DETECÇÃO DE GRANDES PERTURBAÇÕES DE VAZÃO DE PRODUÇÃO EM PLATAFORMAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO USANDO MONITORAMENTO ESTATÍSTICO DE PROCESSO

MILENA DA SILVA MACIEL

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS DA ESCOLA DE QUÍMICA DA UFRJ.

ORIENTAÇÃO: PROF. MAURÍCIO BEZERRA DE SOUZA JR., D.SC

DR. MARIO CESAR MELLO MASSA DE CAMPOS

ESCOLA DE QUÍMICA

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

2009

DETECÇÃO DE GRANDES PERTURBAÇÕES DE VAZÃO DE PRODUÇÃO EM PLATAFORMAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO USANDO MONITORAMENTO ESTATÍSTICO DE PROCESSOS

MILENA DA SILVA MACIEL

DISSERTAÇÃO APRESENTADA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M.Sc.).

ESCOLA DE QUÍMICA

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

AGOSTO 2009

DETECÇÃO DE GRANDES PERTURBAÇÕES DE VAZÃO DE PRODUÇÃO EM PLATAFORMAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO USANDO MONITORAMENTO ESTATÍSTICO DE PROCESSOS

MILENA DA SILVA MACIEL

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS DA ESCOLA DE QUÍMICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M.Sc.)

APROVADA POR:

_____
Prof. Maurício Bezerra de Souza Jr., D.Sc.
Orientador

_____
Dr. Mario Cesar Mello Massa de Campos
Orientador

_____
Prof. Anderson Wilson da Silva Henriques, D.Sc.

_____
Profª Belkis Valdman, PhD

_____
Prof. Luiz Augusto da Cruz Meleiro, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
AGOSTO DE 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

M164d MACIEL, MILENA DA SILVA.

Detecção de grandes perturbações de vazão de produção em plataformas brasileiras de petróleo usando monitoramento estatístico de processo/ Milena da Silva Maciel. – Rio de Janeiro, 2009.

xx, 193 f.: il.

Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Escola de Química, 2009.

Orientadores: Maurício Bezerra de Souza Júnior e Mario Cesar Mello Massa de Campos

1. Controle Estatístico de Processos. 2. Detecção de falhas. 3. Plataformas de produção de petróleo - Teses. I. Souza Júnior, Maurício Bezerra De (Orient.); Campos, Mario Cesar Mello Massa (Orient.) II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola de Química. III. Detecção de grandes perturbações de vazão de produção em plataformas brasileiras de petróleo usando monitoramento estatístico de processo.

CDD: 665.5

Dedico esta dissertação aos meus avós
Manuel e Creuza pelo imenso amor e enorme
dedicação ao longo de toda a minha vida.

AGRADECIMENTOS

Aos quatorze anos saí de Manaus e fui passar férias com meu irmão no Rio de Janeiro. Finalmente conheceria a Cidade Maravilhosa. Ao sair do aeroporto, deparei-me com um local que me chamou muito a atenção... “Eu gostaria muito de estudar aqui”, pensei. Tal qual o espanto, quatro anos depois cá estava eu, aluna de graduação da Escola de Química da UFRJ... E agora defendendo minha dissertação de Mestrado no local que eu sempre sonhei em estudar...

Agradeço a Deus por me ter feito acreditar que estes sonhos pudessem se tornar realidade.

Aos meus amados avós Manuel e Creuza por todo o amor, educação e apoio dedicado desde sempre, mesmo quando decidi sair de casa para encontrar novos mundos... Mesmo que isso significasse a distância que nunca queríamos... Mesmo que isso significasse não nos vermos todos os dias... Mesmo que isso significasse saudades diárias... Tudo que faço é na presença de vocês em meus pensamentos.

Agradeço à Escola de Química da UFRJ por ser a responsável por toda minha formação acadêmica e por todo conhecimento a mim passado ao longo dos cinco anos de graduação, à oportunidade de aumentar meus conhecimentos através do curso de Mestrado e em ter colocado em meu caminho mestres que influenciaram a profissional que hoje sou.

Agradeço imensamente aos meus orientadores Maurício Bezerra de Souza Jr., que através de sua dedicação, comprometimento e amor pelo ensino despertou-me o interesse na área de controle de processos; e Mario Cesar Mello Massa de Campos pelo profissionalismo, experiência, idéias e disponibilidade em me atender durante seus dias atribulados de trabalho. A oportunidade de poder trabalhar com estes profissionais me fez entender a importância da visão acadêmica integrada com a vida real do que são os problemas operacionais. Muito obrigada!

Agradeço aos professores Anderson Henriques, Belkis Valdman e Luiz Meleiro por terem aceitado participar da banca avaliadora.

Agradeço à PETROBRAS, em especial à UN-BC e à UN-RIO pelas valiosas informações e suporte durante toda a elaboração do estudo. Agradeço especialmente ao Leonardo Carbone por ter me tirado muitas dúvidas em relação à sua área de atuação.

À minha mãe que me apoiou quando resolvi tomar essa decisão de começar o Mestrado e ter que deixar o trabalho. Aos meus familiares que não estão aqui do meu lado, mas que sei, torcem diariamente pelo meu sucesso, tornando as dificuldades cada vez mais possíveis de serem superadas.

Aos meus amigos que ao longo destes anos tornaram-se parte da minha família. Sem eles, a distância de casa seria muito mais difícil.

Aos meus queridos amigos Bruno Cardozo, Cristina Almeida, Luiz Henrique, Alain Carelli, que tiveram participação especial ao longo de mais esta etapa da minha vida. Sem vocês tudo seria mais complicado.

Por fim, ao Marcos por todo o amor, apoio, paciência e dedicação ao longo de todos esses anos de convivência que espero ser para sempre.

RESUMO

MACIEL, Milena da Silva. Detecção de grandes flutuações de vazão de produção em plataformas brasileiras de petróleo usando monitoramento estatístico de processos. Orientadores: Maurício Bezerra de Souza Júnior e Mario Cesar Mello Massa de Campos. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2009. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos).

Para que o fluido produzido em ambiente *offshore* possa ser comercializado, é necessário que seja separado e suas fases tratadas individualmente, a fim de atender às especificações de qualidade requeridas pelos clientes. Além do petróleo, a água produzida deve ser enquadrada de acordo com os critérios estipulados pela legislação ambiental. Para isso, as plataformas de produção de petróleo *offshore* necessitam ser dotadas de uma planta de processamento primário. Normalmente, os separadores gravitacionais são os primeiros equipamentos da planta de processamento de fluidos e devem ser capazes de receber toda a flutuação da carga produzida nos poços a ela interligados, de forma que nenhuma alteração brusca nos parâmetros de controle deste equipamento leve a uma parada do processo. As flutuações de vazão podem ser ocasionadas por muitos motivos e quanto mais cedo for detectada, mais liberdade de atuação terá o operador de forma a minimizar os efeitos deste tipo de ocorrência. Este trabalho tem o objetivo de caracterizar as flutuações de vazão e avaliar a possibilidade de detectar este fenômeno a partir de parâmetros operacionais disponibilizados na plataforma. Utilizando-se a variável pressão de chegada do fluido na superfície como indicadora de ocorrência de grande flutuação de vazão de produção para caracterizar a qualidade do processo estudado e adotando-se uma ferramenta de detecção de falhas baseado em dados, o monitoramento estatístico de processos, foi avaliado o comportamento de um dos poços interligados à plataforma estudada. As metodologias de análise qualitativa para levantamento das variáveis importantes e de análise quantitativa para determinação dos limites de controle são apresentadas e aplicadas a um poço produtor. Como resultado, concluiu-se que é possível prever a ocorrência de flutuações grandes na pressão de chegada com uma antecedência de cerca de 100 minutos, pelo monitoramento de pressões no arranjo submarino.

ABSTRACT

MACIEL, Milena da Silva. High production flow fluctuation detection in brazilian platforms using statistical process monitoring. Advisors: Maurício Bezerra de Souza Júnior and Mario Cesar Mello Massa de Campos. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2009. MSc Dissertation (Graduate Program on Technology of Chemical and Biochemical Processes).

In order to be commercialized, the fluid produced in offshore platforms need to be separated and treated to attend the quality specifications requested by the clients. Besides oil, produced water must follow the environmental legislation specifications. For that, the platforms must have a primary process plant. Usually, gravitational separators are the first equipments on the plant and they must be able to receive all the feed fluctuations produced from the wells connected to it, so no high change in control variables lead the process to a shutdown. Flow fluctuations can happen due to a lot of reasons and sooner it is detected, easier the operator can deal with the problem, in order to minimize the effects of such event. This study has the objective to characterize high feed flow fluctuations and evaluate the possibility to detect such phenomenon using operational parameters available in the production platforms. Using the pressure in the top of the riser as an indication of the event of high feed flow fluctuation, parameter that indicates the quality of the studied process, using statistical process monitoring tools based on historical data, the behavior of one of the produced wells connected to the platform was evaluated. The qualitative analysis methodologies to identify important variables and the quantitative ones to determine the control limits are presented and used for one produced well. As a result, it was concluded that it is possible to detect high fluctuations in feed flow with approximately 100 minutes before the event occurs on topside through subsea pressure monitoring.

NOMENCLATURA

A – Área de seção de escoamento da linha de produção

A_G – Área de seção de escoamento do gás

A_L – Área de seção de escoamento do líquido

A_R – Área de seção de escoamento do *riser*

D – Diâmetro da linha de produção

D_R – Diâmetro do *riser*

g - Aceleração da gravidade

h – Altura de líquido no escoamento estratificado

H_L – *Holdup* de líquido

Lp – Comprimento da linha de produção (horizontal)

P_e - Pressão estática do reservatório

Pin – Pressão na zona de injeção de *gas lift*

P_{wf} - Pressão de fundo em fluxo

P_{wh} - Pressão na cabeça do poço

P_G – Pressão absoluta do gás na linha de produção

Pgl – Pressão de *gas lift*

P_R – Pressão absoluta na base do riser

Qgl – Vazão de injeção de gás para gas lift

U_G^S - Velocidade superficial do gás

U_L^S - Velocidade superficial do líquido

$U_G^{S,BOE}$ - Velocidade superficial do gás para critério de Boe

ΔP – Perda de carga

ΔP_{res} - Perda de carga no reservatório

ΔP_{elev} - Perda de carga na elevação

ΔP_{coleta} - Perda de carga na coleta

ξ – Ângulo de inclinação do *riser* com a horizontal

LISTA DE ABREVIATURAS

ANM – Árvore de Natal Molhada

BCS – Bombeio Centrífugo Submerso

BM – Bombeio Mecânico

BCP – Bombeio por Cavidades Progressivas

BS&W – *Basic sediments and water*

FPSO – *Floating and Production Storage Offloading*

FV – Válvula controladora de vazão

GLC – *Gas Lift* Contínuo

GLI – *Gas Lift* Intermitente

P&ID – *Process and Instrumentation Diagram*

UEP – Unidade Estacionária de Produção

LIC – Limite Inferior de Controle

LSC – Limite Superior de Controle

PDG – *Permanent Downhole Gauge*

PV – Válvula controladora de pressão

RGO – Razão Gás-Óleo

TEG – Tri-etileno glicol

TLP – *Tension Leg Platform*

TPT – Transdutor de Pressão e Temperatura

TOG – Teor de óleos e graxas

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Produção marítima de petróleo no Brasil (adaptado de GONÇALVES et al, 2004) 1
Figura 2 – Fluxo de óleo do reservatório até a UEP (GONÇALVES et al, 2008) 6
Figura 3 – Identificação das pressões ao longo do escoamento (GONÇALVES et al, 2008) 7
Figura 4 – Sistema de elevação artificial por *gas lift* (DE ROSSI, 2008) 10
Figura 5 – Curva para elevação artificial por *gas lift* (adaptado de NUNES et al, 2008) 11
Figura 6 – Padrões de escoamento vertical (GONÇALVES et al, 2008) 14
Figura 7 – Padrões de escoamento horizontal (adaptado de DE ROSSI, 2008) 14
Figura 8 – Transição de escoamento bolhas-golfadas (GONÇALVES et al, 2008) 15
Figura 9 – Mapa do escoamento vertical (GONÇALVES et al, 2008) 16
Figura 10 – Mapa do escoamento horizontal (GONÇALVES et al, 2008) 16
Figura 11 – *Riser* e linha de produção de inclinação levemente negativa (adaptado de GONÇALVES, 2008 e NUNES et al, 2004) 17
Figura 12 – Ciclo para ocorrência de intermitência severa (GONÇALVES et al, 2008) 18
Figura 13 – Formas de minimizar a ocorrência de intermitência severa (adaptado de GONÇALVES et al, 2008) 21
Figura 14 – Separação dos fluidos com sistema individual a jusante 26
Figura 15 – Separador trifásico de produção (DALLA COSTA, 2008) 28
Figura 16 – Vaso separador trifásico com sistema de controle 29
Figura 17 – Diagrama de blocos do condicionamento de gás (SANTOS, 2007) 31
Figura 18 – Tratamento de água produzida 32
Figura 19 – Esquemático do gráfico de controle estatístico de processo 36
Figura 20 – Arranjo submarino da plataforma 39
Figura 21 – Esquema de alinhamento entre poços e *manifold* para os *headers* de produção 40
Figura 22 – Esquema de parte da planta de processamento primário 42
Figura 23 – Esquema de interligação de poços para a plataforma B 44
Figura 24 – Esquema da planta de tratamento de óleo da plataforma B para um poço 46
Figura 25 – Esquema da planta de processamento de gás da plataforma B 48
Figura 26 – Pressão no TPT ao longo do tempo para um poço satélite 54
Figura 27 – Pressão no TPT ao longo do tempo para o problema tipo I 54
Figura 28– Pressão no *manifold* da plataforma A 55
Figura 29 – Pressão de chegada na plataforma A 55
Figura 30 – Pressão de *gas lift* para a plataforma A 56
Figura 31 – Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 1 57
Figura 32 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 1 57
Figura 33 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 1 58
Figura 34 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 1 58
Figura 35 - Gráfico de pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 1 59
Figura 36 – Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 1 59
Figura 37 – Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 1 60

Figura 38 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 1 61
Figura 39 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 1 61
Figura 40 – Arranjo da plataforma A 65
Figura 41 - Comportamento da pressão no *header* de produção e pressão no *manifold* contra o tempo 67
Figura 42 – Arranjo submarino da plataforma B 68
Figura 43 - Representação da localização das variáveis analisadas 69
Figura 44 – Pressão no PDG e pressão de chegada versus tempo do poço 4 para o mês de janeiro 70
Figura 45 – Pressão no PDG para o dia 04 de janeiro 70
Figura 46 – Comportamento da pressão no PDG e pressão de chegada do fluido na plataforma para o poço 4 71
Figura 47 – Pressão no PDG e pressão de chegada ao longo do dia 08 de janeiro 72
Figura 48 – Pressão no PDG versus tempo para um trecho do dia 08 de janeiro 73
Figura 49 – Comportamento da pressão de chegada versus tempo para o poço 2 73
Figura 50 – (a) Comportamento da pressão de chegada e pressão de *gas lift* 75
Figura 51 - Comportamento da pressão de chegada e vazão de *gas lift* 76
Figura 52 – Comportamento da pressão de chegada e pressão de *gas lift* 76
Figura 53 - Comportamento da pressão de chegada e vazão de *gas lift* entre os dias 13 e 14 de fevereiro 77
Figura 54 - Comportamento da pressão de chegada e pressão de *gas lift* 77
Figura 55 - Comportamento da pressão de chegada e vazão de *gas lift* para o período menos oscilatório 78
Figura 56 – Gráfico de pressão de chegada e pressão no TPT para o trecho I 80
Figura 57 – Gráfico de pressão de chegada e pressão de *gas lift* para o trecho I 81
Figura 58 - Gráfico de pressão de chegada e vazão de *gas lift* para o trecho I 81
Figura 59 - Gráficos de pressão de chegada e pressão e vazão de *gas lift* para o trecho II 82
Figura 60 - Gráfico de pressão de chegada e pressão no TPT para o trecho III 83
Figura 61 - Gráfico de pressão de chegada e pressão de *gas lift* para o trecho III 83
Figura 62 - Gráficos de pressão de chegada e pressão e vazão de *gas lift* para o trecho III 84
Figura 63 – Procedimento para análise quantitativa de dados 87
Figura 64 – Gráfico de pressão de chegada do fluido na plataforma 88
Figura 65 – Gráfico de controle para a amplitude móvel 89
Figura 66 - Gráfico de controle para a medida individual 89
Figura 67 – Gráficos de controle para a medida e amplitude da pressão de chegada 90
Figura 68 - Gráfico de controle para a medida individual para todo o período estudado 91
Figura 69 – Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel 92
Figura 70 - Gráfico de pressão no TPT ao longo do tempo 93
Figura 71 – Gráfico de controle para a amplitude móvel 93
Figura 72 - Gráfico de controle para as medidas individuais para a pressão no TPT 94
Figura 73 – Gráficos de controle para a medida e amplitude da pressão no TPT 95

Figura 74 – Comparação entre descontrole para pressão de chegada e pressão no TPT.....96
Figura 75 – Comparação entre descontrole para pressão de chegada e pressão no TPT para menor período.....97
Figura 76 - Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel da pressão no TPT.....98
Figura 77 - Gráfico de pressão de *gas lift* ao longo do tempo.....99
Figura 78– Gráfico de controle para a amplitude móvel para a pressão de *gas lift*.....100
Figura 79 - Gráfico de controle para as medidas individuais de pressão de *gas lift*.....100
Figura 80 - Gráficos de controle para a medida e amplitude da pressão de *gas lift*.....101
Figura 81 - Gráfico de pressão de gas lift com seus limites de controle.....102
Figura 82 – Pressão de chegada do fluido na plataforma e pressão de *gas lift* com seus respectivos limites de controle para a medida individual.....102
Figura 83 - Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel da pressão de *gas lift*.....103
Figura 84 - Gráfico de pressão de *gas lift* ao longo do tempo.....104
Figura 85– Gráfico de controle para a amplitude móvel para a vazão de *gas lift*.....105
Figura 86 – Gráfico de controle para a amplitude móvel para a vazão de *gas lift*.....105
Figura 87 - Gráfico de vazão de *gas lift* com seus limites de controle.....106
Figura 88 - Pressão de chegada do fluido na plataforma e vazão de *gas lift* com seus respectivos limites de controle.....107
Figura 89 - Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel da vazão de *gas lift*.....108
Figura 90 - Comportamento da pressão de chegada para o poço 8.....109
Figura 91 – Comportamento da pressão de chegada para o poço 2.....110
Figura 92 - Comportamento da pressão de chegada para o poço 4.....110
Figura 93 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 2.....121
Figura 94 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 2.....121
Figura 95 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 2.....122
Figura 96 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 2.....122
Figura 97 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 2.....123
Figura 98 – Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 2.....124
Figura 99 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 2.....124
Figura 100 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 2.....125
Figura 101- Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 2.....125
Figura 102 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 3.....126
Figura 103 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 3.....126
Figura 104 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 3.....127
Figura 105 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 3.....127
Figura 106-Gráfico de pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 3..128
Figura 107 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 3.....128
Figura 108 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 3.....129

Figura 109 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 3 130
Figura 110 - Vazão de *gas lift* versus tempo para o poço 3 130
Figura 111 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 4.....131
Figura 112 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 4 131
Figura 113 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 4.....132
Figura 114 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 4 132
Figura 115 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 4 133
Figura 116 - Abertura da válvula *choke* versus tempo para o poço 4 133
Figura 117 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 4 134
Figura 118 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 4 134
Figura 119 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 4 135
Figura 120 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 5.....135
Figura 121 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 5 136
Figura 122 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 5.....136
Figura 123 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 5 137
Figura 124 Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 5 137
Figura 125 - Abertura da válvula *choke* versus tempo para o poço 5 138
Figura 126 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 5 138
Figura 127 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 5 139
Figura 128 - Vazão de *gas lift* versus tempo para o poço 5 139
Figura 129 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 6.....140
Figura 130 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 6 140
Figura 131 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 6.....141
Figura 132 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o período inicial 141
Figura 133 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o período inicial 142
Figura 134 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 6 142
Figura 135 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 26 143
Figura 136 - Abertura da válvula choke versus tempo para o poço 6 143
Figura 137 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 6 144
Figura 138 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 6 145
Figura 139 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 6 145
Figura 140 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 7.....146
Figura 141 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 7 146
Figura 142 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 7.....147
Figura 143 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 7 147
Figura 144 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 7 148
Figura 145 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 7 148
Figura 146 - Abertura da válvula *choke versus* tempo.....149
Figura 147 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo 149
Figura 148 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 7 150
Figura 149 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 7 150

Figura 150 - Vazão *de gas lift versus* tempo para o poço7 151
Figura 151 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 8.....151
Figura 152 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 8 152
Figura 153 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 3.....152
Figura 154 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 8 153
Figura 155 – Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 8 153
Figura 156 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 8 154
Figura 157 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 8 154
Figura 158 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 8 155
Figura 159 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 8 155
Figura 160 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 9.....156
Figura 161 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 9 156
Figura 162 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 9.....157
Figura 163 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 9 157
Figura 164 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 9 158
Figura 165 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 9 158
Figura 166 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 9 159
Figura 167 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 9 159
Figura 168 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 9 160
Figura 169 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 10.....160
Figura 170 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 10 161
Figura 171 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 10.....161
Figura 172 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 10 162
Figura 173 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 10 162
Figura 174 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 10 163
Figura 175 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 10 163
Figura 176 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 10 164
Figura 177 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 10 164
Figura 178 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 11.....165
Figura 179 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 11 165
Figura 180 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 11.....166
Figura 181 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 11 166
Figura 182 - Pressão de chegada do fluido na plataforma versus tempo para o poço 11 167
Figura 183 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 11 167
Figura 184 – Pressão a jusante da válvula choke para o poço 11 168
Figura 185 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 11 168
Figura 186 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 11 169
Figura 187 – Gráficos de controle para a amplitude móvel (a) e pressão de chegada (b) para determinação dos limites de controle para o poço 2 170
Figura 188 - Gráficos de controle para o poço 2 para toda a amostra 170

Figura 189 - Gráficos de controle para a amplitude móvel (a) e pressão de chegada (b) para determinação dos limites de controle para o poço 4 171
Figura 190 - Gráficos de controle para o poço 4 para toda a amostra 171
Figura 191 - Gráficos de controle para a amplitude móvel (a) e pressão de chegada (b) para determinação dos limites de controle para o poço 8 172
Figura 192 - Gráficos de controle para o poço 8 para toda a amostra 172

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação de algoritmos de detecção e modo de falhas 33

Tabela 2 – Instrumentos instalados na plataforma A.....49

Tabela 3 – Instrumentos instalados na plataforma B.....50

Tabela 4 - Exemplo de informações levantadas no sistema em terra para a plataforma B 52

Tabela 5 – Exemplo de dado convertido.....52

Tabela 6 – Análise da qualidade dos sensores para a plataforma B.....62

Tabela 7 – Exemplo de erros no banco de dados 64

Tabela 8 – R^2 das variáveis para avaliação da autocorrelação.....85

Tabela 9 – Desvio-padrão para as pressões 101

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO 1

CAPÍTULO 2 - FUNDAMENTOS 4

2. O PROCESSO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO 5

2.1. Elevação e Escoamento de Fluidos 5

2.1.1. Etapas de fluxos do fluido 5

2.1.1.1. Fluxo no meio poroso 5

2.1.1.2. Fluxo na coluna de produção 5

2.1.1.3. Fluxo na superfície 6

2.1.2. Métodos de elevação 9

2.1.3. Padrões de escoamento 12

2.1.4. Intermitência Severa 16

2.2. Processamento Primário de Fluidos 23

2.2.1. Características do petróleo 24

2.2.1.1. °API 25

2.2.1.2. Emulsões 25

2.2.1.3. Espuma 25

2.2.2. Vasos separadores 26

2.2.2.1. Sistemas de controle de vasos separadores 28

2.2.3. Tratamento do gás 30

2.2.4. Tratamento do óleo 31

2.2.5. Tratamento da água produzida 31

2.3. Detecção e diagnóstico de falhas 32

2.4. Monitoramento Estatístico de Processos 34

CAPÍTULO 3 – LEVANTAMENTO E ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS SENSORES 37

3. LEVANTAMENTO DOS ESTUDOS DE CASO 38

3.1. Plataformas 38

3.1.1. Plataforma A 38

3.1.2. Plataforma B 43

3.2. Levantamento das informações disponíveis em campo 49

3.3. Análise das informações levantadas 51
3.4. Análise das informações coletadas 53
3.4.1. Plataforma A 53
3.4.2. Plataforma B 56
CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DOS DADOS E APLICAÇÃO DE FERRAMENTA DE DETECÇÃO DE FALHAS 63
4.1. Limpeza dos dados 64
4.2 Análise qualitativa das informações 64
4.2.1. Análise da configuração para monitoramento do evento 64
4.2.1.1 Plataforma A 64
4.2.1.2 Plataforma B 68
4.3 Análise estatística 84
4.4 Monitoramento do comportamento dos poços 109
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 111
5.1. Conclusões 112
5.2 Sugestões para trabalhos futuros 114
CAPÍTULO 6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 116
ANEXO I - ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS SENSORES DA PLATAFORMA B 121
ANEXO II – ANÁLISE QUANTITATIVA PARA OS POÇOS 2, 4 E 8 170

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A produção de petróleo no Brasil cresceu muito graças aos contínuos avanços tecnológicos de perfuração e produção na plataforma continental, chegando hoje a produção de petróleo em lâminas d'água superiores a 2500 m, como é o caso do pré-sal, descoberta mais recente. A Figura 1 mostra os sucessivos recordes de produção marítima de petróleo no Brasil até o ano de 2003.

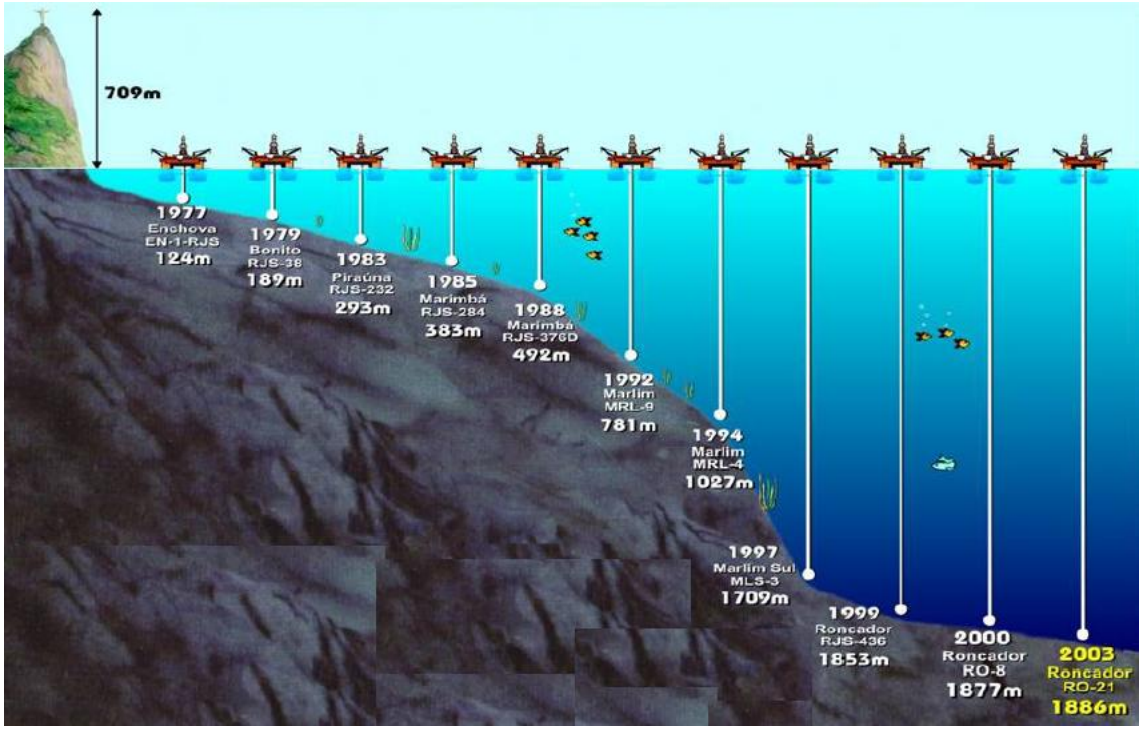

Figura 1 – Produção marítima de petróleo no Brasil (adaptado de GONÇALVES et al, 2004)

O petróleo produzido nos diversos campos sofre um processo de tratamento de suas fases, responsável por levar o óleo e o gás às

especificações de venda. Esse tratamento é feito em plantas de processo, situadas em plataformas de produção. No caso de ambiente *offshore*, para que o óleo chegue à plataforma, são necessários os equipamentos e dutos submarinos, tais como as linhas de produção horizontal e os chamados *risers* de produção.

Dependendo da geometria das tubulações e das características do fluido, alguns fenômenos podem ocorrer ao longo do escoamento, como por exemplo, as flutuações de vazão. Quando este fenômeno instável chega à plataforma, são geradas grandes consequências à qualidade de separação das fases gás e óleo, além de muitas vezes ocorrer, a depender das configurações e dimensionamento da planta, instabilidades do sistema de controle, chegando até mesmo a implicar a parada da produção.

Visando otimizar o tratamento primário para plataformas com ocorrência destes tipos de evento, esta dissertação teve o objetivo de levantar parâmetros operacionais disponíveis nas plataformas brasileiras de forma a caracterizar uma grande flutuação de vazão de chegada do fluido nas instalações de superfície e propor um meio de se identificar o evento previamente. Para isso, dados reais de duas plataformas brasileiras foram coletados, tratados estatisticamente e avaliados quanto à sua aplicabilidade ao proposto pelo estudo. As análises se baseiam em uma ferrramenta de detecção de falhas baseada em dados, o monitoramento estatístico de processo, tendo sido os gráficos de Shewhart os principais instrumentos aplicados.

Este estudo está dividido em capítulos, onde o Capítulo 2 apresenta os principais fundamentos para o entendimento dos assuntos abordados. Os conceitos de regimes de escoamento, influência do método de elevação artificial a partir de *gas lift* e dinâmica de ocorrências hidrodinâmicas são apresentados. A finalidade e as etapas do processamento primário de fluidos, bem como seus principais problemas são posteriormente descritos.

O Capítulo 3 destaca o levantamento das informações disponíveis nos desenhos de Engenharia e do sistema de captação de dados, bem como uma análise do desempenho dos sensores obtidos pelo levantamento. O objetivo central deste capítulo é identificar os instrumentos que possam ser utilizados na detecção das instabilidades de vazão.

Alimentado pelo Capítulo 3, o Capítulo 4 promove a seleção e a análise qualitativa dos dados, utilizando-se pacotes como o Excel® e o MatLab®. Conhecendo-se as variáveis, o próximo passo é caracterizar o evento “grande flutuação de vazão” a partir das informações obtidas das plataformas estudadas, utilizando-se as definições e métodos de moitoramento estatístico de processo.

O Capítulo 5 relata as conclusões do trabalho, com as dificuldades encontradas e sugestões de melhorias, bem como um direcionador para trabalhos futuros relacionados ao tema.

Por fim, o Capítulo 6 lista a bibliografia utilizada na composição do estudo.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS

Neste capítulo serão mostrados os conceitos utilizados na indústria petrolífera *offshore*, relativos ao escoamento de fluidos em dutos submarinos e no tratamento de fluidos na planta de processamento primário. Este estudo será focado na produção de petróleo em plataformas localizadas longe da costa.

Entender as consequências da ocorrência de flutuações de carga nas instalações de superfície é de suma importância e será discutido neste capítulo. O objetivo é justificar o estudo proposto nesta dissertação através de melhorias na rotina operacional das plataformas estudadas.

2. O PROCESSO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

2.1. Elevação e Escoamento de Fluidos

O objetivo do estudo de escoamento de fluido produzido é otimizar a energia necessária para o escoamento dos fluidos do reservatório ao separador de produção, durante todo a vida produtiva do reservatório.

Gonçalves et al (2008) dividem este escoamento em duas etapas:

- Elevação: da face dos canhoneados até a cabeça de produção;
- Escoamento: da cabeça de produção até o separador na plataforma ou estação coletora.

2.1.1. Etapas de fluxos do fluido

Thomas et al (2004) dividem o fluxo do fluido a ser produzido em três etapas: fluxo no meio poroso, fluxo na coluna de produção e fluxo na superfície.

2.1.1.1. Fluxo no meio poroso

O movimento dos fluidos no reservatório é gerado através do diferencial entre a pressão estática e a pressão de fundo do poço em fluxo. O perfil de pressão dentro do reservatório é função das características dos fluidos e da própria rocha, tais como viscosidade, permeabilidade, porosidade, etc. (MACHADO & QUITETE, 2007)

Quanto maior o diferencial de pressão sobre o meio poroso, maior será a vazão de líquido que se desloca para o poço. Podíamos pensar então que a vazão máxima produzida seria aquela para a qual a pressão dinâmica de fundo fosse nula. Porém, neste caso não teríamos fluxo deste ponto até a superfície em caso de poços surgentes.

2.1.1.2. Fluxo na coluna de produção

Para que os fluidos cheguem até os separadores na superfície, é necessário que a pressão de fluxo no fundo do poço seja suficiente para vencer a coluna hidrostática do fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições (regulador de fluxo, válvulas, etc), as perdas na linha de produção e a pressão nos equipamentos de produção. (THOMAS et al, 2004)

2.1.1.3. Fluxo na superfície

Esta etapa corresponde ao deslocamento do fluido desde a cabeça do poço até o vaso separador, passando pela linha de produção.

A Figura 2 ilustra o caminho percorrido pelo óleo quando em fluxo desde o reservatório até a Unidade Estacionária de Produção (UEP).

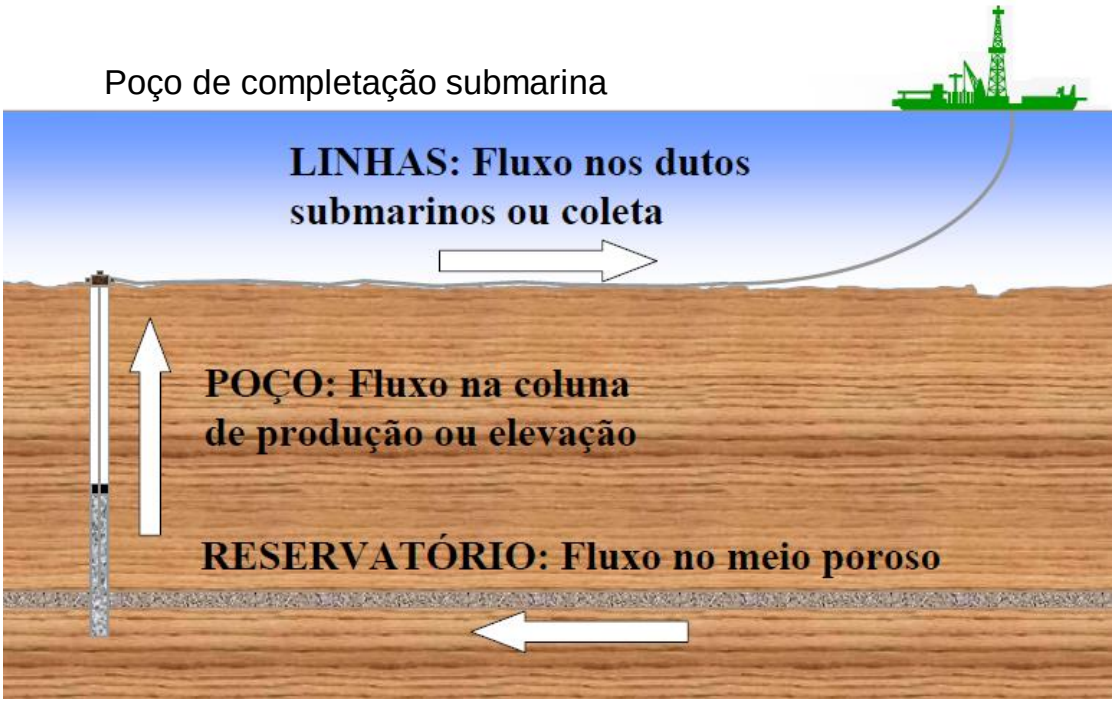

Figura 2 – Fluxo de óleo do reservatório até a UEP (GONÇALVES et al, 2008)

A Figura 3 representa a identificação das pressões necessárias para cálculos de perda de carga no reservatório, na elevação e nas tubulações que ligam a Árvore de Natal Molhada (ANM) à UEP.

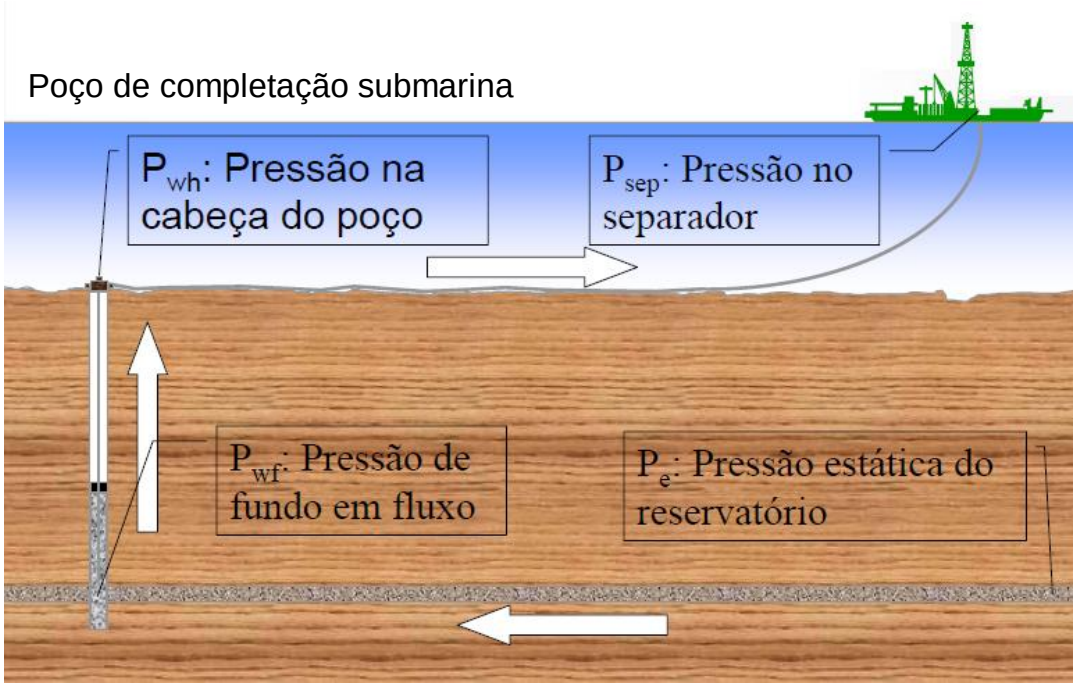

Figura 3 – Identificação das pressões ao longo do escoamento (GONÇALVES et al, 2008)

Gonçalves et al (2008) dividem as etapas de fluxo relacionadas ao meio poroso, na coluna de produção e nos dutos submarinos. Para cada etapa é possível calcular a perda de carga (ΔP) individual, de acordo com as seguintes relações:

- Para perda de carga no meio poroso:

$$\Delta P_{res} = P_e - P_{wf} \quad (1)$$

- Para perda de carga na elevação:

$$\Delta P_{elev} = P_{wf} - P_{wh} \quad (2)$$

- Para perda de carga na coleta

$$\Delta P_{coleta} = P_{wh} - P_{sep} \quad (3)$$

Para realizar o transporte do fluido (óleo, gás ou água) do reservatório para a UEP, onde será processado, vários equipamentos submarinos são utilizados. (MACHADO & QUITETE, 2007). Entre estes equipamentos, destacam-se a ANM, os *manifolds* e os dutos submarinos.

ANM (Árvore de Natal Molhada)

É o primeiro equipamento do sistema submarino de coleta de produção. Está localizada na cabeça do poço de petróleo e faz a transição do poço às linhas de produção.

Thomas et al (2004) afirmam que este equipamento é constituído basicamente por um conjunto de válvulas tipo gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma de produção.

Machado & Quitete (2007) indicam que é possível controlar a produção do poço por atuação das válvulas e também adquirir registros de pressão e temperatura do fluido escoado através de sensores do tipo TPT instalados nas ANMs.

Manifolds submarinos

São equipamentos instalados no fundo do mar que interligam a plataforma a vários poços de produção ou de injeção. Podem ter, dentre outras, as seguintes funções:

- Coleta de produção;
- Injeção de gás para elevação artificial;
- Controle de válvulas, aquisição de sinais de sensores nos poços e ANMs;
- Injeção de produtos químicos nas ANMs.

Através desses equipamentos, é possível otimizar o arranjo submarino.

Dutos submarinos

Os dutos são utilizados para diversas funções. Eles podem transportar o fluido da ANM até a UEP, transportar água e gás para injeção, transportar gás e óleo tratados, injetar produtos químicos, entre outros.

Neste estudo é importante destacar as linhas de serviço e as linhas de produção. Ambas são conectadas à ANM, sendo a linha de produção responsável por transportar o fluido da Árvore de Natal até a UEP, enquanto a linha de serviço transporta fluido da UEP para a ANM, por exemplo, gás para *gas lift*.

2.1.2. Métodos de elevação

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos nele contidos alcançam espontaneamente a superfície, dizendo-se que são produzidos por elevação natural. Os poços que produzem desta forma são denominados de poços surgentes.

Quando a pressão do reservatório é relativamente baixa, os fluidos não alcançam a superfície sem que sejam utilizados meios artificiais para elevá-los. O mesmo ocorre no final da vida produtiva por surgência ou quando a vazão do poço está muito abaixo do que poderia produzir, necessitando de uma suplementação da energia natural através da “elevação artificial”. Utilizando equipamentos específicos, reduz-se a pressão de fluxo no fundo do poço, com o consequente aumento do diferencial de pressão sobre o reservatório, resultando em um aumento de vazão. (THOMAS et al, 2004).

Os métodos de elevação artificial mais comuns na indústria de petróleo são o *gas lift*: contínuo ou intermitente (GLC ou GLI), bombeio centrífugo submerso (BCS), bombeio mecânico (BM) e bombeio por cavidades progressivas (BCP).

O *gas lift* contínuo é um método de elevação artificial no qual se utiliza a energia contida em gás comprimido, injetado continuamente na coluna de produção, com o objetivo de gaseificar a coluna de fluido desde o ponto de injeção até a superfície. O *gas lift* intermitente utiliza a energia contida em gás comprimido, injetado ciclicamente na coluna de produção, com o objetivo de deslocar golfadas de fluido do fundo do poço até a superfície. (DE ROSSI, 2008).

A Figura 4 representa um sistema simplificado de um poço operando com *gas lift*.

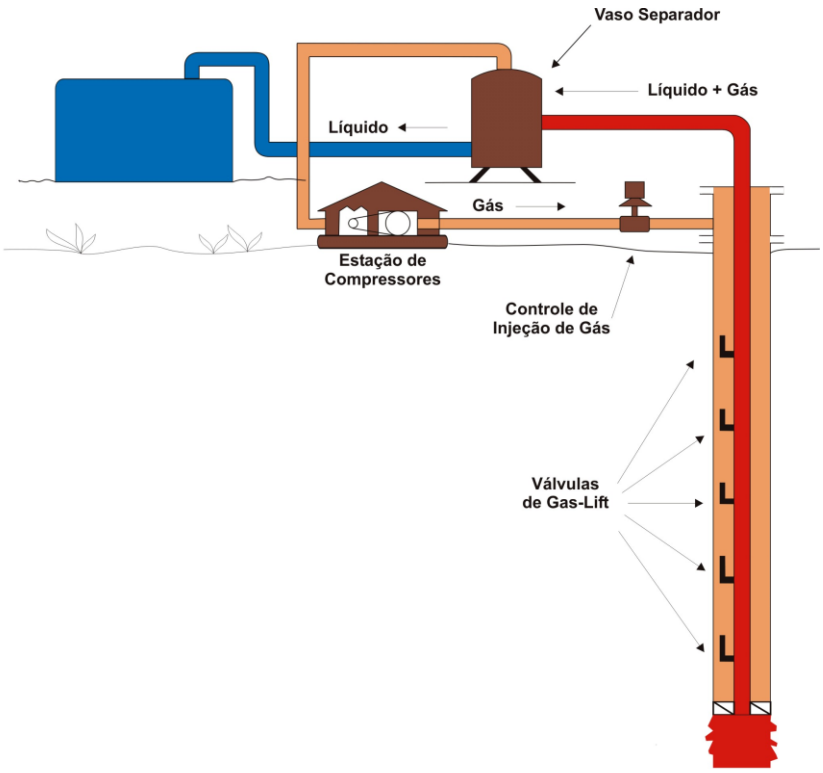

Figura 4 – Sistema de elevação artificial por *gas lift* (DE ROSSI, 2008)

Para que se possa tirar o máximo proveito de uma instalação de elevação artificial é essencial um bom dimensionamento. Para o *gas lift* contínuo, por exemplo, isto envolve a definição do ponto de injeção, a distribuição das válvulas de partida e a seleção dessas válvulas e de seus parâmetros associados. O projeto tem de atender a certas condicionantes, oriundas das características das instalações em si (poços de árvore de natal molhada, por exemplo) ou da estratégia de produção (limites de vazão, por exemplo).

Uma vez dimensionada e colocada em operação, a instalação de elevação artificial passa a requerer um acompanhamento de seu funcionamento. Através desse acompanhamento, muitas vezes restrito a medições de superfície, procura-se inferir o que ocorre no fundo do poço. A esse processo dá-se o nome de análise ou verificação (RIBEIRO et al, 2008).

Nunes et al (2008) afirmam que o comportamento do processo *gas lift* poderá, todavia, tornar-se oscilatório e com golfadas. Isto ocorre quando a taxa de injeção não é alta o bastante e o reservatório apresenta pressão já não tão expressiva. Neste caso, diz-se que o processo é dominado pela gravidade, sendo instável e ocorrendo as seguintes etapas:

1 - Gás está pressurizado no espaço anular, admitindo-se que sua pressão supera a pressão na base da coluna de produção, a válvula de injeção libera gás que invade rapidamente a base da coluna de produção, reduzindo a densidade da mistura bifásica e iniciando a ascensão da mesma, permitindo a surgência de óleo do reservatório;

2 - Como não há expressiva vazão de gás alimentando o espaço anular, vem o momento em que a pressão anular torna-se inferior à pressão na base da coluna de produção, ocasionando o fechamento da válvula de injeção e cessando a carga de gás;

3 - Imediatamente a produção é interrompida, havendo retorno (*fallback*) de óleo na coluna;

4 - A produção mantém-se nula, até que algum tempo depois, o ânulo volte a estar pressurizado permitindo a injeção de gás para a base da coluna.

Por outro lado, quando a vazão de gás é alta o bastante, a válvula de injeção praticamente não sofre interrupção de fluxo. Em conseqüência, não há paradas e pulsos de produção. Neste caso, o processo de *gas lift* é controlado por atrito, sendo essencialmente estável. Isto ocorre porque uma redução na taxa de gás de injeção gerará menos atrito na subida da mistura gás-óleo, reduzindo a perda de carga associada à pressão na zona de injeção.

A Figura 5 representa a elevação artificial por *gas lift*, onde a região dominada pela gravidade, ao sofrer pequena redução de taxa, a pressão na zona de injeção (Pin) cresce e a vazão de entrada decresce, tornando o processo instável. Para o caso do processo dominado por fricção, com a redução da taxa, a pressão da zona de injeção decresce e a vazão produzida aumenta, tornando o processo estável.

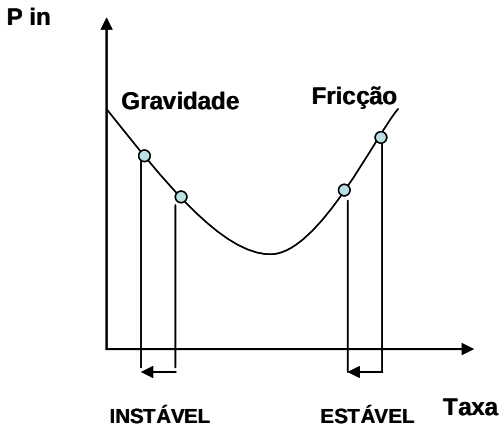

Figura 5 – Curva para elevação artificial por *gas lift* (adaptado de NUNES et al, 2008)

2.1.3. Padrões de escoamento

A previsão do comportamento fluidodinâmico da elevação e transporte dos fluidos extraídos do reservatório é muito importante em sistemas de produção *offshore*, pois o sistema dinâmico de separação localizado nas instalações de superfície depende diretamente da dinâmica de vazão e condições em que os fluidos chegam à plataforma.

De acordo com Nunes et al (2008), o quadro dinâmico de vazões de óleo, água e gás descarregados no sistema *offshore* resulta de:

- características geométricas e topográficas do sistema de produção;
- distribuição de pressões nos poços;
- vazões de injeção de gás natural e de água nos poços e reservatórios;
- grau de fechamento das restrições valvulares (*chokes*) na chegada à plataforma e em diversos pontos do sistema de produção;
- pressões no sistema de separação *offshore*.

Normalmente, o sistema de produção opera com escoamento bifásico ou multifásico em suas linhas. A noção intuitiva de fenômeno de coexistência de duas (ou mais) fases em equilíbrio baseia-se na percepção da identidade, individualidade e invariância no tempo de duas (ou mais) porções de matéria sob perfeito contato interfacial. Por outro lado, a noção intuitiva de escoamento baseia-se na percepção de movimento de matéria sob a ação de um processo de transferência de quantidade de movimento. (NUNES et al, 2008)

Embora saibamos que há influência de campos de força em escoamentos, em equilíbrio termodinâmico, podemos admitir que estas influências são mínimas e que a fase terá propriedades e composições uniformes e que a fase pode estar quebrada ou dispersa em outro meio.

Para que cada fase seja identificada, suas propriedades devem ser distintas e a interface entre elas devem ser bem definidas. Consideramos que a fases são particulares e características do cenário *offshore* de Petróleo e Gás Natural, onde estão presentes hidrocarbonetos leves, hidrocarbonetos de massa molar média, hidrocarbonetos pesados e água (com sais iônicos). A descrição mais apropriada seria a de escoamento multifásico, no entanto a descrição termodinâmica de sistemas deste tipo não é simples.

Como já mencionado anteriormente, para um escoamento trifásico é admissível considerar somente uma fase compressível, representada pelo gás e uma incompressível, representada pela mistura óleo-água.

A variação das vazões de líquido e gás dentro de uma tubulação faz com que as fases líquida e gasosa se distribuam de formas distintas. A dinâmica e cinemática dos escoamentos bifásicos dependem de como as fases estão distribuídas, por isso é importante ter um bom critério para caracterização: o arranjo das fases ou o padrão de escoamento ou de fluxo. (GONÇALVES et al, 2008).

Os padrões de escoamento são caracterizados por critérios qualitativos, através de observações visuais. As variações das vazões de gás ou líquido dentro de um padrão específico podem alterar tamanhos ou frequências, mas não a forma com que as fases estão distribuídas. A forma está mais relacionada ao sentido e a onde a aceleração da gravidade atua. Por isso, considera-se escoamento vertical e horizontal com padrões diferentes.

Pode-se dizer que são quatro os padrões de escoamento vertical (GONÇALVES et al, 2008):

1 - Bolha: a fase contínua é líquida e o gás flui na forma de bolhas dispersas. O gás tem pouca influência no gradiente de pressão, mas tem influência na densidade.

2 - Golfadas: a fase contínua é a líquida e o gás flui em bolhas na forma de projétil e também são dispersas na massa líquida alternadamente. Acredita-se que é o padrão predominante nas plataformas de petróleo.

3 - Caótico: ambas as fases são descontínuas e têm influência no gradiente de pressão; não existem formas características e ocorre geralmente em trecho inicial da tubulação, como efeito de entrada.

4 - Anular: o gás passa a ser a fase contínua e o líquido flui na forma de um filme aderido e também aparece na forma de gotas dispersas no núcleo central de gás; o gás tem influência predominante no gradiente de pressão. Este tipo de padrão é comum em campos de gás.

A Figura 6 (a), (b), (c) e (d) representa respectivamente os padrões de escoamento vertical em bolha, golfadas, caótico e anular.

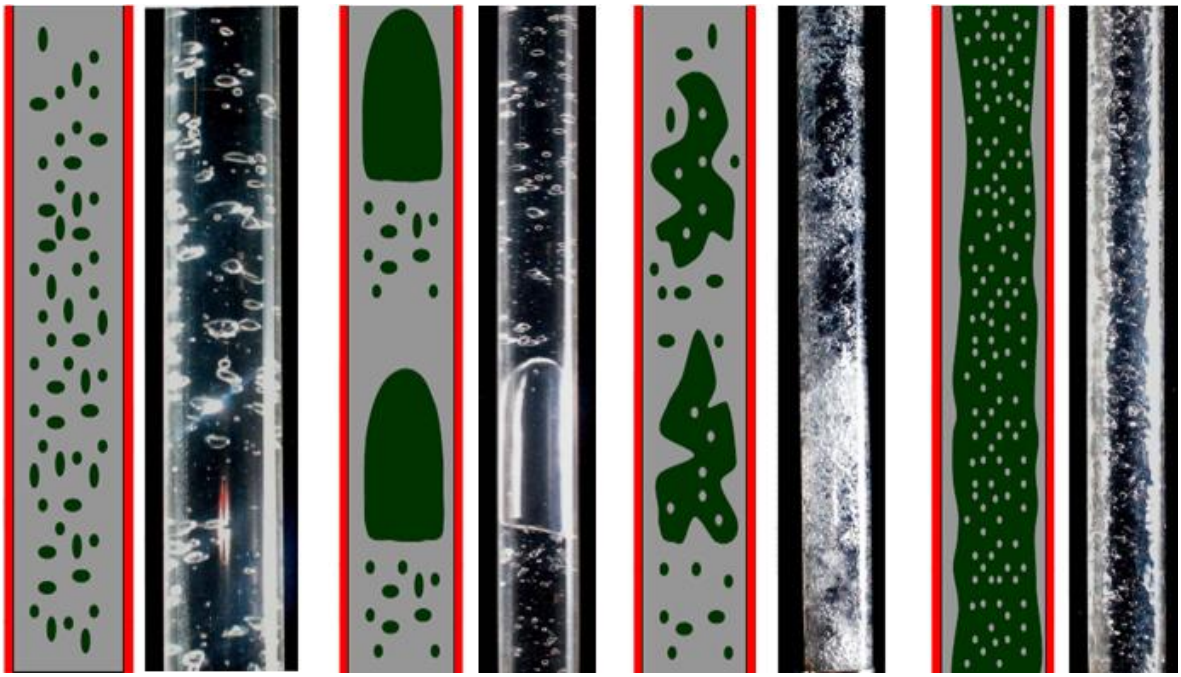

Figura 6 – Padrões de escoamento vertical (GONÇALVES et al, 2008)

Para o escoamento horizontal, os padrões são divididos em estratificado (liso ou ondulado), intermitente (*plug* ou golfadas), anular e bolha.

A Figura 7 representa os diferentes padrões de escoamento horizontal.

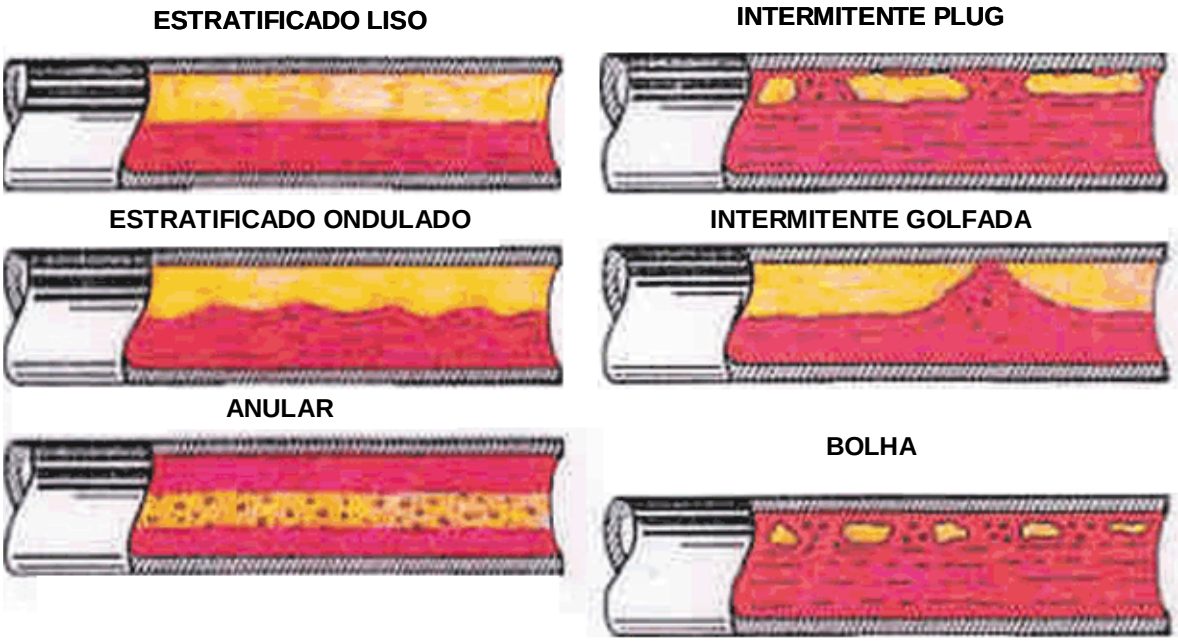

Figura 7 – Padrões de escoamento horizontal (adaptado de DE ROSSI, 2008)

É plenamente possível que ao longo do escoamento haja transição entre padrões para o mesmo tipo de disposição da linha: vertical ou horizontal. Na Figura 8 pode-se notar a transição de escoamento bolhas-golfadas. Gonçalves et

al (2008) indicam que os mecanismos de transição entre padrões são modelados por conceitos físicos do escoamento (modelagem fenomenológica). Estes modelos procuram descrever a física dos mecanismos de transição.

Figura 8 – Transição de escoamento bolhas-golfadas (GONÇALVES et al, 2008)

Podemos destacar a transição entre padrões através dos mapas de padrões de escoamento, que delimitam as regiões no campo velocidade superficial do líquido e do gás onde ocorrem as transições de padrão.

Os limites que definem as transições podem ser estabelecidos experimentalmente (difícil de fazer, porém mais seguro) ou por meio de modelos (mais fácil, porém não realista às vezes).

Gonçalves et al (2008) afirma que os mecanismos de transição entre padrões são modelados por conceitos físicos do escoamento, tais como os conceitos de Taitel e Dukler (1976), que são usuais para escoamento horizontal e Barnea (1984).

A Figura 9 representa o mapa do escoamento vertical e a Figura 10 representa o mapa do escoamento horizontal. Como podemos notar, ambos são influenciados pela velocidade superficial do gás e pela velocidade superficial do líquido.

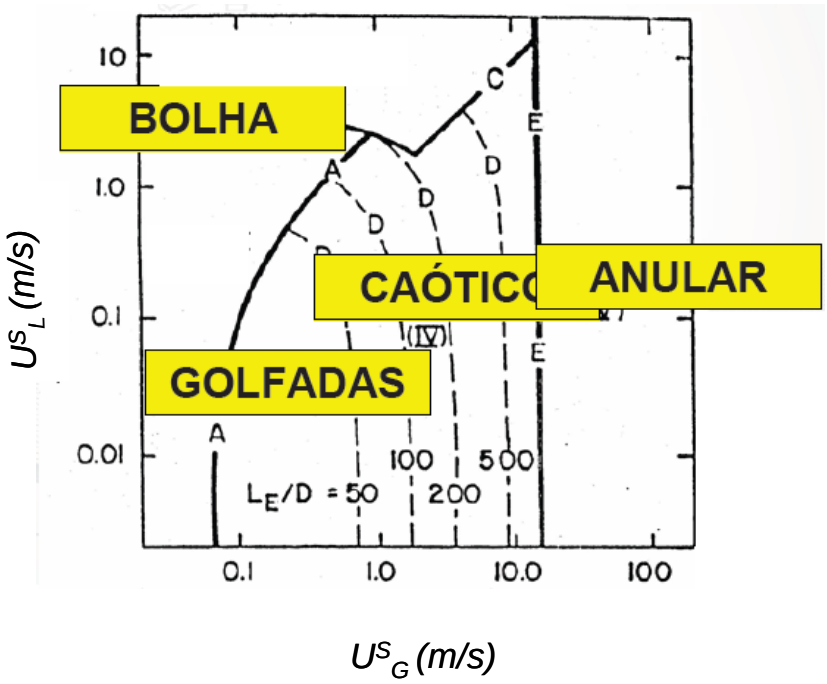

Figura 9 – Mapa do escoamento vertical (GONÇALVES et al, 2008)

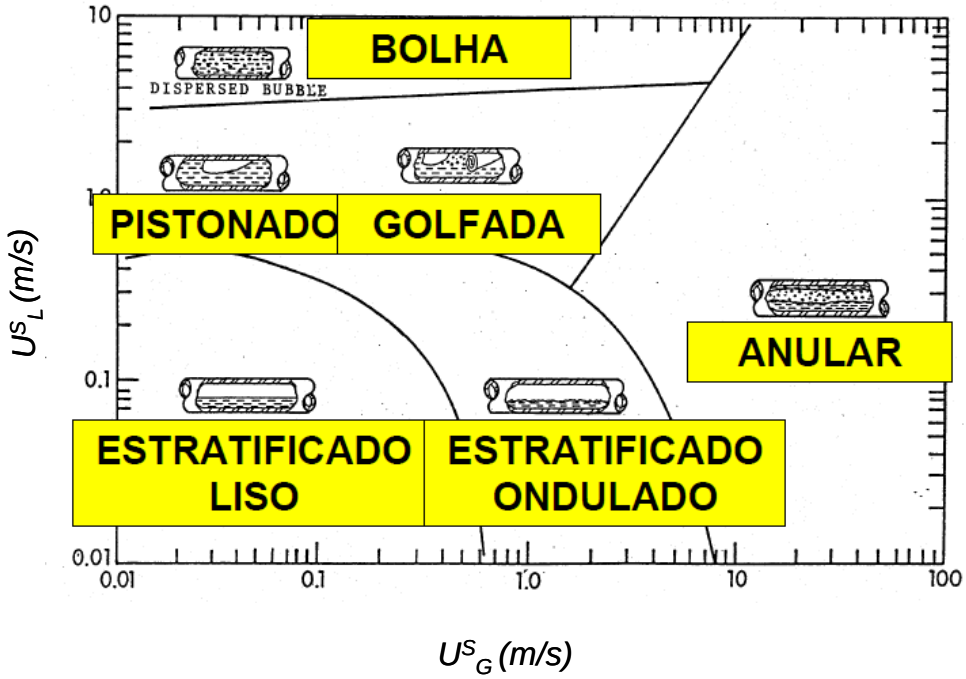

Figura 10 – Mapa do escoamento horizontal (GONÇALVES et al, 2008)

2.1.4. Intermitência Severa

Para o caso de escoamento em ambiente *offshore*, muitos trabalhos dão atenção especial ao fenômeno denominado intermitência severa ou ainda *slug* severo. Godhavn et al (2004) afirmam que há muitos tipos de golfadas. As golfadas hidrodinâmicas ocorrem normalmente nas tubulações horizontais, porém podem acontecer nos poços e *risers*. Estas golfadas são normalmente curtas e aparecem

frequentemente. Na maioria dos casos, o separador de entrada da planta de processamento é capaz de atenuar o efeito deste evento, já que o volume de líquido em cada golfada é pequeno se comparado ao volume livre do separador.

No entanto, a ação da gravidade pode gerar o *slug* severo, quando o trecho horizontal apresenta ponto baixo na base do *riser*. Este tipo de golfada contém um grande volume de líquido e pode gerar grandes problemas para os equipamentos a jusante.

Para que este fenômeno ocorra, é necessário que as seguintes condições sejam seguidas: o trecho horizontal seja descendente, ou seja, que haja um ponto baixo entre esta tubulação e o *riser* (configuração dependente da topografia), o padrão de escoamento seja escoamento estratificado e que seja aplicado o Critério de Boe, apresentado a seguir.

A curva de Boe evidencia uma condição limite no escoamento em *risers.* Nesta configuração o *riser* ascende após um prolongado trecho de duto submarino quase horizontal, levemente inclinado negativamente em direção ao *riser*. Esta configuração permite que, sob taxas de gás baixas ou moderadas, comparativamente à de líquido, este bloqueie o gás na base do *riser*. (NUNES et al, 2008).

A Figura 11 evidencia as variáveis utilizadas no critério de Boe, bem como a configuração das linhas para a ocorrência de intermitência severa.

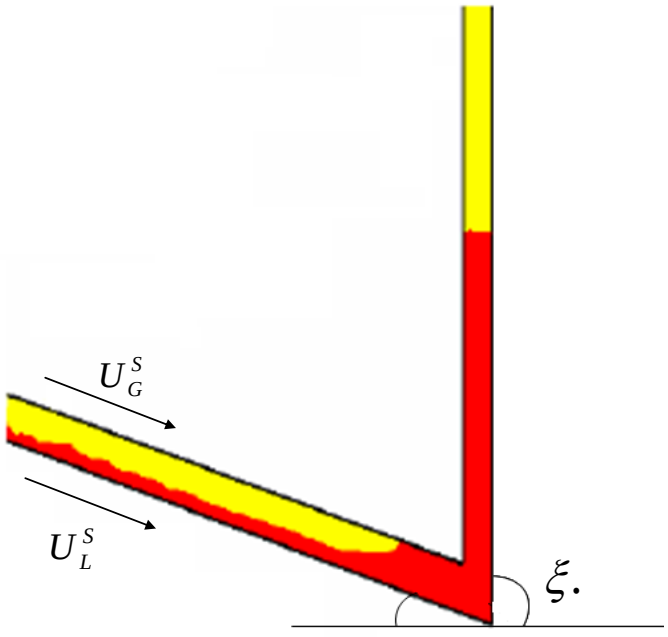

Figura 11 – *Riser* e linha de produção de inclinação levemente negativa (adaptado de GONÇALVES, 2008 e NUNES et al, 2004)

O conceito por trás do Critério de Boe é de que haverá condições para intermitência severa se a taxa de acúmulo de líquido na base do *riser* (devido à chegada contínua de líquido em U_L^S) tiver potencial para elevar a pressão estática neste ponto a uma taxa superior à taxa de crescimento da pressão na linha de produção devido ao acúmulo de gás (via chegada contínua de gás em U_G^S) bloqueado pelo selo líquido.

Este bloqueio, uma vez ocorrendo, será temporário porque a pressurização do gás na linha horizontal (Lp) acabará por vencer a carga hidrostática da coluna de líquido, impulsionando-a *riser* acima através de escoamento em regime *slug* severo.

Quando esta expansão do gás promover uma queda de pressão em Lp, o escoamento cessará, reiniciando-se o acúmulo de líquido na base do *riser* e de gás na linha de produção até que o novo *slug* possa ser posto em movimento. Isto explica os ciclos característicos do escoamento em *slug* severo em sistemas de *risers*: vazões nulas ou muito pequenas por algum tempo, alternando com um pulso de taxa elevada de líquido (*slug*) seguido por um pulso de vazão de gás.

A Figura 12 representa as etapas de formação de intermitência severa.

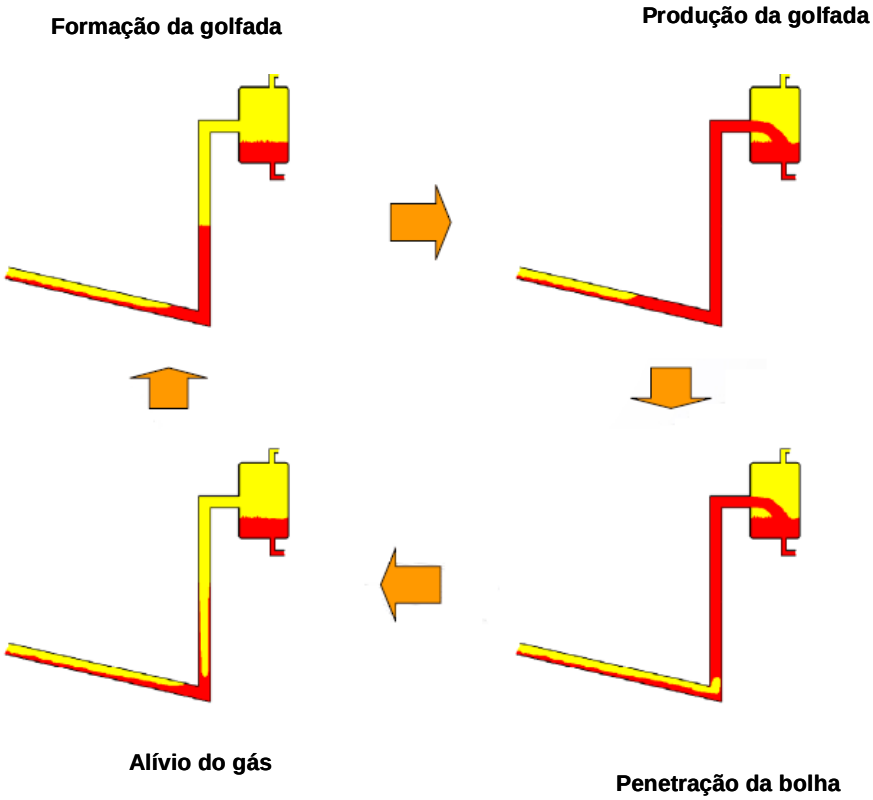

Figura 12 – Ciclo para ocorrência de intermitência severa (GONÇALVES et al, 2008)

Godhavn et al (2004) e Sivertsen & Skogestad (2005) mencionam em seus trabalhos que o regime de golfadas pode causar flutuações grandes e abruptas de pressão na tubulação, bem como na vazão de gás e líquido na saída da mesma.

As golfadas geram efeitos indesejáveis nos processos relacionados às correntes de óleo e gás. O *slug* severo afeta o nível do separador de entrada, gerando separação pobre e em alguns casos até atolamento do vaso com inundação. As oscilações na pressão podem causar desgaste prematuro dos equipamentos de processo, reduzindo a vida útil e aumentando os custos com manutenção se comparados com produção em regime estável (GODHAVN et al, 2004).

De acordo com Godhavn et al (2004), a pressão no poço irá oscilar durante a ocorrência de *slug* severo, podendo então causar redução da performance do poço.

Operacionalmente, existem meios de evitar a ocorrência de intermitência severa, para que a plataforma não sofra consequências em suas instalações de superfície. É claro que se for esperado um regime de golfadas através de estudos antecipatórios, por exemplo, em simuladores dinâmicos de escoamento, é possível redesenhar o projeto de equipamentos e tubulações de forma a evitar este tipo de problema.

Para esses casos, Godhavn et al (2004) indica que uma solução cara e que exige mais espaço é construir um separador de entrada grande o suficiente para não inundar ou ativar o sistema de parada da plataforma por controle de nível.

Normalmente, as plataformas brasileiras possuem, além de um controle de nível dos separadores de entrada, um sistema de parada do processo, ou seja, caso este nível atinja um valor crítico, as válvulas de segurança são acionadas, parando o processo produtivo.

Outra solução colocada por Godhavn et al (2004) se baseia no fato de a velocidade de escoamento do fluido poder ser aumentada se o diâmetro da linha horizontal de produção for reduzido. Maiores velocidades sugerem aumento de perda de carga na linha, no entanto essa configuração reduzirá a capacidade da linha, o que indica menor limite de produção.

Outra proposta é a utilização de *gas lift* na base do *riser*, pois com isso aumentar-se-ia a razão gás-óleo (RGO), podendo assim reduzir a ocorrência de golfadas. No entanto, o uso de *gas lift* também é considerado uma solução cara, já

que requer compressão do gás e uma tubulação extra para transportar o gás da plataforma até o pé do *riser* ou até o poço. (GODHAVN et al, 2004).

Gonçalves et al (2008) sugerem ainda outras soluções para diminuir a ocorrência do regime de golfadas. Uma delas é o uso da válvula *choke* com ou sem sistema de controle ligado a ela. Essa solução é bastante aplicada e trabalha no sentido de estrangular a válvula até que a golfada seja reduzida a um nível aceitável nos equipamentos de superfície.

Storkaas & Skogestad (2006) explicam que com o fechamento da válvula *choke*, o aumento de peso irá fazer com que o líquido no *riser* retorne. Isso gera um aumento de ΔP ao longo do *riser* porque (1) a pressão da tubulação a montante aumenta devido à compressão e menor volume de gás transportado no *riser* devido ao bloqueio de líquido e (2) a pressão no topo do *riser* diminui devido à expansão do gás. O aumento na perda de carga irá aumentar a vazão de gás e empurrar o líquido para o topo do *riser*, resultando em maior líquido no topo do *riser* do que quando da perturbação.

Se a abertura da válvula é maior que um dado valor crítico *Zcrit*, uma grande quantidade de líquido vai sair do sistema, resultando em um desvio negativo no *holdup* de líquido que é maior que a perturbação positiva original. Além disso, há uma situação instável onde a oscilação aumenta, resultando em uma golfada. Para uma abertura de válvula menor que *Zcrit*, a diminuição do *holdup* de líquido é menor do que a perturbação original e o sistema é estável e retornará para a situação original de regime sem golfadas. (STORKAAS & SKOGESTAD, 2006).

No entanto, sabe-se que a válvula *choke* é responsável por controlar a vazão de produção do poço e seu fechamento inevitavelmente está ligado à redução de produção, o que não é um cenário bem aceito pelos investidores da indústria petrolífera.

Outra opção sugerida por Gonçalves et al (2008) é aliviar o gás fazendo-se uma conexão entre a linha de produção e o *riser*.

Para o caso de intermitência severa, para que esta ocorra, vimos anteriormente que é necessário que a linha de produção trabalhe com escoamento em padrão estratificado, desta forma, alterar o regime neste trecho seria solucionar a ocorrência de *slug* flow. Isso pode ser feito através da inserção de um equipamento em linha, como um misturador, que geraria turbilhamento alterando o regime estratificado.

A Figura 13 exemplifica quatro formas de minimizar a ocorrência de intermitência severa em plataformas *offshore*.

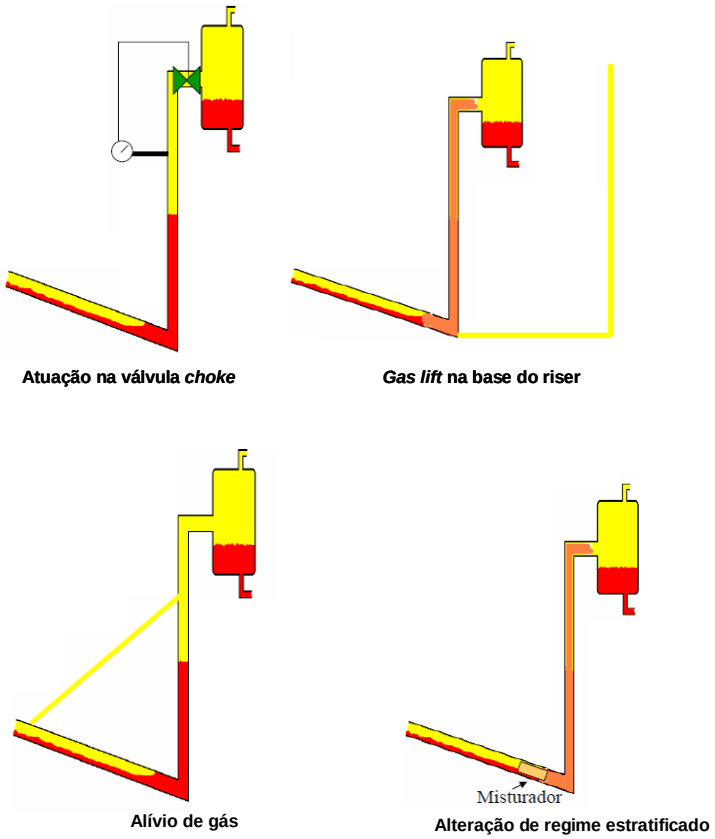

Figura 13 – Formas de minimizar a ocorrência de intermitência severa (adaptado de GONÇALVES et al, 2008)

Em virtude do supracitado, pode-se notar que o padrão de escoamento para produção de petróleo em sistemas *offshore* é de extrema relevância para a melhor estruturação de unidades de processamento primário, em virtude das inúmeras consequências que o tipo de regime ou flutuações de vazão pode trazer para as instalações de superfície, como por exemplo, a ocorrência de parada, que por sua vez impacta diretamente na produção das unidades petrolíferas.

Dessa forma, é possível explicar porque há investimentos no intuito de se entender melhor as características e previsão de modelos de escoamento, bem como meios de se controlar as consequências que o tipo de escoamento traz para o sistema produtivo.

Existem muitos estudos propostos com o intuito de prover um modelo para estabilização de *slug* severo baseado em modelos não-lineares, como é o caso de Storkaas & Skogestad (2002), ou até mesmo estudos para controle de regime de escoamento em golfadas utilizando somente medidas obtidas no *topside*, como pode ser visto no trabalho de Sivertsen & Skogestad (2005).

Storkaas & Skogestad (2006) afirmam que é confirmado que teoricamente o regime de golfadas no sistema duto inclinado e *riser* pode ser evitado com um sistema de controle simples que manipula a válvula localizada no topo do *riser* ou pouco mais a jusante. Uma medição de pressão localizada a montante do *riser* (ou seja, na base do *riser* ou na entrada da tubulação) é um bom candidato para estabilização do controle.

Recentemente, o conceito de controle de golfadas tem provado poder estabilizar regimes de escoamento em perdas de carga que resultariam em golfadas se não fosse aplicado nenhum sistema de controle. Isso tem sido feito em experimentos e em facilidades de produção *offshore*. Apesar de Hedne & Linga, Havre et al e Godhavn (*apud* SIVERTSEN & SKOGESTAD, 2005) afirmarem que o uso de um controlador PI simples aliado a uma medição de pressão no sistema submarino tem bons resultados em termos de controlabilidade, estas aplicações usam medições feitas em instalações submarinas, que são caras para se instalar e muitas vezes apresentam falhas.

Sivertsen & Skogestad (2005) relatam em seu estudo a construção de um sistema em pequena escala para realizar experimentos aplicados à controle de golfadas em regime bifásico, usando o modelo simplificado de escoamento de Storkaas et al (2003), que se baseia na fração de gás na alimentação e no *riser*; e no *holdup* de líquido. A conclusão do estudo de Sivertsen & Skogestad (2005) é a de que em termos de controlabilidade utilizando-se apenas uma medição para controle, o uso da pressão na entrada da tubulação horizontal do sistema de elevação é o parâmetro mais indicado.

Motivados pelo fato da problemática com os instrumentos submarinos, Sivertsen & Skogestad (2005) procuraram formas de controlar o escoamento usando apenas medições realizadas na superfície. Foram consideradas combinações de medições e uma das conclusões do estudo é de que o teste de um controlador em cascata, usando a pressão na superfície e uma estimativa de vazão mássica conseguiu estabilizar o fluxo, considerando-se simulações usando o modelo simplificado de escoamento proposto por Storkaas et al (2003) . Partindo-se para os testes experimentais, os resultados não foram satisfatórios.

2.2. Processamento Primário de Fluidos

Com o poço perfurado e completado, de posse de toda a configuração do arranjo submarino, é necessário instalar uma unidade de produção que irá receber o fluido produzido e tratá-lo, de forma a especificar as correntes para envio aos clientes.

Por conta das configurações no reservatório e das condições necessárias para a produção, não apenas petróleo e gás são produzidos, mas também água e sedimentos (areia e outras impurezas sólidas em suspensão, como materiais de corrosão, produtos de incrustação) em quantidades variadas. Além destes, deve-se considerar que outros compostos não hidrocarbônicos também podem estar presentes no sistema, tais como os contaminantes CO_2 e H_2S, quer na fase gasosa ou mesmo dissolvidos na fase líquida. (KUNERT et al, 2007).

Assim, o gás é produzido em quantidade de composição variada e percorre as tubulações de produção como bolhas arrastadas no óleo. Alternativamente, gotículas de óleo podem ser arrastadas como névoa no gás. A água de formação pode ser levada pelo gás na forma de vapor. Quando no estado líquido, pode ser produzida como água livre, dissolvida ou emulsionada como gotículas dentro do óleo. Mesmo a água livre separada, além dos sais presentes, contém sedimentos, gases dissolvidos e óleo arrastado. (KUNERT, 2007).

Thomas et al (2004) relatam que como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há a necessidade de dotar os campos (marítimos ou terrestres) de “facilidades de produção”, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o “processamento primário dos fluidos”, ou seja:

- a separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;

- o tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito;

- o tratamento da água para reinjeção ou descarte.

De acordo com os estudos de reservatório e de viabilidade técnico-econômica, um sistema de produção poderá ter uma planta de processamento bem simples ou mais complexa. As plantas simplificadas efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto as mais complexas incluem tratamento e estabilização do

óleo, condicionamento e compressão do gás, tratamento da água oleosa, além do tratamento de água para injeção no reservatório e descarte (KUNERT et al, 2007).

A planta de processamento de óleo é instalada em uma plataforma de produção. Elas podem ser fixas, semi-submersíveis ou navios. A utilização depende da lâmina d'água em que o poço está situado, além da função da planta. No caso de navios de produção, temos o *Floating Storage Offloading* (FSO) e o *Floating Production and Storage Offloading* (FPSO). O primeiro é uma unidade flutuante que produz e estoca o fluido, enquanto o segundo, além de produzir, posteriormente trata o óleo, pois possui em suas instalações de superfície uma planta para tratamento e condicionamento dos fluidos.

Após uma separação primária das correntes de fluidos produzidos, ocorre o tratamento individual das fases gás, óleo e água a fim de se atingir as especificações necessárias à comercialização do óleo e gás e às especificações ambientais para o descarte da água.

Dessa forma, alguns requisitos para transporte dos hidrocarbonetos e descarte da água devem ser atendidos através da planta de processamento primário. Alguns exemplos são:

- O gás natural não pode conter quantidades excessivas de CO_2 e H_2S e deve ser liberado a uma pressão especificada. O gás não deve conter vapor de água, pois dessa forma pode gerar hidrato, causando perdas de carga adicionais, além de corrosão nas tubulações.

- O óleo não pode conter quantidades excessivas de água e sedimentos (BS&W) e sais dissolvidos na água.

- A água produzida deve possuir um valor limitado de TOG para poder ser descartada.

2.2.1. Características do petróleo

Pode-se dizer que as principais características dos petróleos que afetam o processamento primário são o °API, o teor de agentes emulsionantes e a tendência à formação de espuma.

2.2.1.1. °API

Via de regra, quanto menor o °API do óleo, maior tende a ser a viscosidade e o teor de agentes emulsionantes presentes, o que exige maiores temperaturas de separação e tratamento. (DALLA COSTA, 2008)

2.2.1.2. Emulsões

Dentre os contaminantes mais indesejáveis, a água é o que causa maiores dificuldades para ser removida, quer devido à quantidade ou a forma em que pode estar presente na fase líquida.

A água presente nos fluidos pode ter duas origens: ou é proveniente do próprio reservatório, (água de formação) ou foi introduzida no sistema produtor em consequência da utilização de processos de recuperação secundária, como a injeção de água (KUNERT et al, 2008).

No reservatório as fases água e óleo encontram-se separadas. No entanto, em função da forte agitação imposta ao longo do processo de elevação, função do regime de escoamento turbulento, agravado pelas operações de *gas lift* ou devido ao intenso cisalhamento causado pela passagem dos fluidos através de bombas e válvulas, podem-se formar as emulsões do tipo água em óleo (A/O). A válvula *choke* causa forte despressurização dos fluidos e agrava o problema por gerar emulsões com diâmetro de gotas muito pequeno (KUNERT et al, 2008).

2.2.1.3. Espuma

É causada pela liberação de gás nos pontos de queda de pressão associada à presença de impurezas no óleo que reduzem a tensão interfacial gás-líquido (tensoativos). Os parâmetros que influenciam a quantidade de espuma são: °API, RGO, impurezas, temperatura e tamanhos e internos do separador. (DALLA COSTA, 2008)

Em tese, quanto menor o °API, maior a dificuldade de movimentação das bolhas e drenagem do filme líquido devido à viscosidade, desta forma, maior a estabilidade da espuma. Com relação às impurezas, a presença de sólidos suspensos dá resistência estrutural à espuma. (DALLA COSTA, 2008)

Como meio de quebra da espuma, a elevação da temperatura diminui a viscosidade do óleo, facilitando a quebra. Além disso, quanto maior o tamanho do

separador, maior o tempo de residência e maior o tempo para colapso das bolhas. (DALLA COSTA, 2008)

É importante conhecer o problema de formação de espuma, pois gera grande dificuldade no controle dos vasos separadores, gera arraste de líquido para o sistema de gás e diminui a eficiência de separação.

2.2.2. Vasos separadores

Como mostrado na Figura 14, após a chegada do fluido, o primeiro processo é a separação gravitacional entre as fases água/óleo/água. Essa operação pode ser precedida ou não de um aquecimento inicial, feita em um trocador de calor, de forma a levar a temperatura dos fluidos à ideal de separação. Por ser o equipamento de entrada, o separador sofrerá todas as consequências trazidas pelo regime de escoamento, por isso a necessidade de detalhar mais seu funcionamento.

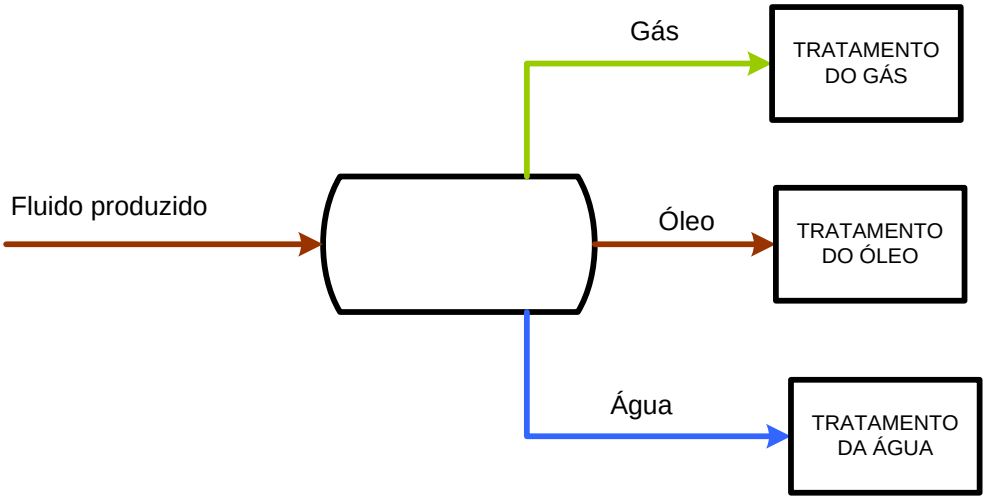

Figura 14 – Separação dos fluidos com sistema individual a jusante

A separação entre os fluidos é feita nos separadores gravitacionais. Eles se baseiam no princípio de que fluidos imiscíveis se separam quando em repouso, com os fluidos mais leves no topo e os mais pesados no fundo. (ASSKILDT & HENSON, 2000).

A pressão na qual os separadores operam pode variar bastante, dependendo do grau de separação gás/óleo desejado e da pressão de óleo no sistema de produção. A separação em estágios que tipicamente envolve separadores de alta, intermediária e baixa pressão em série visa maximizar a produção de óleo e permitir que vários poços com diferentes pressões de

escoamento possam ser alimentados numa mesma facilidade de produção (KUNERT et al, 2007).

Dalla Costa (2008) explica que os separadores são vasos normalmente cilíndricos com espessura de parede suficiente para trabalhar com determinada pressão em seu interior. Através do princípio de decantação gravitacional, promovem a separação das fases líquido e gasosa (separador bifásico) ou das fases gás/óleo/água (separador trifásico). Eles podem ainda ser horizontais ou verticais.

De uma forma simples, é possível dizer que um separador típico é dividido em quatro seções: i) seção de separação primária; ii) de acumulação (ou de coleta de líquido); iii) de separação secundária (ou de decantação); e iv) de aglutinação (DALLA COSTA, 2008)

A seção primária é localizada na entrada do vaso, o fluido (líquido e gás) choca-se com dispositivos defletores que provocam uma mudança brusca de velocidade e direção de fluxo ou é dirigido por um difusor que lhe impõe um movimento giratório fazendo com que o líquido se desloque para o fundo do vaso por ação da gravidade, separando-o do gás. É nesta seção que a maior parte do líquido é separada, acumulando-se no fundo do vaso, denominado de seção de acumulação de líquido, por um tempo de retenção suficiente para permitir a separação do gás remanescente e, em alguns casos (nos separadores trifásicos), de grande parte da água. O óleo acumulado deixa o vaso através de uma válvula que é manipulada pelo controlador de nível de óleo formado no vaso (KUNERT, 2007).

É importante para este estudo ressaltar que a seção de acumulação de líquido tem por finalidade manusear golfadas intermitentes de líquido.

Na seção de separação secundária, as gotículas maiores de óleo, oriundas da fase gasosa, são separadas por decantação. Já as gotículas de líquidos de menor diâmetro, arrastadas pela corrente gasosa e que ainda não se separaram são, na seção de aglutinação, removidas do fluxo gasoso através de meios porosos que, por possuírem grande área de contato, facilitam a coalescência e decantação das gotas.

A Figura 15 representa um separador trifásico de produção com a indicação das suas diferentes seções.

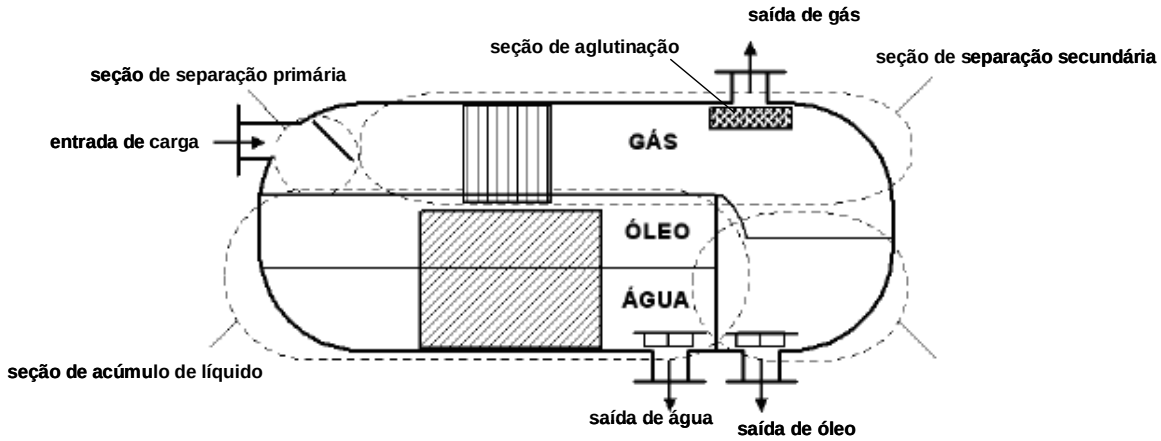

Figura 15 – Separador trifásico de produção (DALLA COSTA, 2008)

2.2.2.1. Sistemas de controle de vasos separadores

De posse das informações sobre a estrutura dos separadores gravitacionais, serão mostrados a seguir os controles típicos desse equipamento.

Sistemas de controle de vazão

Campos & Teixeira (2006) afirmam que a definição de um sistema de controle de vazão compreende três fases: a seleção da entrada (definição do local da instalação e do tipo de sensor que mede a variável controlada), a seleção da saída (definição do local e tipo do atuador que manipula o processo) e finalmente o tipo de algoritmo de controle que será utilizado.

Sistemas de controle de nível

Para o caso dos vasos separadores, o nível é uma das variáveis mais importantes para controle, principalmente porque, como comentado anteriormente, esta variável está diretamente ligada ao sistema de parada da planta de processamento primário. Torna-se ainda mais importante, porque os vasos recebem toda a flutuação de carga produzida e, a depender da plataforma, esses equipamentos podem não ser dimensionados para esta condição.

Para este sistema de controle, os sensores medem o nível de óleo e da interface óleo-água, alimentando seus respectivos controladores que atuam em suas válvulas controladoras de nível (LV). Para o caso de controle da interface através da LV situada na saída de água do separador, a válvula controladora deve ser instalada a jusante dos hidrociclones, de forma a evitar cisalhamento e emulsionamento das gotas de óleo na água (DALLA COSTA, 2008).

Sistemas de controle de pressão

Analogamente ao nível, a pressão é a variável de processo que indica o acúmulo de gás em um equipamento. Manter a pressão de um vaso constante resulta em igualar a vazão mássica de gás na entrada à vazão de gás na saída. (CAMPOS & TEIXEIRA, 2006).

No caso do funcionamento deste sistema de controle, o transmissor de pressão do vaso alimenta o controlador, que por sua vez envia um sinal para a válvula controladora de pressão (PV) localizada na linha de saída do gás, sendo atuada de forma a manter a pressão no *set-point* do controlador.

A Figura 16 representa um vaso separador trifásico de produção com indicação das válvulas controladoras de nível e pressão

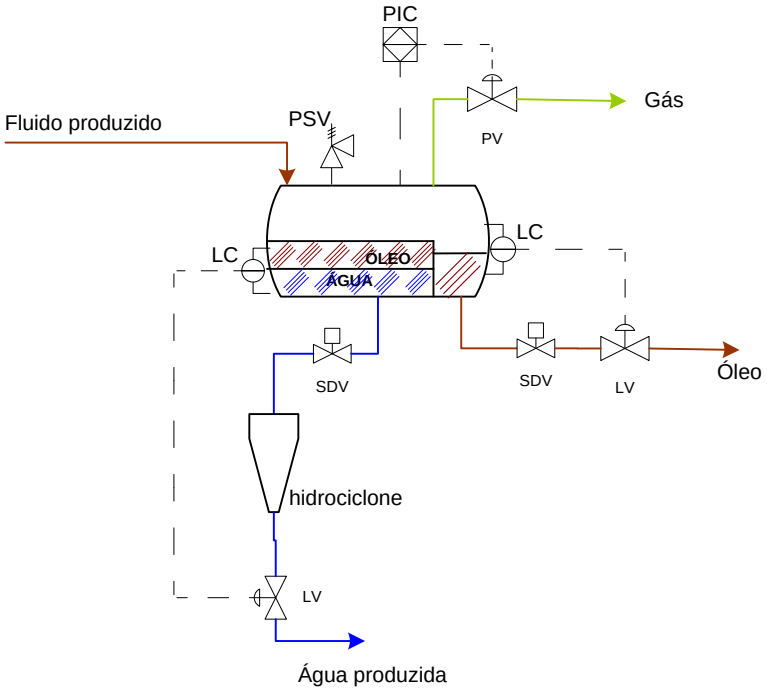

Figura 16 – Vaso separador trifásico com sistema de controle

Os principais problemas operacionais ligados ao descontrole de nível são o risco de saída de óleo juntamente com a água e saída de água com TOG mais elevado devido ao menor tempo de residência no vaso para casos de nível baixo e risco de passagem de água para a seção de acúmulo de óleo em caso de nível muito alto.

Como já mencionado anteriormente, o controle de nível é tão importante, que normalmente está atrelado ao sistema de segurança da plataforma. Ou seja, em casos de níveis críticos, a plataforma poderá ter sua produção interrompida por

uma parada de processo. Como as grandes flutuações de carga geram grandes oscilações nesta variável, a detecção de um modelo empírico poderia ser útil na determinação de um sistema de controle mais efetivo.

Após a separação entre as fases no separador, os fluidos recebem tratamento individual nos equipamentos a jusante, conforme descrito sucintamente a seguir.

2.2.3. Tratamento do gás

O gás natural é a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais do reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura. (SANTOS, 2007).

O tratamento ou condicionamento do gás em plataformas é a remoção de compostos e materiais que podem alterar suas características e danificar os equipamentos utilizados no seu aproveitamento. A remoção destes compostos visa garantir as condições mínimas de qualidade com vistas a realizar sua transferência de forma eficiente e segura, das áreas de produção até os centros processadores. (SANTOS, 2007).

Os processos mais comumente usados são: depuração, filtração, remoção de gases ácidos, desidratação, compressão e injeção de inibidor de hidrato. (SANTOS, 2007)

A depuração do gás significa a remoção de partículas líquidas do gás, principalmente gotículas de óleo, proveniente do arraste em fase líquida ou sob a forma de névoas.

A remoção de gases ácidos está atrelada à segurança operacional e especificação do gás para venda e ocorre somente caso haja presença desses contaminantes, onde os principais são o H_2S e o CO_2.

A Figura 17 é um diagrama de blocos com as etapas tradicionais de condicionamento do gás natural em unidades brasileiras.

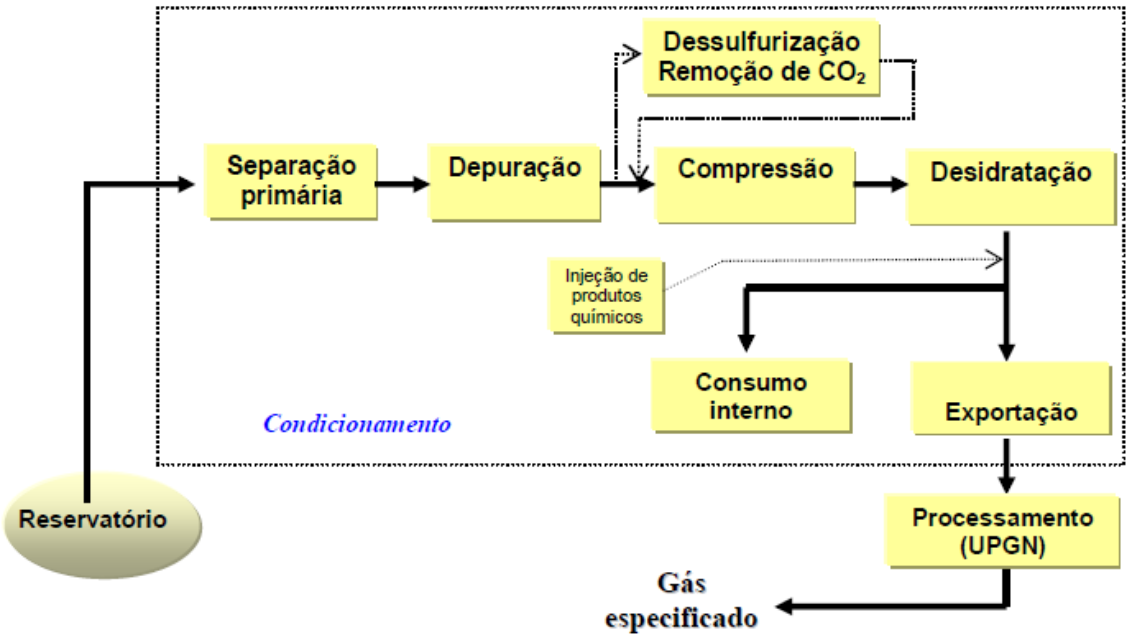

Figura 17 – Diagrama de blocos do condicionamento de gás (SANTOS, 2007)

2.2.4. Tratamento do óleo

O principal problema do sistema de tratamento de óleo é a retirada da água emulsionada, que também contém os sais dissolvidos e alguns sedimentos inorgânicos.

Os vasos tratadores de óleo a jusante do separador trifásico de produção também utilizam uma combinação de métodos que se baseiam na adição de produtos químicos (desemulsificantes), calor, introdução de campo elétrico e tempo de residência para romper a película de compostos emulsificantes que circundam as gotículas de água permitindo que elas coalesçam, formando gotas maiores que decantam e permitem a separação em duas fases líquidas: uma oleosa e uma aquosa. (KUNERT et al, 2007)

Basicamente, o processamento de óleo se resume a separações gravitacionais e tratamento eletrostático para especificar o óleo em BS&W e salinidade.

2.2.5. Tratamento da água produzida

Alguns esquemas de tratamento da água oleosa são normalmente utilizados. Por exemplo, em unidades *offshore*, é comum o uso de hidrociclones seguido de flotador para tratamento da água produzida. Em alguns casos, apenas a passagem pela bateria de hidrociclones é suficiente para enquadramento do

efluente para descarte. Em outros casos, tem-se tornado prática o uso de tanques de *slop* (grandes tanques gravitacionais) para o enquadramento da água em unidades do tipo FPSO. (KUNERT et al, 2007).

A Figura 18 apresenta um diagrama de blocos indicando as etapas do processo típico utilizado para tratamento de água produzida em ambiente *offshore*.

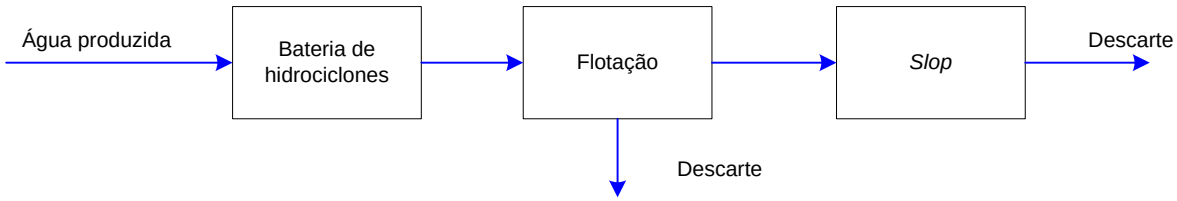

Figura 18 – Tratamento de água produzida

2.3. Detecção e diagnóstico de falhas

A supervisão de um processo industrial pode ser dividida em clássica e avançada. A clássica está relacionada à monitoração do processo através de sensores e na sua aplicação, algumas ações e decisões são realizadas pelos operadores e os alarmes são definidos por valores limites de importantes variáveis do processo.

A supervisão avançada utiliza os sinais de entrada e saída do processo e os modelos matemáticos e estatísticos são desenvolvidos para efetuar a detecção e diagnóstico de falhas, sendo todas as ações automáticas. (MENDES *apud* CASTRO, 2009).

Dentro do controle automático de sistemas e processos de grande complexidade, as funções de supervisão visam indicar os valores adequados das variáveis de processo, estados indesejáveis, proximidade a estados não permitidos, bem como tomar determinadas ações para manter uma operação aceitável e evitar danos ou acidentes. As funções e hierarquias de controle e supervisão podem ser diferenciadas. (ISERMANN, 1997 *apud* MACHADO, 2007)

Isermann (2006) divide essa hierarquia em quatro conjuntos:

1. Monitoramento: implica a checagem das variáveis medidas com considerações de tolerância e a geração de alarmes para o operador.

2. Proteção automática: quando os processos entram em um estado perigoso, inicia-se imediatamente uma ação para diminuir ou sair do estado de risco.

3. Supervisão com diagnóstico de falhas: baseia-se na medição de variáveis e cálculo de características, geram-se sintomas através da detecção de mudanças no processo. Com isto o diagnóstico é feito e as ações são tomadas para conter os efeitos da falha.

4. Ações de supervisão e gerenciamento de falhas.

Venkatasubramanian et al (2002) afirmam que a detecção e o diagnóstico de falhas são problemas importantes na Engenharia de Processo. Eles são o ponto principal do gerenciamento de anormalidades ocorridas nos processos.

O conhecimento necessário para o diagnóstico de falhas é o conjunto de falhas e a relação entre as observações, que podem estar explícitas ou podem ser inferidas a partir de uma fonte de informações. Resumidamente, os métodos de diagnóstico podem ser classificados como baseados no modelo do processo ou no histórico do processo (VENKATASUBRAMANIAN et al, 2003). Ambos os métodos podem ser divididos em qualitativo e quantitativo.

Machado (2007) apresentou resumidamente uma tabela com a classificação de algoritmos de detecção e diagnóstico de falhas, representada pela Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação de algoritmos de detecção e modo de falhas

Fonte de conhecimento "a priori" do processo	**Técnica de busca**	**Descrição**
Modelo quantitativo (fenomenológico ou caixa preta)	Classificadores estatísticos; funções de limites, etc	Geração e avaliação de resíduos
Modelo qualitativo (modelos causais ou hierarquias de abstração)	Topográficas e sintomáticas	Uso de modelo causa-efeito como template de operação normal ou na busca de falhas a partir de sintomas
	Extração de características qualitativas (sistemas especialistas; análise qualitativa de tendências)	Informação histórica é extraída a partir dos dados e o problema observado é classificado
Dados históricos	Extração de características quantitativas (métodos estatísticos, como classificador Baysiano e não-estatísticos como redes neuronais)	Problema tratado como de reconhecimento de padrões

Para o caso da aplicação deste estudo, será considerado um sistema de monitoramento da vazão de chegada do fluido na plataforma. A detecção do

evento “grande flutuação de vazão” será baseada em dados, utilizando-se os conceitos de controle estatístico de processos.

2.4. Monitoramento Estatístico de Processos

Como pôde ser observado nas seções anteriores, a produção *offshore* de petróleo está sujeita a inúmeros fenômenos, que muitas vezes geram instabilidades nas plantas de processamento, responsáveis por especificar o óleo e o gás que serão enviados às refinarias. Instabilidades nos equipamentos geram perda de produção e baixa eficiência no processo. As oscilações de carga são exemplos de perturbações que podem gerar má separação no separador de produção, trazendo como consequência, por exemplo, o arraste de líquido para o gás que alimenta os compressores.

A qualidade do processo produtivo é fator importante na operação de qualquer processo industrial e é baseado nesta premissa que se aplica o conceito de monitoramento estatístico de processo. Chiang, Russel & Bratz (2001) e Venkatsubramanian et al (2003) definem “falhas de parâmetros” como falhas associadas a distúrbios de processo. E Cinar et al (2007) afirmam que o monitoramento estatístico de processos tem o objetivo de detectar a ocorrência e a natureza das mudanças operacionais que fazem com que o processo saia do seu comportamento alvo.

Montgomery (2004) afirma que a qualidade é inversamente proporcional à variabilidade. Como a variabilidade só pode ser descrita em termos estatísticos, os métodos estatísticos desempenham papel central nos esforços para a melhoria da qualidade.

As características da qualidade são quase sempre avaliadas em relação às especificações e um valor de medida que corresponde ao valor desejado para aquela característica da qualidade denomina-se valor nominal ou valor-alvo. Esses valores são usualmente limitados por um intervalo de valores: o maior valor permitido para uma característica da qualidade é denominado limite superior de especificação (LSE) e o menor valor permitido é o limite inferior de especificação (LIE). (MONTGOMERY, 2004).

Dessa forma, denominaremos aqui o monitoramento estatístico de processo como uma tecnologia estatística e de engenharia que é útil na melhoria da

qualidade, sendo o gráfico de controle uma das técnicas principais. Neste trabalho, usaremos o gráfico de controle de Shewhart para medidas individuais.

Oggunaike & Ray (1994) comentam que o que é tradicionalmente conhecido como gráfico de controle de qualidade de Shewhart é um método gráfico para testar a hipótese de que a medida do processo observada não difere significativamente do seu valor-alvo contra a hipótese alternativa de que a medida é significativamente diferente.

A hipótese teórica é a de que variações na medida em torno do valor-alvo podem ultrapassar o comportamento em torno de 3σ (três vezes o desvio-padrão), somente de 2 a 3 vezes em 1000 observações. A significância associada a esse procedimento é de 0,0027. O gráfico para observações individuais é interpretado da seguinte forma: um deslocamento na média do processo resultará ou de um ponto (ou pontos) fora dos limites de controle ou de um padrão consistindo de uma sequência em um dos lados da linha central (OGGUNAIKE & RAY, 1994).

Para o gráfico de controle das medidas individuais, os parâmetros são o LSE, também conhecido como LSC (Limite Superior de Controle), a linha central e o LIE ou LIC (Limite Inferior de Controle). As equações para determinação destes parâmetros são:

$$LSC = \bar{x} + 3\frac{\overline{MR}}{d_2} \tag{4}$$

$$LIC = \bar{x} - 3\frac{\overline{MR}}{d_2} \tag{5}$$

Onde $\bar{x}$ é a média, d_2 é uma constante tabelada em função do número de amostras, e $\overline{MR}$ é a amplitude móvel de duas amostras.

Os gráficos de controle são usados para monitorar a qualidade do processo. Dependendo do número de características de processo a ser monitorado, há dois tipos básicos de gráficos de controle. O primeiro, univariável, é um gráfico com uma característica da qualidade. O segundo, multivariado, é uma tela gráfica que sumariza ou representa mais de uma característica da qualidade. (NIST, 2009)

Se somente uma característica da qualidade é medida, o gráfico de controle mostra o valor da característica *versus* o tempo. Em geral, o gráfico contém uma

linha central que representa a média. As outras duas linhas horizontais representam os limites já citados.

Quando amostras preliminares são usadas para construir os gráficos de controle, podem-se tratar os limites calculados como limites de controle tentativos. Se todos os pontos caem dentro dos limites de controle e não se observa qualquer comportamento sistemático, então podemos concluir que o processo estava sob controle. Caso o contrário aconteça, torna-se necessária uma revisão dos limites de controle.

Em alguns casos, é possível que não se identifique uma causa atribuível para o ponto fora de controle; uma opção é reter o ponto tomando os limites de controle tentativo como apropriados para uso. Se há apenas um ou dois desses pontos, isso não resultará em distorções significativas do gráfico de controle. (MONTGOMERY, 2004)

A Figura 19 representa o esquema do gráfico de controle estatístico de processo.

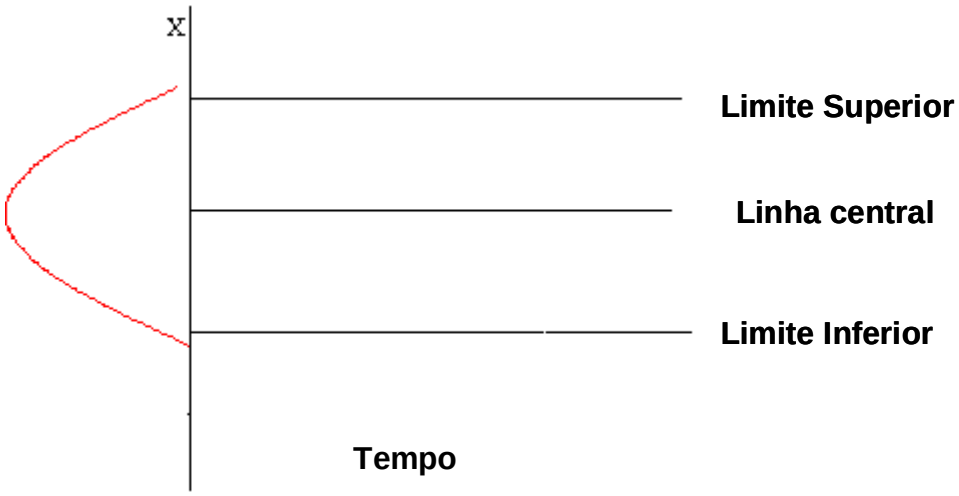

Figura 19 – Esquemático do gráfico de controle estatístico de processo

CAPÍTULO 3

LEVANTAMENTO E ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS SENSORES

Os sensores e transmissores de uma planta industrial são imprescindíveis para o acompanhamento e controle de processos. A qualidade com que as informações são coletadas, enviadas e armazenadas torna-se insumo importante na aplicação de métodos e procedimentos para automação, controle e otimização de plantas industriais.

Em ambiente *offshore* a preocupação com segurança, integridade das instalações e estabilidade da produção torna-se cada vez mais importante e muitos estudos em prol de aplicações de novos conceitos que possam atingir estes objetivos tornam-se cada vez mais atrativos.

Neste capítulo será feita uma breve apresentação sobre as plataformas estudadas, o levantamento dos instrumentos disponíveis através de seus respectivos documentos de Engenharia, bem como análise da qualidade das informações transmitidas por eles.

3. LEVANTAMENTO DOS ESTUDOS DE CASO

3.1. Plataformas

Foi possível analisar duas unidades brasileiras, aqui denominadas plataforma A e plataforma B, cujos dados foram disponibilizados pela operação de terra dos respectivos ativos de produção.

3.1.1. Plataforma A

A plataforma utilizada como primeiro caso para o estudo é uma semi-submersível de lâmina d'água de 575 m. Possui quinze poços satélites e dois *manifolds* de produção: um com sete e outro com oito poços conectados. A produção de cada poço satélite chega individualmente ao *topside*, enquanto a produção dos poços conectados ao *manifold* chega à plataforma em um único *riser*.

A planta de processamento de fluidos é composta por dois trens de produção idênticos. Cada trem recebe a produção de um *manifold* e cerca da metade dos poços satélites. Tanto os poços satélites como os *manifolds* de produção possuem três linhas conectadas entre os poços e a plataforma: uma linha de produção, uma linha de serviço e o umbilical. A linha de serviço é utilizada para injeção de *gas lift* como método de elevação artificial.

Todo o fluido produzido é distribuído nos *headers* que alimentam cada trem de produção. Cada poço pode ser alinhamento tanto para o *header* A como para o *header* B, assim como o óleo produzido em cada *manifold* pode alternar entre os *headers*.

A Figura 20 representa a configuração submarina supracitada, com a disposição dos poços satélites e *manifold* submarino e a Figura 21 representa a interface entre a chegada da produção e seu alinhamento.

.

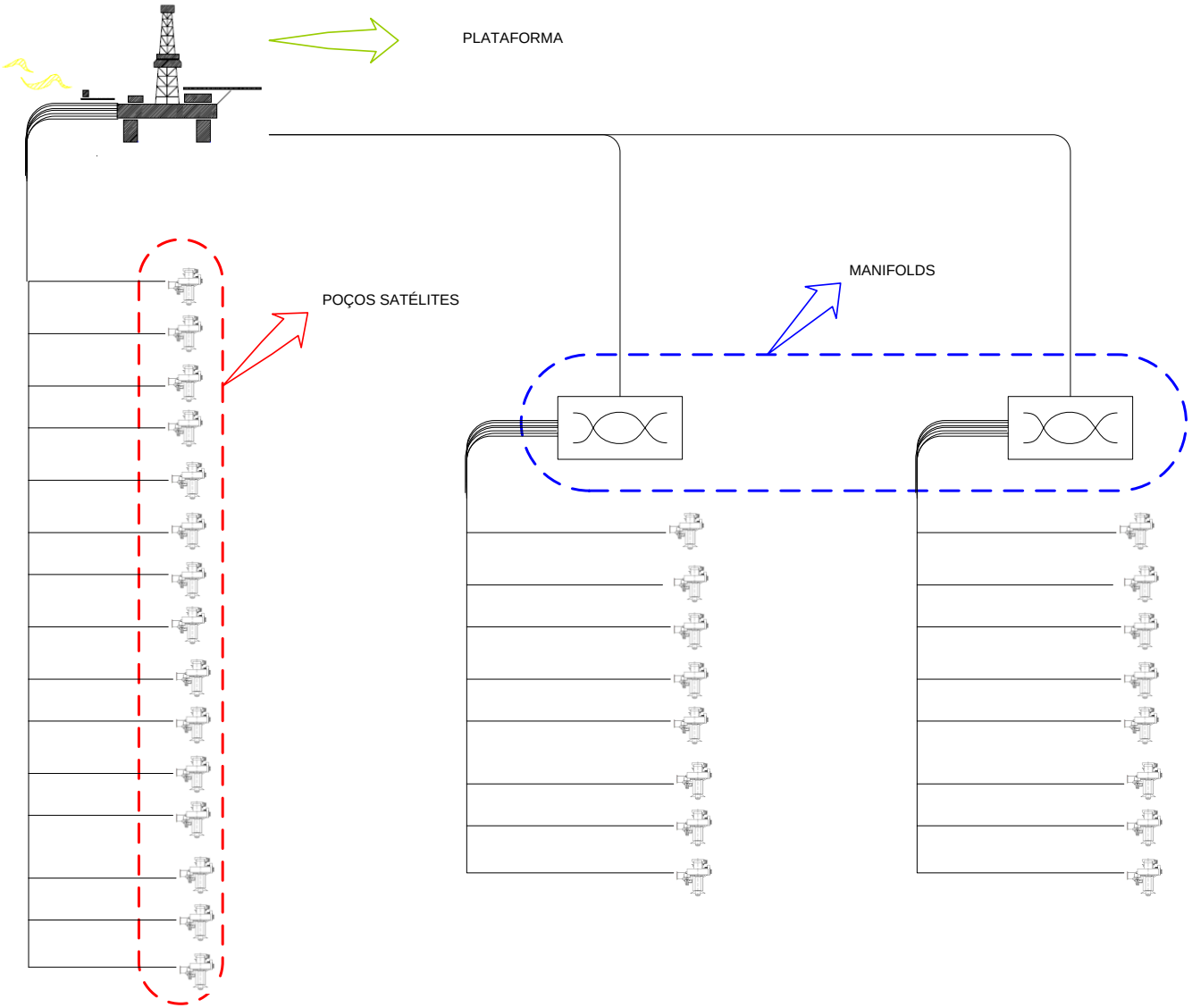

Figura 20 – Arranjo submarino da plataforma

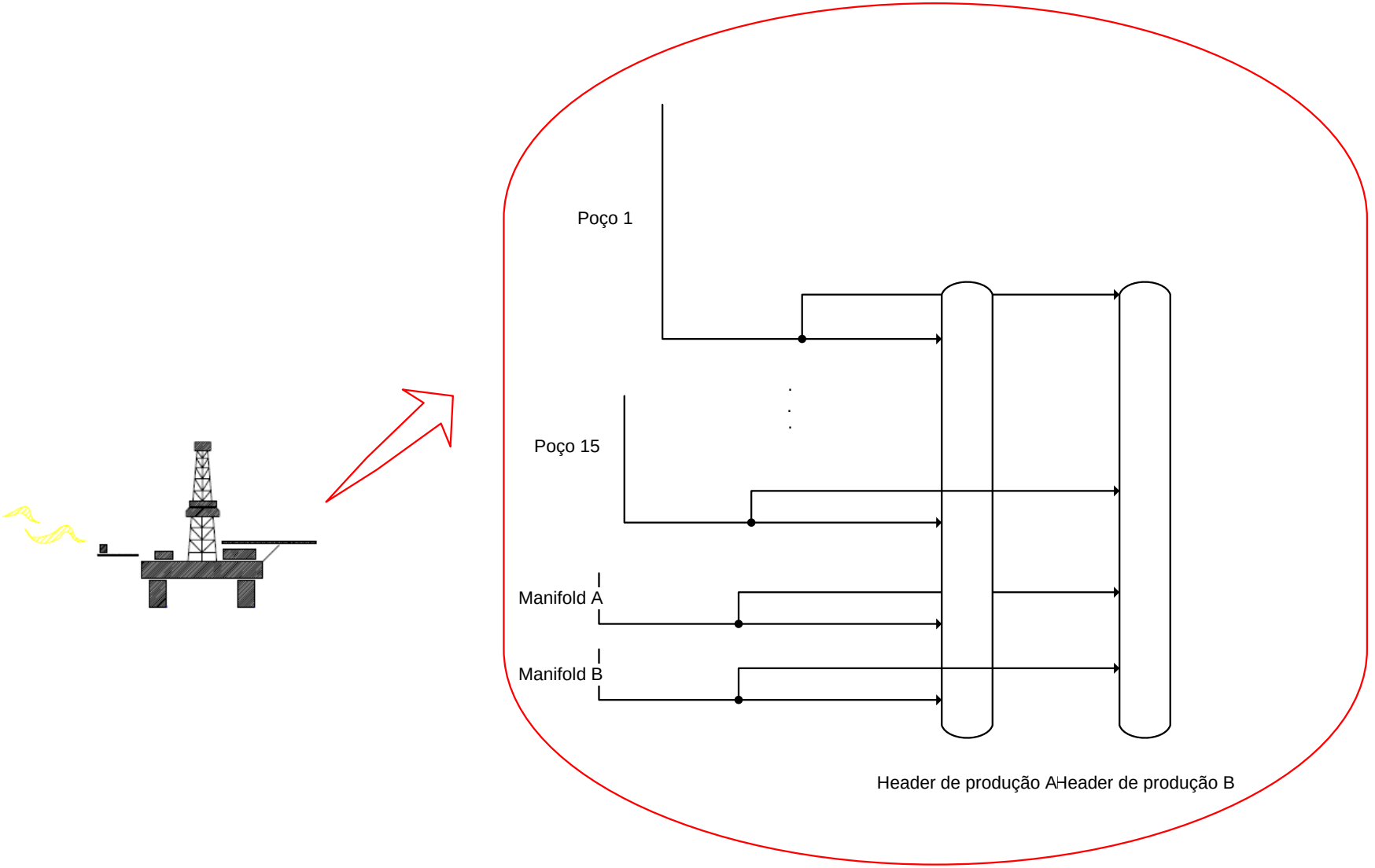

Figura 21 – Esquema de alinhamento entre poços e *manifold* para os *headers* de produção

A planta de processamento primário visa a separação entre o gás e o líquido (mistura de óleo e água) produzidos. A separação entre a água e o óleo é feita em outra UEP.

O fluido produzido tem sua vazão controlada através de uma válvula conhecida como *choke*. Ao chegar no *topside*, a produção é aquecida em um trocador de calor do tipo casco-tubos, onde atinge a temperatura ideal para a separação, esta feita no separador de produção bifásico.

O gás é enviado ao depurador para retirada do líquido remanescente, seguindo para a compressão, enquanto o condensado retorna ao processo. A mistura água-óleo que deixa o separador de produção segue para nova separação no separador atmosférico, onde a fase gás é levada ao compressor *booster* e a fase líquida é bombeada para a plataforma responsável pela separação entre água e óleo.

A planta de processamento é dotada de sistema de controle nos seguintes pontos:

- Trocador de calor: a temperatura de saída do fluido é controlada através da vazão da água de aquecimento do trocador de calor de produção;

- Separador de primeiro estágio: o nível do separador é controlado através da interface líquido-gás, em uma estratégia de controle PID. A pressão do separador é controlada pelo compressor de gás.

A Figura 22 representa um esquema simples de um dos trens de produção da planta de processamento.

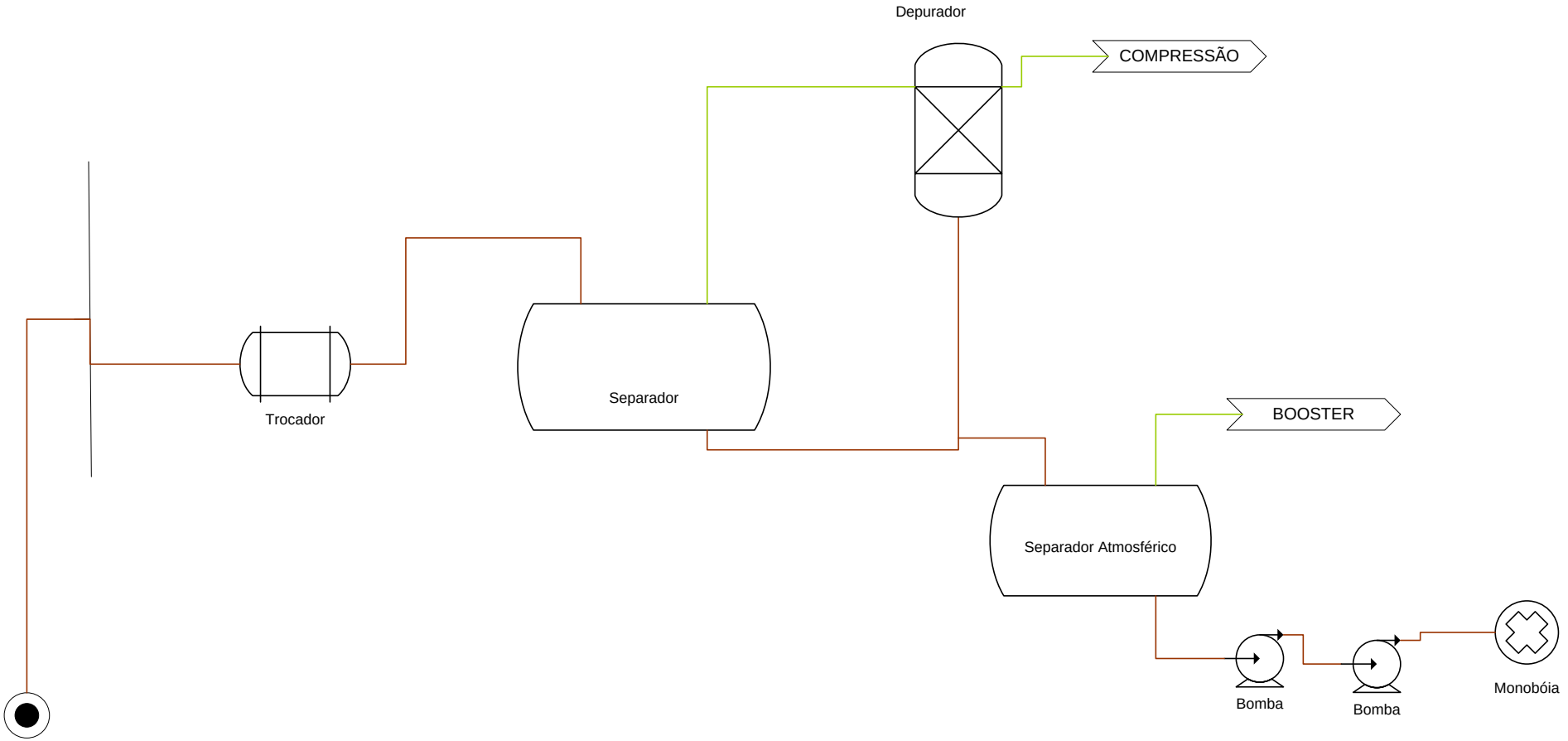

Figura 22 – Esquema de parte da planta de processamento primário

3.1.2. Plataforma B

A segunda plataforma utilizada como estudo de caso é um FPSO ancorado em lâmina d'água de 1040 m. Está conectado a doze poços produtores e treze poços injetores. Cada poço produtor tem a chegada da sua produção junto à plataforma em *risers* individuais, com a produção controlada individualmente por uma válvula *choke* de superfície conectada a cada poço.

Cada poço produtor tem conectado à plataforma três linhas submarinas: o umbilical, uma linha de serviço e uma linha de produção. A linha de serviço é utilizada para injeção de *gas lift* como método de elevação artificial.

A plataforma também é equipada com uma planta de tratamento primário de fluidos, responsável por enquadrar o óleo nas especificações de venda, bem como a água produzida, de acordo com a legislação ambiental, além de condicionar o gás, utilizado como gás combustível ou como *gas lift.*

Após enquadramento do óleo, este é medido e estocado em tanques de armazenamento. Periodicamente o óleo é transferido para navios aliviadores na operação denominada *offloading*, para então ser transportado à costa brasileira.

A Figura 23 representa um esquema do arranjo submarino conectado à plataforma de produção B, com os poços de produção e os poços injetores de água.

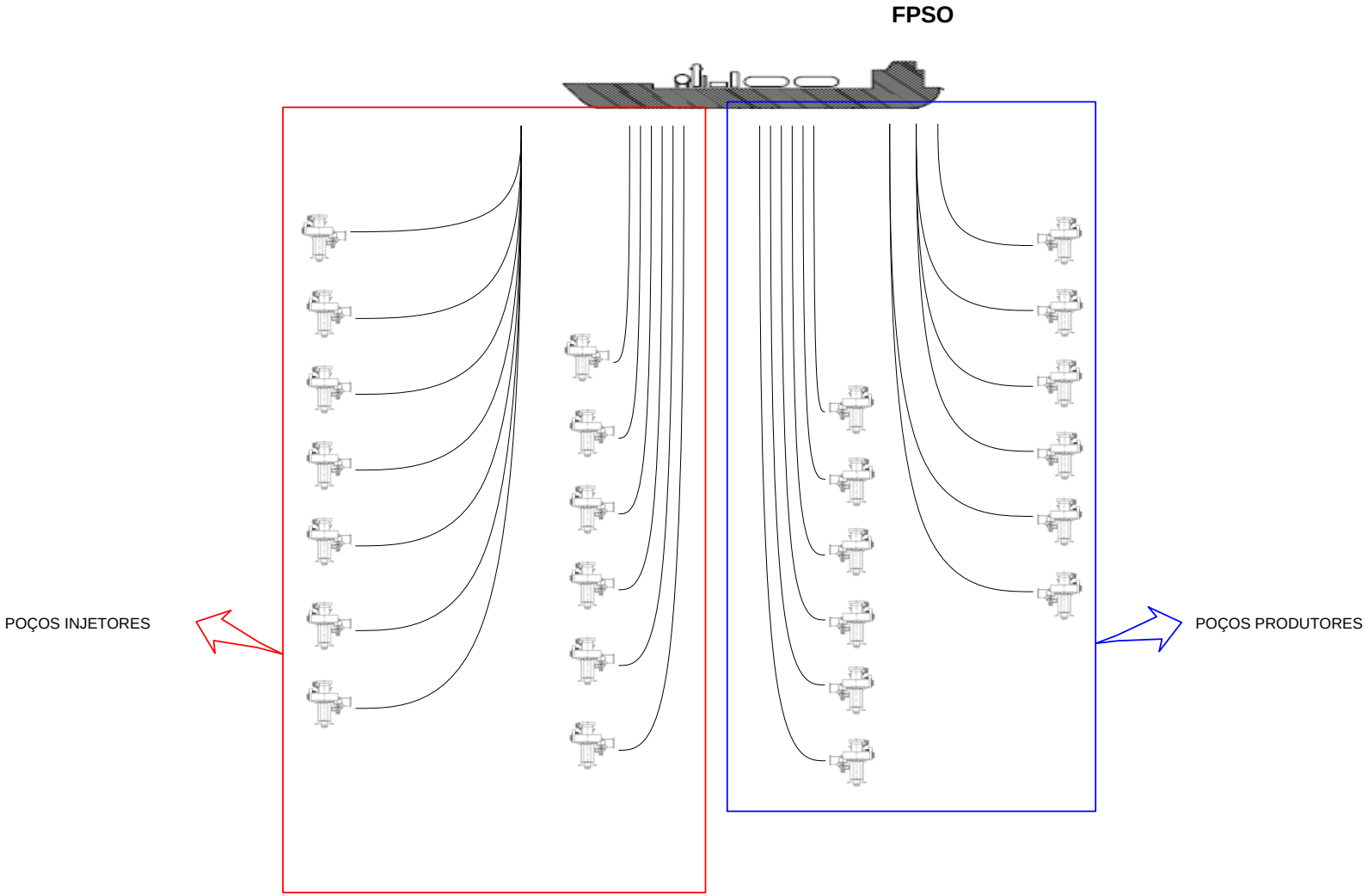

Figura 23 – Esquema de interligação de poços para a plataforma B

A planta de processamento primário de fluidos da plataforma B separa as fases gás, óleo e água da corrente produzida; cada fase é processada separadamente nos sistemas a jusante. Ela é composta por dois trens de produção e um de teste.

Para o tratamento do óleo, ao chegar na plataforma, o fluido é aquecido em um pré-aquecedor do tipo casco-tubo, trocando calor com a água separada no separador de produção para aproveitamento da energia. Para chegar à temperatura ideal de separação, o fluido é aquecido novamente em um trocador de calor casco-tubos, mas utilizando água do sistema fechado de aquecimento como fornecedor de calor.

O fluido é então encaminhado ao separador de produção, onde ocorre a separação entre as fases. O óleo segue para o tratador eletrostático para enquadramento do BS&W e salinidade, sendo depois resfriado e enviado ao separador atmosférico, etapa final de tratamento.

A Figura 24 representa o processo de tratamento de óleo da plataforma, considerando a chegada de um poço produtor no header de produção. Conforme mencionado anteriormente, a chegada dos poços é individual e a produção é dividida entre os dois *headers* existentes na planta.

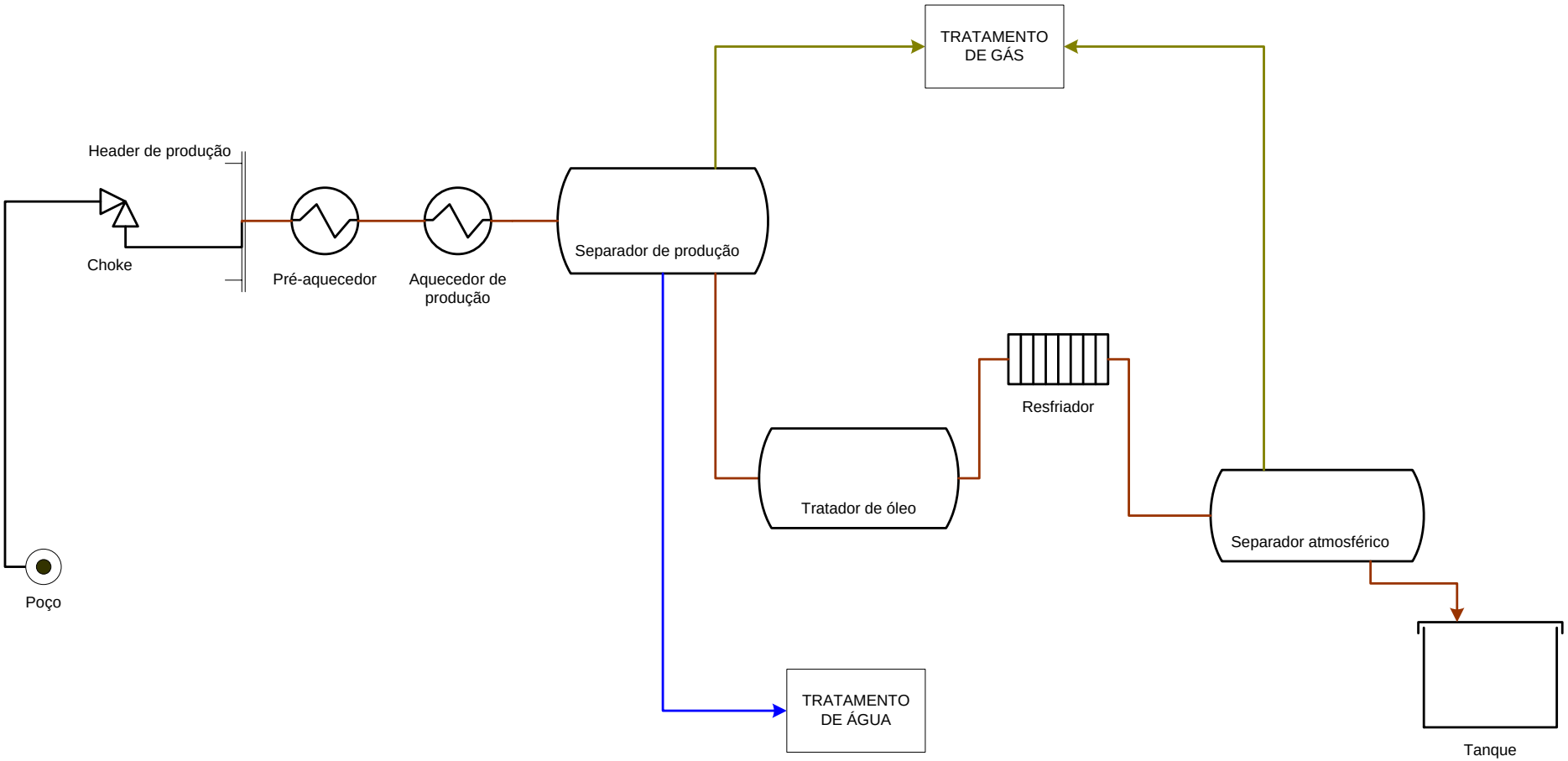

Figura 24 – Esquema da planta de tratamento de óleo da plataforma B para um poço

O gás a menor pressão, proveniente do separador atmosférico, é comprimido no sistema de compressão *booster*. Em qualquer etapa de compressão, o gás sofre a seqüência determinada por: resfriamento, depuração para retirada de pesados do gás, e compressão.

Após ser comprimido, o gás junta-se ao gás de maior pressão proveniente do separador de produção. A corrente será então comprimida em dois estágios, obedecendo às etapas de resfriamento, depuração e compressão, para então ter a umidade reduzida na torre contactora de TEG.

Após a retirada de água do gás, este sofre mais um estágio de compressão, para então ser resfriado e utilizado como *gas lift* ou como uso interno da plataforma na forma de gás combustível ou para exportação. O header de *gas lift* possui uma PV com a finalidade de direcionar o excedente de gás comprimido não consumido pelo *gas lift* para o *header* de exportação de gás ou para gás combustível.

A Figura 25 representa o esquema de tratamento sofrido pelo gás ao longo do processamento desde a elevação de pressão do gás proveniente do separador atmosférico até a compressão final da corrente total de gás, de forma a atingir a pressão ideal dos consumidores.

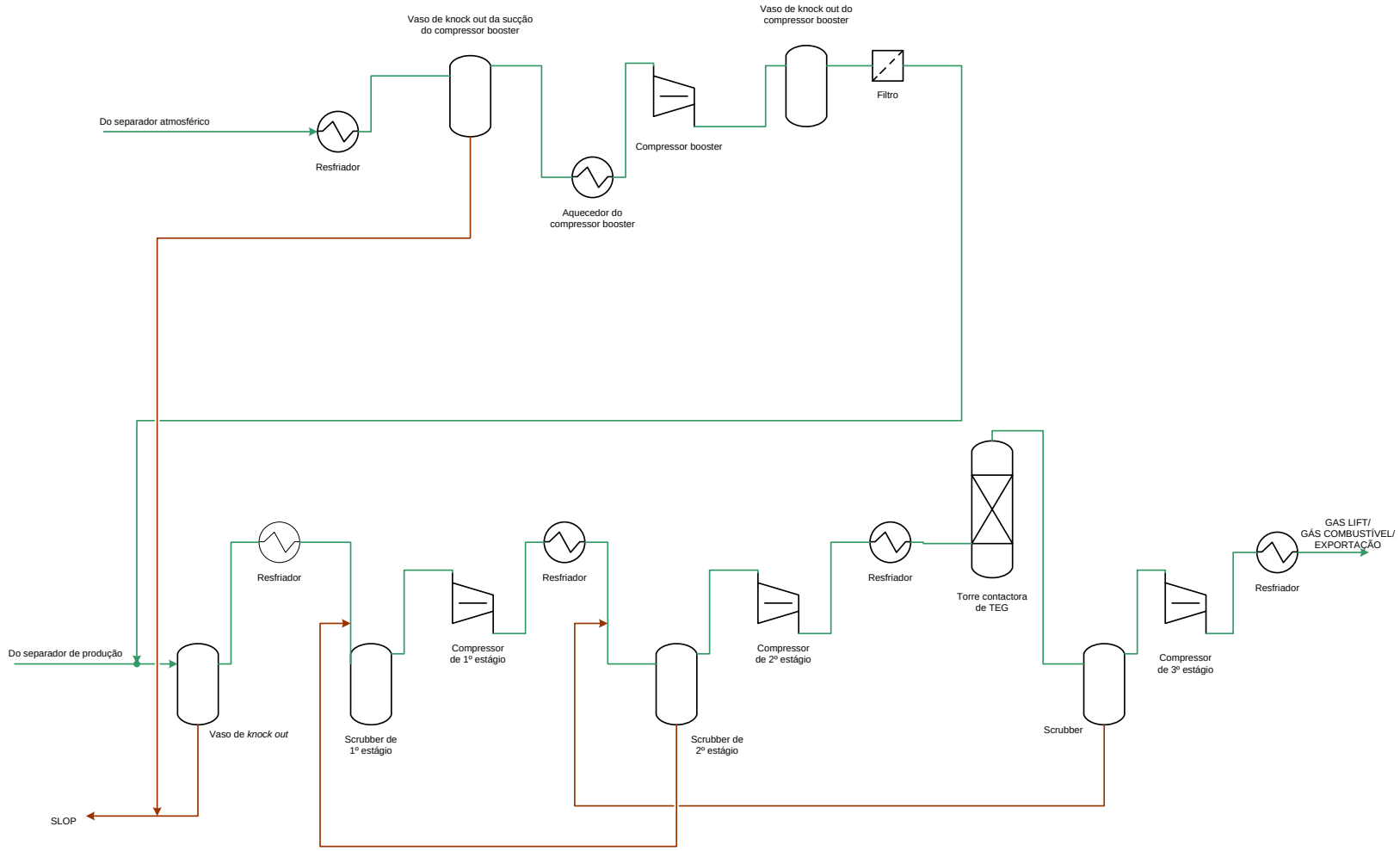

Figura 25 – Esquema da planta de processamento de gás da plataforma B

3.2. Levantamento das informações disponíveis em campo

De posse dos P&IDs (*Process and Istrumentation Diagram*) foram levantados os instrumentos disponíveis na plataforma. Considerou-se todo o caminho percorrido pelo fluido desde o reservatório até a superfície. Especificamente na planta de processamento primário, foram considerados os equipamentos e tubulações desde a chegada na plataforma até o separador de produção ou separador de primeiro estágio.

Como as plataformas são dotadas de um sistema de controle no separador de produção, os efeitos da golfada seriam amenizados por essa estratégia implementada. Dessa forma, as consequências não seriam levadas aos sistemas a jusante deste equipamento.

O objetivo primário torna-se então levantar todos os instrumentos disponíveis na planta desde os equipamentos submarinos até o separador de produção.

A

Tabela 2 e a Tabela 3 apresentam, respectivamente, os instrumentos apresentados nos desenhos da plataforma A e da plataforma B.

Tabela 2 – Instrumentos instalados na plataforma A

Descrição	**Local**
Pressão do PDG	Arranjo submarino
Temperatura do PDG	Arranjo submarino
Pressão do TPT	Arranjo submarino
Temperatura do TPT	Arranjo submarino
Pressão a montante da válvula choke	Topside
Temperatura a montante da válvula choke	Topside
Abertura da válvula choke	Topside
Pressão a jusante da válvula choke	Topside
Pressão a montante do separador de produção	Topside
Temperatua a jusante do aquecedor de produção	Topside
Pressão no separador bifásico	Topside
Vazão de gás no separador bifásico	Topside
Temperatura de saída do gás no separador bifásico	Topside
Nível do separador bifásico	Topside
Abertura da válvula controladora de nível do separador bifásico	Topside
Pressão de *gas lift*	Topside

Tabela 3 – Instrumentos instalados na plataforma B

Descrição	**Local**
Pressão do PDG	Arranjo submarino
Temperatura do PDG	Arranjo submarino
Pressão do TPT	Arranjo submarino
Temperatura do TPT	Arranjo submarino
Pressão a montante da válvula choke	Topside
Temperatura a montante da válvula choke	Topside
Abertura da válvula choke	Topside
Pressão a jusante da válvula choke	Topside
Indicação de abertura da válvula para o header A	Topside
Indicação de abertura da válvula para o header B	Topside
Indicação de abertura da válvula para o header de teste	Topside
Pressão no header de produção	Topside
Temperatura no header de produção	Topside
Pressão no separador trifásico de produção	Topside
Temperatura de saída de gás do separador trifásico de produção	Topside
Vazão de gás no separador trifásico de produção	Topside
Nível do separador trifásico de produção	Topside
Abertura da válvula controladora de nível do separador trifásico de produção	Topside
Pressão de *gas lift*	Topside
Vazão instantânea de *gas lift*	Topside
Vazão total de *gas lift*	Topside

De posse de todas as informações sobre os dados obtidos foi necessário avaliar as variáveis mais importantes e que poderiam denotar a ocorrência de um aumento de vazão de chegada.

Para que a escolha fosse feita de forma embasada, partiu-se da experiência dos técnicos no monitoramento de variáveis relacionadas à elevação e escoamento de fluidos entre o arranjo submarino e o *topside* até a análise qualitativa do comportamento das variáveis em relação ao evento. Esse monitoramento está inserido na rotina dos profissionais de acompanhamento das unidades.

A pressão de chegada da plataforma é o parâmetro normalmente utilizado para determinar alterações de regime de escoamento nas linhas de produção. O objetivo agora é avaliar qualitativamente as propriedades que possam determinar uma correlação com o evento de ocorrência de golfadas nas instalações de superfície.

3.3. Análise das informações levantadas

Para o caso das plataformas brasileiras estudadas, o banco em terra onde os dados lidos estão disponibilizados recebe as informações do sistema implantado *offshore*, em uma frequência de leitura determinada pelo usuário. Como qualquer sistema é passível de erros, foi necessário capturar as seguintes informações através da interface do sistema supervisório *offshore* e o sistema implantado em terra de forma a averiguar a confiabilidade dos dados:

- Descrição do *tag* do instrumento: o *software* é capaz de trazer uma definição sobre a que se refere o instrumento levantado pelo usuário. Essa informação é importante para validar a identificação de cada instrumento com sua respectiva função;
- Unidade de Engenharia: unidade de medida na qual é armazenada a leitura. Não necessariamente é a unidade reportada pelo medidor. Ou seja, é possível que o medidor envie a informação em uma determinada unidade de medida e o próprio sistema em terra a converta para a unidade normalmente usada pela operação em terra;
- Conversor: algumas informações de saída do sistema em terra precisam sofrer conversões para então ler-se a medida. Essa conversão é normalmente uma equação linear e o sistema disponibiliza os coeficientes angular e linear da equação;
- Frequência de armazenamento de dados: para que os dados possam ser utilizados da melhor maneira possível, levantou-se a frequência com que são armazenados. O objetivo é avaliar se esta frequência é a mínima necessária para que o dado possa ser utilizado na descrição do evento, neste caso a golfada. Como as variáveis são muitas, o ideal é que a frequência de captação seja a mesma definida para todas as variáveis, em caso negativo, pode-se trabalhar com dados interpolados, visto que informações deste tipo não sofrem alterações bruscas.

A Tabela 4 representa um exemplo de captação de informações via sistema *onshore* de coleta de dados.

Tabela 4 - Exemplo de informações levantadas no sistema em terra para a plataforma B

			Conversão	
TAG	**Descrição**	**Unidade**	**Angular**	**Linear**
XX_ZIT-1210210	Abertura do choke	%	0,01	0
XX_HV-1210422	Header A		1	0
XX_HV-1210443	Header B		1	0
XX_HV-1210474	Header Teste		1	0
XX_PT-1210262	P Mont Choke	kgf/cm²	0,010197	0
XX_PT-1210288	P Jus Choke	kgf/cm²	0,00102	0
XX_TIT-1210028	T Mont Choke	ºC	0,01	0
XX_PT-1210184	P TPT	kgf/cm²	0,0703	0
XX_PI-1210210	P PDG	kgf/cm²	1	0
XX_TT-1210002	T TPT	ºC	0,01	0
XX_TI-1210210	T PDG	ºC	1	0
XX_FIT-1244314	Vazão inst. GL	m³/h	1	0
XX_FQIT-1244314	Vazão total GL	m³	1	0
XX_PT-1244054	Pressão GL Jus	kgf/cm²	0,101	0

Para que cada valor detectado pelo sistema pelo *tag* correspondente seja válido, é necessário que o dado seja convertido através de uma equação linear, cujos coeficientes angular e linear são disponibilizados pelo sistema. No quadro acima, estes valores correspondem às duas últimas colunas.

Dessa forma, para o exemplo da pressão a montante da válvula *choke* de produção, levantada a partir do *tag* XX_PT-1210262, temos:

$$P = a * x + b \tag{6}$$

,

Onde $a = 0{,}010197$, $b = 0$ e x é o valor reportado pelo sistema.

A Tabela 5 representa o exemplo mencionado para um dado retirado do sistema.

Tabela 5 – Exemplo de dado convertido

TAG	Valor	Valor convertido
XX_PT-1210262	1502	15,315894

O valor obtido para a pressão a montante da válvula *choke* foi calculada através da equação (6), onde:

$$P = 1502 * 0{,}010197 + 0, \text{ logo}$$

$$P = 15{,}3 \text{ kgf/cm²}.$$

Instrumentos como XX_HV-1210422 indicam situação de abertura da válvula: aberta (*on*) ou fechada (*off*). Para o caso da válvula que liga o poço ao *header* A de produção na plataforma B, a indicação "*on*" significa que o poço está alinhado para o trem A de produção, enquanto "*off*" significa que o poço pode estar alinhado para o *header* B ou *header* de teste.

3.4. Análise das informações coletadas

É a avaliação sobre a confiabilidade da informação bruta coletada. Esta é a etapa de análise de confiabilidade dos sensores de medição. A partir dos *tags* e utilizando-se a interface em Excel®, responsável por captar a informação em planilhas, foram levantados os dados brutos para um determinado período estipulado. O objetivo é avaliar se há falta de dados ou indicação de mau funcionamento do instrumento.

Devido à confidencialidade dos dados, como esta etapa é puramente qualitativa, não serão mostrados os valores registrados no banco de dados. Serão suprimidos os valores reais das variáveis, onde a escala pode ser obtida pela própria divisão dos eixos.

3.4.1. Plataforma A

Para o caso da plataforma A, apesar de os dados de superfície e *manifold* estarem disponíveis, não havia informação sobre a árvore de natal dos poços satélites (PDG e TPT) e sobre os dados de alinhamento dos poços. Ou seja, não foi possível determinar de maneira rápida quais os poços alinhados para o trem de produção a ser estudado em função do período de análise.

Primeiramente foram identificados diferentes períodos em que houve aumento da pressão no *header* de produção da plataforma e traçaram-se as curvas das variáveis a serem analisadas em função do tempo. Foram escolhidos dois períodos distintos para que se pudesse usar de exemplos neste estudo.

<u>Pressão e temperatura do PDG e TPT para os poços satélites</u>

Não houve disponibilidade dos dados de PDG dos poços satélites. Para a leitura dos TPTs, dividiram-se os poços em dois tipos: aqueles que tiveram o TPT

em funcionamento (poço tipo I) e aqueles que tiveram seu valor de TPT congelado (poço tipo II).

A Figura 26 representa um exemplo do poço tipo I e a Figura 27 um exemplo do tipo II. Poços do tipo II serão desconsiderados nas análises posteriores.

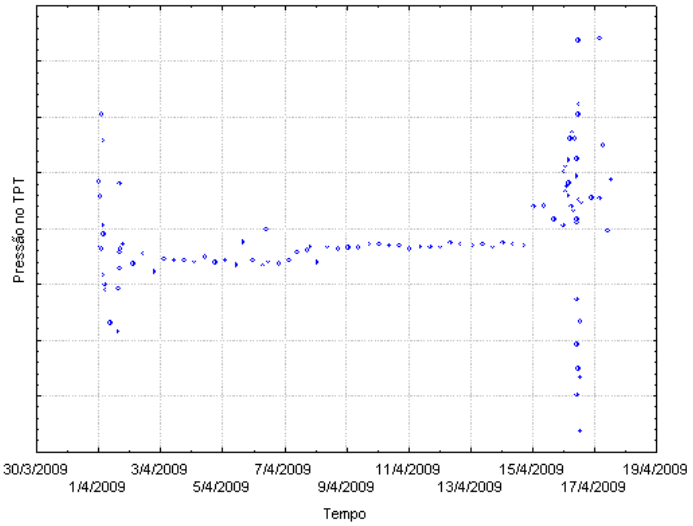

Figura 26 – Pressão no TPT ao longo do tempo para um poço satélite

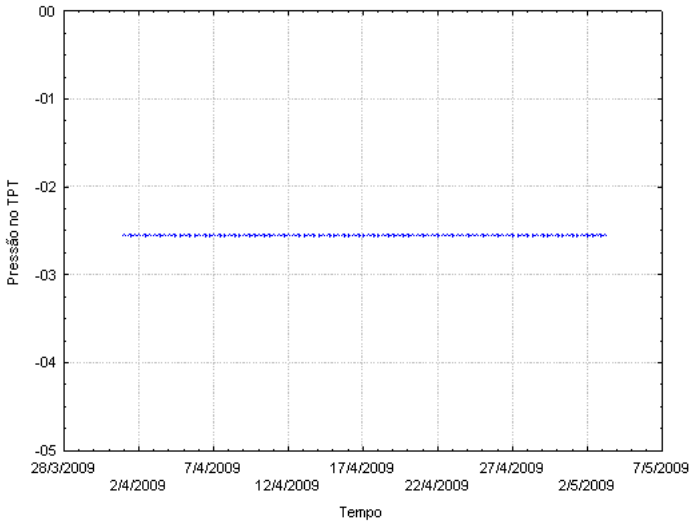

Figura 27 – Pressão no TPT ao longo do tempo para o problema tipo I

Pressão no *manifold* de produção

A Figura 28 representa um exemplo da variação da pressão no *manifold* submarino. Podem-se notar alguns picos de pressão ao longo do tempo.

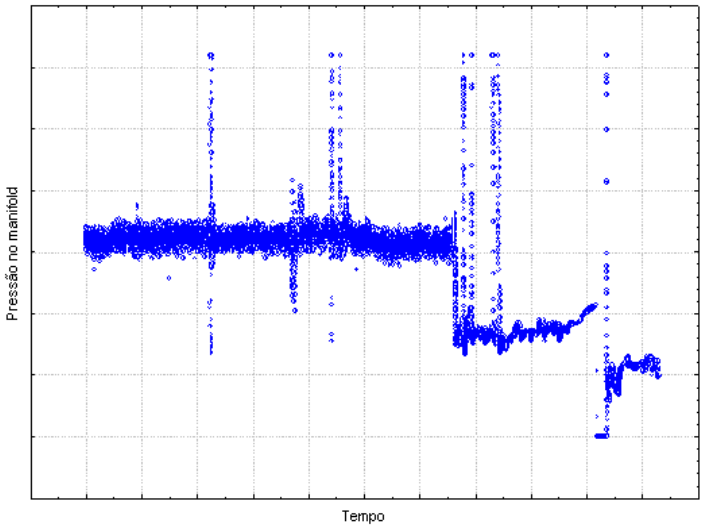

Figura 28– Pressão no *manifold* da plataforma A

Pressão de chegada na plataforma

A partir da Figura 29 é possível notar que o comportamento da pressão na chegada da plataforma apresenta oscilações ao longo do tempo.

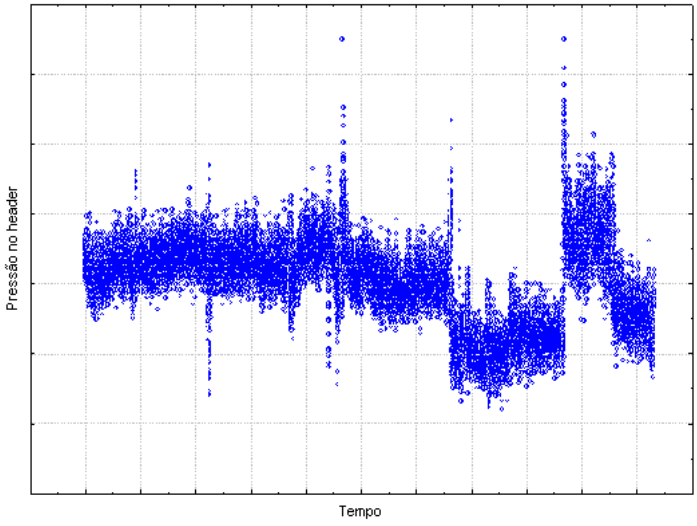

Figura 29 – Pressão de chegada na plataforma A

Pressão de *gas lift*

Por ser um método de elevação artificial, acredita-se que a injeção de gás na coluna de produção ajude na elevação e escoamento dos fluidos. Pela Figura 30, é possível notar variações pequenas e quedas contínuas de pressão de *gas lift*, com operação em patamar diferente do inicial.

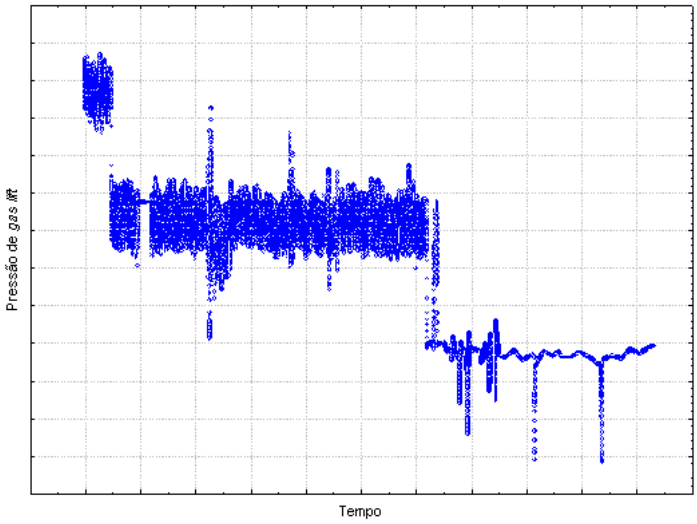

Figura 30 – Pressão de *gas lift* para a plataforma A

Não foi disponibilizada leitura de vazão de *gas lift* da plataforma. Sem a leitura de pressão e temperatura no reservatório, as análises de pressão de chegada, pressão no *manifold*, pressão no TPT e pressão de *gas lift* são as únicas possíveis de serem feitas na próxima etapa do trabalho.

3.4.2. Plataforma B

Como cada poço é produzido individualmente através de seu próprio *riser*, a análise do banco de dados foi feita para cada poço desde o arranjo submarino até imediatamente a jusante da válvula *choke*. Para exemplo de metodologia e parâmetros de avaliação, será mostrada somente a análise do poço 1 e os demais podem ser vistos no Anexo I.

As variáveis analisadas individualmente para cada poço serão pressão e temperatura no PDG, pressão e temperatura no TPT, pressão de chegada do fluido na plataforma, abertura da válvula *choke* de produção, pressão a jusante da válvula *choke*, pressão de *gas lift* e vazão de *gas lift*.

Poço 1: situado em lâmina d'água de 1053 m.

Pressão e Temperatura no PDG

A Figura 31 e a Figura 32 representam, respectivamente, a curva da pressão no PDG e da temperatura do PDG em função do tempo para o poço 1.

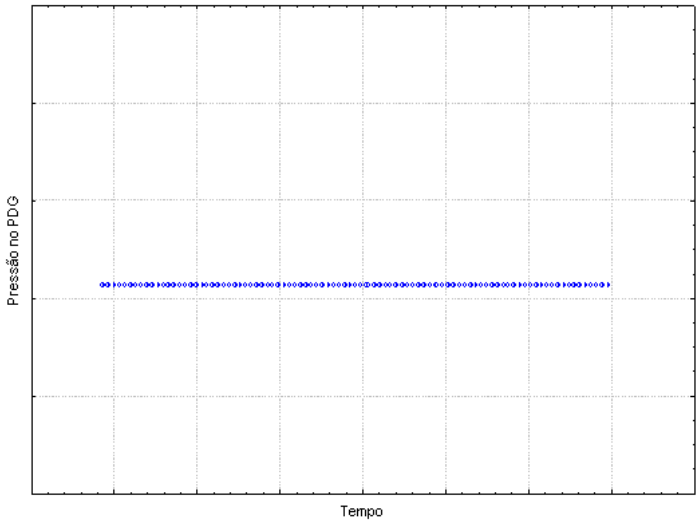

Figura 31 – Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 1

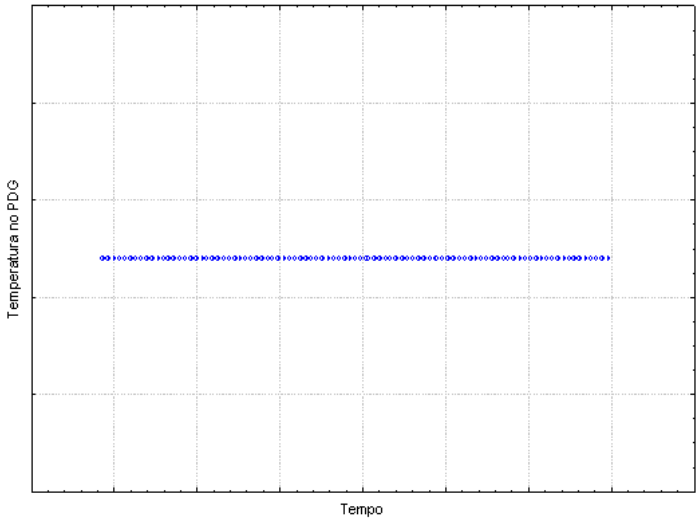

Figura 32 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 1

Nota-se que o sensor de medição de pressão na ANM apresenta mau funcionamento: os dados são congelados em valor único. Dessa forma, sensores que apresentam tal comportamento serão descartados.

Pressão e Temperatura no TPT

A Figura 33 descreve o comportamento da pressão no TPT ao longo do tempo, pode-se notar um pico de pressão, que logo volta a se estabilizar com poucas flutuações.

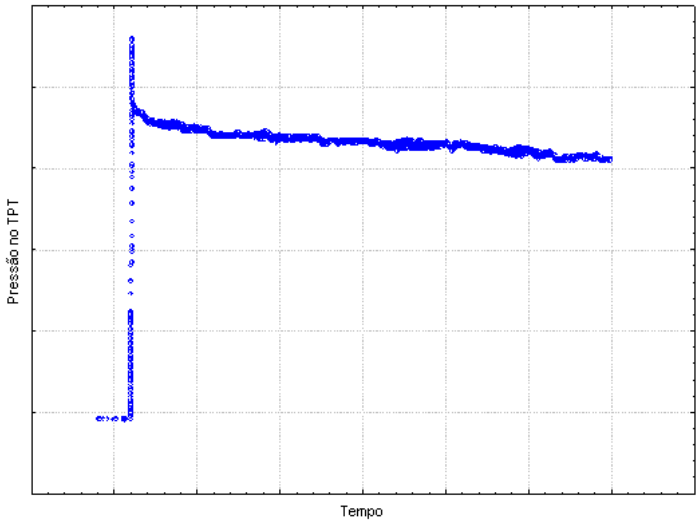

Figura 33 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 1

Fazendo-se uma ampliação no gráfico anterior, pode-se notar que as leituras de temperatura apresentam normalmente os mesmos valores, conforme mostrado na Figura 34. Isto está diretamente ligado à forma com que os dados são armazenados no sistema em terra e ao fato de os dados serem gravados no servidor após a aplicação de um algoritmo de compressão.

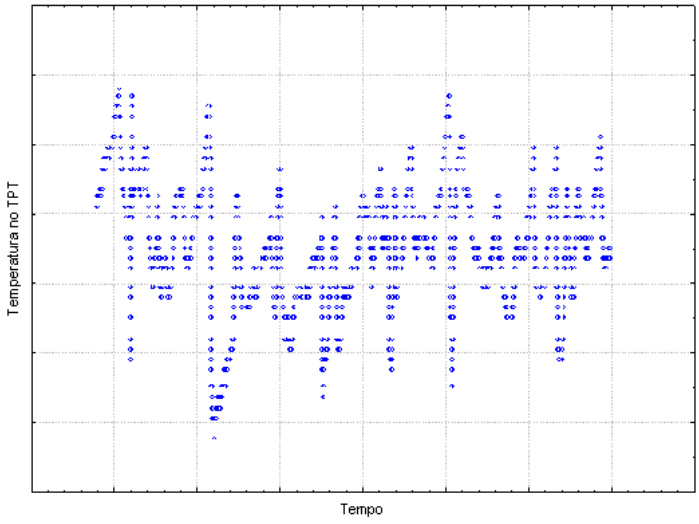

Figura 34 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 1

Pressão de chegada do fluido na plataforma

A pressão de chegada é um bom indicador da ocorrência de flutuação de vazão e é normalmente utilizada como parâmetro nas unidades brasileiras. A Figura 35 mostra que após um salto repentino, os dados foram congelados, além disso, apresentam escala não compatível com os parâmetros usuais de pressão de chegada.

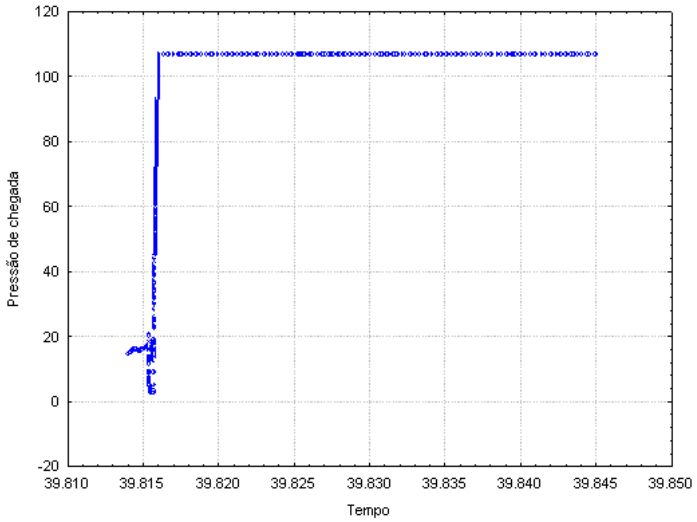

Figura 35 - Gráfico de pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 1

Abertura da válvula choke

A válvula *choke* ou *bean* de produção tem a função de controlar a vazão do poço, mas é comumente usada para controlar golfadas em caso de detecção antecipatória através de seu estrangulamento. A Figura 36 representa a abertura da válvula *choke* ao longo do tempo.

Ao longo de todo o mês de janeiro de 2009, pode-se perceber que o sistema captou apenas dados dos quatro primeiros dias do período, além de se verificar que os valores lidos apresentam aberturas estabilizadas em valores negativos.

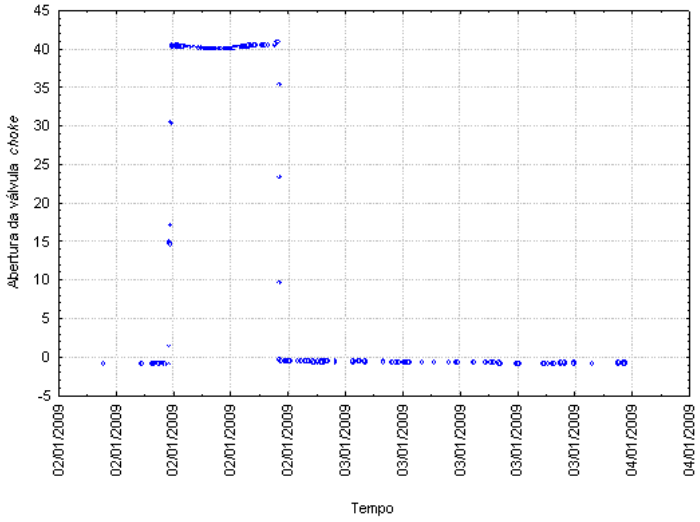

Figura 36 – Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 1

Pressão a jusante da válvula *choke*

Através da curva da pressão após a válvula *choke*, representada pela Figura 37, percebe-se que há oscilações no comportamento do fluido na superfície, mesmo com a perda de carga através da válvula. Através do banco de dados, pode-se perceber que as variações atingiram valores de até 8 kgf/cm².

Para este poço específico foram encontrados valores negativos de abertura de válvula, indicando falha do medidor.

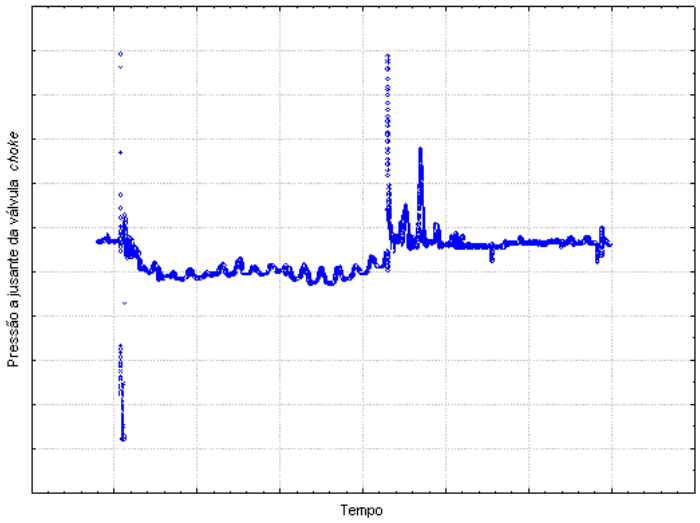

Figura 37 – Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 1

Pressão de *gas lift*

O método de elevação artificial *gas lift* atua na diminuição do peso da coluna de líquido que flui através do *riser*, além de também ser usado como meio de evitar intermitência severa, atuando na mudança de regime de escoamento na linha de produção horizontal.

Como pode ser observado na Figura 38, apesar de a pressão de *gas lift* ter apresentado um pico, consideraremos válido o fato de a pressão ser constante ao longo do tempo, fato este atribuído ao controle da pressão através da PV localizada no *header*.

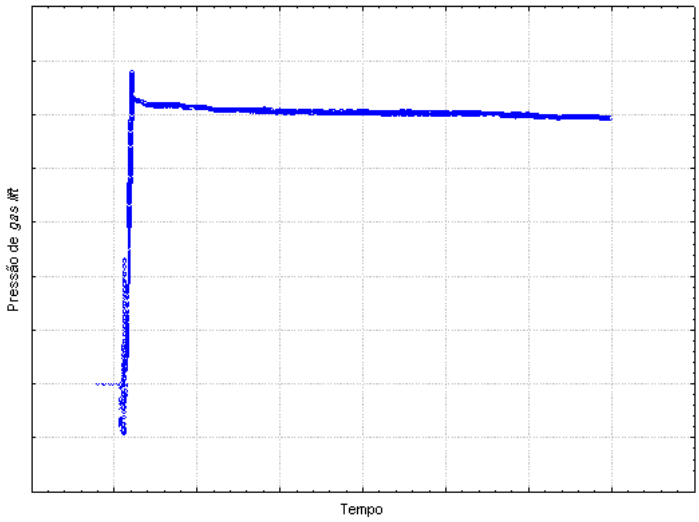

Figura 38 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 1

Vazão de *gas lift*

Para o poço 1, é observado através da Figura 39 que a vazão de *gas lift* tem em sua maioria os dados congelados, neste caso, em valor nulo. O mesmo acontece para os demais períodos em que foram coletados os dados.

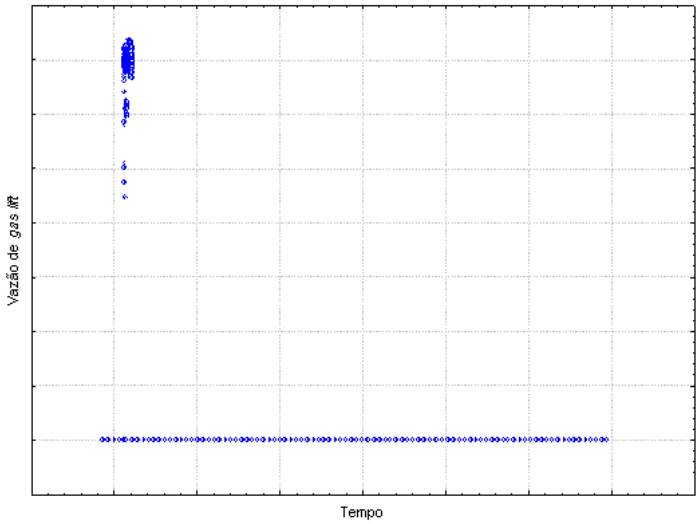

Figura 39 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 1

Em virtude do exposto acima, para o caso do poço 1, tem-se que os sensores de pressão e temperatura no PDG, pressão de chegada, abertura da válvula *choke* e vazão de *gas lift* poderiam, nesta primeira análise, ser descartados. De fato, o poço 1 não poderia ser indicativo de análise, pois já vimos que a pressão de chegada do fluido não está sendo medida, o que inviabilizaria o critério de detecção da ocorrência de golfadas, estreitamente ligado a esta variável.

O mesmo procedimento foi feito para os demais poços e a finalidade é destacar quais os sensores que poderiam ser utilizados para a próxima etapa do estudo. A Tabela 6 apresenta a análise final da qualidade dos sensores disponíveis para a plataforma B. Os sensores marcados com “x” apresentam bom funcionamento, enquanto um sensor de PDG apresenta somente a leitura de pressão em funcionamento. As células em branco significam que o sensor apresenta ou congelamento de dados ou transmissão incorreta de valores.

Tabela 6 – Análise da qualidade dos sensores para a plataforma B

	PDG	**TPT**	**Pressão de chegada**	**Abertura da válvula**	**Pressão a jusante da *choke***	**Pressão de *gas lift***	**Vazão de *gas lift***
Poço 1		Temperatura			x		
Poço 2		x	x	x	x	x	x
Poço 3	x	Temperatura	x		x		x
Poço 4	x	x	x		x	x	x
Poço 5	x	x	x	x	x	x	x
Poço 6	Pressão	x	x	x	x	x	x
Poço 7				x	x	x	x
Poço 8			x		x		x
Poço 9		x	x	x	x	x	x
Poço 10	x	x	x	x	x	x	x
Poço 11			x	x	x	x	x

Em uma primeira análise, os poços 1 e 7 serão descartados, pois não apresentam leitura disponível da pressão de chegada da plataforma, que é considerado pelos especialista como o principal indicador de flutuação abrupta de vazão de fluido na chegada à superfície.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DOS DADOS E APLICAÇÃO DE FERRAMENTA DE DETECÇÃO DE FALHAS

Neste capítulo os dados são preparados de forma a se fazer na continuação uma análise qualitativa das informações. O objetivo é levantar, dentre os dados captados e disponíveis, quais os parâmetros que possuem correlação com a ocorrência do evento “flutuação de vazão de chegada do fluido à superfície”. Novamente, vale ressaltar que será usado como identificador do evento a pressão de chegada do fluido na plataforma, ou seja, picos de pressão serão ligados à ocorrência de flutuações de vazão de chegada do fluido na plataforma.

Com a análise dos dados, pode-se avaliar se as plataformas disponíveis podem ser utilizadas como caso de estudo, a depender da performance dos sensores e do arranjo submarino dos poços.

De posse das variáveis que poderão ser utilizadas e tomando a pressão de chegada como uma característica da qualidade, neste capítulo serão determinados quantitativamente os limites para detecção de aumento brusco de vazão na superfície. Finalmente será procedido o acompanhamento da qualidade através do monitoramento estatístico de processo.

4.1. Limpeza dos dados

O banco de dados das plataformas brasileiras aqui estudadas é composto por informações que são coletadas em uma determinada frequência e armazenadas de acordo com alguns critérios de compressão e exceção das informações.

A etapa de limpeza dos dados consiste em retirar os pontos que se encontram com erros de transmissão entre o servidor da plataforma e o sistema de captação em terra. Foram encontrados dois tipos de erros nos bancos de dados analisados, que são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7 – Exemplo de erros no banco de dados

Data	**Valor**
17-jan-09 09:09:27	I/O Timeout
19-abr-09 17:23:21	#VALOR!

Utilizando-se os dados em planilhas do pacote Excel®, foi possível encontrar os erros e eliminá-los dos bancos, para que não interferissem na análise.

4.2 Análise qualitativa das informações

A análise qualitativa tem dois objetivos distintos: i) avaliar se o arranjo submarino e configuração de *topside* de cada plataforma permitem monitorar a ocorrência de flutuações de vazão que possam acarretar descontrole dos separadores de produção; e ii) a partir dos dados disponíveis, avaliar qualitativamente se existe relação entre essas variáveis medidas e o evento.

4.2.1. Análise da configuração para monitoramento do evento

4.2.1.1 Plataforma A

A configuração do arranjo submarino da plataforma A compreende dois *manifolds* de produção e outros dezesseis poços satélites ligados à plataforma. Como existem dois trens da planta de processamento, interligam-se oito poços e um *manifold* a cada trem. A Figura 40 representa o arranjo submarino da plataforma A. Mesmo sabendo que alguns poços satélites não possuem leitura de pressão e temperatura, analisar-se-á se a interferência de produção dos *manifolds*

poderá superar essa leitura, ou seja, visto que cada *manifold* produz cerca de seis poços, pode-se avaliar se esta produção pode levar a alterações na superfície.

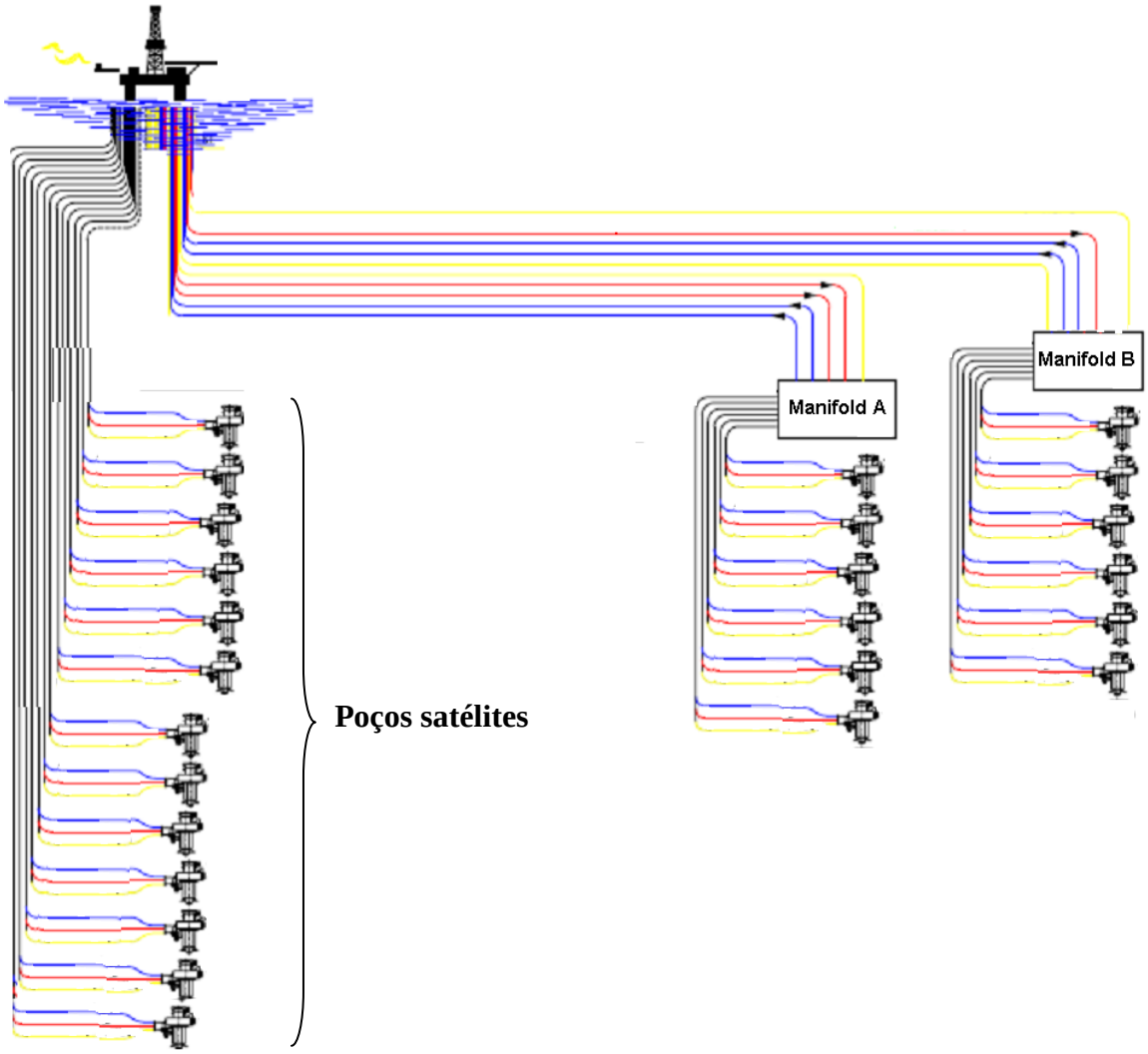

Figura 40 – Arranjo da plataforma A

Para cada trem de produção, sete ou oito poços satélites são interligados. O problema agora seria entender se é possível rastrear as informações referentes a alinhamento de poços até o *manifold*, ou seja, se o alinhamento dos poços e *manifolds* a cada trem é o mesmo e caso seja diferente, se é possível reconhecer a mudança em tempo hábil.

O procedimento de armazenamento dos dados referentes a alinhamento de poços e *manifold* de produção da plataforma A não é automatizado, ou seja, para identificar que linhas estariam conectadas a cada *header* de produção seria necessário ter acesso aos boletins diários de produção.

Os boletins diários são relatórios gerados pela plataforma, contendo informações sobre produção do dia, ocorrência de parada da planta e seus motivos, alinhamento de poços e outros problemas operacionais e informações adicionais. Para o caso de alinhamento dos poços, seria necessário acessar todos os boletins gerados no período total de análise dos dados e interligar manualmente os poços ao *header*. Este trabalho ficaria inviável, visto que o banco de dados para a plataforma A é referente a mais de cinco meses de produção, dessa forma, seria necessário acessar mais de 150 boletins. Além disso, é possível que um poço fosse alinhado a um trem e horas depois fosse enviado a outro.

Fazendo-se uma avaliação através da análise em uma janela de tempo, conforme mostrado na Figura 41, nota-se que no trecho destacado na envoltória 1, a pressão no *manifold* sofre alterações bruscas em sua medida e o mesmo comportamento é observado no *header* de produção, mas com uma defasagem de tempo. Esse atraso pode ser explicado pelo tempo que o fluido leva para escoar desde a linha de produção até a superfície.

Na envoltória 2, nota-se que uma brusca variação de pressão no *manifold* por um certo período de tempo não parece ter sido refletido no *header* de produção. Duas explicações podem ser dadas para essa observação:

- O *manifold* A não estava alinhado para o *header* A de produção;

- Caso o *manifold* A estivesse realmente alinhado para o *header* de produção A, a produção dos outros poços satélites pode ter amortecido a variação de pressão no *manifold* quando na chegada ao *header* de produção.

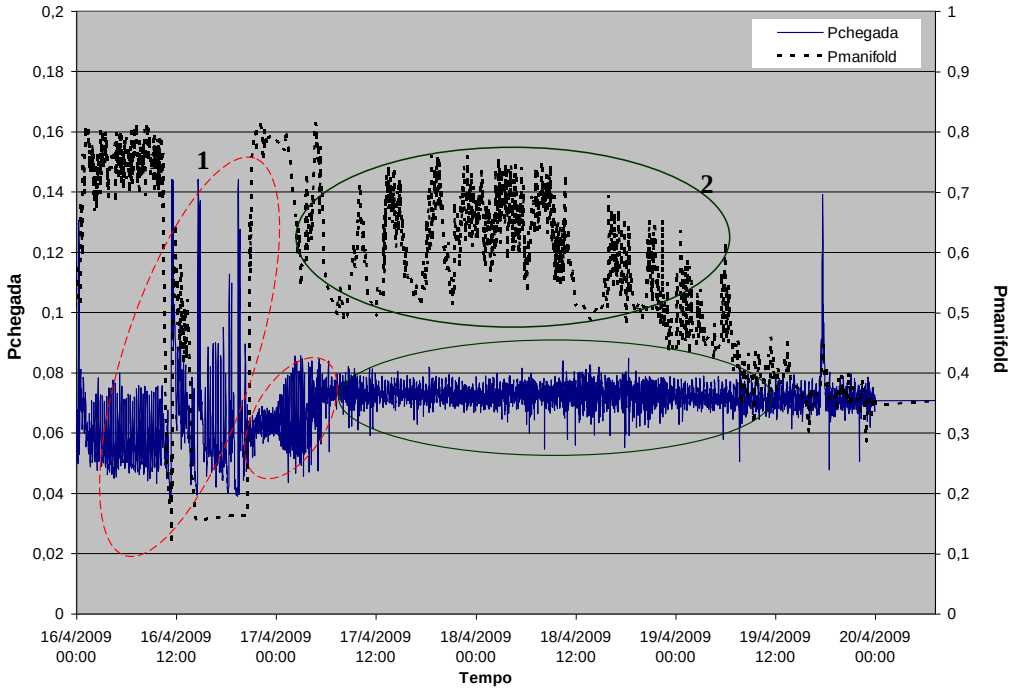

Figura 41 - Comportamento da pressão no *header* de produção e pressão no *manifold* contra o tempo

- Para que um modo de detecção de flutuações de vazão fosse implementado, seria necessário que os mesmos poços e *manifold* fossem alinhados para o mesmo header de produção, assim se conseguiria avaliar a influência individual de cada poço no aumento de pressão no *header* de produção. Essa informação não foi facilmente levantada pela operação, pois os registros de alinhamento dos poços são feitos por dia, em relatório em PDF, dificultando o levantamento dos dados. Dessa forma, faz-se necessária a implementação de melhorias no levantamento de informações de produção.
- Sensores localizados no arranjo submarino raramente são trocados quando sofrem algum tipo de falha, devido ao difícil acesso e alto custo de troca. Apesar de serem muito importantes e efetivamente contribuírem na construção de modelos de escoamento, são informações dificilmente disponíveis em plataformas em operação e isso se aplica diretamente ao caso da plataforma A. Sem informações sobre pressão nos poços satélites, não houve como indicar o poço causador, em caso de ocorrência de golfadas. Ou seja, a premissa de que o *manifold* poderia ser monitorado não foi aplicável.

Em virtude das dificuldades de obtenção de dados, a plataforma A será descartada para as próximas etapas do estudo.

4.2.1.2 Plataforma B

A configuração do arranjo submarino da plataforma B compreende doze poços satélites distribuídos em dois trens de produção. A Figura 42 representa o arranjo submarino dos poços produzidos na plataforma B.

Cada poço tem sua válvula controladora de vazão, válvula *choke* individual, além de possuir um transmissor de pressão de chegada de cada poço. Pelo próprio sistema de captação de dados, é possível avaliar quais os poços alinhados para cada *header* de produção, pois há uma válvula com indicação de posição em cada linha que interliga o poço aos dois *headers*. Esta válvula envia um sinal indicando posição (*on/off*) para o sistema.

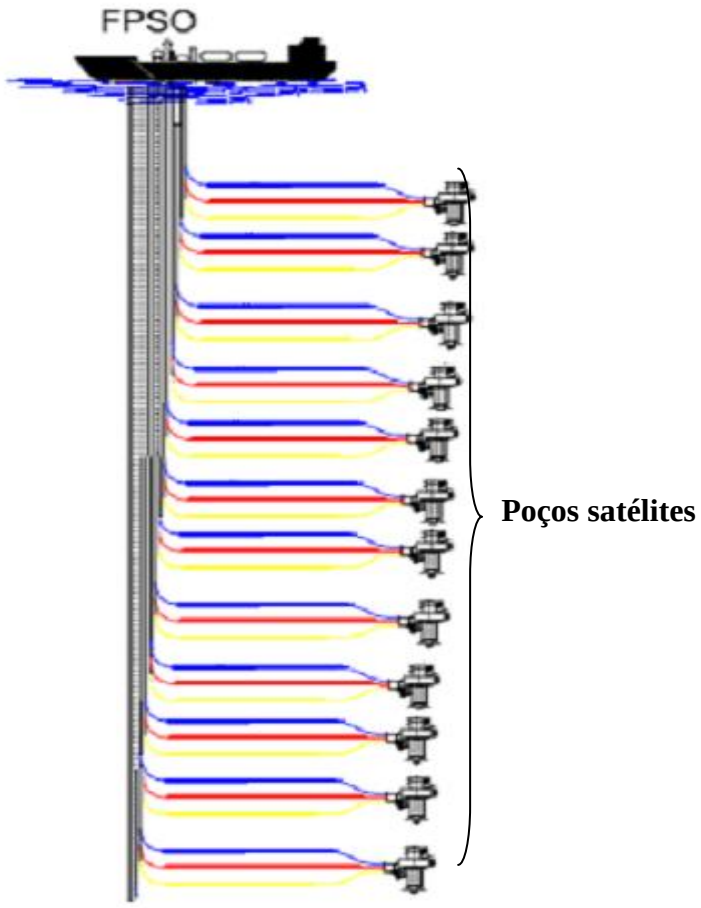

Figura 42 – Arranjo submarino da plataforma B

De posse das informações sobre pressão na ANM e no reservatório de cada poço, é possível estudar individualmente flutuações de vazão em cada *riser*. Ou

seja, como há monitoramento individual do poço, é possível determinar quais deles apresentam mais ocorrência do evento.

Como os parâmetros de monitoramento são os mesmos independentemente do poço, a etapa agora é estudar o comportamento das variáveis, considerando-se novamente o aumento da pressão de chegada. As variáveis avaliadas para o poço B serão pressão no PDG, pressão no TPT, e variáveis de *gas lift*, todas comparadas à pressão de chegada. A Figura 43 representa as variáveis mencionadas.

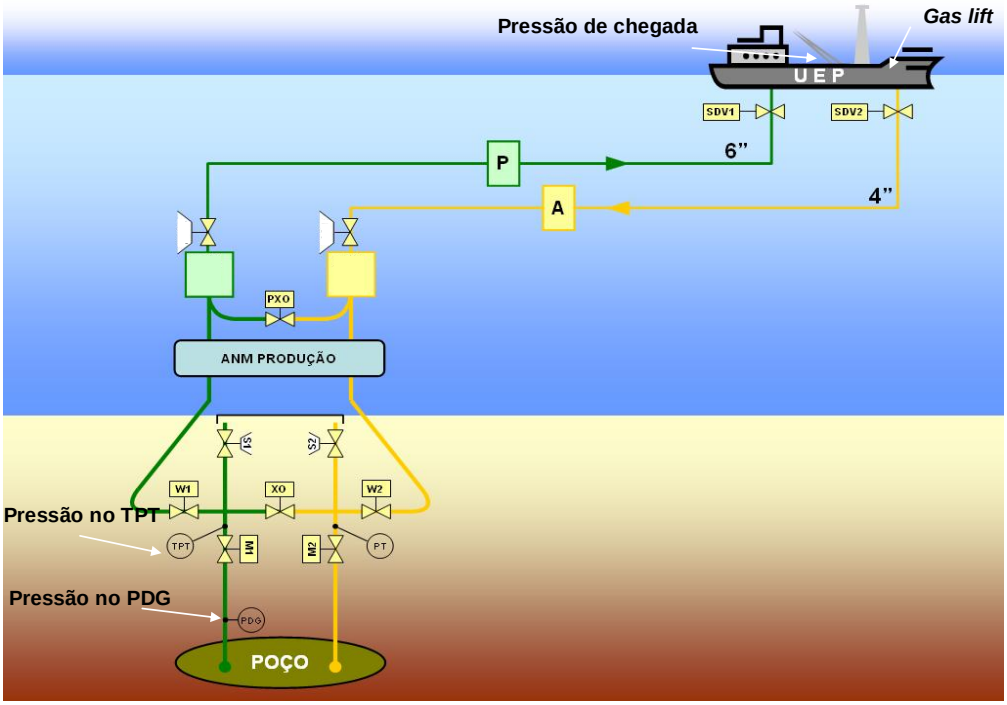

Figura 43 - Representação da localização das variáveis analisadas

Parâmetro I - Pressão no PDG

Tomando-se como exemplo o poço 4 e analisando-se o comportamento da pressão no PDG e pressão de chegada do fluido deste poço na plataforma em função do tempo para todo o mês de janeiro, primeiramente foram identificados os picos de pressão de chegada durante este período. A Figura 44 representa o comportamento do poço ao longo do mês de janeiro.

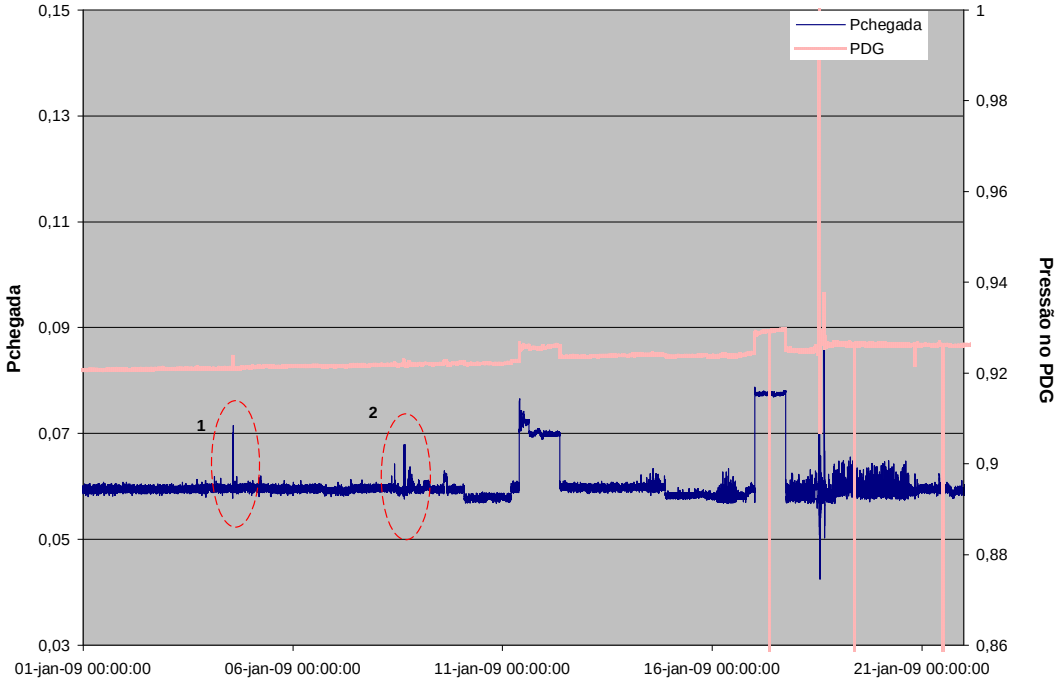

Figura 44 – Pressão no PDG e pressão de chegada versus tempo do poço 4 para o mês de janeiro

Escolhendo-se a envoltória 1 da Figura 44 para ser analisada de forma mais minuciosa, temos 3 regiões com comportamento adverso, representadas pela Figura 45.

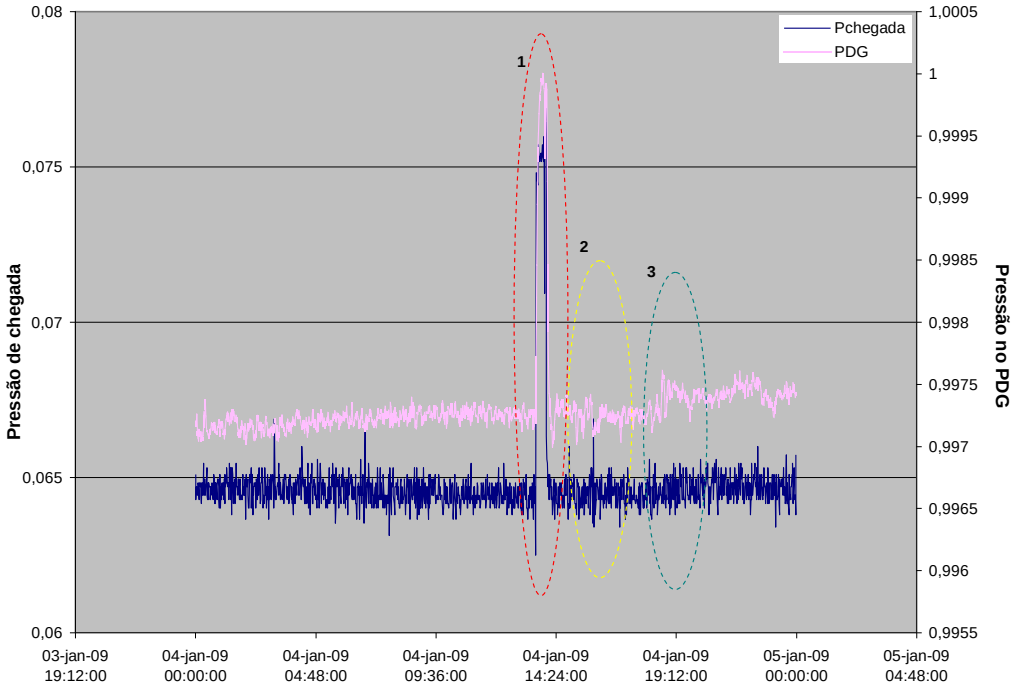

Figura 45 – Pressão no PDG para o dia 04 de janeiro

Tomando-se o primeiro pico da Figura 45, representado pela envoltória 1, temos o comportamento deste trecho representado pela Figura 46.

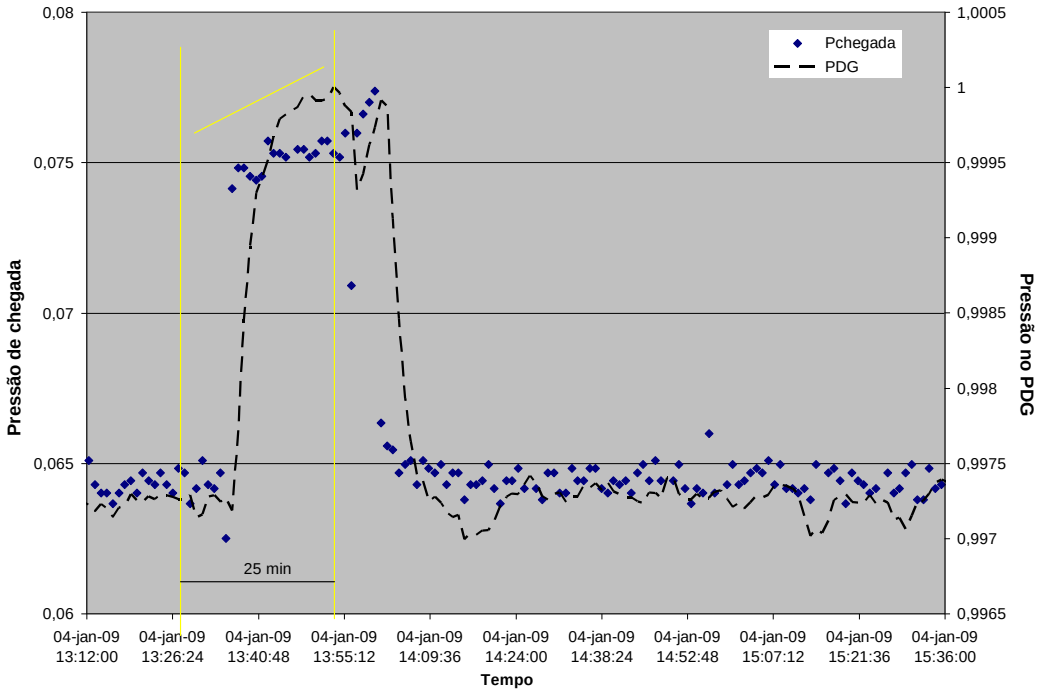

Figura 46 – Comportamento da pressão no PDG e pressão de chegada do fluido na plataforma para o poço 4

Pode-se notar que houve um aumento de pressão na chegada do fluido e assim permaneceu por aproximadamente 25 minutos. Uma possível explicação para esse comportamento é de ter ocorrido uma parada na planta de processamento, o que pode ter fechado a SDV de chegada do poço. Com isso, houve aumento de pressão a montante da válvula *choke* e sequencialmente aumento de pressão até chegar ao reservatório e ser mostrado no PDG. A dinâmica do PDG é mais lenta, pois em teoria a razão gás-líquido no reservatório é menor que na superfície.

Tomando-se agora como exemplo a envoltória 2 da Figura 44, novamente será estudada a região, referente ao dia 08 de janeiro, para análise mais criteriosa. A Figura 47 representa a pressão no PDG ao longo do dia 08 de janeiro, região estudada.

Pode-se observar que o aumento de pressão no PDG acontece quase no mesmo tempo que o aumento de pressão na chegada.

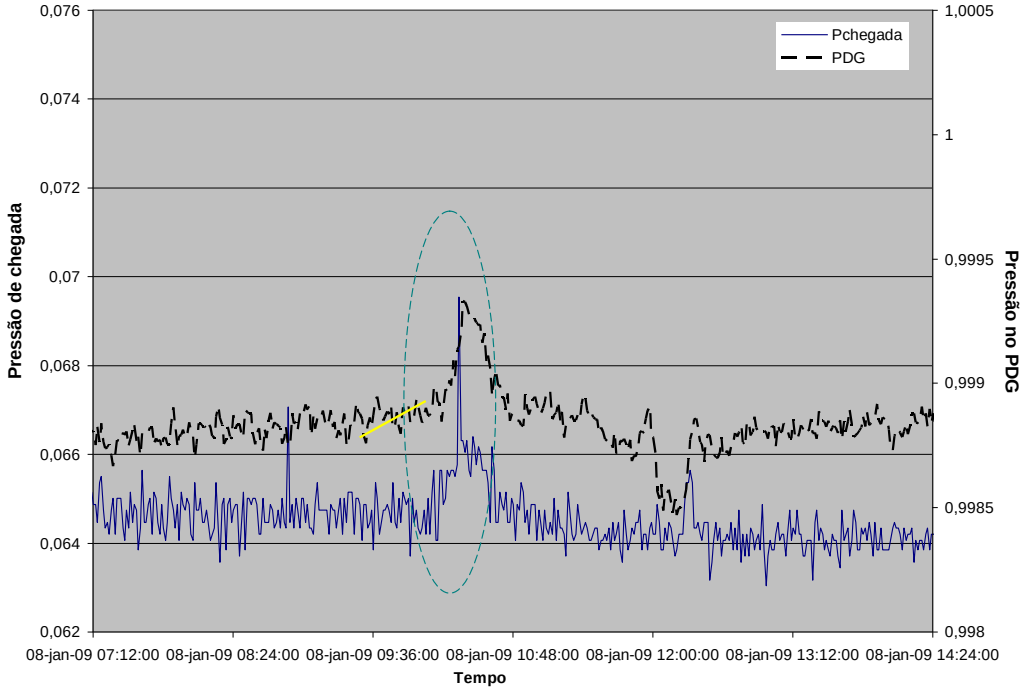

Figura 47 – Pressão no PDG e pressão de chegada ao longo do dia 08 de janeiro

Analisando-se somente o trecho em que ocorre aumento brusco de pressão, representado pela Figura 48, a dinâmica da pressão no PDG parece bem mais lenta e as variações são mínimas. Ou seja, as variações de pressão no PDG talvez não possam ser sentidas para a detecção de instabilidade, pois devido à pressão no reservatório ser alta e a fração de gás ser menor, o aumento de pressão pode não ser sentido, pois a compressibilidade é menor para uma mistura com razão gás-líquido menor.

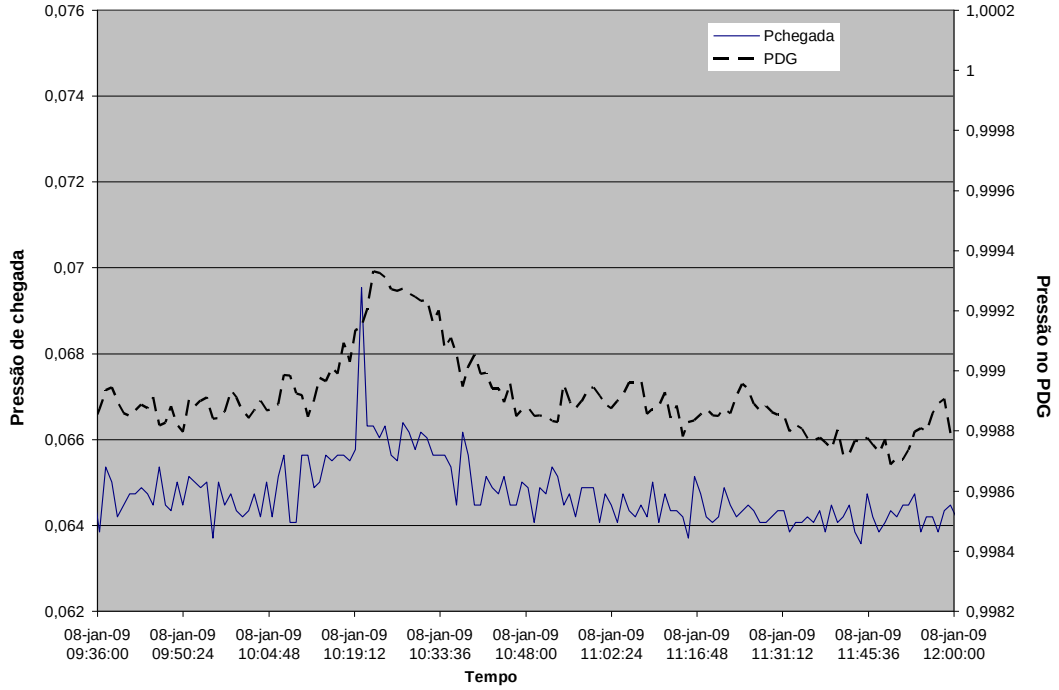

Figura 48 – Pressão no PDG versus tempo para um trecho do dia 08 de janeiro

Parâmetro II – Pressão no TPT

Tomando-se agora como exemplo o poço 2, o comportamento da pressão no TPT ao longo do tempo pode ser verificado na Figura 49. As envoltórias 1, 2 e 3 representam as oscilações no TPT e as envoltórias 1A, 2A e 3A as alterações na pressão de chegada.

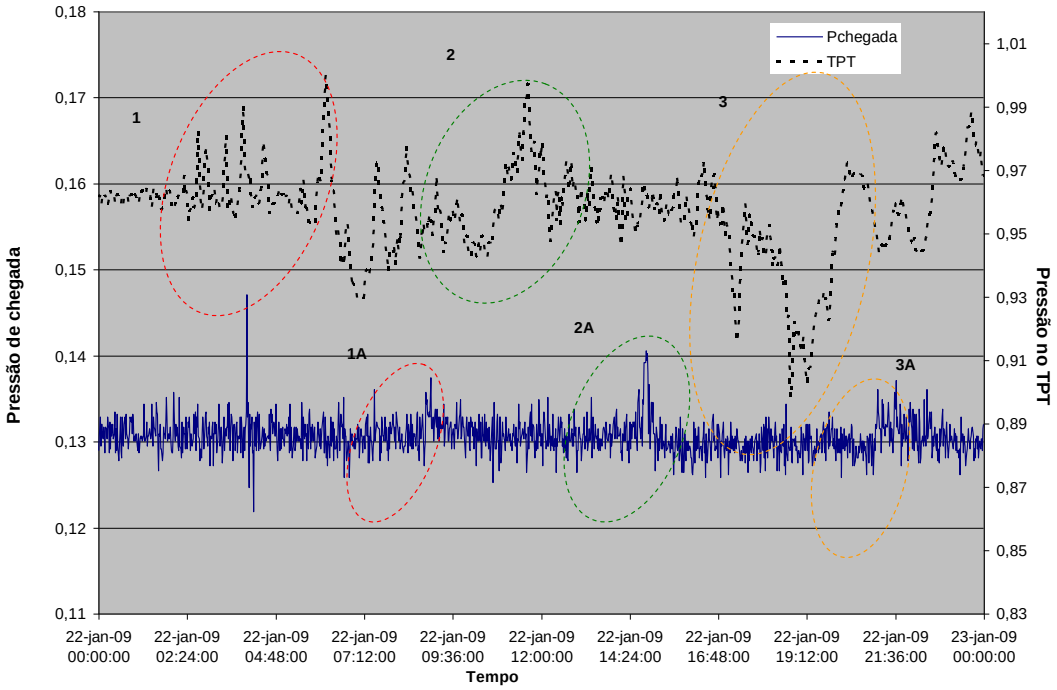

Figura 49 – Comportamento da pressão de chegada versus tempo para o poço 2

Observando-se os três trechos, pode-se notar que as oscilações de pressão no TPT têm assinaturas similares àquelas apresentadas para a pressão de chegada, mas em tempos distintos. Ou seja, observa-se primeiramente o comportamento de variação na pressão do TPT para depois de algum tempo, mais de 100 minutos, observar-se o mesmo na pressão de chegada. Esta afirmação fica bem evidenciada pela envoltória 2.

Qual é, no entanto, a razão para que essa variação de pressão no TPT seja indicativa do fenômeno, enquanto o PDG não apresentou tal relação? Uma possível resposta é o fato de a pressão no PDG ser medida ainda na formação, ou seja, no reservatório. Como o TPT está localizado na ANM, o aumento do peso da coluna de líquido, característico de *fallback* do óleo, seria facilmente sentido pelo TPT.

Além disso, partindo-se sempre da premissa de se considerar escoamento bifásico, pelo fato de a pressão ser muito grande e de o fluido estar localizado em meio poroso, o fluido que passa pelo meio poroso (formação) encontra-se com maior fração de líquido do que aquele na coluna de produção. Ou seja, com a perda de carga devido ao escoamento entre a formação até a árvore de natal, parte do fluido irá mudar de fase, aumentando-se a vazão de gás.

Além disso, pela velocidade do gás e ação da gravidade, o líquido tende a escoar na parte inferior da tubulação, enquanto o gás fica na parte superior. O regime estratificado na tubulação horizontal aumenta a probabilidade de ocorrência de *slug* severo. A pressão no TPT pode então ser indicativa de instabilidades de vazão nas instalações. Essa variável será melhor avaliada na seção seguinte.

Parâmetro III – Pressão e Vazão de *gas lift*

O *gas lift* é um método de elevação artificial de óleo utilizado na plataforma B e consiste na injeção contínua de gás comprimido no 3º estágio de compressão nas linhas dos poços que não possuem adequada pressão de surgência. O objetivo é elevar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície, reduzindo a densidade da coluna de líquido formada nas linhas de surgência e, com isto, limitados pela pressão interna do reservatório e dentro dos limites de perda de carga adicional, alcançar a vazão desejada do poço.

Conforme notado no Capítulo 3, a operação de *gas lift* fora dos parâmetros de pressão e vazão ideais pode não surtir o efeito desejado e gerar instabilidades no escoamento.

Tomemos como exemplo o mês de fevereiro para o poço 2. A Figura **50** representa a pressão de chegada e a pressão de *gas lift* ao longo do mês de fevereiro e a Figura 51 representa a pressão de chegada e vazão de *gas lift* ao longo do mesmo período. As envoltórias destacadas são os períodos em que houve oscilação nas variáveis.

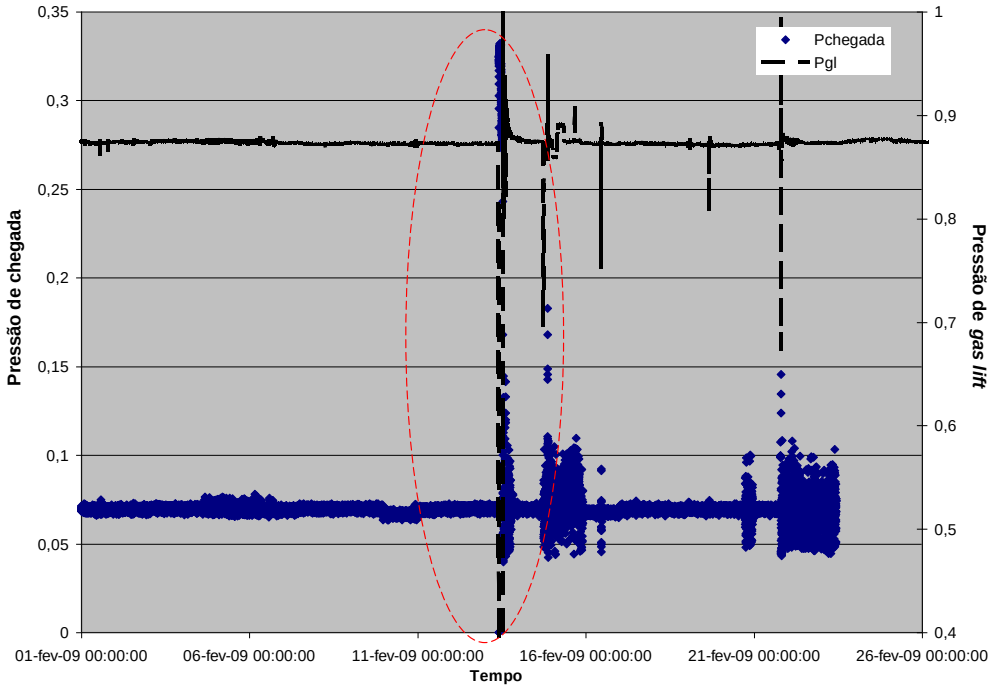

Figura 50 – (a) Comportamento da pressão de chegada e pressão de *gas lift*

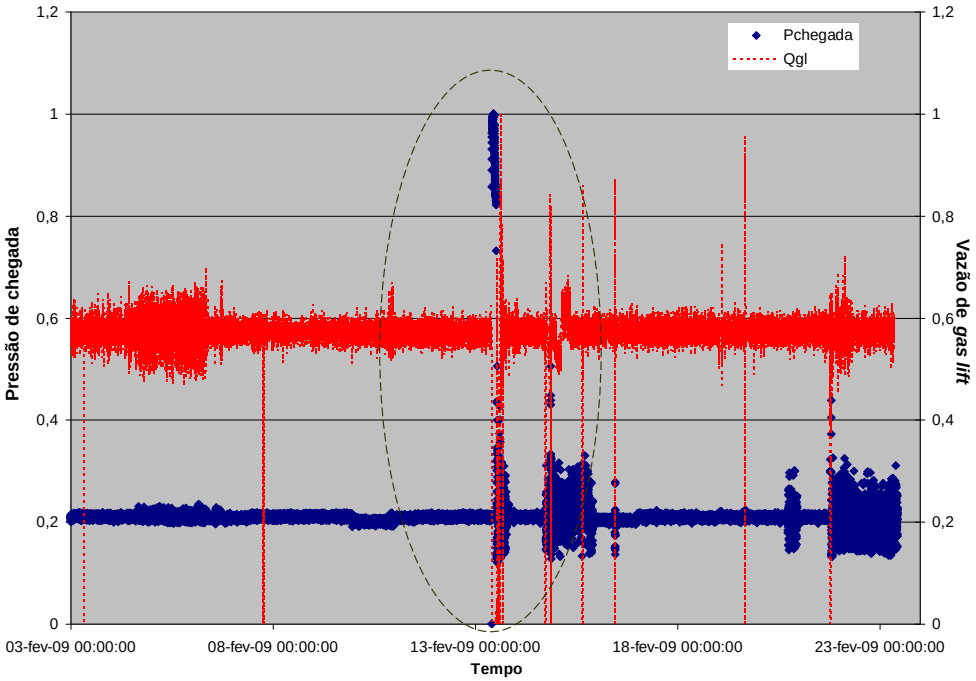

Figura 51 - Comportamento da pressão de chegada e vazão de *gas lift*

Fazendo-se uma ampliação no trecho entre 13 e 14 de fevereiro, nota-se que as variações bruscas ocorrem quase que ao mesmo tempo. Estes casos extremos podem não ser relevantes para entender o comportamento relacional entre as variáveis. A Figura 52 corresponde ao trecho entre 13 e 14 de fevereiro para a pressão de *gas lift* e a Figura 53 está relacionada ao comportamento para a vazão neste mesmo trecho.

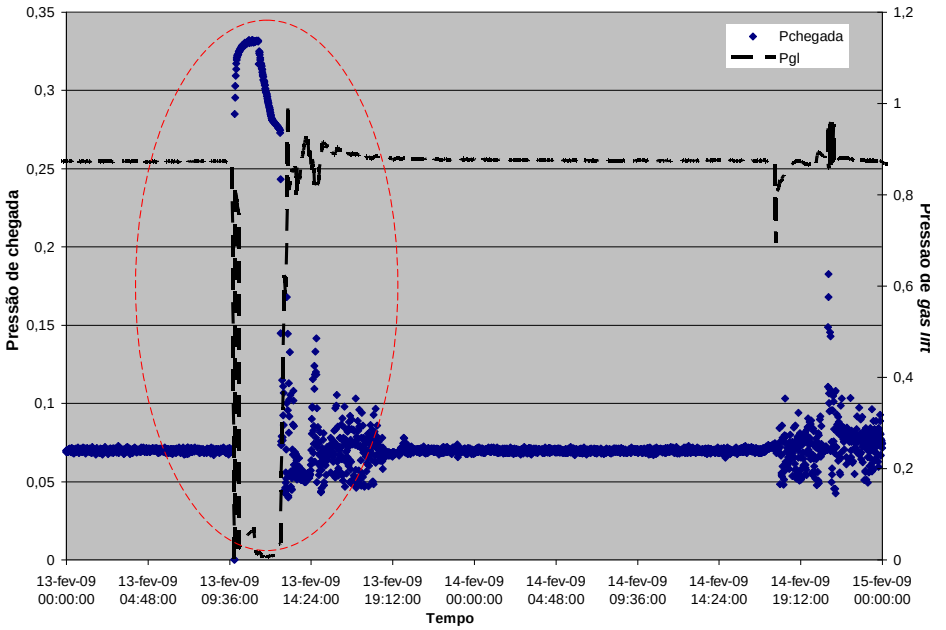

Figura 52 – Comportamento da pressão de chegada e pressão de *gas lift*

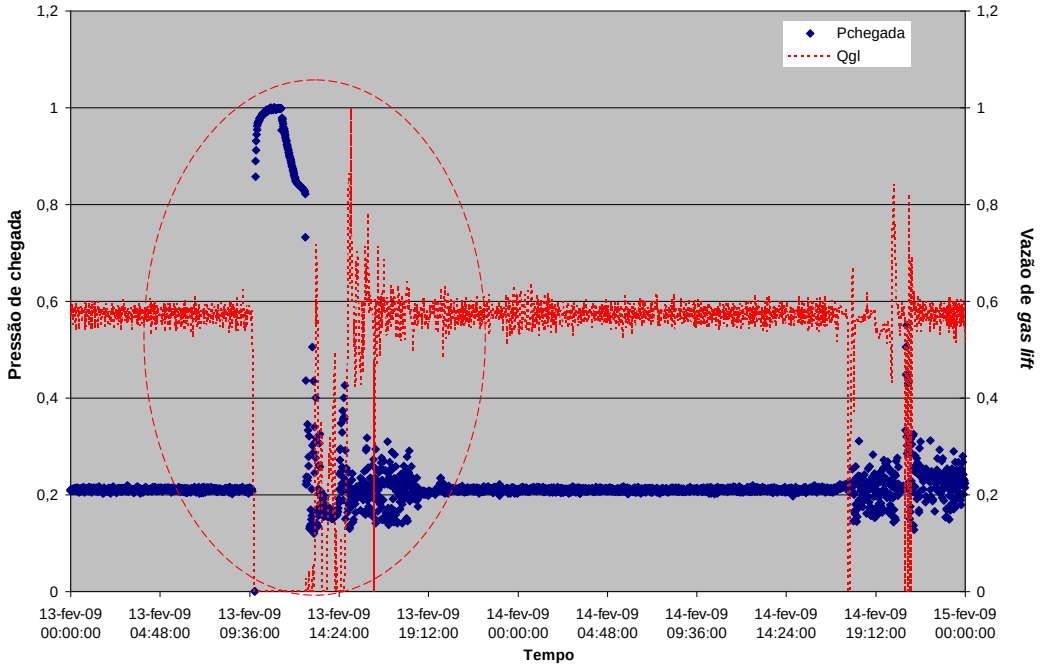

Figura 53 - Comportamento da pressão de chegada e vazão de *gas lift* entre os dias 13 e 14 de fevereiro

Para o exemplo do comportamento do escoamento em relação ao *gas lift* a um período em que a pressão na chegada da plataforma trabalhe mais estável, com um pequeno trecho oscilatório, temos o trecho entre 16 e 20 de fevereiro, representado pela Figura 54 para a pressão e a Figura 55 para a correspondente vazão.

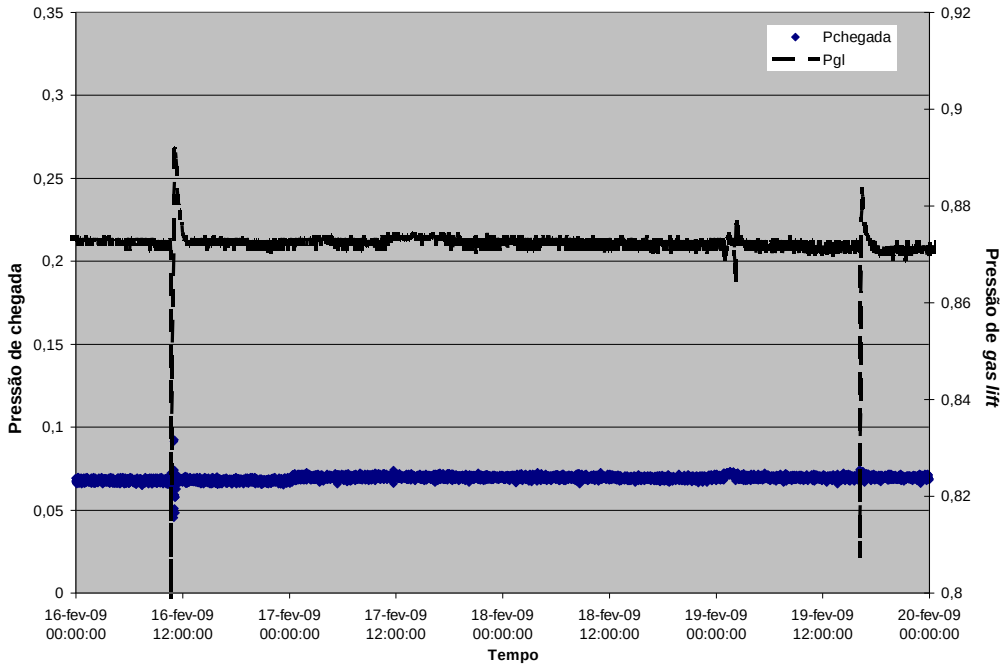

Figura 54 - Comportamento da pressão de chegada e pressão de *gas lift*

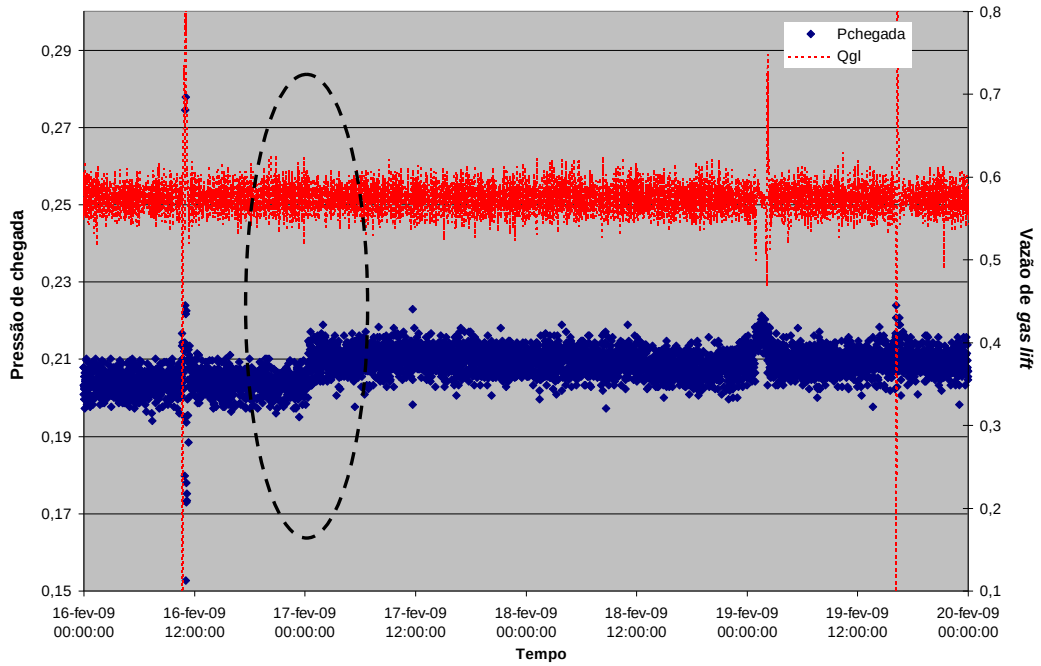

Figura 55 - Comportamento da pressão de chegada e vazão de *gas lift* para o período menos oscilatório

Percebe-se que há momentos em que a queda de pressão de *gas lift* parece ser mais fiel ao comportamento da pressão de chegada, enquanto a vazão demora mais para surtir efeito. Na envoltória para a vazão de *gas lift*, o aumento de pressão de chegada não é acompanhado pela variação de vazão.

Pela análise qualitativa é possível notar que a pressão no TPT está diretamente ligada ao comportamento da pressão de chegada do fluido na plataforma, enquanto para o PDG e parâmetros de pressão e vazão de *gas lift* esta relação não é tão clara.

Os parâmetros operacionais do método de elevação artificial deveriam provocar oscilação brusca de vazão, pois se imaginando a falta de injeção, o peso da coluna fica maior devido a massa específica do fluido tornar-se superior àquela quando gaseificada pelo *gas lift*. Como não foram observadas muitas situações em que o *gas lift* tenha saído de operação, isto não pôde ser evidenciado.

Com relação ao PDG, a dinâmica da variável pressão de chegada revela-se mais sensível do que a dinâmica da pressão no PDG, o que pode estar relacionado à razão entre o volume de gás e volume de líquido naquele ponto. Isso pode ser ratificado pela variação na leitura desse instrumento: muito baixa em relação aos demais.

Partindo-se do pressuposto que a pressão no TPT foi, até agora, o melhor indicativo da ocorrência de variações bruscas de vazão no *topside*, e que, apesar de não se ter provado a relação do sistema de elevação artificial com essas flutuações, o próximo passo foi avaliar esses parâmetros a partir de métodos de controle estatístico.

O objetivo foi então avaliar o comportamento de todas as variáveis levantadas: pressão no TPT, pressão e vazão de gas *lift*.

O primeiro passo foi calcular a medida de dispersão dos dados, pois este indicador é capaz de quantificar o grau de espalhamento da amostra. Esta medida será feita através do desvio-padrão.

A partir do desvio-padrão e da média de cada variável, foi possível normalizar os dados utilizados. A normalização permitiu que os dados fossem aqui publicados, o que facilitará o entendimento dos critérios de indicativo de operação normal do poço.

Através do diagrama de caixa (*box plot*) foi possível avaliar aspectos importantes dos dados, como tendência central, dispersão ou variabilidade, afastamento da simetria e os valores discrepantes, fazendo-se sempre a ressalva de que não serão considerados *outliers* nos dados, pois o próprio aumento de pressão de chegada do fluido na plataforma poderia ser confundida com um *outlier*. Consideraremos estes pontos então como pontos discrepantes.

De posse dos dados normalizados, foi feito o gráfico de pressão no TPT, pressão de *gas lift* e vazão de *gas lift* para um trecho de 1200 minutos referentes a um período do mês de janeiro. Primeiramente, foram identificados os supostos casos de oscilação de carga na plataforma, com o objetivo de se ter um sentimento dos períodos de maior caso.

Trecho I - Primeiros 400 minutos: a Figura 56 está dividida em quatro gráficos. O primeiro representa a pressão de chegada do fluido na plataforma para os primeiros 200 minutos e o terceiro, a mesma pressão para o período restante (200 minutos a 400 minutos). O segundo e quarto gráficos representam a pressão no TPT para os mesmos trechos de tempo.

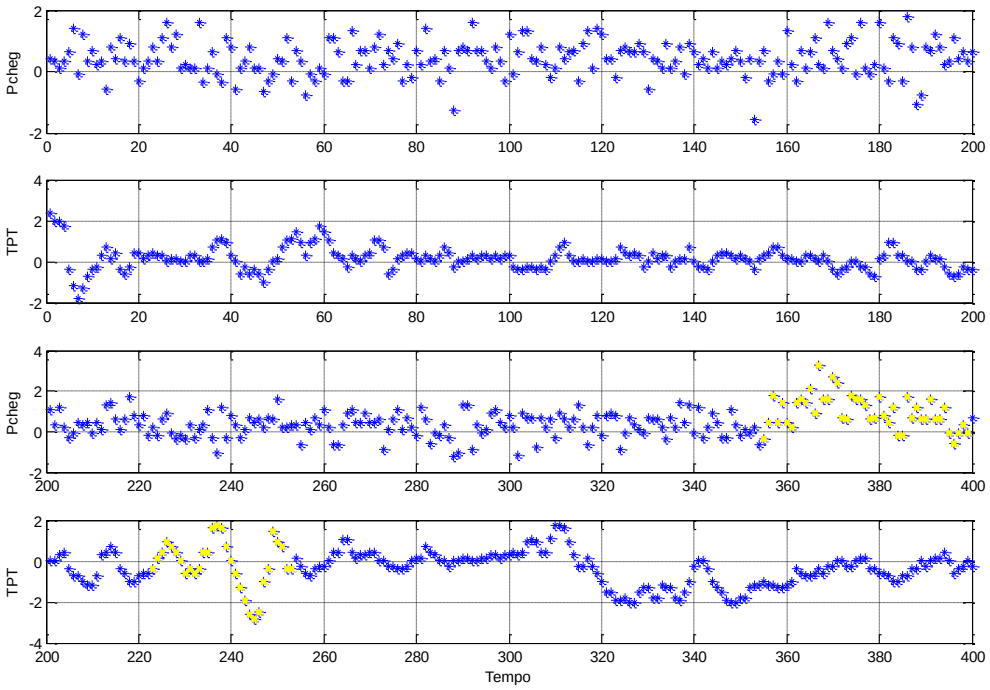

Figura 56 – Gráfico de pressão de chegada e pressão no TPT para o trecho I

Os valores destacados são as oscilações observadas qualitativamente. Nota-se uma variação de pressão no TPT entre o trecho 200 e 260 aproximadamente, enquanto comportamento semelhante é observado entre os trechos 360 e 400 para a pressão de chegada. Ou seja, este é um indicativo inicial de que a pressão no TPT pode ser monitorada de forma a relacioná-la com um comportamento futuro da pressão de chegada do fluido na plataforma. Este atraso de resposta pode ser relacionado ao comprimento da linha que interliga a ANM à UEP.

Avaliando-se para o mesmo trecho a variação da pressão de *gas lift*, representada pela Figura 57, pode-se notar que uma oscilação na pressão de *gas lift* ocorre posteriormente à ocorrência do evento. Como não houve variação anterior da pressão de *gas lift*, não se pode ainda mostrar que esta variável está diretamente ligada ao escoamento.

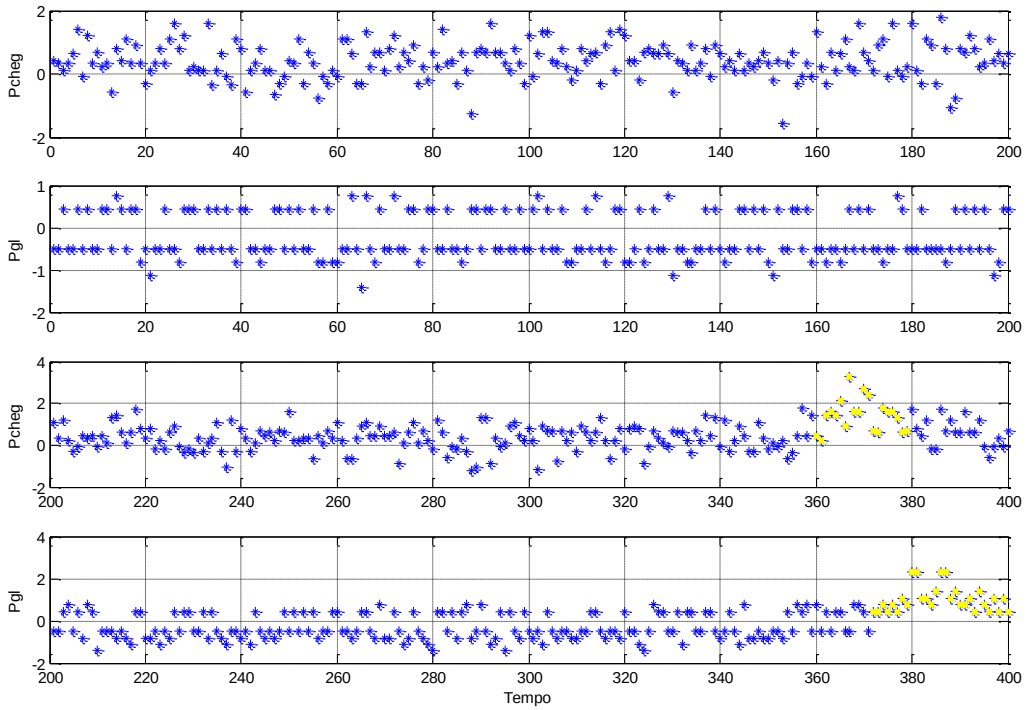

Figura 57 – Gráfico de pressão de chegada e pressão de *gas lift* para o trecho I

Para a vazão de *gas lift* não houve alteração significativa, conforme denotado na Figura 58. Observa-se que a vazão de *gas lift* varia pouco, isto porque esta variável é manipulada manualmente, ou seja, normalmente a FV controladora da vazão é colocada em abertura constante.

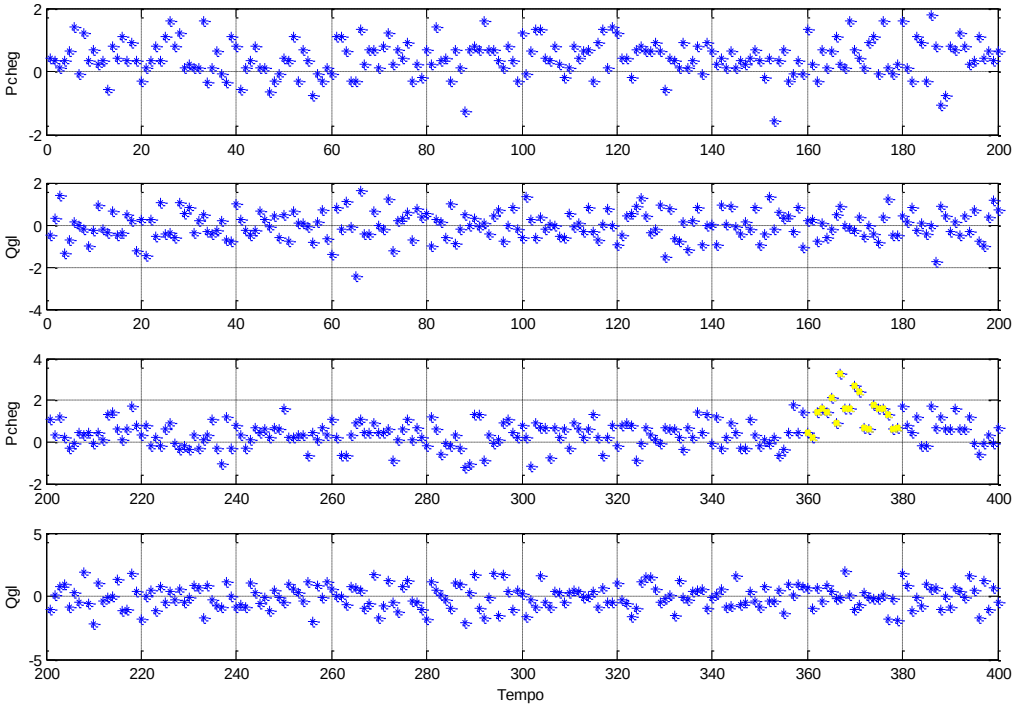

Figura 58 - Gráfico de pressão de chegada e vazão de *gas lift* para o trecho I

Trecho II – Trecho entre 401 minutos e 800 minutos: observa-se novamente oscilação de pressão no TPT com semelhante comportamento na pressão de chegada após cerca de 120 minutos. As oscilações na pressão de *gas lift* são observadas quase que instantaneamente, enquanto a vazão, quando sofre alteração, é após a oscilação na pressão de chegada.

A Figura 59 (a), (b) e (c) representa respectivamente a pressão de chegada e pressão no TPT, pressão de chegada e de *gas lift* e pressão de chegada e vazão de *gas lift* para o trecho II.

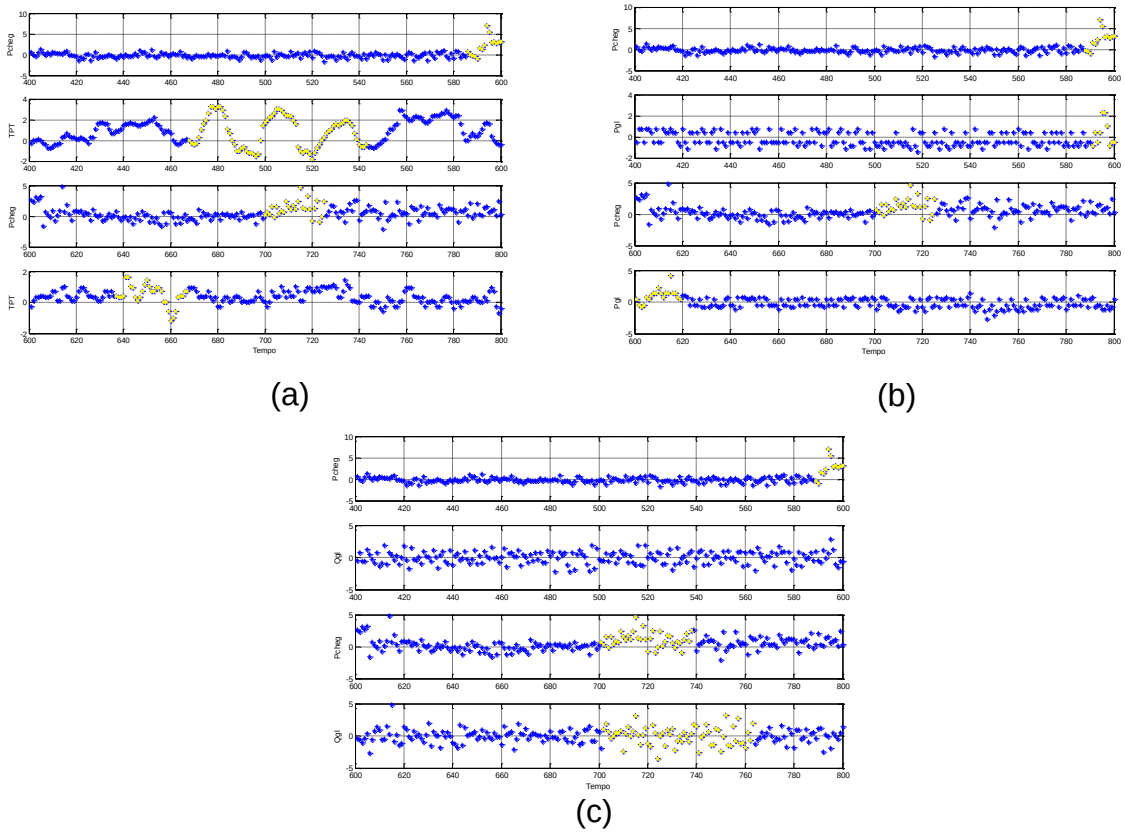

Figura 59 - Gráficos de pressão de chegada e pressão e vazão de *gas lift* para o trecho II

Trecho III – Trecho entre 801 minutos e 1200 minutos: a Figura 60 representa os gráficos de pressão de chegada e pressão no TPT para o trecho III.

O TPT apresenta um pico rápido para o tempo de 940 a 960 minutos e também grande oscilação entre 1080 e 1160. Variações podem ser notadas para a pressão de chegada, mas nos tempos de 960 a 990 minutos e 1140 e 1200 minutos.

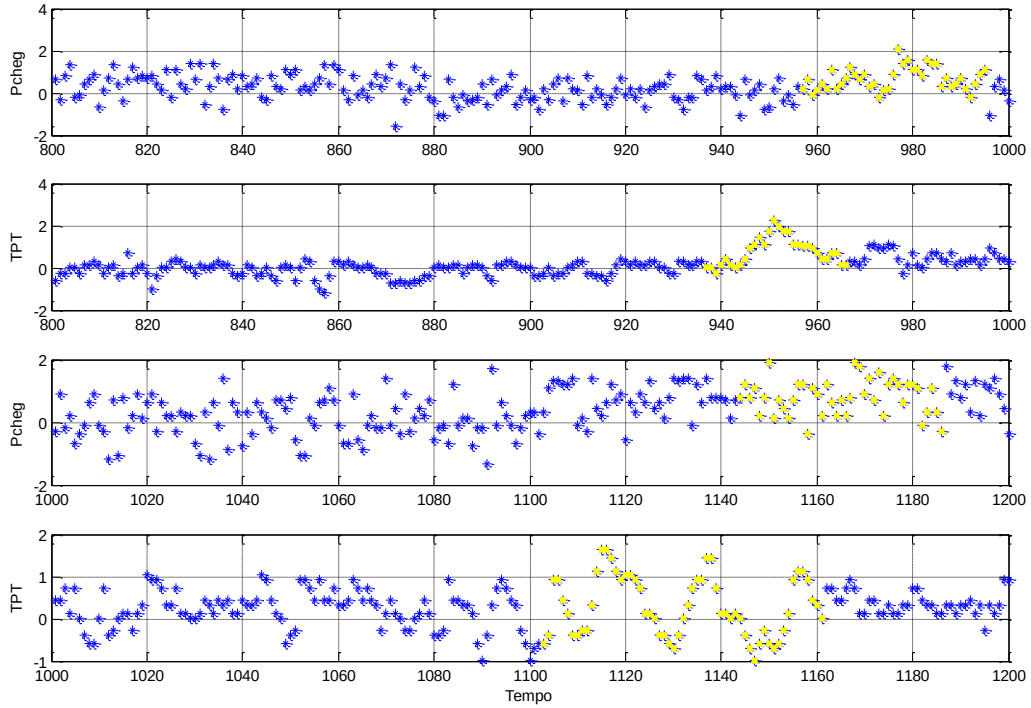

Figura 60 - Gráfico de pressão de chegada e pressão no TPT para o trecho III

No caso da pressão de *gas lift*, a pressão é máxima entre 940 e 960 e no mesmo tempo, a vazão de *gas lift* é mínima. Esses comportamentos podem ser verificados através da Figura 61 para o caso da pressão de *gas lift* e da Figura 62 para a vazão de *gas lift*.

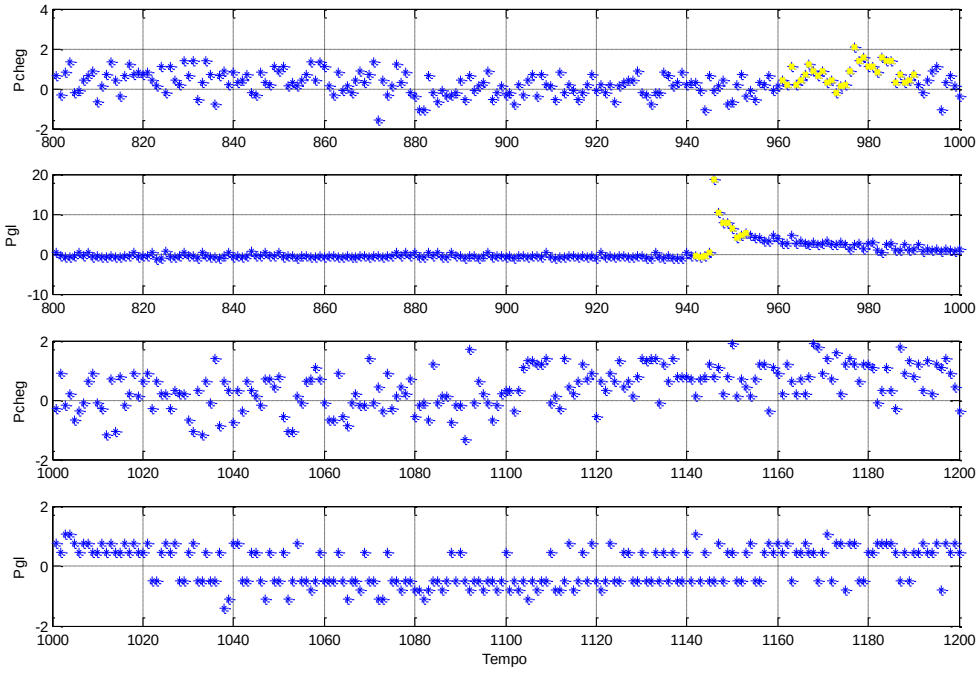

Figura 61 - Gráfico de pressão de chegada e pressão de *gas lift* para o trecho III

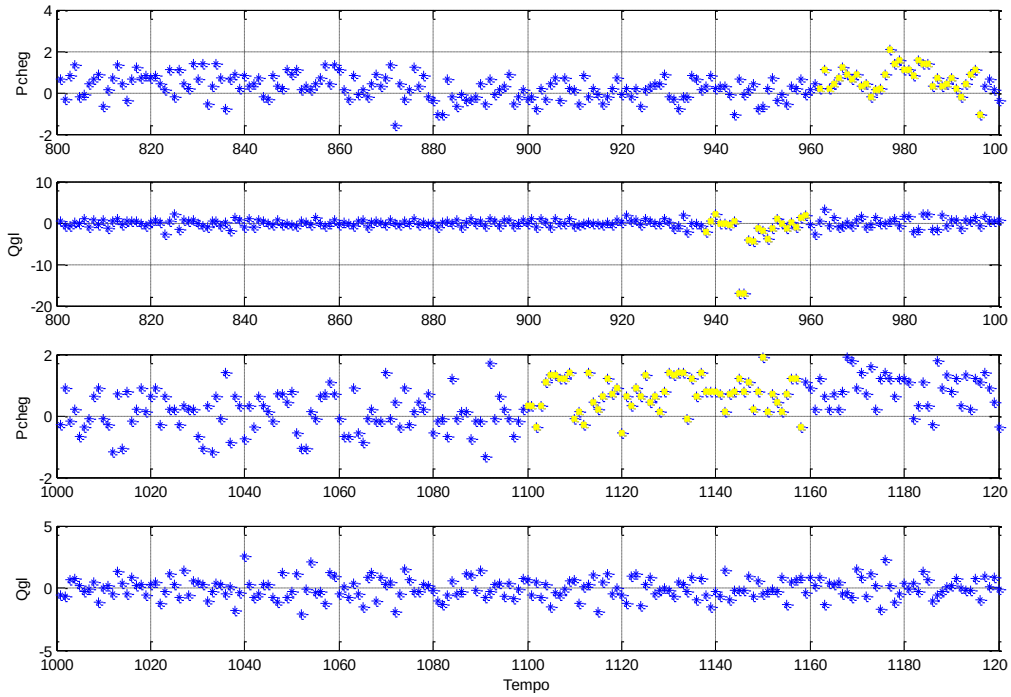

Figura 62 - Gráficos de pressão de chegada e pressão e vazão de *gas lift* para o trecho III

No mesmo tempo em que a vazão é mínima e a pressão é máxima no sistema de *gas lift*, a pressão no TPT é máxima. Ou seja, quando a pressão do método de elevação é máxima e a vazão é baixa, significa que não há nenhum método que ajude no escoamento do fluido. Quer dizer, não há gás o suficiente para gaseificar a coluna de líquido, o que aumenta o peso da coluna, fazendo com que haja acúmulo de líquido na interseção entre a linha de produção (horizontal) e o *riser*.

Este acúmulo de líquido, com aumento do peso da coluna, pode ocasionar *fallback* e o óleo será expulso quando a pressão a montante da coluna for o suficiente para empurrar o bolsão de líquido formado.

A partir das análises feitas, ratifica-se o entendimento de que a pressão no TPT é expressiva na detecção da ocorrência de oscilações de carga, no entanto, ainda não foi possível conseguir outros exemplos da relação causal entre queda do sistema de *gas lift* e aumento da pressão de chegada do fluido na plataforma.

4.3 Análise estatística

A etapa anterior de análise qualitativa dos dados serviu para uma triagem preliminar de que variáveis pareciam ser as candidatas mais adequadas para indicar, monitorar e detectar grandes flutuações de vazão de chegada do fluido na

plataforma. Agora, será feita uma análise quantitativa dos dados, baseando-se nos conceitos de análise estatística de informações.

As características da qualidade são quase sempre avaliadas em relação às especificações e a um alvo que corresponde ao valor desejado para aquela característica. Esta referência é denominada valor nominal ou valor-alvo. Esses valores são usualmente limitados por outro intervalo de valores: o maior valor permitido para uma característica da qualidade é denominado limite superior de especificação (LSE) e o menor valor permitido é o limite inferior de especificação (LIE). (MONTGOMERY, 2004)

Primeiramente foi avaliada a autocorrelação das variáveis, pois os gráficos de controle não funcionam bem se a característica da qualidade apresenta correlação ao longo do tempo. Para demonstrar que as variáveis não apresentam autocorrelação, foi construído o diagrama de dispersão da variável em x_t versus x_{t-1}, onde x_t é a medida no momento t e x_{t-1} é a medida em t-1. Caso o gráfico apresente comportamento linear, o gráfico de controle não será aplicado.

Foram feitos os diagramas, um ajuste para uma reta e calculado o R^2, de forma a avaliar a autocorrelação da variável. A Tabela 8 representa os valores de R^2 para cada variável.

Tabela 8 – R^2 das variáveis para avaliação da autocorrelação

	Pcheg	**PTPT**	**PGL**	**QGL**
R^2	0,0012	0,3343	0,0702	0,0583

Nota-se que pelo critério de dispersão, nenhuma das variáveis apresentou comportamento de autocorrelação. Dessa forma, é possível prosseguir com o controle estatístico de processo.

Aplicando-se o conceito de gráfico de controle de qualidade, este estudo terá agora a finalidade de monitorar o processo, aqui descrito por variações de vazão na chegada do fluido na plataforma, de forma a conhecer o comportamento e tendências de escoamento dos poços. Utilizaremos o gráfico de Shewhart para medidas individuais. Para estes gráficos, são calculados o limite superior de controle, o centro e o limite inferior de controle, tal qual o conceito de controle estatístico da qualidade.

Como ainda não há uma quantificação do que seria uma oscilação de carga na chegada, ou seja, por mais que um parâmetro indicativo da oscilação seja a pressão de chegada do fluido na plataforma, ainda não se conhece que valores dessa pressão podem ser considerados como um “evento anormal“. Logo, o primeiro passo foi calcular a média e os limites de controle para a pressão de chegada, de forma a identificar que alteração na pressão de chegada indique a flutuação. Serão analisadas também outras variáveis candidatas à detecção das oscilações, como a pressão no TPT.

Utilizando-se 1800 pontos, parte deles usada na qualificação dos dados, o seguinte procedimento foi adotado para cada variável:

1. Estabelecer um conjunto de dados (intervalo de tempo) com comportamento não oscilatório;
2. Calcular a média e a amplitude móvel da variável;
3. Calcular os limites LIC e LSC;
4. Construir o gráfico de Shewhart para controle de processo;
5. Caso nenhum ponto exceda o limite superior de controle para a amplitude móvel, construir o gráfico de controle para as medidas individuais. Caso contrário, retornar ao ponto 1;
6. Comparar o resultado para o período de 0 a 1800 e avaliar o resultado obtido.
7. Caso o resultado seja satisfatório, proceder com o monitoramento através da contagem de ocorrências. Caso o resultado não seja satisfatório, retornar ao item 1.

De uma maneira geral, o procedimento a ser seguido para a análise quantitativa está descrito no fluxograma apresentado na Figura 63.

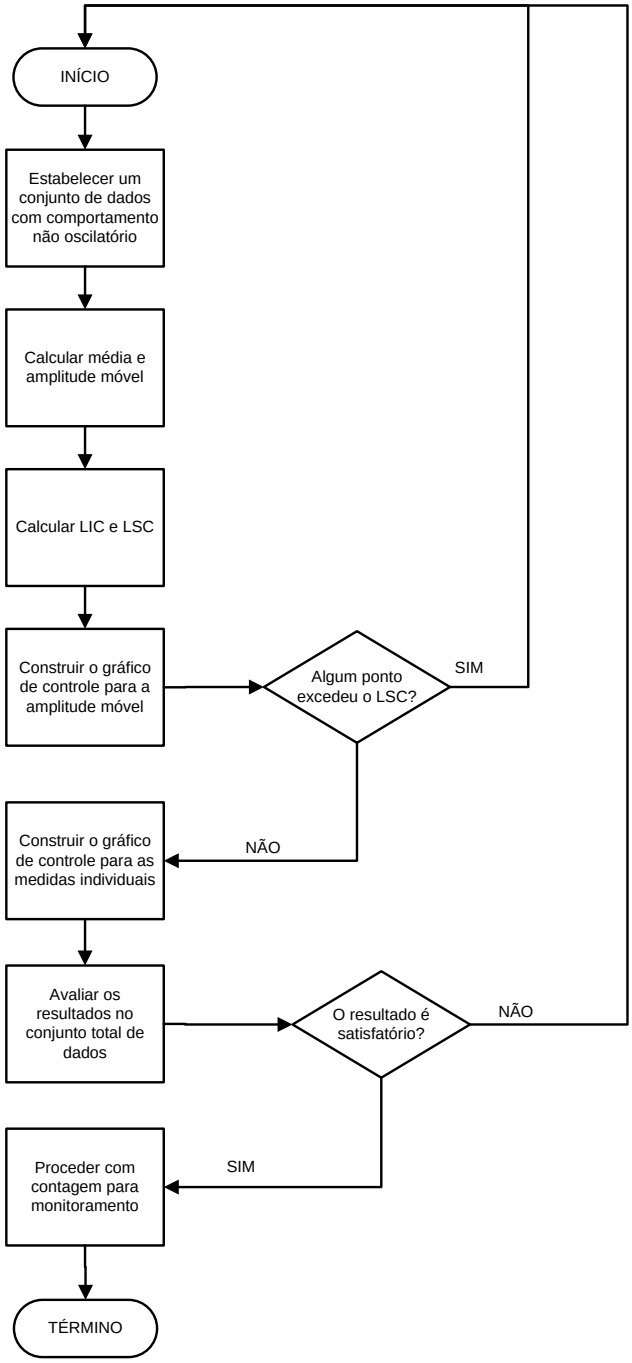

Figura 63 – Procedimento para análise quantitativa de dados

O procedimento foi aplicado para as variáveis escolhidas: pressão de chegada do fluido na plataforma, pressão no TPT, pressão de *gas lift* e vazão de *gas lift*. Vale lembrar que todos os dados foram normalizados previamente ao início do procedimento de análise quantitativa das informações. Os resultados são discutidos a seguir:

Pressão de chegada do fluido na plataforma

O período escolhido para cálculo da média e amplitude móvel foi o trecho entre 1300 e 1500. A partir deste conjunto de dados, foram calculadas a média e a amplitude móvel. A Figura 64 representa o gráfico para o comportamento da pressão de chegada do fluido na plataforma ao longo de todo o período e o trecho destacado foi o utilizado para a análise quantitativa inicial.

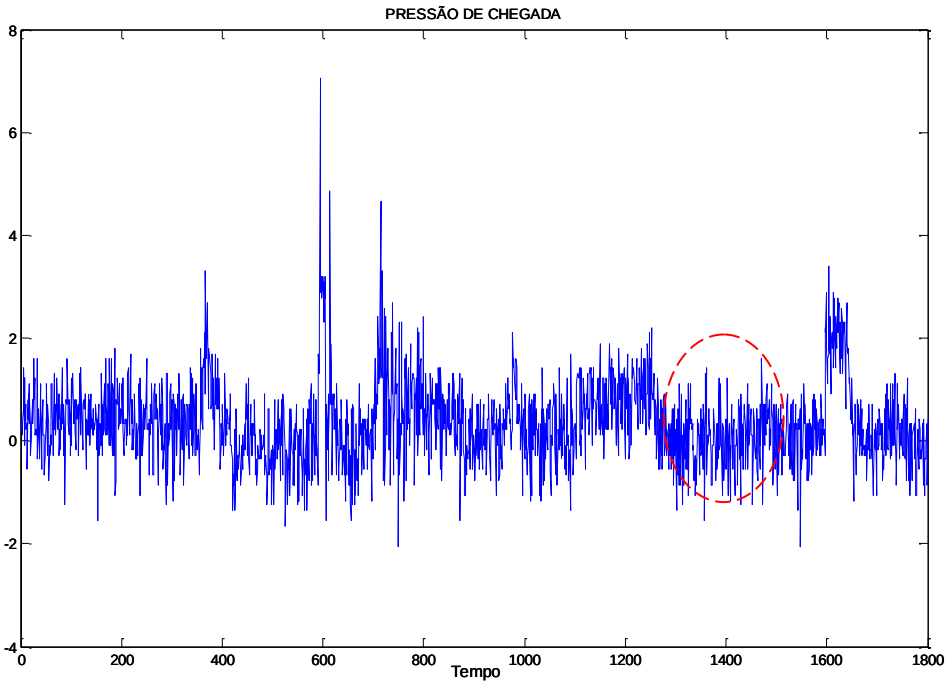

Figura 64 – Gráfico de pressão de chegada do fluido na plataforma

A partir da média e da amplitude móvel, foram calculados os limites de controle e o gráfico de controle a partir da amplitude móvel é mostrado na Figura 65.

Montgomery (2004) explica que em muitas aplicações dos gráficos de controle para unidades individuais, usamos a amplitude móvel de duas observações consecutivas como base para estimar a variabilidade do processo.

Pela Figura 65, é possível observar que todos os dados estão dentro do limite superior para a amplitude móvel, indicando que é possível prosseguir com a análise a partir do fluxograma indicado.

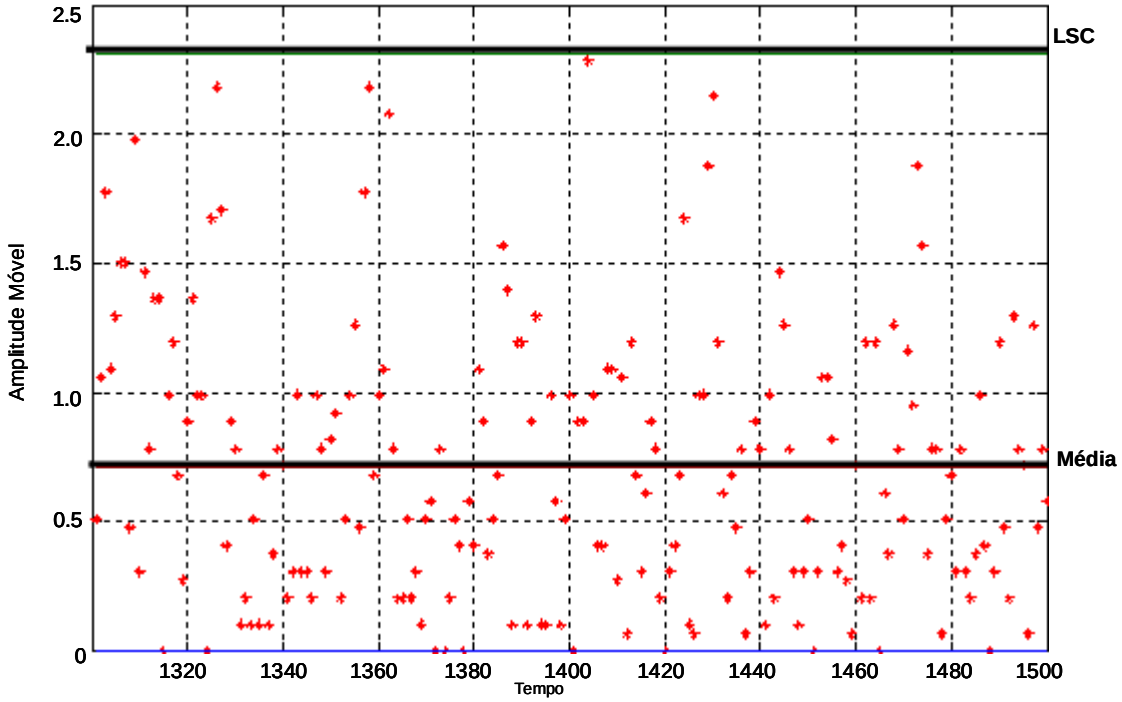

Figura 65 – Gráfico de controle para a amplitude móvel

A partir do gráfico de controle para as medidas de pressão de chegada, mostrado na Figura 66, pode-se notar que para este intervalo (1300 a 1500) não foi ultrapassado o limite de controle, o que é o indicado, pois este período serviu como base de indicação de comportamento normal de processo.

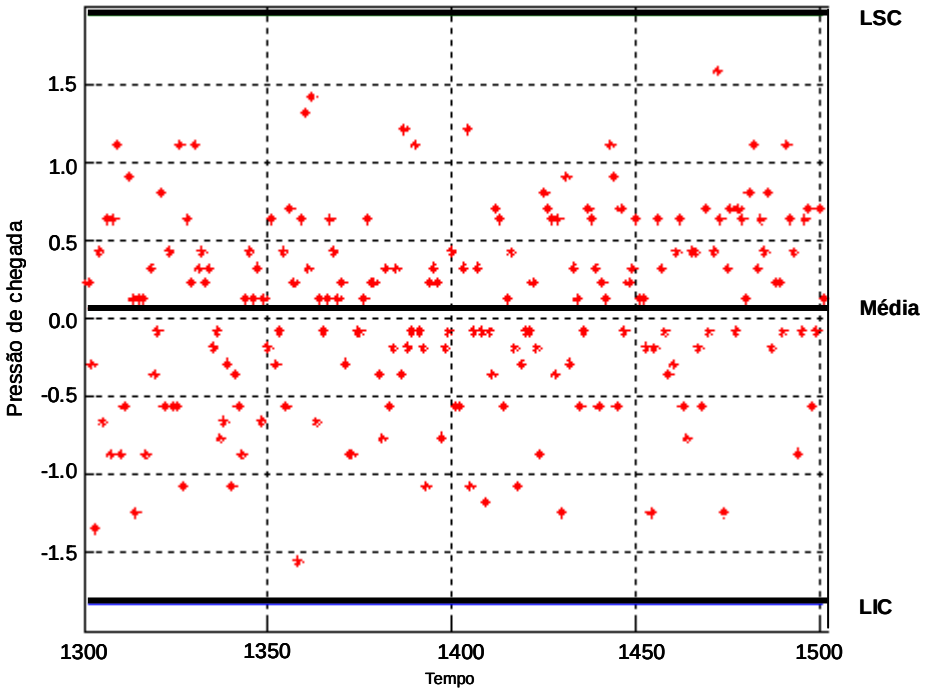

Figura 66 - Gráfico de controle para a medida individual

Como os resultados foram satisfatórios, ou seja, os gráficos de controle foram aprovados nos critérios de avaliação, agora será feita a análise dos resultados, de um poto de vista de monitoramento do processo conciliado a um julgamento de especialista. Ou seja, para toda a gama de pontos (0 a 1800) serão feitos os gráficos de controle para a pressão de chegada, utilizando-se agora os limites de controle.

A Figura 67 destaca os gráficos de controle de Shewhart para a amplitude móvel e para a medida individual (PRESSÃO DE CHEGADA) da pressão de chegada do fluido na plataforma.

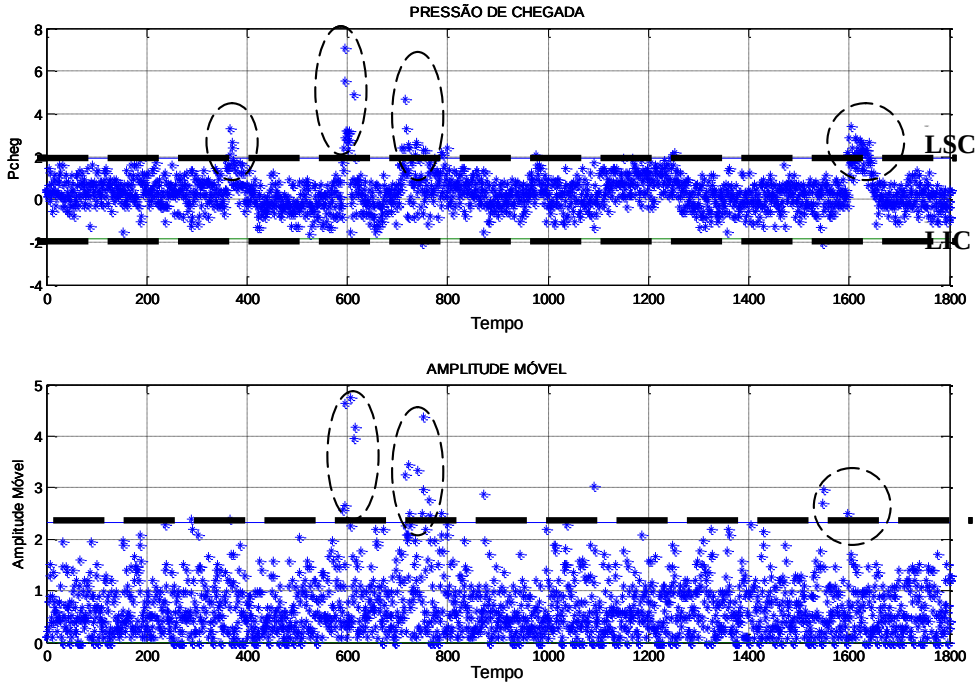

Figura 67 – Gráficos de controle para a medida e amplitude da pressão de chegada

A Figura 68 representa o comportamento da pressão de chegada com a identificação dos limites superior e inferior de processo.

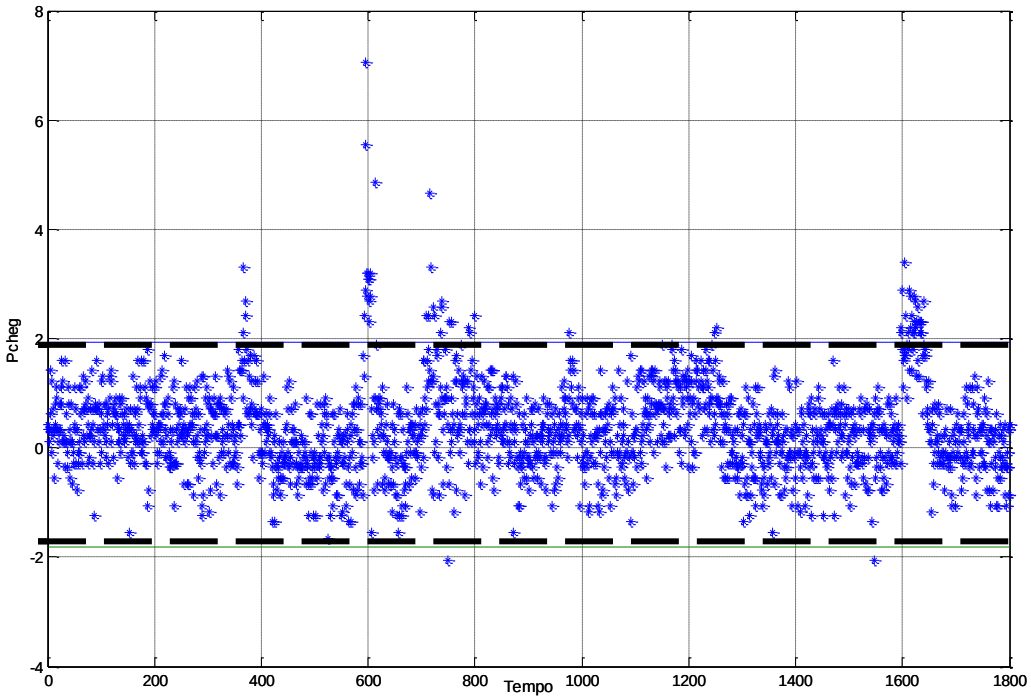

Figura 68 - Gráfico de controle para a medida individual para todo o período estudado

Observa-se que os trechos em que os limites de controle são ultrapassados seriam considerados, pelo controle estatístico, uma anormalidade no processo, aqui subentendido como grande flutuação de vazão de chegada do fluido na plataforma, observado a partir da pressão de chegada.

A partir do cálculo dos limites para média e amplitude móvel, identificaremos em barras as ocorrências de flutuações de vazão ao longo do tempo. A Figura 69 representa um comparativo entre a indicação do evento pelo critério da amplitude móvel e pelo critério das medidas individuais (Pcheg).

De forma simplificada, os pontos demarcados indicam que naquele momento uma oscilação de vazão aconteceu. Pelos resultados mostrados na Figura 69, podemos dizer que o evento “grande flutuação de vazão de chegada do fluido na plataforma” foi caracterizado com êxito pelos limites de controle calculados a partir de parte do volume de dados usado como base.

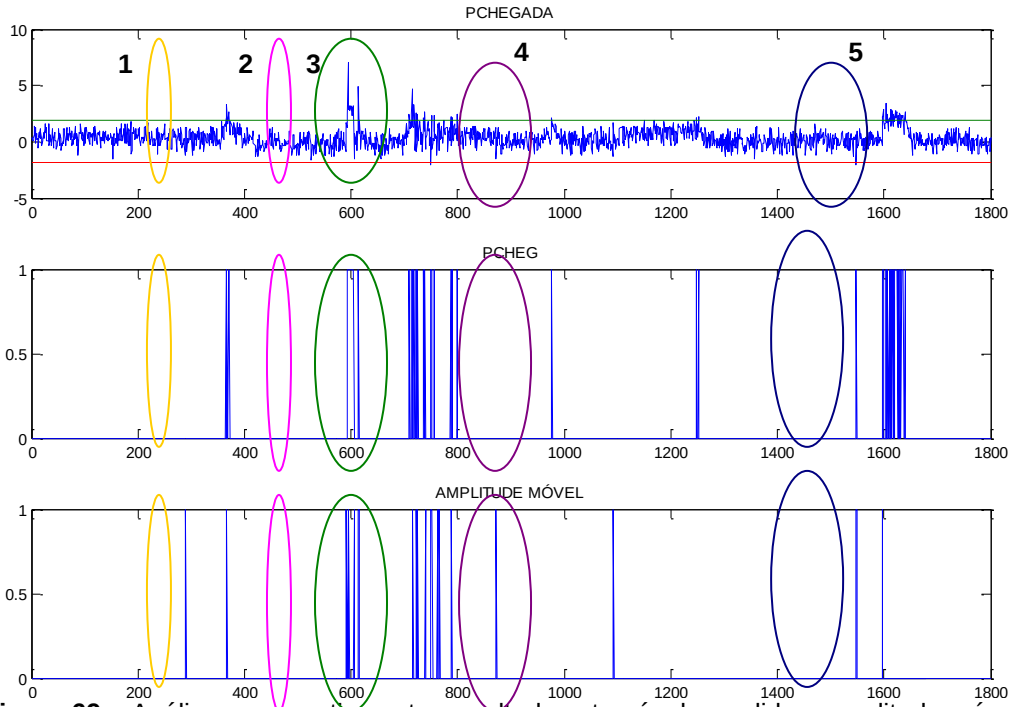

Figura 69 – Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel

Pressão no TPT

Pela análise qualitativa dos dados, foi possível observar que o TPT possui correlação com a flutuação abrupta de vazão na plataforma, explicado pelo aumento de pressão no ponto de medida do sensor através do aumento de peso da coluna de líquido em determinadas situações.

Seguindo-se a filosofia apresentada na Figura 63, utilizou-se o trecho de 120 a 180 para calcular a média e a amplitude dos dados. A Figura 70 representa o comportamento da pressão no TPT ao longo do tempo e chama a atenção para o trecho pelo qual serão calculados os parâmetros estatísticos utilizados na determinação dos limites de controle. Nota-se que o comportamento desta variável é bastante oscilatório.

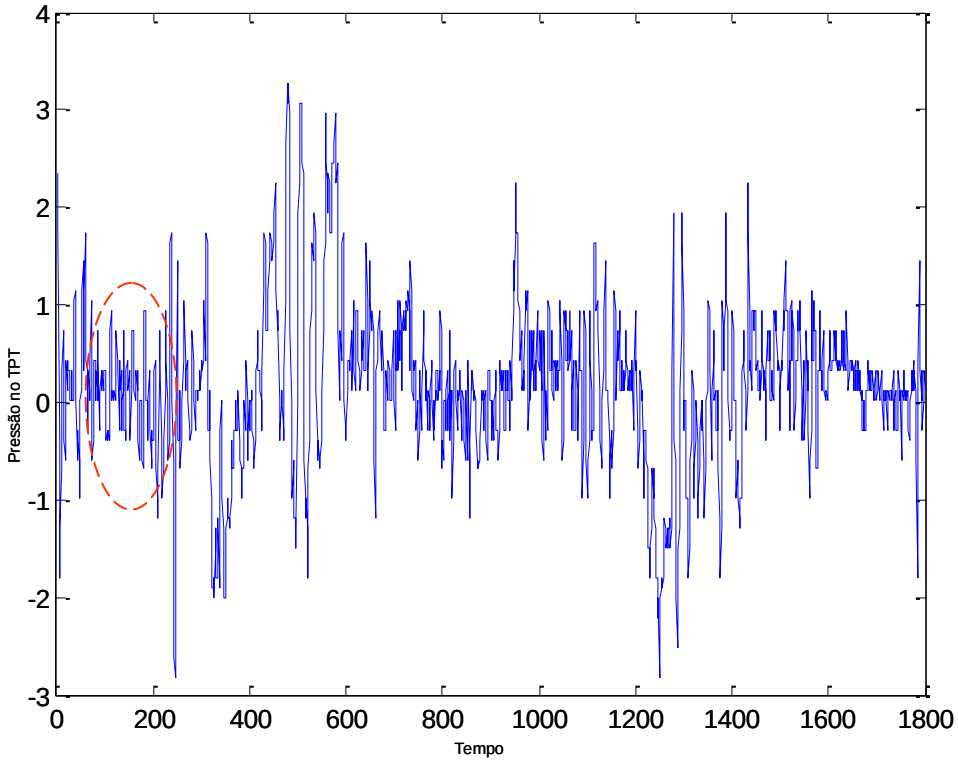

Figura 70 - Gráfico de pressão no TPT ao longo do tempo

Calculando-se a amplitude móvel e a média é possível identificar os limites de controle. A Figura 71 representa o gráfico de controle para a amplitude móvel com seus respectivos limites superior e inferior (linha do eixo das abscissas). A linha pontilhada se refere à média da amplitude.

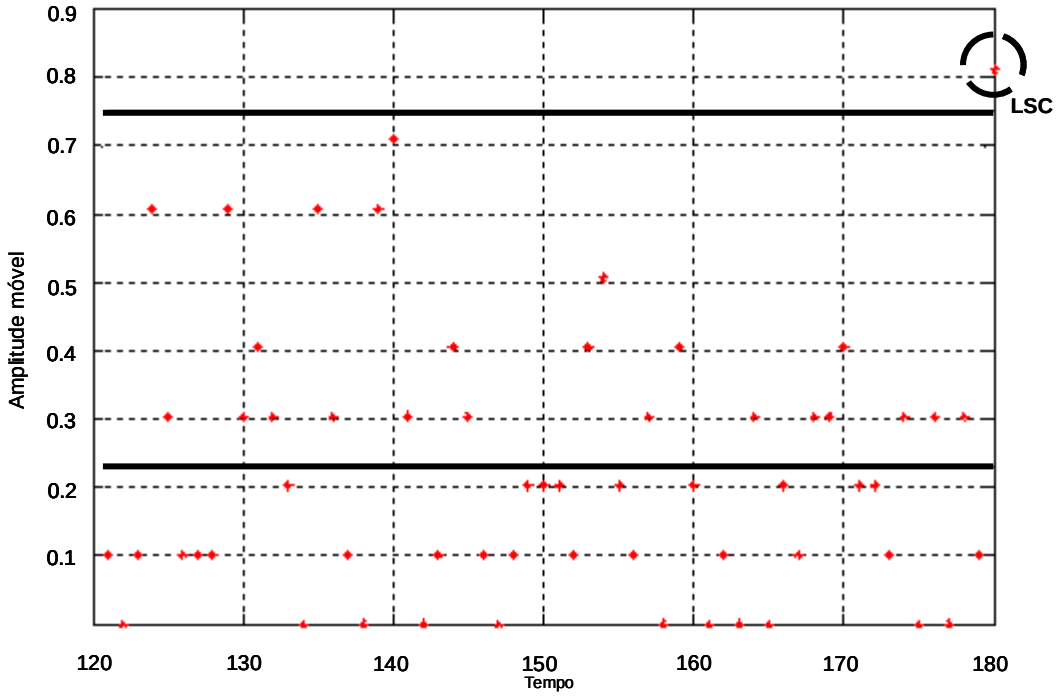

Figura 71 – Gráfico de controle para a amplitude móvel

O ponto destacado encontra-se fora do limite superior de controle, o que não nos permitiria ir adiante pelo critério de identificação de limites. No entanto, de acordo com a Tabela 8, pode-se observar que os dados apresentam variabilidade muito alta para a pressão no TPT, logo consideraremos a hipótese de limites tentativos, conforme descrito no capítulo anterior. A partir dos resultados obtidos com estes limites, a etapa de revisão será feita ou não. Ou seja, se a hipótese de controle pelos limites tentativos for rejeitada, será considerado outro trecho de dados para cálculos de novos limites tentativos.

Construindo-se o gráfico de controle para a medida individual, temos o comportamento mostrado na Figura 72.

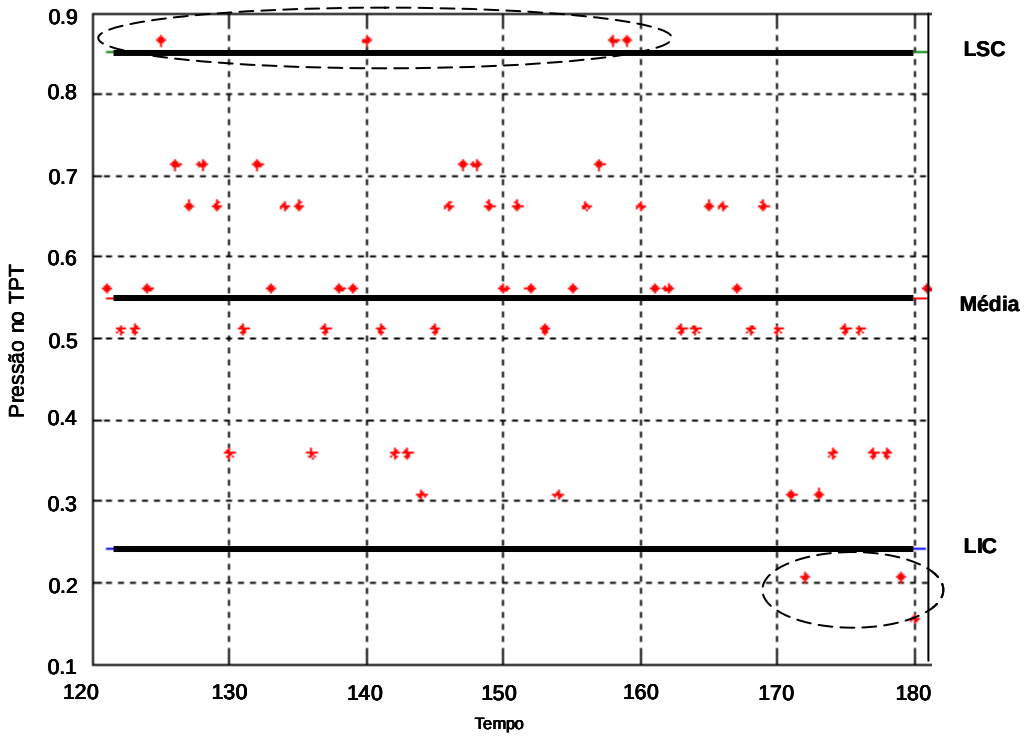

Figura 72 - Gráfico de controle para as medidas individuais para a pressão no TPT

Desta vez, quatro pontos ultrapassaram o LSC e três o LIC, conforme mostrado na Figura 72. Continuaremos a análise com a comparação com a pressão de chegada do fluido na plataforma através dos gráficos de controle de Shewhart para todo o volume de dados, identificando-se os limites de controle para a medida individual e para a amplitude móvel.

Os gráficos de controle para a pressão no TPT para a medida individual e para a amplitude móvel são mostrados na Figura 73. Os trechos destacados mostram que, de acordo com os limites calculados, um descontrole na pressão no

TPT ocorre em muitos pontos. A amplitude móvel, por sua vez, denota menores períodos de situações fora de controle.

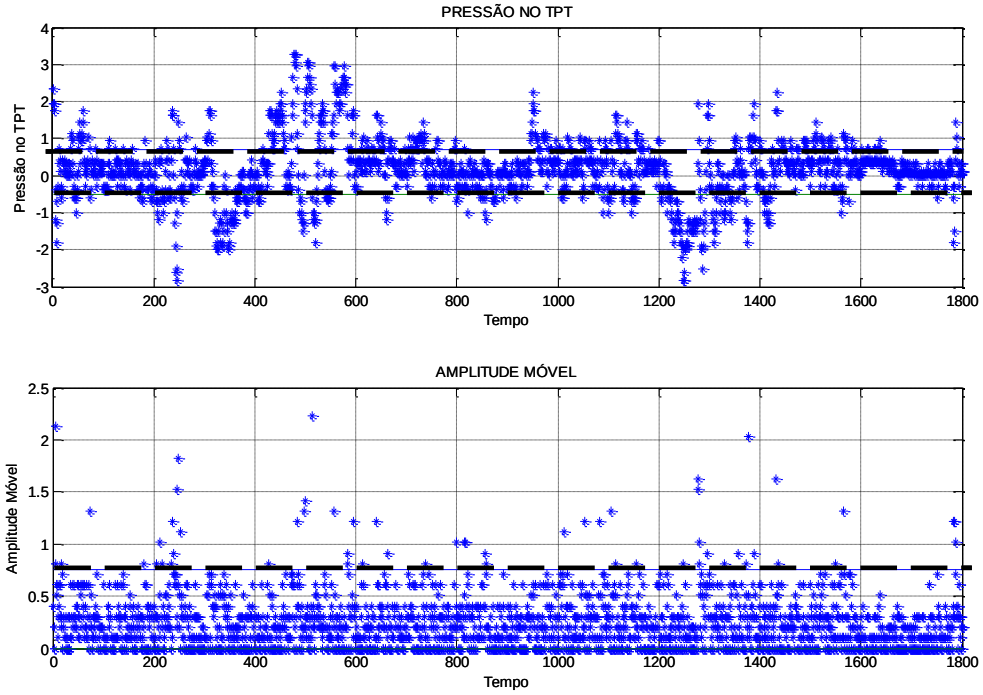

Figura 73 – Gráficos de controle para a medida e amplitude da pressão no TPT

Para se entender melhor a relação entre a pressão no TPT e a pressão de chegada e averiguar se o melhor indicador entre essas variáveis seria a medida ou a amplitude da pressão no TPT, analisemos os gráficos de controle para o TPT e para a medida individual da pressão de chegada, mostrado na Figura 74.

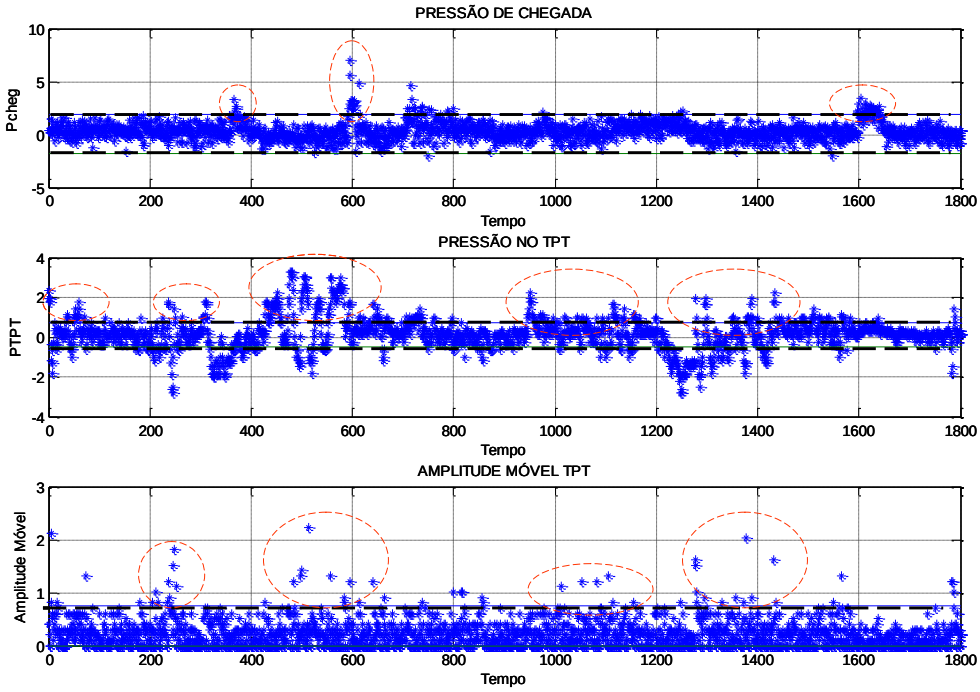

Figura 74 – Comparação entre descontrole para pressão de chegada e pressão no TPT

O que se observa é que as alterações para a amplitude parecem ser melhor definidas e que o indicativo de descontrole para a pressão no TPT seria melhor para a variação da variável do que a variável propriamente dita.

Tomemos uma menor região para se fazer uma análise mais criteriosa. A Figura 75 mostra que para o trecho entre 100 e 800, foram observadas três situações de descontrole para a pressão de chegada, que denotariam três casos de flutuação de vazão na superfície.

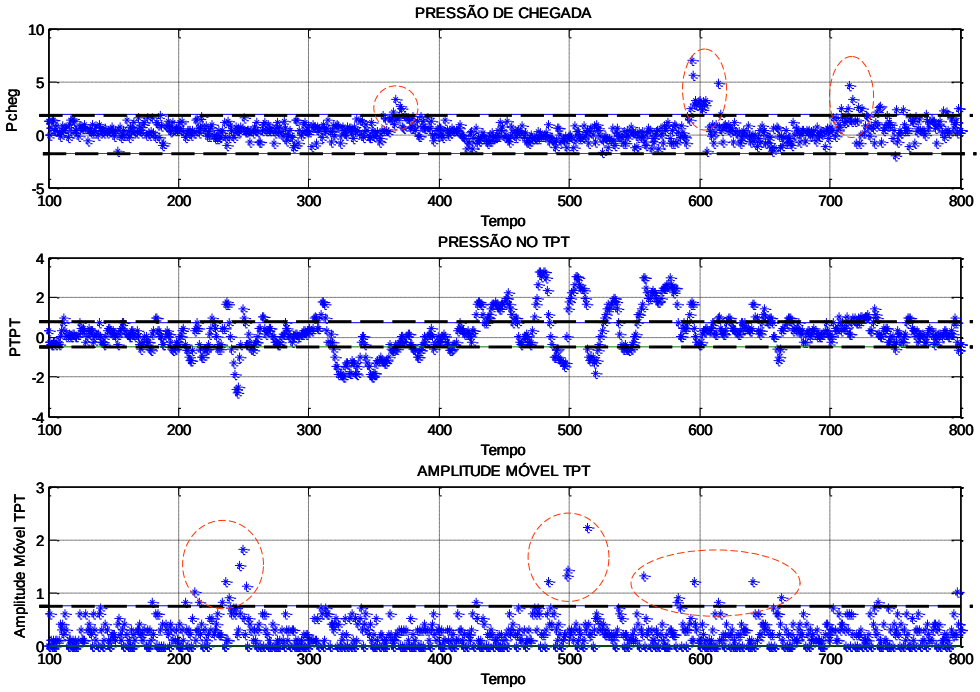

Figura 75 – Comparação entre descontrole para pressão de chegada e pressão no TPT para menor período

Os gráficos sugerem que flutuações persistentes da pressão na árvore de natal, localizada no *subsea*, indicam flutuação da pressão de chegada do fluido na plataforma, o que está relacionado à flutuação de vazão.

A partir da análise da Figura 75, é possível se obter uma relação temporal entre uma detecção de anormalidade na pressão do TPT e a ocorrência de flutuação abrupta de vazão no *topside*. Ou seja, observando-se uma variação contínua da pressão na ANM, o operador será capaz de antever o “bolsão” de líquido ou gás que chegará à plataforma, atuando de forma preventiva nos controladores dos equipamentos de superfície.

Partindo-se para a análise final de comparação com a pressão de chegada, temos que a Figura 76 mostra que através da média da medida individual da pressão no TPT, o controle estatístico indicaria que muitos eventos de flutuação de vazão teriam ocorrido na chegada da plataforma, no entanto, o gráfico “Pchegada”, que denota o comportamento da pressão de chegada ao longo de todo o período, mostra que poucos eventos de aumento abrupto de pressão foram observados.

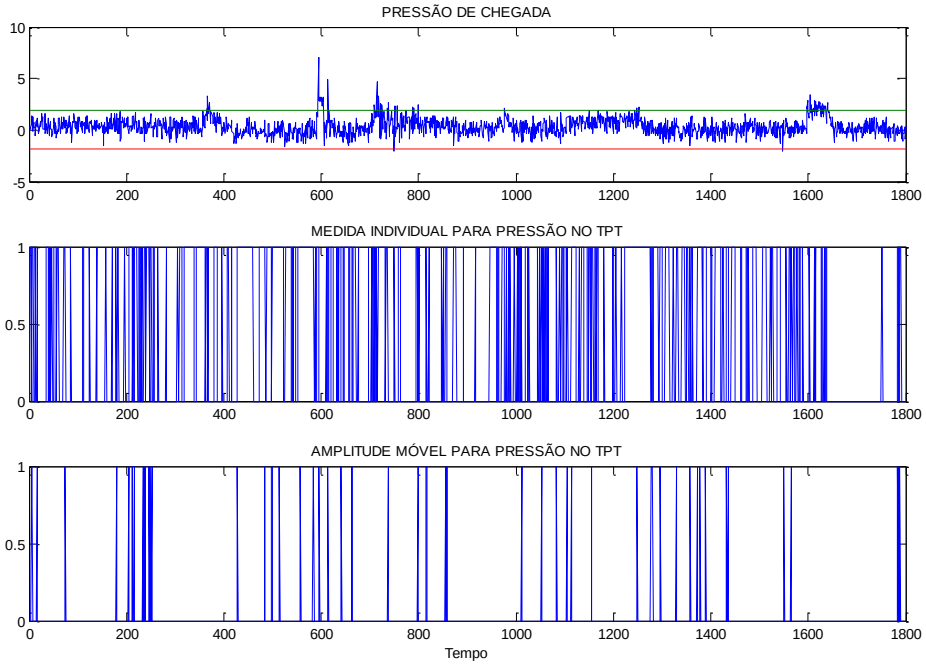

Figura 76 - Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel da pressão no TPT

Há duas possíveis explicações para esses resultados:

- A dispersão dos dados em torno da média para a pressão no TPT é muito alta, conforme mostrado na Tabela 9. Comparando-se os valores de desvio padrão para as pressões, a pressão no TPT tem seus dados com dispersão bem maior, o que dificulta a análise. Com este resultado, torna-se mais importante a avaliação a partir da amplitude móvel em lugar da medida individual.

- A escolha do trecho para os parâmetros estatísticos tornou os limites de controle bastante restritos. Como o desvio é muito alto, mesmo tomando-se outra região, a probabilidade de um ponto sair dos limites de controle para a amplitude e para a medida individual é alta.

Pressão de *gas lift*

Apesar de não se ter encontrado uma relação direta da pressão de *gas lift* com a pressão de chegada do fluido, será feita a análise, ainda com a expectativa de que esse comportamento seja inverso, ou seja, quanto menor a pressão de *gas lift*, maior a pressão de chegada do fluido na plataforma, conforme levantado na análise qualitativa dos dados.

A Figura 77 representa o comportamento do *gas lift* ao longo do tempo. Exceto por certos picos, a pressão é controlada em um range pequeno, devido ao

controle dos compressores de injeção e controle de pressão no *header* de *gas lift*. A envoltória destacada se refere ao período utilizado para cálculo da amplitude móvel e da média para base de controle estatístico, de 1100 a 1400.

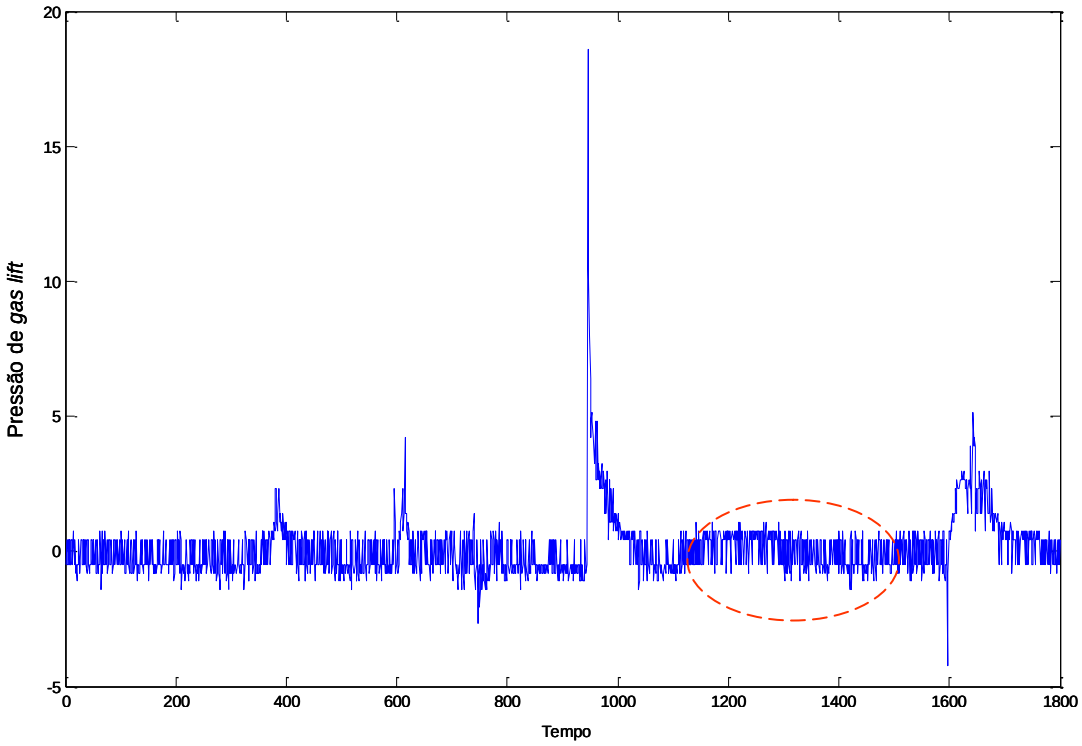

Figura 77 - Gráfico de pressão de *gas lift* ao longo do tempo

A Figura 78 mostra que os dados usados como base de cálculo não ultrapassam o limite superior de controle para a amplitude móvel, podendo assim partir para a etapa de análise das medidas individuais.

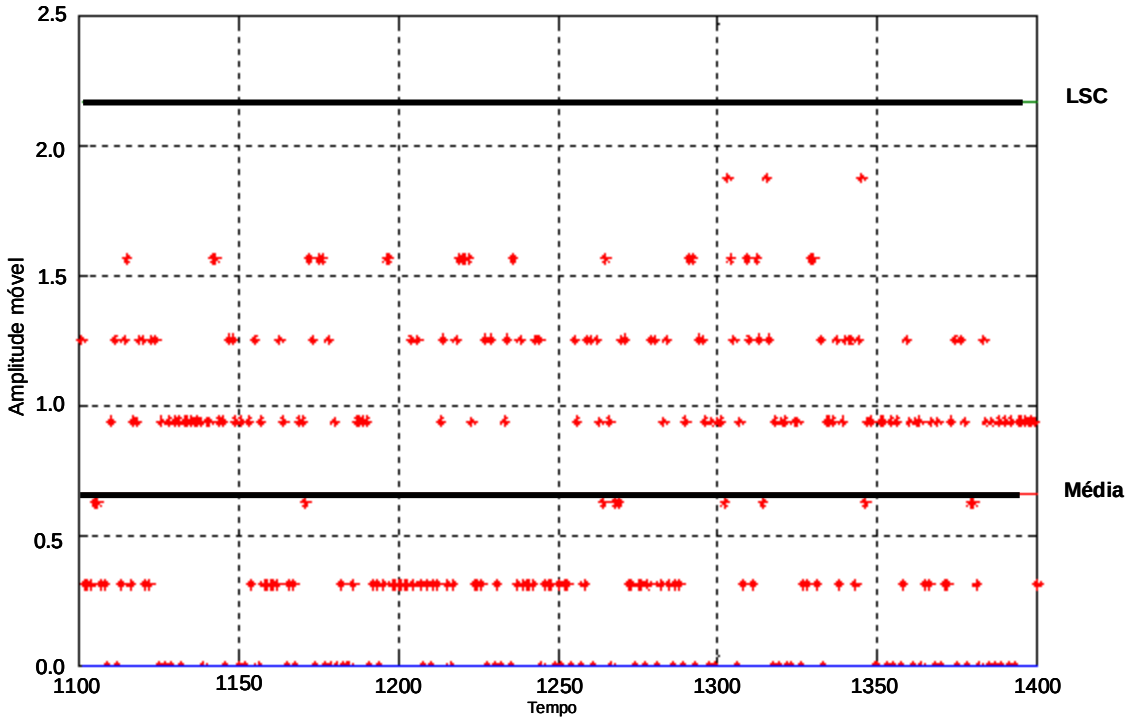

Figura 78– Gráfico de controle para a amplitude móvel para a pressão de *gas lift*

A Figura 79 mostra ser possível continuar com a análise quantitativa da pressão de *gas lift*, pois o gráfico de controle das leituras individuais para a pressão de gas lift não exibiu nenhum valor que ultrapassasse os limites de controle.

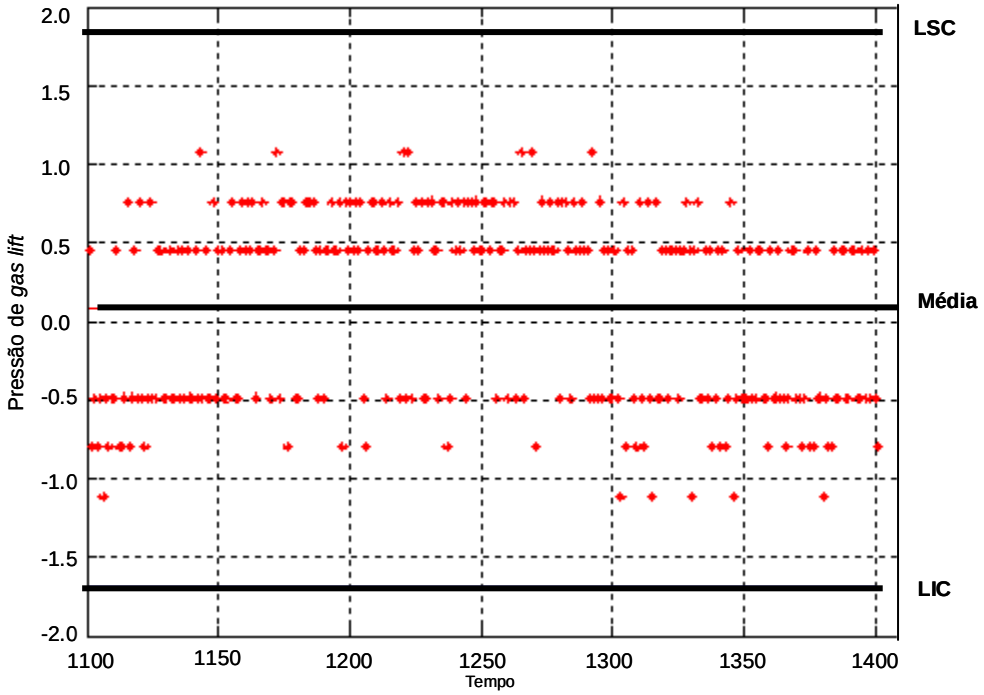

Figura 79 - Gráfico de controle para as medidas individuais de pressão de *gas lift*

Por este mesmo gráfico, nota-se que a dispersão dos dados em torno da média é muito pequena, o que pode ser confirmado pelo desvio-padrão calculado para os dados usados na análise comportamental. Esse indicativo está relacionado ao controle de pressão deste sistema, que torna a variação do comportamento desta variável muito pequena. A Tabela **9** representa o desvio-padrão para a pressão de chegada, pressão no TPT e pressão de *gas lift*.

Tabela 9 – Desvio-padrão para as pressões

	Pcheg	**PTPT**	**PGL**
desvio-padrão	0,2987	0,6933	0,3257

A Figura 80 representa os gráficos de controle para pressão de *gas lift*. Nota-se pelo gráfico PRESSÃO DE GAS LIFT, que há duas incidências de descontrole de pressão deste sistema, específico para o poço 2.

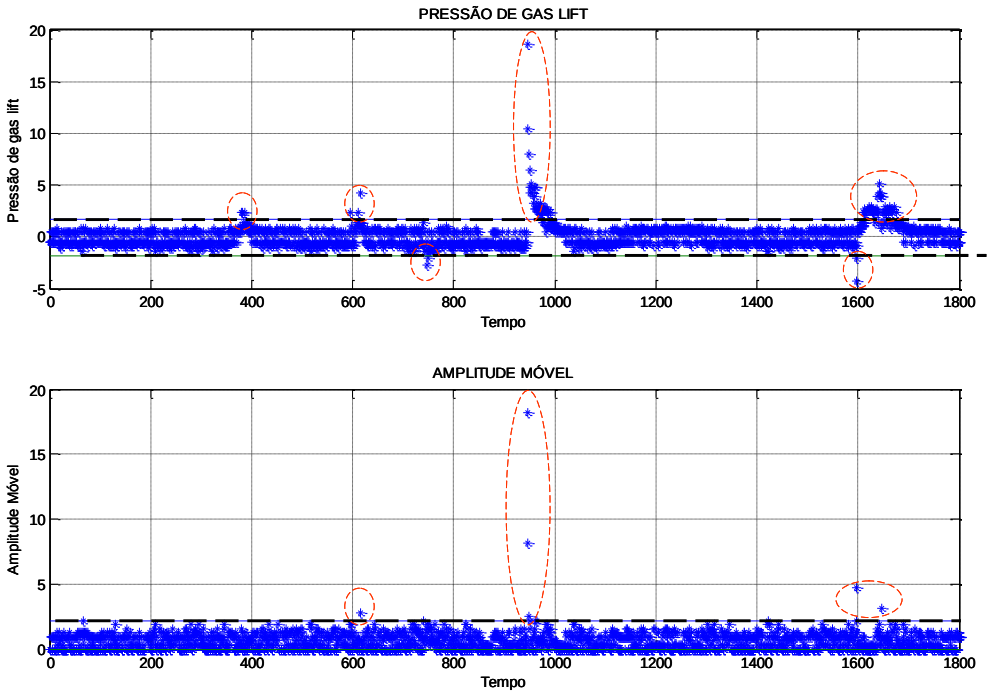

Figura 80 - Gráficos de controle para a medida e amplitude da pressão de *gas lift*

Comparando-se o comportamento da pressão de chegada e os resultados de controle estatístico da pressão de *gas lift*, temos que nos quatro pontos em que claramente se observa flutuação na pressão de chegada do fluido na plataforma, observa-se um pequeno aumento de pressão de *gas lift*, muito próximo em tempo das variações observadas nas instalações de superfície, conforme mostrado na Figura 81.

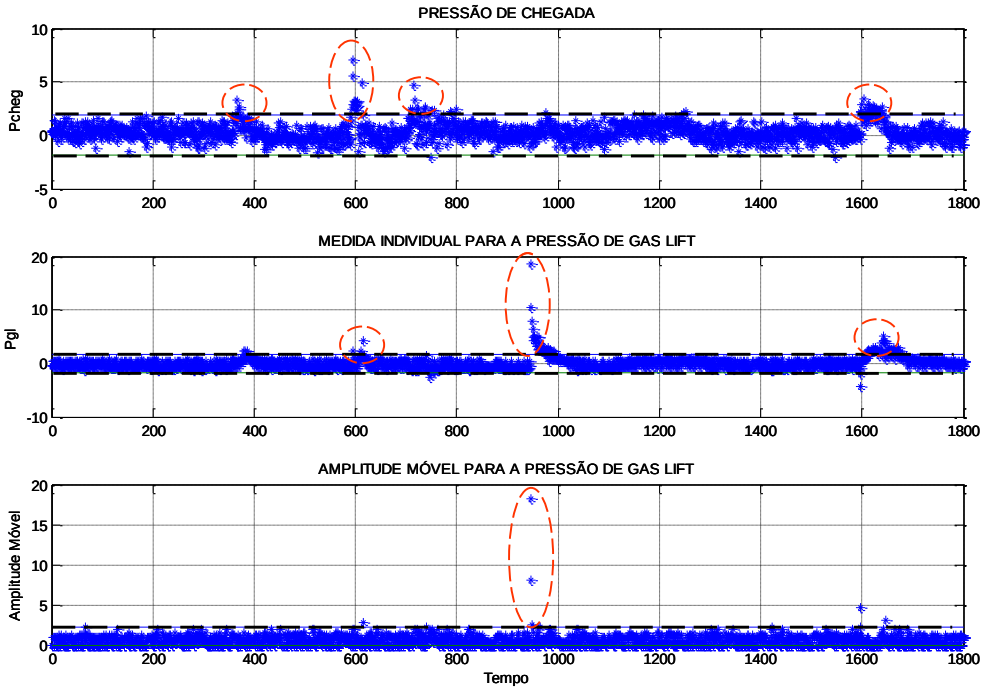

Figura 81 - Gráfico de pressão de gas lift com seus limites de controle

Dessa forma, é possível caracterizar uma “falha” no sentido de operação não-normal do processo. Porém, o objetivo principal é determinar se este comportamento adverso está influenciando na pressão de chegada do fluido na plataforma. A Figura 82 compara somente o descontrole para a variável medida.

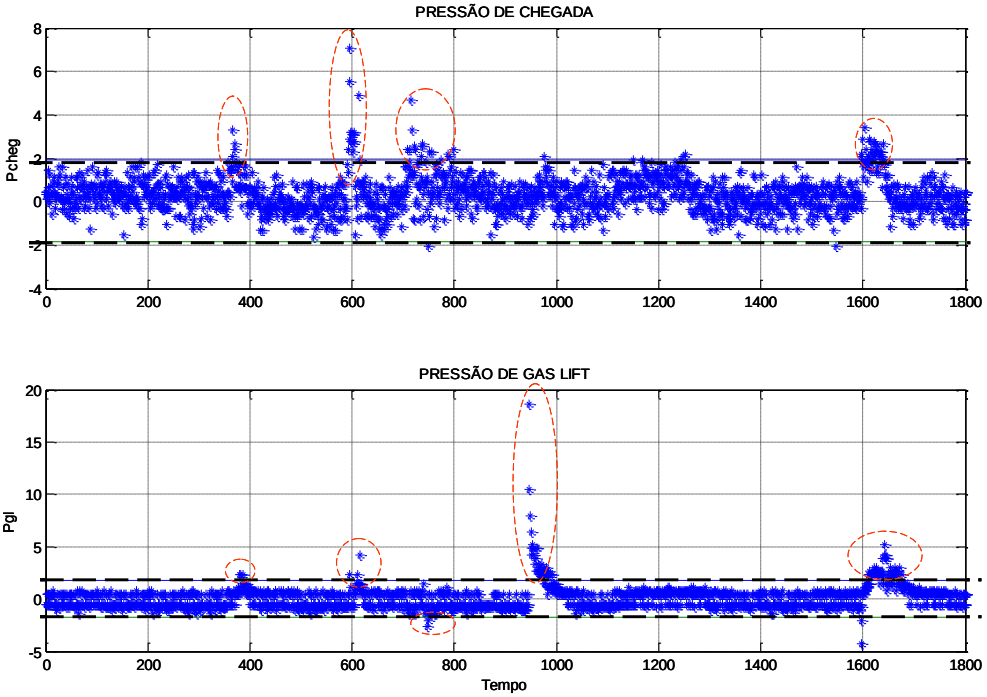

Figura 82 – Pressão de chegada do fluido na plataforma e pressão de *gas lift* com seus respectivos limites de controle para a medida individual

É possível observar que houve indicação de descontrole de processo para ambas as variáveis. Para o caso da pressão de *gas lift*, esta sofreu uma queda em duas ocasiões, no entanto, isto ocorreu em pouco tempo, parecendo que a pressão foi restabelecida logo em seguida.

Partindo-se para a indicação de “alarme” referente à anormalidade para os gráficos de controle das medidas da pressão de *gas lift* e amplitude móvel, em alguns pontos o controle estatístico mostra que há descontrole da pressão de *gas lift*, mas isso se relaciona com a pressão de chegada em um comportamento maior de consequência, ou seja, o aumento da pressão de chegada gerou descontrole nos compressores de *gas lift*. A Figura 83 mostra os comportamentos e relações dos parâmetros para a pressão de *gas lift* e pressão de chegada do fluido na plataforma.

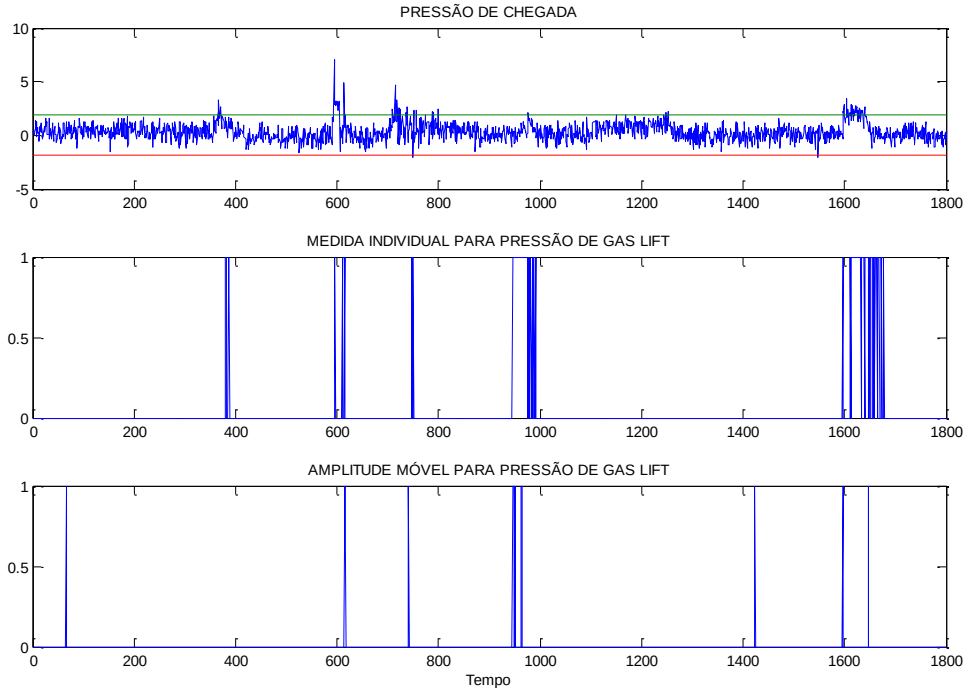

Figura 83 - Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel da pressão de *gas lift*

Pelos poucos e rápidos eventos de queda de pressão do sistema de elevação secundária, não se pôde mostrar a relação desta variável com a indicação de flutuação de vazão para esse conjunto de dados.

Vazão de *gas lift*

A partir da Figura 84, escolheu-se o período de 200 a 450 para ser tomado para cálculo dos parâmetros de controle e seus limites para a variável vazão de *gas lift*.

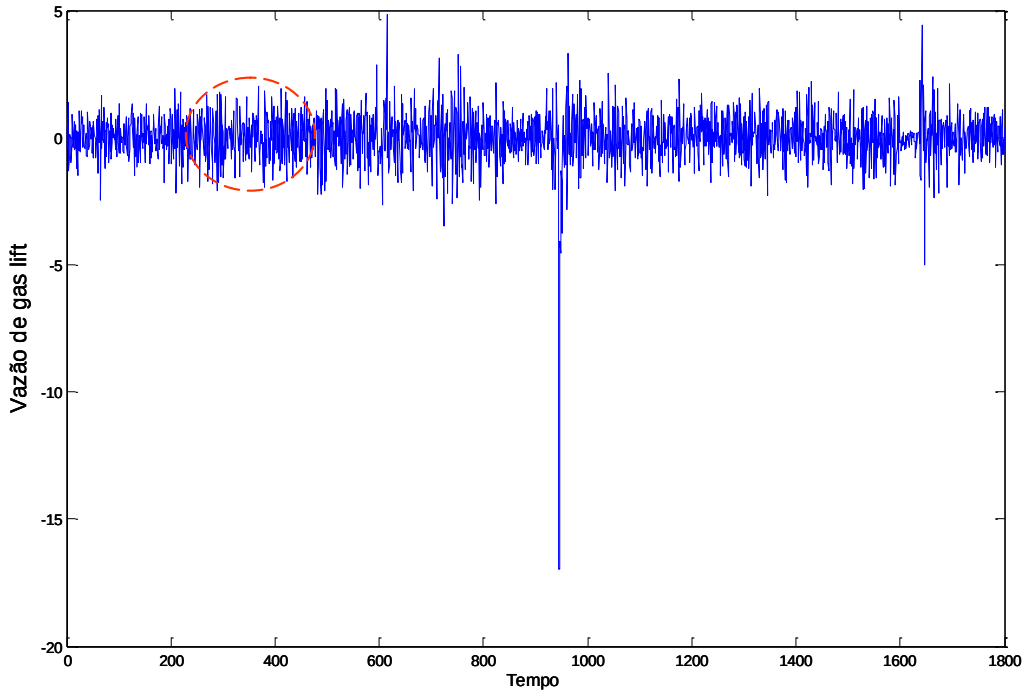

Figura 84 - Gráfico de pressão de *gas lift* ao longo do tempo

Os critérios para aceitação do período são atendidos, conforme mostrado na Figura 85, onde os pontos escolhidos para análise e definição dos parâmetros estatísticos estão dentro da região de limite de controle.

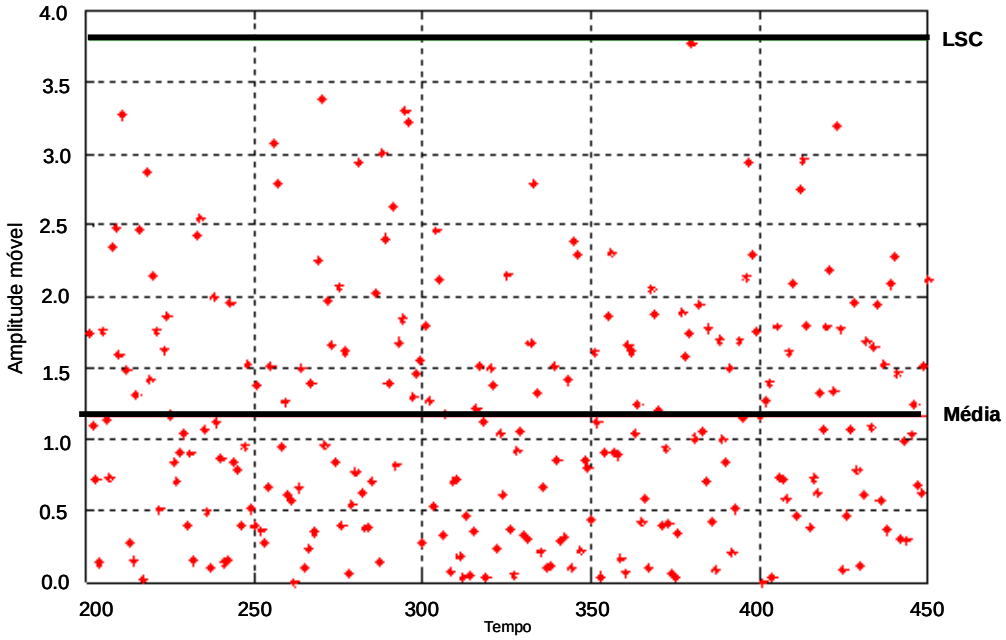

Figura 85– Gráfico de controle para a amplitude móvel para a vazão de *gas lift*

A medida individual também sugere bom enquadramento dos dados, o que pode ser verificado através da Figura 86.

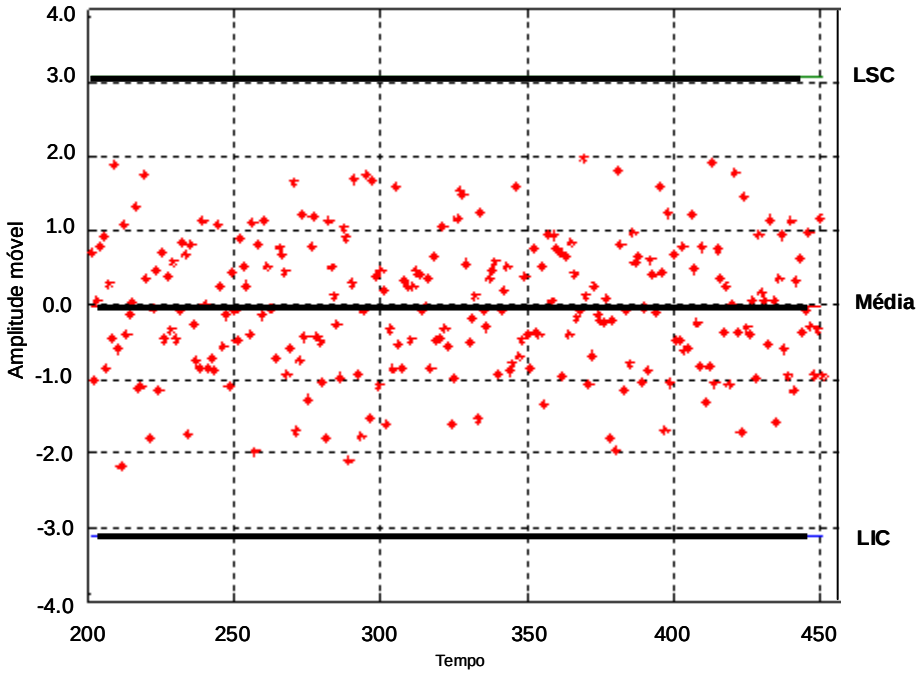

Figura 86 – Gráfico de controle para a amplitude móvel para a vazão de *gas lift*

Fazendo-se o gráfico da vazão de *gas lift* para todo o período analisado, temos pequenos descontroles desta variável, conforme destacado na Figura 87.

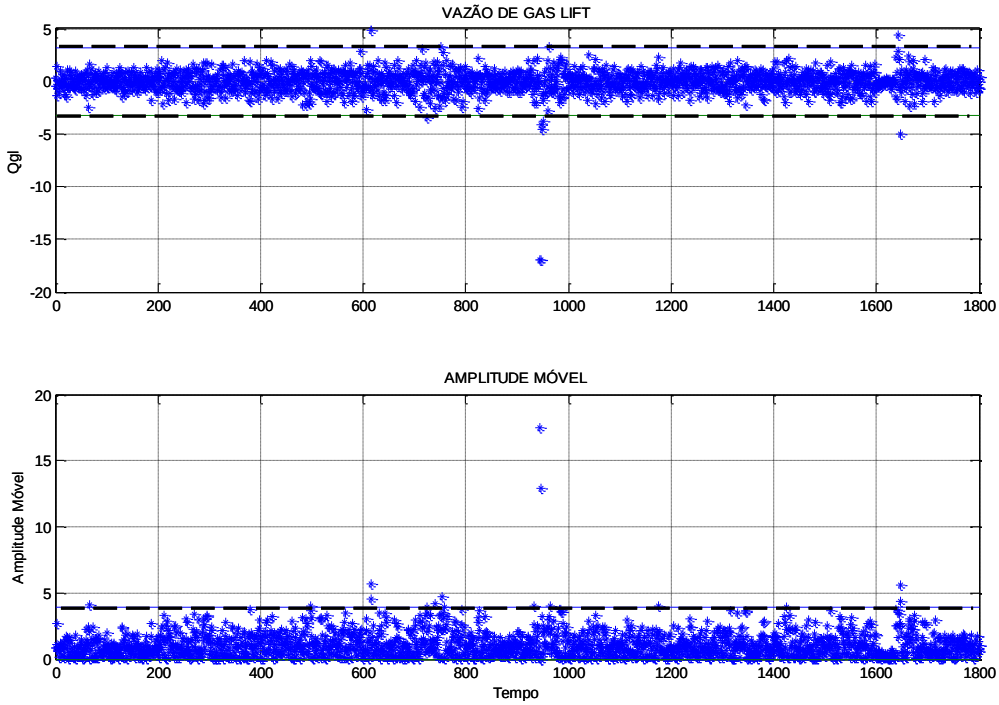

Figura 87 - Gráfico de vazão de *gas lift* com seus limites de controle

Comparando-se a pressão de chegada com seus desvios de comportamento e a vazão de *gas lift*, temos que em determinados momentos, quando há um aumento da pressão de chegada do fluido na plataforma, identifica-se um aumento na vazão de *gas lift*.

Como essas variações são muito pequenas e o conjunto de dados não apresentou muitos casos de descontrole do sistema de *gas lift*, análise similar deve ser feita para plataformas que tenham mais casos de instabilidade neste processo.

A partir deste volume de dados, pouco se aferiu com relação ao sistema de *gas lift* e sua correlação com a pressão de chegada. A Figura 88 representa a pressão de chegada do fluido na plataforma e os gráficos de Shewhart para a vazão de *gas lift*.

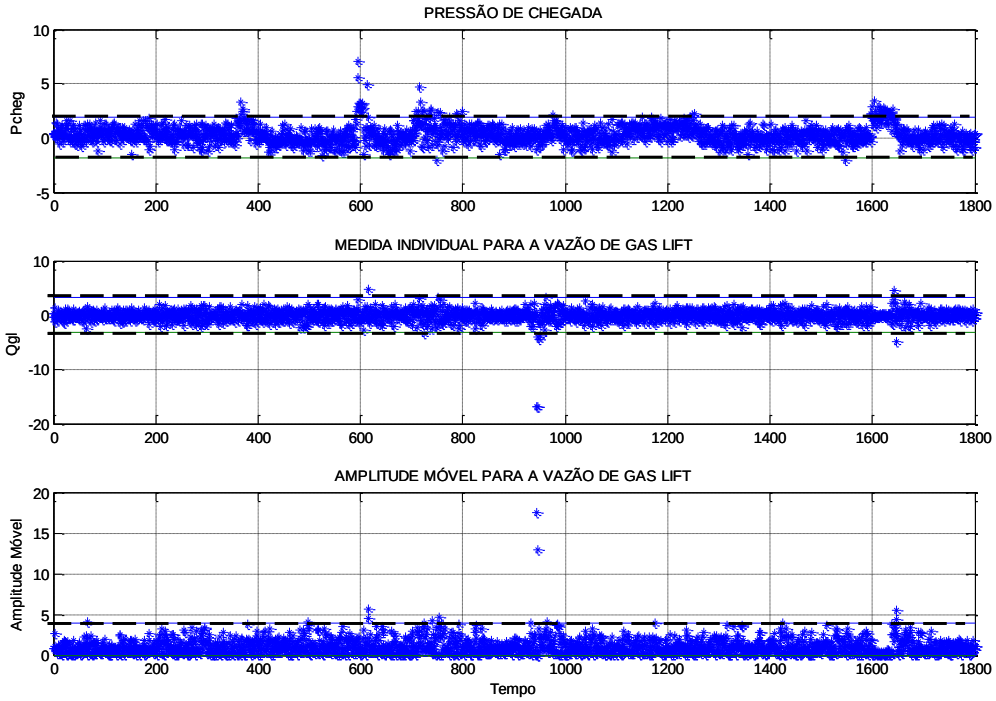

Figura 88 - Pressão de chegada do fluido na plataforma e vazão de *gas lift* com seus respectivos limites de controle

Continuando com a análise dos contadores de ocorrência de descontrole do sistema de *gas lift*, pode-se observar pela Figura 89 que a pressão de chegada indica descontrole nos trechos próximos a 600, 700, 900 e 1600, o que é observado no gráfico “VAZÃO DE GAS LIFT”. Observando-se novamente a pressão de chegada, o trecho indicativo de aumento de pressão próximo ao tempo 400 não é demonstrado nos gráficos de controle para a vazão de *gas lift*.

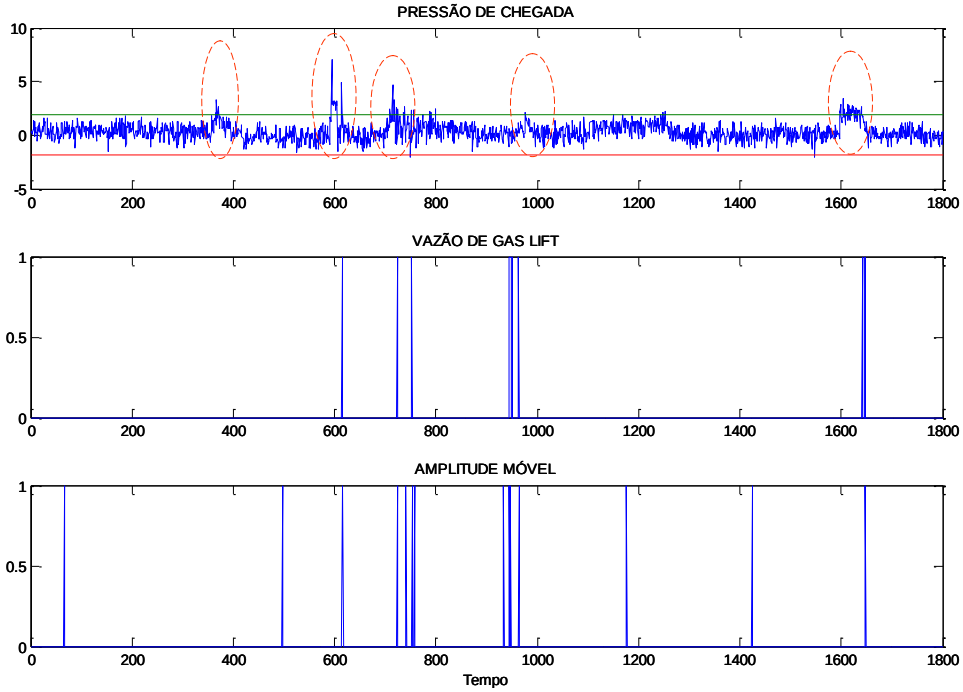

Figura 89 - Análise comparativa entre resultados através da medida e amplitude móvel da vazão de *gas lift*

A interpretação da influência da vazão do elemento de elevação secundária teria interpretação fenomenológica, a partir do fato de que a queda de um compressor de *gas lift* acarretaria parada de injeção de gás na coluna. Com o óleo produzido não gaseificado, o peso da coluna de líquido aumenta, o que dificulta a elevação do fluido até a superfície.

A partir de toda esta etapa de análise quantitativa, é possível observar que o controle estatístico de processo poderá ser utilizado aqui de duas formas:

1) Monitoramento da pressão de chegada do fluido na plataforma para todos os poços individualmente, de forma a conhecer quais, dentre os poços produtores ligados àquela UEP, têm maior incidência de flutuação de vazão. Uma prévia deste gerenciamento será demonstrada na seção seguinte;

2) Acompanhamento da variação de pressão na árvore de natal de forma a prever a ocorrência de flutuações de vazão quando da chegada do fluido à superfície, de forma que o operador possa tomar uma ação para minimizar os efeitos deste evento, em caso de plantas que não possuem capacidade suficiente para receber um volume abrupto de produção.

4.4 Monitoramento do comportamento dos poços

A partir da caracterização do evento “flutuação abrupta de vazão”, tomaremos três poços (escolhidos a partir de análise prévia dos dados) em um período de 3 dias para aplicar o conceito de gerenciamento dos poços produtores para a plataforma B. Serão tomados como exemplo os poços 2, 4 e 8. Todas as etapas da análise quantitativa descritas para o poço 2, para a pressão de chegada do fluido na plataforma serão aplicadas para os três poços supracitados.

Vale ressaltar que os poços possuem dinâmica individual, ou seja, seu comportamento é intrínseco a cada poço, tornando as etapas de cálculo de parâmetros estatísticos para caracterização do evento mandatória para cada um deles.

Os gráficos individuais serão mostrados no Anexo II e o resultado final é mostrado a seguir:

Comparando-se os poços 2, 4 e 8, é possível notar que o poço 8, cujo comportamento da pressão de chegada é mostrado pela Figura 90, não apresenta comportamento abrupto de flutuação de vazão, enquanto os poços 2 e 4, representados, respectivamente, pela Figura 91 e pela Figura 92 apresentam casos de pressão acima do limite máximo determinado pelo estudo estatístico.

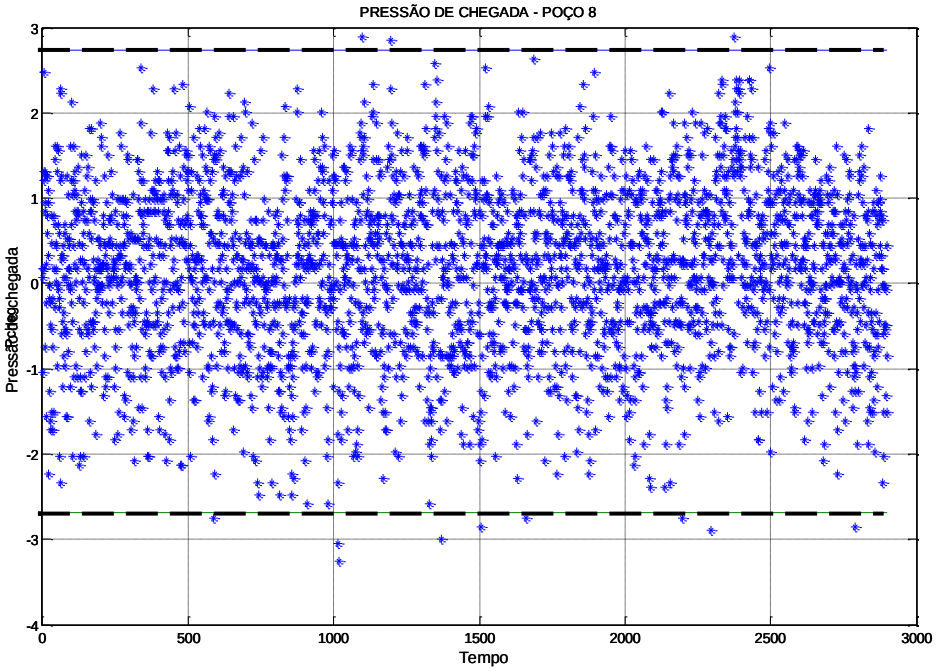

Figura 90 - Comportamento da pressão de chegada para o poço 8

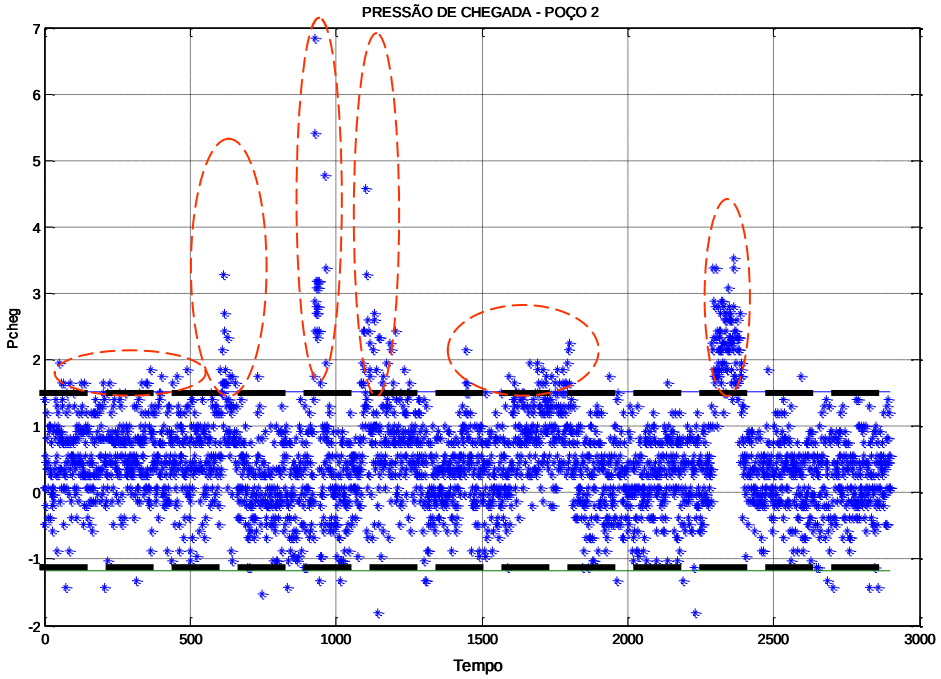

Figura 91 – Comportamento da pressão de chegada para o poço 2

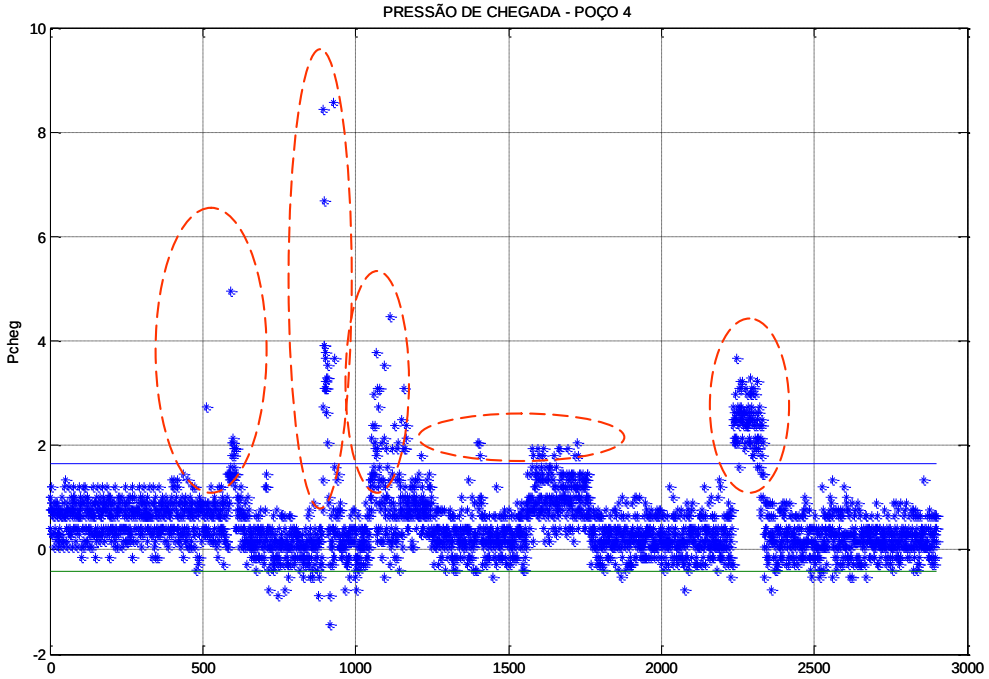

Figura 92 - Comportamento da pressão de chegada para o poço 4

Dessa forma, podemos dizer que o poço 8 é o mais estável deles, enquanto a preocupação maior deverá ser com os poços 2 e 4.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Flutuações de vazão de chegada do fluido à plataforma são indesejáveis por trazerem muitas consequências ao sistema de separação gravitacional da planta de processamento primário de fluidos. Especialmente no caso das plataformas em ambiente *offshore*, esses eventos podem ser ocasionados pelo padrão de escoamento e por problemas operacionais nos métodos de elevação artificial.

Essas flutuações abruptas geram má separação entre as fases gás, óleo e água no separador gravitacional trifásico, devido ao problema em se controlar o nível do vaso nestas ocasiões. O descontrole de nível pode acarretar envio de gás dissolvido ao óleo; arraste de líquido para a corrente de gás, o que pode aumentar o nível dos vasos depuradores situados a jusante; além de levar óleo na corrente de água produzida.

Este trabalho teve o objetivo de caracterizar o evento “grande flutuação de vazão de chegada de fluido na plataforma” através do controle estatístico através de dados. Os resultados estão apresentados no item 5.1 e as recomendações para trabalhos futuros estão descritas no item 5.2.

5.1. Conclusões

Em virtude do apresentado nesta dissertação, verificamos que foi possível caracterizar o evento “grande flutuação de vazão de chegada do fluido na plataforma” para ambiente *offshore* através do uso de ferramentas de monitoramento estatístico de processos baseado em dados.

Foi possível notar que a dinâmica da pressão na formação, indicada pelo PDG, é bem mais lenta do que as demais e as flutuações de pressão são bastante pequenas se comparadas com as demais variáveis: pressão e vazão de *gas lift* e pressão no TPT. A própria dinâmica da variável dificultou projetar a relação desta com detecção de grandes flutuações de vazão.

Para o caso da pressão na árvore de natal, foi observada alta variabilidade dos dados, concretizado pelo cálculo do desvio padrão da amostra, o que mostra que os dados estavam bastante dispersos em torno da média. As flutuações de pressão ao longo de uma janela de tempo pareceram mais efetivas na relação com a flutuação de vazão do que o aumento pontual desta medida. Para o caso específico desta variável, é possível observar uma relação temporal entre a leitura da pressão no TPT e a ocorrência de aumento de pressão na superfície, o que ratifica a possibilidade do uso desta variável, quando em funcionamento, para detecção de grandes flutuações de vazão na plataforma.

Não foi possível, a partir dos dados estudados, prever a relação entre os parâmetros de *gas lift* (pressão e vazão) devido aos poucos eventos relacionados a esse sistema. O que se sabe é que a queda do sistema de elevação artificial por um período longo o suficiente para acumular líquido na base do *riser* tem alta probabilidade de gerar um evento de aumento brusco de vazão no *topside*, devido ao deslocamento do bolsão de líquido formado.

No entanto, os poucos eventos de suposta queda dos compressores da plataforma não duraram tempo suficiente para validar este fenômeno.

Em relação à análise estatística dos dados, não foram usadas as regras “sensibilizantes” Western Electric, porque poderiam aumentar o índice de falso positivo, uma vez que as cartas utilizadas neste estudo já estavam bastante sensíveis com os limites calculados.

Durante todas as etapas para a confecção desta dissertação, foram levantadas outras conclusões a cerca de avaliação dos dados, conforme a seguir:

Avaliação da qualidade dos sensores

Com relação à instrumentação, ratificou-se nesta dissertação o fato de os sensores situados no arranjo submarino normalmente apresentarem algum tipo de falha. Dos onze poços da plataforma B dos quais as informações foram levantadas, seis deles apresentaram falha na leitura de pressão do PDG e cinco apresentaram falha na transmissão de pressão do TPT. Ou seja, metade dos poços não possui informação sobre as condições de operação na árvore de natal.

Avaliação dos dados disponibilizados

Uma etapa de muita importância é a de se avaliar se os dados obtidos para análise são confiáveis. Por exemplo, em um dos poços da plataforma B, os dados informavam que a pressão no TPT seria menor do que a pressão de chegada do fluido na plataforma. Ora, se o escoamento se dá da árvore de natal em direção à superfície, tais informações não poderiam estar corretas, pois dessa forma, não haveria fluxo entre a ANM e a plataforma.

Uma possível causa para essas informações errôneas se dá pela etapa de conversão de dados do sistema que capta as informações em terra: uma medida é lida e para que seu valor em unidade de engenharia seja expresso, é necessário aplicar uma conversão, que é passível de erro, já que esta conversão é colocada no sistema pelo administrador.

Armazenamento de dados

Nem todas as informações captadas pelo sistema são armazenadas. Como visto, para cada *tag*, os dados devem passar por dois filtros antes de serem armazenados: o algoritmo de exceção e o de compressão. A depender do tipo de análise a ser feita, os resultados podem não surtir o efeito que poderiam, devido a essa limitação. Dessa forma, vale refletir sobre o tipo de análise a ser feita e avaliar os critérios usados para o armazenamento dos dados.

Aplicação do método utilizado

Para o caso da plataforma A, a metodologia não poderia ser aplicada, pois não há indicação de pressão individual da pressão de chegada dos fluidos. Pelo Capítulo 3, pode-se observar que por mais que houvesse variações de pressão no TPT por um período relativamente alto, nenhum efeito era notado no *header* de produção. Isso pode ser explicado pelo fato de os poços satélites minimizarem os efeitos da flutuação.

Desta forma, os métodos aqui aplicados estão relacionados a poços independentes, cuja pressão na superfície é disponibilizada, bem como cada poço possui sua válvula controladora de pressão. Com plataformas com esta configuração, é possível gerenciar individualmente o comportamento dos poços em relação ao evento, onde cada um terá seus limites de controle.

Vale lembrar que como os dados de pressão de chegada do fluido na plataforma não são autocorrelacionados quando em operação normal, houve dificuldade em se desenvolver modelos preditivos lineares e não-lineares baseados em séries temporais e conduziu ao emprego de cartas de controle de Shewhart.

A utilização da metodologia é aplicável em plataformas que possuam monitoramento da pressão no TPT. Além de ser um algoritmo de fácil implementação e baixo custo, o método gráfico é adequado como ferramenta de apoio ao operador.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

A aplicação desta metodologia em plataformas de produção *offshore* pode auxiliar o gerente de plataforma a monitorar e conhecer melhor os poços produtores. Em casos de vasos que trabalham com capacidade máxima, a detecção de poços com este tipo de comportamento, “grandes flutuações de vazão”, pode ajudar na tomada de decisão.

Atualmente, nas plataformas brasileiras mais novas, está sendo aplicado o uso de uma chamada “válvula controladora de golfadas”, que muitas vezes trabalha como uma PV com *set* fixo de pressão a jusante da mesma. Logo, como outra sugestão para trabalhos futuros, fica a inclusão de um algoritmo de previsão de golfadas a partir da pressão no TPT. Esse algoritmo apoiaria o controle do

separador de produção bifásico, seja utilizando uma válvula controladora de golfadas ou utilizando os próprios controles do separador. Uma solução aplicada diminuiria as incidências de parada das plataformas por descontrole de nível, por exemplo.

Também pode-se levantar a possibilidade de aplicação de modelos que façam a predição da magnitude do fenômeno e o tempo de sua ocorrência após a detecção da anormalidade pelas cartas de controle para a pressão no TPT. Tais modelos deverão ser não lineares devido à complexidade do fenômeno observado.

CAPÍTULO 6

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BOE, A. ***Severe slugging characteristics***. Trondheim, Noruega. 1981

CAMPOS, M.C.M.M., TEIXEIRA, H.C.G. **Controles Típicos de equipamentos e processos industriais**. São Paulo: Editora Edgar Blücher. 2006

CASTRO, R.M. **Desenvolvimento de ferramentas de apoio operacional para gerenciamento de eventos anormais em uma unidade de hidrotratamento**. 2009. 116 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CHIANG, L.H.; RUSSEL, E.L.; BRAATZ, R.D. ***Fault detection and diagnosis in industrial systems***. Springer, 2001, cap. 1-4, p. 1-55.

CINAR, A.; PALAZOGLU, A.; KAYIHAN, F. ***Chemical Process Performance evalution***. Taylor & Francis Group, 2007, cap. 1-5, p. 1-114.

DE ROSSI, N.C.M. Elevação de Petróleo. Apresentações de aula. Programa de Formação – Engenheiro de Processamento. Universidade PETROBRAS. 2008

GODHAVN, J., FARD, M.P., FUCHS, P.H. ***New slug control strategies, tuning rules and experimental results***. Journal of Process Control. 2006. p.11

GONÇALVES, M.A.L, CAMARGO, R.M.T, ALVES, I.N. Sistemas de Produção de Petróleo em Águas Profundas. Apresentações de aula. Programa de Formação – Engenheiro de Processamento. Universidade PETROBRAS. 2008

HAVRE, K., STORNES, K., STRAY, H. ***Taming slug flow in pipelines***. Revisão ABB. 2000. p. 55-63.

ISERMMAN, R. ***Supervision fault-detection and fault-diagnosis methods - an introduction. Control Eng. Practice***. 1997. vol. 5. p. 639-652.

ISERMMAN, R. ***Fault diagnosis systems – an introduction from fault detection to fault tolerance***. Springer. 2006

KUNERT, R. **Processamento Primário de Petróleo.** Apostila de aula. Programa de Formação – Engenheiro de Processamento. Universidade PETROBRAS. 2007

HEDNE, P., LINGA, H. ***Supression of terrein slugging with automatic and manual riser choking. Advances in Gas-Liquid Flows***. 1999. p. 453-469

HOVD, M., SKOGESTAD, S. ***Controllability analysis for unstable processes***. Departamento de Engenharia Química - Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. 1992. p.6.

MACHADO, F.M., QUITETE, L.S. **Introdução aos Equipamentos de Produção em Instalações Marítimas**. p. 5. 2007

MACHADO, E.S. **Monitoramento, diagnóstico e otimização operacional de uma unidade de processamento de gas natural**. 2007. 130 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MENDES, M. J. G. C. **"State-of-art" da detecção e diagnóstico de avarias em processos industriais**. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Departamento de Engenharia Mecânica. Disponível em: http://www.deetc.isel.ipl.pt/jetc05/CCTE02/papers/finais/mecanica/426.pdf.

MONTGOMERY, D. **Introdução ao Controle Estatístico da Qualidade**. Rio de Janeiro: Livros Técnico e Científicos Editora Ltda. 2004

NUNES, G.C., ARAÚJO, O.Q.F., MEDEIROS, J.L. **Modelagem e Controle no Processamento *Offshore* de Petróleo – Aplicações em MatLab**. Apostila de aula. Programa de Formação – Engenheiro de Processamento. Universidade PETROBRAS. 2008

NUNES, G.C. **Controle por bandas: conceitos básicos e aplicação no amortecimento de oscilções de carga em unidades de produção de petróleo**. CENPES – PETROBRAS. 2004. p. 151-165

OGUNNAIKE, B.A., RAY, W.H. ***Process Dynamics, Modeling and Control***. Nova York. 1994

PINHEIRO, J.I., CUNHA, S.B., CARVAJAL, S.R., GOMES, G.C. **Estatística Básica – A arte de trabalhar com dados**. São Paulo: Elsevier Editora Ltda. 2009.

RIBEIRO, C.; MADUREIRA, D.; CARVALHO, A. **Curso Marlim II - Guia de utilização**. 2008

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006. 832p

SANTOS, W. G. **Tratamento de Gás Natural**. Apostila de aula. Programa de Formação – Engenheiro de Processamento. Universidade PETROBRAS. 2008

SKOGESTAD, S. ***Control Structure Design: what would we control, measure and manipulate?*** 2003. p. 15.

SIVERTSEN, H., GODHAVEN, J., FAANES, A., SKOGESTAD, S. ***Control Solutions for Subsea Processing and Multiphase Transport***. ADCHEM 2006. p. 1069-1074.

SIVERTSEN, H., SKOGESTAD, S. ***Anti-slug experiments on a small-scale two-phase loop***. Departamento de Engenharia Química - Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. 2005 p.6.

SIVERTSEN, H., SKOGESTAD, S. ***Cascade Control Experiments of Riser Slug Flow Using Topside Measurements***. Departamento de Engenharia Química – Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. 2005

STORKAAS, E., SKOGESTAD, S. ***Stabilization of severe slugging based on a low dimensional nonlinear model***. Departamento de Engenharia Química - Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. 2002, p.19

STORKAAS, E., SKOGESTAD, S. ***Controllability analysis of two-phase pipeline-riser systems at riser slugging conditions***. Departamento de Engenharia Química - Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. 2005 p.15

STORKAAS, E., SKOGESTAD, S., ALSTAD, V. ***Stabilization of Desired Flow Regimes in Pipelines***. Departamento de Engenharia Química - Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. 2001 p.19

SIVERTSEN, H., SKOGESTAD, S. ***Experiments of riser slug flow using topside measurements: part II***. Departamento de Engenharia Química – Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. p.13

STORKAAS, E., SKOGESTAD, S., GODHAVN, J. ***A low-dimensional dynamic model of severe slugging for control design and analysis*.** Departamento de Engenharia Química – Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega. p.17

SIVERTSEN, H. ***Stabilization of desired flow regimes using active control***. Departamento de Engenharia Química – Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim – Noruega.

THOMAS, J.E*. et al*. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2.ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004. 271p.

VENKATASUBRAMANIAN, V., RENGASWAMY , R., YIN, K., KAVURI, S. **A review of process fault detection and diagnosis. Part I: Quantitative model-based methods**. 2002. p. 294-311. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. Acesso em: 15 fev. 2009.

VENKATASUBRAMANIAN, V., RENGASWAMY , R., YIN, K., KAVURI, S. **A review of process fault detection and diagnosis. Part II: Process history based methods**. 2002. p. 328-346. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. Acesso em: 15 fev. 2009.

SITES ACESSADOS

MATLAB versão 7.0. Disponível em: <www .mathworks.com>. Acesso em: 20 jun. 2009

<www.nupeg.ufrn.br/downloads/deq0376/iep.01.d.mecanismos.produção.pdf> Acesso em: 23 jun. 2009

<www.sciencedirect.com> Acesso em: 05 mar. 2008

<http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/pmc/pmc.htm > Acesso em 10 jul. 2009

< http://www.nt.ntnu.no/users/skoge/> Acesso em 23 jun. 2008

ANEXO I - ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS SENSORES DA PLATAFORMA B

Poço 2: situado em lâmina d'água de 1068 m.

Pressão e Temperatura no PDG

A Figura 93 e a Figura 94 apresentam as curvas de pressão e temperatura no PDG em função do tempo respectivamente. Novamente, os valores lidos estão congelados em zero, o que ratifica o fato de normalmente estes sensores dos arranjos submarinos apresentarem alta probabilidade de falhas.

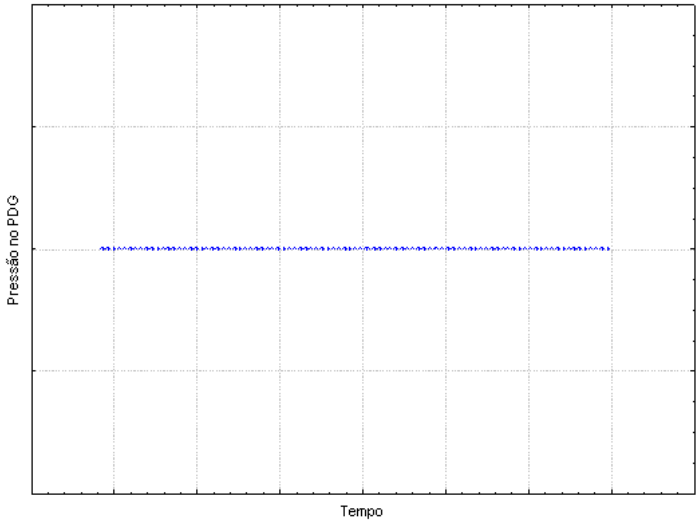

Figura 93 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 2

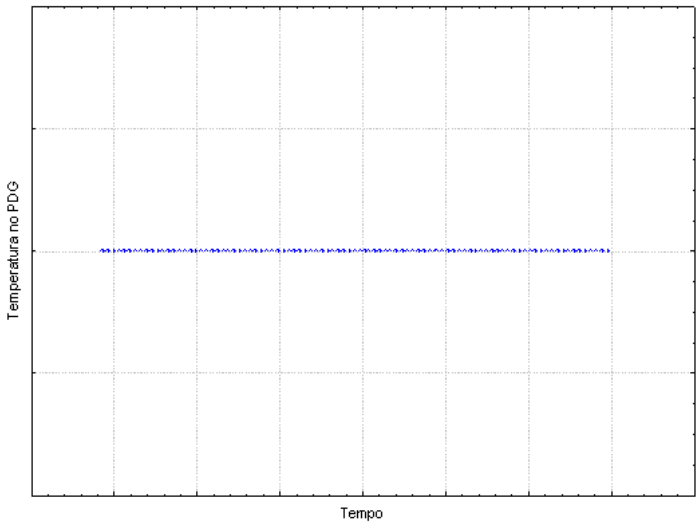

Figura 94 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 2

Pressão e Temperatura no TPT

Através da Figura 95 e da Figura 96 que representam respectivamente pressão e temperatura no TPT em função do tempo para o poço 2, podemos notar grandes oscilações na pressão e comportamento similar, porém menos enfático para a temperatura.

A variação para a temperatura foi em torno de 0,8 °C, enquanto para a pressão foi de 16 kgf/cm², não considerando o maior pico apresentado nas figuras abaixo.

Considerando os maiores picos, já que se apresentam para ambos os casos, a temperatura varia em torno de 8 °C e a pressão em torno de 46 kgf/cm². A variação de pressão é bastante elevada e pouco provável na realidade dos reservatórios.

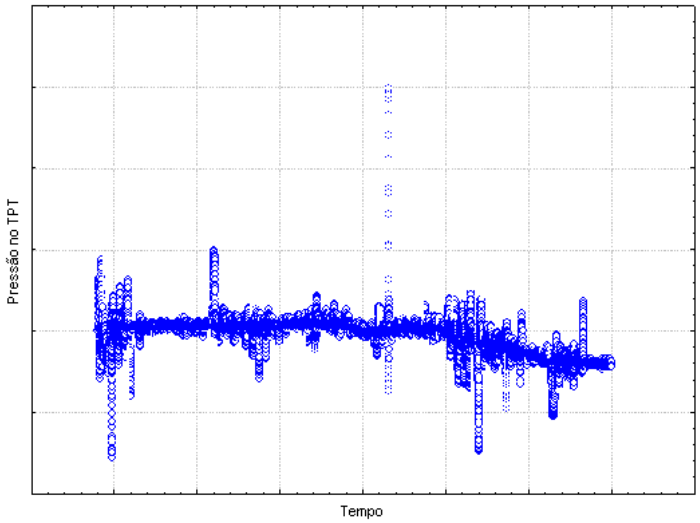

Figura 95 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 2

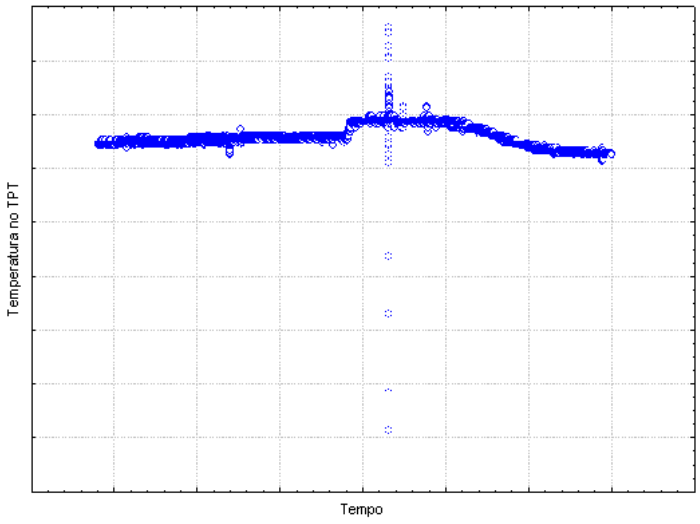

Figura 96 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 2

Pressão de chegada do fluido na plataforma

Nota-se que a variação similar de pressão foi observada para o TPT e para a pressão de chegada do fluido na plataforma. Para a pressão de chegada, as variações parecem maiores, o que pode ser explicado pela perda de carga ao longo das linhas que ligam o arranjo submarino até a plataforma. Este comportamento é mostrado na Figura 97.

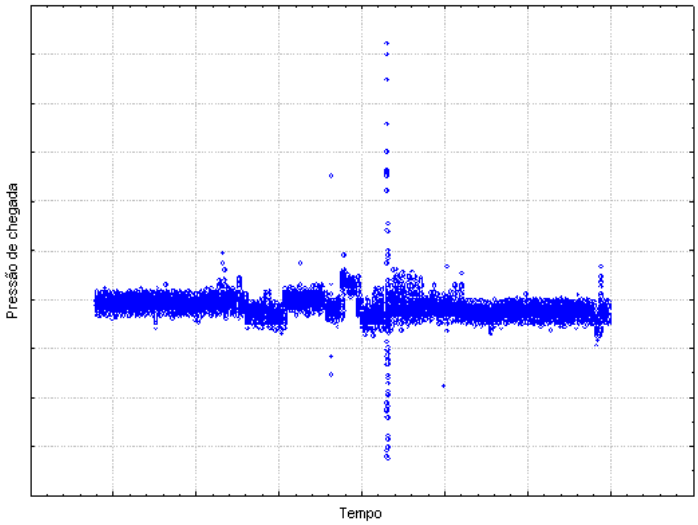

Figura 97 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 2

Abertura da válvula *choke*

A Figura 98 apresenta o comportamento da abertura da válvula *choke* de produção em função do tempo. Apesar de parecer variar bastante, a abertura da válvula oscila em um range muito baixo, operando praticamente totalmente aberta em todo o período, já que varia entre 99% até valores superiores a 100%, o que sugere erro no medidor para valores tão altos.

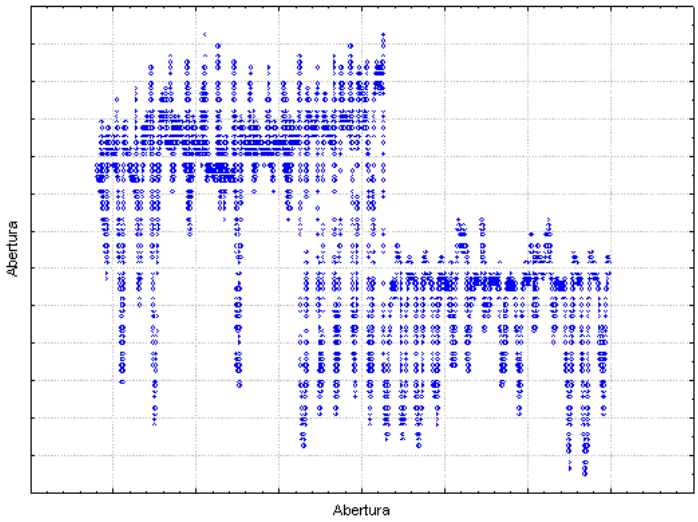

Figura 98 – Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 2

Pressão a jusante da válvula *choke*

Trabalhando-se com a mesma escala da pressão a montante do *choke* de produção, a Figura 99 mostra que a pressão a jusante do *choke* apresenta oscilações menores se for verificado o mesmo período em que ocorreu grande flutuação na pressão a montante da válvula. Isso se deve à quebra de pressão através da válvula *choke*.

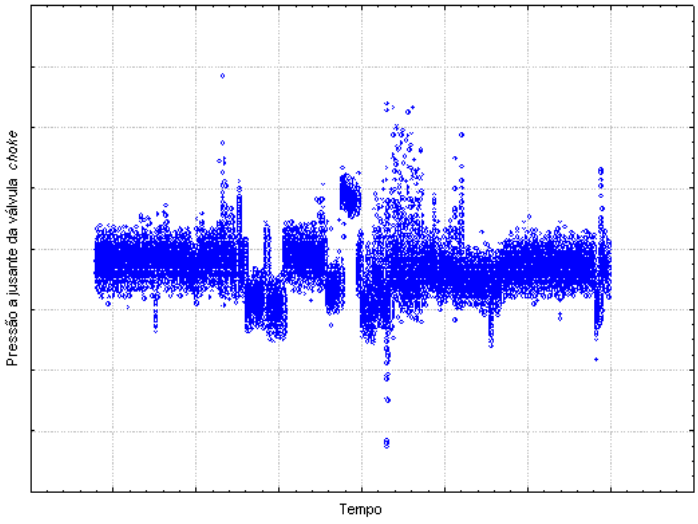

Figura 99 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 2

Pressão de *gas lift*

Interessante notar o comportamento da pressão de *gas lift* ao longo do tempo, representado pela Figura 100, onde no mesmo período em que houve alta

variação na pressão de chegada do fluido na plataforma, houve o mesmo comportamento na pressão de *gas lift*.

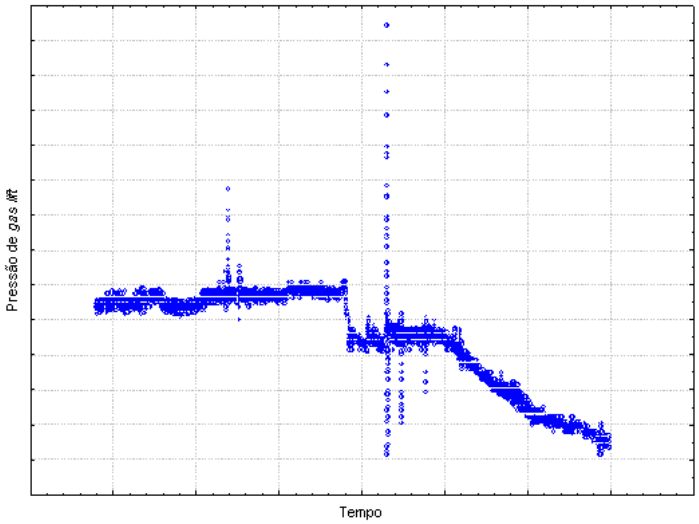

Figura 100 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 2

Vazão de *gas lift*

O mesmo comportamento representado na pressão de chegada da plataforma é notado na Figura 101, representando a vazão de *gas lift* durante o período estudado.

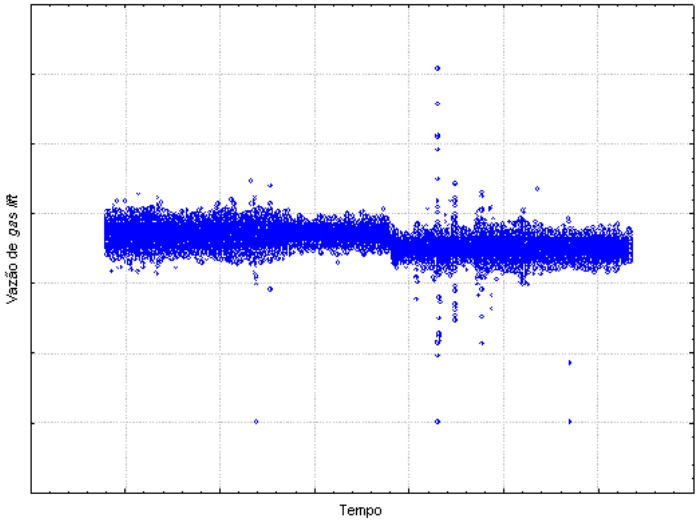

Figura 101- Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 2

Poço 3: situado em lâmina d'água de 1085 m.

Pressão e Temperatura no PDG

A variação de pressão ao longo da produção do poço 3 não é muito grande ao se avaliar os dados reais (não disponibilizados no gráfico), em sua maioria em torno de 1,0 kgf/cm², no entanto, temos alguns picos que podem denotar um evento adverso durante o escoamento do fluido no poço. A Figura 102 mostra a curva de pressão lida no PDG ao longo do tempo.

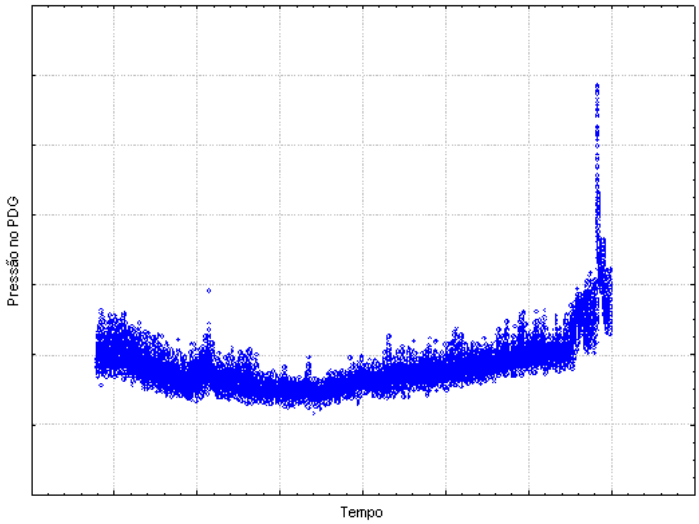

Figura 102 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 3

Para o caso da temperatura, representada pela Figura 103, a variação é muito pequena, cerca de 0,04 °C com pico de 0,1 °C. Pelo comportamento das variáveis no mesmo ponto, podemos notar que uma variação na pressão acarretou comportamento semelhante para a temperatura.

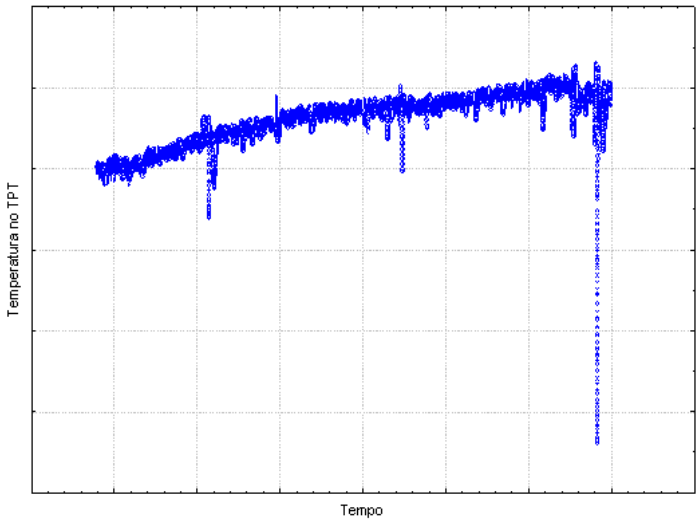

Figura 103 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 3

Pressão e Temperatura no TPT

Para a pressão no TPT, representada pela Figura 104, há congelamento de sinal para o período usado como exemplo. Mesmo os valores não congelados apresentam pressão negativa, o que impossibilita a utilização desta variável como entrada do estudo para detecção de flutuações de vazão.

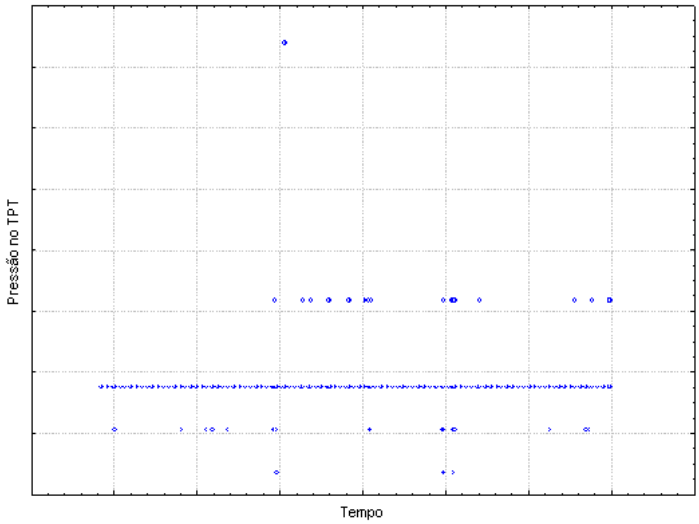

Figura 104 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 3

A pressão do PDG apresenta variação de cerca de 0,6 kgf/cm² com pico de 2,6 kgf/cm². Com a falta de dados para pressão no TPT, não é possível obter qualquer relação de evento na árvore de natal. Para o caso da temperatura, conforme destacado na Figura 105, nota-se que o sensor está em funcionamento normal e não apresenta desvios de comportamento, tais como congelamento de dados.

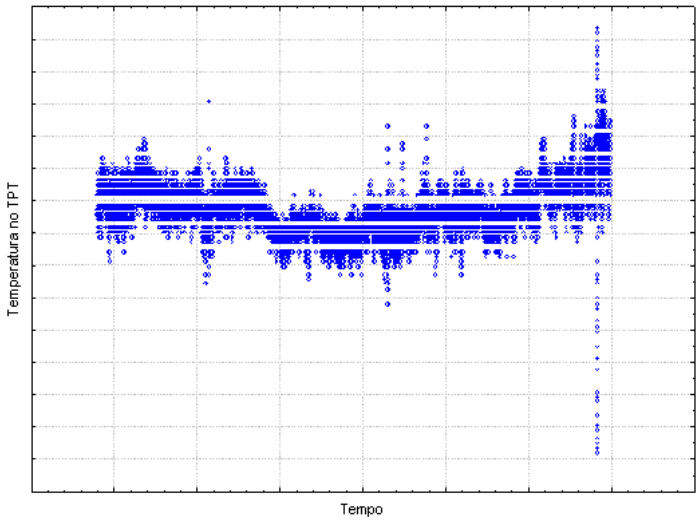

Figura 105 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 3

Pressão de chegada do fluido na plataforma

Observa-se na Figura 106 que a pressão de chegada do fluido na plataforma apresenta altas variações, o que se observa como operação normal para este poço, já que esta oscilação é constante. Neste caso, não se pode observar casos de variação brusca da pressão, o que não teria como se relacionar a variação de vazão para esse poço.

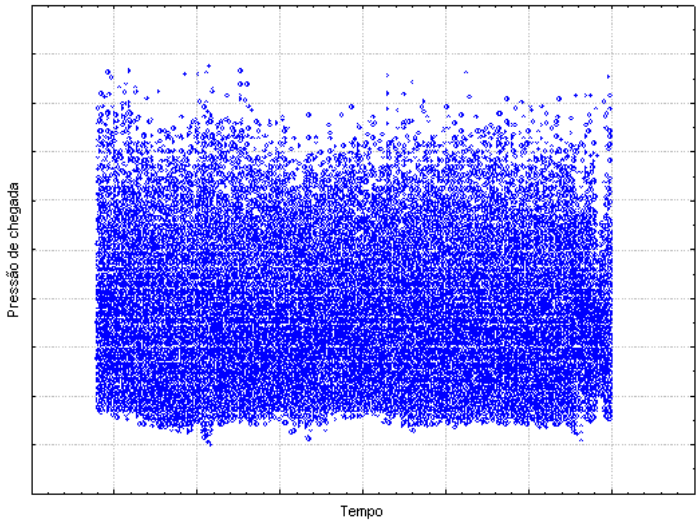

Figura 106-Gráfico de pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 3

Abertura da válvula *choke*

A Figura 107 mostra a abertura da válvula *choke* ao longo do tempo. Em nenhum momento observou-se um estrangulamento considerável da válvula de controle da produção, pois as variações absolutas são pequenas.

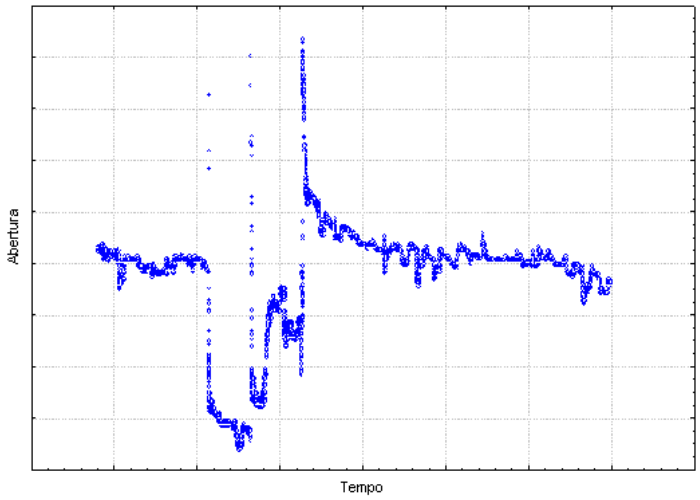

Figura 107 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 3

Pressão a jusante da válvula *choke*

A pressão de chegada do fluido na plataforma apresenta picos bem definidos, conforme demonstrado na Figura 108. Conforme mencionado anteriormente, a pressão de chegada na plataforma é um indicador utilizado na operação para detecção da ocorrência de grandes flutuações de vazão na plataforma.

Ao observar o período de ocorrência do aumento de pressão com o comportamento da pressão no PDG, nota-se que em período próximo também houve aumento de pressão, mas em menor escala.

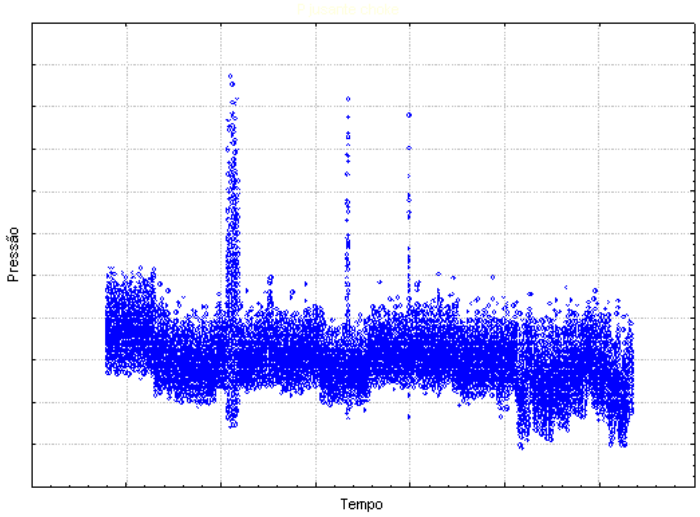

Figura 108 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 3

Pressão de *gas lift*

Para o poço 3, o sensor de medição da pressão do *gas lift* apresenta valores congelados em zero, o que indica falha do instrumento, como pode ser destacado na Figura 109.

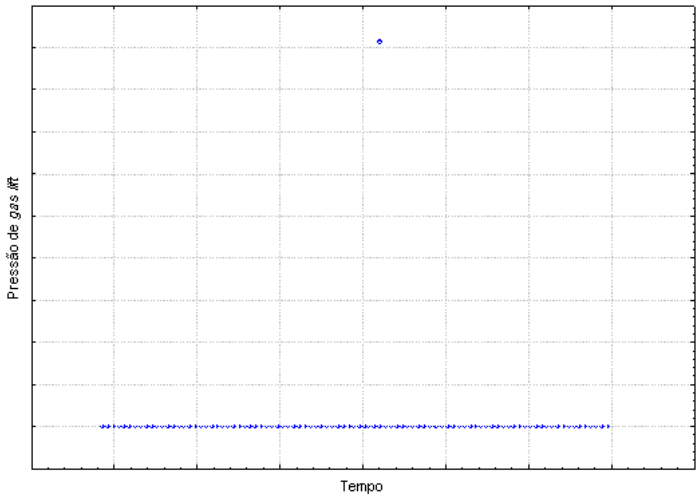

Figura 109 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 3

Vazão de *gas lift*

Observando-se a Figura 110, há períodos em que houve queda na vazão de *gas lift,* chegando algumas vezes à vazão nula, onde uma possível causa pode ser a queda dos compressores de injeção.

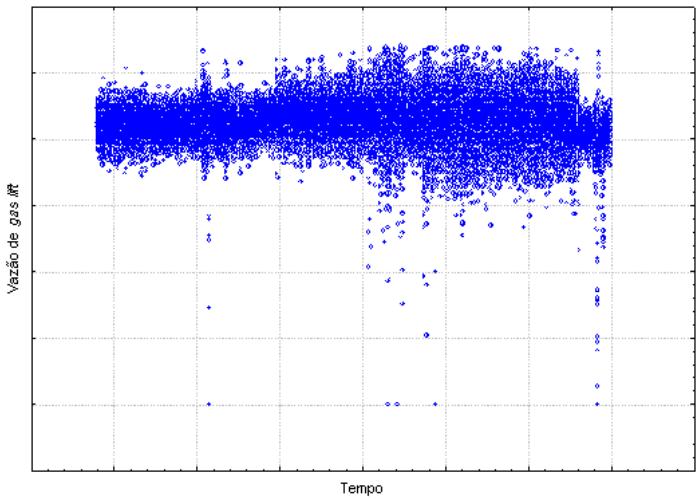

Figura 110 - Vazão de *gas lift* versus tempo para o poço 3

Poço 4: situado em lâmina d'água de 993 m.

Pressão e Temperatura no PDG

A Figura 111 mostra que o poço 4 apresenta aumento gradativo da pressão no PDG, mas com aumentos pontuais saindo do comportamento normal.

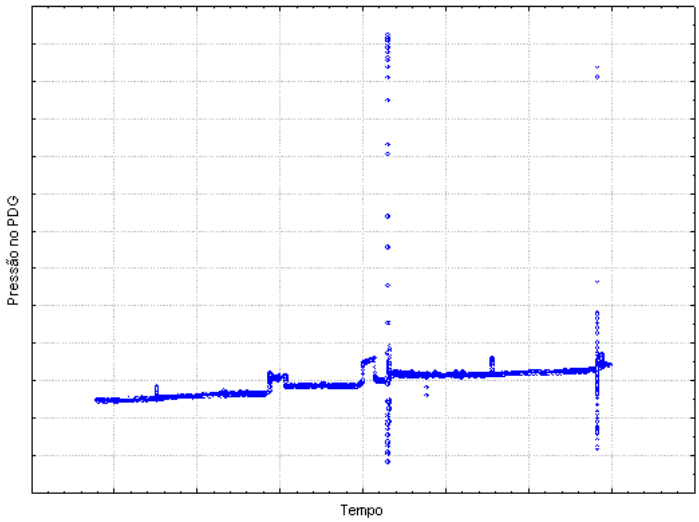

Figura 111 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 4

Através da Figura 112, a curva mostra que a variação de temperatura é mínima. Mesmo para o maior pico de pressão apresentado no mesmo ponto de tomada, a correspondente oscilação na temperatura foi de cerca de 0,14 °C, valor máximo apresentado.

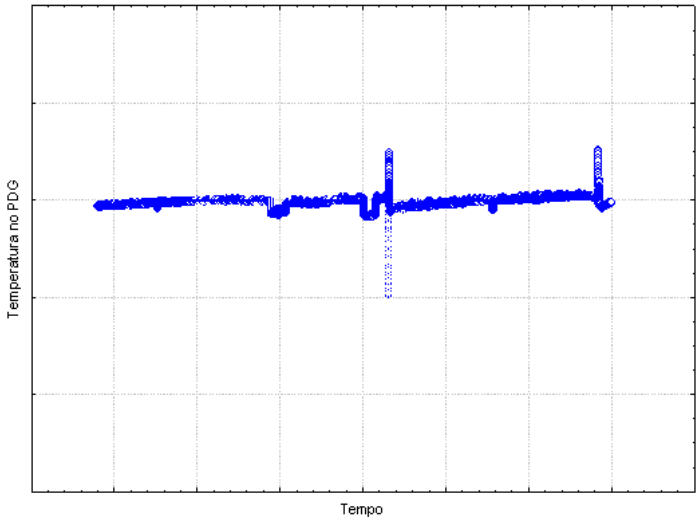

Figura 112 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 4

Pressão e Temperatura no TPT

A Figura 113 mostra que a pressão no TPT apresenta muitas oscilações e em range muito alto, de aproximadamente 60 kgf/cm². Esse comportamento não é esperado, não em um range tão alto, visto que a pressão no PDG apresenta variações bem menores.

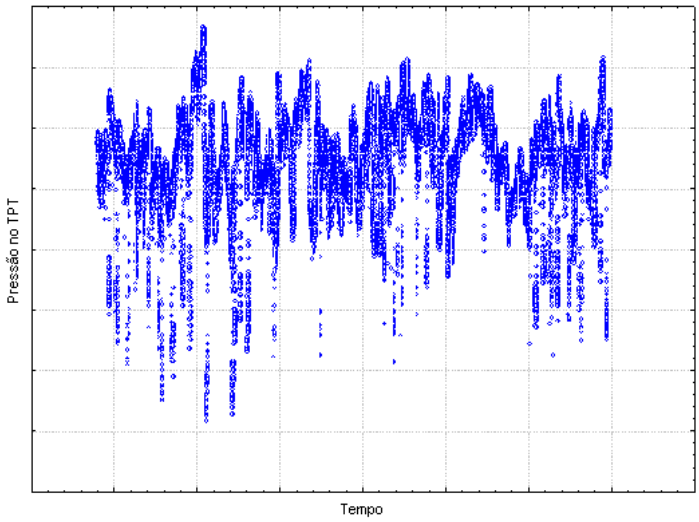

Figura 113 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 4

Para o caso da temperatura, nota-se houve um declínio pontual no mesmo período em que a pressão e temperatura no PDG apresentaram a mesma queda. Este comportamento pode ser verificado na Figura 114. Em sua maioria, nota-se que a temperatura varia em torno de 0.4 °C, variação muito pequena se comparada com a pressão no mesmo ponto.

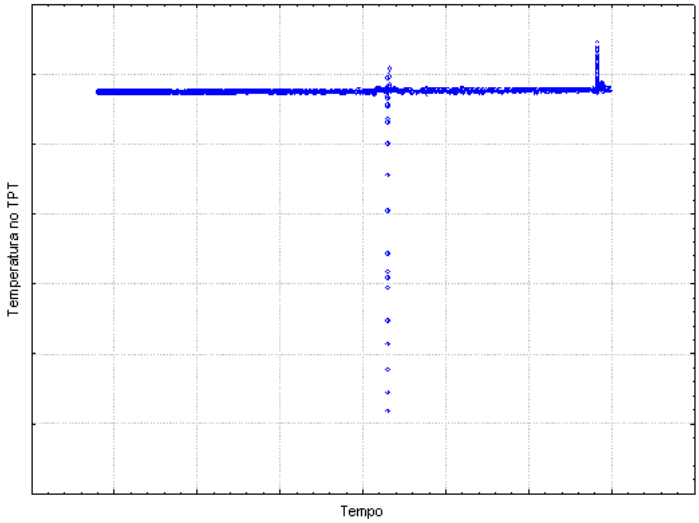

Figura 114 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 4

Pressão de chegada do fluido na plataforma

As oscilações na pressão de chegada do fluido na plataforma podem ser observadas na Figura 115. Vimos que a pressão no PDG apresentou oscilações pequenas na pressão e para a plataforma, este comportamento é mais acentuado.

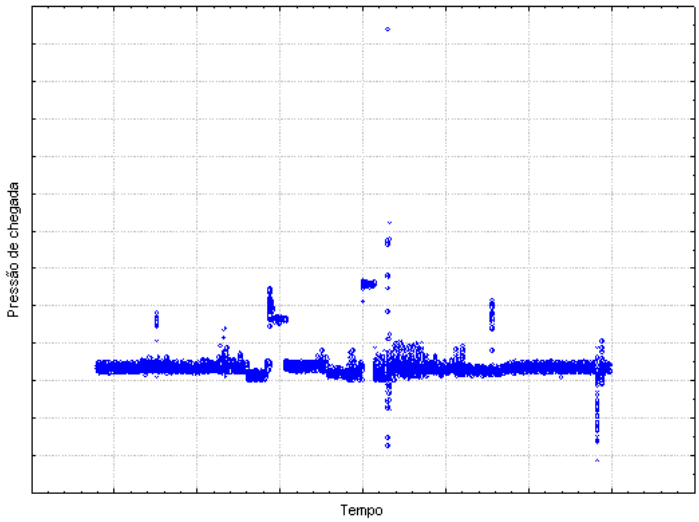

Figura 115 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 4

Abertura da válvula *choke*

Este indicador não poderá ser usado na confecção do modelo empírico de detecção de flutuações de vazão, visto que a leitura da medida apresenta valores congelados em zero, na maior parte do tempo, como pode ser observado pela Figura 116.

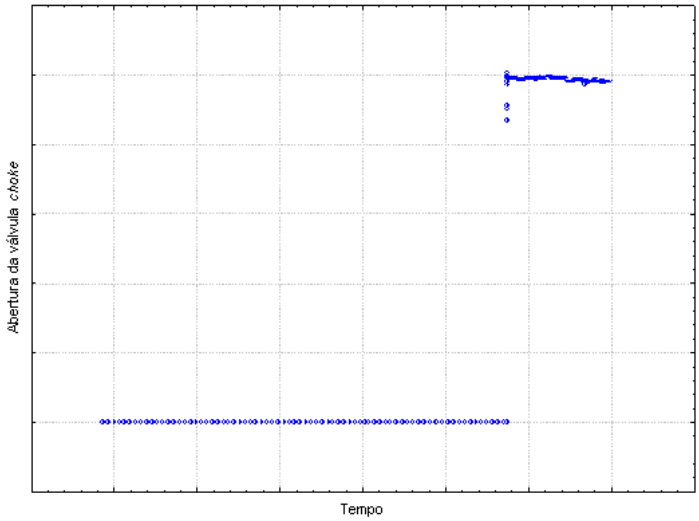

Figura 116 - Abertura da válvula *choke* versus tempo para o poço 4

Pressão a jusante da válvula *choke*

Comparando-se a Figura 115 e Figura 117, pode-se notar que as pressões apresentam curvas semelhantes ao longo do tempo, mas em escalas diferentes. Nota-se que o efeito da pressão não foi controlado pela válvula *choke* e como a plataforma não possui válvula controladora de golfadas, o efeito, dependendo da vazão do poço, poderá ser levado até o separador de produção.

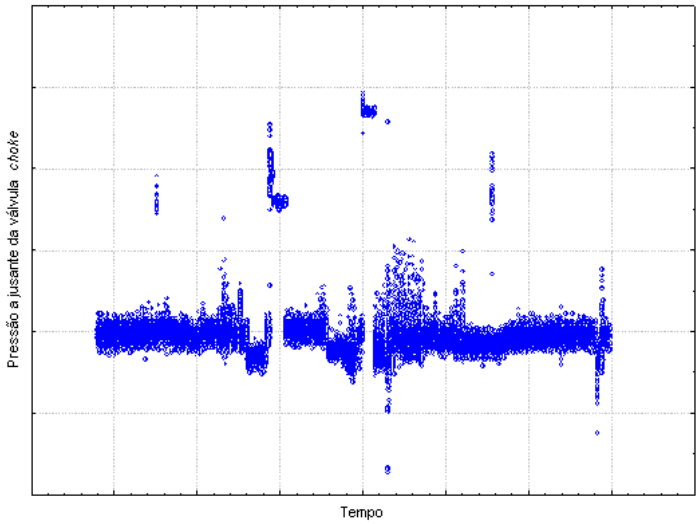

Figura 117 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 4

Pressão de *gas lift*

A Figura 118 apresenta a pressão de *gas lift* ao longo do tempo. Nota-se que nos períodos em que houve oscilação da pressão de *gas lift*, houve comportamento também variável na pressão de chegada do fluido na plataforma.

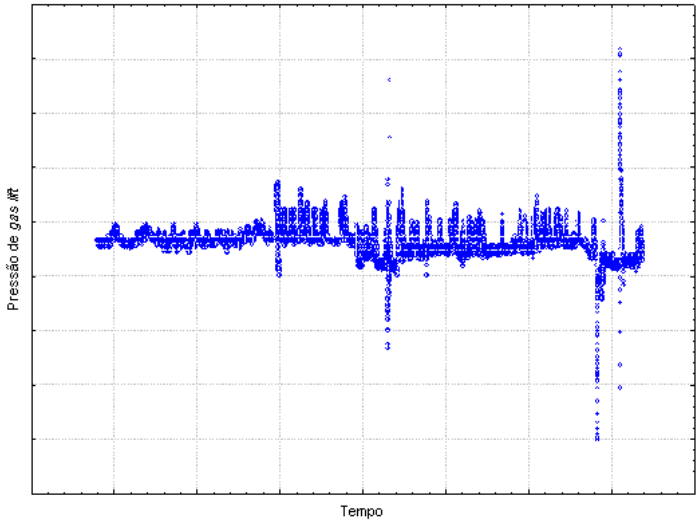

Figura 118 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 4

Vazão de *gas lift*

Conforme pode ser observado pela Figura 119, a vazão de *gas lift* parece bem estável, mas apresenta em alguns momentos vazões nulas.

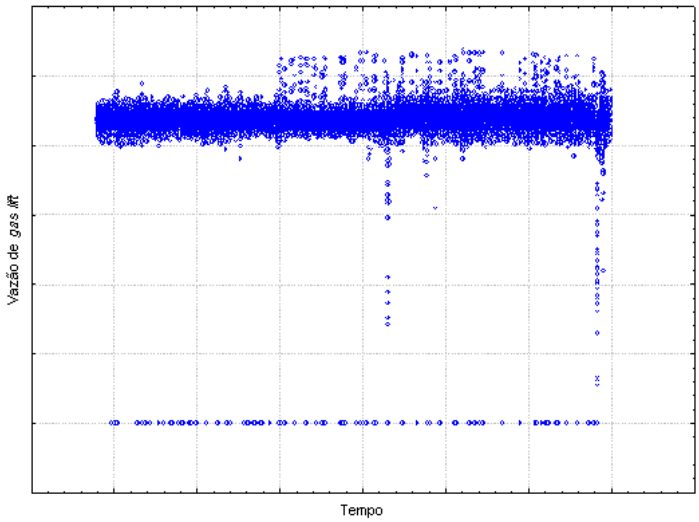

Figura 119 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 4

Poço 5: situado em lâmina d'água de 1104 m.

Pressão e Temperatura no PDG

Através da curva de pressão no PDG, representada pela Figura 120**,** pode-se notar que para o poço 5 as variações são maiores do que as mesmas medidas para os demais poços estudados anteriormente. E para o mesmo período em que a pressão é máxima, a temperatura apresenta valores mínimos, observados através da Figura 121.

Uma possível explicação é uma parada no na produção; a falta de escoamento do fluido aumentou a pressão no PDG e conseqüentemente diminuição da temperatura, pois não houve fluxo do fluido mais quente situado no reservatório para a coluna de produção

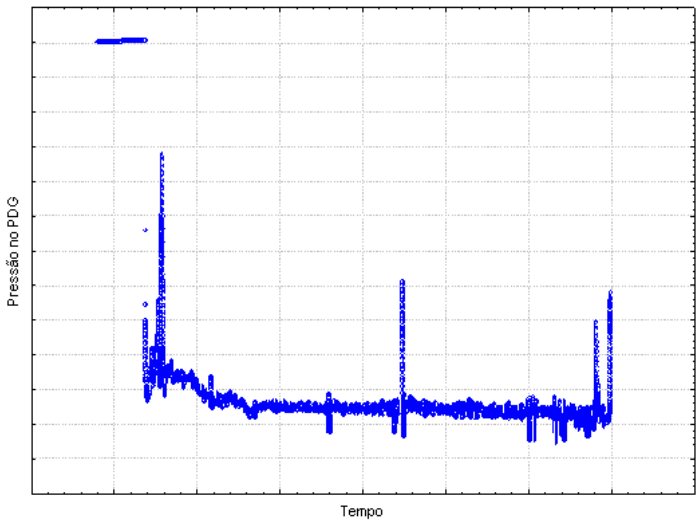

Figura 120 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 5

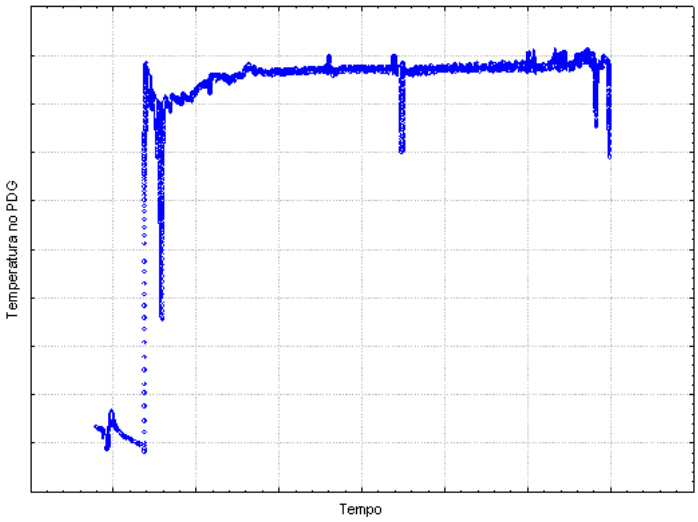

Figura 121 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 5

Pressão e Temperatura no TPT

O mesmo comportamento observado anteriormente é aplicado à pressão e temperatura no TPT, respectivamente representadas pela Figura 122 e Figura 123. Isto ratifica a hipótese de parada do poço, por isso a mudança nos parâmetros.

Ainda se levanta a possibilidade de mau funcionamento ou do sensor no arranjo submarino ou do sistema responsável por enviar o dado ao sistema em terra.

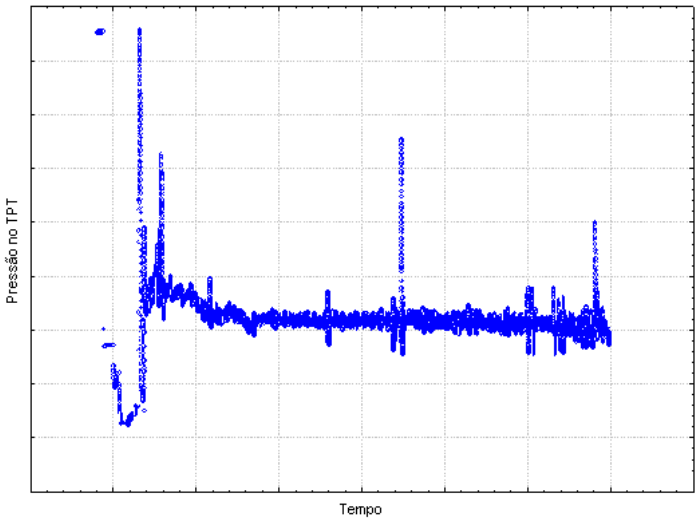

Figura 122 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 5

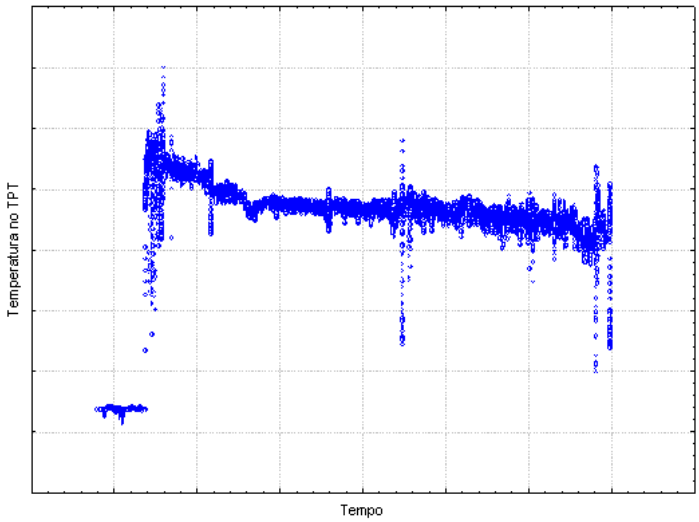

Figura 123 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 5

Pressão de chegada do fluido na plataforma

Apesar de a curva representar um comportamento aceitável para a pressão de chegada do fluido na plataforma, Figura 124, os valores lidos e convertidos pelo sistema são muito elevados para a realidade do poço. As pressões lidas são da ordem de 100 kgf/cm², o que seria aceitável, se as leituras no TPT não apresentassem valores em torno de 50 kgf/cm².

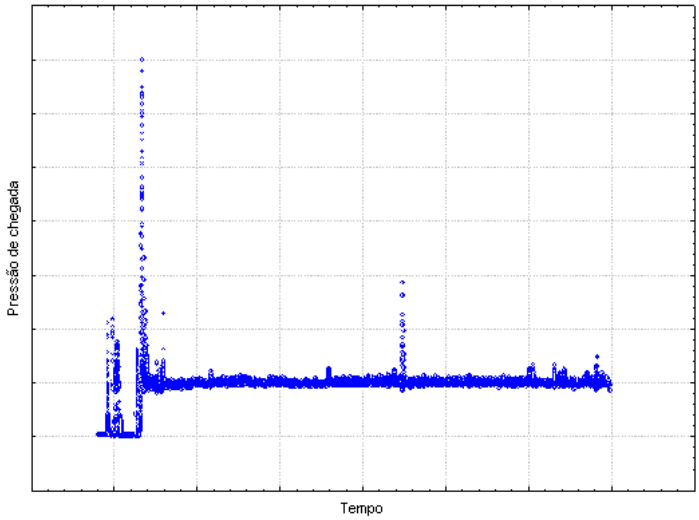

Figura 124 Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 5

Abertura da válvula choke

A Figura 125 mostra que a válvula *choke* é bastante manipulada no início do período, trabalhando completamente aberta posteriormente, com oscilações de cerca de 2% na abertura. Como o período é curto, pode ser apenas um ajuste da produção, considerando-se as condições de processo.

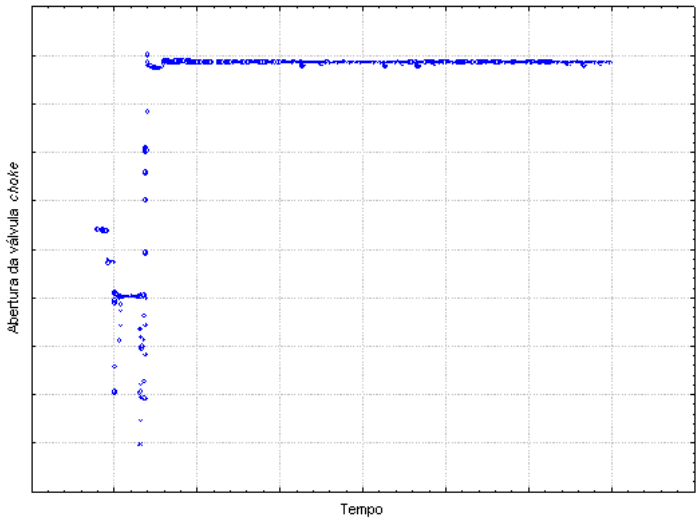

Figura 125 - Abertura da válvula *choke* versus tempo para o poço 5

Pressão a jusante da válvula *choke*

Novamente o comportamento da pressão a jusante da válvula *choke*, observado na Figura 126, é similar ao comportamento da pressão de chegada. Essa pressão próxima da pressão do separador de produção, variável controlada pelos compressores a jusante.

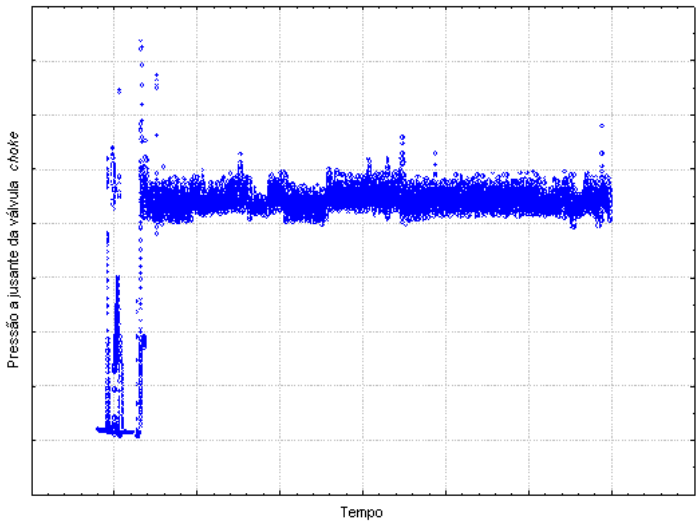

Figura 126 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 5

Pressão de *gas lift*

Comparando-se todos os gráficos que representam pressão nas linhas situadas na plataforma, nota-se que todas apresentam valores nulos, inclusive a pressão de *gas lift*, representada pela Figura 127, no início do período estudado.

Isto pode ser ocasionado por alguma parada na planta de processo, seguido de despressurização do inventário.

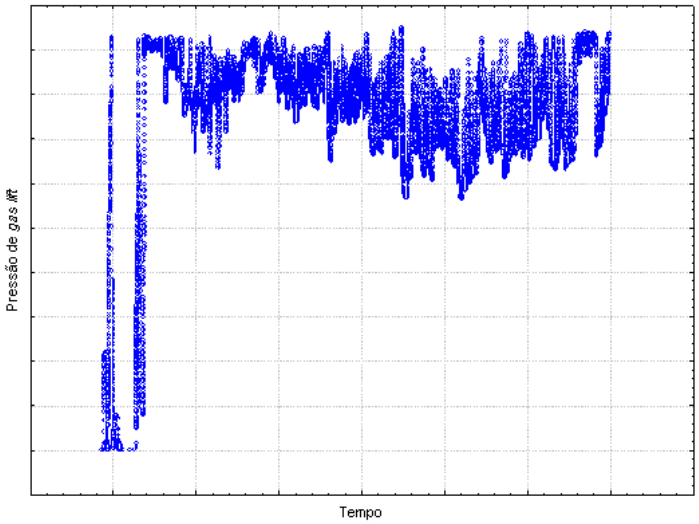

Figura 127 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 5

Vazão de *gas lift*

A Figura 128 mostra que a vazão de *gas lift* apresenta grande variação ao longo de tempo, com alguns casos de queda na vazão, o que pode ser determinado por algum problema nos compressores.

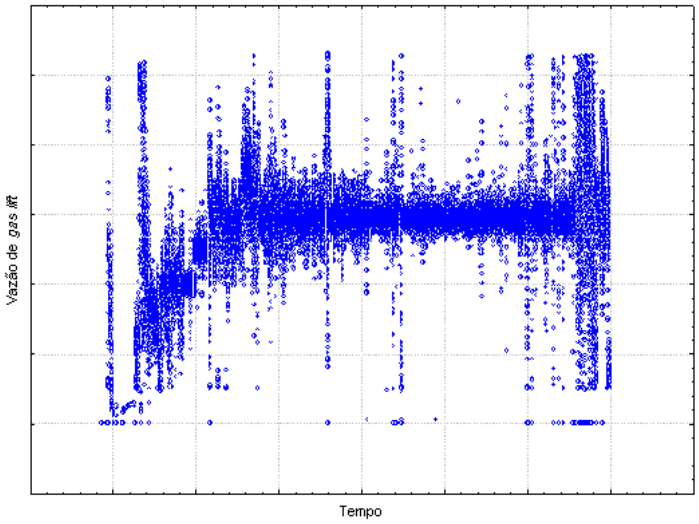

Figura 128 - Vazão de *gas lift* versus tempo para o poço 5

Poço 6: situado em lâmina d'água de 1078 m.

Pressão e Temperatura no PDG

A pressão do PDG possui algumas oscilações menores na maior parte do tempo e alguns picos de pressão esporádicos, conforme pode ser observado na

Figura 129. O efeito da temperatura no mesmo local onde se mede a pressão não pode ser analisado, visto que os dados apresentam valores não confiáveis, da ordem de 10^5. Além disso, as medidas foram congeladas em zero para este instrumento, conforme se pode notar na Figura 129.

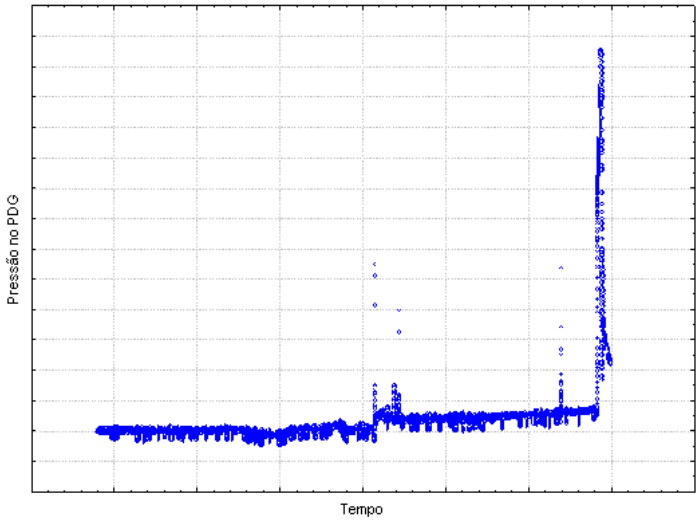

Figura 129 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 6

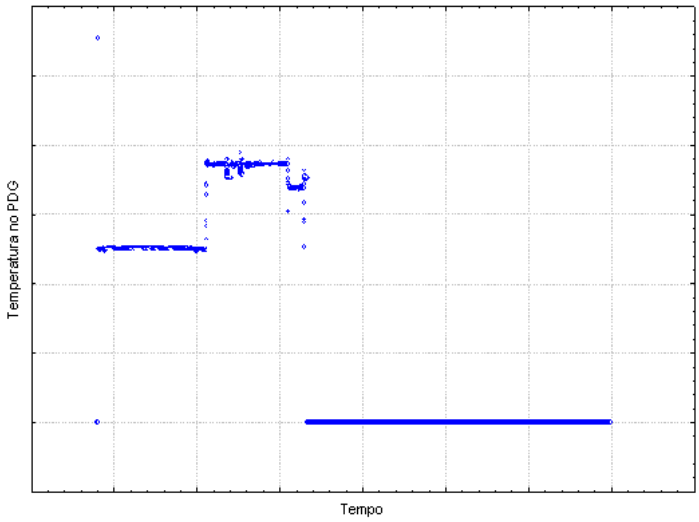

Figura 130 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 6

Pressão e Temperatura no TPT

Analisando-se a temperatura no TPT, esperar-se-ia que o comportamento fosse similar ao encontrado para a pressão no PDG. Comparando-se a Figura 129 e Figura 131, a pressão no PDG não parece sofrer aumento no momento em que se observa um aumento de pressão no TPT.

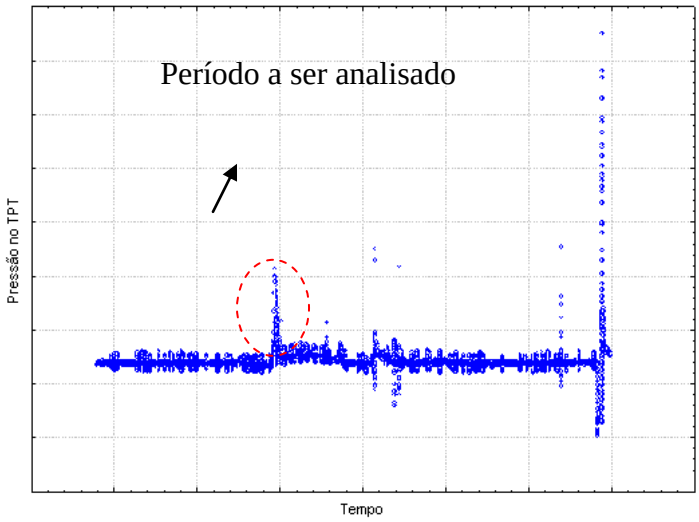

Figura 131 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 6

Ao se analisar o período inicial de ambas as medições, podemos dizer que um aumento visível da pressão no TPT mostra na verdade que para o mesmo período também há o mesmo comportamento para o PDG, mas a sensibilidade é muito menor. Fazendo-se um zoom no período analisado, representado pela Figura 132 e pela Figura 133, respectivamente pressão no PDG e TPT, vimos que a oscilação na pressão no PDG é menor, se comparado ao TPT.

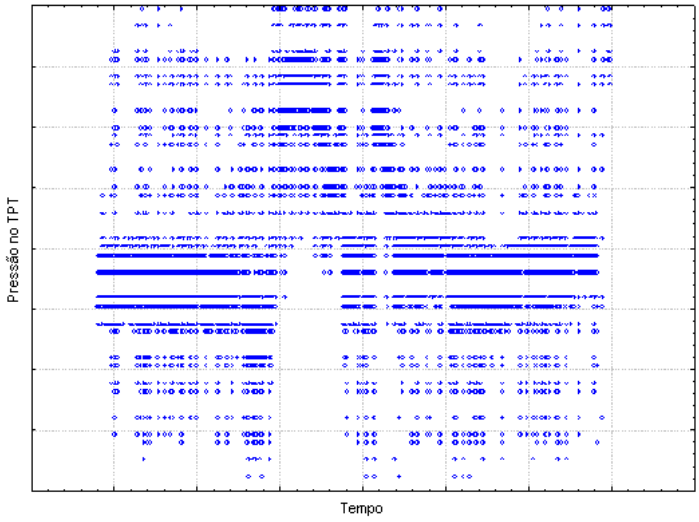

Figura 132 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o período inicial

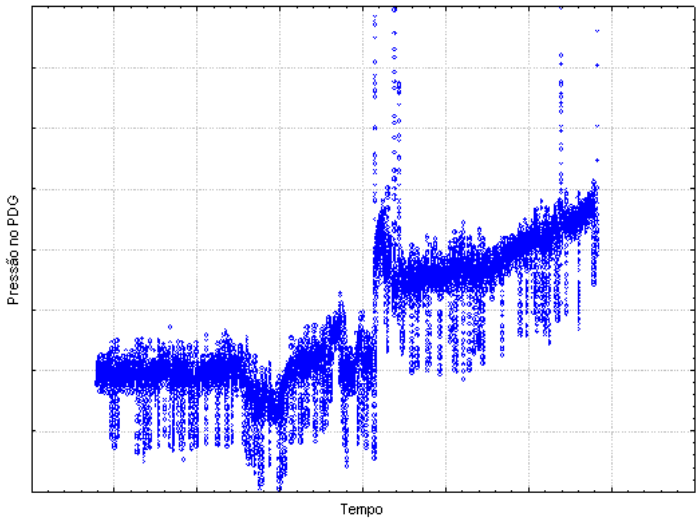

Figura 133 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o período inicial

Para o caso da temperatura, representada pela Figura 134, o gráfico mostra o funcionamento do sensor.

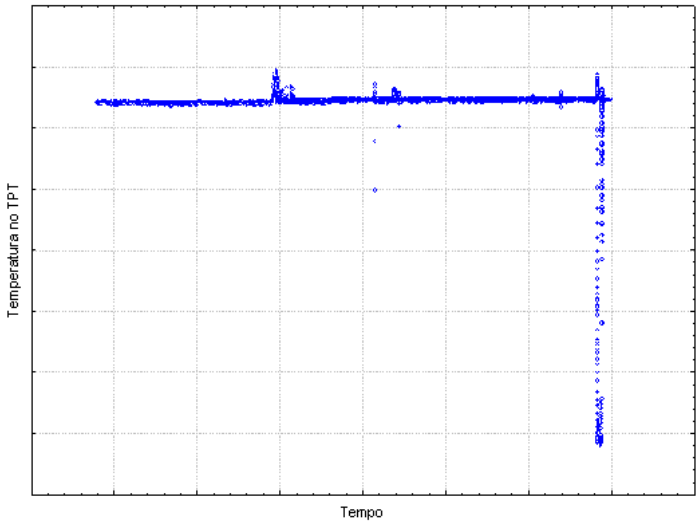

Figura 134 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 6

Pressão de chegada do fluido na plataforma

A pressão de chegada oscila regularmente em um range próximo de 10 kgfcm², apresentando para o poço 6 quase nenhum pico considerável. A Figura 135 apresenta a pressão de chegada do fluido na plataforma, a montante da válvula *choke* de produção, em função do tempo.

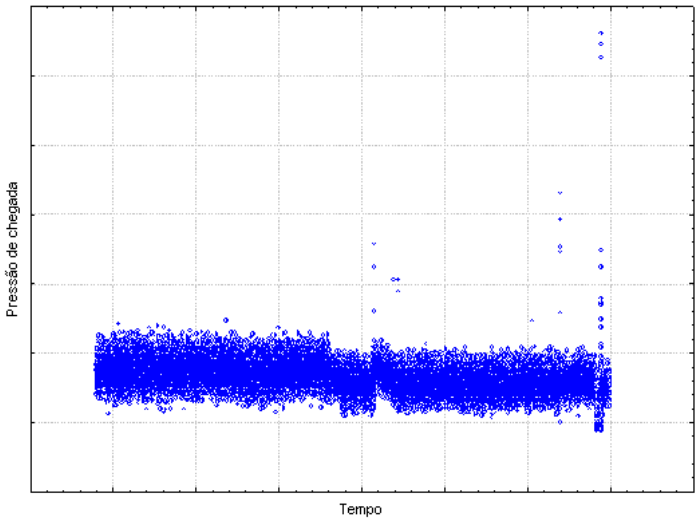

Figura 135 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 26

Abertura da válvula choke

Como a válvula *choke* é manual e em muitas plataformas é manipulada para controlar grandes flutuações de vazão de chegada, nota-se que no período em que houve aumento da pressão de chegada do fluido na plataforma, a válvula sofreu estrangulamento. Quando a pressão oscilava em um range conhecido, a abertura da válvula era plena, conforme mostrado na Figura 136.

Os maiores valores atingidos representam 100% de abertura e no início da produção, o poço tinha vazão controlada com a válvula aproximadamente 67% aberta.

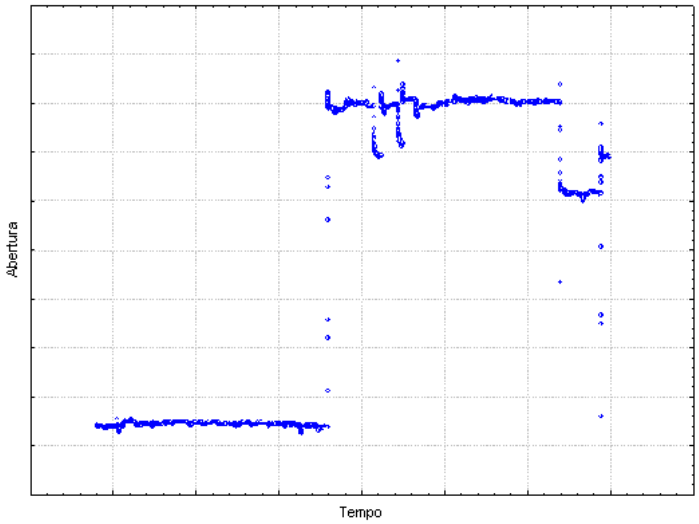

Figura 136 - Abertura da válvula choke versus tempo para o poço 6

Pressão a jusante da válvula *choke*

Quando a pressão de chegada do fluido na plataforma apresentou um aumento em um período muito curto de tempo, conforme mostrado na Figura 137, observa-se para o mesmo período que a abertura da válvula sofre uma pequena redução em sua abertura.

Possivelmente, ao se observar um aumento na pressão de chegada, podendo ser atribuída à variações de vazão na instalação de superfície, o operador manualmente pode ter fechado um pouco a válvula para que esse evento não chegasse ao separador de produção, evitando descontrole do equipamento.

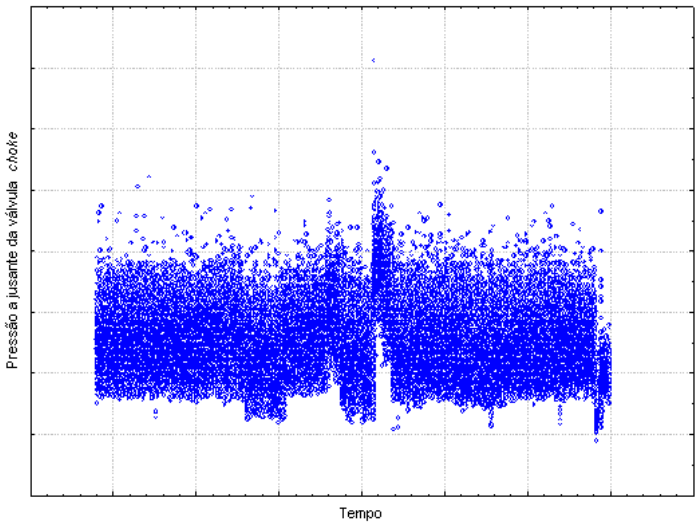

Figura 137 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 6

Pressão de *gas lift*

Pela Figura 138, observa-se que há redução da pressão de *gas lift* pouco tempo antes de se notar o aumento da pressão de chegada do fluido na plataforma, o que ratifica a relação entre as variáveis.

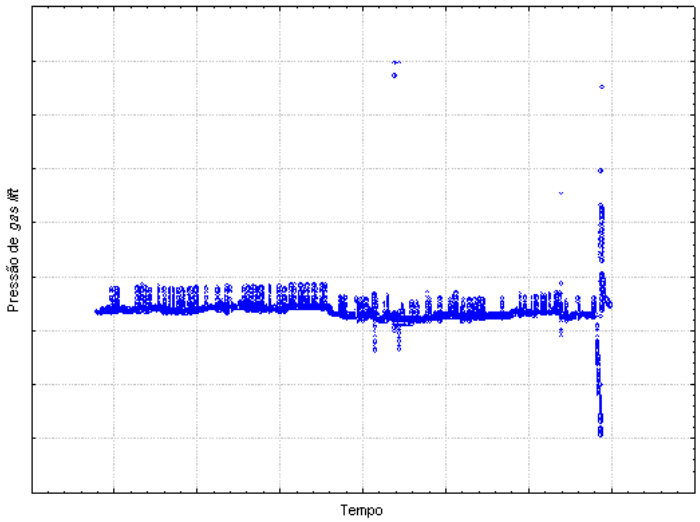

Figura 138 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 6

Vazão de *gas lift*

Pela Figura 139, notamos uma queda na vazão de *gas lift* injetado. No mesmo período em que a vazão caiu, houve aumento da pressão a jusante da válvula *choke*. Desta forma, podemos observar uma relação entre a pressão do fluido de chegada e a vazão de *gas lift*.

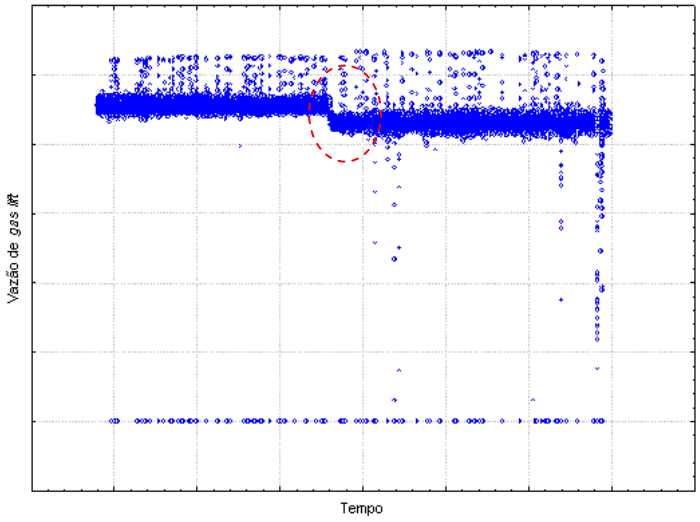

Figura 139 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 6

Poço 7: situado em lâmina d'água de 966 m.

Pressão e Temperatura no PDG

Como muito enfatizado nas literaturas sobre instrumentação para arranjo submarino *offshore*, a Figura 140 e a Figura 141, representando respectivamente a curva de pressão e temperatura ao longo do tempo para o PDG, mostram que os

sensores de leitura situados no poço apresentam valor congelado para ambas as medidas.

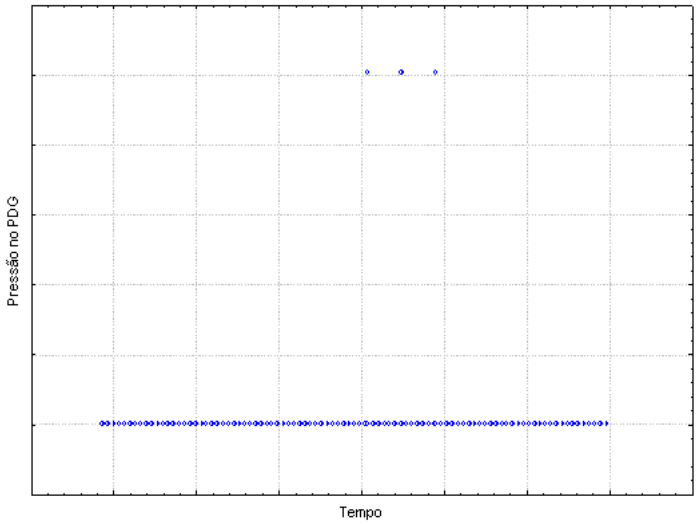

Figura 140 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 7

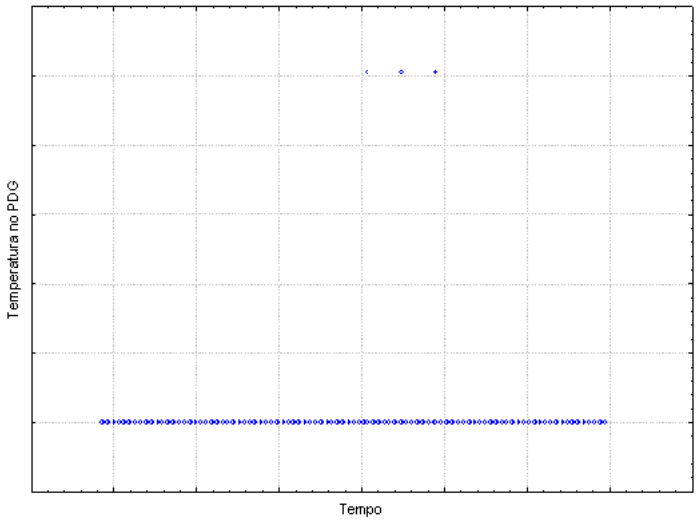

Figura 141 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 7

Pressão e Temperatura no TPT

O mesmo comportamento é apresentado para as leituras de pressão e temperatura no TPT, sugerindo falha nos medidores instalados na ANM, conforme observado na Figura 142 e na Figura 143. Dessa forma, para o poço 6, não é possível utilizar as medidas da árvore de natal, visto que todos os sensores apresentam problemas.

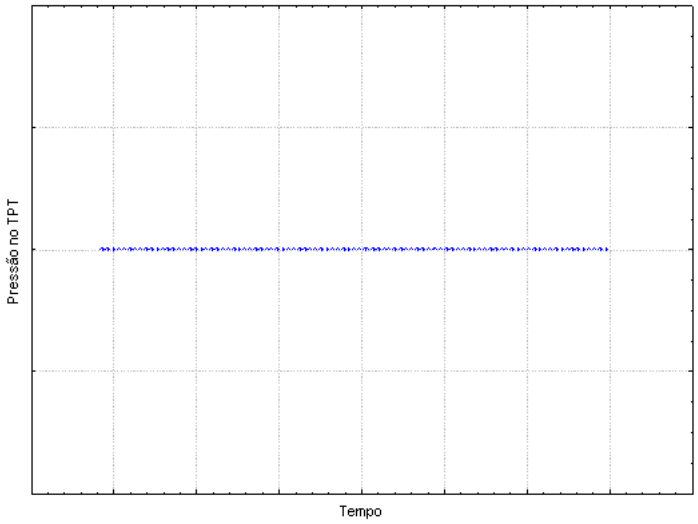

Figura 142 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 7

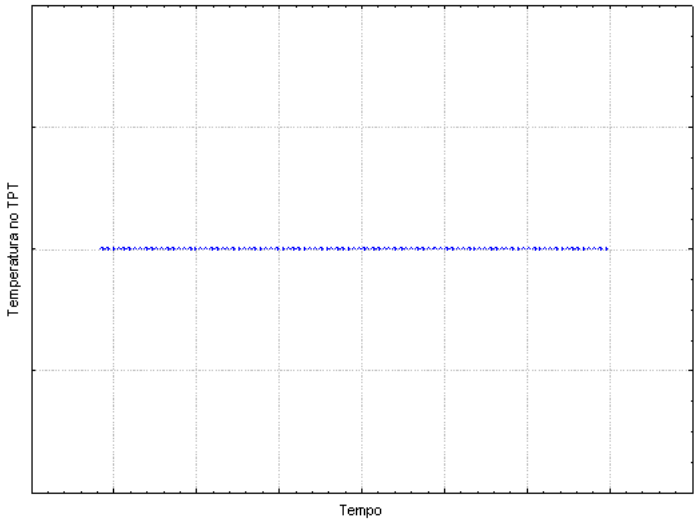

Figura 143 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 7

Pressão de chegada do fluido na plataforma

Ao se observar a pressão de chegada do fluido na plataforma, Figura 144, notam-se períodos em que há elevação de pressão. O comportamento desta variável apresenta uma curva que possa denotar a pressão de chegada, no entanto, seus valores reportados são da ordem de 10^7, o que pode indicar erro de leitura medidor. Esta hipótese é ratificada pelo congelamento posterior da variável em zero.

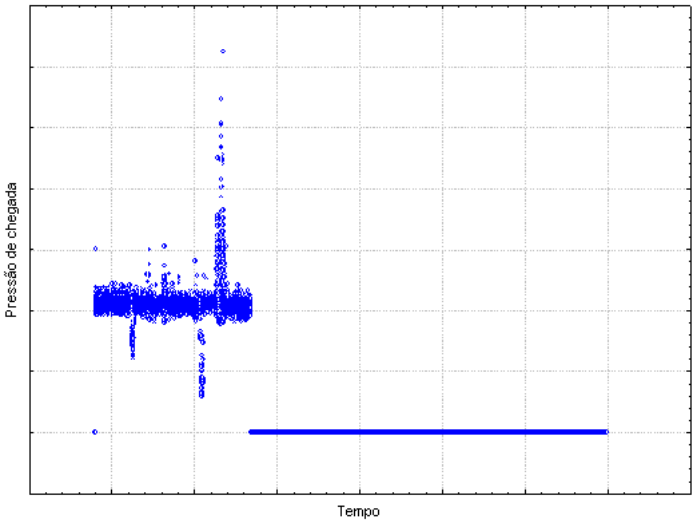

Figura 144 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 7

Abertura da válvula *choke*

De acordo com a Figura 145, a abertura da válvula trabalha em aproximadamente 98% na maior parte do tempo, apresentando estrangulamentos em dois períodos bem definidos.

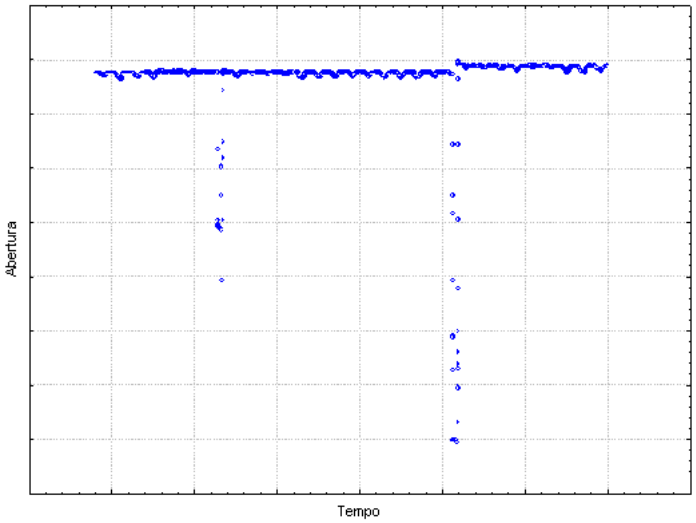

Figura 145 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 7

Mesmo com os valores em escala errada para a pressão de chegada do fluido na plataforma, partindo-se da premissa de que houve erro de conversão de dados, mas que a forma apresentada da curva esteja correta até o congelamento do sinal, a Figura 146 e a Figura 147 representam respectivamente uma análise mais minuciosa do comportamento das duas variáveis: abertura da válvula e pressão de chegada ao longo do tempo.

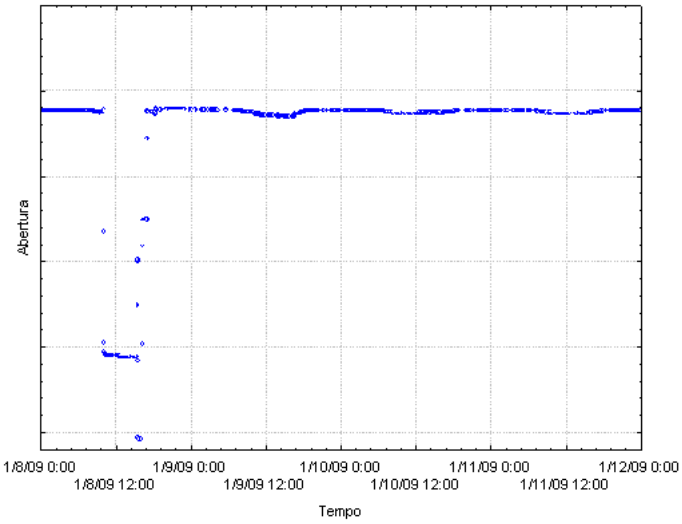

Figura 146 - Abertura da válvula *choke versus* tempo

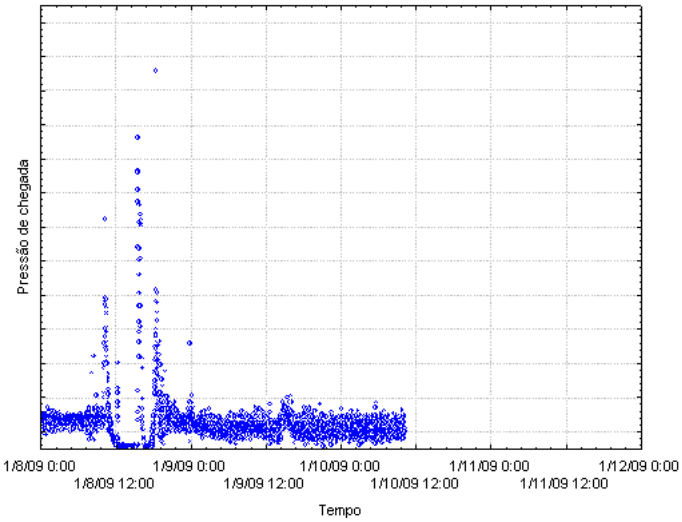

Figura 147 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo

Percebe-se que houve um aumento na pressão de chegada do fluido na plataforma e algum tempo depois, houve manipulação da válvula *choke*. Isso pode indicar que o operador, após perceber aumento de pressão na superfície, limitou a produção para controlar o efeito da golfada nos equipamentos a jusante.

Pressão a jusante da válvula *choke*

A Figura 148 representa a curva de pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo. As oscilações apresentadas na chegada da plataforma podem ser observadas neste ponto da plataforma. Observa-se que há um período mais longo de instabilidades na variável, o que não há como comparar com chegada da plataforma, devido à falta de dados.

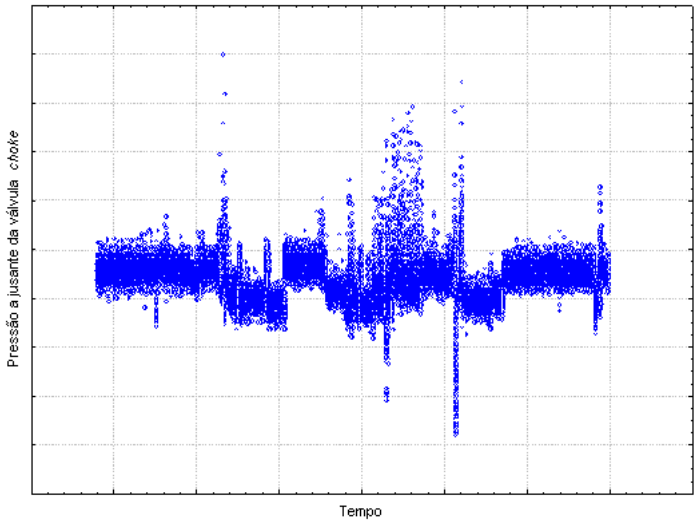

Figura 148 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 7

Pressão de *gas lift*

Nos momentos de redução da pressão de *gas lift*, conforme mostrado na Figura 149, observa-se aumento na pressão de chegada do fluido.

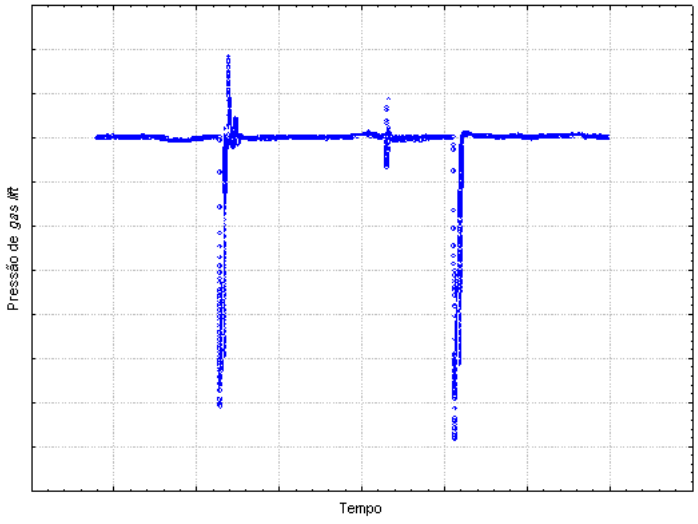

Figura 149 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 7

Vazão de *gas lift*

A Figura 150 representa a vazão de *gas lift* ao longo do tempo para o poço 7. Observa-se pouca flutuação na vazão, com valores bem baixos em determinados trechos.

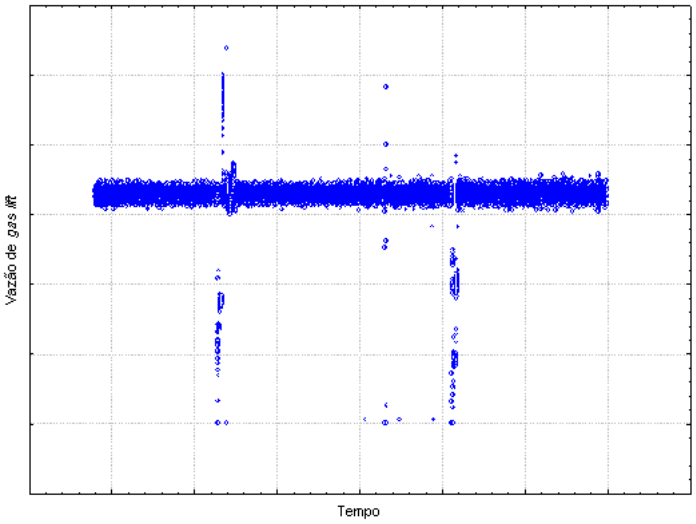

Figura 150 - Vazão *de gas lift versus* tempo para o poço7

Poço 8: situado em lâmina d'água de 1010 m.

Pressão e Temperatura no PDG

Como se pode observar na Figura 151 e na Figura 152, representando respectivamente a pressão e a temperatura no PDG *versus* tempo, os sensores localizados no arranjo submarino não estão funcionando, impossibilitando a análise das propriedades do fluido.

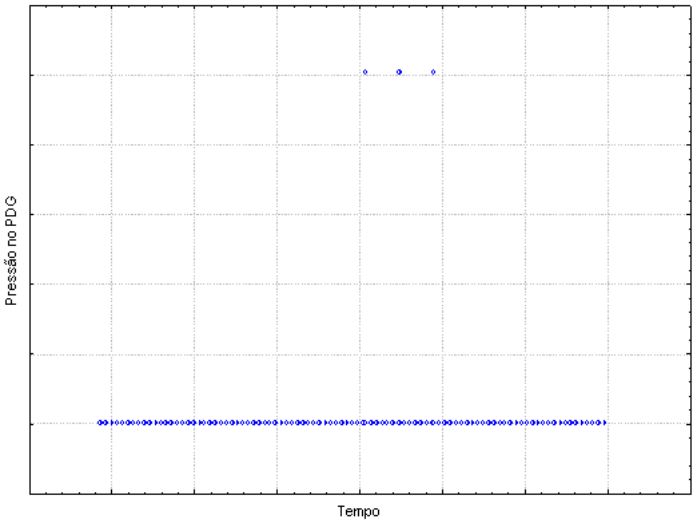

Figura 151 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 8

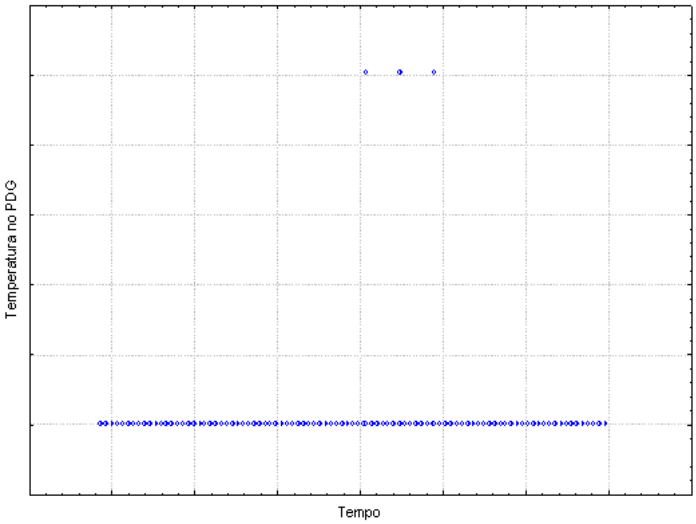

Figura 152 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 8

Pressão e Temperatura no TPT

A mesma análise feita para os dados de PDG são aplicadas ao TPT, já que através da Figura 153 e da Figura 154, observa-se que os valores lidos pelos sensores estão congelados em zero.

É muito comum se observar mau funcionamento dos sensores localizados na árvore de natal; normalmente estes instrumentos não são trocados e perde-se a informação ao longo de toda a vida útil do poço. Em testes de longa duração, essas leituras são insumo importante para verificação de modelos de escoamento.

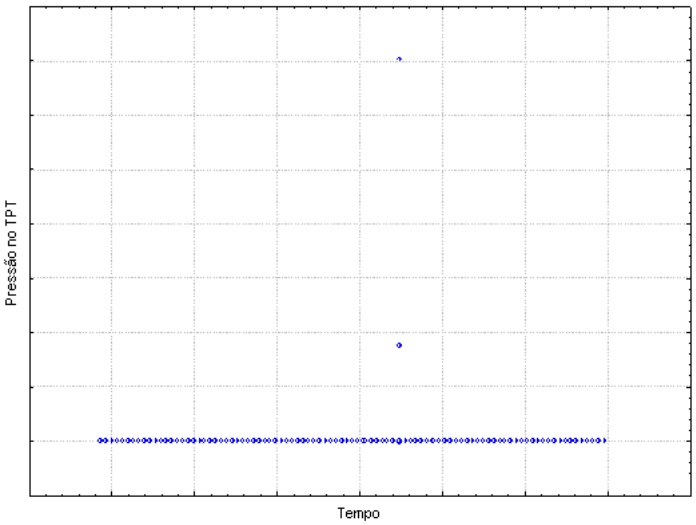

Figura 153 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 3

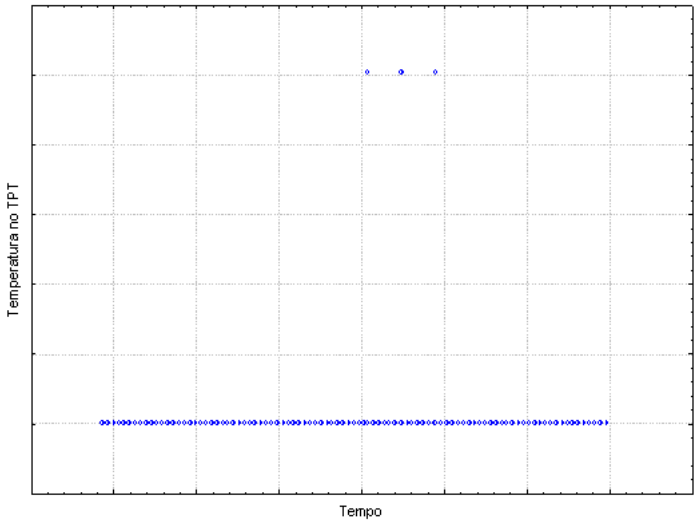

Figura 154 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 8

Pressão de chegada do fluido na plataforma

A pressão de chegada do fluido na plataforma varia em um range de 4 kgf/cm² e foi notado um pico acentuado da pressão em torno de 12 kgf/cm². A Figura 155 mostra o comportamento da pressão de chegada ao longo do tempo. Apesar de não parecer apresentar muitos picos, a variação alta entre as leituras denota uma não estabilidade do poço.

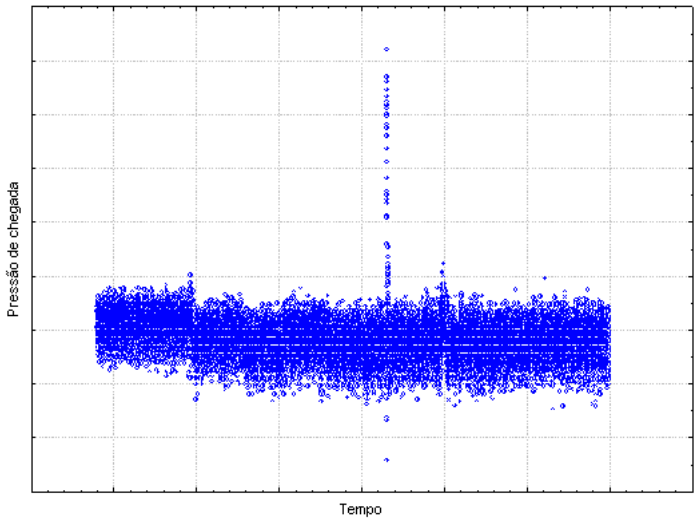

Figura 155 – Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 8

Abertura da válvula *choke*

A Figura 156 representa a abertura da válvula *choke* de produção ao longo o tempo. A escala do gráfico é de 0.5%, mostrando que as várias oscilações sugerem ajuste da abertura ótima da válvula controladora da produção, o que pode ser justificado pelo fato de a mesma ser operada manualmente.

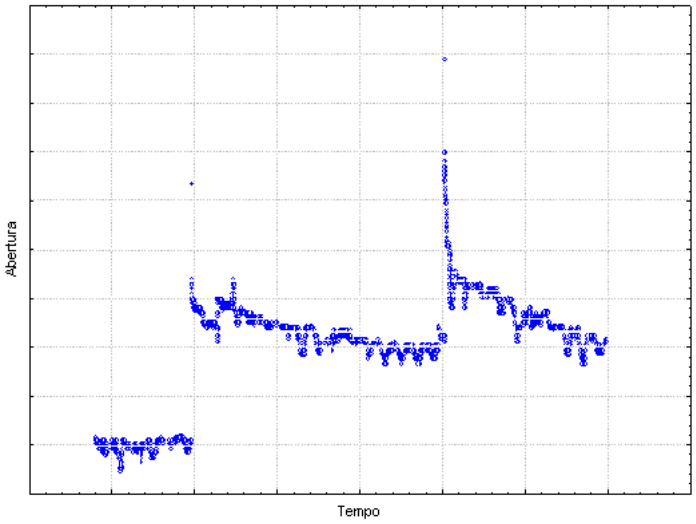

Figura 156 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 8

Pressão a jusante da válvula *choke*

As variações de pressão na linha do *topside* podem ser melhor verificadas pela pressão a jusante da válvula *choke*, representada pelaFigura 157. Como explicado anteriormente, a pressão de chegada do fluido não era estável e o ajuste da válvula, por menor que fosse, apresentou comportamento definido na pressão a jusante da válvula: variações na abertura acentuaram as variações de pressão na linha após a válvula.

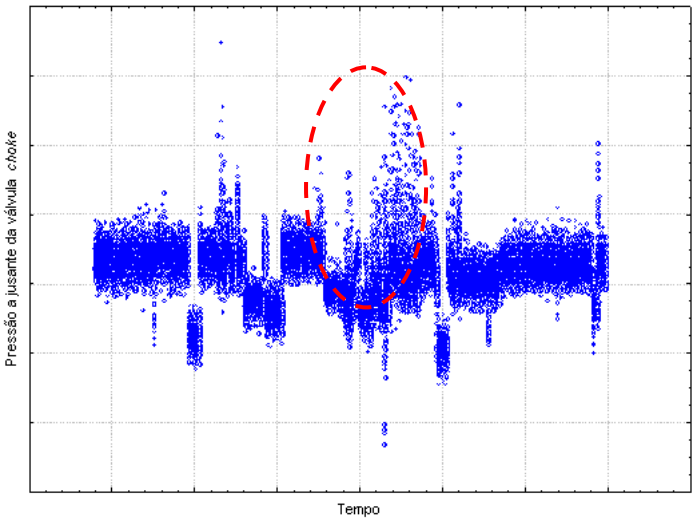

Figura 157 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 8

Pressão de *gas lift*

A pressão de *gas lift* apresenta algumas oscilações, como pode ser observado na Figura 158. Ao se observar a escala do gráfico, os valores reportados estão bem abaixo dos valores de injeção dos demais poços, o que sugere erro para este medidor.

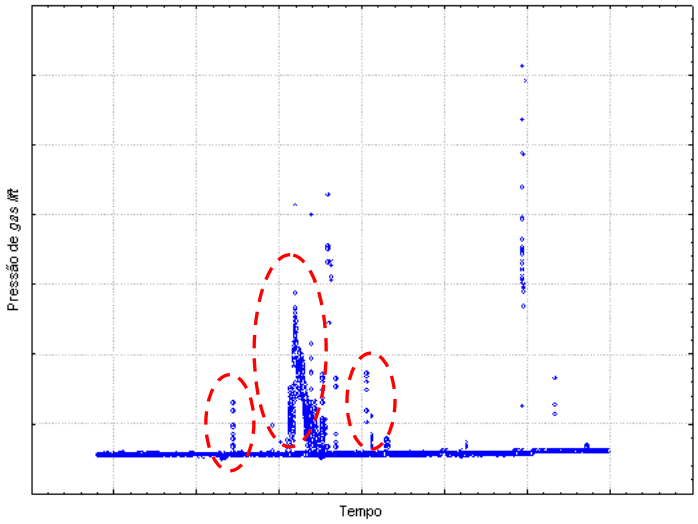

Figura 158 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 8

Vazão de *gas lift*

O poço 8 trabalha com alto range de vazão de *gas lift*, conforme Figura 159. Nota-se que o comportamento é semelhante àquele encontrado para a pressão de chegada do fluido na plataforma, onde no mesmo tempo em que esta variável sofreu um pico, a vazão sofre ligeira queda com ascensão posterior.

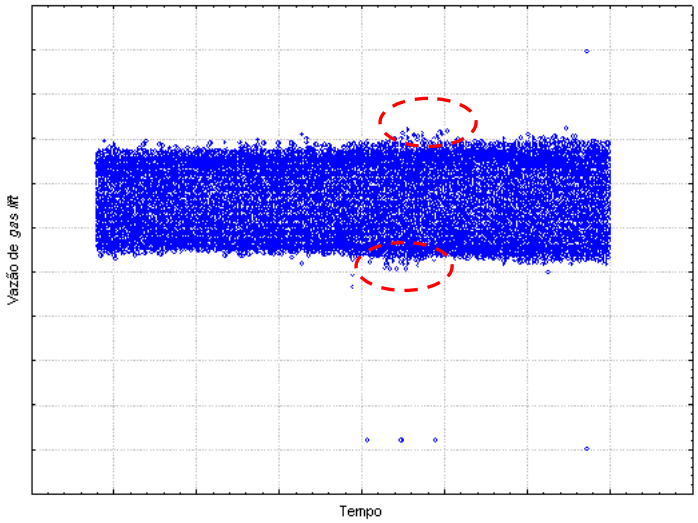

Figura 159 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 8

Poço 9: situado em lâmina d'água de 1086 m.

Pressão e Temperatura no PDG

Ambas a pressão e temperatura no PDG do poço 8 apresentam falha com congelamento em um único valor diferente de zero, conforme observado na Figura 160 e na Figura 161.

Os medidores situados na árvore de natal possuem precisão muito alta, logo, espera-se oscilação no comportamento destas variáveis, mesmo que pequena, o que não é verificado neste caso.

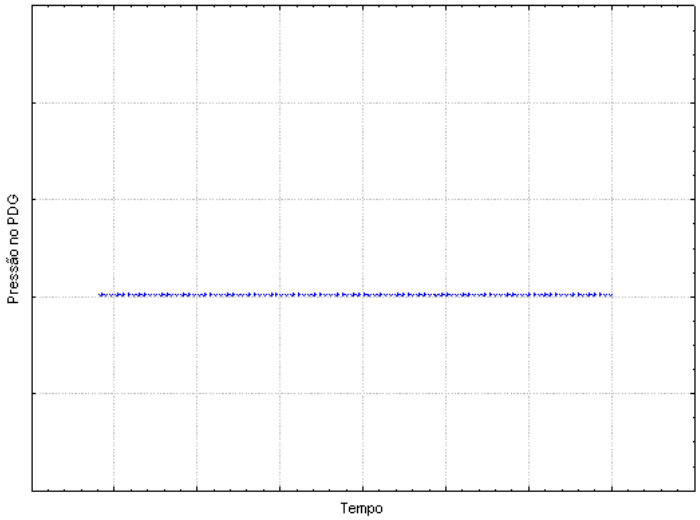

Figura 160 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 9

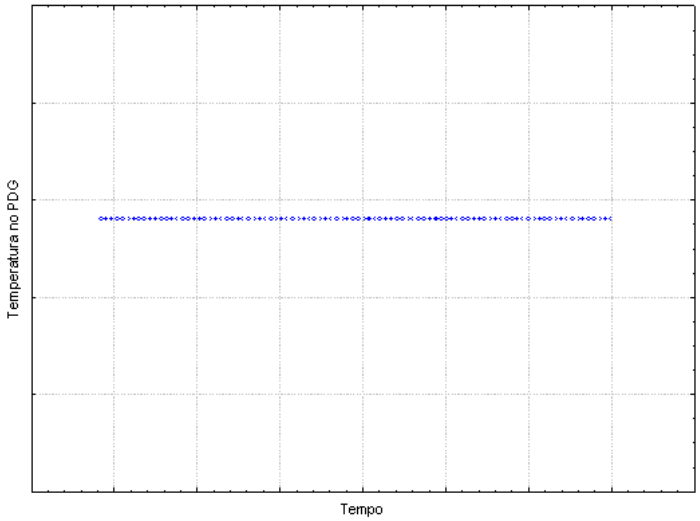

Figura 161 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 9

Pressão e Temperatura no TPT

Para o caso da pressão e temperatura no TPT da árvore de natal, cujas curvas são mostradas respectivamente pela Figura 162 e pela Figura 163, observa-

se que uma diminuição na pressão acarretou um aumento de temperatura e a queda apresentada no final do período gerou certa instabilidade na medição da temperatura.

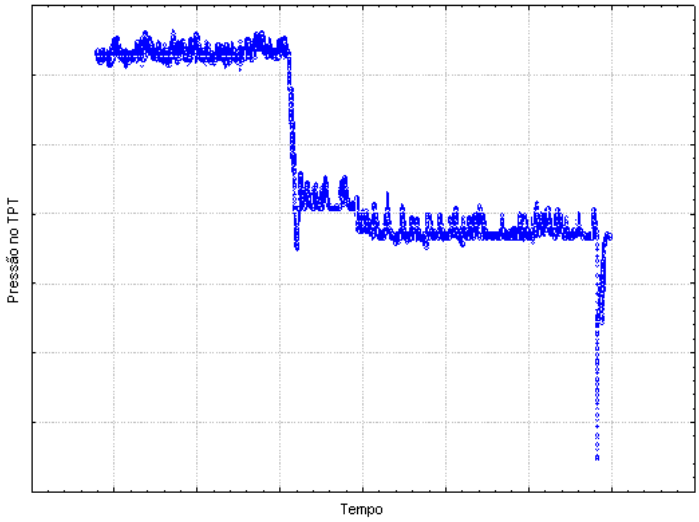

Figura 162 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 9

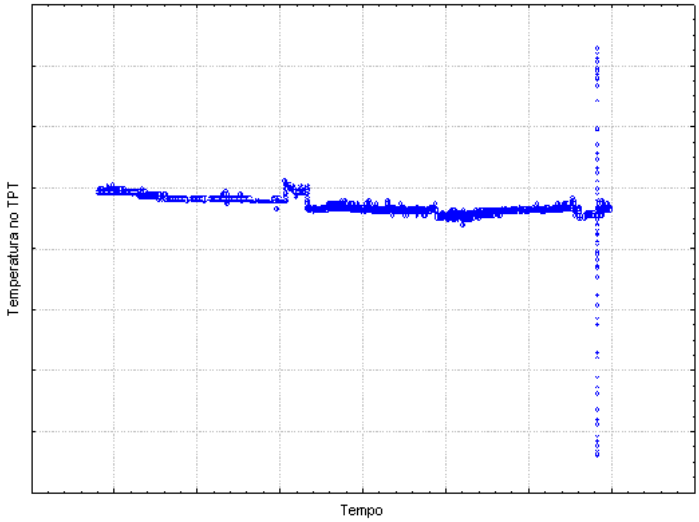

Figura 163 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 9

Pressão de chegada do fluido na plataforma

Ao se avaliar a Figura 164, observa-se que há um período bem definido em que a pressão de chegada do fluido na plataforma sofre um aumento e permanece neste patamar.

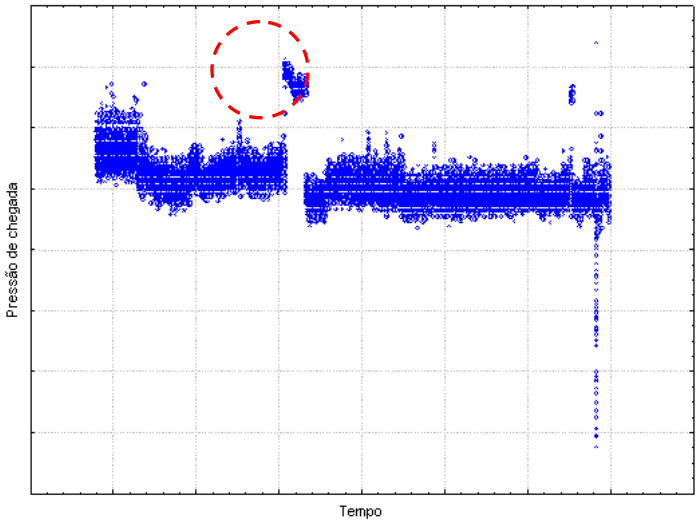

Figura 164 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 9

Abertura da válvula *choke*

Apesar do comportamento supracitado, não se observa alteração considerável na abertura da válvula *choke*, onde a escala do gráfico mostrado na Figura 165 é de 0.2%.

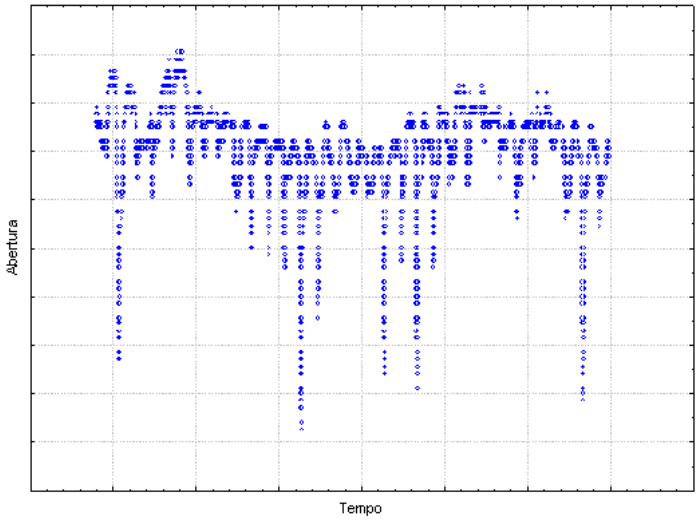

Figura 165 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 9

Pressão a jusante da válvula *choke*

O mesmo comportamento visto a montante é observado a jusante da válvula *choke*, conforme notado na Figura 166. Este aumento de pressão se prolongou durante cerca de dois dias, tempo muito longo para se tratar apenas de um aumento de pressão ocorrido, por exemplo, por uma golfada.

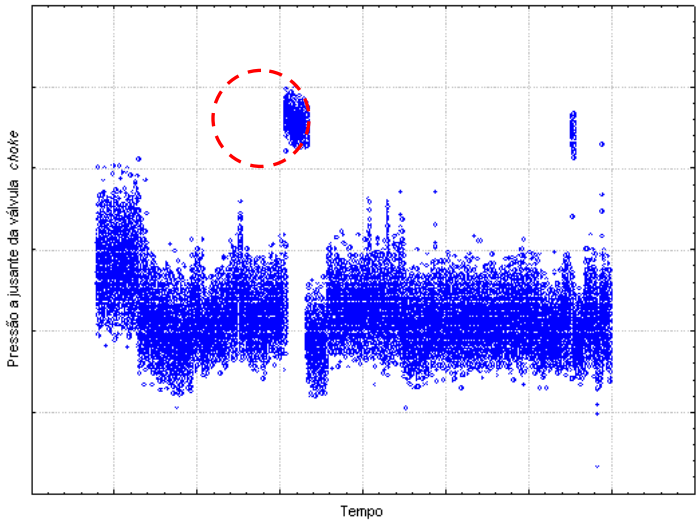

Figura 166 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 9

Pressão de *gas lift*

A pressão de gas lift do poço 9 parece ter sofrido uma alteração no *set* de pressão, trabalhando em pressão mais baixa após um determinado período, conforme mostrado na Figura 167.

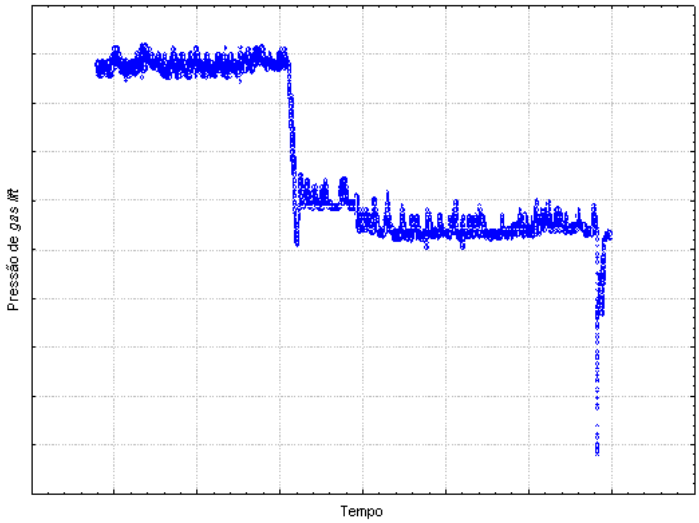

Figura 167 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 9

Vazão de *gas lift*

Por sua vez, o gráfico da vazão de *gas lift* no tempo, representado pela Figura 168, indica que a vazão de *gas lift* sofreu oscilações menores bem próximo do momento em que se observa o aumento na pressão de chegada do fluido na plataforma. Como se a abertura da FV controladora de vazão de injeção de *gas lift* tivesse seu *set* também ajustado.

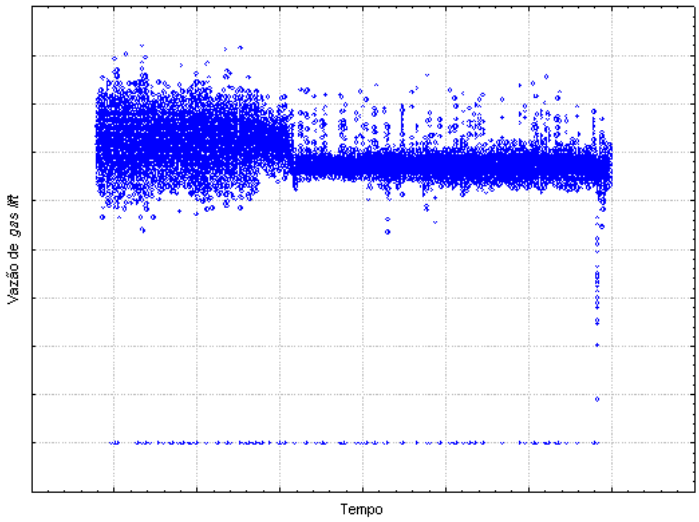

Figura 168 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 9

Poço 10: situado em lâmina d'água de 1040 m.

Pressão e Temperatura no PDG

O aumento da pressão no PDG promove diminuição da temperatura. Isto pode ser verificado através da Figura 169 e da Figura 170.

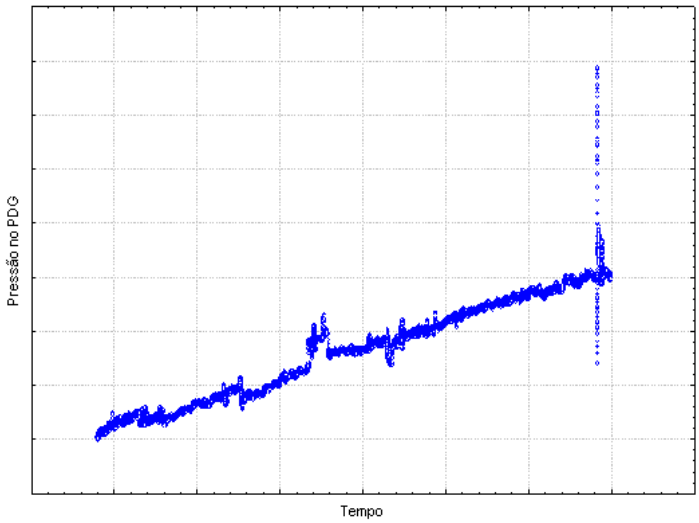

Figura 169 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 10

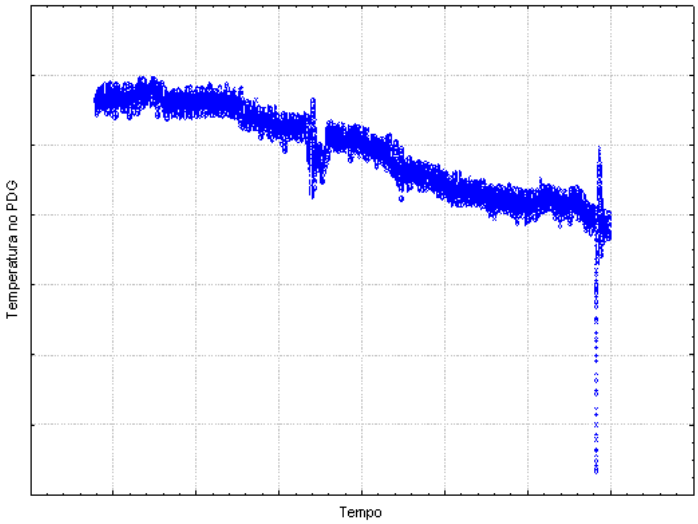

Figura 170 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 10

Pressão e Temperatura no TPT

A Figura 171 mostra que a pressão no TPT da árvore de natal do poço 10 apresenta valores lidos específicos. Isso pode indicar erro na captação dos dados entre o sistema supervisório da plataforma e o sistema situado *offshore*.

Para o caso específico da criação do modelo, este instrumento não poderia ser utilizado. A temperatura apresenta comportamento que indica funcionamento normal do sensor, conforme pode visto na Figura 172.

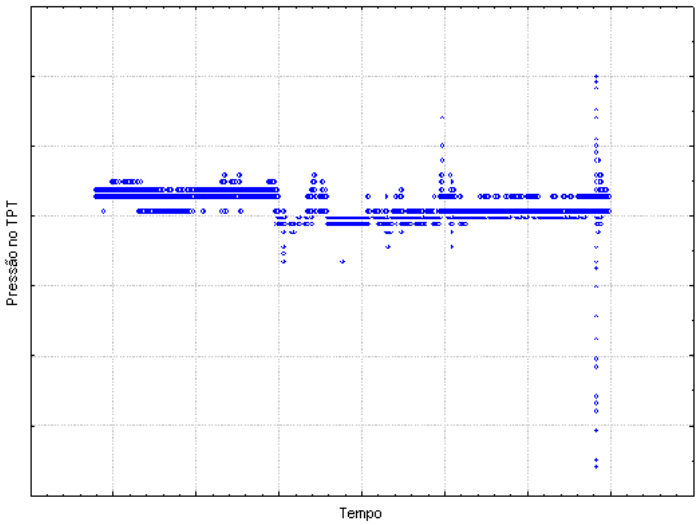

Figura 171 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 10

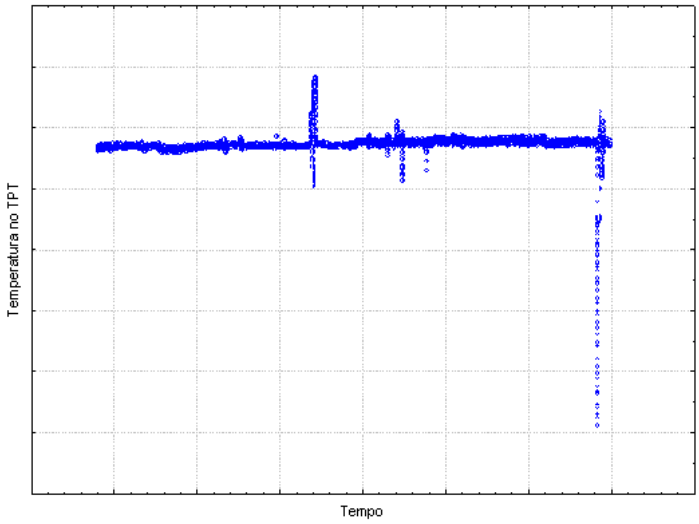

Figura 172 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 10

Pressão de chegada do fluido na plataforma

É possível perceber um salto na pressão de chegada do fluido na plataforma com possível estabilização da mesma neste patamar, conforme indicado na Figura 173.

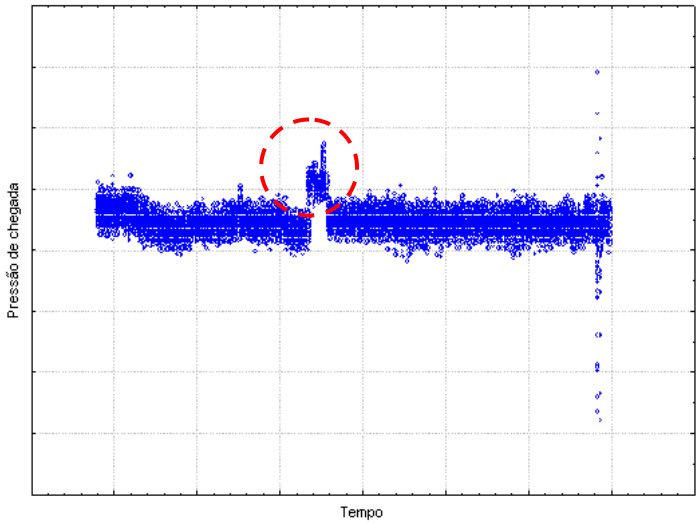

Figura 173 - Pressão de chegada do fluido na plataforma *versus* tempo para o poço 10

Abertura da válvula *choke*

O mesmo problema encontrado no medidor de pressão do TPT na árvore de natal do poço 10 pode ser observado para a abertura da válvula *choke* de produção, conforme Figura 174, o que impossibilita a utilização da variável.

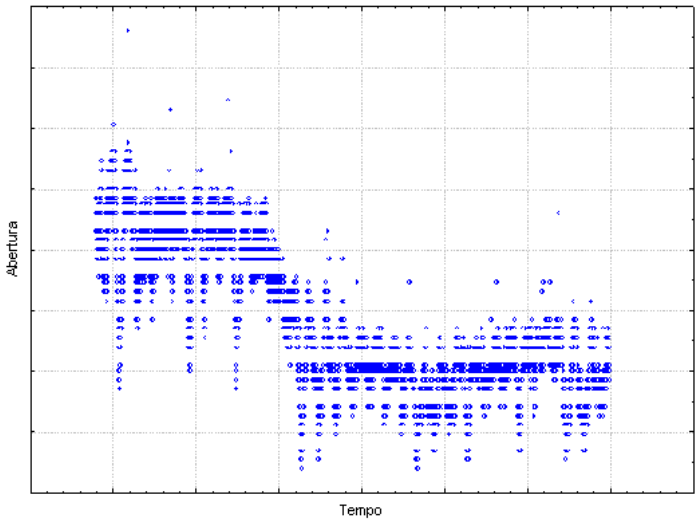

Figura 174 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 10

Pressão a jusante da válvula *choke*

O aumento de pressão identificado a montante da válvula *choke* tem sua variação amenizada quando lida a jusante da válvula, conforme observado na Figura 175.

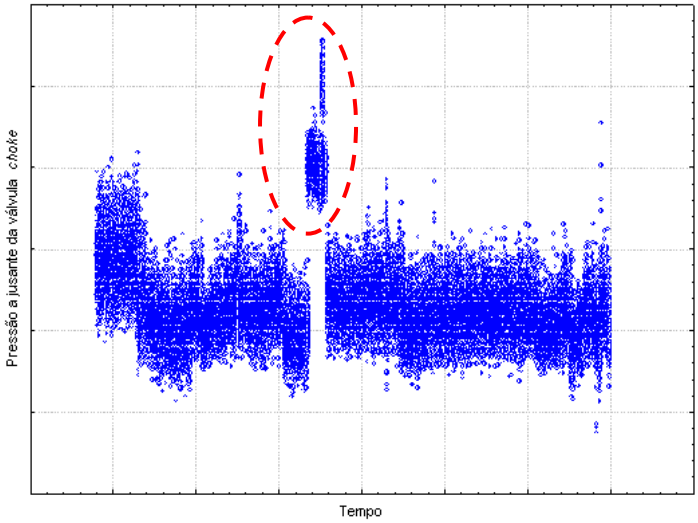

Figura 175 - Pressão a jusante da válvula *choke versus* tempo para o poço 10

Pressão de *gas lift*

A pressão de *gas lift* mostra algumas oscilações através da Figura 176. Interessante notar que há alguns picos de pressão no mesmo momento em que se identifica aumento da pressão de chegada.

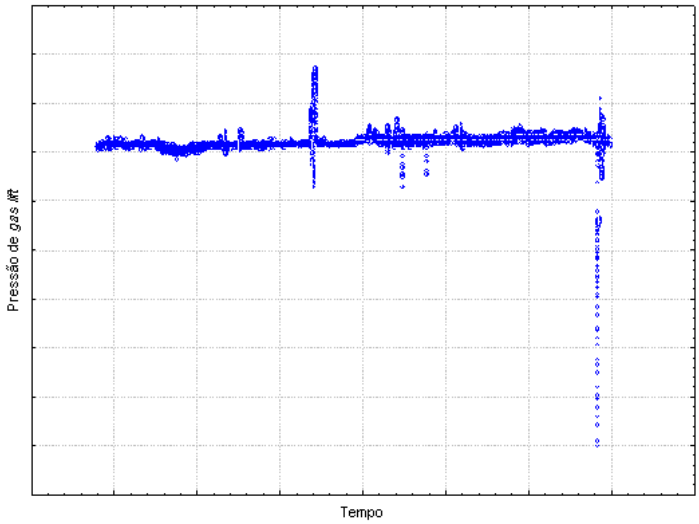

Figura 176 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 10

Vazão de *gas lift*

Oscilações na vazão de *gas lift* podem ser observadas na Figura 177. O mesmo comportamento para a pressão de chegada é observado.

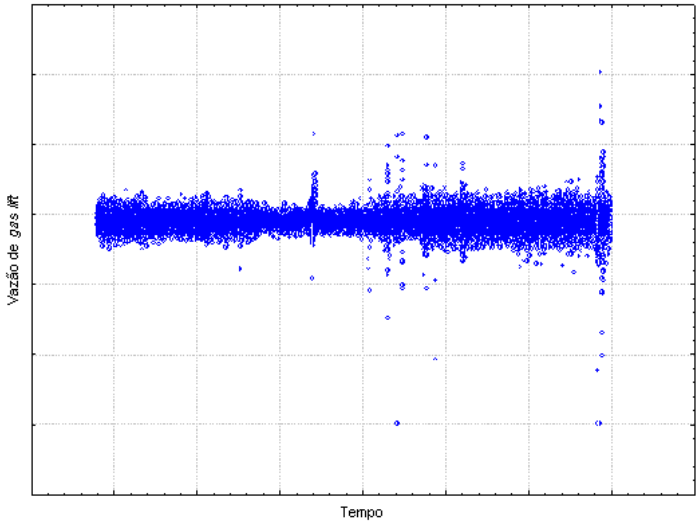

Figura 177 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 10

Poço 11: situado em lâmina d'água de 1060 m.

Pressão e Temperatura no PDG

Como pode ser observado na Figura 178 e na Figura 179, as leituras de pressão e temperatura no PDG estão congeladas em zero. Desta forma, não é possível monitorar os dados da árvore de natal deste poço.

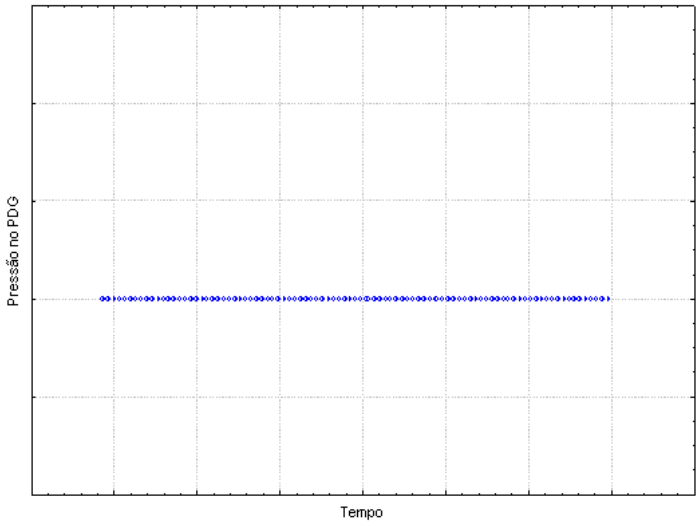

Figura 178 - Gráfico de pressão no PDG *versus* tempo para o poço 11

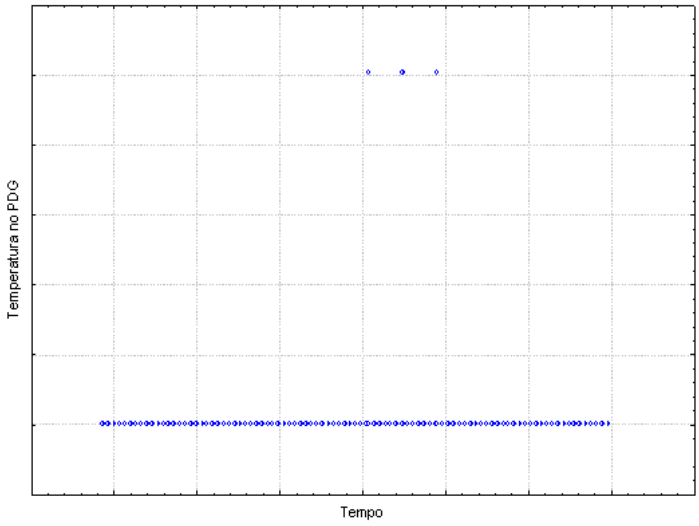

Figura 179 - Gráfico de temperatura no PDG *versus* tempo para o poço 11

Pressão e Temperatura no TPT

Nenhum dado de monitoramento do poço poderá ser usado, pois os dados de pressão e temperatura do TPT, respectivamente Figura 180 e Figura 181, apresentam-se congelados.

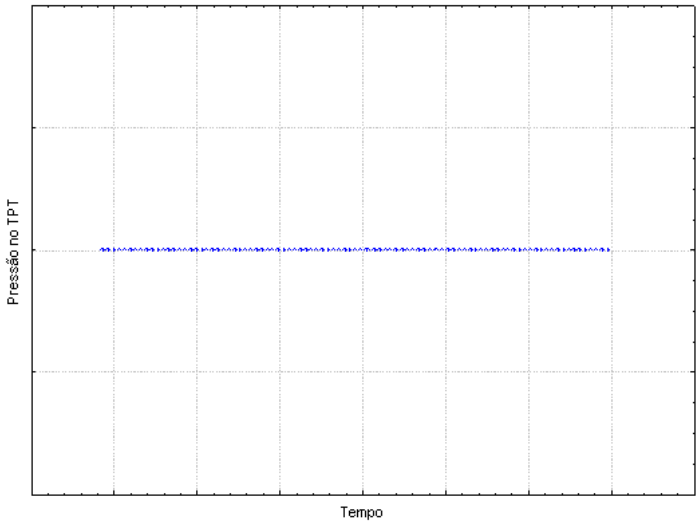

Figura 180 - Gráfico de pressão no TPT *versus* tempo para o poço 11

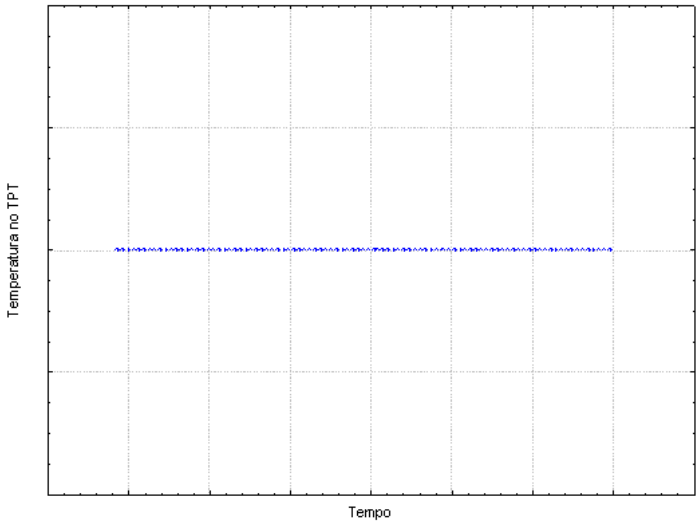

Figura 181 - Gráfico de temperatura no TPT *versus* tempo para o poço 11

Pressão de chegada do fluido na plataforma

As variações de pressão de chegada do fluido são altas para o poço 11 e como se pode ver através da Figura 182, não é possível se notar picos de pressão.

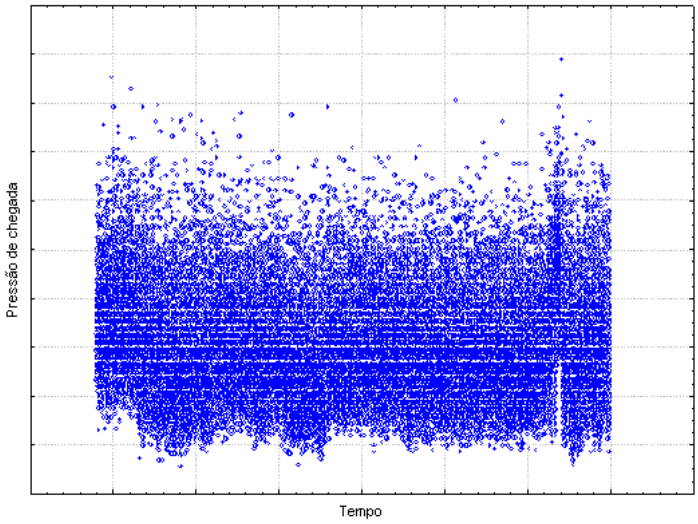

Figura 182 - Pressão de chegada do fluido na plataforma versus tempo para o poço 11

Abertura da válvula *choke*

Novamente, as leituras de abertura da válvula *choke* apresentam leituras congeladas em determinados valores, conforme pode ser visto na Figura 183. Desta forma, não é possível utilizar esta variável para a determinação do modelo.

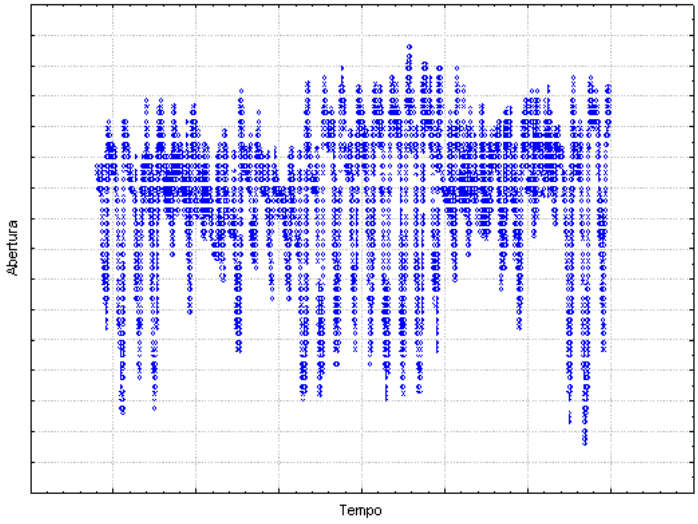

Figura 183 - Abertura da válvula *choke versus* tempo para o poço 11

Pressão a jusante da válvula *choke*

Através do gráfico da pressão a jusante da válvula *choke* com o tempo, representado pela Figura 184, é possível notar os picos de pressão, o que não era observado antes da quebra de pressão na válvula.

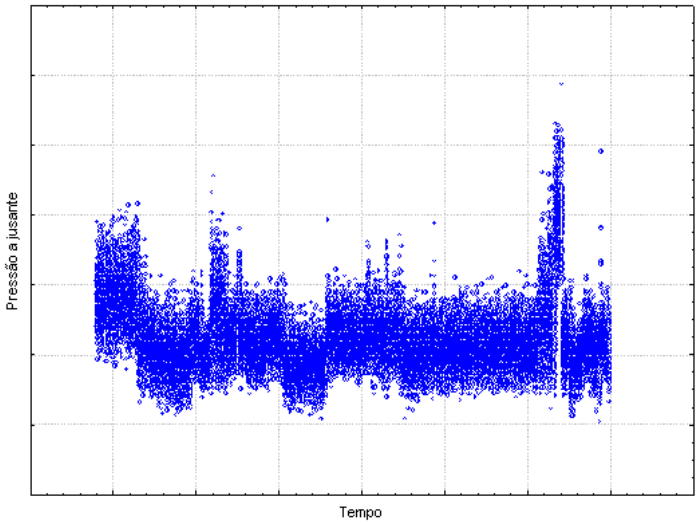

Figura 184 – Pressão a jusante da válvula choke para o poço 11

Pressão de *gas lift*

Através da Figura 185, observa-se que a pressão de *gas lift* trabalhava em dois patamares bem definidos.

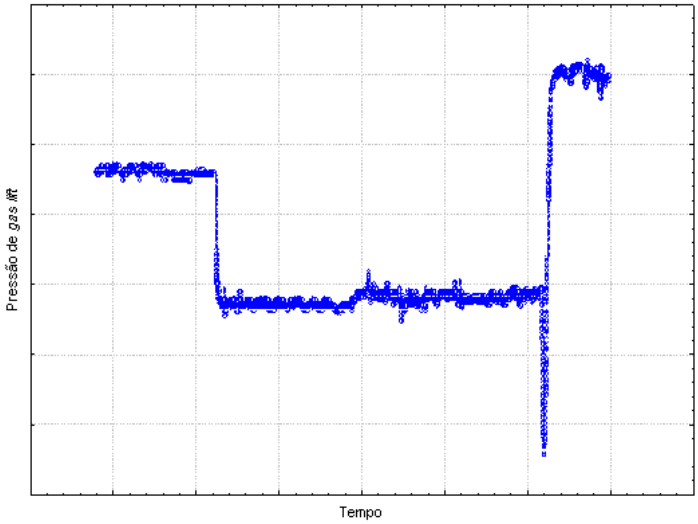

Figura 185 - Pressão de *gas lift versus* tempo para o poço 11

Vazão de *gas lift*

Comportamento similar é obtido para a vazão de *gas lift*. Três patamares distintos e bem definidos são observados através da Figura 186.

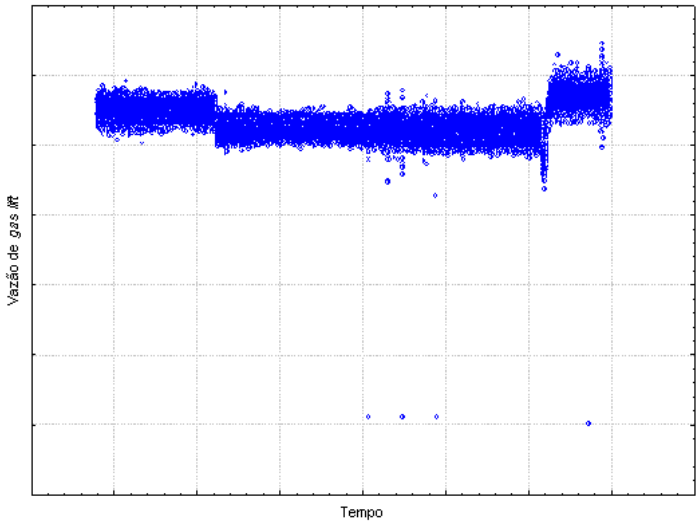

Figura 186 - Vazão de *gas lift versus* tempo para o poço 11

ANEXO II – ANÁLISE QUANTITATIVA PARA OS POÇOS 2, 4 E 8

* Gráficos de Controle para o poço 2

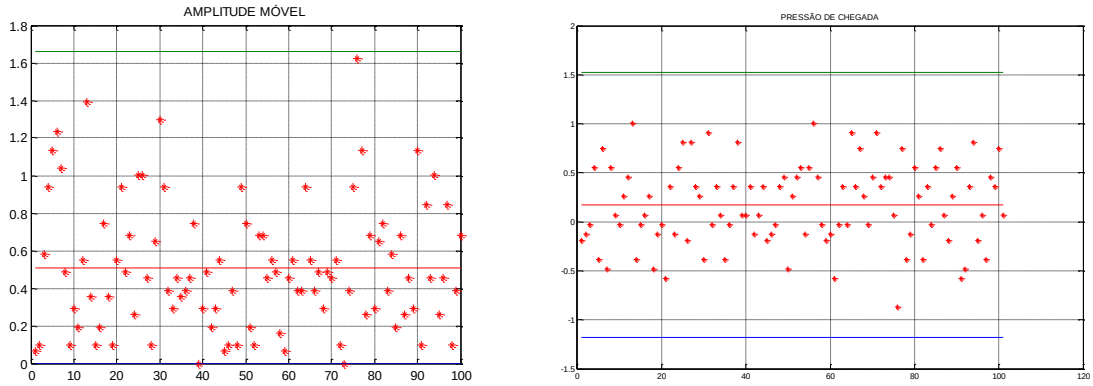

Figura 187 – Gráficos de controle para a amplitude móvel (a) e pressão de chegada (b) para determinação dos limites de controle para o poço 2

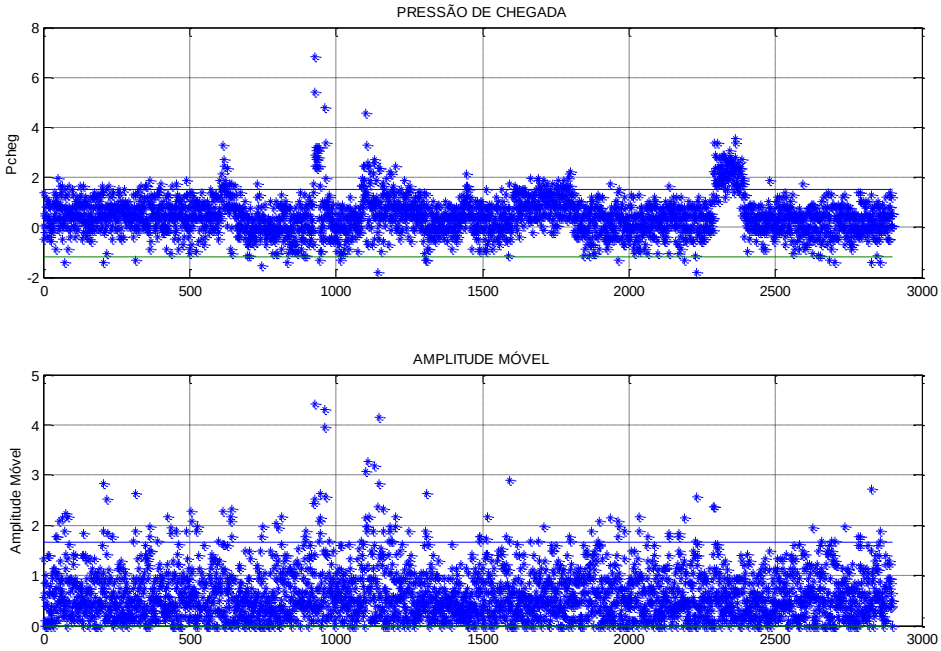

Figura 188 - Gráficos de controle para o poço 2 para toda a amostra

* Gráficos de Controle para o poço 4

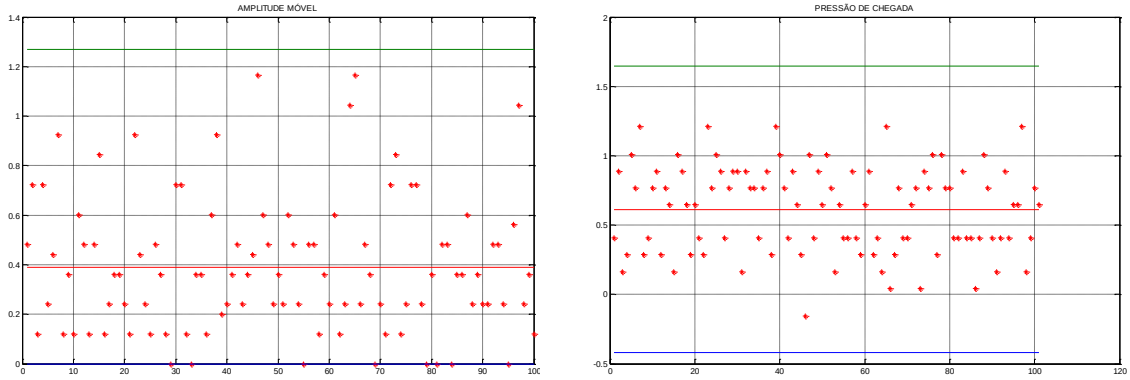

Figura 189 - Gráficos de controle para a amplitude móvel (a) e pressão de chegada (b) para determinação dos limites de controle para o poço 4

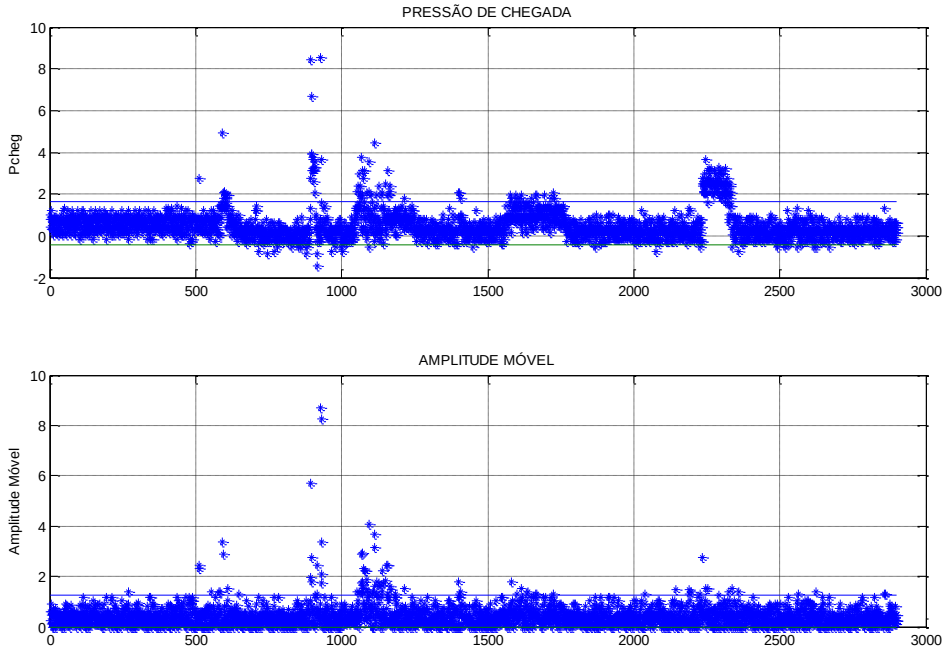

Figura 190 - Gráficos de controle para o poço 4 para toda a amostra

* Gráficos de Controle para o poço 8

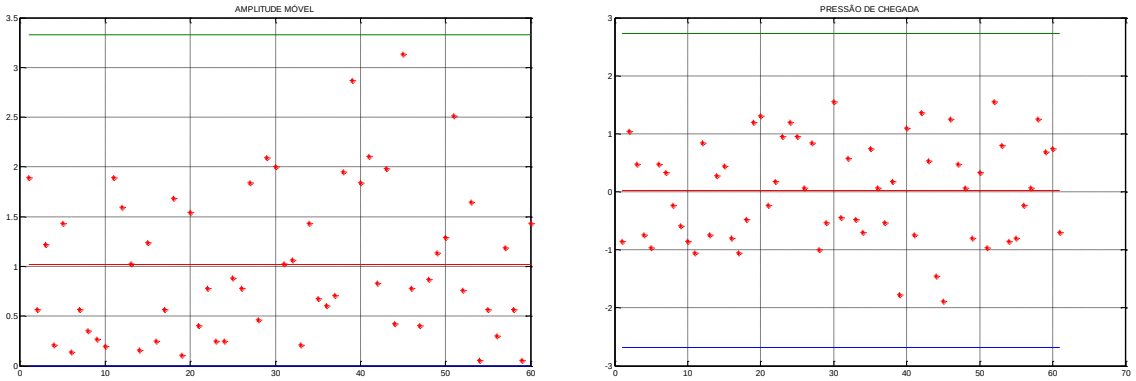

Figura 191 - Gráficos de controle para a amplitude móvel (a) e pressão de chegada (b) para determinação dos limites de controle para o poço 8

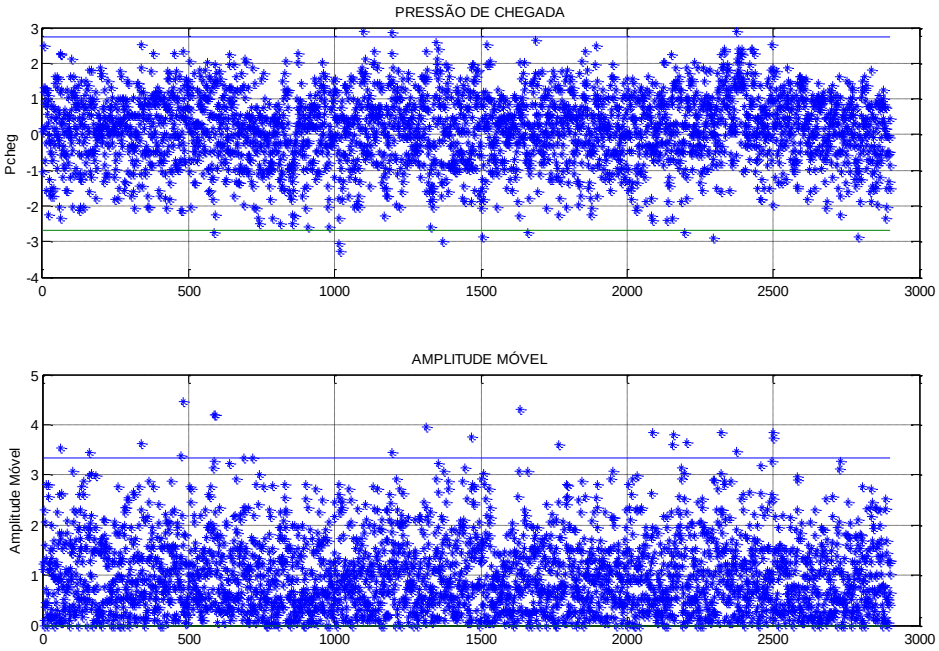

Figura 192 - Gráficos de controle para o poço 8 para toda a amostra