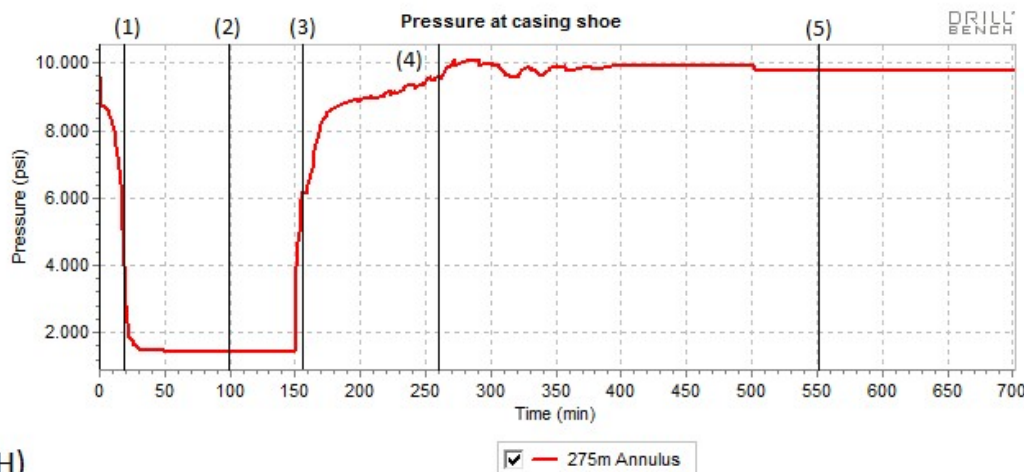
Figura 5.3- (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.

Na Figura 5.3 (H), pressão na sapata - “Pressure at casing shoe”, essa pressão foi controlada após aproximadamente 270 min (fim do amortecimento – barra (4) na figura) para que ficasse com uma margem mínima de 150 psi da pressão de fratura. À medida que o poço vai sendo preenchido com o fluido de amortecimento, esse fluido vai se misturando com o fluido da formação, nesse caso o gás, e o fluido equivalente no poço vai aumentando sua densidade. Isso faz com que haja um crescimento da pressão hidrostática no reservatório e, conseqüentemente, na sapata do poço em *blowout*. Quando a pressão na sapata fica próxima da pressão de fratura, diminui-se a pressão de bombeio, através da diminuição da vazão, para que não ocorra fratura da formação.

O pico da pressão na sapata ficou em torno de 10.100 psi. Observa-se na Figura 5.3 (E) que a bomba teve sua vazão diminuída em *steps* e, conforme a Figura 5.3 (H), a pressão na sapata ficou aproximadamente 250 psi abaixo da pressão de fratura. Para que fosse reduzida a vazão, a simulação foi pausada e a vazão foi ajustada.

Operacionalmente, essa margem de 150 psi para atingir a pressão de fratura, para um cenário de *blowout* real, deverá ser maior. Na sonda, o ajuste que foi feito na simulação (em *steps*) pode não ser possível pela precisão dos equipamentos e a rapidez com que ocorre o crescimento da pressão na sapata. A margem de 150 psi para a pressão de fratura, portanto, pode ser facilmente superada, o que causaria a fratura da sapata. O crescimento da pressão na sapata quando o poço de alívio está quase totalmente preenchido com fluido de amortecimento ocorre muito rapidamente (em alguns minutos). Deve-se ter, portanto, muita atenção nos tempos em que a vazão na bomba deve ser reduzida, fornecido pelas simulações, para não se fraturar a sapata.

Caso haja a fratura da sapata, essa fratura poderá se propagar até a superfície, causando uma exsudação de hidrocarbonetos no leito marinho. Isso dificultaria consideravelmente o controle do poço em *blowout* via poço de alívio, uma vez que o fluido injetado também estaria fluindo pela fratura e não somente no poço de alívio.



(H)

Figura 5.3 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.

Na Figura 5.4 (A) tem-se o gás livre no poço - “Free gas” - no início do *blowout*. Conforme descrito no capítulo 4, o gráfico de “free gas” é mostrado para um determinado instante no tempo e, nesse caso, a “foto no tempo” foi tirada enquanto o *blowout* era gerado em aproximadamente 10 min de simulação. Nos demais gráficos apresentados, Figuras 5.3 (A) a (H), trata-se do instante indicado pela barra vertical (1).

Na Figura 5.4 (B), densidade do líquido no poço: “Liquid density”, semelhante ao que acontece com o “free gas”, é uma “foto” a densidade do fluido no poço em *blowout* um determinado instante. Esse gráfico também foi registrado em aproximadamente 10 min de simulação na geração do *blowout* (barra vertical (1)) e, como pode ser observado, tem uma tendência de diminuição da densidade do fluido à medida que se aumenta a profundidade. Esse comportamento se deve pelo gás que entrou no poço e ainda não atingiu a superfície.

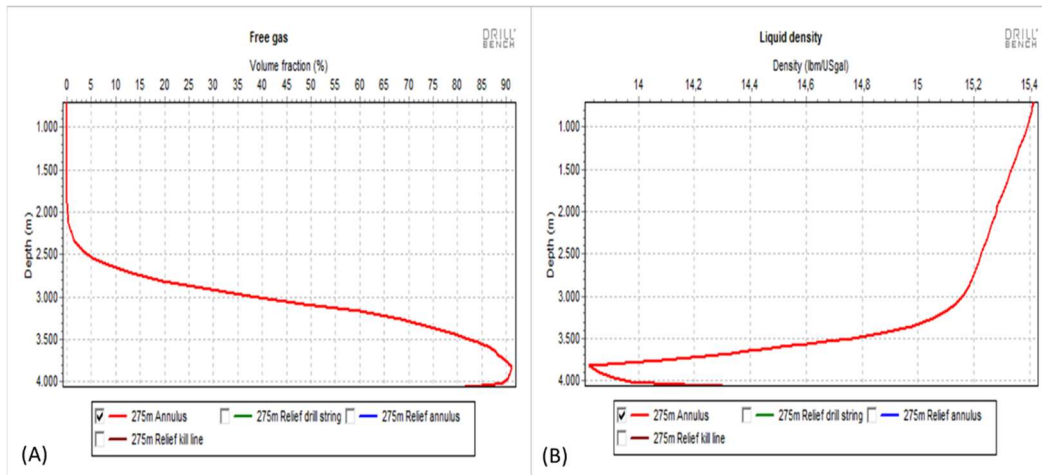


Figura 5.4 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do *blowout* – Aproximadamente em $t = 20$ min.

Na Figura 5.5 (A) e (B), tem-se a quantidade de gás livre e a densidade equivalente do fluido, respectivamente, quando o *blowout* já está estabelecido. Trata-se do instante indicado pela barra vertical (2) nas Figuras 5.3 (A) a (H). Observa-se que o poço está em quase sua totalidade preenchido com gás livre e a densidade média da mistura de fluido no interior do poço tem um peso médio em torno de 3,75 ppg, o que confirma um *blowout* de gás.

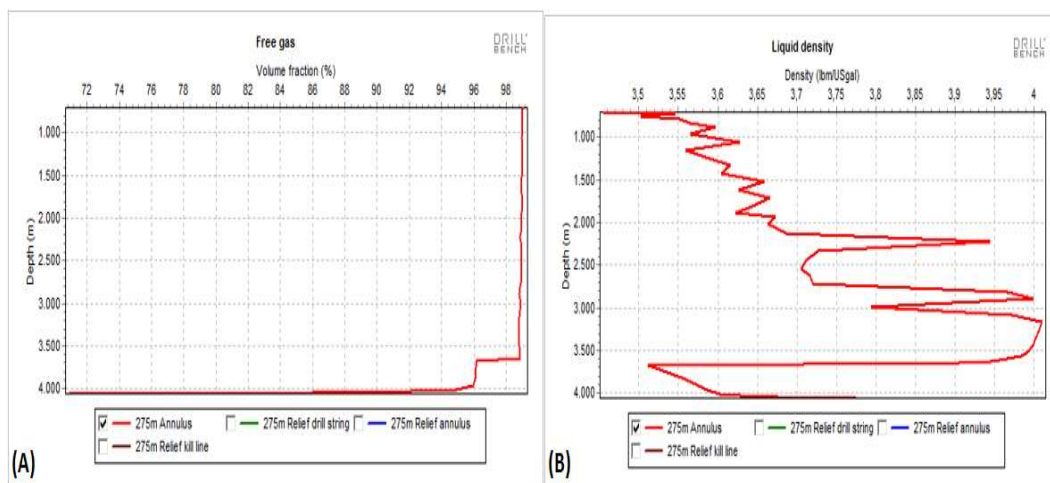


Figura 5.5 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido quando o *blowout* está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.

Nas Figuras 5.6 (A) e (B) tem-se o poço em *blowout* no início do amortecimento. Como pode ser observado, aproximadamente entre 2000 e 2500 metros, a quantidade de gás livre 5.6 (A) diminui bruscamente e a densidade do fluido no poço em *blowout*, na Figura 5.6 (B), também aumenta de forma abrupta. Isso significa que o fluido de amortecimento está no começo do preenchimento do poço em *blowout*. Observa-se na Figura 5.6 (B), entretanto, que a densidade média do fluido que entra no poço é de aproximadamente 15 ppg, que é o próximo do peso do fluido de 15,6 ppg que estava no poço de alívio no momento da interceptação. O fluido de 17,5 ppg somente será injetado no poço em *blowout* após o deslocamento de todo o fluido de 15,6 ppg que estava no poço de alívio.

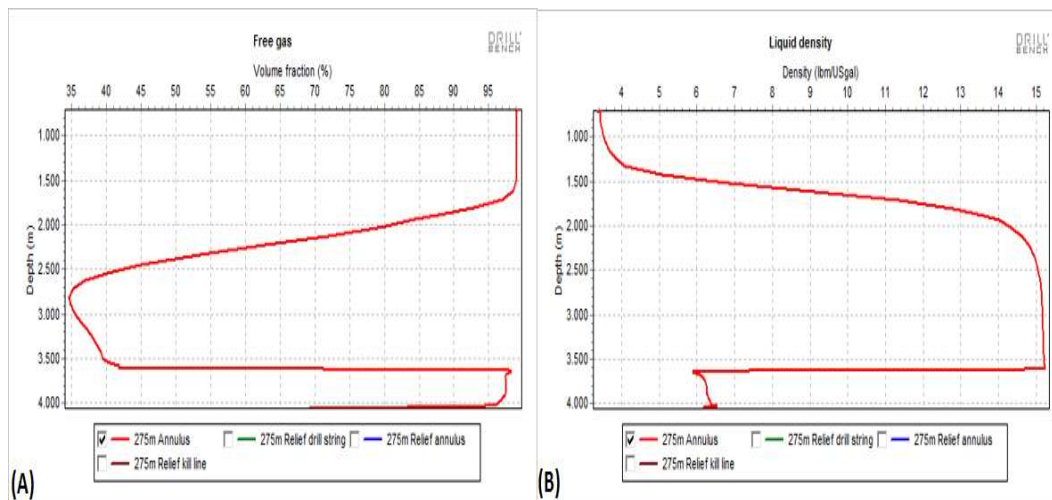


Figura 5.6 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t=157$ min.

Na Figura 5.7 (A) e (B), têm-se os gráficos de “free gas” do poço de alívio no início do amortecimento e 14 min após o início do amortecimento. Observa-se que há uma grande fração de gás no início desse amortecimento. Na verdade, quando não há fluido no poço, o software representa a quantidade de gás livre como porcentagem de gás. Nesse caso, trata-se de um *free fall* parcial nas linhas de *kill* e *choke* e abaixo do BOP.

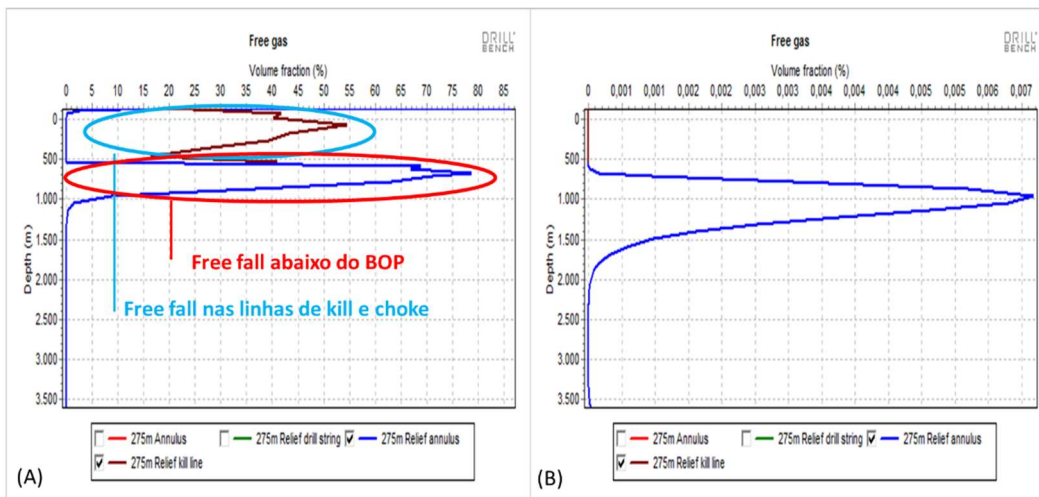


Figura 5.7 - (A) e (B) - Anular e linhas se *kill* e *choke* do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 164$ min, respectivamente.

Na Figura 5.8 (A) e (B), tem-se os dois gráficos de “free gas” e “liquid density” que ilustram o final do influxo de hidrocarbonetos do poço (aproximadamente 260 min na simulação). Como pode ser percebido em ambos os gráficos, apesar do influxo estar cessando e o poço estar em grande parte preenchido com o fluido de amortecimento, ainda há uma grande quantidade de gás abaixo do ponto de interceptação (abaixo de 3608 m). Para que esse gás seja retirado, deve-se circular o poço com uma vazão entre 6300 e 2500 gpm (entre 270 e 500 min de simulação), conforme observado na Figura 5.3 (E). A vazão mínima de 2500 gpm, conforme discutido anteriormente, se deve pela necessidade de se ter uma pressão mínima durante o bombeio, pois, para vazões abaixo de 2500 gpm a pressão na bomba seria zero.

Caso as bombas sejam desligadas, o gás existente abaixo do ponto de interceptação tenderá a migrar e expandir e, conseqüentemente, diminuir a densidade equivalente do fluido no poço, o que recomençaria o *blowout*.

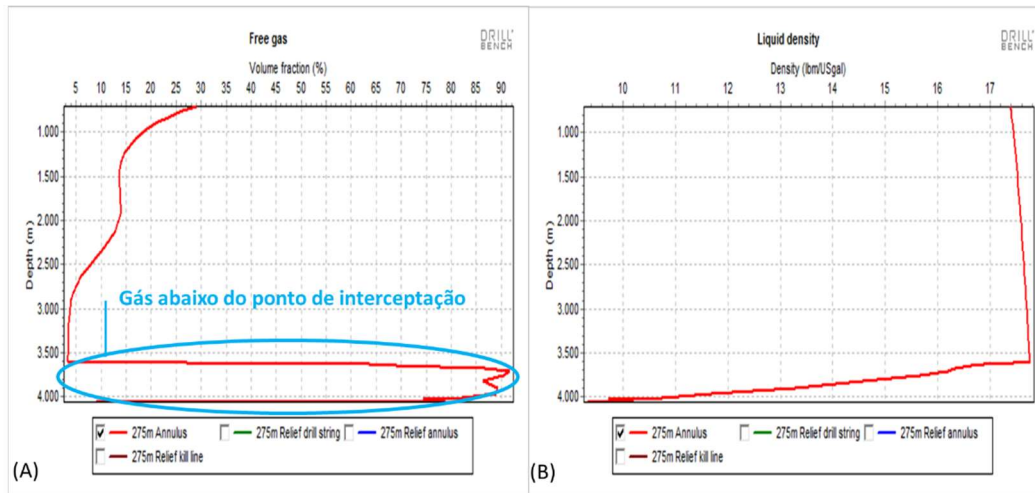


Figura 5.8 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do influxo do reservatório – Aproximadamente em t= 270 min.

Na Figura 5.9 tem-se o poço amortecido com as bombas desligadas (aproximadamente em t=450 min na simulação) sem que haja o retorno do *blowout*.

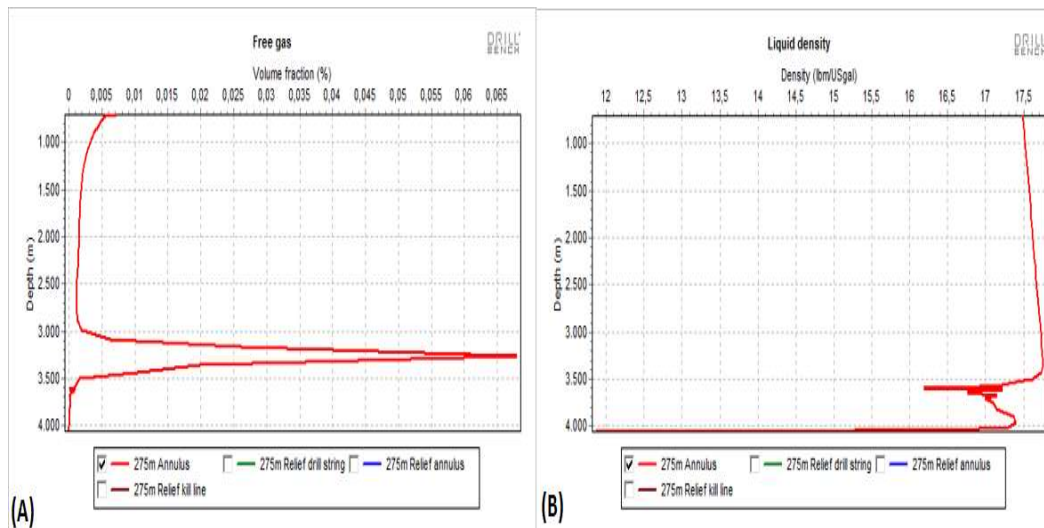


Figura 5.9 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em t= 450 min.

Na Tabela 5.2 tem-se os parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido. Observa-se que todos os critérios para se considerar o poço amortecido foram atendidos.

Tabela 5.2: Parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido.

Parâmetro Observado	Atendimento	Status
Bombas desligadas sem retorno do <i>blowout</i>	Figura 5.3 (E) e Figura 5.9 (A) e (B)	✓
Fração de gás menor que 2%	Figura 5.9 (A)	✓
ρ_{medio} do fluido no poço amortecido > 17,3 ppg	Figura 5.9 (B)	✓
$P_f > 10800$ psi	Figura 5.3 (C)	✓
$P_{sap} < 10352$ psi em toda a simulação	Figura 5.3 (H)	✓

Na Tabela 5.3 são destacados os principais parâmetros da simulação com fluido de 17,5 ppg e 6.300 gpm de vazão e toda a espessura do reservatório exposta.

Tabela 5.3: Resumo das informações do amortecimento.

Vazão de bombeio / poço (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Pressão máxima na sapata (psi)	Volume de fluido (bbl)	Tempo de <i>free fall</i> (min)	Pressão final no fundo do poço (psi)
6300	7394	10110	36440	15	11011

5.1.1.1. Esforços no BOP da sonda que perfura o poço de alívio

Na Figura 5.10, tem-se uma representação esquemática do comportamento do fluido no poço de alívio durante o *free fall*. À medida que o poço em *blowout* vai sendo preenchido com o fluido de amortecimento, a densidade média do fluido no poço aumenta e, conseqüentemente, há uma diminuição no *drawdown* (desbalanceio) entre a pressão no fundo do poço e o reservatório e, conseqüentemente, no influxo de hidrocarbonetos. Com isso, há uma redução no desbalanceio entre o poço de alívio e o poço em *blowout* e, para este caso,

aproximadamente 14 minutos após o início do bombeio de fluido de amortecimento, não há mais esse *free fall*.

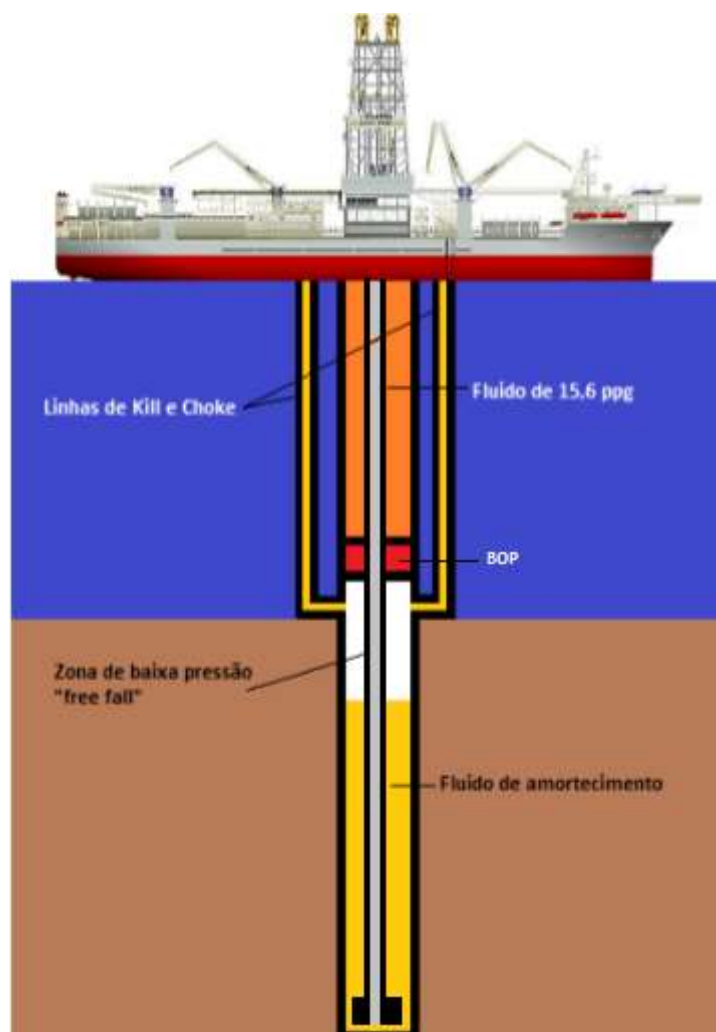


Figura 5.10 – Comportamento do poço de alívio durante o *free fall*.

Durante o amortecimento, todo o monitoramento da operação é feito através da leitura de pressões nos equipamentos da sonda que está perfurando o poço de alívio. Quando se tem o *free fall*, não há leitura de pressão nas bombas e, temporariamente, não se consegue observar o comportamento tanto do poço de alívio quanto do poço em *blowout* com base na pressão das bombas.

Na Figura 5.7 (A) e (B), observa-se também que o *free fall* ocorre abaixo do BOP da sonda que perfura o poço de alívio, que está a 699 m de profundidade, onde é observada grande quantidade de gás livre. As gavetas do BOP são projetadas para suportar pressões de até 10.000, 15.000 ou 20.000 psi a depender do projeto do mesmo, no sentido poço-superfície. No entanto, essas gavetas não

são projetadas para suportar grandes pressões no sentido superfície-poço. Os BOPs anulares geralmente suportam uma pressão poço-superfície de 10.000 psi se as gavetas forem projetadas para 15.000 psi e 5.000 psi para gavetas de 10.000 psi. Os anulares são projetados para suportar uma pressão superfície-poço um pouco maior que as gavetas de tubos, mas bem inferior à sua pressão de trabalho poço-superfície, conforme recomendação da API STD 53 (46) (2012).

No momento em que ocorre o *free fall*, o *riser* está preenchido com o fluido de perfuração de 15,6 ppg, que foi utilizado para perfurar poço de alívio até a interceptação com o poço em *blowout*. A gaveta de tubos do BOP ficará exposta por aproximadamente 15 min, durante o *free fall*, a uma pressão no sentido superfície-poço de:

$$P(\text{psi}) = 0,17 * \rho(\text{ppg}) * h(\text{m})$$

$$0,1704 * 15,6 * 699 = 1858,1 \text{ psi.}$$

Conforme API STD 53 (46) (2012), essa pressão no sentido superfície-poço em uma gaveta de tubos não é recomendável. Uma alternativa para mitigar esse problema poderia ser manter o anular fechado durante todo o amortecimento, visto que este suportaria uma pressão maior no sentido superfície-poço se comparado à gaveta de tubos, entretanto, sem garantia de vedação nesses casos. Ainda que a gaveta suporte essa pressão durante o tempo em que ocorre o *free fall* abaixo do BOP, haverá a dúvida se a gaveta estará íntegra para ser utilizada em uma eventual necessidade durante o amortecimento.

Outra alternativa para mitigar o problema seria a substituição do fluido do *riser* por água do mar antes da perfuração dos metros finais do poço de alívio e da interceptação do poço em *blowout*. Certamente que tal procedimento diminuiria a pressão na gaveta do BOP no sentido superfície-poço (seria da ordem de 1.000 psi). No entanto, ainda assim haveria pressão no sentido descendente, porém de menor magnitude se comparada à pressão exercida pelo fluido de perfuração da fase.

Pode-se, ainda, colocar uma gaveta de tubos invertida acima da gaveta de tubos que será fechada durante o amortecimento (de preferência em um BOP de 4 gavetas de tubos). Assim, essa gaveta invertida suportaria as pressões no sentido superfície-poço devido ao fluido no *riser* e a gaveta logo abaixo desta, suportaria

as pressões no sentido poço-superfície. As gavetas invertidas mais modernas, por sua vez, suportam altas pressões em ambos os sentidos, o que seria ideal para essa operação.

Outro aspecto a salientar é que, como se pode verificar na Figura 5.7 (A), o *free fall* ocorre parcialmente nas linhas de *kill* e *choke* (de 0 a 699 m de profundidade). Essas linhas são projetadas para suportar grandes pressões de dentro para fora (da ordem da pressão do BOP), no entanto, os selos não são projetados para grandes pressões de fora para dentro. Assim como as gavetas do BOP, terão que suportar uma pressão equivalente à lâmina d'água de fora para dentro por aproximadamente 15 min (tempo de *free fall*), conforme indicado na simulação. Caso haja comprometimento da vedação das linhas de *kill* e *choke*, pode-se comprometer a operação de amortecimento, visto que todo o bombeio de fluido é feito através dessas linhas e são necessárias altas pressões e vazões de bombeio.

Além disso, como não haverá fluido abaixo das gavetas do BOP, o corpo do mesmo sofrerá um diferencial de pressão de fora para dentro equivalente à pressão da lâmina d'água. O corpo do BOP foi projetado para pressões de até 15.000 psi no sentido do interior do poço para fora e não para pressões de fora do poço para o seu interior. Consequentemente, poderá ocorrer a falha do BOP devido a essas pressões.

O poço em *blowout* é preenchido com o fluido de amortecimento e, após o amortecimento com as bombas desligadas, forma um dos lados do tubo em U. O outro lado é o poço de alívio, preenchido com fluido de amortecimento, juntamente com as linhas de *kill* e *choke*. Note que no poço em *blowout* tem-se, além do fluido de amortecimento, a contrapressão gerada pela água do mar. Como a densidade da água do mar é menor que a do fluido de amortecimento haverá um desbalanceio no sentido de baixar o nível do fluido de amortecimento do poço de alívio, conforme mostra a Figura 5.11. Esse efeito é mais acentuado com pesos de fluidos maiores, pois há uma maior diferença de densidade entre a água do mar e esse fluido.

Nesse caso, haverá uma diferença de pressão no sentido superfície-poço atuando na gaveta do BOP do poço de alívio. Acima da gaveta a pressão atuando será a do fluido de perfuração (15,6 ppg) existente no *riser*. Abaixo da gaveta a

pressão poderá ser calculada pela coluna hidrostática das linhas de *kill* e *choke* (que estarão em um nível inferior ao *riser*), conforme a seguir:

$$P(\text{psi}) = 0,17 * \rho(\text{ppg}) * h(\text{m}) \quad (5.1)$$

$$699 * 0,1704 * 15,6 - (699 - 240) * 17,5 * 0,1704 = 489 \text{ psi}$$

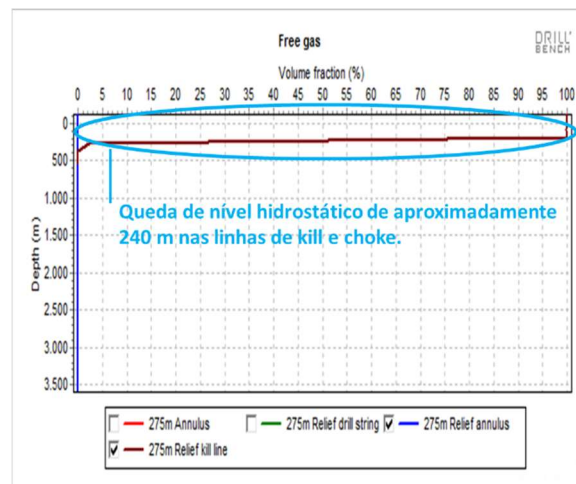


Figura 5.11 – Gráfico de “free gas” nas linhas de *kill* e *choke* do poço de alívio após o desligamento das bombas.

Na Figura 5.12 é apresentado um esquema do poço de alívio e do poço amortecido quando as bombas são desligadas. Na Tabela 5.3 tem-se um resumo das principais informações relativas ao amortecimento.

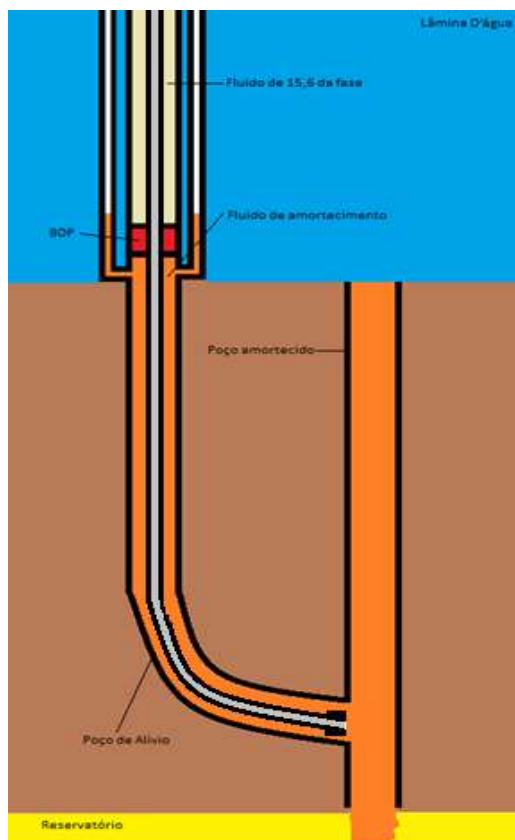


Figura 5.12 - Esquemático do poço de alívio e do poço amortecido quando as bombas são desligadas.

5.1.1.2. Discussão de alternativas para o amortecimento

Conforme descrito no capítulo 3, na perfuração convencional, as bombas da sonda na perfuração (normalmente quatro) estão, em geral, configuradas da seguinte forma: duas delas em paralelo direcionadas para a coluna de perfuração, uma para a linha *booster* para ajudar a carrear os cascalhos do *riser* durante a perfuração, e uma bomba reserva. Em um poço de alívio, antes de perfurar os últimos metros para a interceptação do poço em *blowout* (entre 30 e 50 m do poço em *blowout*), é descido e cimentado o último revestimento. Para esse estudo, nesse momento em que o último revestimento é assentado, consideram-se que todas as bombas da sonda deverão ser reconfiguradas para que as capacidades de vazão e pressão, descritas na Tabela 3.1, sejam maximizados. Isso se deve ao fato de, em alguns casos, ser possível amortecer o poço apenas com as próprias bombas da sonda. Caso não seja possível amortecer com as bombas da própria

sonda, outras alternativas são estudadas como, por exemplo, a utilização de barcos de estimulação.

A perfuração dos metros finais do poço de alívio, isto é, antes da interceptação, se dará com fluido de 15,6 ppg, dimensionado para esta fase do poço de alívio. Note que quando o poço de alívio interceptar o poço em *blowout*, não haverá tempo para reconfigurar as bombas. O bombeio de fluido de amortecimento de 17,5 ppg ocorrerá com a mesma configuração da camisa das bombas usada para a perfuração dos últimos metros.

Para efeitos deste estudo, considera-se que as bombas, após a cimentação do último revestimento do poço de alívio e antes da interceptação do poço em *blowout*, serão ajustadas de acordo com a necessidade do amortecimento. Durante a perfuração dos metros finais até a interceptação, caso necessário, é admitido não se ter a bomba reserva. Caso haja algum problema operacional nessa etapa, a perfuração poderá ser interrompida a qualquer momento. Após a interceptação, tem-se três bombas alinhadas para *kill* e *choke* e uma bomba reserva para o amortecimento. Quando não for possível o amortecimento com uma sonda de perfuração convencional, parte-se para a utilização de recursos adicionais como barcos de estimulação.

Ao se perfurar esses metros finais com retorno para a superfície, com o fluido de perfuração passando pela broca e carreando cascalhos para a sonda (perfuração com retorno), utilizando o fluido dimensionado para a fase perfurada, deve-se ter pressão na bomba suficiente para que um fluido de 15,6 ppg retorne para a sonda com circuito fechado. Considera-se que essa pressão mínima para a perfuração com retorno para a sonda nos metros finais, ainda que com vazão reduzida de circulação, seja de 3.500 psi. Assim, as camisas de bomba na sonda deverão ser menores que 8", conforme Tabela 2.1. Essa Tabela considera uma eficiência volumétrica de 100% e, para o presente trabalho, adota-se uma eficiência conservadora de 95%.

Para o caso simulado, como se tem uma pressão máxima de aproximadamente 7400 psi, as camisas de bomba serão todas configuradas para 5 ½". Nesse caso, tem-se 7475 psi de pressão máxima na bomba e uma vazão de 431 gpm por bomba, já considerando o fator de eficiência volumétrica. Durante a perfuração dos metros finais seriam direcionadas duas bombas para a coluna e duas para a *booster*, resultando em 862 gpm máximos pela coluna e 862 gpm na

booster. Já na fase de amortecimento, seriam 1293 gpm máximos para bombeio pelas linhas de *kill* e *choque*, considerando três bombas.

Outro aspecto que deve ser observado nesses metros finais a serem perfurados antes da interceptação é que alguns tanques da sonda devem ser preenchidos com o fluido de 15,6 ppg (fluido da fase) e os demais já preparados como fluido de amortecimento (17,5 ppg). No entanto, para o presente estudo, desconsidera-se esse volume de fluido da fase para a perfuração dos metros finais da formação e toda a capacidade de armazenamento da sonda será considerada para o fluido de amortecimento.

A análise do caso simulado indica que a pressão máxima de bombeio foi de aproximadamente 7400 psi para uma vazão máxima de bombeio foi de 6300 gpm. Esse valor de vazão excede as vazões para as bombas consideradas para uma sonda de perfuração convencional. Um outro aspecto a ser considerado é o volume de fluido de amortecimento utilizado, que é um volume que também excede a capacidade de uma sonda convencional. O volume utilizado indicado na Figura 5.3 (G) é de aproximadamente 36.000 bbl de fluido.

A sonda mostrada na Figura 5.13, um Navio Sonda (NS) (ver Odebrecht (2016) (55)), foi usado como base para o estudo para perfurar o poço de alívio. Navios sonda têm, em média, maior capacidade de armazenamento de fluido que sondas semi-submersíveis (SS). A capacidade de tancagem máxima do navio considerado é de aproximadamente 20.000 bbl. Portanto, também não seria possível o amortecimento do poço em *blowout* com esse tipo de unidade, caso se utilize apenas uma sonda de perfuração.



Figura 5.13 - Navio Sonda da Odebrecht tomado como referência para o estudo.

Fonte: Odebrecht (2016) (55).

Um outro aspecto a ser considerado é que dos 20.000 bbl de armazenamento de fluido considerados na sonda em questão, boa parte é relativa aos tanques reserva da sonda. Logo, seria necessária a conexão dos tanques principais com os tanques reserva. Para esse caso, a transferência de fluido seria feita através do uso de bombas de alta vazão que nem sempre estão disponíveis na sonda. Caso seja necessária uma adaptação com bombas de alta vazão, pode-se utilizar, por exemplo, *skids* de bombeio para conectar os tanques.

A utilização de barcos de estimulação é uma alternativa à utilização de recursos da própria sonda para armazenamento e bombeio de fluido. Nesse caso, esses barcos seriam conectados diretamente ao *choke manifold* da sonda para o bombeio de fluido de alta densidade para amortecimento.

Considera-se, para o presente estudo, o barco Stim Star IV da empresa Halliburton como referência para um barco de estimulação, Figura 5.14 - Halliburton (2016) (56), que possui 10 bombas HQ-2000 (Tabela 5.4), duas HT-400 (Tabela 5.5) e uma capacidade de 17.400 bbl de armazenamento de fluido (Tabela 5.6). Assume-se que o barco estaria disponível em tempo hábil na locação do poço quando houvesse a interceptação do poço de alívio no poço em *blowout*. As seguintes alternativas são discutidas:

- Amortecimento somente com barco de estimulação:

Mesmo considerando o barco disponível, ainda assim seriam necessários outros dois barcos com requisitos semelhantes para atender à necessidade de fluido na simulação, uma vez que dois barcos forneceriam somente 34.800 bbl de fluido, sendo necessários 36440 bbl. Já para a pressão e vazão de bombeio, considerando que as duas bombas HT-400 seriam reservas, as 10 bombas HQ-2000 dariam uma vazão máxima, para atender aos 7.400 psi de pressão na bomba requeridos de (Tabela 5.3):

$$Vazão\ máxima = 10\ bombas \times \frac{11\ \frac{bbl}{min}}{bomba} \times 42\ \frac{gpm}{bbl} = 4620\ gpm$$

Considerando o fator de eficiência volumétrica de 95%, tem-se uma vazão máxima de 4389 gpm que poderia ser entregue pelas bombas.

Na simulação feita nesta seção, também não seria possível atender aos requisitos de pressão e vazão com somente um barco de estimulação. Para essa operação, seriam necessários dois barcos de estimulação considerando somente o requisito de vazão. Portanto, nesse caso, a operação de amortecimento deverá acontecer através de três barcos de estimulação conectados diretamente à sonda, injetando fluido ao mesmo tempo, para o amortecimento do poço.

- Amortecimento considerando barco de estimulação e sonda combinados:

Uma terceira alternativa a ser utilizada é o uso combinado de barco e sonda, uma vez que o barco é conectado diretamente no *choke manifold* da sonda e ambos podem bombear fluido ao mesmo tempo. Nesse caso, a combinação de sonda e barco disponibilizaria uma vazão máxima de 5682 gpm, considerando que o barco forneceria 4620 gpm e a sonda 1293 gpm. Entretanto, como essa vazão não atingiria os 6300 gpm necessários à simulação, seriam necessários outros dois barcos de estimulação.

Já na quantidade de fluido, deve-se atentar para o volume total disponível, pois haveria 17400 bbl no barco com uma vazão de 4389 gpm. Porém, na sonda, apesar da mesma ter capacidade de 20.000 bbl, devido à maior vazão de bombeio do barco, o fluido será consumido mais rapidamente que o fluido da sonda. Como a sonda não tem vazão suficiente para amortecer o poço com seus recursos próprios, considera-se o volume de fluido disponível na sonda limitada a:

$$\frac{\text{volume total do barco de estimulação (bbl)}}{\text{vazão de bombeio do barco (gpm)}} * \text{vazão de bombeio da sonda (gpm)}$$

(5.1)

Trata-se de uma aproximação conservadora em que o volume útil da sonda é função do tempo em que o volume do barco de estimulação é totalmente consumido. No caso simulado, seriam disponíveis na sonda de 5126 bbl. Logo, não seriam atendidos os requisitos de vazão e volume de fluido, sendo necessários dois barcos de estimulação e a sonda para amortecer o poço. Assim, com essa combinação, tem-se 39926 bbl de fluido disponíveis e 10071 gpm de vazão de bombeio.



Figura 5.14 – Barco de Estimulação Stim Star IV da Halliburton. Fonte: Halliburton (2016) (56).

Tabela 5.4: Bomba HQ-2000 do barco de estimulação. Fonte: Halliburton (2016) (56).

Fluid End	Rate at Rated Pressure	Pressure at Maximum Rate
3.37 in.	4.2 bbl/min at 20,000 psi	7,640 psi at 11.0 bbl/min
4.00 in.	5.9 bbl/min at 14,000 psi	5,300 psi at 15.6 bbl/min
4.50 in.	7.5 bbl/min at 11,200 psi	4,260 psi at 19.7 bbl/min
5.00 in.	9.3 bbl/min at 9,000 psi	3,440 psi at 24.3 bbl/min
6.00 in.	13.3 bbl/min at 6,250 psi	2,380 psi at 35.1 bbl/min

Tabela 5.5: Bomba HT-400 do barco de estimulação. Fonte: Halliburton (2016) (56).

Simulation/Cementing Service					
Plunger Dia., Inches	6 in.	5 in.	4 1/2 in.	4 in.	3 3/8 in.
Maximum Pressure	6,250	9,000	11,200	14,000	20,000
Maximum Rate @ 275 Crankshaft RPM					
GPM	810	560	454	360	255
BPM	19.3	13.3	10.8	8.6	6.1
Maximum HP Input	800	800	800	800	800

Tabela 5.6: Dados técnicos do barco de estimulação Stim Star IV. Fonte: Halliburton (2016) (56).

Stim Star IV Specifications	
Dimensions	Length: 312 ft Width: 66 ft Minimum operating draft: 25 ft
Blending and Proportioning Systems	Two fracturing blenders (75 bpm of up to 9 PPG each) Acid blender (30 bpm) 16 liquid additive pumps
High-Pressure Pumping System	Ten HQ-2000™ pumps (2,000 hhp each) Two HT-400™ pumps (750 hhp each) Three 4 in. x 400 ft x 15,000 psi flexible hose with reel High-pressure manifold (15,000 psi)
Fluid/Proppant Storage	17,400 bbl fluid storage 4 million lb proppant storage (Actual storage based on per job basis)

5.1.2. Densidade do fluido mínima (17,5 ppg) e vazão de bombeio de 6800 gpm

No caso estudado na seção 5.1.1 foi simulado o menor peso de fluido, dentre os estudados na Tabela 5.1 (Tabela com as simulações iniciais) e a menor vazão de bombeio para o amortecimento do poço em *blowout* com esse peso de fluido, considerando o fluido com MSR.

Para a simulação nessa seção, foram utilizados os mesmos parâmetros da simulação na seção anterior, exceto pela vazão de bombeio no amortecimento que foi aumentada de 6.300 gpm para 6.800 gpm. O objetivo dessa simulação é realizar o amortecimento do poço em *blowout* mais rapidamente e, conseqüentemente, utilizar menor quantidade de fluido de amortecimento e

também diminuir o tempo de *free fall* devido à maior vazão de bombeio. O resultado detalhado na simulação encontra-se no Anexo 8 – Seção 8.1.

A simulação apresentada nesta seção atendeu a todos os requisitos para que o poço possa ser considerado amortecido, porém, utilizando uma quantidade significativamente menor de fluido de amortecimento e um tempo menor de *free fall*, quando comparada com a simulação da seção 5.1.1. Houve, entretanto, um aumento de aproximadamente 1.200 psi na pressão de bombeio.

Na Tabela 5.7 tem-se os parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido na simulação. Observa-se que todos os critérios para se considerar o poço amortecido foram atendidos.

Tabela 5.7 - parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido na simulação.

Parâmetro Observado	Atendimento (Anexo 8 – Seção 8.1)	Status
Bombas desligadas sem retorno do <i>blowout</i>	Figura 8.1 (E) e Figura 8.6 (A) e (B)	✓
Fração de gás menor que 2%	Figura 8.6 (A)	✓
ρ_{medio} do fluido no poço amortecido > 17,3 ppg	Figura 8.6 (B)	✓
$P_f > 10800$ psi	Figura 8.1 (C)	✓
$P_{sap} < 10352$ psi em toda a simulação	Figura 8.1 (H)	✓

- Amortecimento somente com barco de estimulação:

Para que o poço em *blowout* seja amortecido com essa estratégia, operacionalmente, são necessários dois barcos de estimulação para os critérios de vazão, pressão de bombeio e volume de fluido, visto que não seria possível o amortecimento com uma sonda de perfuração, nem com a combinação de barco e sonda (pressão máxima acima da capacidade das bombas da sonda). Nessa configuração e contando com dois barcos conectados ao *choke manifold* da sonda que perfurará o poço de alívio, ter-se-iam 9.000 psi de pressão máxima, 7.421 gpm de vazão máxima e 34.800 bbl de tancagem de fluido, conforme Tabela 5.6.

- Amortecimento com barco de estimulação e sonda combinados:

Não é possível o amortecimento utilizando recursos da sonda, pois a pressão máxima de bombeio excede a capacidade das bombas da sonda.

A Tabela 5.8 resume os requisitos de volume de fluido, pressão de bombeio e vazão na bomba para a simulação feita e compara com a simulação feita na seção 5.1.1.

Tabela 5.8: Resumo dos principais parâmetros para a simulação com fluido 17,5 ppg e vazão de 6.800 gpm.

Vazão de bombeio (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Pressão máxima na sapata (psi)	Volume de fluido (bbl)	Tempo de <i>free fall</i> (min)	Pressão final no fundo do poço (psi)
6300	7394	10110	36440	14	11011
6800	8546	10057	28800	9	11007

5.1.3. Comparação entre fluido de amortecimento base água e base não aquosa

Conforme indicado no capítulo 3, nas simulações apresentadas anteriormente, foi utilizado um fluido base água para amortecimento do poço em *blowout* por uma questão, a princípio, ambiental. No entanto, foi feita uma simulação comparando o amortecimento com fluido base não aquosa (OBM, pois o *software* considera um fluido base óleo), conforme Figura 5.15 (A) a (C). Foi considerado o mesmo peso de fluido para ambos (17,5 ppg) e a mesma vazão de bombeio (6.300 gpm). Observa-se que o fluido base não aquosa com densidade de 17,5 ppg e 6.300 gpm de vazão de bombeio, mesma vazão que a simulação com fluido base água (WBM), não foi suficiente para amortecer o poço em *blowout*, conforme Figura 5.15 (A).

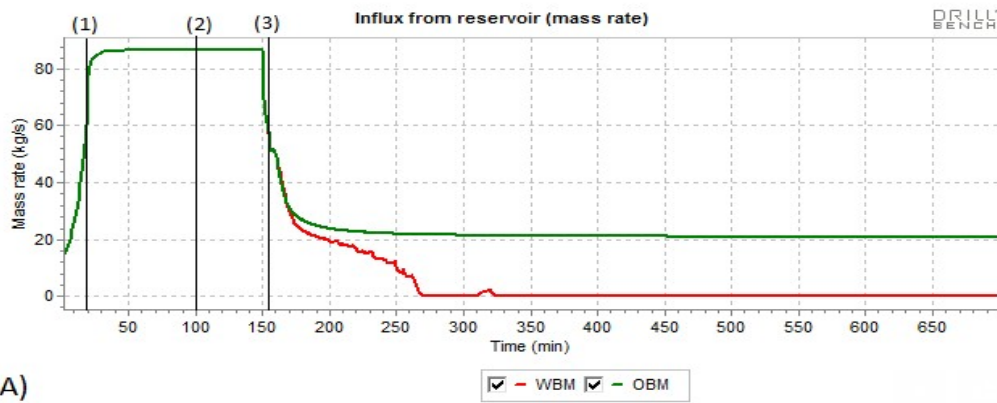


Figura 5. 15 – (A)- Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

Como pode ser observado na Figura 5.15 (B), a pressão de bombeio com o fluido base não aquosa ficou em aproximadamente 6600 psi. Já na Figura 5.15 (C) observa-se que a simulação com ambos os fluidos foi feita com a mesma vazão de bombeio.

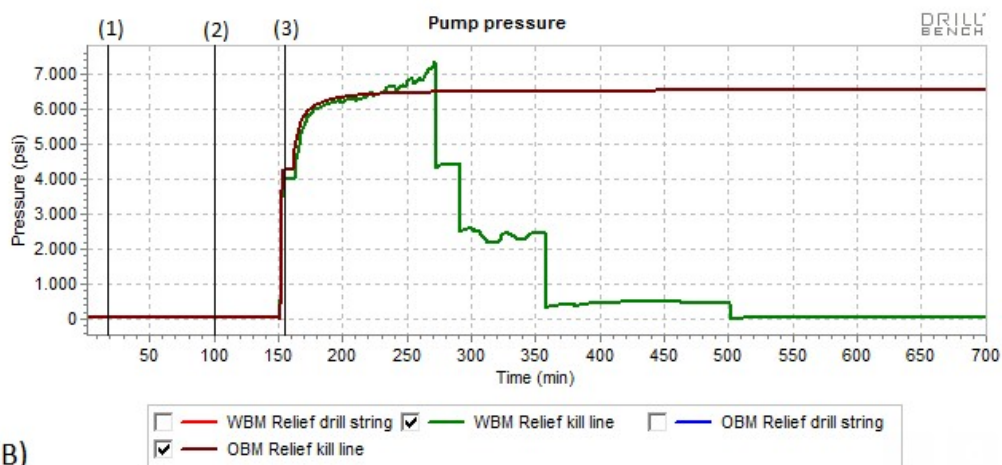


Figura 5.15 – (B) - Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

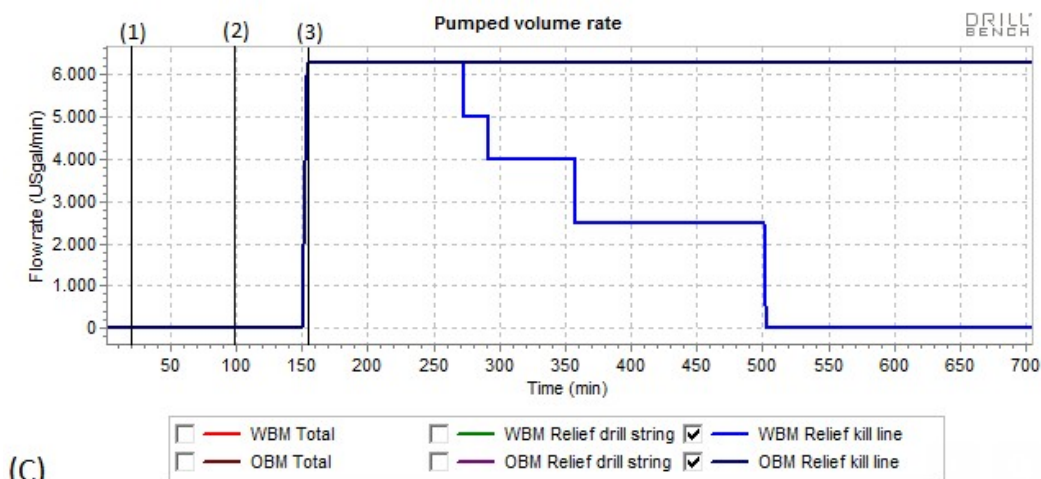


Figura 5.15 - (C) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Observa-se, na Figura 5.16 (A), que no início do amortecimento o fluido base água tem uma fração de gás menor que o fluido base não aquosa. Essa diferença se deve pelo fato da perda de carga do fluido base água ser maior que a do fluido base não aquosa, conforme Figura 5.19. Assim, há uma menor quantidade de gás livre, pois o poço em *blowout* é controlado mais rapidamente com fluido de base aquosa. Já as densidades médias dos fluidos no início do amortecimento em ambas as simulações foram muito semelhantes, conforme Figura 5.16 (B).

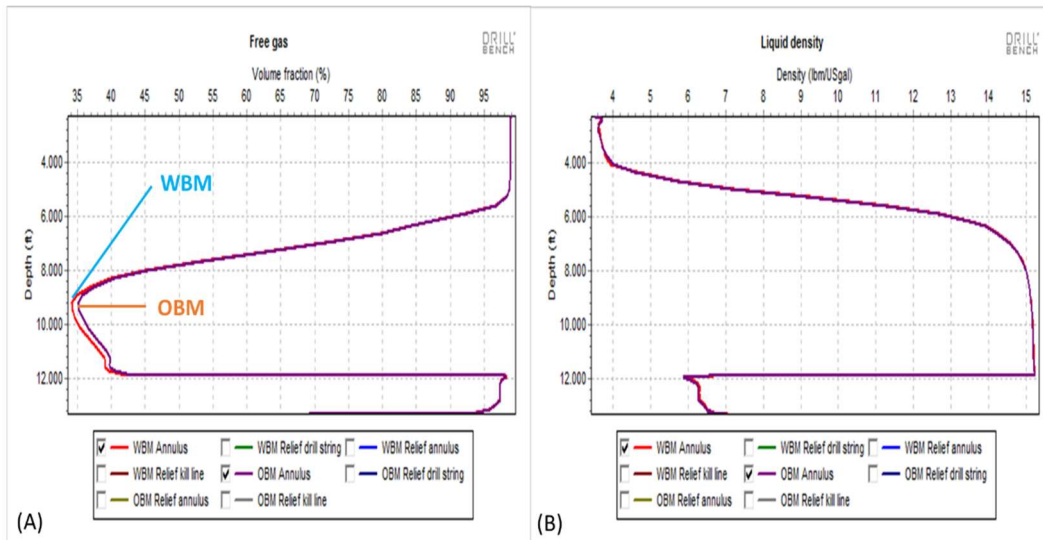


Figura 5.16 - (A) e (B) - Início do amortecimento do poço em *blowout* – fluido base não aquosa -OBM – e fluido base água - WBM.

Na Figura 5.17 (A) e (B), observa-se que tanto no fluido base não aquosa quando no fluido base água ocorre o *free fall* no poço de alívio. O *free fall* pode ser confirmado pelo gráfico da pressão de bombeio, no início do bombeio entre $t = 150$ e $t = 165$, quando a pressão na bomba fica constante, conforme observado na Figura 5.15 (B).

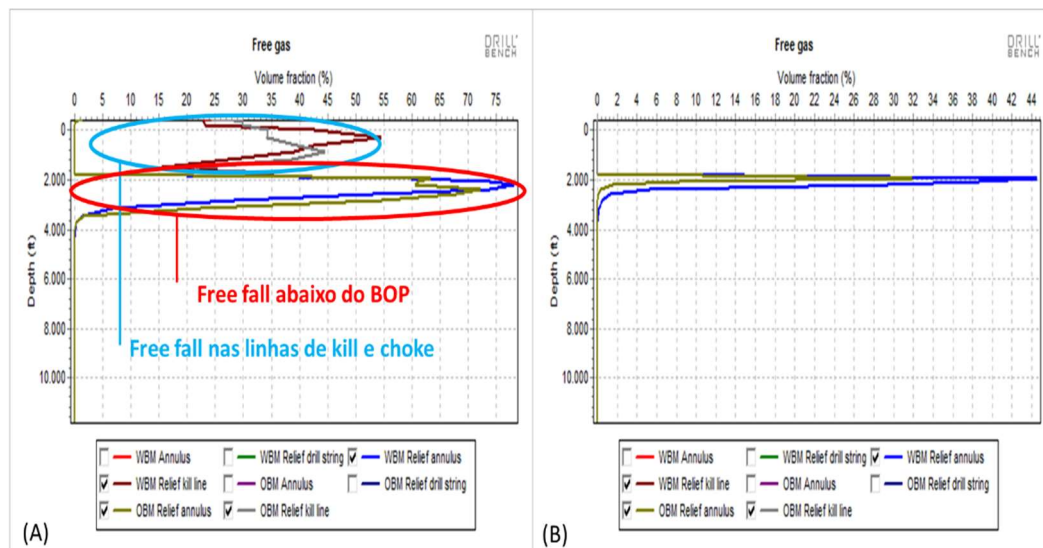


Figura 5.17 - Poço de alívio - no início do amortecimento (A) e aproximadamente 12 minutos após o início do amortecimento (B).

A diferença observada entre o amortecimento com o fluido base água (WBM) e com o fluido base não aquosa (OBM) se dá pela diferença das perdas de cargas dos fluidos no escoamento (conforme Figura 5.19) e pela diferença das densidades equivalentes (após os efeitos da compressibilidade e da dilatação térmica) do fluido no poço, conforme Figura 5.18 (B). No caso simulado, a perda de carga gerada pelo fluido base água leva a uma maior contrapressão no reservatório e permite que o *blowout* seja cessado. Por sua vez, a perda de carga gerada pelo fluido base não aquosa foi suficiente para controlar o *blowout*.

Nas Figuras 5.18 (A) e (B) são apresentados os gráficos de “free gas” e “liquid density” no fim do amortecimento da simulação utilizando os fluidos base água e base não aquosa. Conforme Figura 5.18 (A), a quantidade de gás livre no amortecimento com fluido base água é aproximadamente 20% menor do que a do fluido base não aquosa. Já a diferença entre as densidades dos dois fluidos analisados no poço em *blowout* comparando as simulações é de aproximadamente 0,2 ppg próximo ao fundo do mar, conforme Figura 5.18 (B). Essa diferença pode ser explicada pela maior fração de gás na simulação na Figura 5.18 (A).

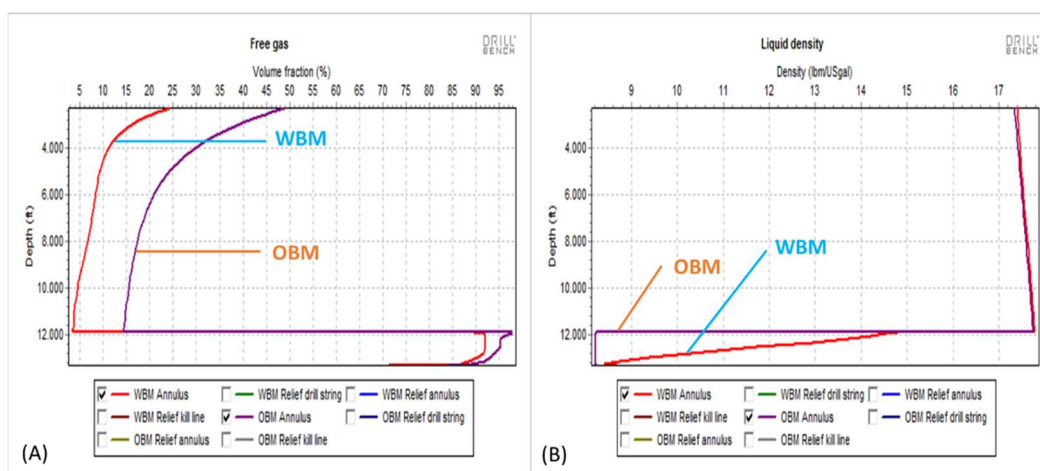


Figura 5.18 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do influxo do reservatório para WBM–
Aproximadamente em $t = 250$ min.

Na Figura 5.17 tem-se o gráfico de perfil de pressão no poço em *blowout* em $t = 250$ minutos de simulação, mostrando a diferença entre o fluido base não aquosa e base água. Observa-se que no fluido base água o gradiente de pressão é maior que no fluido base não aquosa, como era esperado, o que indica haver

maior perda de carga no fluido base água do que no fluido base não aquosa para mesma vazão.

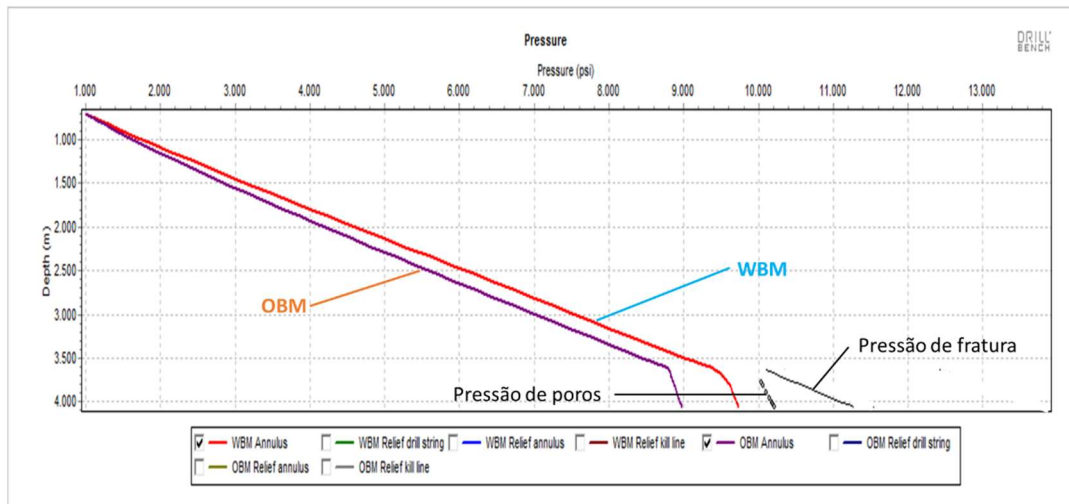


Figura 5.19 - Perfil de pressão no poço em *blowout* para fluido base não aquosa (OBM) e base água (WBM) – fim do amortecimento – $t = 250$ min.

Dentre os fatores que influenciam na diferença dos resultados entre os fluidos no amortecimento estão a compressibilidade do fluido base não aquosa e também a diferença entre a expansão térmica entre os fluidos base água e base não aquosa. O fluido base água é considerado incompressível, por outro lado, e como mostrado a seguir, a temperatura tem um efeito mais pronunciado no fluido base não aquosa.

Foi feita uma simulação considerando a temperatura do poço de alívio e do poço em *blowout* a 50°C no reservatório, conforme Figura 5.20, diferentemente dos 100°C simulados nos demais casos. O objetivo dessa simulação é verificar a influência da temperatura no fluido base não aquosa.

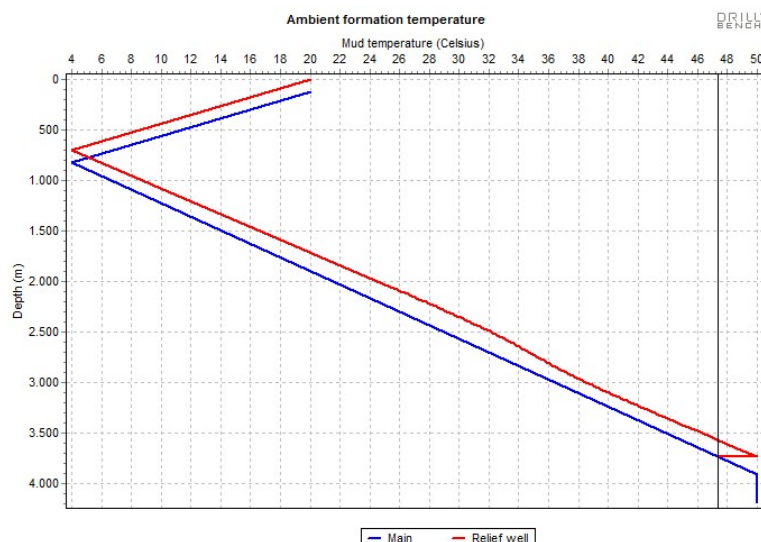


Figura 5.20 – Perfil de temperatura do poço de alívio e do poço em *blowout* durante a simulação (temperatura do reservatório a 50°C).

Observa-se que o amortecimento com fluido base não aquosa de 17,5 ppg e vazão de 6300 gpm com o reservatório a 50° C (representada por OBM_50° na simulação), foi satisfatório. Diferentemente da simulação com reservatório a 100°C, o fluido base não aquosa conseguiu amortecer o poço com sucesso, conforme observado na Figura 5.21 (A). Comparando com o amortecimento com o fluido base água, houve um aumento no tempo necessário para se cessar o influxo de aproximadamente 50 min.

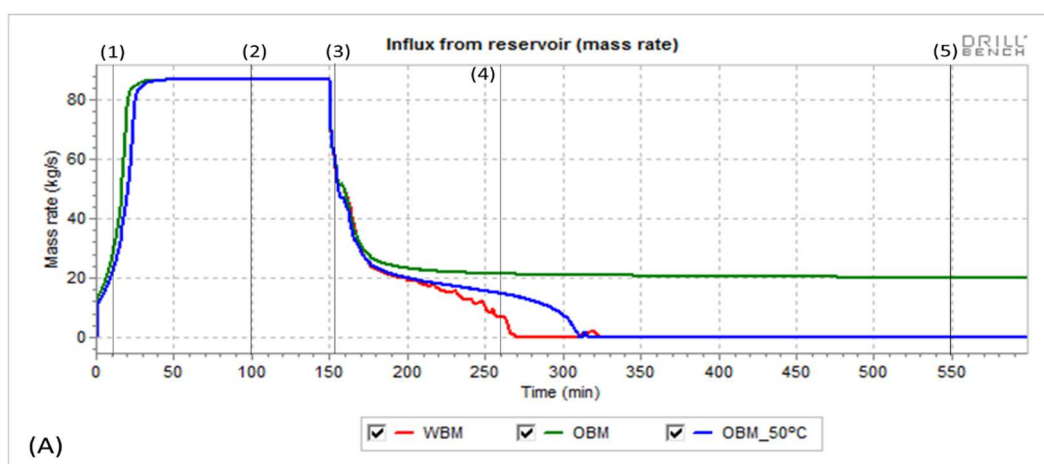


Figura 5.21 - (A) - Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Na Figura 5.21 (B) observa-se que a pressão de bombeio para o fluido base não aquosa a 50°C foi ligeiramente maior que o amortecimento com o fluido base água. Na Figura 5.21 (C), verifica-se que a vazão de bombeio para os 3 casos é de 6300 gpm. Essa vazão foi suficiente para o amortecimento do poço em *blowout* com fluido base água com reservatório a 100°C e fluido base não aquosa com reservatório a 50°C.

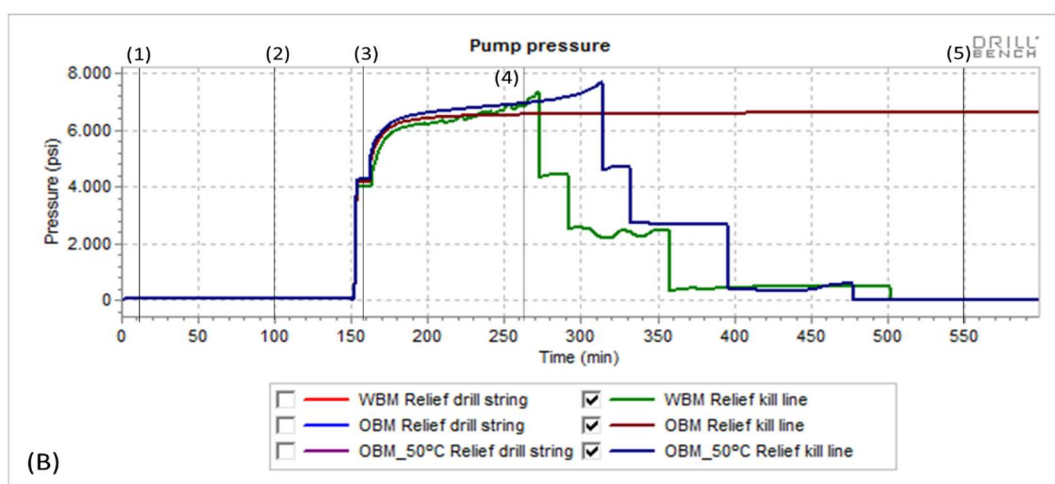


Figura 5.21 – (B) - Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

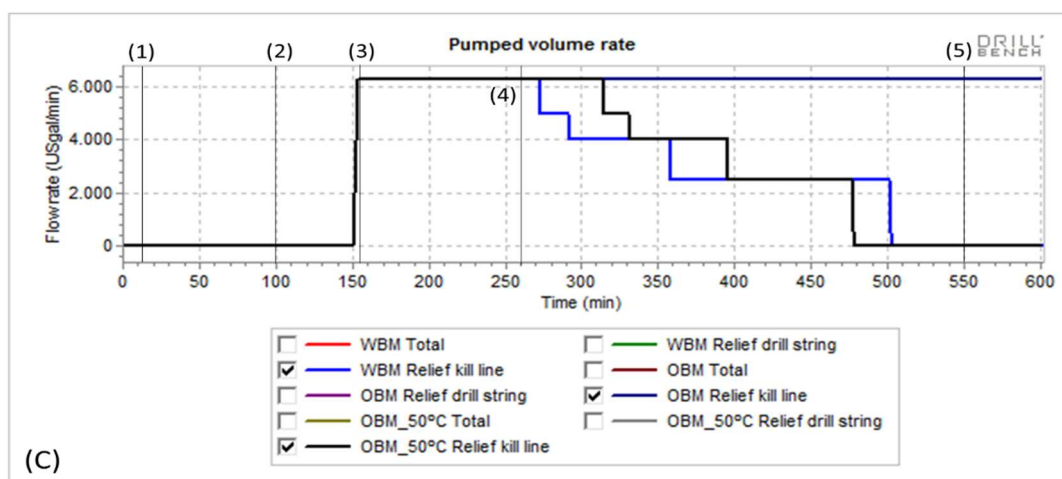


Figura 5.21 – (C) - Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

Nessa nova simulação, observa-se que o efeito da dilatação térmica foi menos acentuado quando comparado com a simulação considerando o

reservatório a 100°C e, portanto, o comportamento do fluido de base não aquosa foi semelhante ao fluido base água. Para temperaturas menores do reservatório (que não são encontradas na prática), o efeito da compressibilidade se torna mais acentuado que o efeito da dilatação térmica no fluido de base não aquosa. A temperatura no fluido de base aquosa tem pouca influência no amortecimento.

A comparação entre as simulações com fluidos base água e base não aquosa com reservatório a 100°C e com base não aquosa com reservatório a 50°C pode ser observado nas Figuras 5.22 (A) e (B), 5.23(A) e (B) e 5.24 (A) e (B).

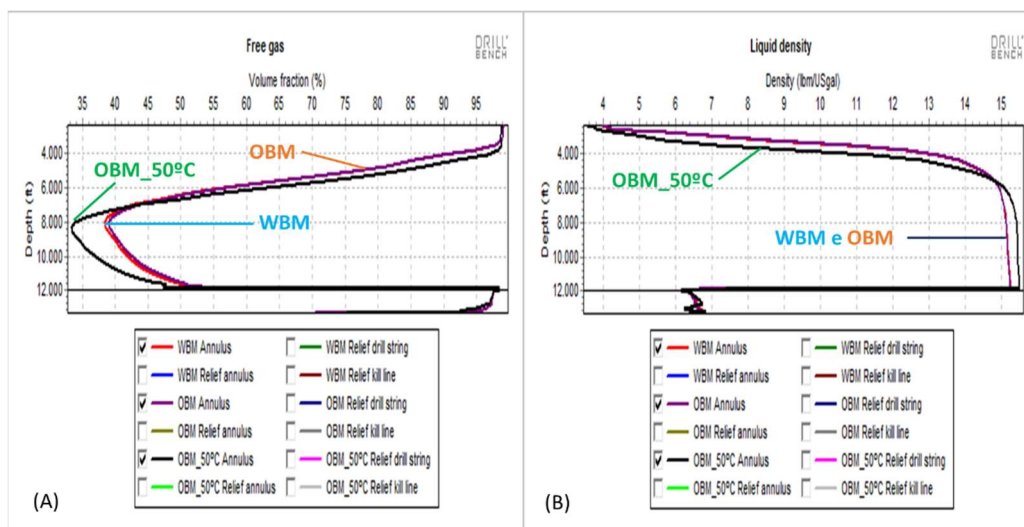


Figura 5.22 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.

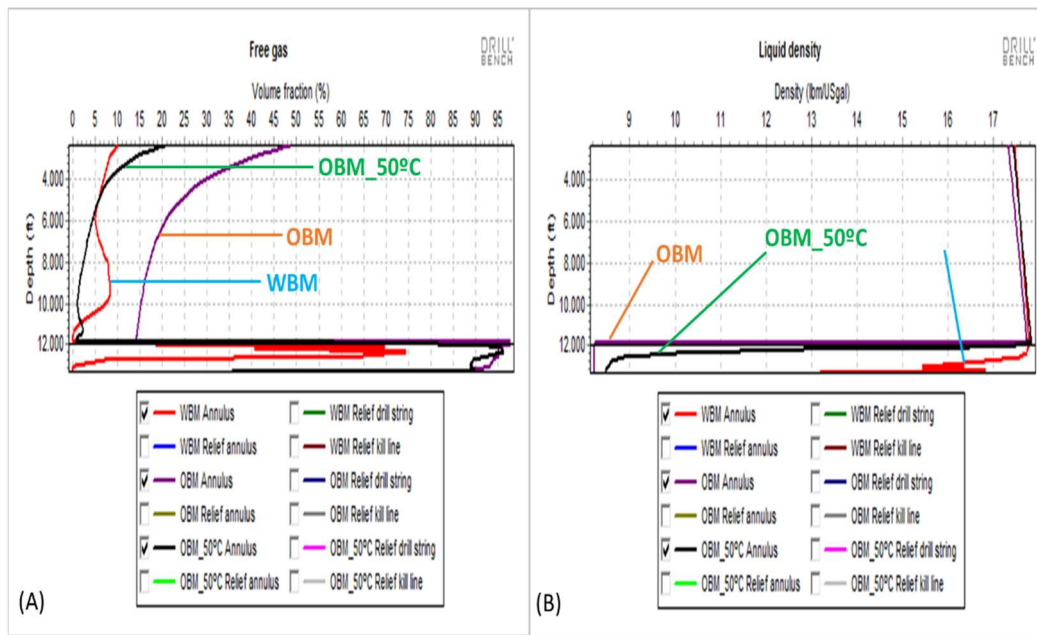


Figura 5.23 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 260$ min.

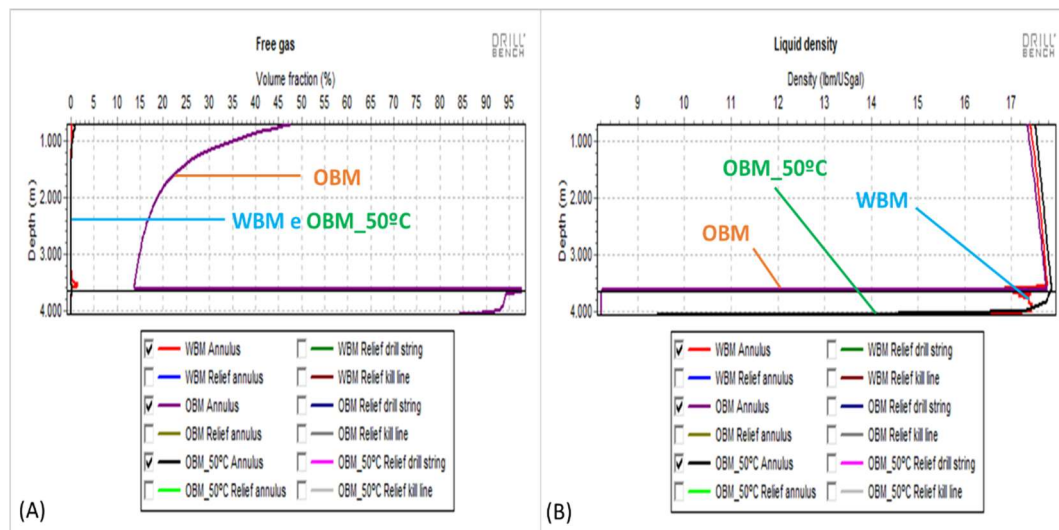


Figura 5.24 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido com bombas desligadas – Aproximadamente em $t = 550$ min.

Na Figura 5.25 pode-se observar que a perda de carga considerando o fluido base não aquosa com o reservatório a 50°C é maior do que quando comparado com o resultado simulado do mesmo fluido com o reservatório a

100°C com a mesma vazão de bombeio. O gráfico da Figura 5.25 confirma a influência da temperatura do reservatório no comportamento do fluido de amortecimento base não aquosa, uma vez que a perda de carga gerada pelo escoamento do fluido de amortecimento é alterada a depender da temperatura do reservatório.

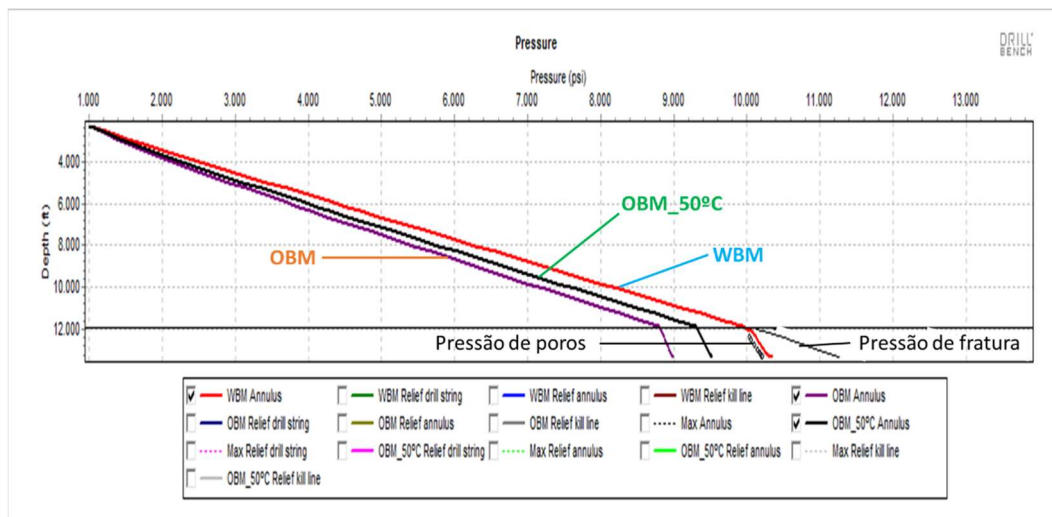


Figura 5.25 - Perfil de pressão do poço de alívio e do poço em *blowout* durante a simulação.

Assumindo o mesmo peso, medido na superfície, e a mesma vazão de bombeio, os valores de perdas de carga para fluidos base água e base não aquosa, dependerão das condições de temperatura e pressão existentes dentro do poço em *blowout*. Qualitativamente, pode-se dizer que o aumento da temperatura leva a uma maior redução nos pesos e nas viscosidades dos fluidos base não aquosa se comparadas aos fluidos base água. Consequentemente com o aumento da temperatura, e mantendo as demais condições inalteradas, as perdas de carga geradas pelos fluidos base não aquosa serão menores se comparadas aquelas geradas pelos fluidos base água. Por outro lado, o aumento de pressão produzirá um efeito inverso ao observado pelo aumento da temperatura.

Esse efeito foi observado nas simulações utilizando o DrillBench. Em um caso real, deve-se testar em laboratório os fluidos para que o comportamento possa ser confirmado para o caso específico a ser amortecido.

5.1.4. Injeção de água do mar antes da injeção o fluido de amortecimento

No amortecimento de um poço offshore em *blowout* via poço de alívio, geralmente estuda-se a possibilidade de injeção de água do mar antes da injeção do fluido de amortecimento devido à facilidade de captação e volume infinito desse recurso. Nessa seção foi simulada a injeção de água antes da injeção de fluido de amortecimento para verificar se existe ganho dessa injeção antes de se iniciar o bombeio do fluido de amortecimento. O detalhamento do caso simulado encontra-se no Anexo 8 - Seção 8.2.

Na simulação, a injeção de água ocorre, para efeito comparativo, na mesma taxa da injeção de fluido de amortecimento de 17,5 ppg para amortecer o poço em *blowout*. Essa consideração, na prática, pode não ser possível, uma vez que a água é captada diretamente do mar, não passando pelos tanques da sonda o que pode impossibilitar a captação nas vazões necessárias ao amortecimento. Caso se opte pela água ser transferida para os tanques da sonda antes do bombeio para o amortecimento, seria possível o bombeio a altas vazões. No entanto, isso limitaria a quantidade de fluido de amortecimento a ser injetado pela capacidade de armazenamento de fluido da sonda ou barco de estimulação.

A injeção de água do mar para situações em que há *blowout* com incêndio na sonda, por exemplo, tem a vantagem de diminuir a chama e a radiação emitida devido ao fogo. No entanto, para um *blowout* para o fundo do mar, que é o caso estudado, essa não é uma preocupação. Outro aspecto analisado é a possível economia de fluido de amortecimento na injeção de água do mar antes da injeção desse fluido. Porém, com o resultado das simulações, observa-se que não há ganho no que tange a economia de fluido, pois o volume de fluido de amortecimento que foi injetado após a injeção de água é superior em 10.000 bbl comparado ao que foi injetado na seção 5.1.1.

Quando o amortecimento é feito com a injeção de fluido de amortecimento diretamente sem a injeção de água do mar há uma sucção devido à alta velocidade do gás e do desbalanceio hidrostático entre o poço em *blowout* e o poço de alívio. Com isso, o poço em *blowout* é rapidamente preenchido com o fluido que estava no poço de alívio no momento da interceptação (15,6 ppg) e, posteriormente, preenchido com o fluido de amortecimento (17,5 ppg) que cessa o influxo do

reservatório. Esse efeito de sucção faz com que o poço seja preenchido rapidamente e tende a reduzir o tempo de amortecimento e, conseqüentemente, o volume de fluido necessário na operação.

O bombeio de água do mar antes da injeção do fluido de amortecimento pode ser interessante para os casos em que há incêndio na sonda em *blowout* para que haja diminuição deste. No entanto, há um maior consumo de fluido de amortecimento nessa operação.

A injeção de água do mar diretamente, sem passar pelos tanques da sonda, pode trazer mais um risco operacional, uma vez que durante a troca de bombeio de água do mar para fluido de amortecimento, deve-se manusear as válvulas do *choke manifold* para que o fluido de amortecimento possa ser succionado dos tanques da sonda. Essa operação deve ser sincronizada para que não haja risco de haver parada no bombeio de fluido no poço de alívio, havendo risco de ocorrer um novo *blowout*, agora no poço de alívio. Outro fato a se destacar é que no controle de um *blowout*, os equipamentos da sonda no poço de alívio geralmente estão em seus limites operacionais e, portanto, é altamente recomendável que a operação ocorra no menor tempo possível. Quando há a injeção de água do mar antes do fluido de amortecimento, há um maior tempo para se controlar o poço em *blowout* conforme destacado na simulação e, portanto, uma maior exposição ao risco.

Os parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido são semelhantes aos observados no amortecimento da seção 5.1.1, uma vez que se trata de fluido com mesma densidade e mesma vazão. A diferença está na injeção de água antes da injeção de fluido de amortecimento o que influenciará na quantidade de fluido total.

Na Tabela 5.9, tem-se um resumo dos principais parâmetros do amortecimento com injeção de água do mar antes da injeção do fluido de amortecimento

Tabela 5.9 - Principais parâmetros da simulação com injeção de água do mar antes da injeção do fluido de amortecimento

Fluido (ppg)	Vazão de bombeio / poço (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Pressão máxima na sapata (psi)	Volume de fluido (bbl)	Tempo de <i>free fall</i> (min)	Pressão no fundo do poço (psi)
Água (8,5)	6300	2210	3998	15000	7	3998
17,5	6300	7268	10030	44250	14	11011

5.1.5. Fluido de amortecimento com densidade mínima (17,5 ppg) e vazão de bombeio máxima do software

O objetivo dessa simulação é verificar se o *free fall* é causado pela vazão insuficiente do fluido de amortecimento injetado pelo poço de alívio. Na Figura 5.24 (A), observa-se que o *blowout* foi cessado mais rapidamente se comparado com as simulações feitas nas seções 5.1.1 a 5.1.4. O influxo foi cessado em aproximadamente $t = 158$ min de simulação, conforme Figura 5.26 (A). Foi utilizada a máxima aceleração da bomba permitida pelo software, que é de 2.000 gpm/min, conforme Figura 5.26 (B). No momento em que o influxo do reservatório foi cessado, a vazão de bombeio era de aproximadamente 15.000 gpm.

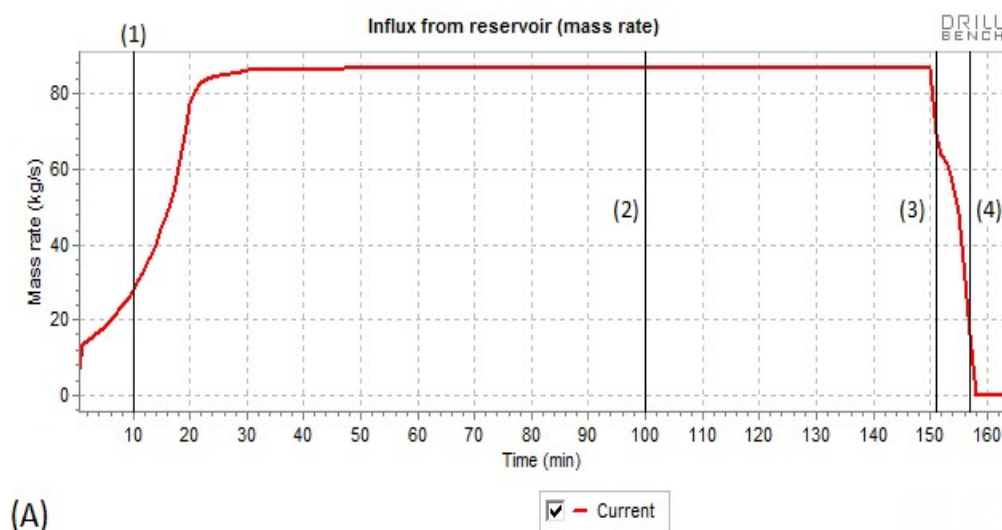


Figura 5.26 - (A) - Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

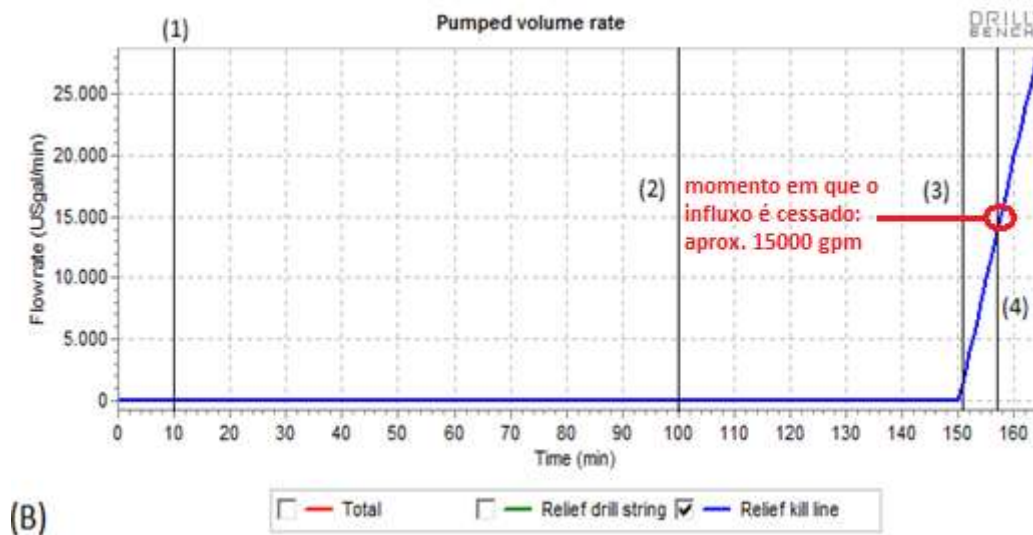


Figura 5.26 – (B) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Utilizando essa máxima aceleração e com uma vazão de bombeio que, operacionalmente é extremamente difícil de se conseguir, ainda assim houve o *free fall* conforme Figura 5.27 (A) e (B). No entanto, ele foi diminuído para um tempo aproximado de 5 minutos, que é um tempo no mínimo 50% menor que os casos simulados nas seções 5.1.1 a 5.1.4.

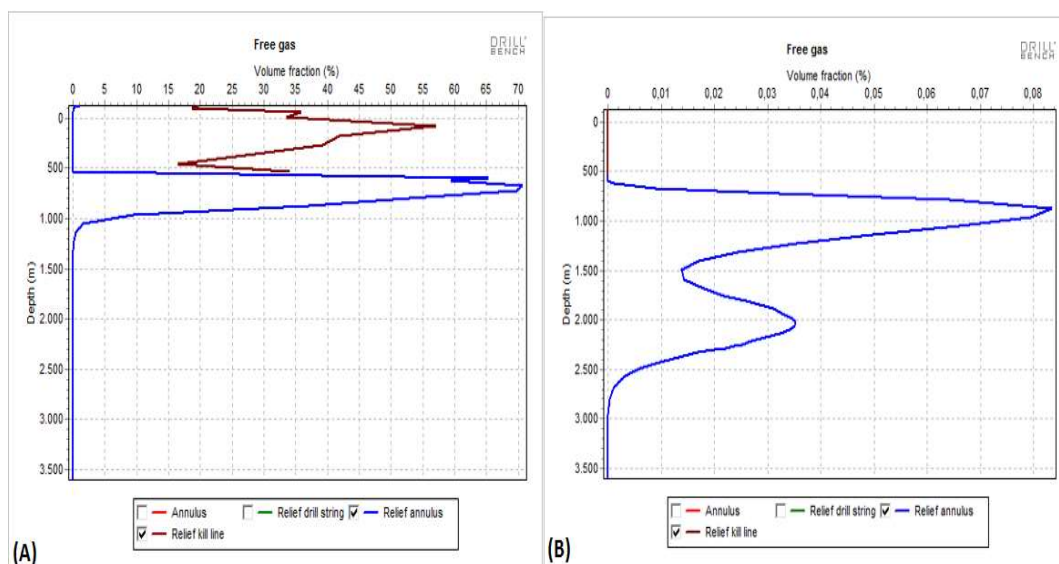


Figura 5.27 – (A) e (B) – Poço de alívio - Início da injeção de fluido de amortecimento e 5 min após o início da injeção de fluido de amortecimento.

Observa-se, portanto, que é necessário conviver com um *free fall* de pelo menos 5 min no poço de alívio durante o amortecimento do poço em *blowout*. Para menores vazões que as simuladas nesta seção, entretanto, esse tempo de *free fall* tende a ser maior. Logo, conclui-se que quanto maior a vazão, menor o *free fall*.

5.1.6. Fluido de amortecimento com densidade máxima (18,5 ppg) e vazão de bombeio de 5300, 5500 e 5800 gpm

Nesse caso, o objetivo é maximizar a densidade do fluido de amortecimento para se tentar amortecer o poço em *blowout* mais rapidamente e utilizando menor volume de fluido de amortecimento. Conforme discutido anteriormente, o peso máximo do fluido a ser simulado sem fraturar a sapata é 18,77 ppg. Assim, como as simulações acontecem com uma variação de 0,5 em 0,5 ppg, utiliza-se a densidade do fluido máxima de 18,5 ppg. Para o amortecimento com 18,5 ppg, foi simulada a vazão mínima de 5300 gpm, conforme Tabela 5.1, uma vazão intermediária de 5500 gpm (200 gpm acima da vazão mínima) e uma vazão de 5800 gpm (500 gpm acima da vazão mínima). Os detalhes dessa simulação encontram-se no Anexo 8 – seção 8.3.

Operacionalmente seria muito difícil realizar esse amortecimento, uma vez que o crescimento da pressão na sapata quando o fluido está no fim do amortecimento do poço em *blowout* é muito rápido. Isso faz com que seja difícil controlar a vazão para não fraturar a sapata, pois há uma margem muito reduzida entre a pressão na sapata em estática (sem fluxo) e a pressão de fratura. Após o influxo do reservatório cessar devido à pressão hidrostática do fluido no poço e da perda de carga, a pressão na bomba fica zerada até o fim do amortecimento, conforme observado na Figura 8.13 (F) no anexo 8 - Seção 8.3.

Na Tabela 5.10 tem-se os parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido. Observa-se que todos os critérios para se considerar o poço amortecido foram atendidos. Na Tabela 5.11, tem-se um resumo dos principais parâmetros do amortecimento com fluido de amortecimento de 18,5 ppg.

Tabela 5.10 - Principais parâmetros da simulação com fluido de densidade máxima (18,5 ppg)

Parâmetro Observado	Atendimento (Anexo 8 – Seção 8.3)	Status
Bombas desligadas sem retorno do <i>blowout</i>	Figura 8.13 (E) e Figura 8.19 (A) e (B)	✓
Fração de gás menor que 2%	Figura 8.19 (A)	✓
ρ_{medio} do fluido no poço amortecido > 17,3 ppg	Figura 8.19 (B)	✓
$P_f > 10800$ psi	Figura 8.13 (C)	✓
$P_{sap} < 10352$ psi em toda a simulação	Figura 8.13 (H)	✓

Tabela 5.11 - Principais parâmetros da simulação com fluido de 18,5 ppg.

Vazão de bombeio (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Pressão máxima na sapata (psi)	Volume de fluido (bbl)	Tempo de <i>free fall</i> (min)	Pressão final no fundo do poço (psi)
5300	4630	10178	27260	27	11510
5500	5100	10170	17100	22	11521
5800	5847	10191	13800	19	11508

Não é possível o amortecimento dos casos simulados somente com sonda, uma vez que o critério de vazão não pode ser atendido. Portanto, parte-se para a análise utilizando barcos de estimulação.

- Amortecimento somente com barco de estimulação:

Analisando a Tabela 5.11, para que o poço em *blowout* seja amortecido com **vazão de 5300 gpm** são necessários dois barcos de estimulação para o critério de volume de fluido, visto que não seria possível o amortecimento com uma sonda de perfuração. As 10 bombas HQ-2000 do barco de estimulação forneceriam uma vazão máxima de (Tabela 5.4 para pressão a máxima vazão e camisa de 4 in):

$$10 \text{ bombas} \times \frac{15,6 \frac{\text{bbl}}{\text{min}}}{\text{bomba}} \times 42 \frac{\text{gpm}}{\text{bbl}} = 6552 \text{ gpm}$$

Com essa configuração, tem-se 5300 psi de pressão máxima disponíveis na bomba (sendo necessários 4630 psi pelas simulações). Considerando o fator de eficiência volumétrica de 95%, tem-se 6224 gpm máximos entregues pelas bombas, que atendem ao critério de vazão. No entanto, para o critério de volume de fluido, seriam necessários dois barcos de estimulação (Tabela 5.11). Contando com dois barcos conectados ao *choke manifold* da sonda que perfurará o poço de alívio, tem-se 5300 psi de pressão máxima, 12449 gpm de vazão máxima e 34.800 bbl de volume de fluido. Portanto, dois barcos de estimulação seriam suficientes para a operação.

Já para o cenário de **5500 gpm de vazão** de amortecimento, as 10 bombas HQ-2000 dariam uma vazão máxima (conforme Tabela 5.4 vazão a pressão máxima e camisa de 4 in) que, conforme parágrafo anterior, fornece 6552 gpm (6224 gpm com o fator de eficiência). Com essa configuração, tem-se 5300 psi de pressão máxima na bomba disponíveis (sendo necessários 5100 psi pelas simulações). O volume de fluido necessário é de 17100 bbl, conforme tabela 5.11. Portanto, seria necessário somente um barco de estimulação pelos critérios de pressão, vazão e de volume de fluido.

O cenário de **5800 gpm de vazão**, por sua vez, teria as 10 bombas HQ-2000 do barco de estimulação a uma vazão máxima de (conforme Tabela 5.4 - vazão a uma pressão máxima e camisa de 6 in):

$$10 \text{ bombas} \times \frac{13,3 \frac{\text{bbl}}{\text{min}}}{\text{bomba}} \times 42 \frac{\text{gpm}}{\text{bbl}} = 5586 \text{ gpm}$$

Com essa configuração, tem-se 6250 psi de pressão máxima disponível na bomba (sendo necessários 5847 psi). Considerando o fator de eficiência volumétrica de 95%, tem-se 5307 gpm máximos entregues pelas bombas. Logo, conforme tabela 5.11, seria necessário um barco de estimulação pelo critério de volume de fluido, porém dois barcos pelo critério de vazão. Portanto, contando com dois barcos, a capacidade de bombeio seria de 10613 gpm, 6250 psi de pressão e 34800 bbl de capacidade de fluido.

- Amortecimento com barco de estimulação e sonda combinados:

Nessa configuração e com **vazão de 5300 gpm**, as camisas de bomba da sonda deveriam ser configuradas para perfurar os metros finais antes da interceptação do poço em *blowout* com camisa de 6 1/2" (Tabela 2.1). Nesse caso, estariam disponíveis 601 gpm (com o fator de eficiência) por bomba e 5360 psi de pressão máxima. Logo, estariam disponíveis 1803 gpm totais considerando três bombas.

Para maximizar o volume de fluido a ser utilizado pela sonda coloca-se a vazão máxima na mesma e o restante no barco de estimulação. Portanto, a vazão no barco de estimulação seria:

$$5300 - 1803 = 3497 \text{ gpm}$$

O volume de fluido máximo a ser fornecido pela sonda é, de acordo com a equação 5.1, de 8971 bbl. Assim, tem-se disponíveis 26371 bbl para o amortecimento.

Observa-se na Tabela 5.11 que o volume de fluido total na simulação é superior à capacidade de um barco e uma sonda (de acordo com o critério conservador adotado). Portanto, seriam necessários dois barcos de estimulação conectados à sonda para o amortecimento.

Aqui cabe uma observação com relação ao critério de vazão máxima utilizado. Caso outro critério menos rigoroso tivesse sido adotado, o poço poderia ser amortecido com barco e sonda. Assim, boa parte do amortecimento seria feita com vazão reduzida, aumentando a capacidade útil de fluido da sonda.

Com **vazão de 5500 gpm**, tem-se os mesmos parâmetros que 5300 gpm para a sonda, com camisa de 6 1/2" gpm utilizadas nas bombas da sonda antes da perfuração dos metros e interceptação do poço em *blowout*. Para o barco de estimulação configuram-se as bombas com camisa de 4", conforme Tabela 5.4 - vazão para pressão máxima. Nesse caso, seriam bombeados pelo barco:

$$5500 - 1803 = 3697 \text{ gpm}$$

De acordo com a equação 5.1, o volume máximo de fluido a ser fornecido pela sonda é de 8464 bbl. Pela simulação, seriam necessários 17100 bbl de fluido para o amortecimento e, portanto, conforme Tabela 5.11, seria possível amortecer

somente o poço em *blowout* somente com um barco de estimulação ou barco e sonda.

Analogamente, com a **vazão de 5800 gpm**, seria possível amortecer o poço em *blowout* com somente um barco de estimulação. Caso se opte por amortecer com barco e sonda para maior robustez na operação, as camisas de bomba da sonda antes da perfuração dos metros finais para interceptação do poço em *blowout* devem ser configuradas para 6". Isso fornecerá 6825 psi de pressão máxima e uma vazão máxima de 1539 gpm (Tabela 2.1).

Logo, a vazão no barco de estimulação para maximizar o volume útil de fluido na sonda será de:

$$5800 - 1539 = 4261 \text{ gpm}$$

Com isso, tem-se 17400 bbl de volume de fluido disponíveis no barco de estimulação e, de acordo com a equação 5.1, de 6284 bbl úteis de fluido na sonda. Assim, seria possível o amortecimento com um barco de estimulação juntamente com a sonda.

Observa-se que as vazões dos barcos de estimulação estão compatíveis com a análise feita considerando somente o amortecimento com o barco. Nos casos simulados nesta seção, apesar de se utilizar menos fluido, e ter uma menor pressão de bombeio, se comparado com as simulações das seções 5.1.1 e 5.1.2, o controle da pressão para que não se frature a sapata no amortecimento é extremamente complicado e traz inúmeros riscos à operação. Outro fator relevante é que após cessar o influxo do reservatório ainda temos que circular o poço por um tempo considerável sem que haja pressão na bomba, o que torna a operação ainda mais arriscada (operação monitorada somente pelo sensor do BOP). O tempo de *free fall* no início do amortecimento, por sua vez, se comparado com as simulações 5.1.1 e 5.1.2, tem um aumento entre 30 e 80% a depender da vazão utilizada. Esse comportamento se deve à menor vazão de bombeio e maior densidade do fluido de amortecimento.

5.1.7. Fluido de amortecimento com densidade de 18,0 ppg e vazão de bombeio de 5800, 6000 e 6300 gpm

O objetivo, nesse caso, é o estudo de um caso intermediário entre a densidade de fluido mínima e máxima necessária para o amortecimento do poço em *blowout*. Para o amortecimento com 18,0 ppg, foi simulada a vazão mínima de 5800 gpm, conforme Tabela 5.1, uma vazão intermediária de 6000 gpm (200 gpm acima da vazão mínima) e uma vazão de 6300 gpm (500 gpm acima da vazão mínima). Os detalhes dessa simulação encontram-se no Anexo 8 – Seção 8.3.

Na Tabela 5.12 tem-se os parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido. Observa-se que todos os critérios para se considerar o poço amortecido foram atendidos. Na Tabela 5.13, tem-se um resumo dos principais parâmetros do amortecimento com fluido de amortecimento de 18,5 ppg.

Tabela 5.12 - Principais parâmetros da simulação com fluido de densidade de 18,0 ppg






Parâmetro Observado	Atendimento (Anexo 8 – seção 8.4)	Status
Bombas desligadas sem retorno do <i>blowout</i>	Figura 8.22 (E) e Figura 8.27 (A) e (B)	
Fração de gás menor que 2%	Figura 8.27 (A)	
ρ_{medio} do fluido no poço amortecido > 17,3 ppg	Figura 8.27 (B)	
$P_f > 10800$ psi	Figura 8.22 (C)	
$P_{sap} < 10352$ psi em toda a simulação	Figura 8.22 (H)	

Tabela 5.13 - Principais parâmetros da simulação com fluido de 18,0 ppg.

Vazão de bombeio (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Pressão máxima na sapata (psi)	Volume de fluido (bbl)	Tempo de <i>free fall</i> (min)	Pressão final no fundo do poço (psi)
5800	5927	10165	35886	19	11281
6000	6500	10176	22564	17	11261
6300	7119	10172	16926	15	11256

Não é possível o amortecimento dos casos simulados somente com sonda, uma vez que o critério de vazão não pode ser atendido. Portanto, parte-se para a análise utilizando barcos de estimulação.

- Amortecimento somente com barco de estimulação:

Analisando a Tabela 5.1, para que o poço em *blowout* seja amortecido com **vazão de 5800 gpm** são necessários dois barcos de estimulação para o critério de volume de fluido, visto que não seria possível o amortecimento com uma sonda de perfuração. As 10 bombas HQ-2000 dariam do barco de estimulação forneceriam uma vazão máxima de (conforme Tabela 5.4 - vazão a uma pressão máxima e camisa de 6 in), sendo 5586 gpm conforme destacado na seção anterior. Com essa configuração, tem-se 6250 psi de pressão máxima na bomba disponíveis (sendo necessários 5927 psi obtido nas simulações). Considerando o fator de eficiência volumétrica de 95%, tem-se 5307 gpm máximos entregues pelas bombas. Nessa configuração e contando com dois barcos conectados ao *choke manifold* da sonda que perfurará o poço de alívio, seria atendido o critério de vazão de fluido. Porém, o volume de fluido no amortecimento foi de quase 36000 bbl e, portanto, para atender a esse critério, seriam necessários três barcos de estimulação.

Já para o cenário de **6000 gpm de vazão** de amortecimento, as 10 bombas HQ-2000 dariam uma vazão máxima (conforme Tabela 5.4, pressão com vazão máxima e camisa de 3,37 in):

$$10 \text{ bombas} \times \frac{11 \frac{\text{bbl}}{\text{min}}}{\text{bomba}} \times 42 \frac{\text{gpm}}{\text{bbl}} = 4620 \text{ gpm}$$

Com essa configuração, tem-se 7640 psi de pressão máxima na bomba disponíveis (sendo necessários 6500 psi). Considerando o fator de eficiência volumétrica de 95%, tem-se 4389 gpm máximos entregues pelas bombas. Logo, seriam necessários dois barcos de estimulação pelos critérios de vazão de bombeio e volume de fluido e se teria 7640 psi de pressão máxima, 8778 gpm de vazão máxima e 34.800 bbl de armazenamento de fluido. Portanto, dois barcos de estimulação seriam suficientes para a operação.

O cenário de **6300 gpm de vazão** teria as 10 bombas HQ-2000 do barco de estimulação a uma vazão máxima de 4620 gpm (conforme Tabela 5.4, pressão com vazão máxima e camisa de 3,37 in), conforme parágrafo anterior. Com essa configuração, tem-se 7640 psi de pressão máxima disponíveis nas bombas (sendo necessários somente 7119 psi). Considerando o fator de eficiência volumétrica de 95%, tem-se 4389 gpm máximos entregues pelas bombas. Logo, seria necessário um barco de estimulação pelo critério de volume de fluido, porém dois barcos pelo critério de vazão. Assim, com dois barcos, a capacidade de bombeio seria de 8778 gpm, 7640 psi de pressão e 34800 bbl de capacidade de fluido.

- Amortecimento com barco de estimulação e sonda combinados:

Nessa configuração, no amortecimento com **vazão de 5800 gpm**, as camisas de bomba da sonda deveriam ser configuradas para perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação do poço em *blowout* com camisa de 6". Nesse caso, estariam disponíveis 513 gpm (com o fator de eficiência) por bomba e 6285 psi de pressão máxima. Logo, estariam disponíveis 1549 gpm totais.

Para maximizar o volume de fluido a ser utilizado pela sonda coloca-se a vazão máxima na mesma e o restante no barco de estimulação. Portanto, a vazão no barco de estimulação seria:

$$5800 - 1549 = 4261 \text{ gpm}$$

Logo, o volume de fluido a ser fornecido pela sonda é, de acordo com a equação 5.1, de 6325 bbl. A vazão do barco está dentro da configuração do estudo considerando o amortecimento somente com barco e, portanto, terá a mesma

configuração. No entanto, o volume de fluido com um barco e a sonda é de 23.725 bbl, sendo necessários quase 36.000 bbl para o amortecimento. Portanto, são necessários dois barcos de estimulação, além da sonda, para essa operação.

No amortecimento com **vazão de 6000 gpm**, as camisas de bomba da sonda deveriam ser configuradas para perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação do poço em *blowout* com camisa de 5 1/2". Nesse caso, estariam disponíveis 431 gpm (com o fator de eficiência) por bomba e 7.475 psi de pressão máxima e estariam disponíveis 1.293 gpm totais para o amortecimento.

Para maximizar o volume de fluido a ser utilizado pela sonda coloca-se a vazão máxima na mesma e o restante no barco de estimulação. Portanto, a vazão no barco de estimulação seria:

$$6000 - 1293 = 4707 \text{ gpm}$$

Assim, o volume útil a ser considerado na sonda é, de acordo com a equação 5.1, de 4780 bbl. A vazão de bombeio do barco, nesse caso, é superior ao estudo considerando somente com barco de estimulação. Na Tabela 5.4, não se consegue uma vazão de 4707 gpm para pressões de 6500 psi com somente um barco. Assim, são necessários dois barcos de estimulação para atender ao requisito de vazão.

Nesse caso, com dois barcos, tem-se disponíveis 39.579 bbl para o amortecimento e, portanto, seriam necessários dois barcos de estimulação conectados à sonda para o amortecimento.

Considerando o amortecimento com **vazão de 6300 gpm**, as camisas de bomba da sonda deveriam ser configuradas para perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação do poço em *blowout* com camisa de 5 1/2", semelhante ao caso com 6000 gpm. Nesse caso, estariam disponíveis 431 gpm (com o fator de eficiência) por bomba e 7475 psi de pressão máxima. Logo, estariam disponíveis 1293 gpm totais.

Para maximizar o volume de fluido a ser utilizado pela sonda coloca-se a vazão máxima na mesma e o restante no barco de estimulação. Portanto, a vazão no barco de estimulação seria:

$$6300 - 1293 = 5007 \text{ gpm}$$

Assim, o volume útil a ser considerado na sonda é, de acordo com a equação 5.1, de 4.493 bbl. A vazão de bombeio do barco, nesse caso, é superior à vazão do estudo considerando somente barco de estimulação para um barco. Na Tabela 5.4, não se consegue uma vazão de 5.007 gpm para pressões de 7.119 psi com somente um barco de estimulação. Assim, são necessários dois barcos para atender ao requisito de vazão. Nesse caso, tem-se disponíveis 39.293 bbl para o amortecimento e, portanto, seriam necessários dois barcos de estimulação conectados à sonda para a operação.

Nos casos simulados nesta seção tem-se a vantagem de se utilizar uma menor quantidade de fluido e pressões menores se comparada às seções 5.1.1 e 5.1.2. Por outro lado, o tempo de *free fall* é reduzido ao se comparar ao amortecimento da seção 5.1.6. No entanto, não é possível com somente um barco de estimulação e uma sonda, seja pelo critério do volume de fluido, seja pelo critério de vazão de bombeio.

5.1.8. Análise dos resultados das simulações para um poço de alívio e todo o reservatório exposto

Observa-se pelos casos simulados que o amortecimento com todo o reservatório exposto perfurado em 12 ¼” com a fase anterior de 13 5/8” é extremamente desafiador. Pelos casos simulados, não seria possível o amortecimento do poço em *blowout* com somente uma sonda de perfuração, visto que as bombas e o armazenamento de fluido destas não são suficientes para o amortecimento. De acordo com os resultados obtidos, dentre as densidades de fluido simuladas, a menor densidade para amortecimento do poço em *blowout* seria de 17,5 ppg e a maior 18,5 ppg.

A simulação com **fluido de amortecimento base não aquosa** se mostrou insatisfatória quando comparada com o fluido base água com a mesma vazão de bombeio, uma vez que o fluido base não aquosa não foi suficiente para amortecer o poço em *blowout* para as condições do poço simuladas. Do ponto de vista de *free fall*, houve uma ligeira diminuição no tempo deste usando o fluido base não aquosa se comparado com o fluido base água. Porém, uma melhora pouco

significativa considerando a desvantagem desse tipo de fluido não amortecer o poço em *blowout* com vazão semelhante ao se utilizar fluido base água e ser necessária a utilização de fluido de densidade maior. Essa diferença entre os fluidos base não aquosa e base água se deve em parte à influência da temperatura no fluido base não aquosa, conforme constatado na simulação considerando o reservatório a 20°C.

No caso de **injeção de água antes do fluido de amortecimento**, observa-se que há um maior consumo do fluido de amortecimento se comparado à simulação sem a injeção de água. Já o tempo de *free fall* tem uma pequena diminuição que, no entanto, não compensa a quantidade de aproximadamente 30% de fluido utilizada a mais no amortecimento. Outro aspecto relevante nessa operação é o aumento do risco de haver um outro *blowout* no poço de alívio, uma vez que se bombeia para o poço em *blowout* um fluido que não tem hidrostática suficiente para cessar o influxo do reservatório.

Com o objetivo de verificar se o *free fall* é causado por vazão insuficiente, utilizou-se a **máxima vazão de bombeio do software** na simulação. Com essa medida, houve uma diminuição considerável no tempo de *free fall*. No entanto, não foi suficiente para eliminar completamente esse efeito. Logo, ainda que em um tempo reduzido, deve-se conviver com um *free fall* mínimo para esse amortecimento, uma vez que para menores vazões, maior o *free fall*.

Apesar de necessitar de somente um barco de estimulação na simulação com 5500 gpm, a alternativa de **fluido de amortecimento de 18,5 ppg** é extremamente complicada no controle da pressão na sapata, uma vez que a pressão na sapata em estática é muito próxima da pressão de fratura. De todo modo essa questão é igualmente complicada na questão do *free fall*, uma vez que a redução na vazão de bombeio para evitar a fratura, faz com que haja *free fall* nas linhas de *kill* e *choke* e abaixo do BOP por um tempo muito longo, mesmo após cessado o influxo do reservatório. Assim, todas as alternativas simuladas considerando-se o fluido de 18,5 ppg não são recomendadas.

As simulações com **fluido de amortecimento de 18,0 ppg**, por sua vez, se mostraram mais adequadas quando comparadas às simulações com fluido de 18,5 ppg, pois há uma maior margem antes de se fraturar a sapata. No entanto, quando comparadas com a simulação com fluido de 17,5 ppg, foram necessários recursos semelhantes para o amortecimento. Portanto, apesar dessa alternativa ser uma

situação intermediária entre 17,5 ppg e 18,5 ppg, não se mostrou como a alternativa mais viável.

Na simulação com **fluido de amortecimento de 17,5 ppg**, considerando a vazão de 6300 gpm, foi necessário um volume de fluido muito grande que levou à necessidade de três barcos de estimulação para atender essa simulação. Utilizando barco de estimulação juntamente com sonda, ainda são necessários dois barcos de estimulação para o amortecimento. Assim, a melhor alternativa de amortecimento, considerando os casos simulados, foi o caso com densidade de fluido de amortecimento de 17,5 ppg e vazão de bombeio de 6800 gpm. Diferentemente do caso em que se tem vazão de 6300 gpm, foram necessários dois barcos de estimulação para atender a todos os critérios. Lembrando que se pode otimizar a vazão pela quantidade de fluido alterando-se a vazão de bombeio, que nesse caso foi aumentada em 500 gpm acima da mínima. Deve-se pontuar, no entanto, que o amortecimento do poço em *blowout* via poço de alívio com dois barcos de estimulação próximos à sonda e conectados a esta pelo *choke manifold* é uma operação arriscada e deve ser planejada e analisada com cautela e feitas as análises para mitigação de riscos.

Com os resultados obtidos com as simulações, tem-se que o amortecimento com um poço de alívio não é possível por meio de somente uma sonda de perfuração e faz-se necessário utilização de barco de estimulação. Para cada caso simulado foi feito um resumo dos requisitos de pressão, vazão e volume no amortecimento, conforme Tabela 5.14.

Tabela 5.14 - Resumo dos principais parâmetros para os casos simulados. Com um poço de alívio, todo o reservatório exposto e fluido de 17,5 e 18,5 ppg.

Densidade do Fluido (ppg)	Vazão de bombeio (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Volume de fluido (bbl)	Nº de barcos de estimulação (somente barco)	Nº de barcos de estimulação (barco + sonda)
17,5	6300	7394	36440	3	2
17,5	6800	8546	28800	2	-
18,0	5800	5927	35886	3	2
18,0	6000	6500	22564	2	2
18,0	6300	7119	16926	2	2
18,5	5300	4630	27260	2	2
18,5	5500	5100	17100	1	1
18,5	5800	5847	13800	2	1

Tendo em vista as dificuldades encontradas no amortecimento do poço em *blowout* nas condições apresentadas e devido à alta vazão de um poço de gás, parte-se para alternativas de amortecimento que possam minimizar a vazão de bombeio e os recursos utilizados no amortecimento. Com o objetivo de diminuir a vazão de *blowout*, foram feitas duas simulações: variação do diâmetro do poço na última fase em que se chega no reservatório (considerando todo o reservatório perfurado) e variação da espessura de reservatório perfurado.

Conforme pode ser verificado nas Figuras 5.28 e 5.29, o comprimento de reservatório exposto (Figura 5.28) tem maior influência na diminuição da vazão de *blowout* do que a variação no diâmetro do reservatório (Figura 5.29). Em ambos os casos, considera-se que não houve mudança no projeto do poço, somente a variação do diâmetro da broca que perfurou o reservatório ou na espessura de reservatório perfurada. Observa-se que, para a variação da profundidade de reservatório perfurado, a queda no fluxo é proporcional à diminuição da espessura de reservatório exposto (h), conforme equação 5.1, ver Rosa (50) (2006). Já no caso da variação do diâmetro usado para perfurar o reservatório, somente há uma diminuição significativa para diâmetros menores que 4", visto que a vazão é proporcional a $\frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w}}$, equação 5.3. De um modo geral, esse diâmetro não é usual para se perfurar um poço de petróleo submarino, uma vez que inviabiliza critérios econômicos e de produção em campos *offshore*.

Portanto, diminuir a espessura do reservatório tem maior efetividade para reduzir a vazão do *blowout* do que diminuir o diâmetro com que o reservatório é perfurado.

$$q_w = \frac{2\pi kh}{\mu B_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \Delta p \quad (5.3)$$

Logo, para que seja facilitado o amortecimento do poço em *blowout* será variada a espessura perfurada do reservatório visto que a queda de vazão é mais evidente. Posteriormente, serão feitas simulações considerando mais de um poço de alívio de modo a verificar como essa estratégia de amortecimento afeta os parâmetros de vazão, pressão e volume de fluido.

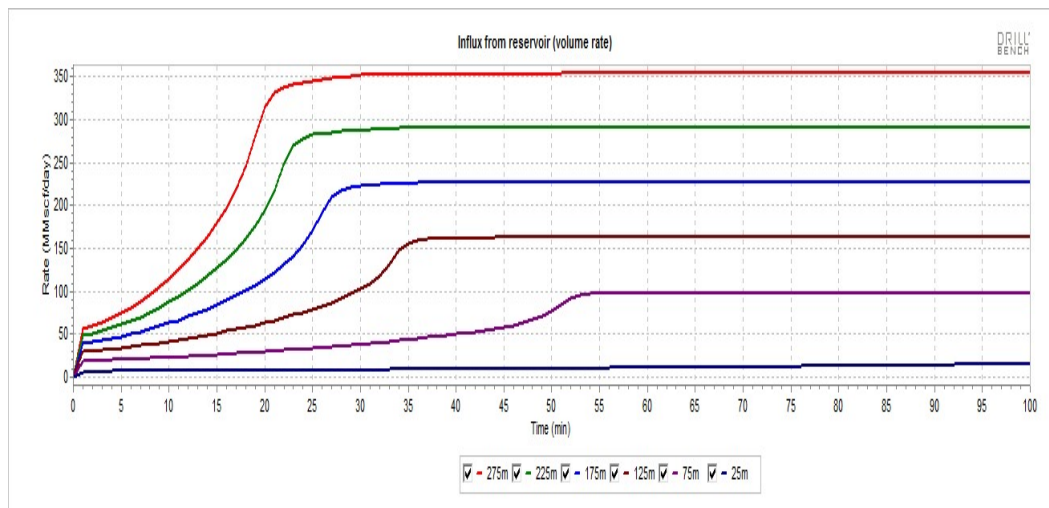


Figura 5.28 - Variação da taxa de influxo do reservatório com a variação da espessura de reservatório perfurado.

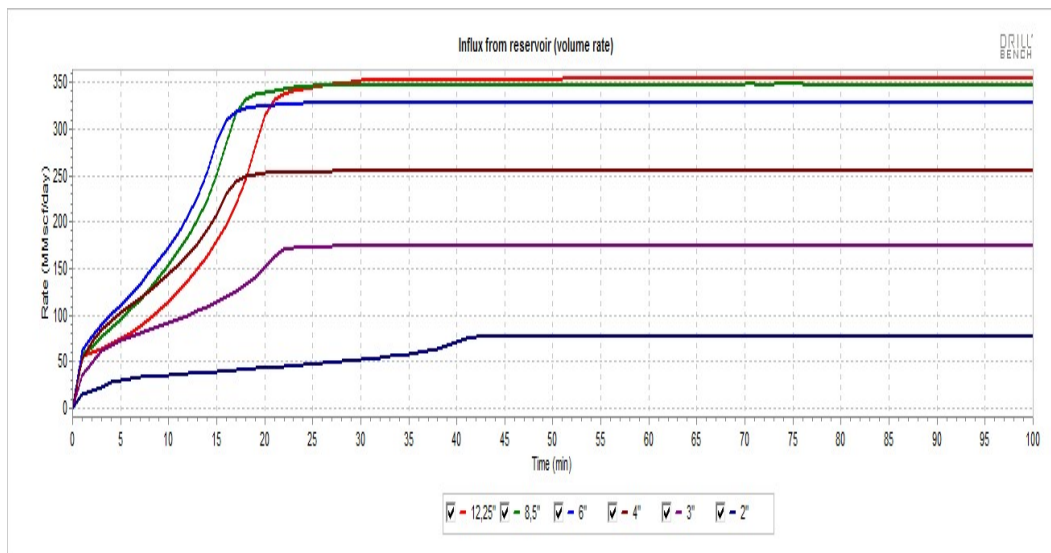


Figura 5.29 - Variação da taxa de influxo do reservatório com a variação diâmetro da broca que perfurou o reservatório.

Uma outra alternativa para diminuir a vazão no amortecimento seria uma mudança no projeto do poço como, por exemplo, chegar ao reservatório com uma fase de menor diâmetro. Caso houvesse mudança no projeto como, por exemplo, diâmetro interno do último revestimento próximo ao diâmetro da broca que perfura o reservatório, as vazões de *blowout* seriam as mesmas. No entanto, as perdas de carga seriam maiores para menores diâmetros de revestimento, o que facilitaria o amortecimento do poço em *blowout* com vazões menores.

Na Figura 5.29, somente o reservatório foi perfurado com uma broca de menor diâmetro (d). No entanto, a fase anterior ainda foi de 13 5/8". No caso proposto no parágrafo anterior, seria possível atingir o reservatório com uma fase de 9 5/8", por exemplo, e perfurar o reservatório com broca de 8 1/2". Essa modificação faria com que houvesse uma diminuição do diâmetro interno do revestimento e, conseqüentemente, um aumento na perda de carga no escoamento, diminuindo a vazão de bombeio necessária para amortecer o poço em *blowout*. A perda de carga no amortecimento é detalhada por Rabia (1985) (45) e é influenciada sensivelmente pelo diâmetro interno do duto (no caso do poço) no escoamento:

$$\bar{V} = \frac{24,5 \cdot Q}{d^2} \text{ ft/min} \quad (5.4)$$

$$V_c = \frac{97 PV + \sqrt{PV^2 + 8,2d^2YP}}{\rho d} \quad (5.5)$$

Para $\bar{V} > V_c$ o escoamento é turbulento e a perda de carga é dada por:

$$\Delta P = \frac{8,91 \cdot 10^{-5} \rho^{0,8} V^{1,8} PV^{0,2} L}{d^{4,8}} \quad (5.6)$$

Para $\bar{V} < V_c$ o escoamento é laminar e a perda de carga é dada por:

$$\Delta P = \frac{L}{300d} \left[YP + \frac{PV * \bar{V}}{5d} \right] \quad (5.7)$$

Como descrito na introdução, no entanto, no presente estudo não serão feitas simulações com mudanças no projeto, porém em estudos futuros pode-se analisar essa alternativa.

5.2. Simulações de amortecimento do poço em *blowout* com variação da espessura de reservatório perfurado

Conforme discutido na seção anterior, as vazões e pressões requeridas para amortecer o poço em questão são extremamente desafiadoras. Nessa seção, será discutida a influência da espessura de reservatório perfurado, ou seja, a influência da área de reservatório exposta, no controle ou amortecimento do *blowout*. O comprimento total esperado do reservatório é de 275 metros de espessura. No entanto, para este estudo, variou-se a profundidade de reservatório em intervalos de 50 metros. O comprimento mínimo assumido foi de 25 m e o máximo de 275 m. A vazão e pressão simuladas para o amortecimento nessas condições foram os parâmetros mínimos, ou seja, menor densidade de fluido e menor vazão de bombeio encontrados suficientes para o amortecimento. Os detalhes dessa simulação encontram-se no Anexo 8 – seção 8.5.

Na Tabela 5.15 tem-se os parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido. Observa-se que todos os critérios para se considerar o poço amortecido foram atendidos. Na Tabela 5.16, tem-se um resumo dos principais parâmetros do amortecimento variando-se a espessura do reservatório perfurada.

Tabela 5.15: Principais parâmetros da simulação com variação da profundidade do reservatório exposto (18,5 ppg).

Parâmetro Observado	Atendimento (Anexo 8 – Seção 8.5)	Status
Bombas desligadas sem retorno do <i>blowout</i>	Figura 8.29 (E) e Figura 8.35 (A) e (B)	✓
Fração de gás menor que 2%	Figura 8.35 (A)	✓
ρ_{medio} do fluido no poço amortecido > 17,3 ppg	Figura 8.35 (B)	✓
$P_f > 10800$ psi	Figura 8.29 (C)	✓
$P_{sap} < 10352$ psi em toda a simulação	Figura 8.29 (H)	✓

Tabela 5.16: Resumo dos principais parâmetros considerando variação da profundidade perfurada de reservatório de 275 a 25 m.

Espessura do reservatório (m)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Vazão de bombeio (gpm)	Pressão máxima na sapata (psi)	Volume de fluido (bbl)	Tempo de <i>free fall</i> (min)	Pressão no fundo do poço (psi)
275	7394	6300	10110	36440	14	11011
225	5953	5800	9984	34700	16	10869
175	4640	5100	10047	31560	20	10684
125	2613	4400	10030	26530	22	10564
75	1620	3400	9976	22600	31	10392
25	477	2500	9927	10220	48	10267

Considerando os resultados obtidos nas simulações, Tabela 5.14, com variação da espessura de reservatório perfurado, tem-se que na simulação considerando **25 m de reservatório exposto**, o *blowout* pode ser controlado com uma sonda de perfuração. No entanto, deve-se configurar as camisas de bomba da sonda antes de se perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação em 8” (camisa mínima considerada no estudo), que fornecem 2736 gpm com o fator de eficiência volumétrica (três bombas) e 3535 psi de pressão máxima. Deve-se levar em consideração também que há um tempo muito grande de *free fall* (48 min), que pode ser minimizado com aumento de vazão. Caso se opte por aumentar a vazão de amortecimento consideravelmente, faz-se necessário o uso de barco de estimulação. Para os intervalos de espessura entre 75m a 225 m de reservatório perfurado, não é possível o amortecimento com somente uma

sonda de perfuração devido às altas vazões de bombeio requeridas. Nesses casos haveria a necessidade de utilização de barco de estimulação.

- Amortecimento somente com barcos de estimulação:

Nas simulações considerando **75 m de reservatório exposto** (Tabela 5.14), o requisito de pressão seria atendido por qualquer um dos diâmetros de camisa da bomba da Tabela 5.4 para o barco, uma vez que são necessários 1620 psi para o amortecimento. O critério de vazão exige valores maiores que 3684 gpm (8,77 bpm). Levando em consideração o fator de eficiência volumétrica, as camisas de 3,37", 4" e 4,5" para vazão com pressão nominal não atendem (Tabela 5.4). As demais camisas de bomba atendem à simulação para pressão e vazão. No entanto, para o critério de capacidade de armazenamento, devem ser utilizados dois barcos de estimulação, visto que são necessários 22.600 bbl para amortecer o poço.

A simulação para **125 m de espessura de reservatório exposto** (Tabela 5.14), pelo critério de vazão são necessários valores acima de 4632 gpm (11 bpm) levando em conta o fator de eficiência volumétrica de 95%. Assumindo-se a vazão com pressão nominal na Tabela 5.4, somente a camisa de 6" atenderia. Já no critério de pressão com vazão máxima, todas as camisas de bomba atenderiam. No requisito de pressão (2613 psi), somente a pressão com vazão máxima para camisa de 6" não atenderia. Pelo critério de volume de fluido, seriam necessários dois barcos de estimulação pois são requeridos 26.500 bbl para amortecer o poço nessa condição.

Para **175 m de reservatório exposto** (Tabela 5.14), são necessários 5368 gpm (12,8 bpd) de capacidade de vazão, considerando o fator de eficiência volumétrica, e são atendidos em 5 casos na Tabela 5.4. Porém a pressão necessária é de 4640 psi e somente 2 combinações atendem a esses dois requisitos. Considerando o critério de volume de fluido, seriam necessários dois barcos, visto que são utilizados 31560 bbl de fluido.

Para **225 m de reservatório exposto** (Tabela 5.14) o requisito de vazão é de 6105 (14,5 bbl), considerando os 95% de eficiência volumétrica da bomba, e com pressão máxima de 5953 psi. Tal situação não é atendida com somente um barco, (Tabela 5.4), exigindo-se dois barcos de estimulação. Considerando o critério de

volume de fluido, seriam também necessários dois barcos de estimulação pois são necessários 34700 bbl para amortecer o poço nessa condição.

- Amortecimento com barcos de estimulação combinados com a sonda:

Na simulação com **75 m de reservatório exposto** deve-se configurar as bombas da sonda com camisas de 8” (máxima considerada no estudo) para perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação do poço em *blowout*, que fornecem 2736 gpm com o fator de eficiência volumétrica de 95% e 3535 psi de pressão máxima. Nesse caso, seria interessante que a sonda bombeasse a 1800 gpm e o barco a 1600 gpm. Assim, a sonda forneceria até 20000 bbl de fluido e o barco de estimulação até 17400 bbl. Com a utilização da sonda, seria necessário somente um barco de estimulação conectado à sonda para o amortecimento pelo requisito e fluido.

Para **125 m de reservatório exposto** deve-se configurar as camisas de bomba da sonda para perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação do poço em *blowout* em 8” (camisa mínima considerada no estudo, Tabela 2.1). Essa configuração fornece 2736 gpm com o fator de eficiência volumétrica e 3535 psi de pressão máxima. Para otimizar o volume de fluido útil da sonda, esta deve ter a vazão regulada em 2300 gpm e o barco, por sua vez, em 2100 gpm. Assim, de acordo com a equação 5.1, a sonda forneceria até 20000 bbl de fluido e o barco 17400. Com a utilização da sonda configurada dessa forma, será necessário somente um barco de estimulação conectado à sonda para o amortecimento.

Com **175 m de reservatório exposto**, deve-se configurar as bombas da sonda com camisa de 6” (Tabela 2.1) para perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação do poço em *blowout*. Desse modo, elas fornecerão 1539 gpm com o fator de eficiência volumétrica de 95%. Para otimizar o volume de fluido útil da sonda, ela deverá bombear com sua capacidade máxima e, dessa forma (equação 5.1), a sonda fornecerá até 7520 bbl de fluido. Mesmo com a utilização da sonda, ainda assim seriam necessários mais dois barcos de estimulação no amortecimento devido à quantidade de fluido necessária para amortecer o poço.

Considerando **225 m de reservatório exposto** deve-se bombas com camisa de 6" (Tabela 2.1) para perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação do poço em *blowout*. Essa configuração fornecerá 1539 gpm, já com o fator de eficiência volumétrica de 95%, a 6285 psi de pressão máxima. Para otimizar o volume de fluido útil da sonda, esta deve bombear com sua capacidade máxima (equação 5.1), que nesse caso fornecerá até 6248 bbl de fluido. Mesmo com a utilização da sonda, ainda assim seriam necessários mais dois barcos de estimulação devido à quantidade de fluido necessária para amortecer o poço em questão.

Para 275 m de reservatório exposto, a análise foi feita na seção 5.1.1 e seriam necessários três barcos de estimulação, devido ao volume de fluido necessário para o amortecimento utilizando somente barcos de estimulação no amortecimento. Caso se utilize a combinação de barco e sonda, são necessários dois barcos de estimulação e a sonda.

5.3.

Simulações de amortecimento com mais de um poço de alívio

Uma alternativa para o amortecimento do poço em *blowout* estudado seria através da construção de mais de um poço de alívio. O objetivo dessa simulação é a diminuição do volume de recursos a serem utilizados nos poços de alívio, uma vez que é esperada uma diminuição na vazão de bombeio e, conseqüentemente, uma diminuição da pressão de bombeio por poço. Os detalhes dessa simulação encontram-se no Anexo 8 – seção 8.5.

Na Tabela 5.17 tem-se os parâmetros observados para que o poço possa ser considerado amortecido. Observa-se que todos os critérios para se considerar o poço amortecido foram atendidos.

Tabela 5.17 - Resumo dos principais parâmetros considerando o amortecimento com mais de um poço de alívio.

Parâmetro Observado	Atendimento (Anexo 8 – Seção 8.6)	Status
Bombas desligadas sem retorno do <i>blowout</i>	Figura 8.36 (E) e Figura 8.41 (A) e (B)	✓
Fração de gás menor que 2%	Figura 8.41 (A)	✓
ρ_{medio} do fluido no poço amortecido > 17,3 ppg	Figura 8.41 (B)	✓
$P_f > 10800$ psi	Figura 8.36 (C)	✓
$P_{sap} < 10352$ psi em toda a simulação	Figura 8.36 (H)	✓

Na Tabela 5.18, tem-se um resumo dos principais parâmetros do amortecimento considerando-se mais de um poço de alívio no amortecimento do poço em *blowout*.

Tabela 5.18 - Principais parâmetros observados nas simulações com mais de um poço de alívio.

Número de poços de alívio	Vazão de bombeio / poço (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Pressão máxima na sapata (psi)	Volume de fluido (bbl)	Tempo de <i>free fall</i> (min)
2	3200	1408	10166	51800	36
3	2200	290	10273	57500	99

No amortecimento considerando mais de um poço de alívio, há a necessidade de que dois ou três poços direcionais interceptem o poço em *blowout* para que, com a vazão combinada desses poços, o poço em *blowout* seja amortecido. Essa operação traz inúmeras dificuldades operacionais como, por exemplo, a dificuldade de que ambos os poços interceptem o alvo ao mesmo tempo. Assim, por um período de tempo, teremos um poço conectado ao poço em *blowout* que não tem vazão ou volume de fluido suficientes para amortecer o poço em *blowout*. Nesse ponto, a injeção de água do mar, salvo as considerações de segurança feito na seção 5.1.4, poderia ser interessante para que haja uma economia de fluido de perfuração a depender do tempo em que o segundo poço de alívio demore para atingir o poço em *blowout*.

- Amortecimento somente com barcos de estimulação:

Nas simulações com **dois poços de alívio**, observa-se que o *blowout* não pode ser controlado por uma sonda de perfuração devido aos requisitos de vazão e capacidade de fluido. Logo, faz-se necessário o uso de barcos de estimulação para o amortecimento do poço em *blowout*. Considerando o amortecimento com somente barcos de estimulação, os requisitos de pressão e vazão podem ser alcançados com somente um barco (tabela 5.4). No entanto, dado o volume de fluido necessário por poço de alívio, seriam necessários dois barcos de estimulação. Deve-se ressaltar, no entanto, que esses valores são analisados por poço e, portanto, seriam necessários quatro barcos de estimulação para amortecer o poço. O volume de fluido pode ser reduzido aumentando a vazão de fluido, o que permitiria que fossem utilizados somente dois barcos de estimulação. No presente trabalho, para mais de um poço de alívio, será simulada somente a vazão mínima de amortecimento.

Para **três poços de alívio**, o *blowout* pode ser controlado com 3 sondas de perfuração. Deve-se configurar as camisas de bomba da sonda antes de se perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação em 8" (camisa mínima considerada no estudo), que fornecem 2736 gpm com o fator de eficiência volumétrica e 3535 psi de pressão máxima. No entanto, há um tempo muito grande de *free fall* de 99 min, que poderia ser minimizado com aumento de vazão. Outro ponto a se considerar é que a sonda estaria próxima ao seu limite de vazão e de capacidade de fluido, o que pode trazer riscos à operação caso haja algum problema na sonda, com a necessidade de manutenção de bombas ou problemas nos tanques que necessitem de algum recurso adicional.

Para que a vazão seja aumentada consideravelmente e haja a diminuição do tempo de *free fall*, faz-se necessário o uso de barco de estimulação. Por sua vez, essa opção exige um barco que atenda o critério de quantidade de fluido, pois o barco utilizado como exemplo (Tabela 5.4) tem capacidade de somente 17.400 bbl. Para o atendimento aos requisitos de pressão e vazão, tem-se várias configurações de camisas de bomba que atenderiam essa simulação (Tabela 5.4), dado que as pressões e vazões são baixas se comparadas com as simulações anteriores, e também seria necessário somente um barco para o atendimento.

Deve-se ressaltar, no entanto, que esses valores são analisados por poço e, logo, seriam necessários 3 barcos de estimulação para amortecer o poço em *blowout*.

- Amortecimento com barcos de estimulação combinados com a sonda:

Considerando **dois poços de alívio**, deve-se configurar as camisas de bomba da sonda antes de se perfurar os metros finais do poço de alívio antes da interceptação em 8” (camisa mínima considerada no estudo), que fornecem até 2736 gpm com o fator de eficiência volumétrica e 3535 psi de pressão máxima. Nesse caso, seria interessante que a sonda bombeasse a 1700 gpm e o barco a 1500 gpm. Assim, a sonda forneceria até 20000 bbl de fluido e o barco de estimulação até 17400 bbl. Com a utilização da sonda, seria necessário somente um barco de estimulação conectado à esta para o amortecimento pelo requisito e fluido em cada um dos poços de alívio.

Para **três poços de alívio**, seria possível o amortecimento com barco e sonda, no entanto, como mostram as simulações, somente o amortecimento com sonda seria suficiente para amortecer o poço em *blowout*. O uso de barcos de estimulação poderia trazer maior robustez para a operação.

Um outro aspecto relevante ao assunto é que na indústria não se recomenda o amortecimento do poço em *blowout* com mais de dois poços de alívio (ver NORSOK (2004) (9)). A razão está relacionada às complexidades em se executar várias operações simultâneas e que devem ser bem “concatenadas”. Alguns aspectos de segurança, como o risco de várias embarcações muito próximas perfurando poços de alívio, embora não sejam escopo do presente trabalho, se tornam um desafio quando se executam esses tipos de poços de alívio simultaneamente. Além disso, outras operações poderão estar ocorrendo em paralelo no poço em *blowout*, como bloqueio e coleta, mencionados na seção 4. Dessa forma, o aumento do número de poços de alívio pode prejudicar ou até mesmo inviabilizar essas operações.

5.4. Análise geral das simulações

Após todas as simulações de amortecimento com as diferentes estratégias, foi elaborada a Tabela 5.19. Observa-se que, dentre os casos simulados, apenas

em dois deles é possível o amortecimento utilizando somente sonda de perfuração. O uso de tal equipamento para o amortecimento, tem a vantagem de ser um recurso disponível para os operadores, além de não haver o inconveniente de se ter várias embarcações muito próximas durante o amortecimento. No entanto, a capacidade de vazão e pressão de bombeio da sonda é limitada quando comparadas com barco de estimulação.

Tabela 5.19: Resumo geral dos principais parâmetros analisados nas simulações.

Densidade do Fluido (ppg)	Espessura de Reservatório (m)	Nº poços de alívio	Vazão de bombeio (gpm)	Pressão máxima de bombeio (psi)	Volume de fluido (bbl)	É possível amortecer somente com sonda?	Nº de barcos de estimulação (somente barco)	Nº de barcos de estimulação (barco + sonda)
17,5	275	1	6300	7394	36440	Não	3	3
17,5	275	1	6800	8546	28800	Não	2	-
18,5	275	1	5300	4630	27260	Não	2	2
18,5	275	1	5500	5100	17100	Não	1	1
18,5	275	1	5800	5847	13800	Não	2	1
18,0	275	1	5800	5927	35886	Não	3	2
18,0	275	1	6000	6500	22564	Não	2	2
18,0	275	1	6300	7119	16926	Não	2	2
17,5	225	1	5800	5953	34700	Não	2	2
17,5	175	1	5100	4640	31560	Não	2	2
17,5	125	1	4400	2613	26530	Não	2	1
17,5	75	1	3400	1620	22600	Não	2	1
17,5	25	1	2500	477	10220	Sim	1	1
17,5	275	2	3200	1408	51800	Não	4	2
17,5	275	3	2200	290	57500	Sim	3	3

Nos dois casos em que foi possível o **amortecimento com sonda**, um deles foi estudado considerando o amortecimento com três poços de alívio. Trata-se de um caso extremamente desafiador na indústria em que é necessário a interceptação de três poços de alívio no poço em *blowout* bombeando fluido de amortecimento ao mesmo tempo. O outro exemplo simulado foi o que considerou

apenas 25 metros de reservatório exposto. Em tais circunstâncias, como se trata de um poço exploratório, uma boa medida seria realizar uma tomada de pressão no poço para se medir a pressão de poros no topo do reservatório (perfilagem após 25m). Assim, haveria uma maior certeza das pressões encontradas, ainda que não tenha sido tomado um *kick* ao entrar no reservatório. Ou seja, mesmo estando *overbalance*, é importante saber a pressão de poros exata e a margem entre o peso do fluido e essa pressão para se reduzir o risco de um *blowout*.

Nos casos simulados com **mais de um poço de alívio**, há uma redução considerável no volume de fluido por poço. No entanto, o volume total de fluido considerando todos os poços aumenta se comparado com os casos utilizando somente um poço de alívio. Levando em consideração o volume de recursos necessários e pelos riscos associados à operação com três poços de alívio, não é a melhor alternativa o amortecimento com essa estratégia. A alternativa considerando dois poços de alívio e amortecimento com barco e sonda, por sua vez, pode ser viável. Porém, essa alternativa deve ser analisada como uma segunda opção ao amortecimento devido às dificuldades e riscos operacionais de se amortecer um poço em *blowout* com mais de um poço de alívio.

Devido aos problemas operacionais no controle da pressão na sapata e pelo *free fall* após a redução de vazão para não fraturar a sapata, a simulação com **densidade máxima de fluido de amortecimento (18,5 ppg)**, também não é recomendada, como mencionado na seção 5.6. Já a simulação com fluido de 18,0 ppg, apesar de haver uma maior margem entre a pressão na sapata em estática e a pressão de fratura, utiliza recursos semelhantes à simulação com 17,5 ppg. Assim, torna-se uma alternativa viável, porém não sendo a mais recomendada.

As simulações considerando a **espessura de reservatório perfurado de 75 a 225 m**, com fluido de amortecimento de 17,5 ppg, levaram em conta dois barcos de estimulação considerando o amortecimento somente com barco, visto que o volume de fluido era superior à capacidade de uma sonda somente. Nesse aspecto, apesar de necessitarem de pressões e vazões menores do que aqueles utilizando todo o reservatório exposto, demandam recursos semelhantes para o amortecimento. A opção considerando barco e sonda, por sua vez, se torna interessante quando se tem 125 e 75m de reservatório exposto, pois é necessário somente um barco de estimulação, juntamente com a sonda, para o amortecimento.

As simulações considerando **fluido de amortecimento de 17,5 ppg e utilizando vazão mínima** com todo o reservatório exposto, quando analisadas somente com a opção de amortecimento com barco de estimulação, indicaram a necessidade de três barcos para atender aos requisitos de volume de fluido. Portanto, não é recomendável que 3 barcos fiquem atracados à sonda devido ao alto risco de abalroamento dessas embarcações e, assim, essa estratégia não se mostra adequada. Considerando barco e sonda simultaneamente, são necessários dois barcos de estimulação e o amortecimento se mostra viável, porém, não sendo a melhor opção dentre as estudadas.

Na simulação considerando todo o reservatório exposto, **fluido de amortecimento de 17,5 ppg, e vazão de 6800 gpm** indicou uma diminuição considerável do volume de fluido necessário para o amortecimento. Mesmo com o aumento da vazão e, conseqüentemente, da pressão, ainda são necessários dois barcos de estimulação para atender a esses requisitos. Nesse caso, não há a opção de barco mais sonda uma vez que as bombas da sonda não atingem as pressões máximas no amortecimento. No entanto, dentre as simulações considerando todo o reservatório exposto, essa alternativa se mostra a mais viável, pois há uma maior margem de controle da fratura na sapata se comparado com a simulação com 18,5 ppg e um menor *free fall* se comparado com a simulação de 17,5 ppg e vazão mínima. Quando comparada ainda com o amortecimento com fluido de 17,5 ppg e vazão de 6300 gpm, observa-se que a margem de fluido disponível é maior com 6800 gpm do que a simulação com 6300 gpm, mesmo este último utilizando a alternativa barco de estimulação juntamente com sonda.

6

Conclusões

As simulações de amortecimento de um poço marítimo de gás através de poço de alívio se mostraram bastante desafiadoras devido às altas vazões de bombeio, à alta densidade do fluido de amortecimento e ao grande volume de fluido utilizado no amortecimento, considerando cada uma das estratégias estudadas:

- Fluido de amortecimento de 17,5 ppg:

Nas simulações com o fluido de densidade de 17,5 ppg e vazão mínima de amortecimento, ainda assim é requerida uma vazão de bombeio extremamente alta (6300 gpm) e seriam necessários barcos de estimulação para auxiliar a operação. Considerando o amortecimento somente com barcos de estimulação, seriam necessários três barcos para atender apenas ao requisito de volume e dois para atender ao requisito de vazão. A operação nesse caso, deverá acontecer com três barcos de estimulação conectados à sonda para o amortecimento do poço injetando fluido ao mesmo tempo. O amortecimento com barco e a sonda que perfurou o poço de alívio, por sua vez, necessita de dois barcos de estimulação. Portanto, a utilização do barco de estimulação juntamente com a sonda é uma alternativa mais viável.

A simulação com fluido de 17,5 e vazão de 6800 gpm atendeu a todos os requisitos para que o poço possa ser considerado amortecido, porém, utilizando uma quantidade significativamente menor de fluido de amortecimento e um tempo menor de *free fall* quando comparada com o amortecimento com vazão de 6300 gpm. Para que o poço em *blowout* seja amortecido com essa estratégia são necessários dois barcos de estimulação para atendimento dos critérios de vazão, e volume de fluido, visto que não seria possível o amortecimento com uma sonda de perfuração. A alternativa barco e sonda não é possível nesse estudo, uma vez que a pressão máxima durante o amortecimento ultrapassa os limites operacionais das

bombas da sonda. Ainda assim, trata-se da alternativa mais viável dentre as estudadas para o amortecimento com um poço de alívio e todo o reservatório exposto do poço estudado.

- Fluidos de amortecimento base não aquosa de 17,5 ppg e fluido base água de 17,5 ppg:

Na comparação entre o amortecimento entre fluido base não aquosa e base água, observa-se que para a mesma vazão de bombeio entre esses fluidos não foi possível o amortecimento do poço em *blowout* com o fluido base não aquosa. Em parte, isso se deve às condições de temperatura do reservatório. O estudo mostra que para temperaturas menores (20°C) o fluido base não aquosa passa a ser mais efetivo.

- Bombeio de água do mar antes do amortecimento com fluido de 17,5 ppg:

A simulação com o bombeio de água do mar antes da injeção do fluido de amortecimento indicou um maior consumo de fluido nessa operação quando comparado com o amortecimento sem a injeção de água. Adicionalmente, a água deve ser captada diretamente do mar, não passando pelos tanques da sonda. Isso pode trazer maiores riscos operacionais, uma vez que durante a troca de bombeio de água do mar para fluido de amortecimento, deve-se manusear as válvulas do *choke manifold* para que o fluido de amortecimento possa ser succionado dos tanques da sonda. Essa operação deve ser sincronizada para que não haja risco de haver parada no bombeio de fluido no poço de alívio, o que poderia levar a um *blowout* agora no poço de alívio. Outro fato a se destacar é que no controle de um *blowout*, os equipamentos da sonda no poço de alívio geralmente estão em seus limites operacionais e, portanto, é altamente recomendável que a operação ocorra no menor tempo possível. Esse é outro ponto negativo da injeção de água do mar antes do fluido de amortecimento, uma vez que há um aumento tempo de amortecimento se comparada a outras estratégias para se controlar o poço em *blowout*.

- Fluido de 17,5 ppg com máxima vazão de bombeio do software:

A simulação com a máxima vazão do software indica que é necessário conviver com um *free fall* mínimo no poço de alívio. No entanto, a depender da vazão e do peso de fluido, esse tempo de *free fall* pode aumentar. A vazão simulada nesse amortecimento não é operacionalmente possível, ela serve somente para mostrar que um *free fall* de pelo menos 5 min ocorrerá qualquer que seja a vazão para um fluido de 17,5 ppg.

- Fluido de amortecimento de 18,5 ppg:

O amortecimento com fluido de 18,5 ppg foi feito com três diferentes vazões: 5300, 5500 e 5800 gpm. O amortecimento somente com barco de estimulação é com vazão de 5300 gpm indicou a necessidade de dois barcos de estimulação. Já para o cenário de 5500 gpm de vazão e amortecimento, seria necessário um barco de estimulação. O cenário de 5800 gpm de vazão, por sua vez, indica que para o amortecimento seria necessário um barco de estimulação pelo critério de pressão e de volume de fluido. Porém dois barcos são necessários para amortecer o poço em *blowout* no critério de vazão. Na alternativa utilizando barco e a sonda que perfurou o poço de alívio, também seriam necessários recursos semelhantes aos obtidos nas análises com amortecimento somente com barco. No entanto, essa alternativa não é recomendada por se ter uma margem para a fratura muito pequena e um tempo de *free fall* muito elevado.

- Fluido de amortecimento de 18,0 ppg

As simulações com fluido de 18,0 ppg se mostraram mais adequadas quando comparadas às simulações com fluido de 18,5 ppg, pois há uma maior margem antes de atingir a fratura da formação. No entanto, a comparação com a simulação com fluido de 17,5 ppg, indicou que serão necessários recursos semelhantes para o amortecimento, porém com maior margem entre a pressão na sapata em estática e a pressão de fratura. Portanto, essa alternativa é uma situação intermediária que pode ser utilizada como alternativa ao uso de pesos de fluido entre 17,5 ppg e 18,5 ppg. Porém, devido ao volume de recursos requeridos ser

semelhantes à simulação e 17,5 ppg, não se mostrou como a alternativa mais viável.

- Fluido de amortecimento de 17,5 ppg e variação da espessura de reservatório perfurada:

As simulações variando a espessura de reservatório perfurado, indicam que:

- (a) na simulação considerando 25 m de reservatório perfurado, o *blowout* pode ser controlado com uma sonda de perfuração.
- (b) para os intervalos de espessura entre 75 m a 225 m de reservatório perfurado, não é possível o amortecimento com uma sonda de perfuração devido às altas vazões e bombeio e nesses casos haveria a necessidade de utilização de barco de estimulação (um a três barcos a depender da espessura de reservatório perfurado) e também da estratégia, se utilizado somente barco ou barco e sonda. A variação do reservatório faz com que haja uma diminuição considerável na vazão de *blowout*. No entanto, somente para 25, 15 e 125 m de reservatório exposto, há uma redução nos recursos necessários para o controle do *blowout*, considerando somente a sonda ou barco e sonda combinados.

- Fluido de amortecimento de 17,5 ppg e mais de um poço de alívio

Nas simulações com dois poços de alívio, o *blowout* não pode ser controlado por uma sonda de perfuração devido aos requisitos de vazão e capacidade de fluido. Os requisitos de pressão e vazão podem ser alcançados com somente um barco de estimulação na estratégia de se utilizar somente barco. No entanto, dado o volume de fluido necessário por poço de alívio, seriam necessários dois barcos de estimulação. Já para a utilização de barco juntamente com a sonda de perfuração no amortecimento, é possível um barco de estimulação juntamente com a sonda por poço de alívio para que se faça o amortecimento. Assim, essa alternativa é viável, mas sua operação deve ser analisada com cuidado devido aos riscos operacionais na construção de dois poços de alívio simultaneamente.

Para três poços de alívio, por sua vez, o *blowout* pode ser controlado com três sondas de perfuração, além das alternativas com barco e barco e sonda. No entanto, de acordo com diretrizes internacionais, não é recomendado que um poço em *blowout* necessite de mais de dois poços de alívio para o seu amortecimento. Portanto, essa alternativa não é recomendada para o amortecimento do poço estudado.

6.1 Trabalhos Futuros

Sugestão para trabalhos futuros:

- Simulações de amortecimento com alterações no projeto do poço em *blowout*.

Em poços nos quais as vazões, pressões e volumes de fluidos necessários para amortecimento sejam muito desafiadores, utilizando densidades de fluido muito elevadas, elevados volumes de fluido ou requerendo grande capacidade de bombeio de fluido (ambos além da capacidade de uma sonda de última geração), o amortecimento pode ser simulado com mudança no projeto do poço em *blowout* para a diminuição dos requisitos de amortecimento. Pode-se, por exemplo, modificar a profundidade de assentamento da última sapata antes do reservatório em uma maior profundidade ou um diâmetro menor no revestimento de produção.

- Simulações de amortecimento com variação do ponto de interceptação do poço de alívio no poço em *blowout* para verificar a sensibilidade no amortecimento.

Estudo sobre a sensibilidade da densidade do fluido e da perda de carga no amortecimento do poço em *blowout* devido à variação no ponto de interceptação do poço de alívio no poço em *blowout*.

- Simulações de amortecimento com variação dos tipos de fluido no reservatório.

Estudo sobre a sensibilidade à densidade do fluido e à perda de carga no amortecimento do poço em *blowout* devido à variação do tipo de fluido do reservatório, por exemplo, reservatórios de óleo.

7 Referências bibliográficas

1. CARDOSO, Luiz Claudio. **Petróleo do poço ao posto**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005. 192 p.
2. QUEIROZ GALVÃO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. **Perfuração**. Disponível em: <<http://www.qgep.com.br/static/ptb/perfuracao.asp?idioma=ptb>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
3. TAVARES, José C. V.; CABELINO, Karina; QUINTAES, Marcelo e BARAÚNA, Leonardo. **Apostila de EQUIPAMENTOS SUBMARINOS**, UNIVEN – 2008;
4. HIDRÁULICA DE POÇO. **Grupo de Engenharia e Tecnologia de Poços: Hidráulica de Poços**. Disponível em: <http://wellborehydraulics.gtep.civ.puc-rio.br/pt/?page_id=57>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
5. GALP ENERGIA. **Fundamentos de Engenharia do Petróleo: Perfuração**. Disponível em: <<http://www.galpennergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Perfuracao.aspx>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
6. Procedimento PETROBRAS. **Simulação Hidráulica de Poço de Alívio**. Rev B. Fevereiro, 2017.
7. TN PETRÓLEO. **Empresa entrega primeiros risers fabricados no Brasil e fecha novo contrato**. Disponível em: <<http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/empresa-entrega-primeiros-risers-fabricados-no-brasil-e-fecha-novo-contrato/>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.

8. GE REPORTS. **Um robô em alto mar.** Disponível em: <<http://www.gereportsbrasil.com.br/post/96000888904/um-robo-em-alto-mar-3>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
9. NORSOK. **Norsok Standard D010 - Well integrity in drilling and well operations.** Norway, 2004.
10. NOV. **Technical Marketing Mud Pumps: 14-P-220 Triplex.** Disponível em: http://www.nov.com/Segments/Rig_Systems/Offshore/Drilling_Fluid_Equipment/Mud_Pumps/Triplex_Mud_Pumps/14_P_220_Triplex_Mud_Pump/14-P-220_Triplex_Mud_Pump.aspx, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
11. CAMERON. **Drilling Products Overview.** Disponível em: <<https://cameron.slb.com/products-and-services/drilling/pressure-control-equipment/manifold-systems/choke-and-kill-manifolds>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
12. IPT GLOBAL. **Schematic building and planning tool.** Disponível em: <<http://3ipt.com/solutions/sureplan/>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
13. YOUNG, Tom. **BP Blowout Preventer Failed Due to Pipe Buckling Says New Report.** Disponível em: <<http://tampa.legalexaminer.com/toxic-substances/bp-blowout-preventer-failed-due-to-pipe-buckling-says-new-report/>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
14. QUIMICA E DERIVADOS. **Segurança: Aspectos de Segurança na Cimentação de Poços.** Disponível em: <<http://www.quimica.com.br/30453/>>, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
15. PEREIRA, B. C. M. **Proposta de uma metodologia para estimativa de geopressões.** Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

16. ROCHA, L. A. S.; DE AZEVEDO, C. T. **Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos**. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.
17. DA SILVA, Aldrey Luis Moraes. **Análise do Equilíbrio Líquido-Vapor e Dimensionamento de Vasos Separadores de Petróleo em Campos Maduros**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte– UFRN, Rio Grande do Norte, 2013.
18. QUEIROZ GALVÃO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. **Tipos de Reservatório**. Disponível em: < <http://www.qgep.com.br/static/ptb/tipos-de-reservatorio.asp?idioma=ptb>>, 2016. Acesso em: Agosto de 2016.
19. VIEGAS, Tales. **O balanço do vazamento de petróleo no Golfo do México**. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2010/08/23/a-bp-e-as-alternativas-do-desastre-a-esperanca/>>, 2010. Acesso em: Agosto de 2016.
20. BORCHARDT, John K. **Desconstruction the Deepwater Horizon Blowout**. Disponível em: <<https://www.asme.org/engineering-topics/articles/safety-and-risk-assessment/deconstructing-the-deepwater-horizon-blowout>>, 2011. Acesso em: Agosto de 2016.
21. DLOUHY, Jennifer A. **5 years after Gulf disaster, new blowout preventer rules to be proposed**. Disponível em: <<http://www.houstonchronicle.com/business/energy/article/5-years-after-Gulf-disaster-new-blowout-6190655.php>>, 2015. Acesso em: Agosto de 2016.
22. SANTOS, Otto Luiz Alcântara. **Segurança de poço na perfuração**. 1. Ed. Rio de Janeiro: Blucher, 2013.
23. THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.
24. HAMMER, David. **Desconstruction the Deepwater Horizon Blowout**. Disponível em: < http://www.nola.com/news/gulf-oil-spill/index.ssf/2011/05/high-pressure_deepwater_well_c.html>, 2011. Acesso em: Agosto de 2016.

25. SUBSEA WELL RESPONSE PROJECT (SWRP). **Offset Installation.** Disponível em: <<http://subseawellresponse.com/files/2014/09/OIE-Factsheet-FINAL.pdf>>, 2016. Acesso em: Agosto de 2016.
26. MARINE WELL CONTAINMENT COMPANY (MWCC). **Containment System Overview.** Disponível em: <<http://www.marinewellcontainment.com/containment-system/>>, 2016. Acesso em: Agosto de 2016.
27. LOPEZ, Juliana de Castro; DA COSTA, Dirlaine Oliveira. **Tecnologia dos Métodos de Controle de Poço e Blowout.** Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro– UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.
28. HALLIBURTON. **Passive and Active Magnetic Ranging.** Disponível em: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/magnetic-ranging/default.page?node-id=hvklsoxq>>, 2016. Acesso em: Agosto de 2016.
29. BENDLKEN, Kjell H.; MAINES, Dag; MOE, Randi; NULAND, Sven. **The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application.** Inst. for Energy Technology. SPE 19451.
30. DE SOUZA, Daniel A. F. **Algoritmo Adaptativo Implícito/Explícito por Arestas para a Solução de Problemas de Transporte Tridimensionais.** Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro– UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.
31. SCHLUMBERGER. **OLGA User Manual.** Version 2014.1, 2014.
32. YOSHIZAWA, Cesar Jhojy. **Estudos de Modelos para a Forma de Bolhas em um Escoamento Intermitente Padrão Golfadas.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná – UFPR, Paraná, 2005.
33. SILVA, A.L.Figueira. **PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO.** UNIVERSIDADE PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2007.

34. SPE. **Technical Report: Calculation of Worst-Case Discharge (WCD)**. Society of Petroleum Engineers, 2015.
35. AMANI, Mahmood; AL-JUBORI, Mohammed; SHADRAVAN, Arash. **Comparative Study of Using Oil-Based Mud Versus Water-Based Mud in HPHT Fields. Advances in Petroleum Exploration and Development** – CS Canada. Vol. 4, No. 2, 2012, pp. 18-27.
36. CAMPOS, Wellington; LAGE, A.C.V.M.; POGGLO Jr, Ademar. **Free-Fall-Effect Calculation Ensures Better Cement-Operation Design**. SPE-21107-PA, 1993.
37. BRUIST, E.H. **A New Approach in Relief Well Drilling**. SPE-3511-PA, 1972.
38. XIN, By Yu; JINLING, Jie. **Relief Well Drilling Technology**. SPE-17820-MS, 1988.
39. GRACE, A.D.; KUCKES, A.F.; BRANTON, J. **Operations at a Deep Relief Well: The TXO Marshall**. SPE-18059-MS, 1988.
40. LERAAND, Frode; WRIGHT, J.W.; ZACHARY, M.B.; THOMPSON, B.G. **Relief-Well Planning and Drilling for a North Sea Underground Blowout**. SPE-20420-PA, 1992.
41. PIDCOCK, G.A.; Fowler, D.R. **Relief Well Contingency Drilling Plans for Remote Areas**. SPEIADC 21997, 1991.
42. LIRA, Humberto de Lucena. **Planejamento e Acompanhamento de Poços de Alívio**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Capinas, 1993.
43. FLORES, Vanessa; DEILEY, Penny; MATUR, Rohit; DONADIEU, Brian. **Relief Well Planning**. IADC/SPE168029, 2014.

44. BLOTTO, Paola; TAMBINI, Mauro; DELLAROLE, Edoardo; BONUCCELLI, Michele. **Software Simulation and System Design of Dynamic Killing Technique**. SPE 90427, 2004.
45. RABIA, H. **Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice**. Graham & Trotman. Oxford, UK. 1985.
46. API STD 53. **Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells**. 4th Edition. November, 2012.
47. OLBERG, T Gilhuus; LERAAND, F. ; HAGA, J. **Re-Entry and Relief Well Drilling To Kill an Underground Blowout in a Subsea Well: A Case History of Well 2/4-14**. SPE/IADC 21991, 1991.
48. KUTAS, David Thomas; BAILEI, Phillip; PROHASKA, Michael. **Subsea Blowout Source Control Technologies Utilized at the Macondo Accident and Developments at the Post-Macondo Era**. SPE-180018-MS, 2016.
49. MUFSON, Steven. **BP's big bill for the world's largest oil spill reaches \$61.6 billion** . Disponível em: < https://www.washingtonpost.com/business/economy/bps-big-bill-for-the-worlds-largest-oil-spill-now-reaches-616-billion/2016/07/14/7248cdaa-49f0-11e6-acbc-4d4870a079da_story.html >, 2016. Acesso em: Agosto de 2016.
50. ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
51. TERRA, F.; LAGE, A.; YOITI, T.; YUAN, Z.; BUENO, D. **Ultra-Deepwater Blowout Well Control and Abandonment Operations Through Relief Well Under Capping and Containment Scenario After Worst Case Discharge**. OTC-26245-MS, 2015.
52. PETROBRAS. **Conheça os Diferentes Tipos de Poços de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes->

tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.htm >, 2015. Acesso em: Novembro de 2016.

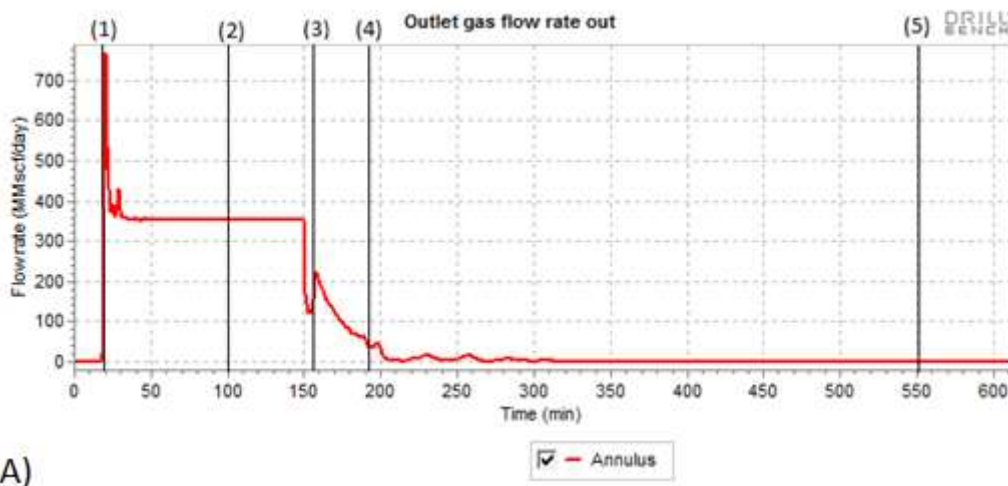
53. AL-MUHAILAN, M.; AL-SALEH, Ali; AL-SHAYJI, A.K.; RAJAGOPALAN, A.; MCKINNELL, C. **Directional Challenges and Planning of Relief Well to Resolve an HP/HT Well Blowout**. IADC/SPE 167984, 2014.
54. DE LANGE, John I.; DARLING, Toby J. **Improved Detectability of Blowing Wells**. SPE 17255-PA, 1990.
55. ODEBRECHT. **ODN-II - Ficha Técnica**. Disponível em: < <http://www.odebrechtoilgas.com/pt-br/frota/odn-ii> >, 2016. Acesso em: Julho de 2016.
56. HALLIBURTON. **Stim Star IV - Stimulation Vessel Designed to Meet Offshore Gulf of Mexico Requirements**. Data Sheet, 2015.
57. KOUBA, G.E.; MACDOUGALL, G.R.; SCHUMACHER, B.W. **Advancements in Dynamic Kill Calculations for Blowout Wells**. SPE 22559-PA, 1993.
58. **DrillBench Blowout Control**, versão 6.1.2. [S.l.]: Schlumberger, 2014.
59. BARNHILL C.C.; ADAMS N.J. **Underground Blowouts In Deep Well Drilling**. SPE-7855-MS, 1979.
60. IFE – Institute for Energy Technology. **Well Flow Loop**. Disponível em: < https://www.ife.no/en/ife/laboratories/well_flow_loop/well-flow-loop >, 2017. Acesso em: Abril de 2017.

8

Anexos

8.1. Resultado da simulação com densidade do fluido mínima (17,5 ppg) e vazão de bombeio de 6800 gpm

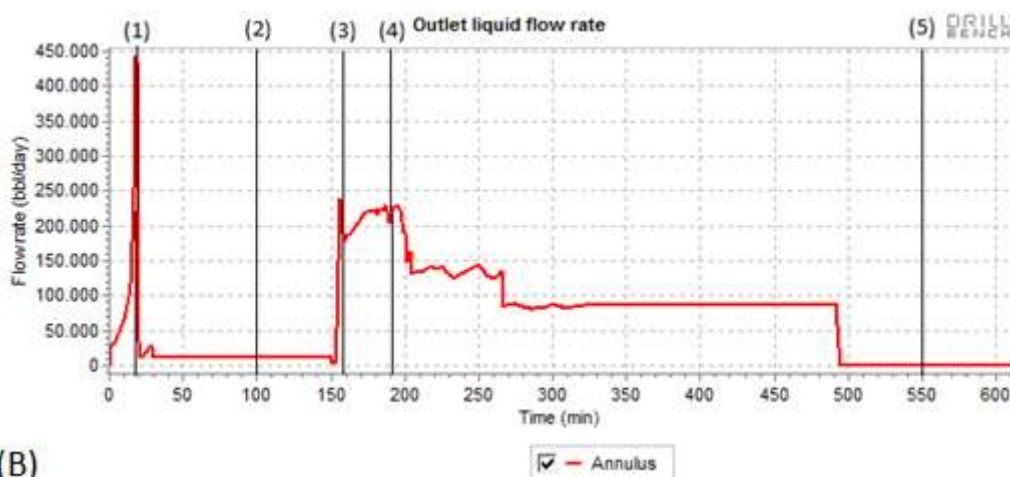
Como pode ser observado nos gráficos das Figuras 8.1 (A) e (D) o influxo do reservatório foi cessado mais rapidamente com 6800 gpm quando comparado com a simulação na seção 5.1.1. A barra vertical (4) estava em aproximadamente $t = 270$ min na seção 5.1.1 e, como pode ser visto na Figura 8.1 (A), na atual simulação está em aproximadamente $t = 190$ min. O comportamento do gás que sai do poço é semelhante à simulação da seção 5.1.1, porém o fluxo foi cessado mais rapidamente (barra vertical (4)), conforme 8.1 (A).



(A)

Figura 8.1 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.

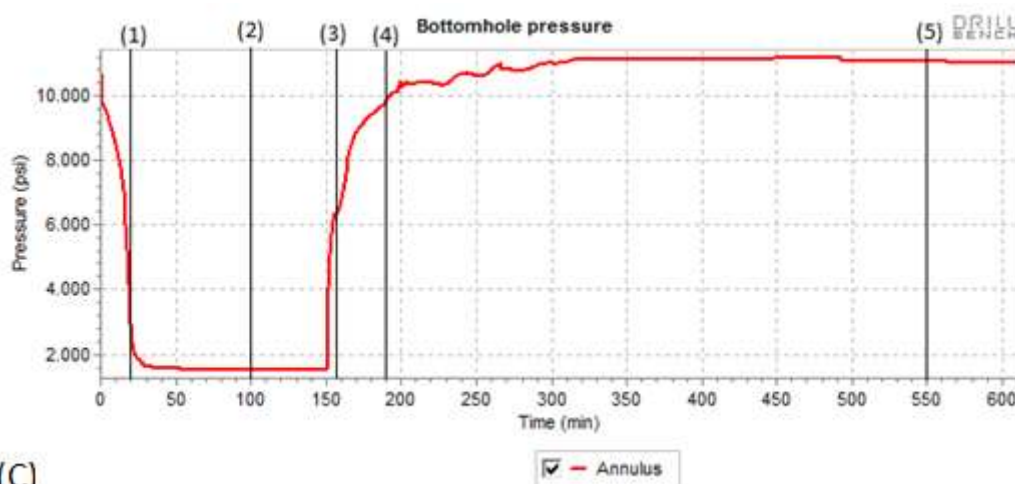
O comportamento do fluido para fora do poço, Figura 8.1 (B) também foi semelhante à simulação 5.1.1. Porém, nesse caso, o fluxo com maior vazão aconteceu por um período mais curto (entre $t = 150$ e $t = 210$ min).



(B)

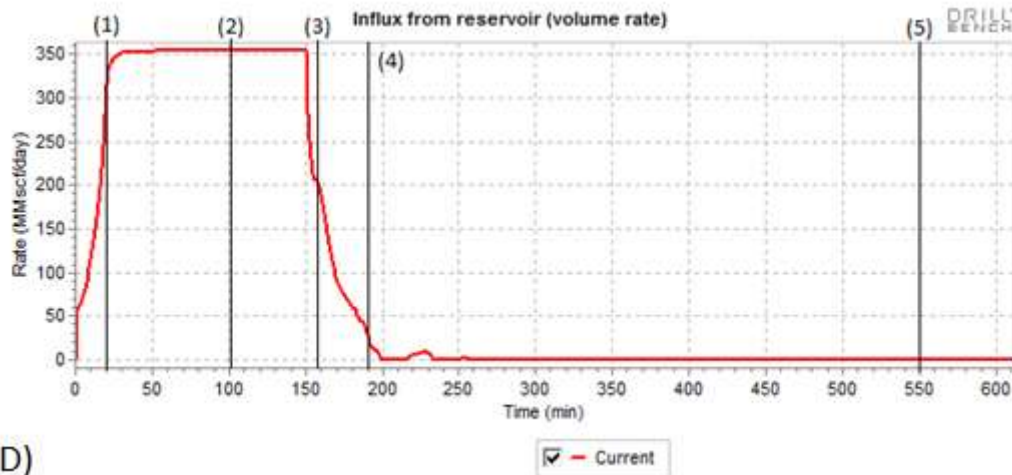
Figura 8.1 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.

O comportamento da pressão no fundo do poço e do influxo do reservatório foi também semelhante à simulação 5.1.1, conforme Figuras 8.1 (C) e (D). Porém, a barra vertical (4) ficou em aproximadamente $t = 190$ min contra $t = 260$ min na primeira simulação. Isso reforça que o influxo do poço foi cessado mais rapidamente.



(C)

Figura 8.1 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em *blowout* durante a simulação.



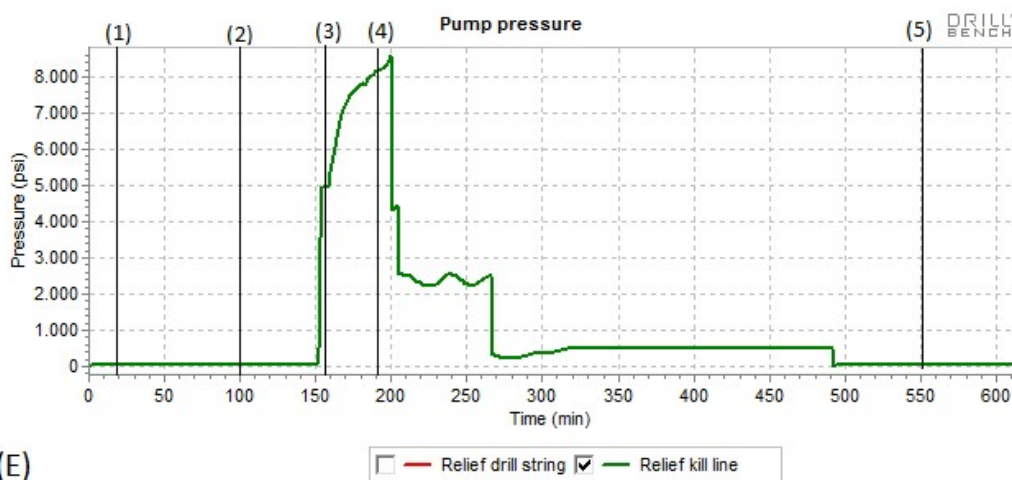
(D)

Figura 8.1 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

A pressão de bombeio para a nova vazão aumentou para quase 8600 psi, conforme Figura 8.1 (E). De acordo com a Tabela 5.4, para essa pressão de bombeio, a vazão máxima do barco de estimulação seria:

$$\frac{9,3 \frac{\text{bbl}}{\text{min}}}{\text{bomba}} \times 10 \text{ bombas} \times 42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}} = 3710 \text{ gpm}$$

Como a vazão de bombeio requerida foi de 6800 gpm, dois barcos também atendem ao requisito de vazão.

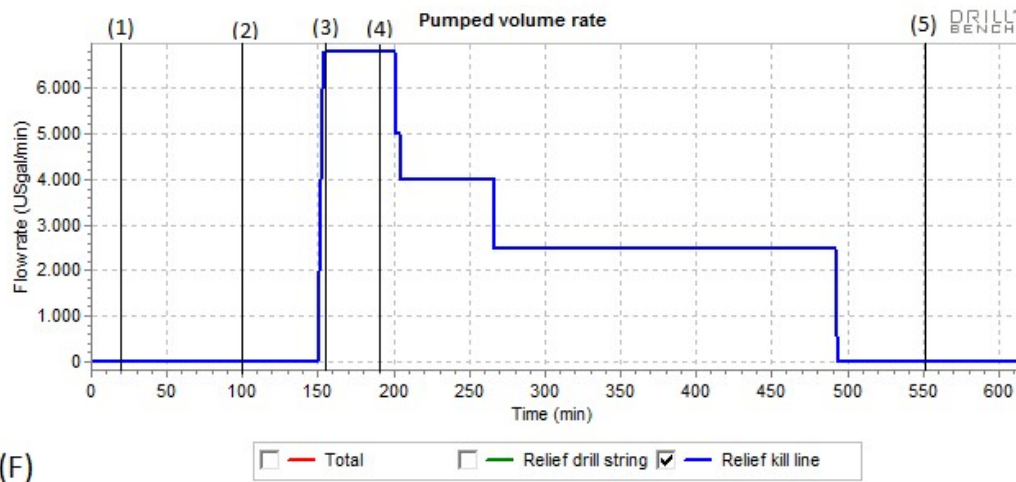


(E)

Figura 8.1 - (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

Semelhante à simulação da seção 5.1.1, ainda foi necessário bombear fluido de amortecimento por um período de tempo considerável para que todo o gás

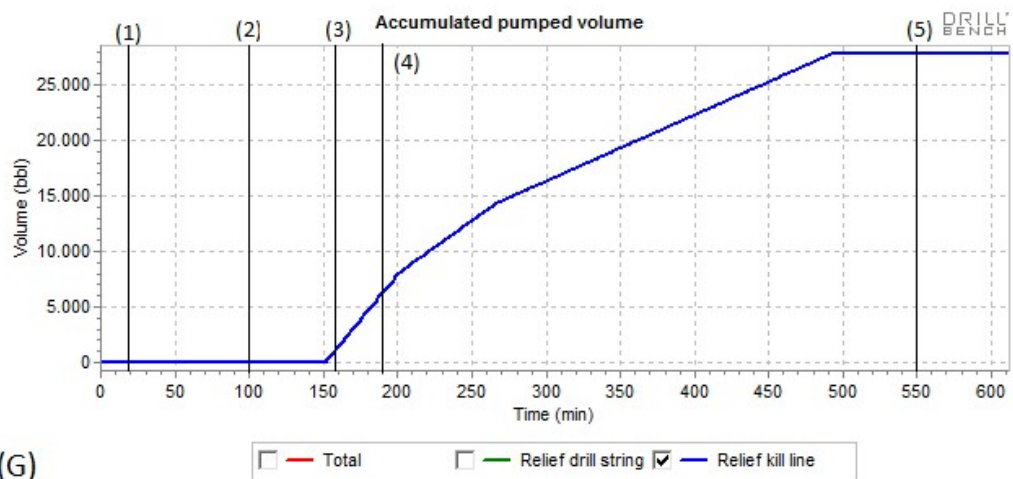
fosse retirado do poço, conforme Figura 8.1 (F). Esse período compreende de $t = 260$ min a $t = 490$ min na Figura.



(F)

Figura 8.1 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

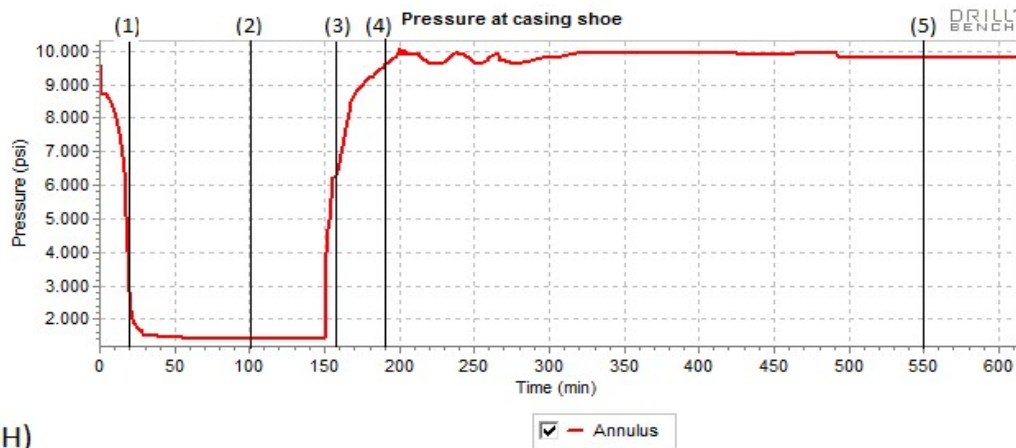
Um aspecto bastante interessante foi a considerável diminuição do volume bombeado de fluido de amortecimento que passou de 36000 bbl na simulação da seção 5.1.1 para aproximadamente 28000 bbl, conforme Figura 8.1 (G). Nesse caso, seriam necessários dois barcos de estimulação para atender ao requisito de volume de fluido.



(G)

Figura 8.1 - (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado durante a simulação.

O comportamento da pressão na sapata foi semelhante à simulação anterior, conforme Figura 8.1 - (H). No entanto, devido ao amortecimento mais rápido causando pelo aumento da vazão, a pressão na sapata cresceu mais rapidamente que se comparada a simulação da seção 5.1.1. Basicamente, isso se deu após o início da injeção de fluido de amortecimento (entre as barras verticais (3) e (4) na Figura).



(H)

Figura 8.1 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.

Os gráficos de gás livre e densidade média do fluido no poço para as situações de *blowout* sendo gerado, *blowout* estabilizado, início do amortecimento, fim do influxo do poço e comportamento do poço com bombas desligadas foram muito semelhantes à simulação anterior. A razão é que foi utilizado o mesmo fluido de 17,5 ppg em ambas as simulações. Esse comportamento pode ser verificado nas 8.2 (A) e (B), 8.3 (A) e (B), 8.4 (A) e (B), 8.5 (A) e (B) e 8.6 (A) e (B), respectivamente.

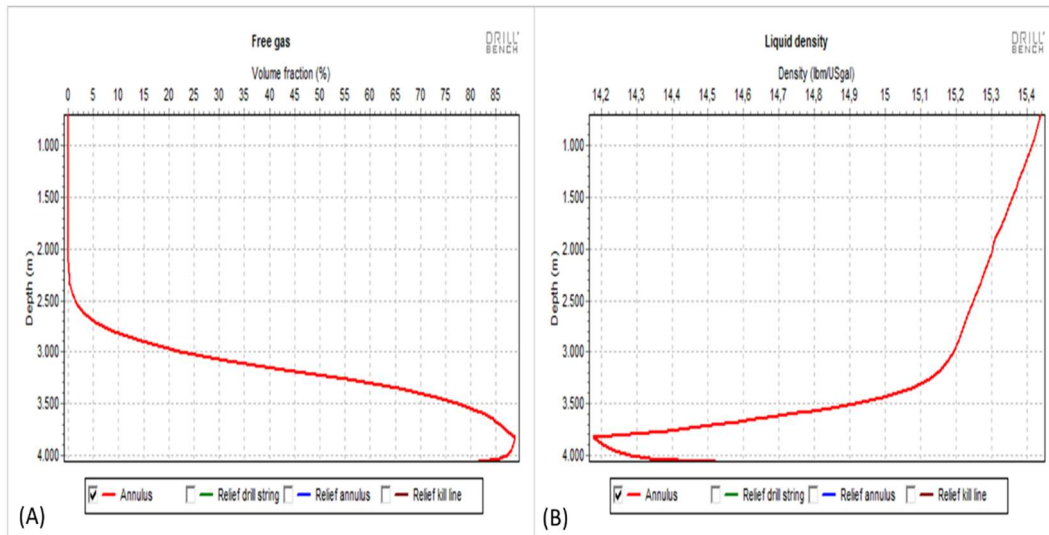


Figura 8.2 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do *blowout* – Aproximadamente em $t= 15$ min.

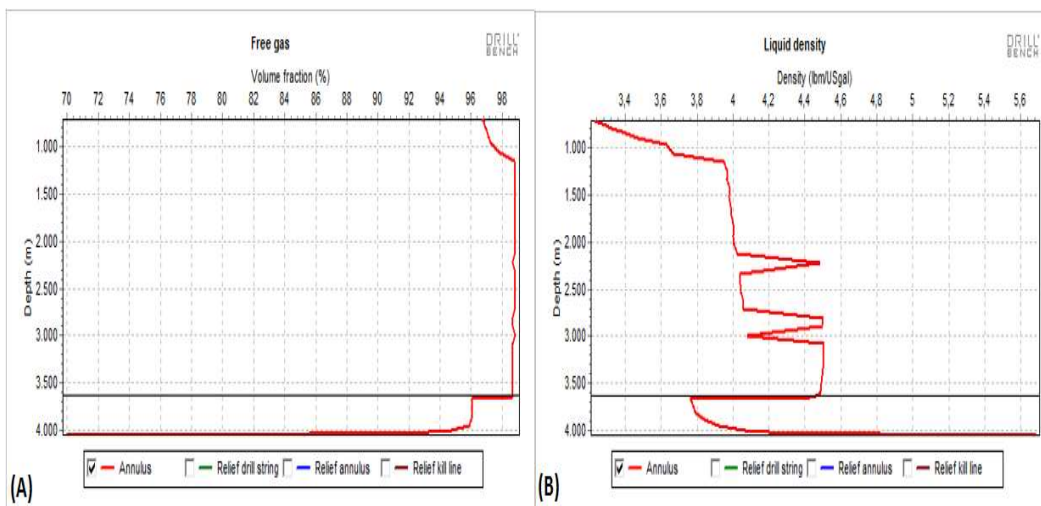


Figura 8.3 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido quando o *blowout* está estabelecido – Aproximadamente em $t= 30$ min.

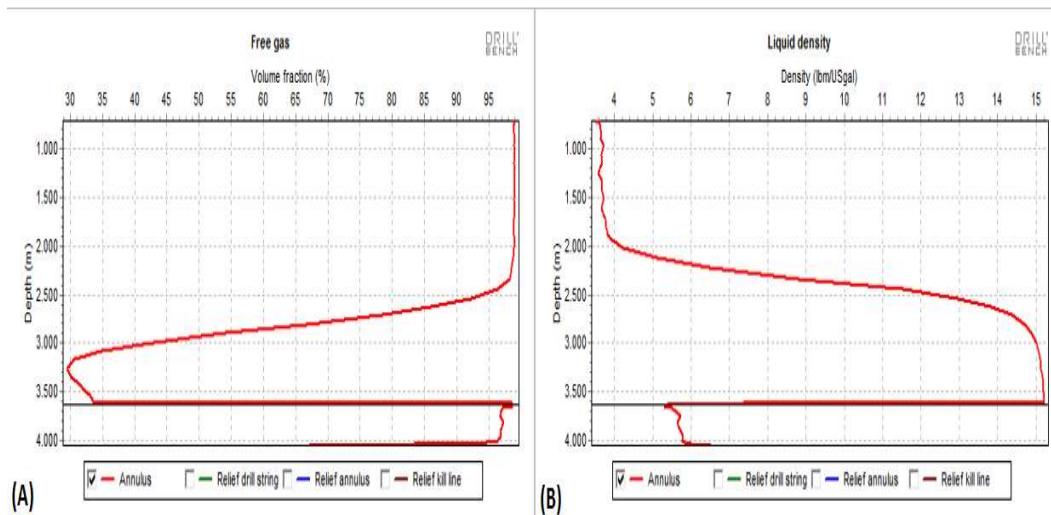


Figura 8.4 - Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.

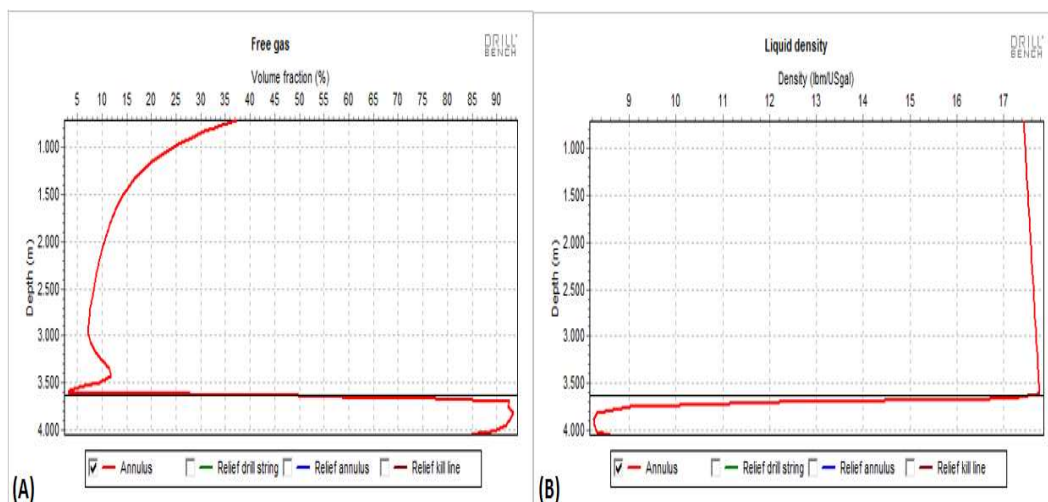


Figura 8.5 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do influxo do reservatório – Aproximadamente em $t = 200$ min.

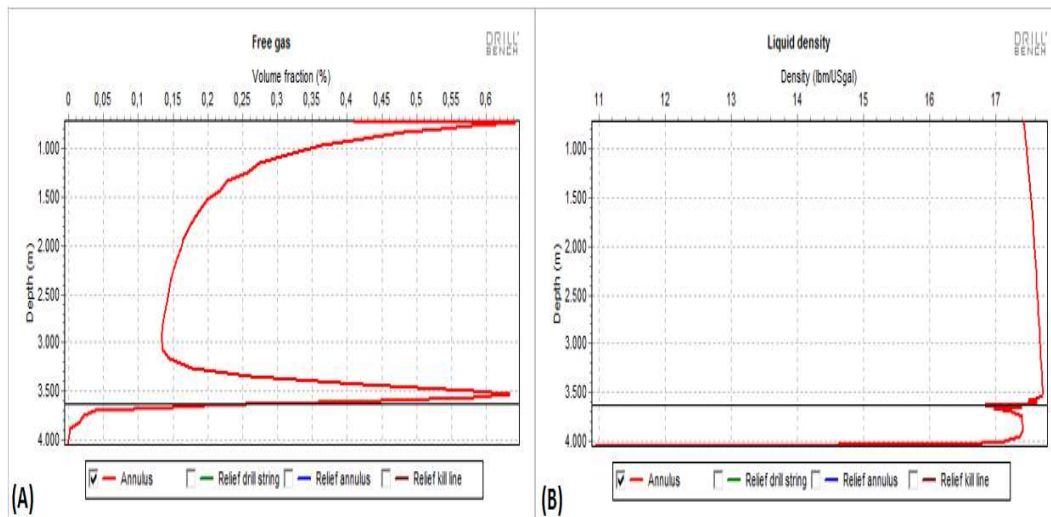


Figura 8.6 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t=400$ min.

Na Figura 8.7 (A) e (B) tem-se o gráfico de gás livre no poço de alívio em dois instantes: no início do amortecimento e aproximadamente 8 minutos após o início do amortecimento, respectivamente. Logo abaixo do BOP do poço de alívio (profundidade a partir de 699 metros) é observado 65% de free gás em (A) e aproximadamente 45% nas linhas de *kill* e *choke* no início do amortecimento. Observa-se que há uma diminuição considerável na duração do *free fall* se comparado com a simulação na seção 5.1.1.

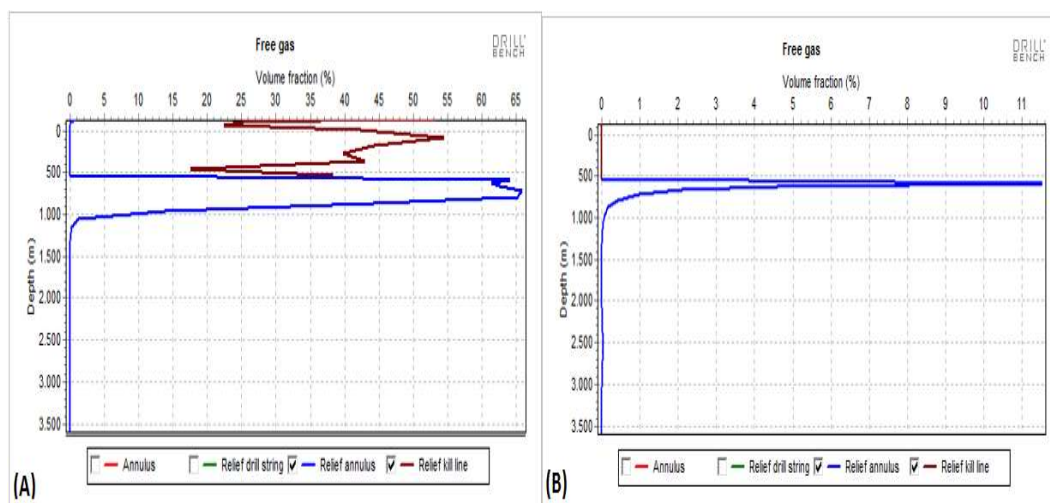


Figura 8.7 - (A) e (B) - Anular e linhas se *kill* e *choke* do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t=158$ min, respectivamente.

8.2. Resultado da simulação com injeção de água do mar antes da injeção o fluido de amortecimento

Nas Figuras 8.8 (A) a (H), mostra-se o amortecimento com injeção de água do mar antes da injeção do fluido de amortecimento. A água do mar foi injetada de $t = 150$ min até aproximadamente $t = 250$ min na simulação. Como pode ser observado na Figura 8.8 (A), houve uma diminuição na vazão de *blowout* durante o bombeio de água do mar, porém não foi o suficiente para cessar o influxo. Inicialmente, há uma queda acentuada da vazão de *blowout* (barra vertical (3) na Figura 8.8 (A)) e, posteriormente, ela volta a subir. Isso se deve ao fato de no início da injeção de água o fluido de 15,6 ppg que estava no poço de alívio ser deslocado para o interior do poço em *blowout*. Posteriormente, quando a água preenche o poço de alívio e começa a preencher o poço em *blowout*, a pressão no fundo do poço tende a cair e a vazão de *blowout* tende a aumentar. Isso acontece devido à diferença de densidade entre a água do mar (8,5 ppg) e o fluido de perfuração que estava no poço de alívio (15,6 ppg).

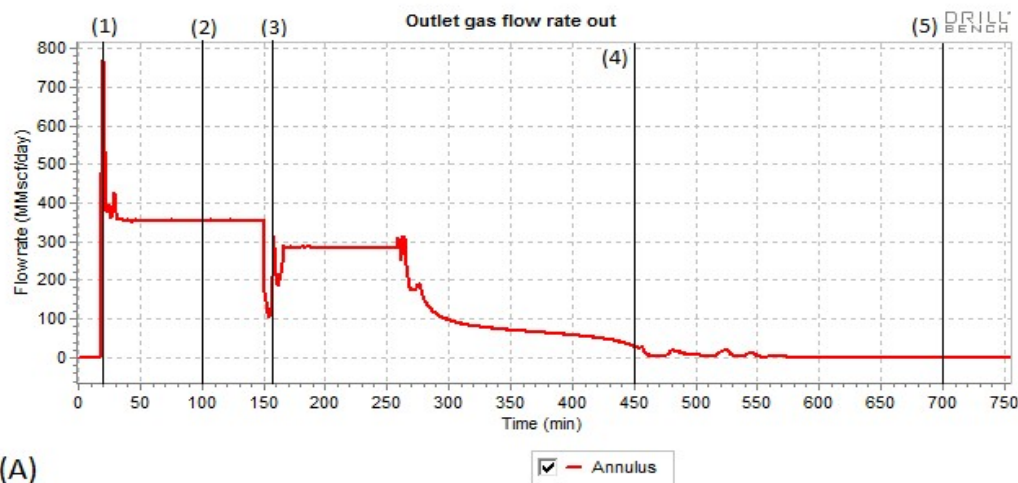


Figura 8.8 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.8 (B), observa-se que o comportamento do fluxo de fluido para fora do poço durante a injeção de água do mar (entre $t = 150$ min e $t = 250$ min) é ligeiramente superior à injeção de fluido de amortecimento (após $t = 250$ min). Isso se deve pela produção de condensado durante o *blowout*. Apesar do reservatório ter sido modelado como gás, há uma GOR de 6000 m³/m³ que

equivale a 33687 scf/bbl (aproximadamente 29,69 bbl/MMscf). Logo, observa-se na Figura 7.8 (A) que a vazão de gás durante a injeção de água foi de aproximadamente 300 MMscf/dia, que equivale a uma vazão de condensado de aproximadamente 8900 bbl/dia, o que justifica a diferença entre as vazões de líquido. Quando o fluido de amortecimento é injetado, a vazão de gás se reduz rapidamente e, conseqüentemente, a vazão de condensado.

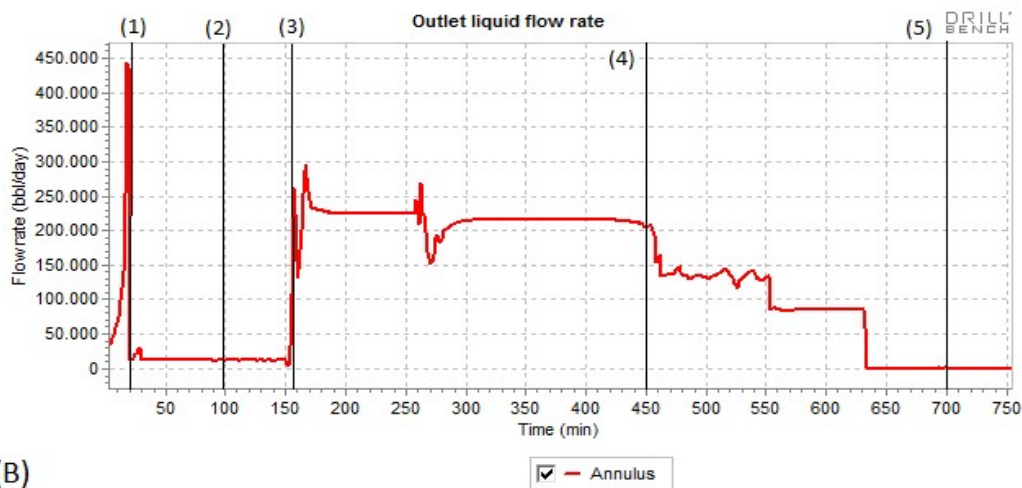
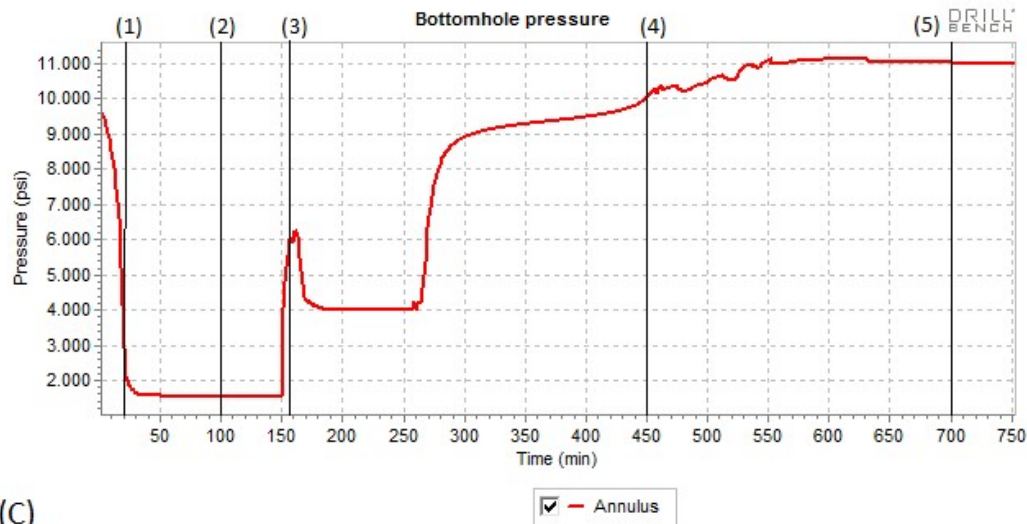


Figura 8.8 – (B) - Gráfico que indica a quantidade de fluido que sai do poço durante a simulação.

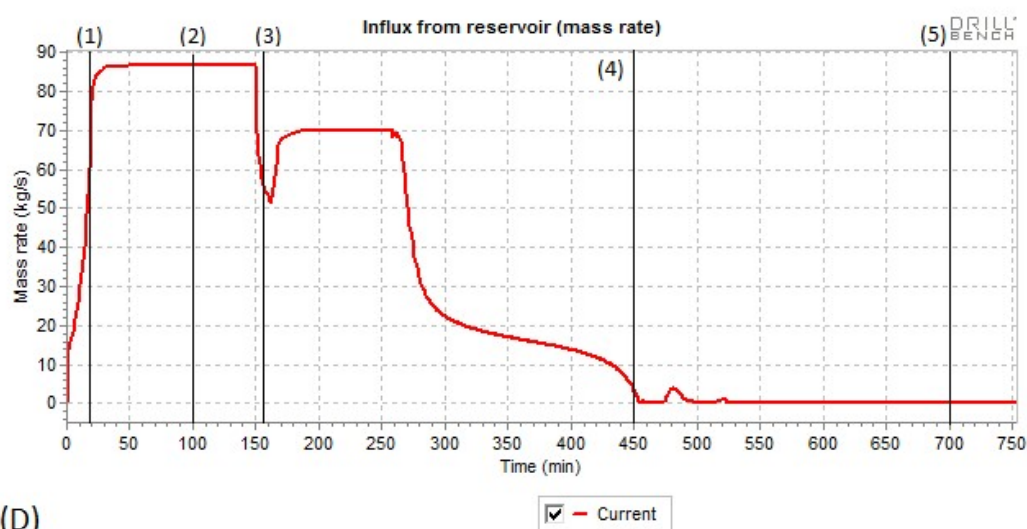
A pressão no fundo cai rapidamente quando o *blowout* é gerado, Figura 8.8 (C), porém ela aumenta na injeção do fluido que estava no poço de alívio (entre 150 e 160 min de simulação) durante o início do amortecimento. Posteriormente, durante a injeção de água do mar, a pressão no fundo diminui devido à diferença de densidade entre o fluido de perfuração e a água do mar. Quando o fluido de amortecimento de 17,5 ppg é injetado, a pressão no fundo sobe rapidamente devido à diferença entre a densidade do fluido e da água do mar. Posteriormente, a pressão de fundo se estabiliza em torno de 11.000 psi devido ao controle de vazão para não se fraturar a sapata.



(C)

Figura 8.8 – (C) - Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em *blowout* durante a simulação.

O gráfico de influxo em massa 8.8 (D) tem comportamento semelhante ao gráfico da quantidade de gás para fora do poço 8.8 (A). Inicialmente há uma diminuição do influxo devido ao fluido de 15,6 ppg que estava no poço e alívio e, posteriormente o influxo volta a crescer e se estabiliza em torno de 70 kg/s devido à injeção de água do mar de 8,5 ppg. Quando o fluido de amortecimento de 17,5 ppg é injetado, o influxo em massa tem uma queda inicial acentuada e, posteriormente, uma queda gradativa até zerar o influxo.



(D)

Figura 8.8 – (D) - Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

Na Figura 8.8 (E), tem-se a pressão na bomba durante o amortecimento. No início da injeção de água essa pressão sobe devido ao deslocamento do fluido de 15,6 ppg inicialmente no poço de alívio. Posteriormente essa pressão se estabiliza em aproximadamente 2300 psi durante a injeção de água ($t = 170$ min a $t = 250$ min) e volta a crescer no início do amortecimento com a injeção do fluido de amortecimento de 17,5 ppg (a partir de $t = 250$ min). O pico da pressão ficou semelhante à simulação da seção 5.1.1 em aproximadamente 7400 psi.

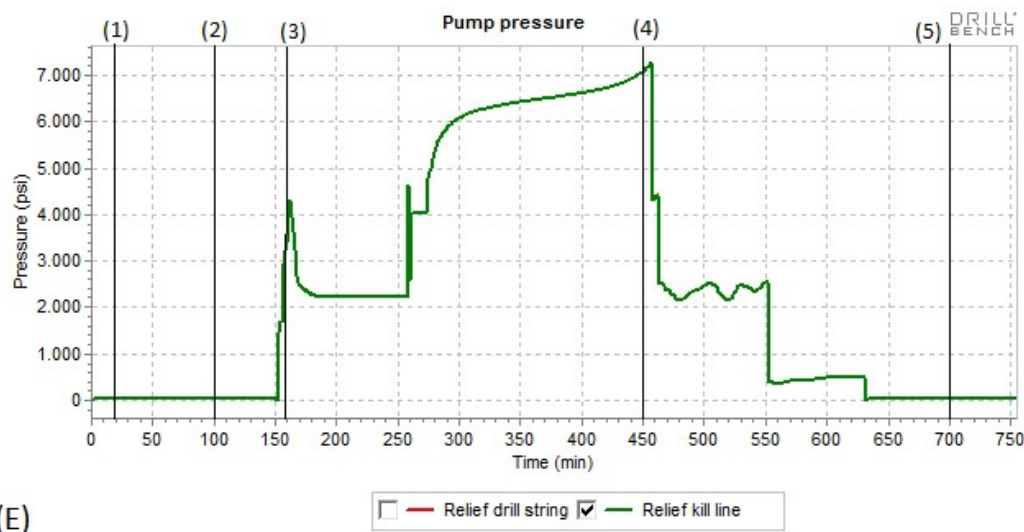


Figura 8.8 – (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

A vazão de bombeio foi constante em 6300 gpm desde o início do bombeio de água até a transição para o fluido de amortecimento e o fim do influxo de hidrocarbonetos do poço em *blowout*, conforme Figura 8.8 (F) (entre $t = 150$ min e $t = 450$ min de simulação). Posteriormente, quando o influxo do reservatório cessou, houve uma diminuição na vazão de bombeio para que não se fraturasse a sapata, porém mantendo uma vazão mínima para que fosse possível retirar todo o gás do poço em *blowout*.

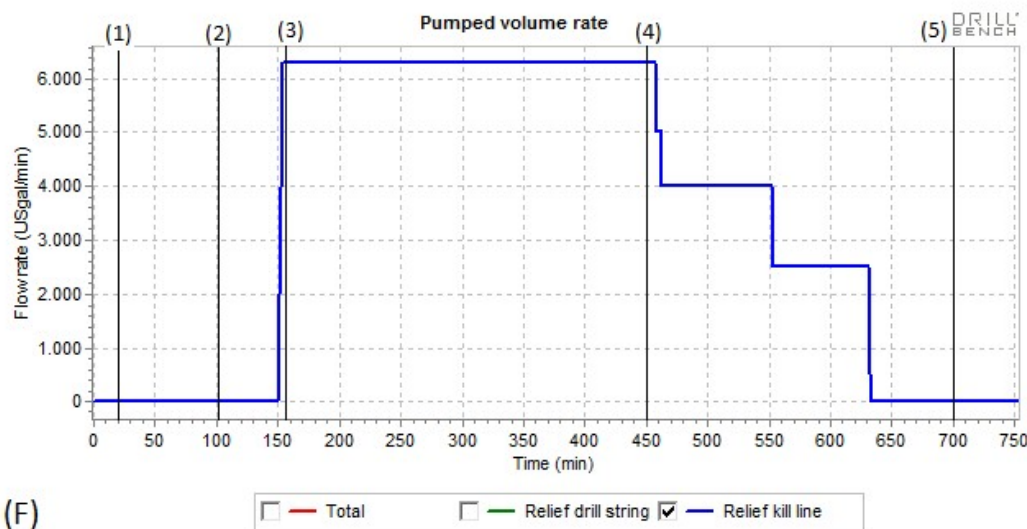
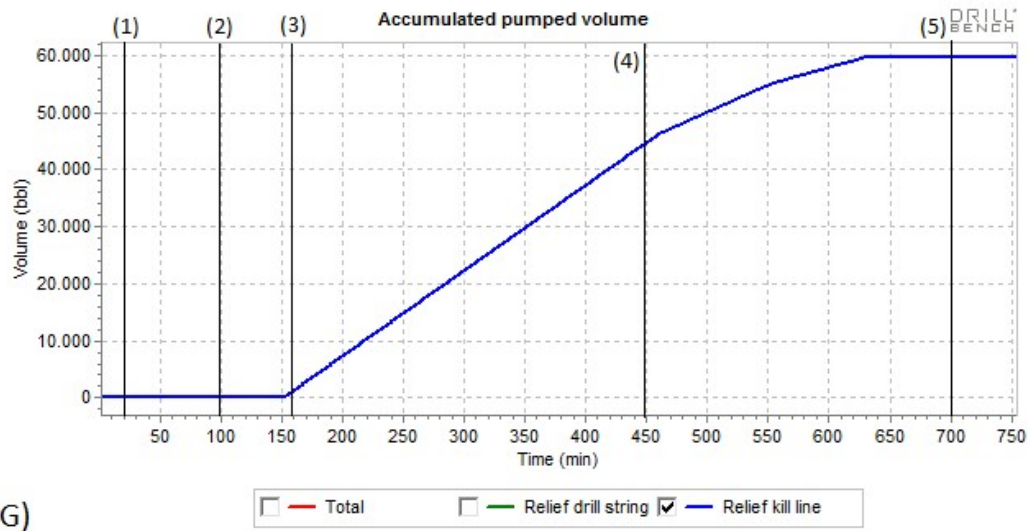


Figura 8.8 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Nessa simulação, foi injetada água do mar de 150 a 250 min, num total de aproximadamente 17000 bbl, conforme Figura 8.8 (G). A partir de 250 min de simulação, foi injetado o fluido de amortecimento e 17,5 ppg numa quantidade de aproximadamente 44000 bbl.

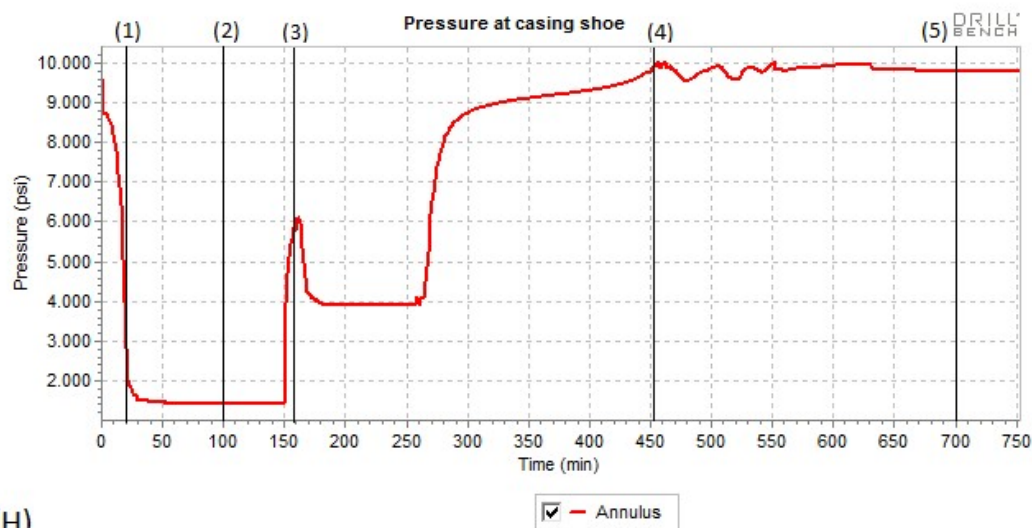
Na simulação feita na seção 5.1.1, inicialmente o poço de alívio estava com fluido 15,6 ppg e, posteriormente, foi injetado fluido de 17,5 ppg. O fluido de 15,6 ppg, faz com que o amortecimento demore um pouco mais do que demoraria se o fluido injetado já fosse o fluido de 17,5 ppg. No entanto, devido aos fluidos estarem com somente 1,9 ppg de diferença, esse tempo é minimizado. Já no amortecimento após a injeção de água, inicialmente o poço de alívio está preenchido com água do mar e, posteriormente, foi injetado o fluido de 17,5 ppg. A diferença de densidade entre os fluidos é de 9,0 ppg. Logo, há um atraso no amortecimento em relação ao amortecimento da seção 5.1.1 de aproximadamente 90 min, o que gerou um aumento de volume de fluido de 17,5 ppg de aproximadamente 10000 bbl.



(G)

Figura 8.8 – (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.

Na Figura 8.8 (H) mostra-se a pressão na sapata do poço em *blowout* durante o amortecimento. Observa-se que durante a injeção de água ($t = 150$ a $t = 250$ min) a pressão na sapata fica constante em aproximadamente 4000 psi. A pressão somente tem tendência de subida quando o fluido de amortecimento é injetado a partir de $t = 250$ min. O comportamento após a injeção do fluido de 17,5 ppg foi semelhante à simulação da seção 5.1.1.



(H)

Figura 8.8 – (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.

Na Figura 8.9 (A) e (B) é mostrado o gráfico de “free gas” e “liquid density” para o início da injeção de água do mar. Semelhante à simulação da seção 5.1.1, a densidade do fluido no poço em *blowout* no início da injeção é de aproximadamente 15,4 ppg, próxima da densidade do fluido de perfuração que estava no poço em *blowout*.

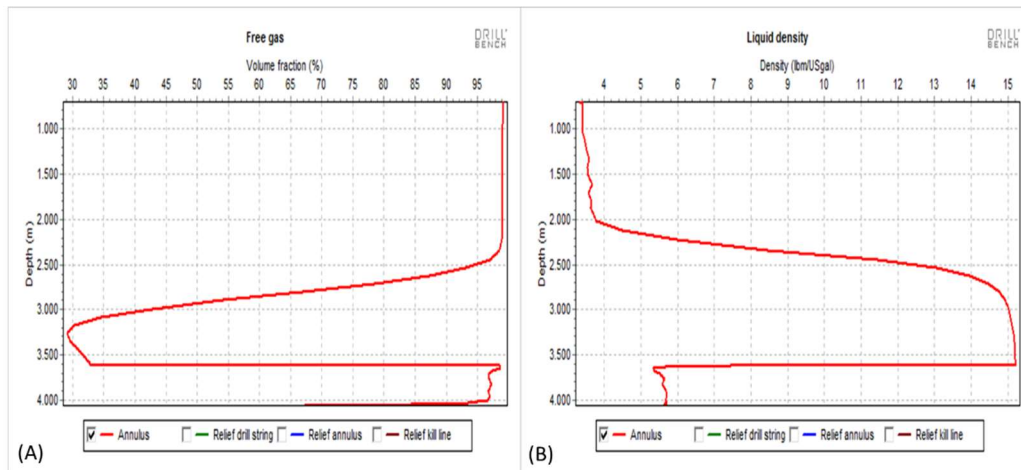


Figura 8.9 - (A) e (B) - observa-se o poço de alívio no momento em que se inicia o bombeio de água.

Observa-se na Figura 8.10 (A) e (B) que mesmo injetando água antes do fluido de amortecimento, ainda há o *free fall*. No entanto, ele dura um tempo menor do que quando foi injetado fluido de alta densidade diretamente. Na Figura 8.8 (E), observa-se que no início do bombeio, $t = 150$ a $t = 157$ min, a pressão de bombeio permaneceu constante, o que indica o *free fall* no poço de alívio.

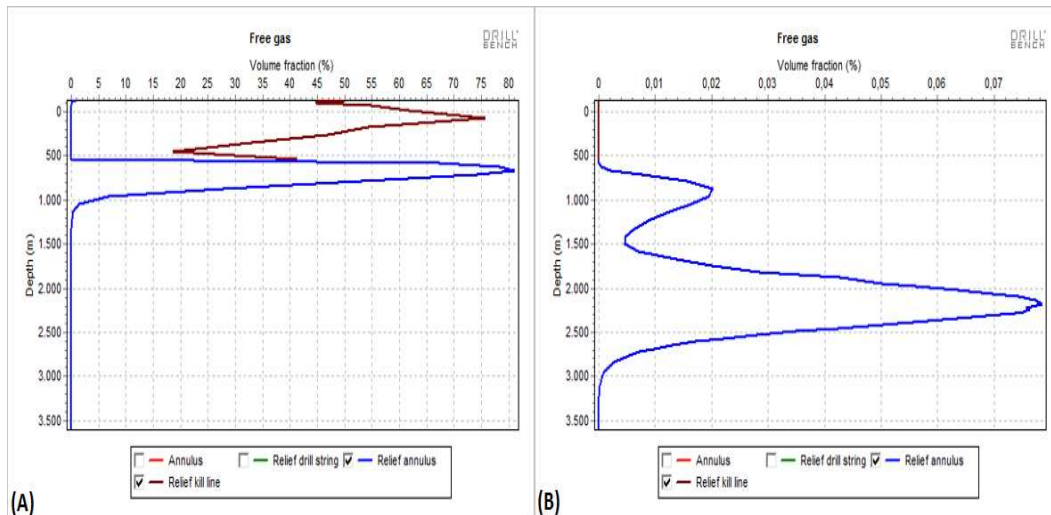


Figura 8.10 – (A) Poço de alívio - Início da injeção de água do mar e (B) Poço de alívio - 7 minutos após o início de injeção de água do mar.

Na Figura 8.11 (A) e (B), tem-se o poço em *blowout* durante a injeção de água do mar ($t = 200$ min). Observa-se que há uma grande quantidade de gás no poço e a densidade média do fluido no poço em torno de 8,4 ppg, que é muito próximo da densidade da água do mar simulada (8,5 ppg).

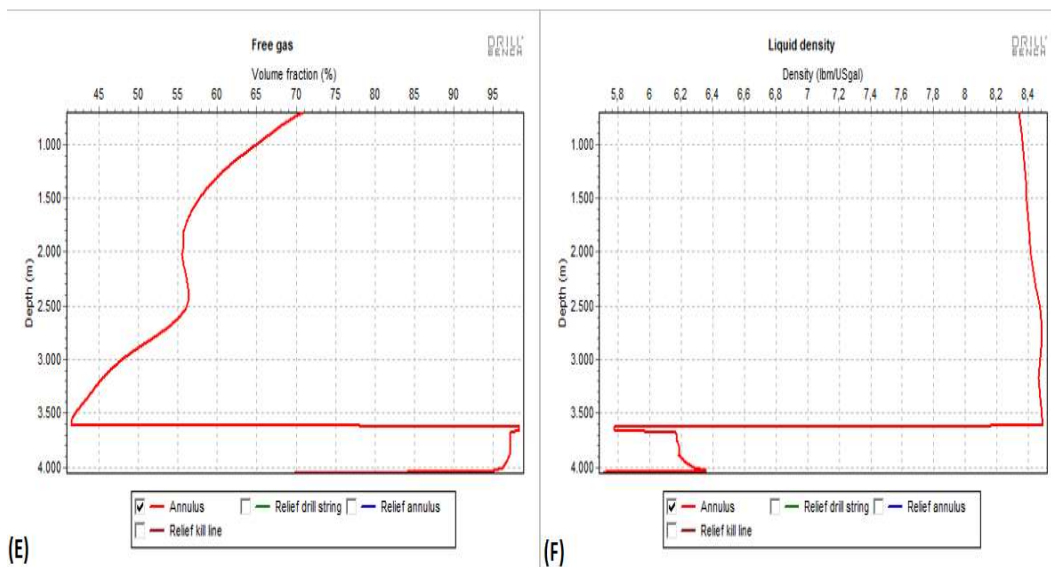


Figura 8.11 - (A) e (B) - Poço em *blowout* durante a injeção de água ($t = 200$ min).

Observa-se na Figura 8.12 (A) e (B) que na injeção de fluido de amortecimento após a injeção de água houve um *free fall* de aproximadamente 15

minutos. Ou seja, houve um aumento se comparado com a seção 8.1 de aproximadamente 8 min. Esse *free fall* também pode ser observado na Figura 8.8 (E) em que, entre $t = 250$ min e $t = 265$ min, a pressão na bomba ficou constante, o que indica a presença do *free fall*.

Ainda com relação a *free fall*, o mesmo aconteceu tanto no início da injeção de água quanto na injeção de fluido de amortecimento após a injeção de água. Observa-se, entretanto, que apesar de ter durado um tempo semelhante à simulação sem injeção de água (seção 5.1.1) no início da injeção do fluido de amortecimento de 17,5 ppg após a injeção de água do mar, não houve o *free fall* nas linhas de *kill* e *choke*.

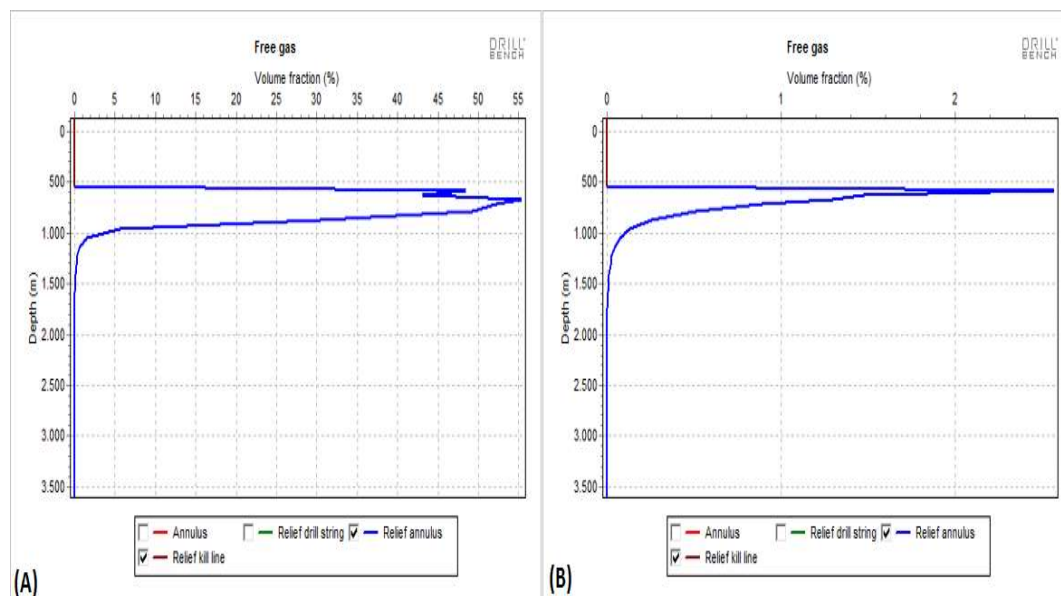
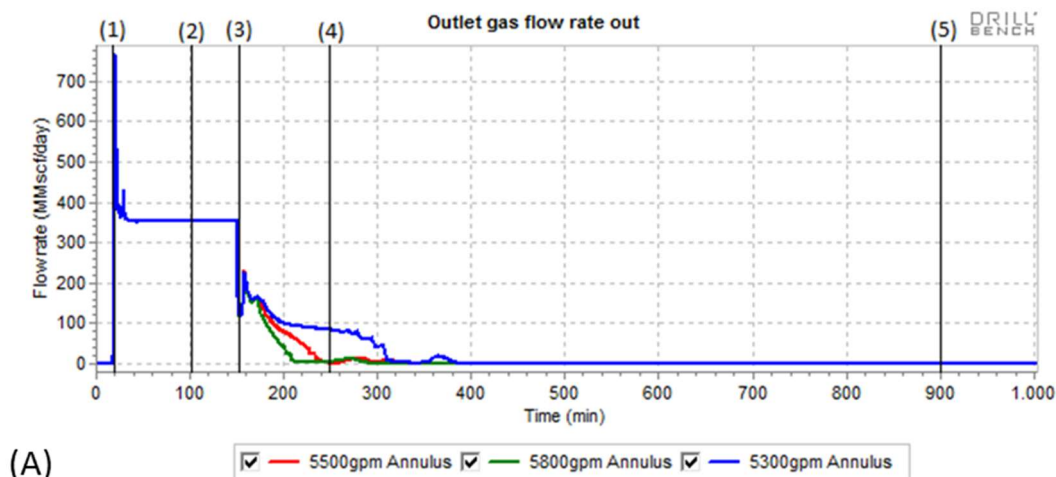


Figura 8.12 – (A) e (B) - Poço de alívio - Início da injeção de fluido de amortecimento (A) e 15 minutos após a injeção de fluido de amortecimento (B).

8.3. Resultado da simulação com fluido de amortecimento com densidade máxima (18,5 ppg) e vazão de bombeio de 5300 gpm, 5500 gpm e 5800 gpm.

Na Figura 8.13 (A) observa-se que o poço foi amortecido mais rapidamente do que a simulação feita na seção 5.1.1 considerando o fluido de 17,5 ppg. Esse comportamento era esperado devido à maior densidade do fluido e, portanto, crescimento mais rápido da pressão no fundo do poço. A vazão mínima

encontrada para o amortecimento do poço com fluido de 18,5 ppg é de 5300 gpm (Tabela 5.1). Comparando os amortecimentos com 5300, 5500 e 5800 gpm, conforme a Figura 8.13 (A), no amortecimento com maior vazão o influxo é cessado mais rapidamente. No entanto, a diferença entre 5500 e 5800 gpm é bem menos acentuada quando comparada com a diferença entre 5300 e 5500 gpm de vazão.



(A)

Figura 8.13 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.13 (B), pode-se observar que, comparando o amortecimento com as três vazões, a vazão de líquido para fora do poço é semelhante nos três casos. No entanto, há uma considerável diminuição no tempo que essa vazão acontece no amortecimento com maior vazão. Isso ocorre devido ao amortecimento mais rápido do poço em *blowout*, o que faz com que a vazão de amortecimento seja regulada mais rapidamente quando se tem uma maior vazão.

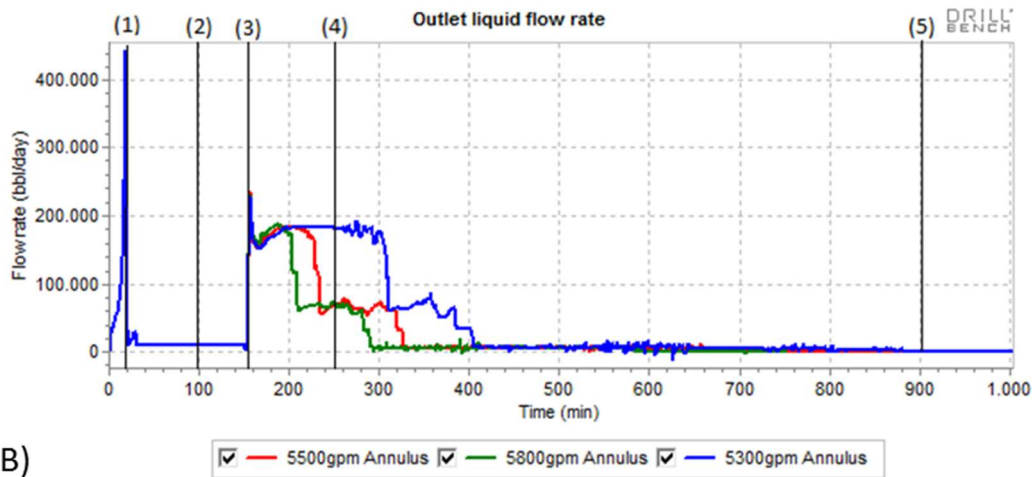


Figura 8.13 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.13 (C), observa-se que a pressão no fundo do poço cresce mais rapidamente no amortecimento com maior vazão, o que corrobora com o gráfico 8.13 (A), pois o influxo é cessado mais rapidamente. No entanto, para que isso ocorra, o crescimento da pressão de fundo deve ser mais rápido para que a contrapressão no reservatório possa ser suficiente para cessar o influxo mais rapidamente. No amortecimento com menor vazão, demora-se um tempo maior para que a pressão no fundo se estabilize em seu valor final devido à menor perda de carga.

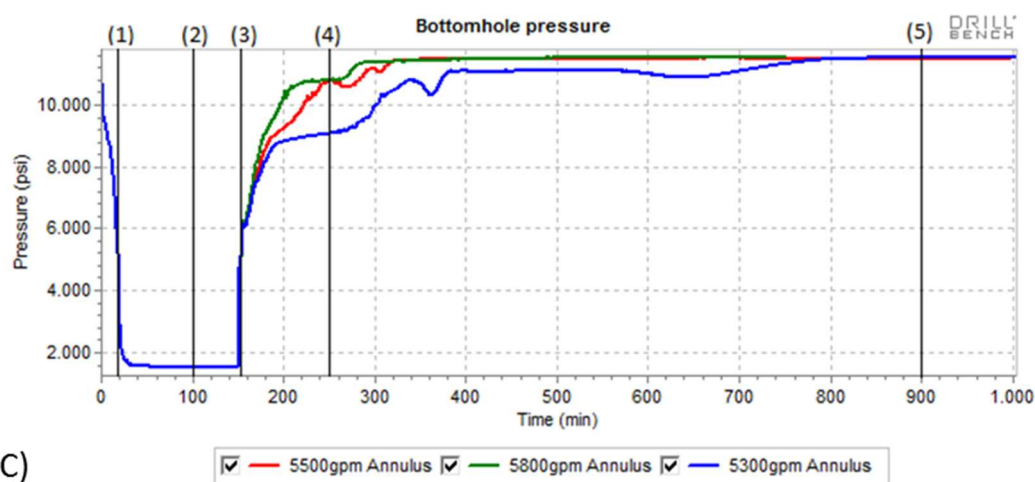


Figura 8.13 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em *blowout* durante a simulação.

A Figura 8.13 (D) acompanha o gráfico da quantidade de gás para fora do poço e, como pode ser observado, com a vazão de 500 gpm acima da mínima de 5300 gpm, o influxo é cessado aproximadamente 100 minutos antes, quando comparado com 5300 gpm. Já na simulação com vazão de 200 gpm acima da mínima, o influxo é cessado aproximadamente 70 min antes da simulação com vazão mínima. O amortecimento mais rápido faz com que haja menor consumo de fluido, no entanto, há um crescimento mais rápido da pressão na sapata, o que pode dificultar o controle de pressão para não fraturar a mesma.

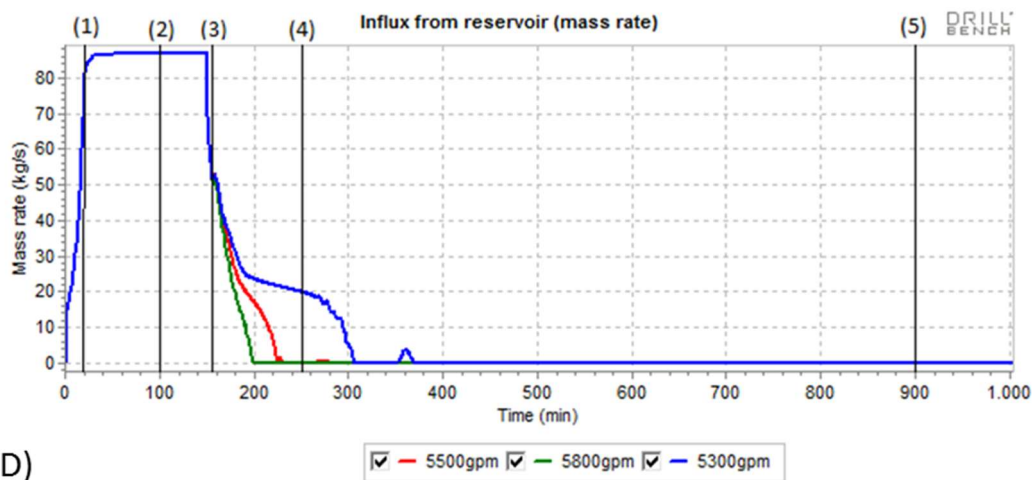


Figura 8.13 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

Na Figura 8.13 (E), observa-se que a pressão máxima na bomba foi de aproximadamente 4700 psi para a simulação vazão mínima de 5300 gpm, 5000 psi para 5500 gpm e 5900 psi para 5800 gpm.

Apesar de ser possível o amortecimento com o fluido de 18,5 ppg, observa-se que após o influxo cessar nos três casos, aproximadamente $t = 200$ min para 5800 gpm, $t = 230$ min para 5500 gpm e $t = 300$ min para 5300 gpm, a pressão de bombeio cai a zero mesmo com vazão de bombeio de 2000 gpm, conforme Figura 8.13 (F). Isso significa que haveria um tempo de $t = 300$ a $t = 500$ min na simulação sem que se tenha leitura de pressão na bomba. Isso seria um problema uma vez que o monitoramento da operação é feito pelo controle da pressão na bomba e nos sensores do BOP da sonda que perfura o poço de alívio. Por outro

lado, caso de aumento a vazão para que se tenha pressão nas bombas, a sapata seria fraturada.

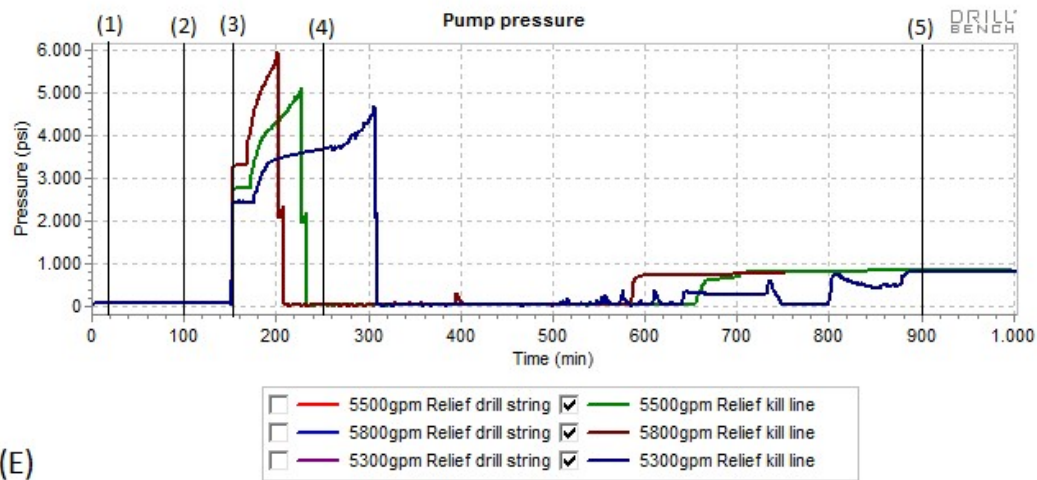


Figura 8.13 - (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

Observa-se na Figura 8.13 (F) que foi necessário circular o poço em baixa vazão para que o gás residual fosse retirado do poço nos três casos simulados (entre $t = 300$ min e $t = 800$ min). Como nas simulações anteriores, haveria o risco do *blowout* ser novamente iniciado caso esse gás não fosse retirado, conforme destacado na Figura 8.17 (A).

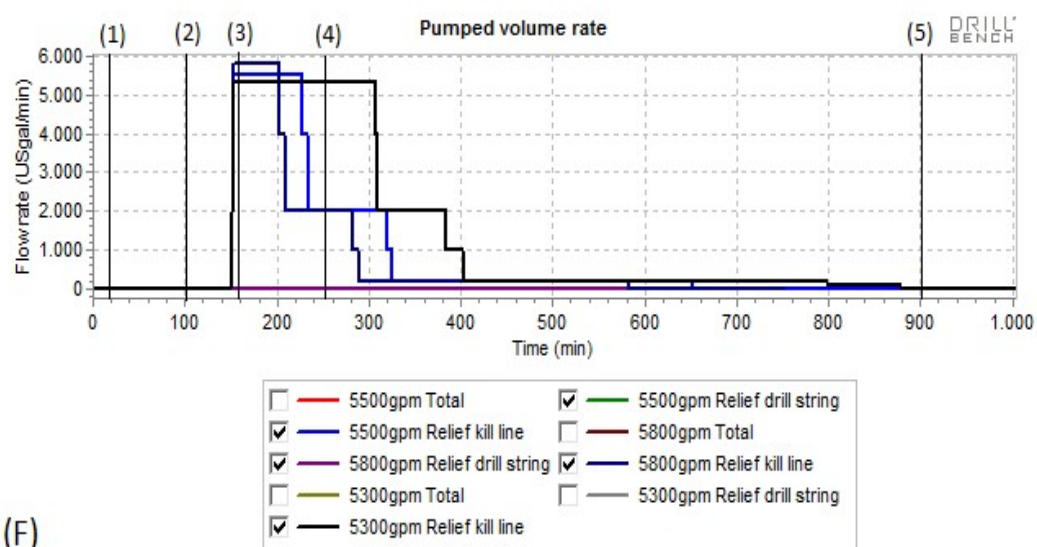
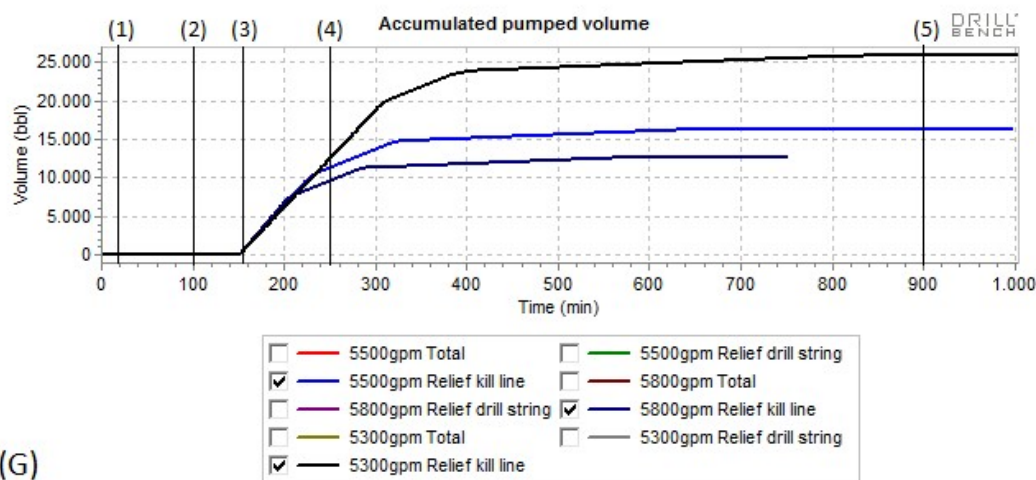


Figura 8.13 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Conforme se observa na Figura 8.13 (G), foram necessários aproximadamente 13000 bbl para amortecer o poço em *blowout* com uma vazão de 5800 gpm, aproximadamente 17100 bbl com 5500 gpm e para 5300 gpm foram utilizados aproximadamente 26000 bbl. Com esse volume, no caso das simulações com 5800 e 5500 gpm, seria possível amortecer o poço em *blowout*, do ponto de vista de volume de fluido, com apenas um poço de alívio, utilizando somente um barco de estimulação ou sonda.



(G)

Figura 8.13 - (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.

Apesar do amortecimento com fluido de 18,5 ppg ser possível com menor quantidade de fluido e menor pressão de bombeio, não é recomendado que o amortecimento se dê dessa maneira. Nesse caso, a diferença entre o peso de fluido e a fratura é de 0,27 ppg ou 187 psi. Isso faz com que se torne difícil o controle da pressão na sapata à medida que o poço em *blowout* é preenchido com o fluido de amortecimento, conforme indicado na Figura 8.13 (H), entre 100 e 200 minutos na simulação. Na prática, significa que quando o poço amortecido estiver todo preenchido com o fluido de amortecimento, seria possível somente 187 psi de perda de carga no poço, o que é uma margem reduzida para as vazões empregadas nas simulações.

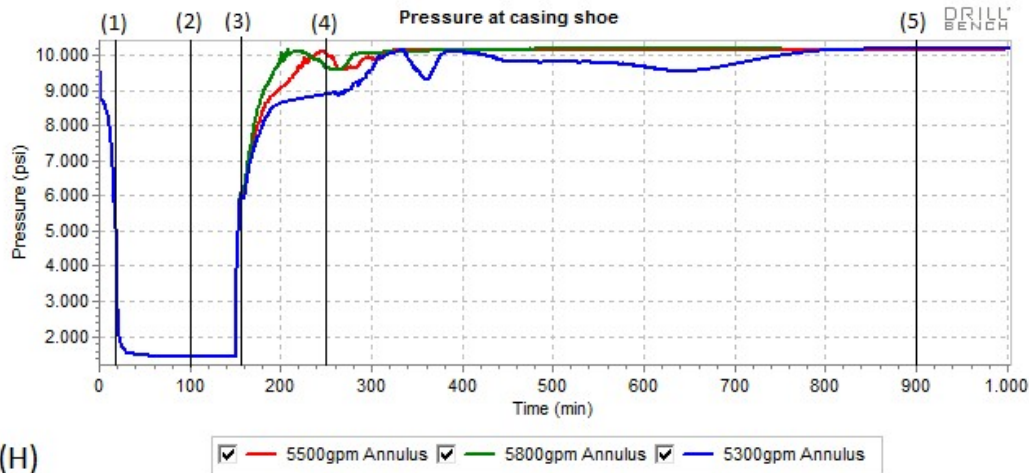


Figura 8.13 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.

O comportamento do poço no início do *blowout*, com o *blowout* estabelecido e no início do amortecimento tiveram comportamento semelhante à simulação na seção 5.1.1, conforme Figuras 8.14 (A) e (B), 8.15 (A) e (B) e 8.16 (A) e (B), respectivamente.

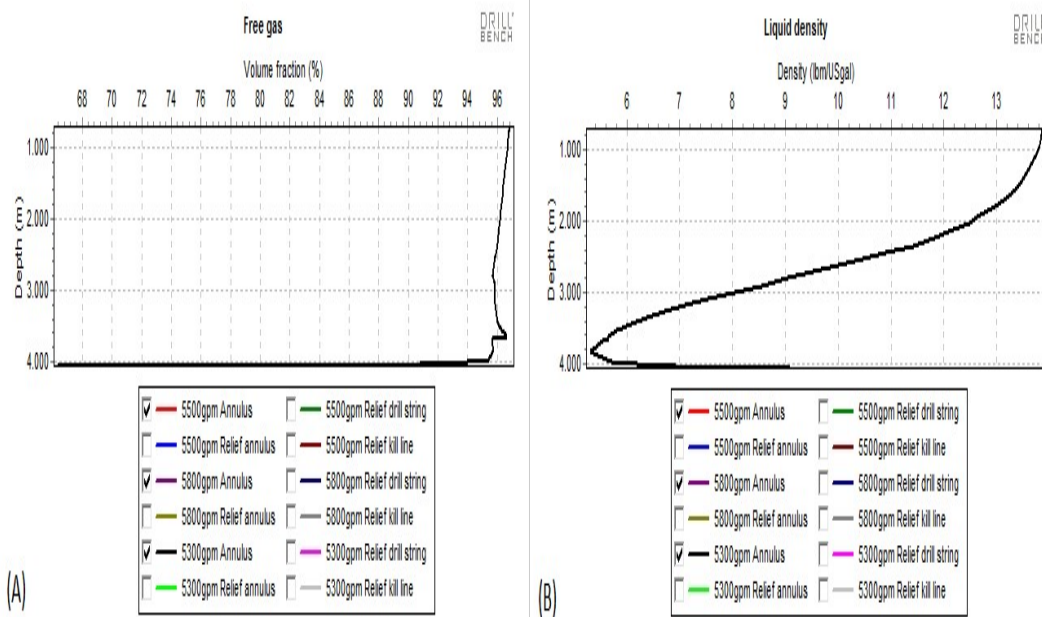


Figura 8.14 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do *blowout* – Aproximadamente em $t = 20$ min.

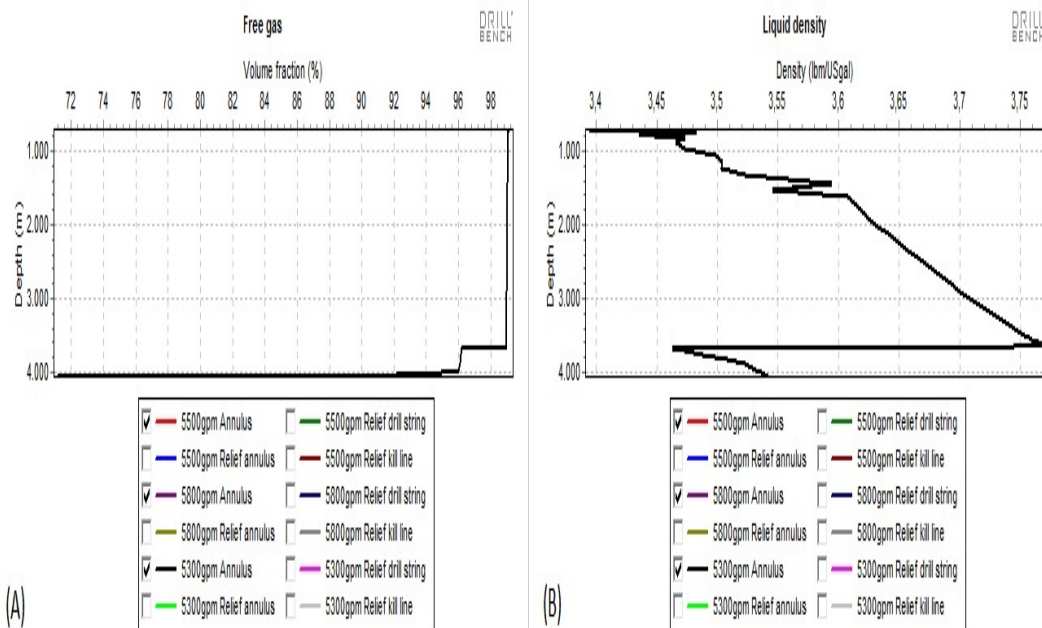


Figura 8.15 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido quando o *blowout* está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.

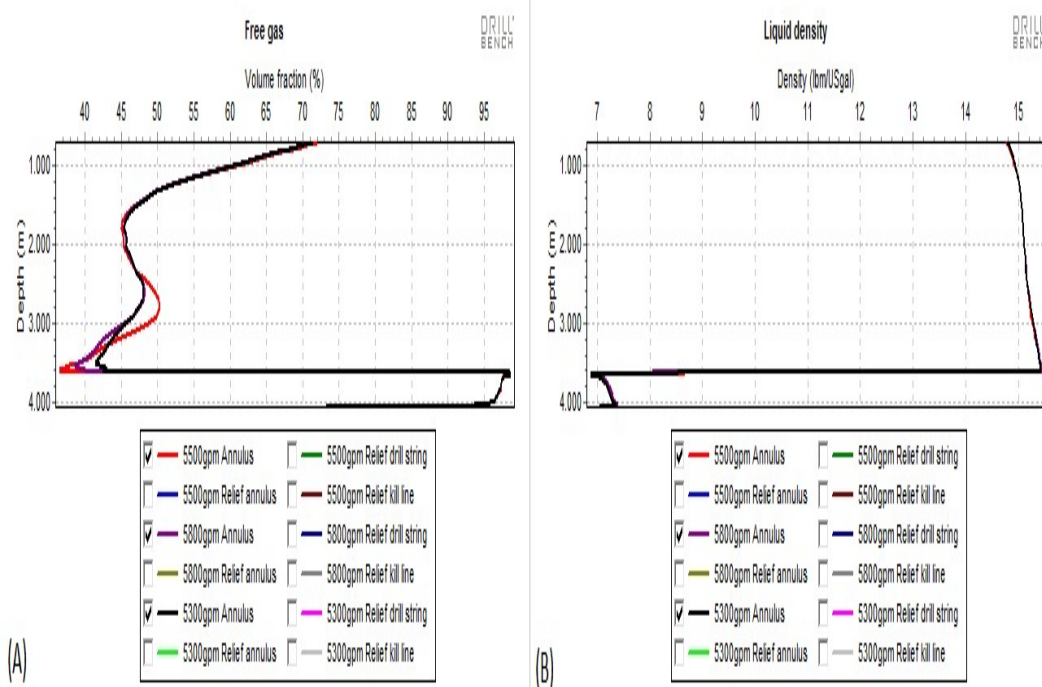


Figura 8.16 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.

Na Figura 8.17 (A) e (B), tem-se os dois gráficos de “free gas” e “liquid density” que ilustram o final do fluxo de amortecimento. Como pode ser percebido em ambos os gráficos, apesar do influxo estar cessando e o poço estar em grande parte preenchido com o fluido de amortecimento, ainda há uma grande quantidade de gás embaixo do ponto de interceptação nos três casos simulados. Semelhante ao que aconteceu na simulação 5.1.1, para que esse gás seja retirado, deve-se circular o poço com uma vazão relativamente alta (aproximadamente 2000 gpm) para que o *blowout* não seja reiniciado e se possa desligar as bombas.

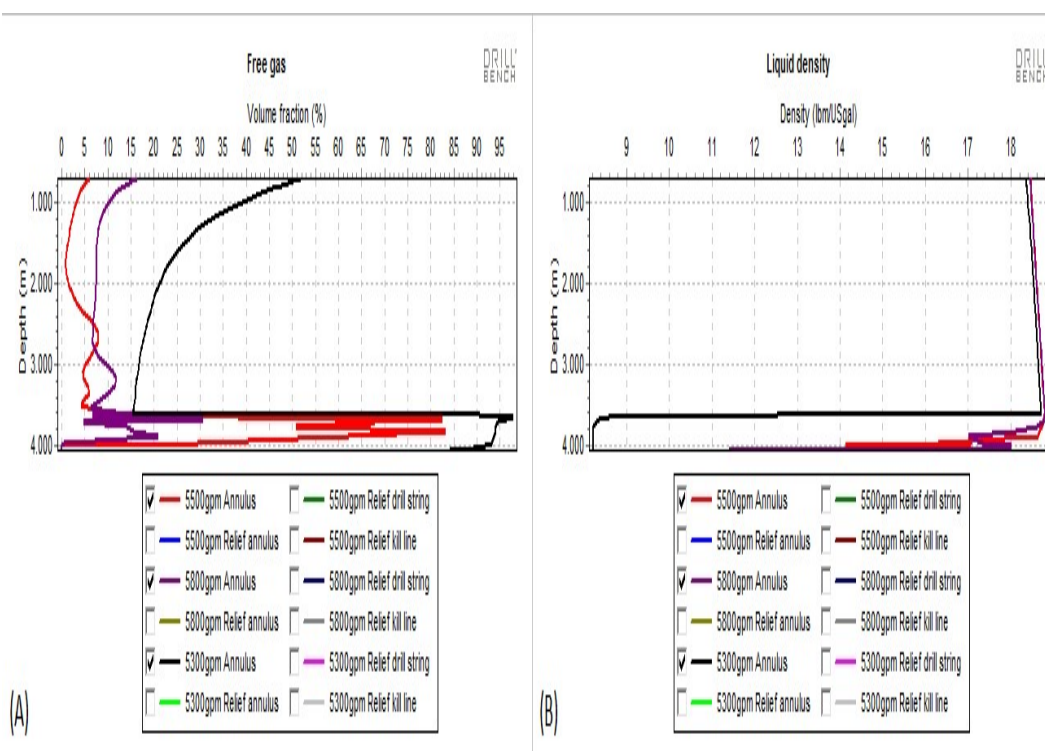


Figura 8.17 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 250$ min.

Nas Figuras 8.18 - (A) e (B) e 8.19 - (A) e (B) tem-se os gráficos de “free gas” e “liquid density” em diferentes instantes. Na Figura 8.18 - (A) e (B), no instante em que os gráficos foram gerados, o bombeio de fluido já havia sido interrompido na simulação de 5800 gpm. No entanto, as bombas ainda estavam ligadas para a simulação de 5500 e 5300 gpm, conforme pode ser identificado na Figura 8.13 (F). Logo, foi capturado outro instante para que se mostrasse os gráficos também para as simulações com 5500 e 5300 gpm com as bombas desligadas, conforme Figura 8.19 - (A) e (B).

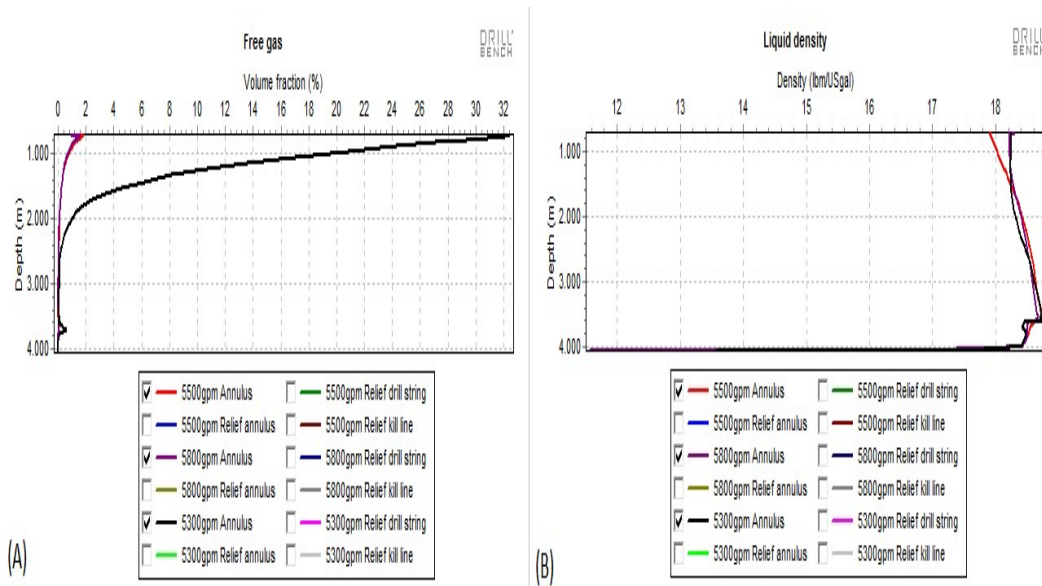


Figura 8.18 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido – Aproximadamente em $t = 700$ min.

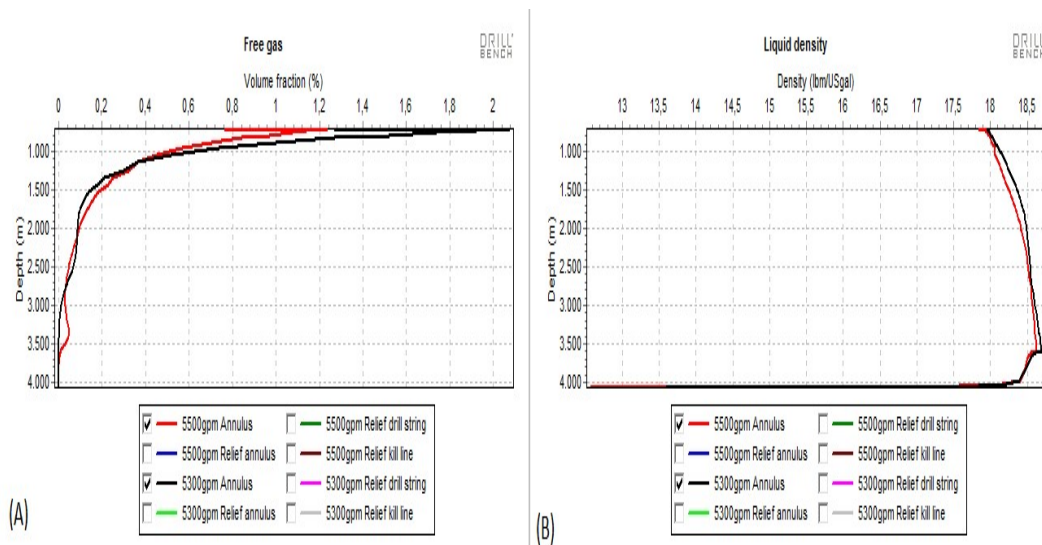


Figura 8.19 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t = 900$ min.

Conforme observado na Figura 8.20 (A) e (B), houve um aumento no tempo do *free fall*, se comparado com a seção 8.1 (simulação em teve o menor tempo de *free fall*). Observa-se na Figura 8.13 (E) que entre 150 e 180 min há uma

diferença no *free fall* nos três casos. Para o amortecimento com 5300 gpm o *free fall* dura aproximadamente de $t = 27$ min, ou seja, o maior tempo simulado.

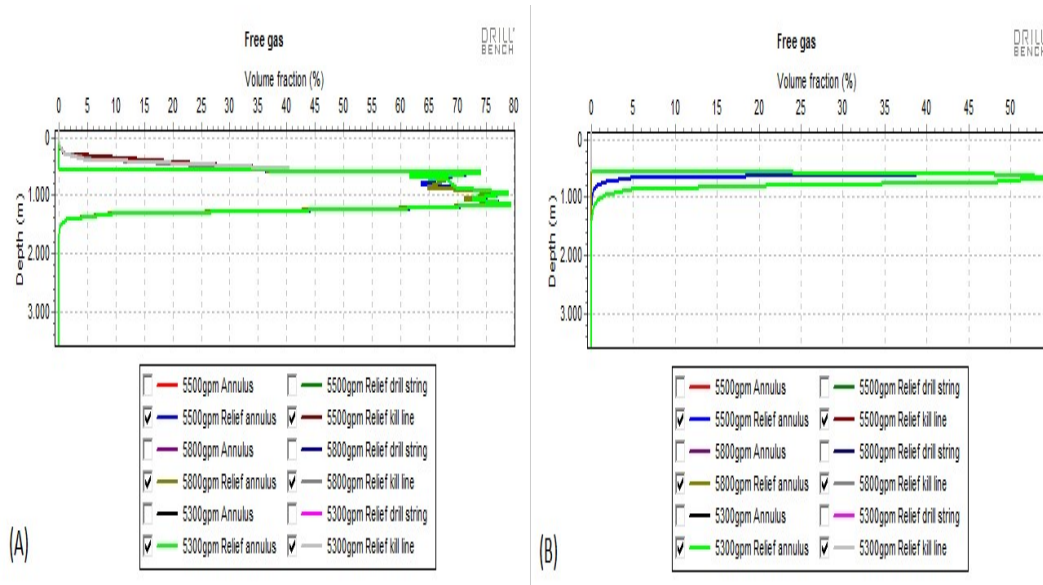


Figura 8.20 – (A) e (B) - Anular e linhas se *kill* e *choke* do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 170$ min, respectivamente.

Na Figura 8.21 tem-se o gráfico e “free gas” para o poço amortecido com as bombas desligadas, considerando a simulação com 5300 gpm. As simulações de 5500 e 5800 gpm, quando as bombas foram desligadas, também tiveram gráficos semelhantes, visto que se trata da mesma densidade do fluido (18,5 ppg).

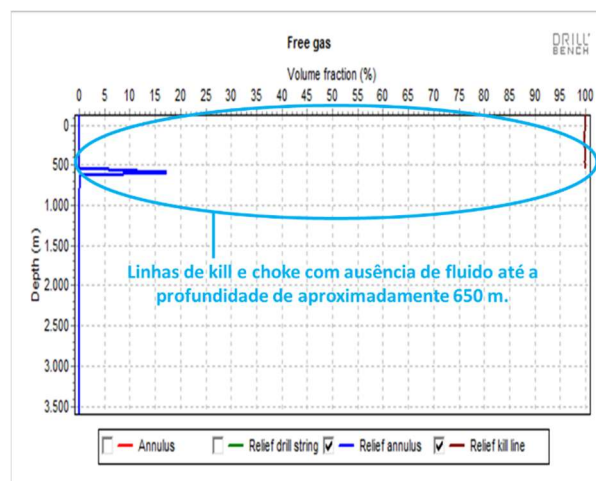


Figura 8.21 - poço de alívio com as bombas desligadas.

Quando as bombas são desligadas, observa-se um crescimento na pressão de bombeio, conforme Figura 8.13 (E), de aproximadamente 800 psi. Esse comportamento pode ser observado a partir de $t = 580$ min para 5800 gpm de vazão, $t = 650$ min para 5500 gpm e $t = 900$ min para 5300 gpm. Essa pressão na bomba se deve pela diferença de pressão entre o poço amortecido e o poço de alívio. Na Figura 8.21, o poço de alívio tem aproximadamente 650 metros das linhas de *kill* e *choke* sem fluido de amortecimento e o poço em *blowout* tem fluido de amortecimento do ponto de interceptação até o leito marinho além da pressão da lâmina d'água. Logo,

$$\begin{aligned} & \text{Pressão no poço amortecido} - \text{pressão no poço de alívio} \\ & = \text{Pressão na bomba} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & [0,1704 * 8,5 * 674 + 0,1704 * 18,5 * (3608 - 699)] - 0,1704 * 18,5 \\ & * (3608 - 650) = 821,8 \text{ psi.} \end{aligned}$$

Essa pressão que aparece na bomba desligada é calculada pelo *software* como a pressão necessária para equalizar a pressão no tubo em U formado entre o poço de alívio e o poço em *blowout*.

8.4 Resultado da simulação com fluido de amortecimento com densidade de 18,0 ppg e vazão de bombeio de 5800 gpm, 6000 gpm e 6300 gpm.

Na Figura 8.22 (A) observa-se que o poço foi amortecido em um tempo semelhante se comparado com a simulação da seção 8.3 considerando o fluido de 18,5 ppg. A vazão mínima encontrada para o amortecimento do poço com fluido de 18,0 ppg é de 5800 gpm (Tabela 5.1). Comparando os amortecimentos com 5800, 6000 e 6300 gpm, conforme a Figura 8.22 (A), no amortecimento com maior vazão o influxo é cessado mais rapidamente. No entanto, a diferença entre 6000 e 6300 gpm é bem menos acentuada quando comparada com a diferença entre 5800 e 6000 gpm de vazão.

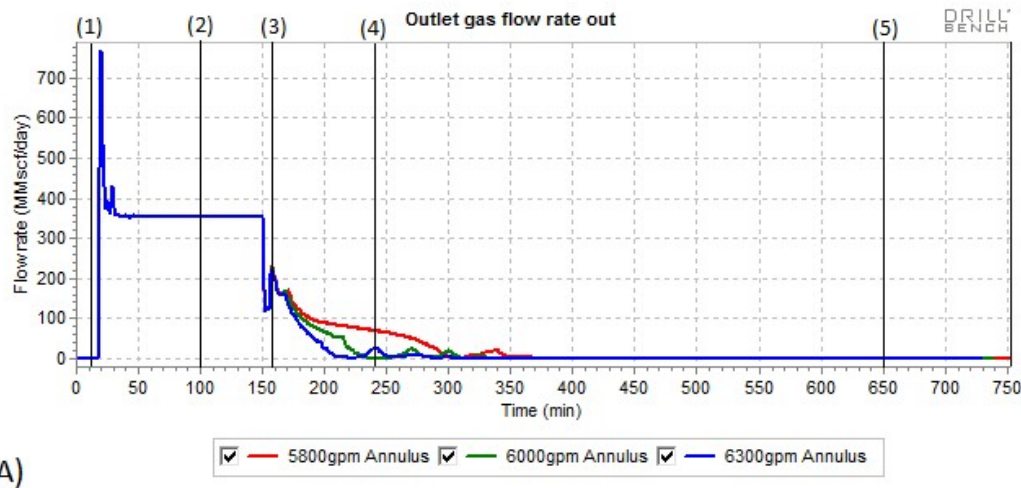


Figura 8.22 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.22 (B), pode-se observar que, comparando o amortecimento com as três vazões, a vazão de líquido para fora do poço é semelhante nos três casos. No entanto, há uma considerável diminuição no tempo que essa vazão acontece no amortecimento com maior vazão. Isso ocorre devido ao amortecimento mais rápido do poço em *blowout*, o que faz com que a vazão de amortecimento seja regulada mais rapidamente quando se tem uma maior vazão.

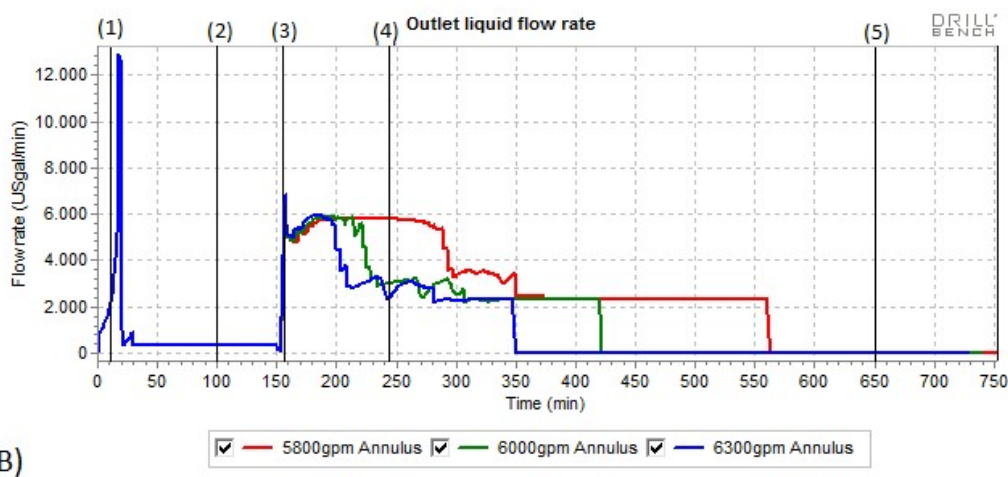
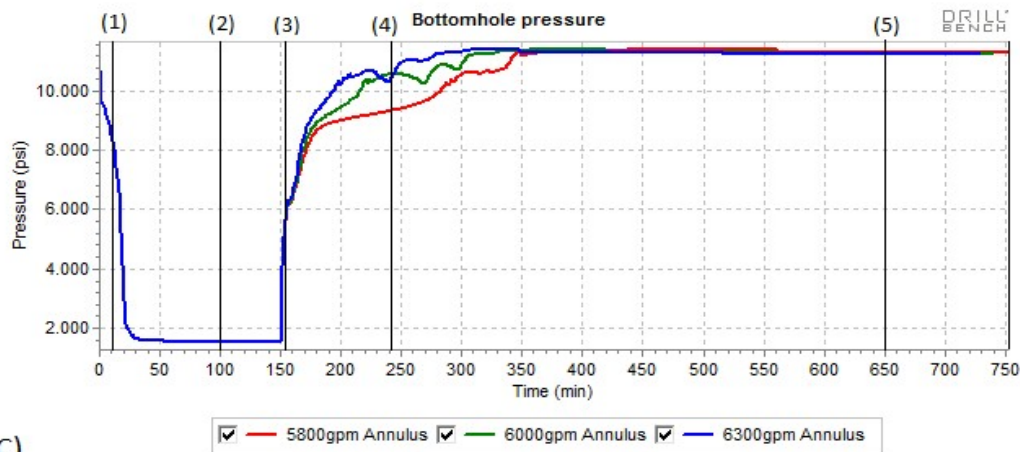


Figura 8.22 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.22 (C), observa-se que a pressão no fundo do poço cresce mais rapidamente no amortecimento com maior vazão, alinhado com o gráfico

8.22 (A), pois o influxo é cessado mais rapidamente. No entanto, para que isso ocorra, o crescimento da pressão de fundo deve ser mais rápido para que a contrapressão no reservatório possa ser suficiente para cessar o influxo mais rapidamente. No amortecimento com menor vazão, demora-se um tempo maior para que a pressão no fundo se estabilize em seu valor final.



(C)

Figura 8.22 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em *blowout* durante a simulação.

A Figura 8.22 (D) acompanha o gráfico da quantidade de gás para fora do poço e, como pode ser observado, com a vazão de 500 gpm acima da mínima de 5800 gpm, o influxo é cessado aproximadamente 100 minutos antes. Já na simulação com vazão de 200 gpm acima da mínima, o influxo é cessado aproximadamente 65 min antes da simulação com vazão mínima. O amortecimento mais rápido faz com que haja menor consumo de fluido, no entanto, há um maior crescimento da pressão na sapata, de forma mais rápida, o que pode dificultar o controle de pressão para não fraturar a mesma.

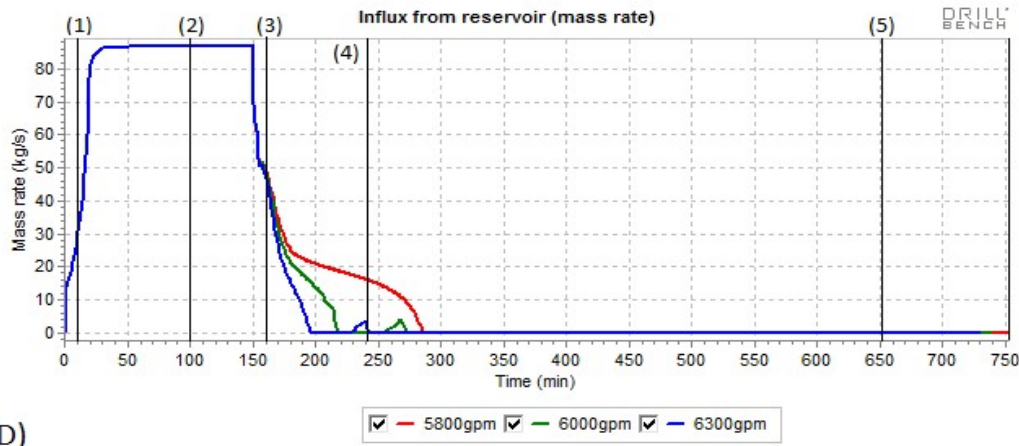


Figura 8.22 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

Na Figura 8.22 (E), observa-se que a pressão máxima na bomba foi de aproximadamente 6000 psi para a simulação vazão mínima de 5800 gpm, aproximadamente 6500 psi para 6000 gpm e 7000 psi para 6300 gpm. Diferentemente do que aconteceu com a simulação de 18,5 ppg com vazão reduzida, entre $t = 290$ min e $t = 500$ min, houve uma pressão mínima de aproximadamente 400 psi durante o bombeio após cessar o influxo do reservatório.

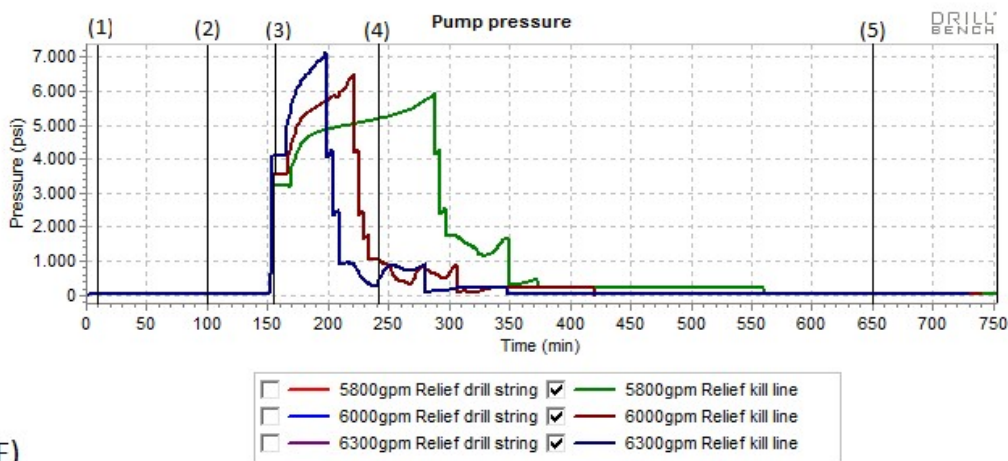
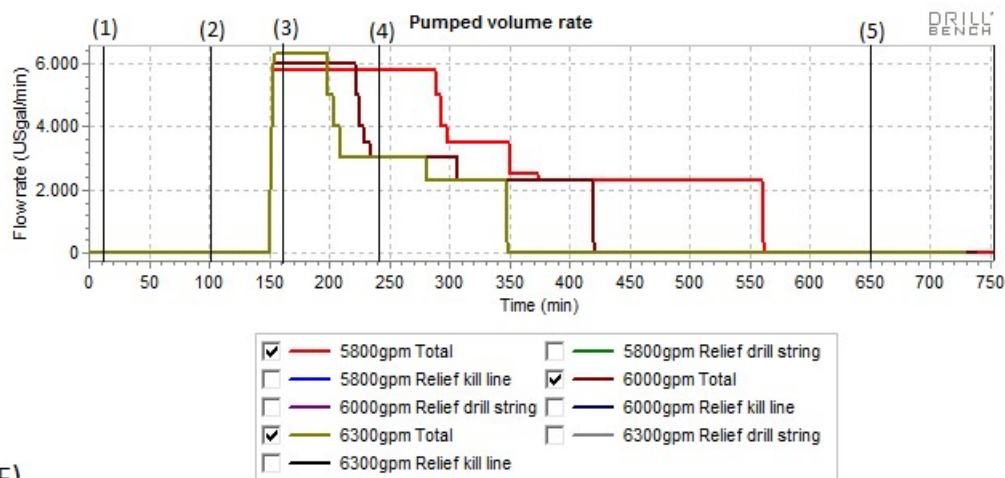


Figura 8.22 - (E) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

Observa-se na Figura 8.22 (F) que foi necessário nos três casos simulados circular o poço em baixa vazão para que o gás residual fosse retirado do poço.

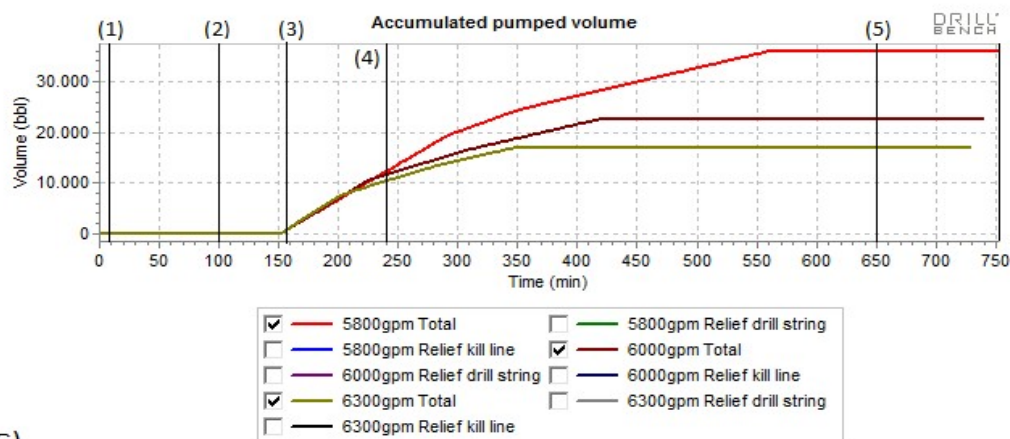
Como nas simulações anteriores, haveria o risco do *blowout* ser novamente iniciado caso esse gás não fosse retirado, conforme Figura 7.26 (A).



(F)

Figura 8.22 - (F) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

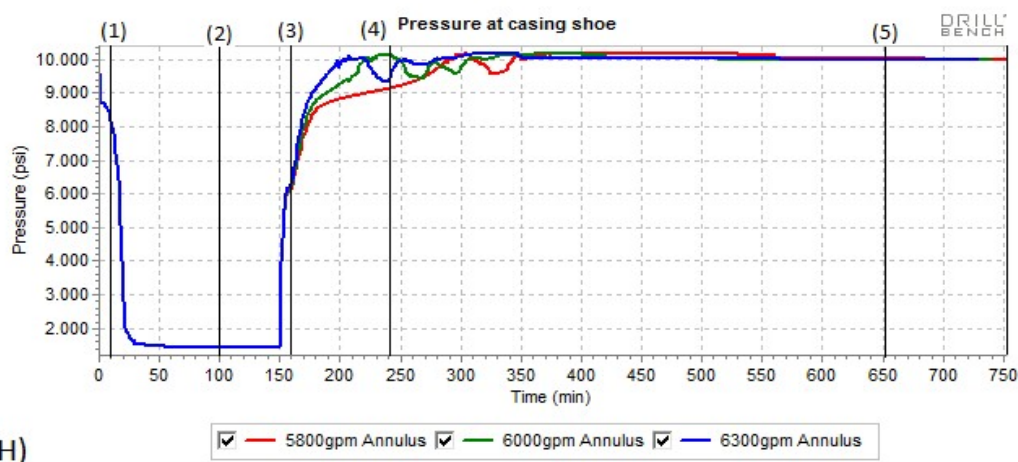
Conforme se observa na Figura 5.22 (G), foram necessários aproximadamente 17000 bbl para amortecer o poço em *blowout* com uma vazão de 6300 gpm, aproximadamente 23000 bbl com 6000 gpm e para 5800 gpm foram utilizados aproximadamente 36000 bbl. Com esse volume, no caso da simulação com 6300 gpm, seria possível amortecer o poço em *blowout*, do ponto de vista de volume de fluido, com apenas um poço de alívio, utilizando somente um barco de estimulação ou sonda (Tabela 5.6 – capacidade do barco).



(G)

Figura 8.22 – (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.

Comparando a simulação atual com o amortecimento com fluido de 18,5, observa-se que há uma maior margem entre o pico de pressão na sapata e a pressão de fratura. A pressão de fratura durante a simulação pode ser verificada na Figura 7.22 (H). Durante o bombeio de fluido após cessar o influxo do reservatório, entre $t = 375$ min a $t = 560$ min para 5800 gpm, $t = 310$ min a $t = 420$ min para 6000 gpm e $t = 280$ min a $t = 350$ min para 6300 gpm, houve uma pressão de aproximadamente 400 psi na bomba, conforme Figura 8.22 (F), sem que a sapata fosse fraturada.



(H)

Figura 8.22 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.

O comportamento do poço no início do *blowout*, com *blowout* estabelecido e no início do amortecimento tiveram comportamento semelhante à simulação na seção 5.1.6, conforme Figuras 8.23 (A) e (B), 8.24 (A) e (B) e 8.25 (A) e (B), respectivamente.

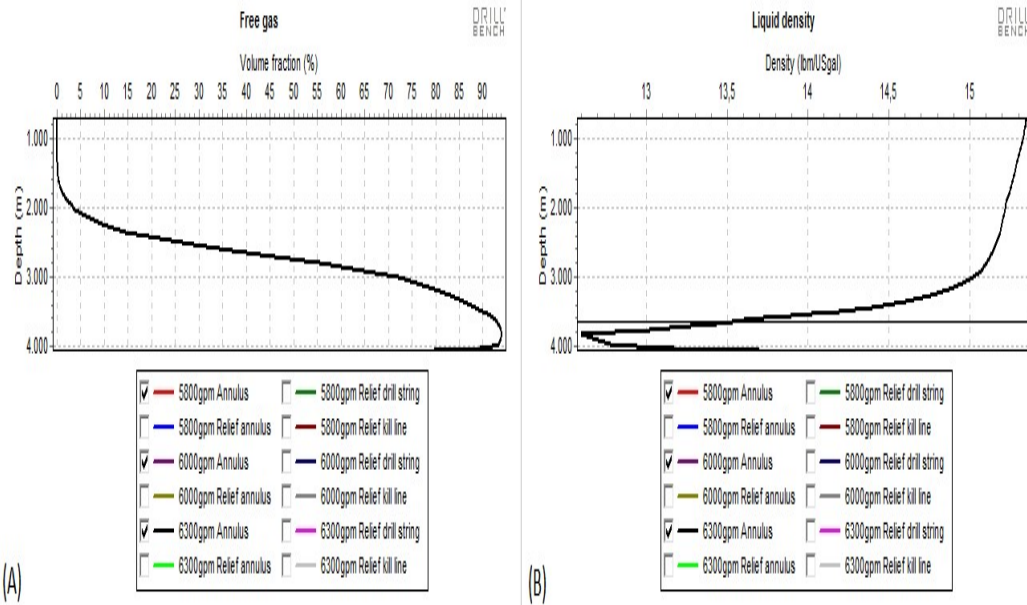


Figura 8.23 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do *blowout* – Aproximadamente em $t = 10$ min.

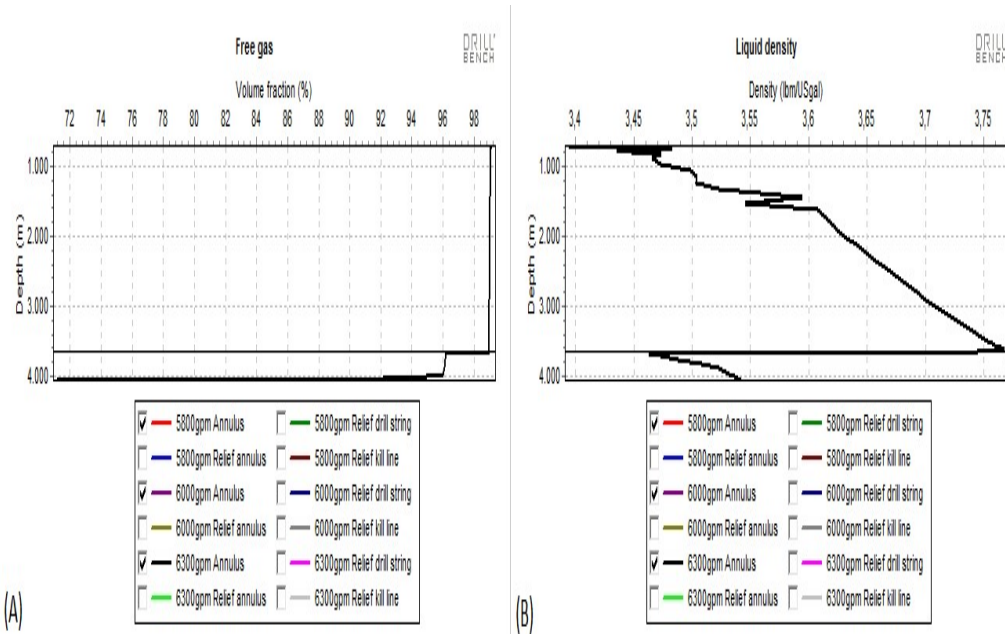


Figura 8.24 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido quando o *blowout* está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.

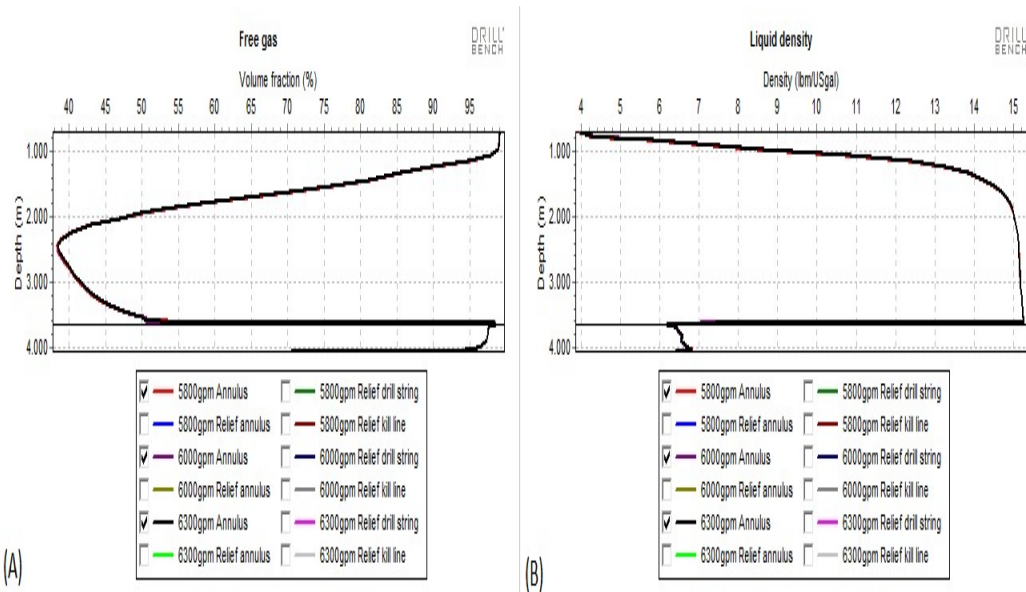


Figura 8.25 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 152$ min.

Na Figura 8.26 (A) e (B), tem-se os dois gráficos de “free gas” e “liquid density” que ilustram o final do fluxo de amortecimento. Como pode ser verificado em ambos os gráficos, apesar do influxo estar cessando e o poço estar em grande parte preenchido com o fluido de amortecimento, ainda há uma grande quantidade de gás embaixo do ponto de interceptação nos três casos simulados. Semelhante ao que aconteceu na simulação 5.1.1 e 5.1.6, para que esse gás seja retirado, deve-se circular o poço ainda com vazão relativamente alta para que o *blowout* não seja reiniciado e se possa desligar as bombas.

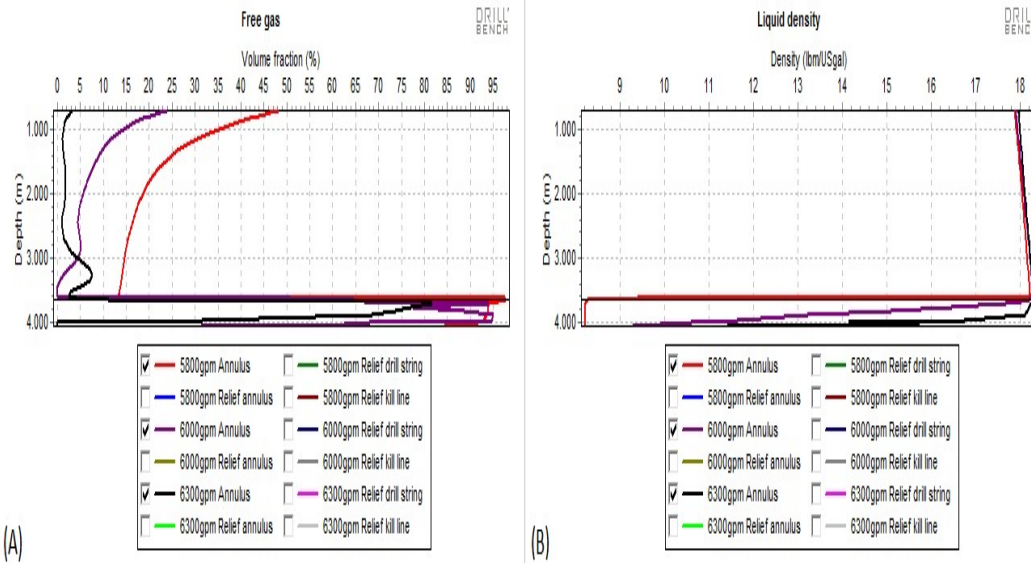


Figura 8.26 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t=240$ min.

Na Figura 8.27 - (A) e (B) tem-se os gráficos de “free gas” e “liquid density” com as bombas desligadas. Observa-se que a quantidade de gás livre no poço é menor que 2% e a densidade equivalente média de 18,0 ppg.

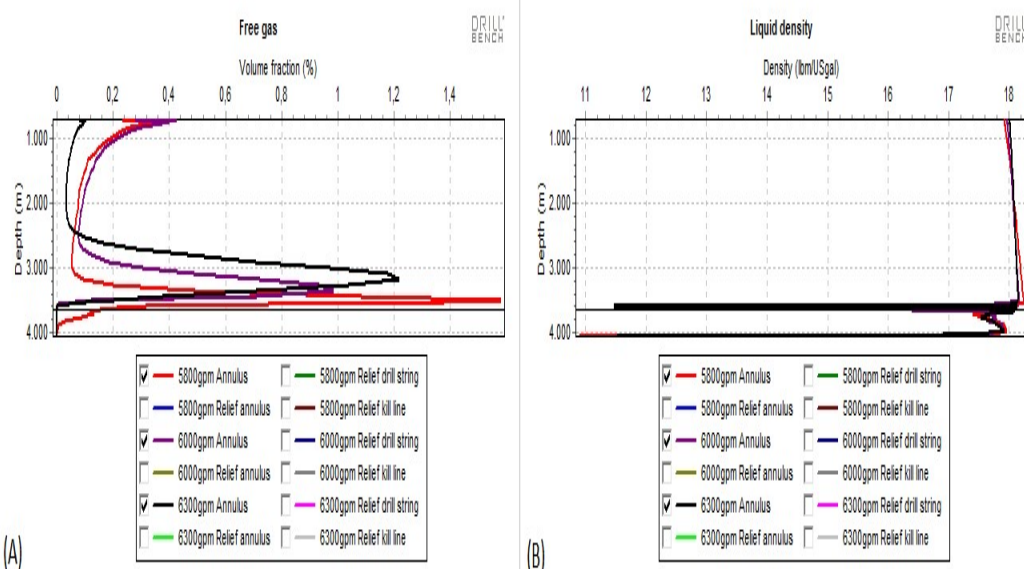


Figura 8.27 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t=650$ min.

Conforme observado na Figura 8.28 (A) e (B), houve um aumento no tempo do *free fall*, se comparado com a seção 5.1.2 (que até o momento teve o menor tempo de *free fall*) e uma diminuição se comparado à simulação da seção 5.1.6 de 18,5 ppg. Observa-se na Figura 7.28 (E) que entre 150 e 164 min há uma diferença no *free fall* nos três casos. Para o amortecimento com 5800 gpm o *free fall* dura aproximadamente de $t = 19$ min, ou seja, o maior tempo dentre os três casos simulados.

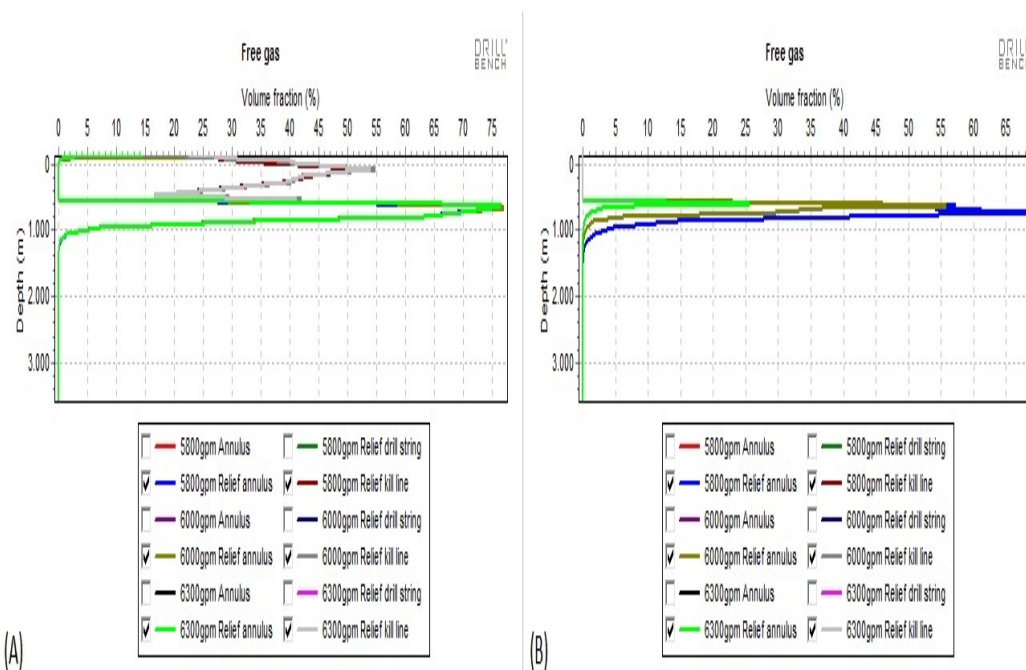


Figura 8.28 - (A) e (B) - Anular e linhas se *kill* e *choke* do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 164$ min, respectivamente.

8.5. Resultado da simulação com variação da profundidade de reservatório perfurado de 275 m a 25 m

Na Figura 8.29 (A), tem-se as quantidades de gás que saem do poço por dia de acordo com cada espessura de reservatório exposto. Observa-se que para 275 m a 75 m de reservatório exposto, o pico de gás entre esses casos simulados ocorre em um instante próximo, o que indica que o tempo para que o *blowout* seja gerado é semelhante. Já para 25 m de reservatório exposto, há um tempo considerável para que se tenha o pico de gás, o que indica um tempo consideravelmente maior

que os outros casos para que o *blowout* fosse gerado. O fluxo estabilizado no *blowout* de gás decresce com a espessura de 275 a 25 m de reservatório perfurado.

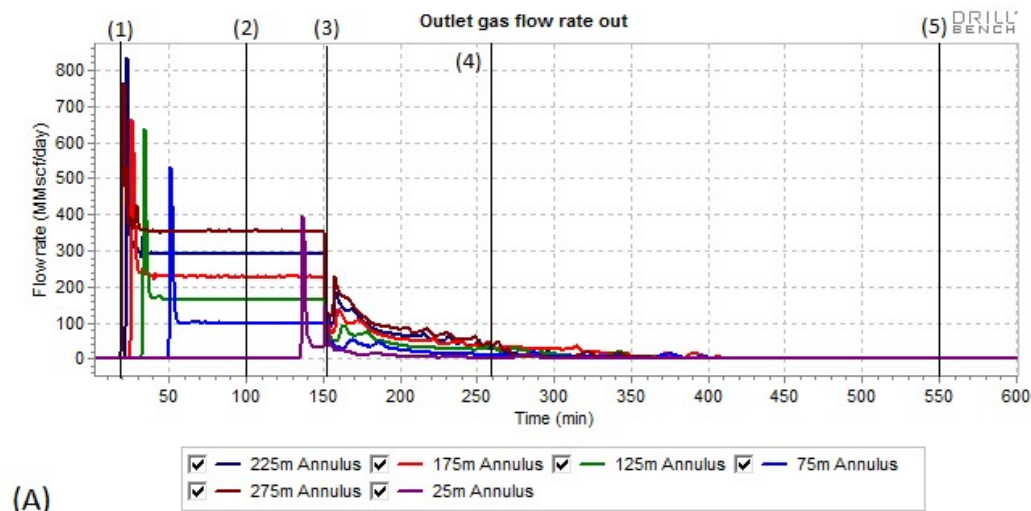


Figura 8.29 - (A) – Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço por dia durante a simulação.

Na Figura 8.29 (B), que indica o fluxo de fluido que sai do poço, tem-se um comportamento semelhante ao gráfico anterior. A simulação 25 m de reservatório perfurado tem um retardo no pico de fluido, se comparado às demais simulações, o que configura um maior tempo para que o *blowout* seja gerado, concordando com a Figura 8.29 (A).

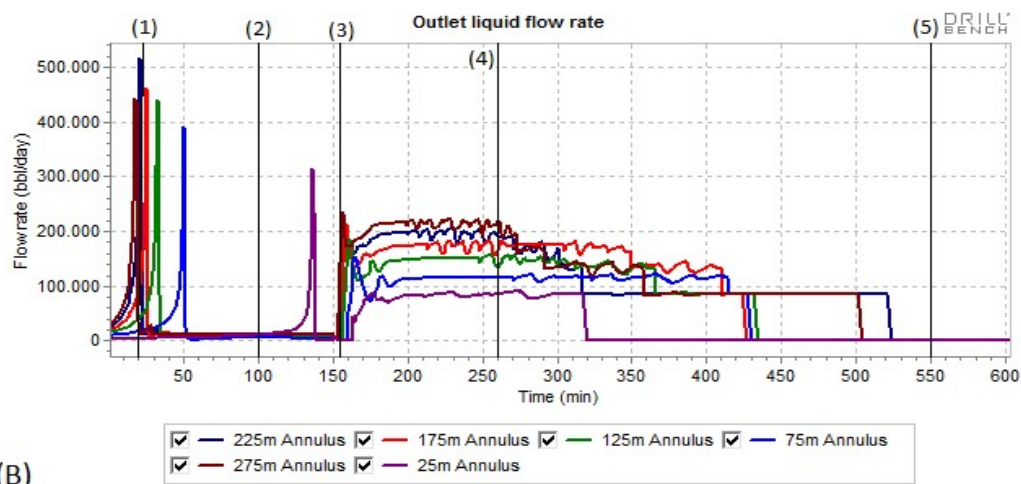


Figura 8.29 - (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.29 (C), tem-se a pressão no fundo do poço para cada um dos casos simulados. Observa-se que, quando as bombas são desligadas (barra vertical (5)) as pressões no fundo são menores à medida que as espessuras de reservatório perfuradas diminuem. Isso se deve pela menor coluna hidrostática de fluido à medida que se perfura uma profundidade menor do reservatório e, conseqüentemente, tem-se uma menor pressão de fundo.

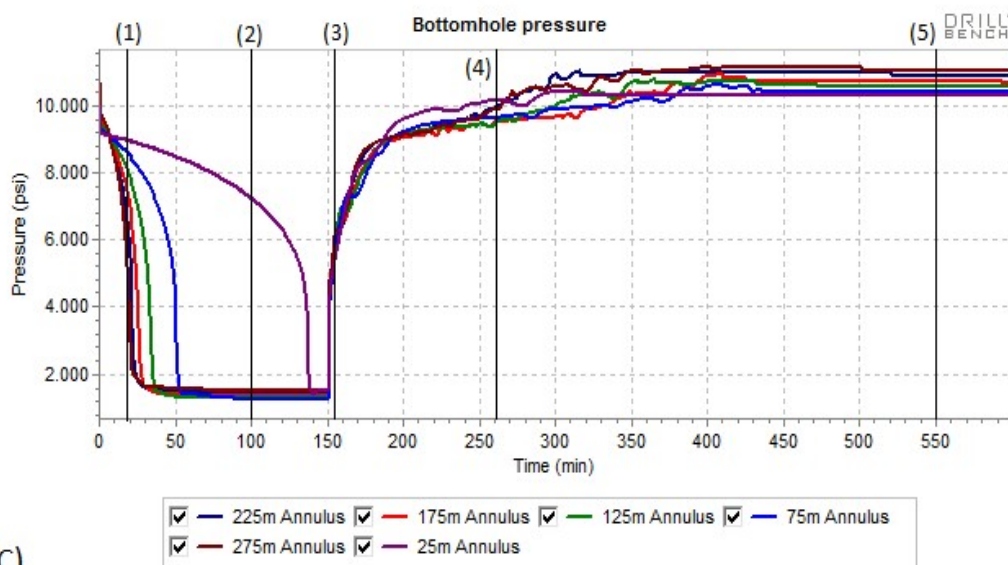


Figura 8.29 - (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em *blowout* durante a simulação.

Na Figura 8.29 (D), tem-se o influxo em massa do reservatório para todas as variações de profundidades perfuradas. Observa-se que o tempo para que o *blowout* seja cessado em cada caso varia e isso se deve pela vazão de bombeio utilizada. Para todos os casos, buscou-se a vazão de bombeio mínima capaz de cessar o influxo do reservatório, porém, como definição do estudo, as vazões de bombeio variam de 100 em 100 gpm. Para um caso em que a vazão mínima, por exemplo, seja 4920 gpm, foram utilizados 5000 gpm na simulação. Isso faz com que haja uma vazão acima da mínima de 80 gpm e, conseqüentemente, um amortecimento mais rápido. Já para um caso em que a vazão mínima seria 4990 gpm, por exemplo, também seriam utilizados os mesmos 5000 gpm, porém, somente com 10 gpm acima do mínimo e o amortecimento tenderia a demorar um pouco mais que o primeiro caso.

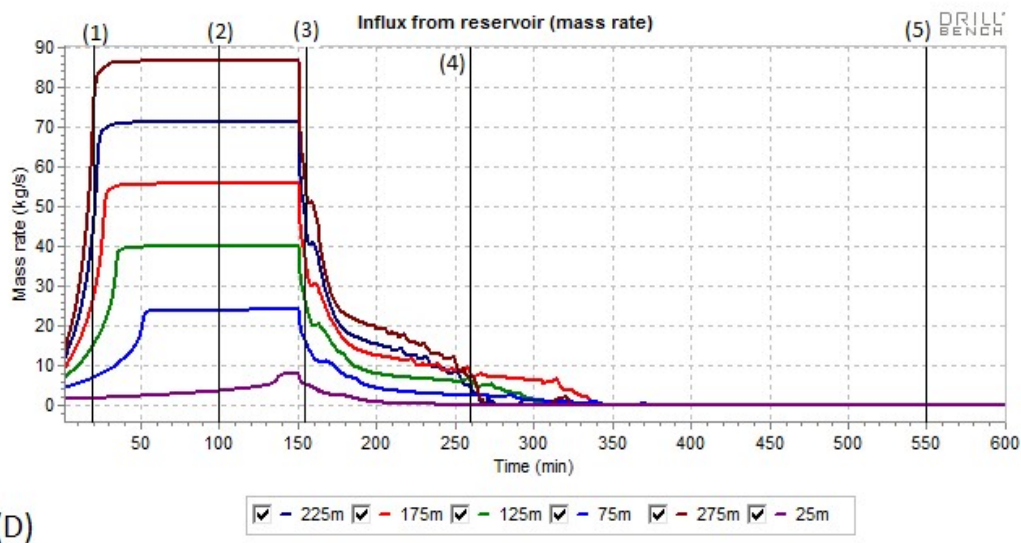
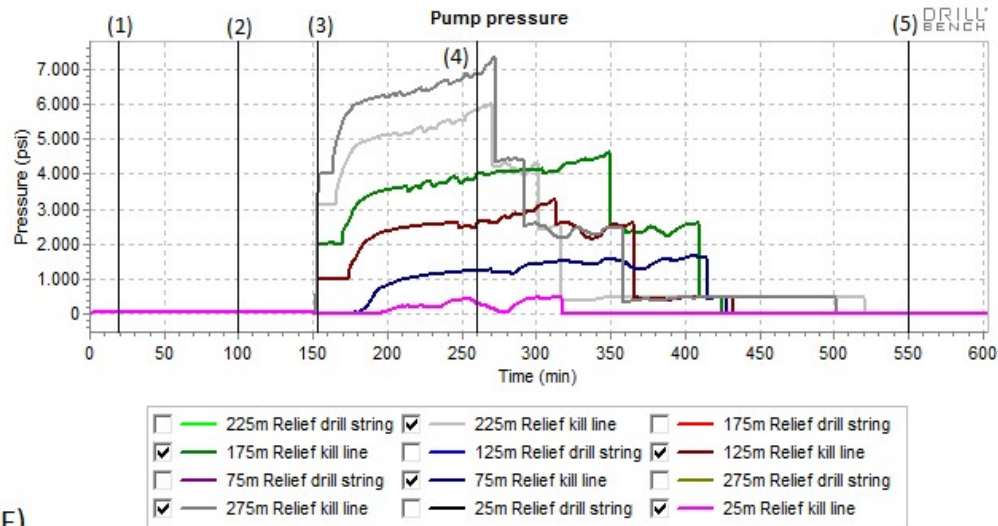


Figura 8.29 - (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

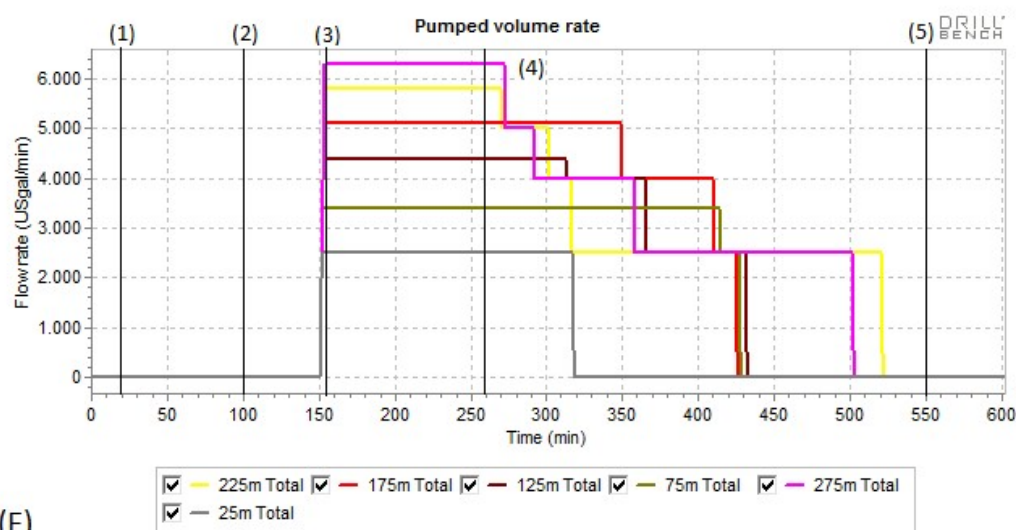
A Figura 8.29 (E) mostra a pressão de bombeio durante a simulação. Observa-se que a pressão cai à medida que a profundidade de reservatório perfurada vai diminuindo. Essa queda se deve à menor vazão de bombeio necessária para o amortecimento do poço em *blowout* à medida que a vazão de *blowout* diminui. Um aspecto que merece destaque é que após o início do amortecimento (barra vertical (3)), a pressão de bombeio fica estabilizada por um tempo, que é crescente à medida que a profundidade perfurada do reservatório diminui. Isso se deve pelo efeito de *free fall* que ocorre nas linhas de *kill* e *choke* e abaixo das linhas do BOP. O *free fall* aumenta nesse sentido devido a diminuição da vazão de bombeio.



(E)

Figura 8.29 - (E) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Na Figura 8.29 (F) tem-se as vazões de bombeio para o amortecimento do poço em *blowout* para as diferentes profundidades de reservatório perfurado. Observa-se que em todos os casos, a vazão mínima empregada foi de 2500 gpm para que se tivesse uma pressão mínima de bombeio durante a circulação. Conforme pode ser observado na Figura 8.29 (E) em todos os casos, quando a vazão cai para 2500 gpm, ainda assim há uma pressão de bombeio de aproximadamente 500 psi em todos eles (entre 360 e 520 min na Figura 8.29 (E)).



(F)

Figura 8.29 - (F) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo durante a simulação.

Na Figura 8.29 (G) tem-se os volumes de fluido utilizadas para cada caso simulado. Observa-se uma tendência de diminuição de volume de fluido de amortecimento para profundidades perfuradas menores. Para 25 m de reservatório perfurado, há uma drástica diminuição do volume de fluido visto que o amortecimento se dá de forma mais rápida que os demais casos.

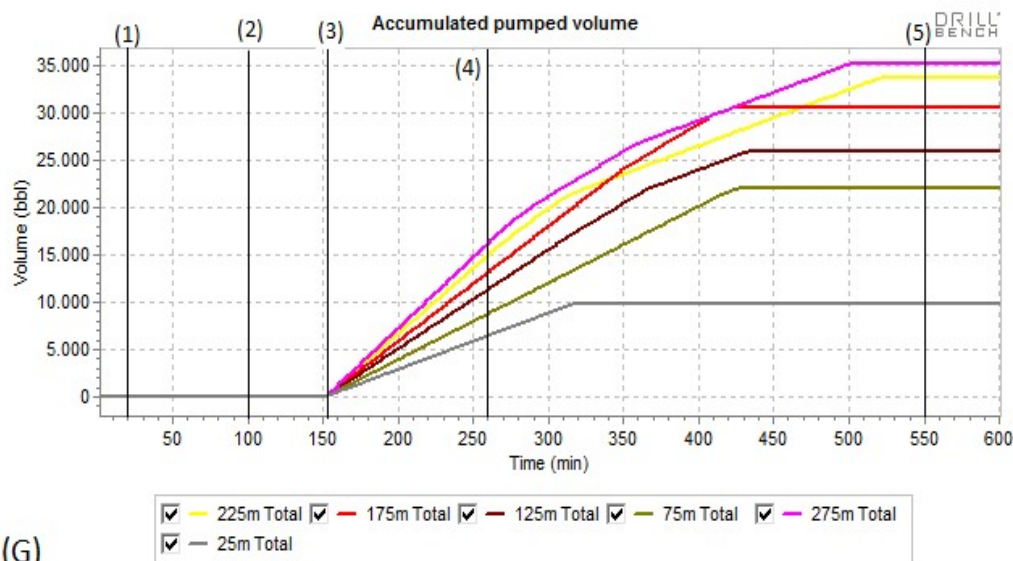


Figura 8.29 - (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.

Na Figura 8.29 (H) tem-se pressão na sapata durante a simulação. Essa pressão foi controlada após aproximadamente $t = 280$ min (fim do amortecimento – barra vertical (4) na Figura) para que ficasse com uma margem mínima de 150 psi da pressão de fratura. Observa-se que todas as curvas convergem para o mesmo ponto, uma vez que a pressão na sapata em todos os casos, em estática, é a mesma, pois tem-se a mesma densidade de fluido para todas as simulações.

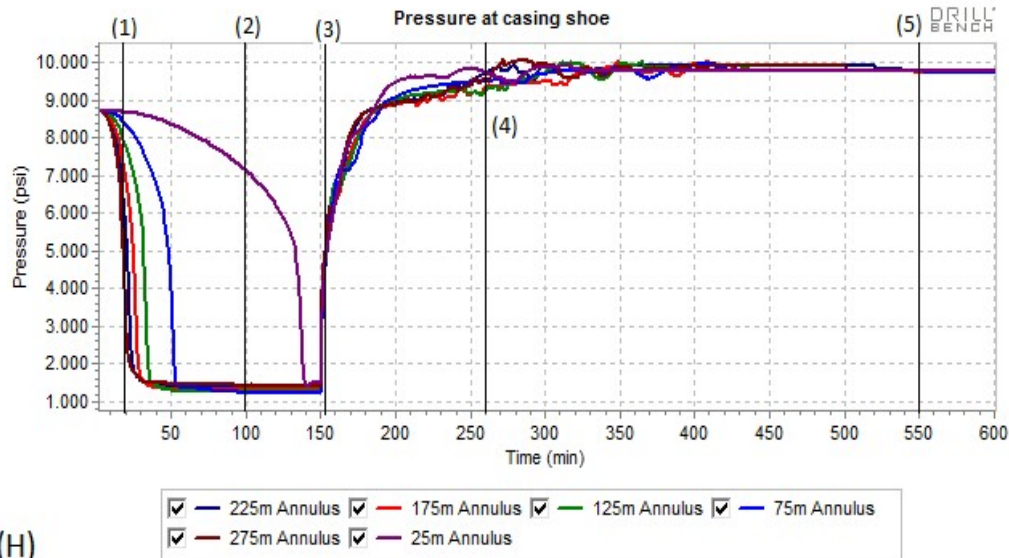


Figura 8.29 - (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.

Na Figura 8.30 (A) e (B), tem-se o gás livre e a densidade do líquido no poço em *blowout* no instante mostrado pela barra (1) nos gráficos por tempo. Observa-se que há uma diminuição da densidade do fluido à medida que se aumenta a profundidade. Porém essa diminuição é diferente para cada espessura de reservatório perfurado. Quanto menor a profundidade de reservatório exposto, maior o tempo para se gerar o *blowout*.

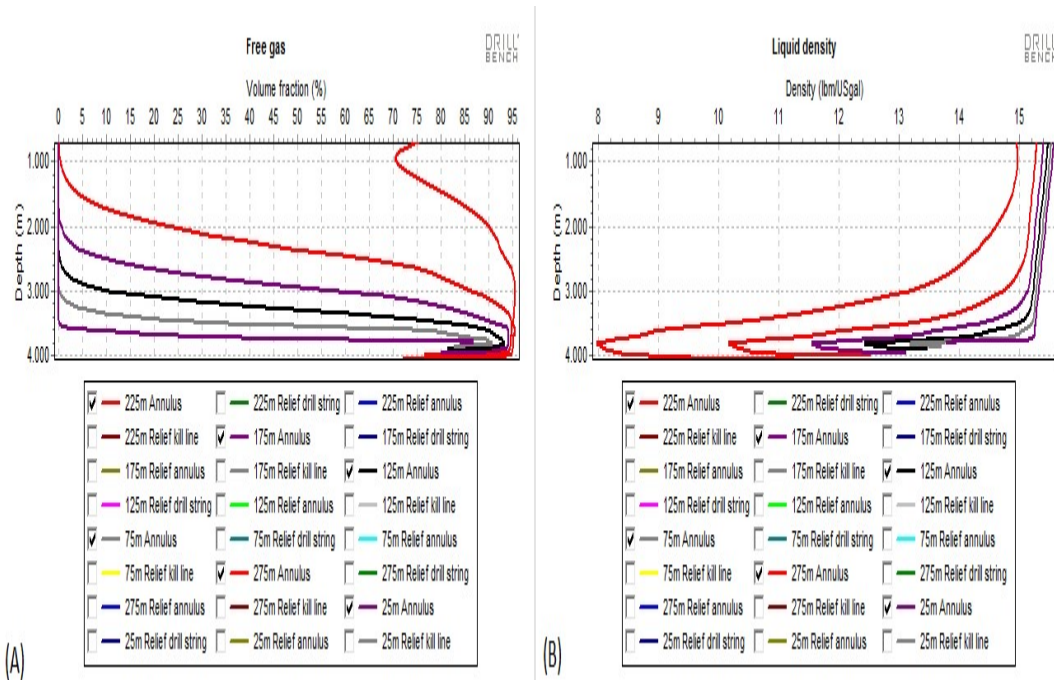


Figura 8.30 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do *blowout* – Aproximadamente em $t = 20$ min.

Na Figura 8.31 (A) e (B), tem-se a quantidade de gás livre e a densidade equivalente do fluido quando o *blowout* já está estabelecido, trata-se do instante indicado pela barra vertical (2) nas Figuras 8.29 (A) a (H). Observa-se que o poço tem quase a sua totalidade em gás livre e a densidade média no interior do poço em torno de 3,75 ppg, o que confirma o *blowout* de gás. No entanto, para o ponto selecionado ($t = 100$ min), observa-se que para 25m de reservatório exposto o *blowout* ainda não está completamente estabelecido. O ponto usado como referência ocorreu em aproximadamente $t = 100$ min de simulação e, para a simulação com 25 m de reservatório perfurado, o *blowout* estabiliza em aproximadamente $t = 140$ min, conforme Figura 8.29 (A).

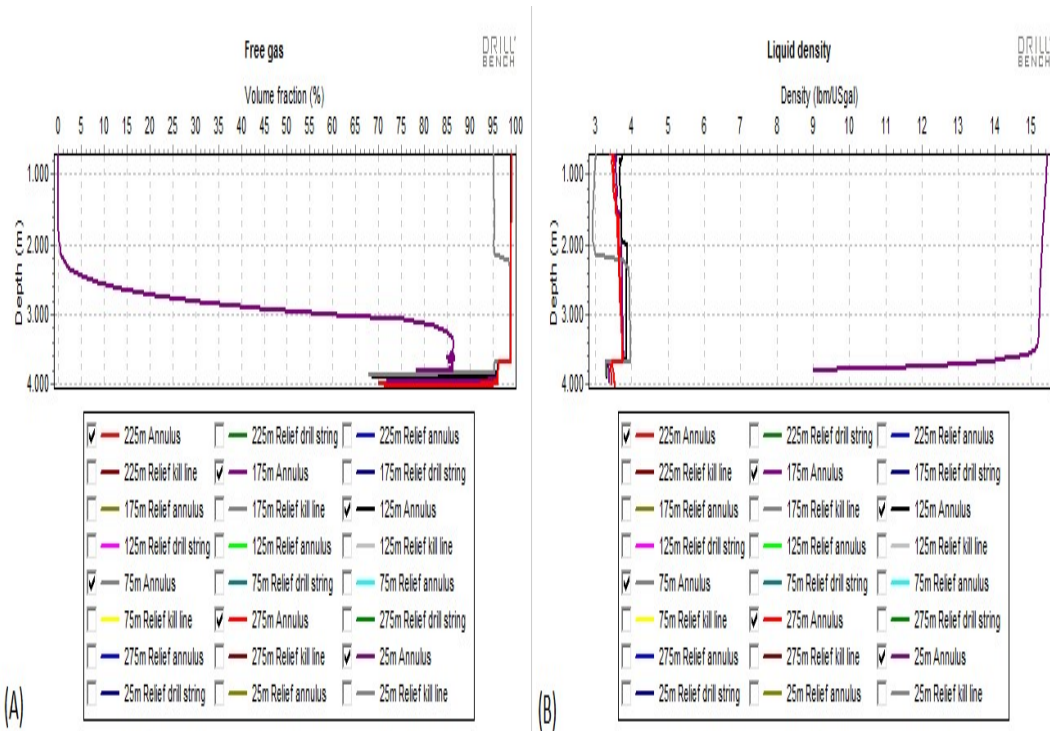


Figura 8.31 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido quando o *blowout* está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.

Nas Figuras 8.32 (A) e (B) tem-se o poço em *blowout* no início do amortecimento, isto é, representado pela barra (3) nos gráficos de tempo.

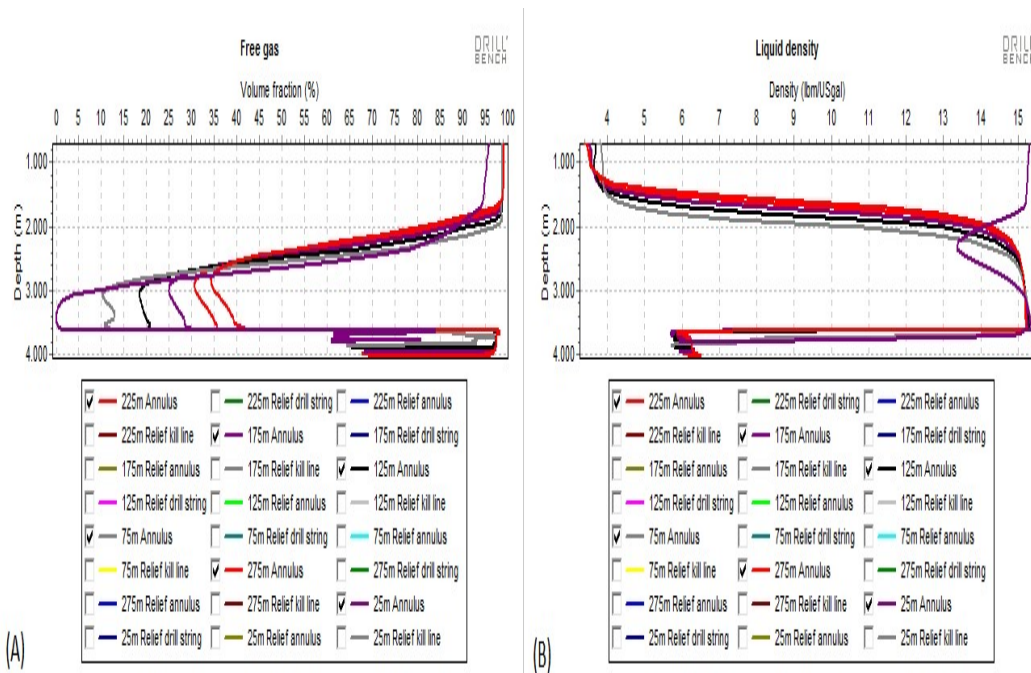


Figura 8.32 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.

Na Figura 8.33 (A) e (B), tem-se o poço de alívio no início do amortecimento (barra vertical (3) nas Figuras 8.29 (A) a (H)) e 20 min após o início do amortecimento para todos os casos simulados. Observa-se que em todos os casos simulados, de 275 a 25m de reservatório exposto houve o *free fall*, porém com durações diferentes, conforme pode ser identificado na Figura 8.29 (E) de pressão de bombeio. No início do bombeio a pressão na bomba fica estabilizada por alguns minutos, variando caso a caso conforme Figura 8.29 (E), e é nesse momento que ocorre o *free fall*.

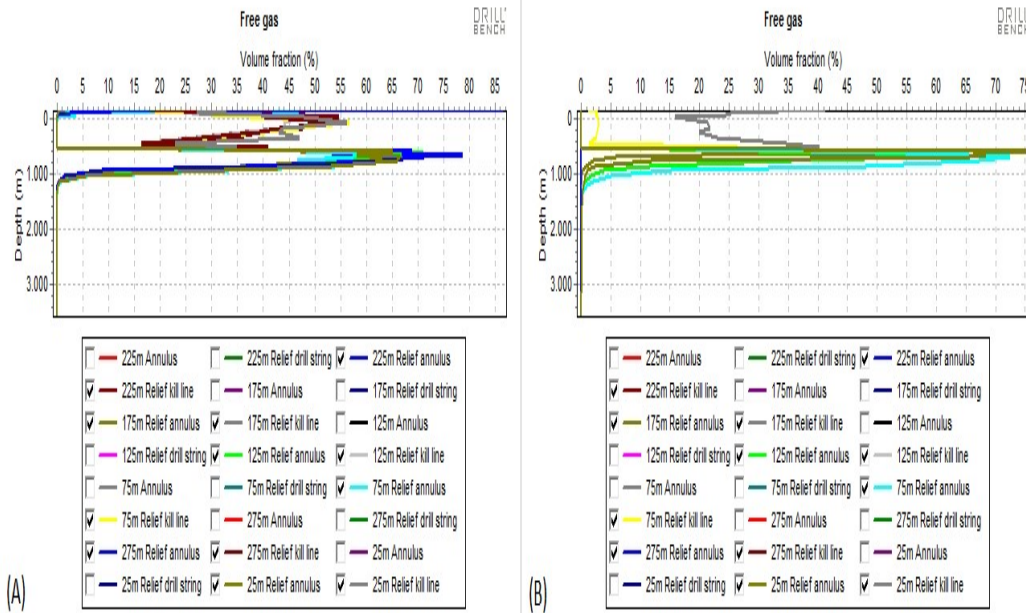


Figura 8.33 - (A) e (B) - Anular e linhas se *kill* e *choke* do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 170$ min, respectivamente.

Na Figura 8.34 (A) e (B), tem-se os dois gráficos de “free gas” e “liquid density” que ilustram o final do fluxo de hidrocarbonetos do poço (barra vertical (4) nas Figuras 8.29 (A) a (H)). Como pode ser visualizado em ambos os gráficos, apesar do influxo estar cessando e o poço estar em grande parte preenchido com o fluido de amortecimento, ainda há uma grande quantidade de gás embaixo do ponto de interceptação em 3608 m. Para que esse gás seja retirado, deve-se circular o poço com uma vazão mínima de 2500 e ainda se tenha pressão mínima na bomba, conforme a Figura 8.29 (E) entre as barras verticais (3) e (4).

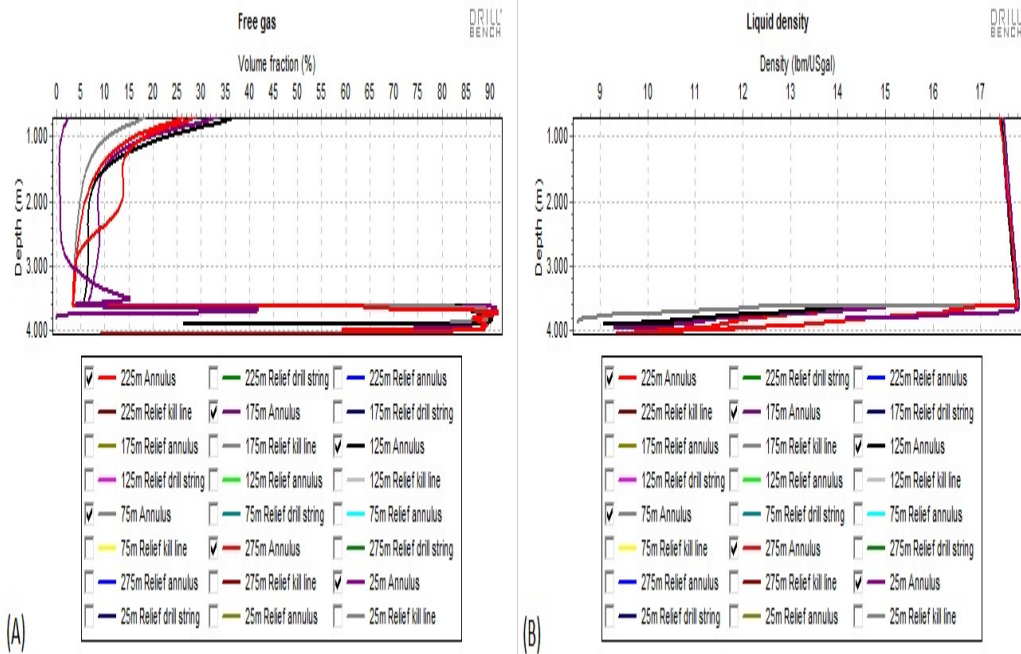


Figura 8.34 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t=260$ min.

Na Figura 8.35 (A) e (B), tem-se o poço estaticamente amortecido, ou seja, sem fluxo de hidrocarbonetos do reservatório para o poço com as bombas desligadas. Esse instante é representado pela barra vertical (5) nas Figuras 8.29 (A) a (H).

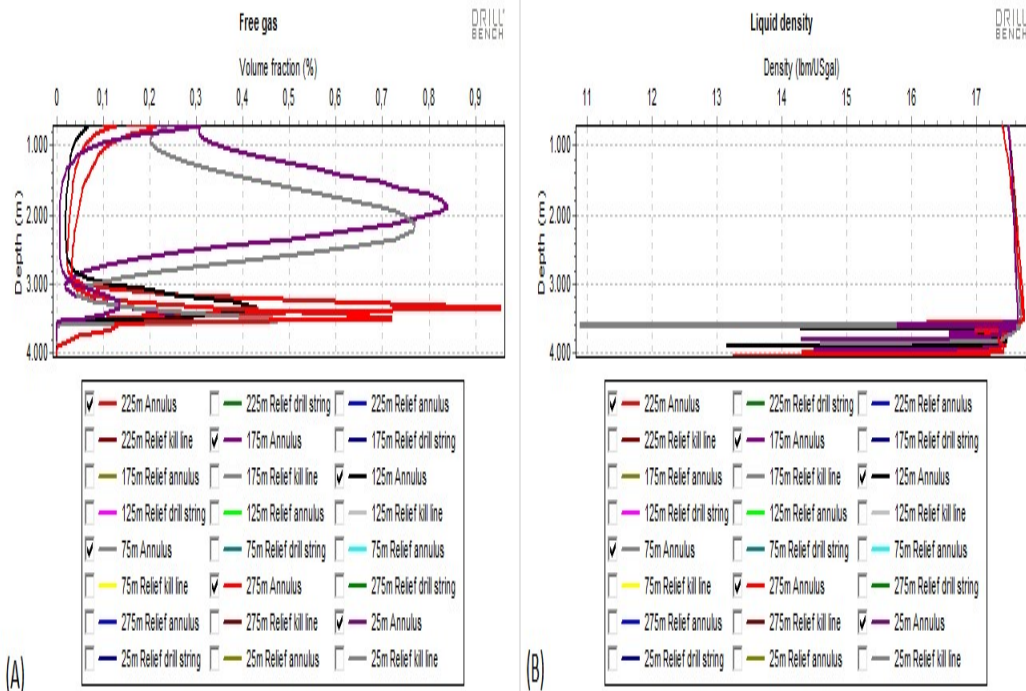
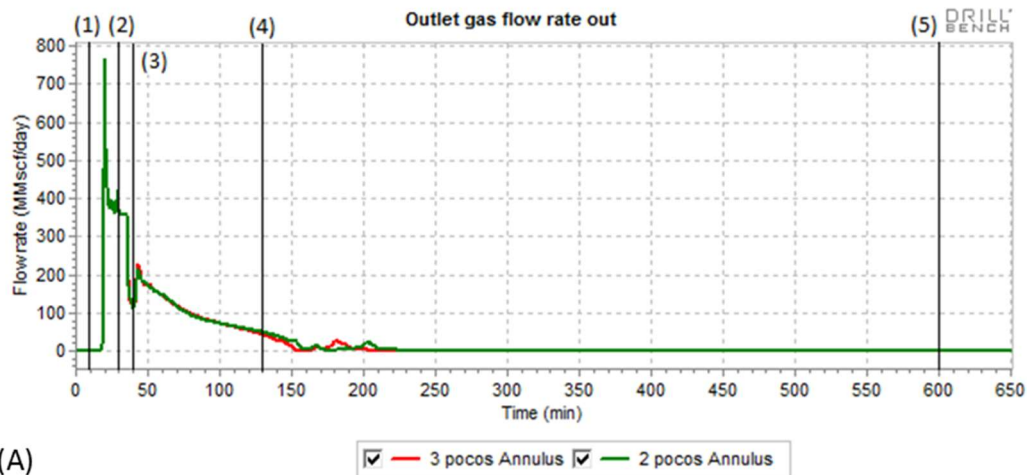


Figura 8.35 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido com bombas desligadas– Aproximadamente em $t = 550$ min.

8.6. Resultado da simulação de amortecimento para dois e três poços de alívio com toda a espessura de reservatório (275 m)

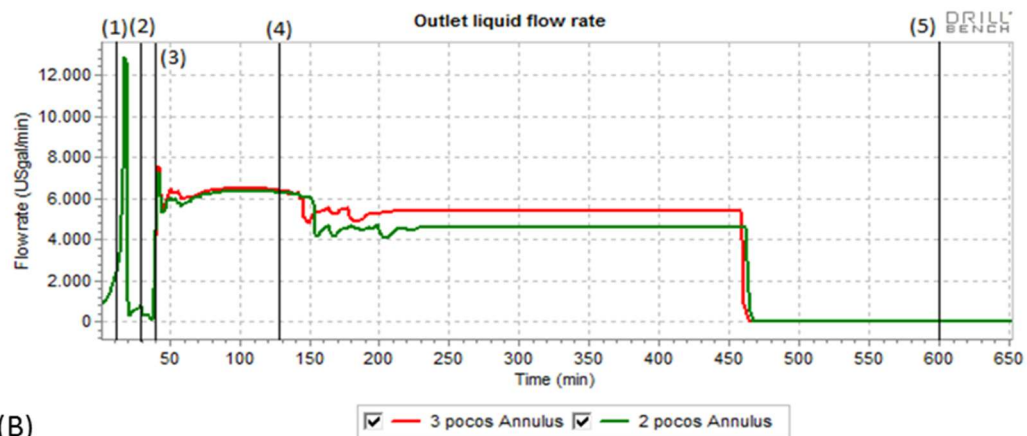
Nesse caso, foi simulado o amortecimento do poço em *blowout* com todo o reservatório exposto (275 m) considerando dois e três poços de alívio. Na Figura 8.36 (A), tem-se a quantidade de gás que sai do poço por dia. Observa-se que o comportamento da quantidade de gás que sai do poço é semelhante em ambos os casos. Há uma queda abrupta inicialmente na quantidade de gás que sai do poço no início do amortecimento, quando o fluido de 15,6 ppg que estava no poço de alívio é succionado para o poço em *blowout*. Posteriormente, há uma estabilização e uma tendência de queda gradativa, conforme explicado na seção 5.1.1.



(A)

Figura 8.36 - (A) - Gráfico que indica a quantidade de gás que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.36 (B), que indica o fluxo de fluido que sai do poço, tem-se que no amortecimento com três poços de alívio a vazão de fluido para fora do poço é maior que o amortecimento com dois poços. Isso é esperado, dado que o amortecimento com 3 poços há uma maior vazão total de bombeio total se comparado com a injeção por 2 poços de alívio.

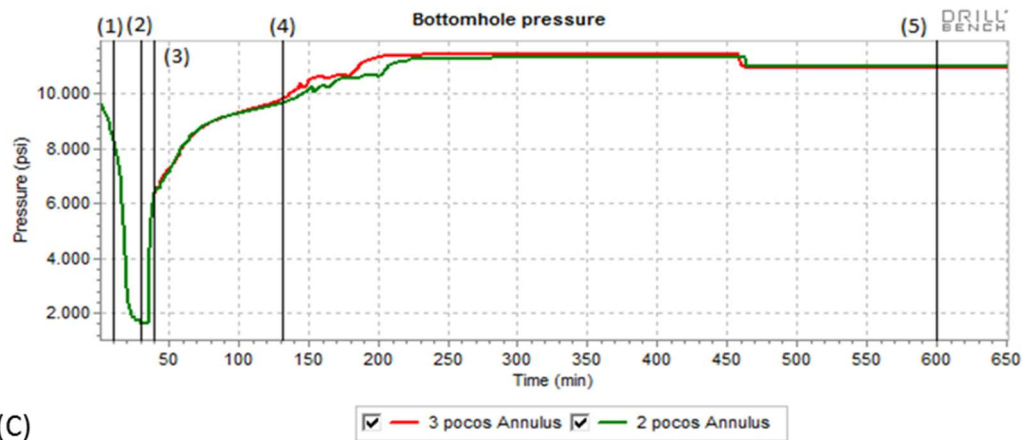


(B)

Figura 8.36 – (B) - Gráfico que indica a quantidade de líquido que sai do poço durante a simulação.

Na Figura 8.36 (C), tem-se a pressão no fundo do poço para cada um dos casos simulados. Observa-se que a pressão no fundo é semelhante em ambos os casos quando a bomba é desligada, visto que se tem fluido de amortecimento com

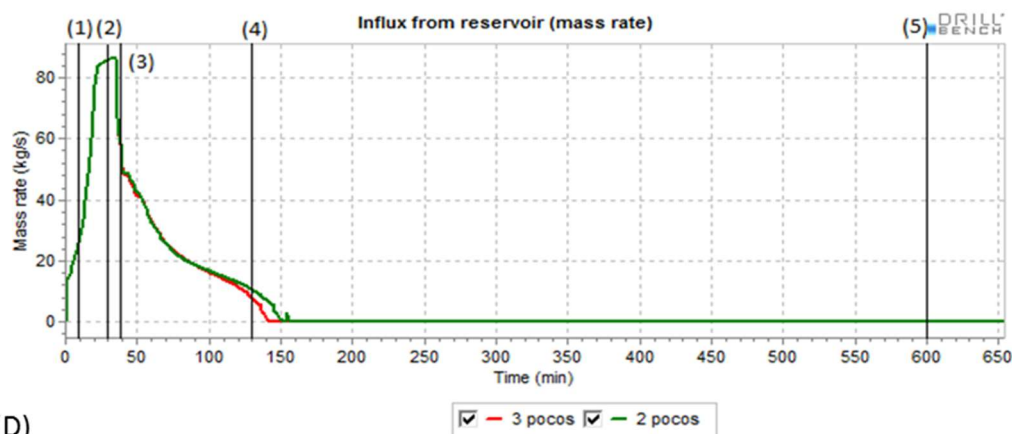
a mesma densidade. A pressão no fundo durante o bombeio com vazão mínima para retirar o gás abaixo do ponto de interceptação foi ligeiramente maior que a pressão em estática, conforme $t = 200$ min e $t = 450$ min.



(C)

Figura 8.36 – (C) – Gráfico que indica a pressão no fundo do poço em *blowout* durante a simulação.

Na Figura 8.36 (D), tem-se o influxo em massa do reservatório. Observa-se que o tempo para que o *blowout* seja cessado é bem semelhante nos dois casos, sendo ligeiramente menor na simulação com 3 poços de alívio no fim do influxo do reservatório (barra vertical (3)). Isso se deve pela menor vazão de amortecimento total quando simulado com 2 poços de alívio, o que gera menor perda de carga e, conseqüentemente, menor pressão no fundo do poço durante o amortecimento.



(D)

Figura 8.36 – (D) – Gráfico que indica o influxo em massa do reservatório durante a simulação.

A Figura 8.36 (E) mostra a pressão de bombeio durante a simulação. Observa-se que no início do bombeio (linha vertical (3)) a pressão na bomba demora um tempo para começar a crescer, ou seja, tem-se um indicativo de *free fall*. Esse comportamento é mais acentuado quando há 3 poços de alívio, visto que a vazão de bombeio por poço é inferior ao amortecimento com 2 poços de alívio.

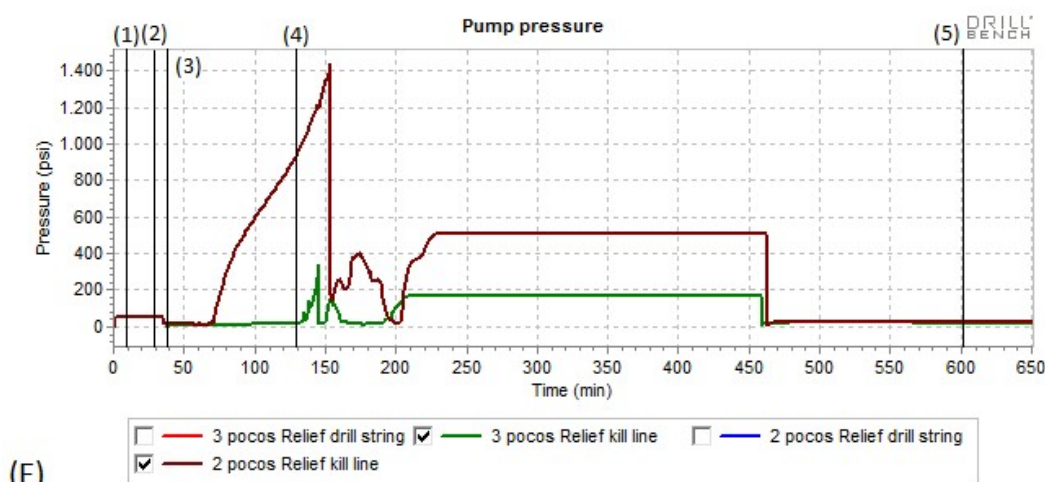


Figura 8.36 – (E) – Gráfico que indica a pressão de bombeio no tempo durante a simulação.

Na Figura 8.36 (F) tem-se as vazões de bombeio para o amortecimento do poço em *blowout* considerando 2 e 3 poços de alívio. Observa-se que a vazão mínima empregada foi de 2300 gpm para 2 poços de alívio e 1800 gpm para 3 poços de alívio para que houvesse uma pressão mínima na bomba, conforme Figura 8.36 (E). Observa-se que a vazão nos poços de alívio não é a vazão total considerando um poço, conforme 5.1.1, dividida pelo número de poços, que seria de 3150 gpm para 2 poços de alívio e 2100 para 3 poços.

No caso de 2 poços de alívio, a vazão utilizada foi de 3200 gpm por poço, pois os intervalos simulados no presente trabalho para a vazão de bomba seriam múltiplos de 100. Já no caso de 3 poços de alívio, foi aumentada a vazão em 100 gpm para cada poço acima do mínimo de 2100 gpm. O motivo desse aumento foi o tempo para o amortecimento, visto que com a vazão de 2100 gpm, o *blowout* seria cessado por volta de 300 min de simulação, o que consumiria uma quantidade muito grande de fluido de amortecimento. Com esse aumento de 100 gpm por poço, o tempo de amortecimento foi reduzido em aproximadamente 150

min, o que fez com que uma menor quantidade de fluido fosse utilizada na simulação. Outro fator relevante é que o aumento acima da vazão mínima de bombeio fez com que o tempo de *free fall* tivesse uma redução de alguns minutos em relação à simulação com a vazão mínima.

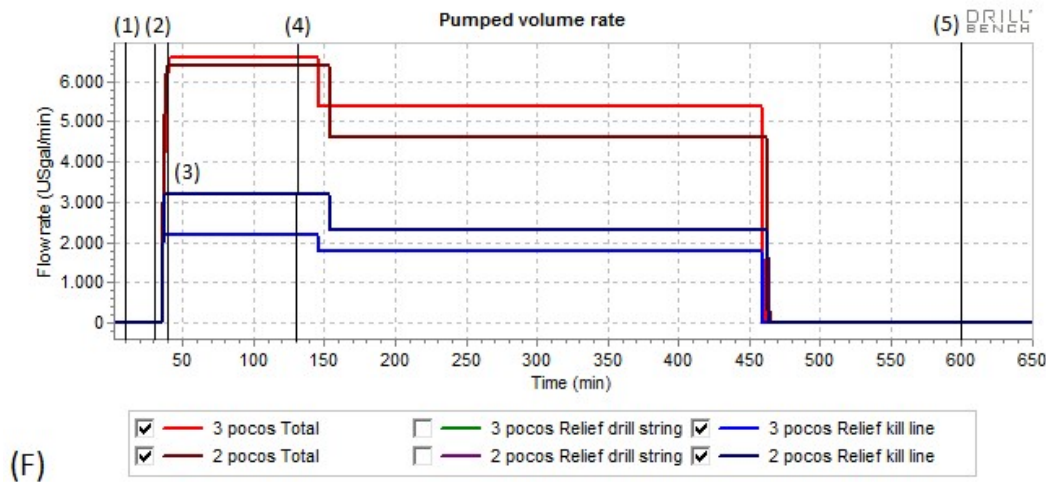


Figura 8.36 – (F) – Gráfico que indica a vazão de bombeio no tempo na simulação.

Na Figura 7.36 (G) tem-se os volumes de fluido utilizados para cada caso simulado. Há uma diferença de aproximadamente 7000 bbl de fluido no total para o amortecimento com 2 e 3 poços. No caso de 2 poços, seriam aproximadamente 26000 bbl por poço e, para 3 poços, aproximadamente 17000 bbl de fluido por poço.

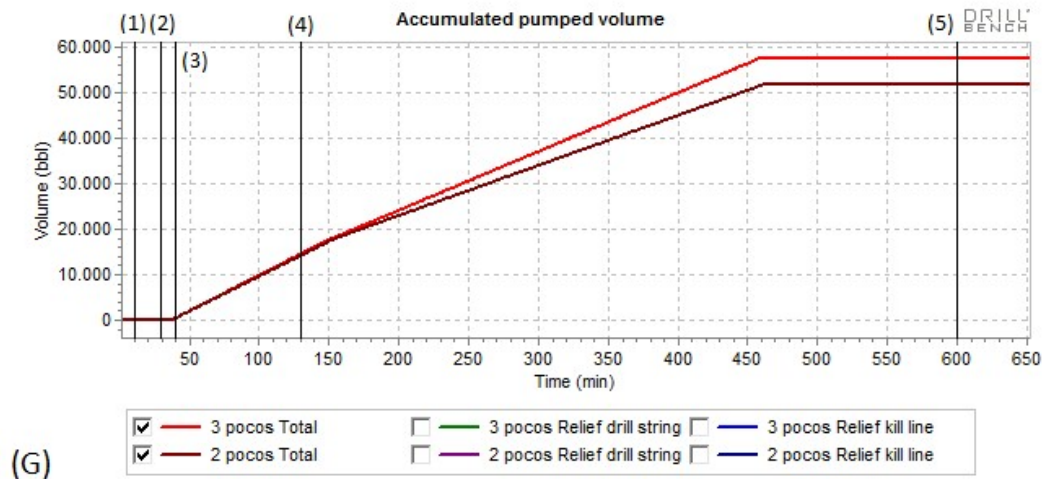


Figura 8.36 – (G) – Gráfico que indica o volume de fluido de amortecimento acumulado na simulação.

Na Figura 8.36 (H) - pressão na sapata - a pressão foi controlada após aproximadamente 250 min (fim do amortecimento – barra vertical (4) na Figura) para que não houvesse fratura da sapata. Observa-se que todas as curvas convergem para o mesmo ponto, uma vez que a pressão na sapata em todos os casos, em estática, é a mesma, pois tem-se o mesmo fluido. No entanto, na simulação com 3 poços de alívio, a pressão máxima na sapata foi de 10266 psi, ficando com uma margem de aproximadamente 86 psi. Conforme destacado em seções anteriores, trata-se de uma margem muito pequena e difícil de se controlar operacionalmente.

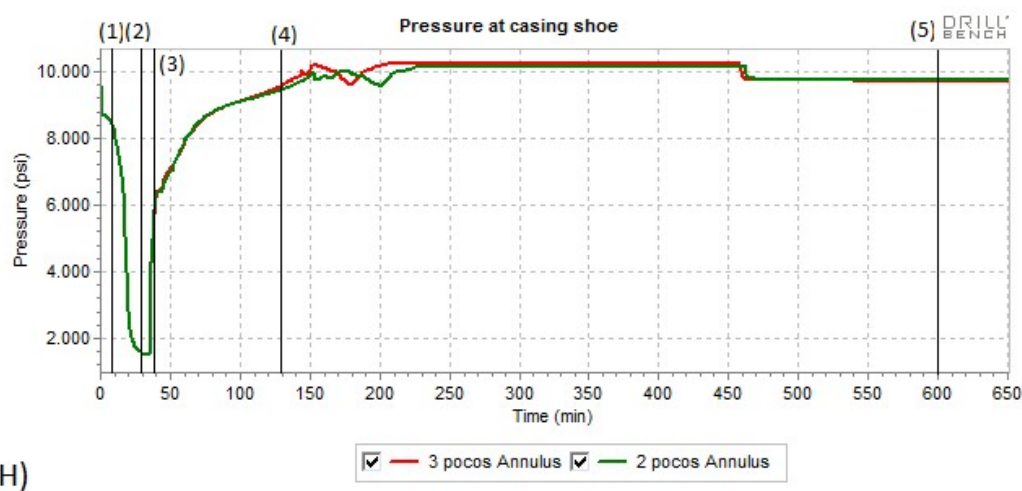


Figura 8.36 – (H) – Gráfico que indica a pressão na sapata durante a simulação.

Os gráficos de gás livre no poço e densidade média do fluido no poço para *blowout* sendo gerado, com o *blowout* estabilizado, no início do amortecimento, e no fim do influxo do reservatório além do gráfico que indica o comportamento do poço com bombas desligadas foram muito semelhantes à simulação 5.1.1. Nas simulações foi utilizado o mesmo fluido de 17,5 ppg, conforme Figuras 8.37 (A) e (B), 8.38 (A) e (B), 8.39 (A) e (B), 8.40 (A) e (B) e 8.41 (A) e (B), respectivamente.

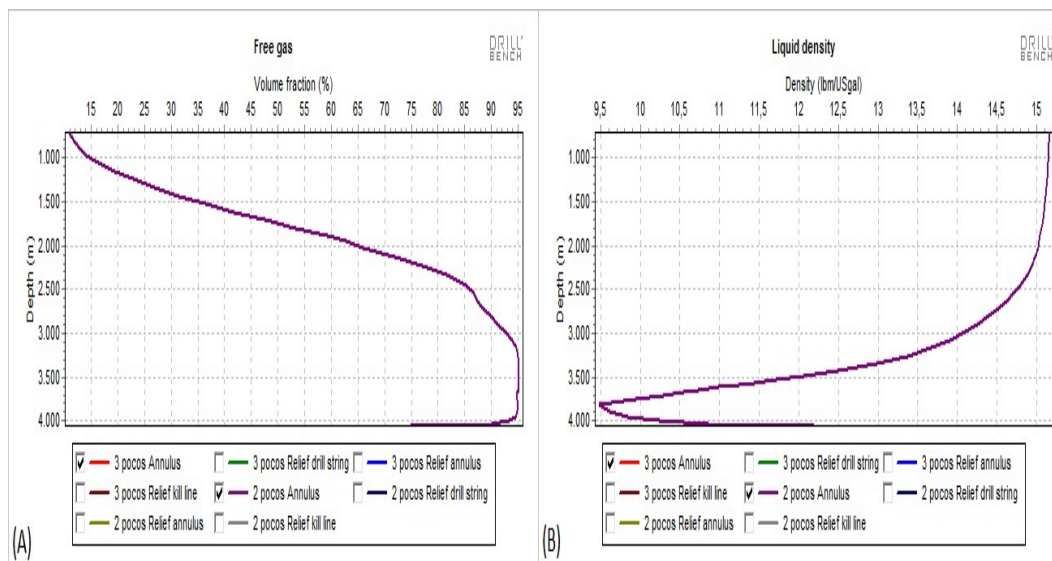


Figura 8.37 – (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do *blowout* – Aproximadamente em $t = 20$ min.

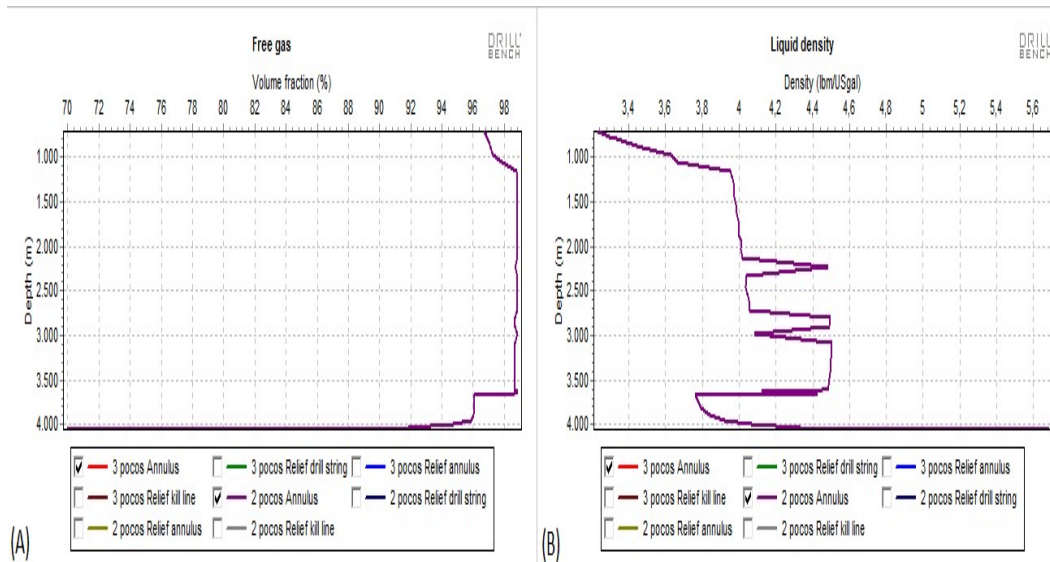


Figura 8.38 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido quando o *blowout* está estabelecido – Aproximadamente em $t = 100$ min.

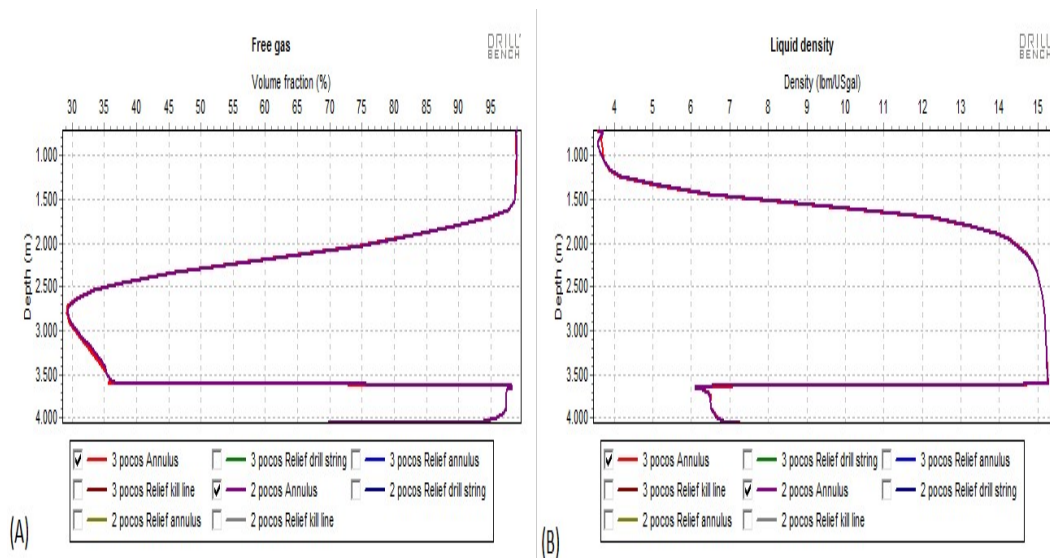


Figura 8.39 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do amortecimento – Aproximadamente em $t = 155$ min.

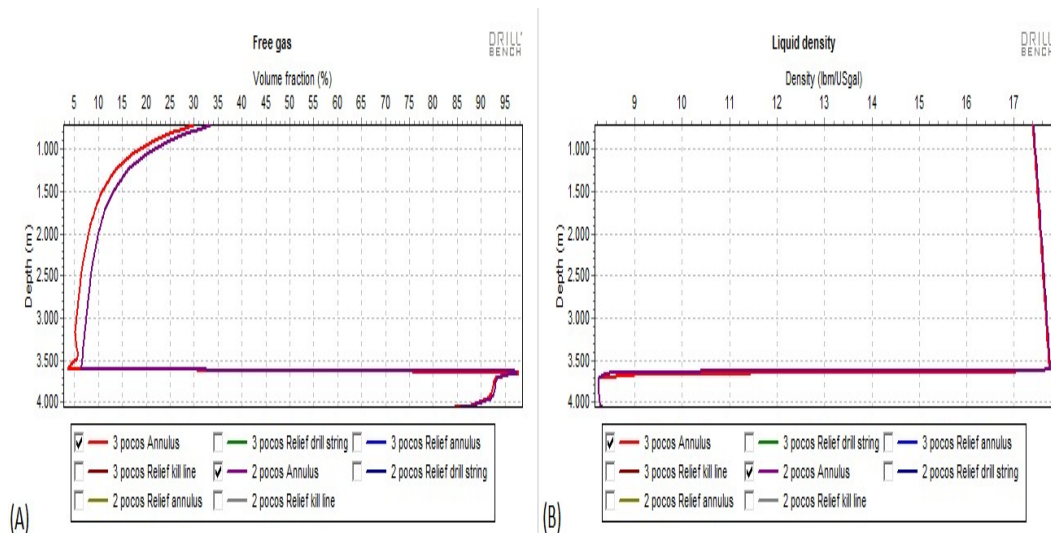


Figura 8.40 - (A) e (B) - Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no fim do amortecimento – Aproximadamente em $t = 250$ min.

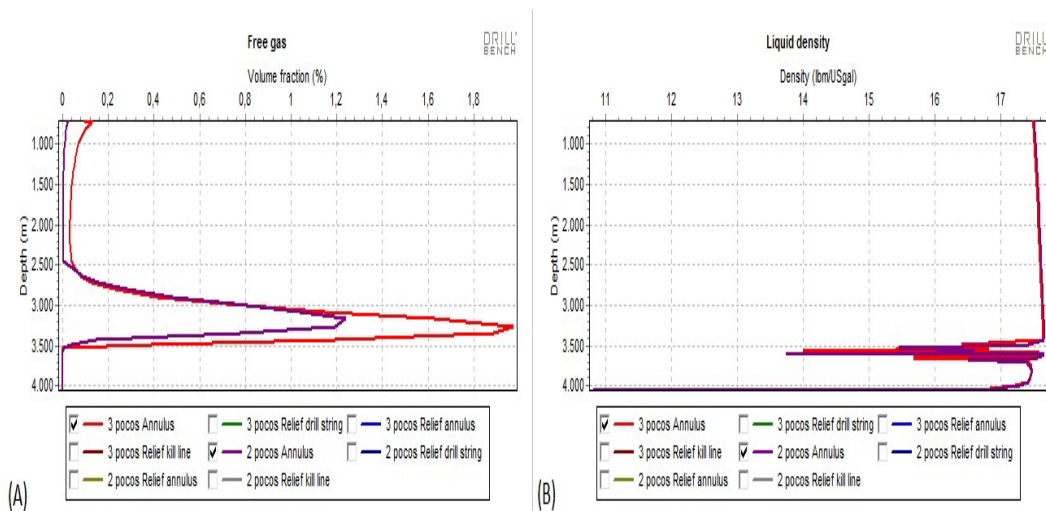


Figura 8.41 - (A) e (B) – Gráficos que indicam o gás livre no poço em *blowout* e a densidade média do fluido no início do *blowout* – Aproximadamente em $t = 700$ min.

Na Figura 8.42 (A) e (B), tem-se o poço de alívio no início do amortecimento (barra vertical (3) nas Figuras 8.36 (A) a (H)) e 25 min após o início do amortecimento. Observa-se que nos dois casos simulados houve o *free fall*, porém com durações diferentes, conforme pode ser identificado na Figura 8.36 (E) com a pressão de bombeio. No início do bombeio a pressão na bomba fica zerada por alguns minutos (aproximadamente 36 min pra 2 poços e 99 min

para 3 poços de alívio) no momento em que ocorre o *free fall*. O maior tempo no *free fall* considerando 3 poços de alívio se deve às menores vazões de bombeio por poço.

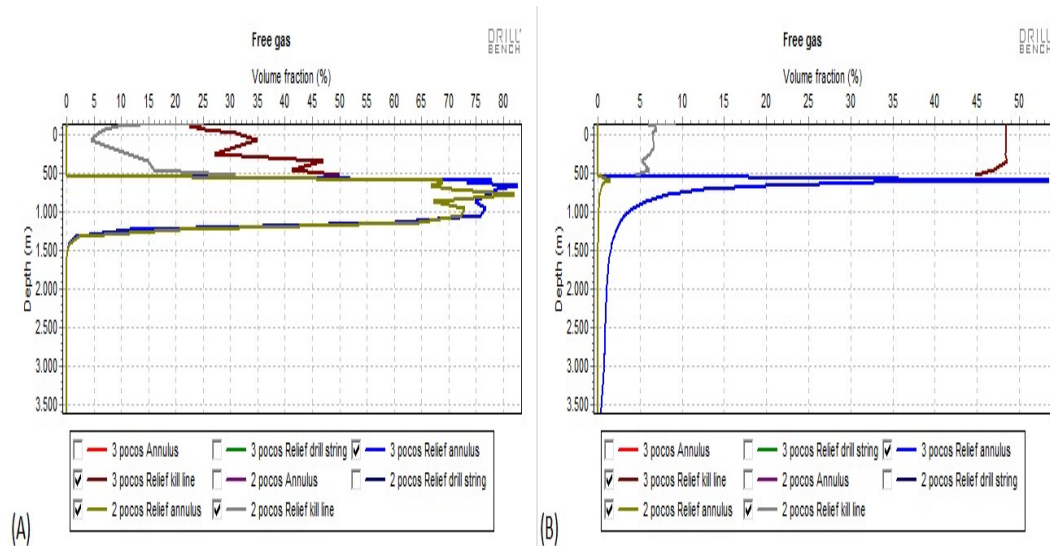


Figura 8.42 - (A) e (B) - Anular e linhas se *kill* e *choke* do poço de alívio no início do amortecimento em $t = 151$ min e $t = 170$ min, respectivamente.