



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL E
AMBIENTAL

**INFLUÊNCIA DA DEPLEÇÃO NO SISTEMA MACIÇO
ROCHOSO – PASTA DE CIMENTO – REVESTIMENTO
EM POÇOS DE PETRÓLEO**

José Diego Formiga Dantas

João Pessoa – Paraíba
Setembro de 2015



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL E
AMBIENTAL

**INFLUÊNCIA DA DEPLEÇÃO NO SISTEMA MACIÇO
ROCHOSO – PASTA DE CIMENTO – REVESTIMENTO
EM POÇOS DE PETRÓLEO**

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Civil e
Ambiental da Universidade Federal da
Paraíba como requisito parcial para a
obtenção do título de Mestre em
Engenharia Civil e Ambiental

José Diego Formiga Dantas

Orientador: Prof. Dr. Givanildo Alves de Azeredo

João Pessoa – Paraíba
Setembro de 2015

D192i

Dantas, José Diego Formiga.

Influência da depleção no sistema maciço rochoso - pasta de cimento - revestimento em poços de petróleo / José Diego Formiga Dantas.- João Pessoa, 2015.

150f. : il.

Orientador: Givanildo Alves de Azeredo

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT

1. Engenharia civil e meio ambiente. 2. Depleção.
3. Reservatório - compactação. 4. Coeficiente de atrito.
5. Subsidiência. 6. Tensão de Mises. 7. Deslizamento.

UFPB/BC

CDU: 624:504(043)

INFLUÊNCIA DA DEPLEÇÃO NO SISTEMA MACIÇO ROCOSO – PASTA DE
CIMENTO – REVESTIMENTO EM POÇOS DE PETRÓLEO

JOSÉ DIEGO FORMIGA DANTAS

Dissertação aprovada em 25 de setembro de 2015.

Período Letivo: 2014.2


Prof. Dr. GIVANILDO ALVES DE AZEREDO - UFPB
(Orientador)


Prof. Dr. DEANE DE MESQUITA ROEHL - PUC- Rio
(Co-Orientadora)


Prof. Dr. ANDRÉ JACOMEL - UFPB

(Membro Interno)


Prof. Dr. EDGARD POIATE JUNIOR - PETROBRAS
(Membro Externo)

João Pessoa/PB
2015

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela força e perseverança, sem as quais teria sido impossível realizar esse trabalho.

À minha família, pelo apoio incondicional ao longo de toda a vida acadêmica, pelas palavras e gestos de incentivo. Em especial, à minha mãe, Marla, meu pai, Lincoln, minha irmã, Camila, meus irmãos, Lucas e Matheus, e à minha namorada, Aline. Muito obrigado!

Ao Prof. Givanildo Azeredo, pela oportunidade, pela disponibilidade para orientação, pelas inúmeras discussões e pelas contribuições para esta pesquisa.

À Profa. Deane Roehl, pela proposta do tema, pela disponibilidade para orientação e pela oportunidade de trabalhar com o Grupo de Geomecânica Computacional do Tecgraf (PUC-Rio).

A todos os meus amigos do Grupo de Geomecânica do Tecgraf, pela convivência e pelo auxílio. Em especial, a Pedro Lobo, pelo permanente suporte e contribuição.

Aos amigos Guilherme Urquiza e Túlio Guedes, companheiros da maior parte das disciplinas do mestrado.

Aos professores da área de engenharia e estruturas da Universidade Federal da Paraíba, pelo conhecimento transmitido ao longo das disciplinas cursadas, que certamente foram de fundamental importância.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro durante o mestrado.

RESUMO

Em reservatórios subterrâneos de petróleo, a diminuição da pressão de poros devido à produção pode ocasionar a compactação do reservatório e a consequente subsidência da superfície, além de falhas na cimentação e no revestimento. O estudo e entendimento destes efeitos implicam na redução dos riscos econômicos e ambientais dos projetos de exploração. A fim de analisar e prever estes problemas foram construídos alguns modelos através do simulador de elementos finitos ABAQUS, devido à sua flexibilidade no tratamento da geometria e heterogeneidade topológica, uso de rotinas externas e plugins. Este estudo descreve, através de modelos axissimétricos, a influência das variáveis quantitativas depleção e coeficiente de atrito entre a formação rochosa e a pasta de cimento nas seguintes respostas: compactação do reservatório, subsidência da superfície, estado de tensões de von Mises no revestimento e deslizamento/abertura (falha adesiva) na interface formação rochosa-pasta cimentícia. Com o objetivo de tratar estatisticamente as respostas, foi realizado um delineamento composto central rotacional (DCCR) 2^2 com quatro pontos axiais e um ponto central, que possibilitou analisar a significância das variáveis através de superfícies de respostas. Além das variáveis quantitativas, já indicadas, foi analisada também a influência da variável qualitativa tipo de rocha reservatório. Concluiu-se que a depleção é uma variável significativa para as respostas tensão de Mises, compactação e subsidência, enquanto a variável coeficiente de atrito é significativa para as respostas tensão de Mises e deslizamento. O tipo de rocha reservatório influencia diretamente nas respostas tensão de Mises, compactação e subsidência. Quanto mais rígida a rocha, menor as tensões atuantes, compactação e subsidência para uma mesma depleção. Percebeu-se, também, uma redução na tensão máxima atuante no revestimento, para um mesmo nível de depleção, coeficiente de atrito e tipo de rocha reservatório, quando são executados revestimentos concêntricos, devido ao aumento da capacidade estrutural.

PALAVRAS-CHAVE: **depleção; reservatório; coeficiente de atrito; compactação; subsidência; tensão de Mises; deslizamento; análise estatística.**

ABSTRACT

Pressure drawdown in oil producing fields can lead to reservoir compaction, surface subsidence and cementation/casing failure. The study and understanding of these effects can imply financial and environmental risks reduction. In order to analyze and predict these problems some models were built using the finite element software ABAQUS due to its flexibility in treatment of geometry and topological heterogeneity, use of external routines and plugins. This study describes, through axisymmetric models, the influence of 'depletion' and "coefficient of friction" on reservoir compaction, surface subsidence, von Mises stresses in the casing and slip between cement/casing was analyzed. A central composite rotatable design (CCRD) 2^2 with four axial points and a center point was made to analyze the significance of the variables through the response surface method. In addition to the quantitative variables, as indicated, it was also analyzed the influence of qualitative variable type of reservoir rock. It was concluded that depletion is a significant variable for the answers "Mises stress", "reservoir compaction" and "subsidence" while the variable coefficient of friction is significant for the answers "Mises stress" and "slip." The type of reservoir rock influences directly the Mises stress, compaction and subsidence. For the same depletion more rigid is the rock, less is the von Mises stress, compaction and subsidence. Also to realize a reduction in the maximum active tension in the coating, for the same level of depletion, friction coefficient and type of reservoir rock when concentric coatings run, due to increased structural capacity. Also was realize, for the same level of depletion, friction coefficient and type of reservoir rock, a reduction in the maximum active stress in the casing, when was used concentric casings, due to increased structural capacity.

KEYWORDS: depletion; reservoir; coefficient of friction; compression; subsidence; Mises stress, slipping, statistical analysis.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Considerações Iniciais.....	1
1.2	Motivação.....	2
1.3	Objetivos	5
1.3.1	Objetivo Geral.....	5
1.3.2	Objetivos Específicos.....	6
1.4	Estrutura da dissertação.....	6
2	REVISÃO DA LITERATURA	7
2.1	O processo simplificado de extração de petróleo.....	7
2.2	Histórico da Poroelasticidade	11
2.3	Tensões totais, efetivas e poro pressão.....	13
2.4	Reservatórios de Hidrocarbonetos	16
2.5	Compactação	16
2.6	Subsidiência.....	17
2.7	Impactos da Compactação.....	19
2.8	Cenários de Compactação na Indústria do Petróleo	20
2.8.1	Campo de Wilmington	21
2.8.2	Campo de Valhal.....	22
2.8.3	Campo de South Belridge	22
2.8.4	Campo de Ekofisk.....	23
2.8.5	Costa Bolívar	24
2.9	Exemplos de modelagem de problemas relacionados ao tema estudado	25
3	ANÁLISE ESTATÍSTICA	28
3.1	Planejamento	28
3.2	Variáveis.....	29
3.3	População alvo e Amostra.....	29
3.4	Delineamento Fatorial	29
3.5	Delineamento Composto Central	29
3.5.1	Noções sobre o delineamento composto central rotacional (DCCR) efetuado neste trabalho	31
3.6	Superfície de Resposta	32
4	PRÉ-MODELAGEM NUMÉRICA.....	33
4.1	Tensões no revestimento anteriores ao processo de produção	33
4.2	Definição dos parâmetros utilizados na análise e dos coeficientes de segurança.....	34
4.3	Esforços devido a diversos fatores	35
4.3.1	Esforços axiais durante a instalação do revestimento e cimentação	36

4.3.2	Pressão interna e externa durante a instalação do revestimento e cimentação	40
4.4	Critérios de Escoamento com Tensões Combinadas.....	47
4.4.1	Critério de von Mises.....	48
4.4.2	Critério da API.....	52
5	MODELAGEM NUMÉRICA	54
5.1	Hipóteses e limitações.....	54
5.2	Características da máquina usada na modelagem	55
5.3	Validação do Programa ABAQUS.....	55
5.4	Modelos propostos	58
5.5	Geometria do Modelo.....	58
5.6	Propriedades dos Materiais	62
5.7	Condições de Contorno	64
5.8	Interação maciço rochoso - cimento.....	67
5.9	Passos da Análise	67
5.10	Malha	68
6	RESULTADOS, ANÁLISE ESTATÍSTICA e DISCUSSÃO	71
6.1	Influência da depleção, para um coeficiente de atrito constante, na tensão de Mises no revestimento.	71
6.2	Influência da depleção, para um coeficiente de atrito constante, na subsidênci da superfície	73
6.3	Influência da depleção, para um coeficiente de atrito constante, na compactação do reservatório.....	73
6.4	Influência do coeficiente de atrito, para depleções constantes ou ausência de depleção, na tensão de Mises atuante no revestimento.....	74
6.5	Análise Estatística	77
6.5.1	Simulação dos Dados	78
6.5.2	Análise para a resposta Tensão de Mises.....	81
6.5.3	Análise para a resposta Subsidênci	89
6.5.4	Análise para a resposta Compactação.....	96
6.5.5	Análise para a resposta Deslizamento.....	103
6.5.6	Análise para a resposta Abertura	110
6.5.7	Influência do tipo de rocha reservatório	117
7	CONCLUSÕES	118
7.1	Sugestões para trabalhos futuros	120
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	121
9	ANEXOS	132

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Subsidiência da superfície e compactação do reservatório	5
Figura 2: Método Rotativo.....	8
Figura 3: Etapas do processo de cimentação primária.....	11
Figura 4: Representação esquemática da rocha reservatório	13
Figura 5: Representação esquemática de rocha reservatório ampliada	14
Figura 6: Esquema simplificado das camadas rochosas	18
Figura 7: Impactos oriundos da compactação.....	20
Figura 8: Localização do campo de Wilmington	21
Figura 9: Campo de Valhal	22
Figura 10: Campo de South Belridge.....	23
Figura 11: Subsidiência no campo de Ekofisk	24
Figura 12:Localização de Costa Bolivar.....	25
Figura 13: Fratura de tração no revestimento	36
Figura 14: Detalhamento dos esforços atuantes.....	37
Figura 15: Esquema das pressões atuantes no revestimento.....	41
Figura 16: Esquema da pressão de rebentamento	41
Figura 17: Esquema da pressão de colapso.....	44
Figura 18: Possível efeito da Pressão de Colapso.....	44
Figura 19: (a) estado de tensão triaxial (b) variação de volume (c) distorção	49
Figura 20: Tensões combinadas atuantes no revestimento	51
Figura 21: Envoltória da Tensão de von Mises para o Estado Plano de Tensões.....	52
Figura 22: Envoltória proposta pela API	53
Figura 23: Compactação Unidimensional.....	56
Figura 24: Compactação do reservatório quando submetido a uma depleção de 100MPa – Modelo Axissimétrico Proposto.....	57
Figura 25: Geometria do Modelo A.....	58
Figura 26: Revestimento, cimento e formação rochosa no Modelo A	59
Figura 27: Exemplo de modelagem 3D	60
Figura 28: Geometria do modelo B apresenta revestimentos concêntricos	62
Figura 29: Condições de contorno aplicadas aos modelos	65
Figura 30: Carregamentos aplicados aos modelos	66
Figura 31: Malha do Modelo A	68
Figura 32: Malha mais refinada no reservatório e proximidades	69

Figura 33: Níveis das variáveis independentes 79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tratamentos realizados para DCC com 2 fatores, 2 níveis codificados e um ponto central.....	30
Tabela 2: Parâmetros utilizados na análise das tensões atuantes no revestimento	34
Tabela 3: Regimes de pressão de colapso.....	45
Tabela 4: Fatores de fórmula e razão <i>dot</i> para o regime <i>Transition Collapse</i>	46
Tabela 5: Dados da geometria do modelo A.....	61
Tabela 6: Propriedades dos materiais que compõem os modelos	64
Tabela 7: Propriedades da rocha reservatório e do revestimento	64
Tabela 8: Matriz de Planejamento do DCCR – Variáveis Codificadas	78
Tabela 9: Matriz de Planejamento para o Reservatório Tipo A.....	80
Tabela 10: Matriz de Planejamento para o Reservatório Tipo B	80
Tabela 11: Matriz de Planejamento para o Reservatório Tipo C	81
Tabela 12: Propriedades de cada tipo de rocha reservatório.....	81
Tabela 13: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta tensão de Mises	84
Tabela 14: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta tensão de Mises	84
Tabela 15: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta tensão de Mises	85
Tabela 16: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta subsidência	91
Tabela 17: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta subsidência	91
Tabela 18: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta subsidência	92
Tabela 19: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta compactação.....	98
Tabela 20: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta compactação.....	98
Tabela 21: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta compactação.....	99
Tabela 22: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta deslizamento	105
Tabela 23: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta deslizamento	106

Tabela 24: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta deslizamento	106
Tabela 25: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta abertura	112
Tabela 26: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta abertura	112
Tabela 27: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta abertura	113

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Comparação da estimativa de compactação do reservatório entre diferentes modelos numéricos e analíticos propostos.....	57
Gráfico 2: Compactação do reservatório para diferentes modelos constitutivos.....	63
Gráfico 3: Influência da depleção na Tensão de Mises atuante no revestimento com coef. de atrito = 0,6	71
Gráfico 4: Subsidência da superfície para diferentes depleções com coef. de atrito = 0,6.....	73
Gráfico 5: Compactação do reservatório para diferentes depleções com coef. de atrito = 0,6	74
Gráfico 6: Influência do coeficiente de atrito na tensão de vonMises atuante no revestimento para simulação sem depleção	75
Gráfico 7: Influência do coeficiente de atrito na tensão de vonMises atuante no revestimento para depleção de 30MPa	76
Gráfico 8: Influência do coeficiente de atrito na tensão de vonMises atuante no revestimento para depleção de 100MPa	77
Gráfico 9: Diagrama de Pareto para Tensão de Mises no reservatório A.....	82
Gráfico 10: Diagrama de Pareto para Tensão de Mises no reservatório B	83
Gráfico 11: Diagrama de Pareto para Tensão de Mises no reservatório C.....	83
Gráfico 12: Superfície de resposta do Reservatório A para a Tensão de Mises	86
Gráfico 13: Superfície de resposta do Reservatório B para a Tensão de Mises	87
Gráfico 14: Superfície de resposta do Reservatório C para a Tensão de Mises	88
Gráfico 15: Diagrama de Pareto para subsidência no reservatório A	89
Gráfico 16: Diagrama de Pareto para subsidência no reservatório B	90
Gráfico 17: Diagrama de Pareto para subsidência no reservatório C	90
Gráfico 18: Superfície de resposta do Reservatório A para a subsidência	93
Gráfico 19: Superfície de resposta do Reservatório B para a subsidência	94
Gráfico 20: Superfície de resposta do Reservatório C para a subsidência	95
Gráfico 21: Diagrama de Pareto para compactação no reservatório A.....	96
Gráfico 22: Diagrama de Pareto para compactação no reservatório B	97
Gráfico 23: Diagrama de Pareto para compactação no reservatório C	97
Gráfico 24: Superfície de resposta do Reservatório A para a compactação	100
Gráfico 25: Superfície de resposta do Reservatório B para a compactação	101
Gráfico 26: Superfície de resposta do Reservatório C para a compactação	102
Gráfico 27: Diagrama de Pareto para deslizamento no reservatório A	104
Gráfico 28: Diagrama de Pareto para deslizamento no reservatório B.....	104

Gráfico 29: Diagrama de Pareto para deslizamento no reservatório C.....	105
Gráfico 30: Superfície de resposta do Reservatório A para o deslizamento.....	107
Gráfico 31: Superfície de resposta do Reservatório B para o deslizamento.....	108
Gráfico 32: Superfície de resposta do Reservatório C para o deslizamento.....	109
Gráfico 33: Diagrama de Pareto para abertura no reservatório A	110
Gráfico 34: Diagrama de Pareto para abertura no reservatório B.....	111
Gráfico 35: Diagrama de Pareto para abertura no reservatório C.....	111
Gráfico 36: Superfície de resposta do Reservatório A para a abertura	114
Gráfico 37: Superfície de resposta do Reservatório B para a abertura.....	115
Gráfico 38: Superfície de resposta do Reservatório C para a abertura.....	116

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Subsidiência em diversos campos.....	19
Quadro 2: Coordenadas de cada cama litológica, da pasta de cimento e do revestimento no modelo A	60
Quadro 3: Dados das malhas geradas para os modelos A e B	70

FATORES DE CONVERSÃO DE UNIDADES PARA O SISTEMA INTERNACIONAL

3,28084	ft	=	1 m
39,3701	in	=	1 m
264,1721	gal	=	1 m ³
0,22481	lbf	=	1 N
0,14504	psi	=	1 kPa
0,010198	kgf/cm ²	=	1 kPa
1,175	lbf/gal	=	1 kN/m ³

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas as considerações iniciais do trabalho, sua motivação, seu escopo, seus objetivos e a organização do texto.

1.1 Considerações Iniciais

A sobrevivência e o desenvolvimento das sociedades, existentes atualmente, estão intimamente relacionados com a disponibilidade de fontes de energia. O consumo e a produção de todas as fontes de energia, exceto a energia nuclear, aumentaram no ano de 2013. O consumo mundial dos combustíveis fósseis, fonte que advém de transformações físico-químicas sofridas por materiais orgânicos, cresceu mais rapidamente que sua produção. Nos últimos onze anos, a produção mundial de petróleo aumentou 11,74%, enquanto o consumo cresceu 13,85%.

No Brasil, verificou-se o aumento do consumo de petróleo, cujos derivados constituem parcela importante da geração de energia. De 2003 a 2013, o crescimento do consumo brasileiro foi de 50,68%, como apontado no Apêndice A, enquanto a produção aumentou 36,56%, como apontado no Apêndice B. Tais dados evidenciam a necessidade de expansão da matriz energética e o aumento da produção de petróleo que atenda ao mercado brasileiro.

Atualmente, a maior parte das reservas de petróleo descobertas concentra-se em águas profundas. Para viabilizar a exploração do petróleo nestes ambientes que requerem grandes investimentos, pesquisas e estudos foram e são desenvolvidos com o intuito de servir como ferramenta de apoio nos processos de tomada de decisão, buscando reduzir os custos operacionais e os riscos oriundos deste processo.

O Plano Estratégico da Petrobras elaborado para o intervalo 2010-2014 estimou investimentos de aproximadamente US\$118,8bilhões nas áreas de exploração e produção (VILLELA, 2010).

O Plano de Negócios e Gestão da empresa para o período 2015-2019 indica investimentos da ordem de US\$ 108,6 bilhões na mesma área. Deste total, 82% estão destinados ao desenvolvimento da produção (MONTEIRO, 2015).

Os dados apresentados acima reforçam a importância do desenvolvimento de ferramentas e estudos que possibilitem a evolução do processo produtivo. Devido à grande quantidade de variáveis envolvidas nestes sistemas, a análise numérica surge como uma interessante alternativa, visto que possibilita, com menores custos, o estudo de como essas influenciam na eficácia e segurança dos procedimentos. Ademais, o estudo numérico possibilita detalhamento da complexa geometria dos poços e reservatórios.

Dentre os diversos fenômenos observados ao longo da cadeia produtiva da indústria petrolífera, podemos citar a depleção, que é a queda da pressão do reservatório, além de suas possíveis causas e consequências, como um fenômeno de destaque e que merece melhor análise.

A extração de fluidos, por exemplo, reduz a poropressão do reservatório, podendo levar à compactação das rochas e consequente subsidência da superfície, devido ao aumento das tensões efetivas. Assim, o melhor entendimento dos parâmetros envolvidos neste processo e os que decorrem dele podem possibilitar o progresso na área.

1.2 Motivação

O trajeto do petróleo, desde a pesquisa para sua descoberta até sua chegada a uma refinaria é composto por muitas etapas, dentre as quais podemos destacar a de extração e produção, que movimenta vultosos recursos econômicos.

Os custos de perfuração de um poço exploratório marítimo são da ordem de US\$ 50 milhões e, caso ocorram problemas operacionais, estes custos podem ser até triplicados. Com base nisso, fica evidente a importância de estudos que ajudem a prever o comportamento do conjunto reservatório-poço ao longo da vida útil dos mesmos (POIATE JR., 2012).

Em convergência com o aumento do consumo mundial de petróleo, dada a sua importância na matriz energética mundial, a necessidade de aumento da produtividade do processo , atrelado à segurança do mesmo, fomentaram estudos relacionados aos reservatórios de hidrocarbonetos.

A engenharia de reservatórios de petróleo é interdisciplinar, pois se baseia em teorias oriundas de diferentes ramos da ciência, tais como: geologia,fluidos,

termodinâmica e geomecânica. Pizzol (2014) indica que a procura por novos campos e o desenvolvimento de tecnologias para maximizar a produção impulsionaram as pesquisas nas três primeiras áreas citadas anteriormente. Entretanto, na área da geomecânica, os avanços nas últimas décadas foram pouco significativos quando comparados com as demais áreas. Porém, com o aumento da produção dos campos, surgiram alguns problemas que geraram a necessidade de expandir pesquisas nessa área, como: perda de poços por colapso ou cisalhamento de revestimentos, subsidênciça causada pela compactação do reservatório acarretando sérios danos em plataformas, alagamentos em regiões costeiras devido à subsidênciça, ativação de falhas, exsudações de petróleo no leito marinho etc. Assim, essa percepção sobre a importância do investimento na geomecânica possibilitou soluções para reduzir os efeitos indesejados.

Com o intuito de analisar fenômenos geomecânicos, os estudiosos se basearam, inicialmente, na teoria da consolidação de solos enunciada por Terzaghi (1923), que analisou a sedimentação de uma coluna de solo saturado com fluido exposta a uma carga constante e impedida de se deslocar lateralmente, provocando deformação unidimensional. Nesta pesquisa foi introduzido o princípio da tensão efetiva, que considera a existência da poropressão. Com o passar do tempo, tal teoria foi sendo reformulada. Biot (1941), Geerstma (1966) e Rice e Cleary (1976) foram alguns dos autores que alteraram a teoria proposta por Terzaghi até chegar à teoria da poroelasticidade, que é a base matemática atual na análise geomecânica de reservatórios (PIZZOL, 2014).

Reservatórios de petróleo enfrentam processo semelhante ao evidenciado por Terzaghi, visto que, durante a extração ou injeção de fluidos, o mesmo sofre uma alteração na pressão de poros e, consequentemente, a formação rochosa sofre deformações.

Além da necessidade de resolução dos problemas oriundos do aumento da produção, é importante ressaltar que a evolução na área da geomecânica está ligada ao desenvolvimento dos computadores e de sua capacidade de processar dados. Atualmente, a simulação numérica é a principal ferramenta utilizada pelos engenheiros para estudar os fenômenos físicos e fundamentar suas decisões e ações. Os métodos numéricos, responsáveis por transformar o conjunto de equações diferenciais que descrevem o fenômeno físico em um conjunto de equações algébricas

que podem ser resolvidas numericamente, são a base da simulação numérica (PIZZOL, 2014).

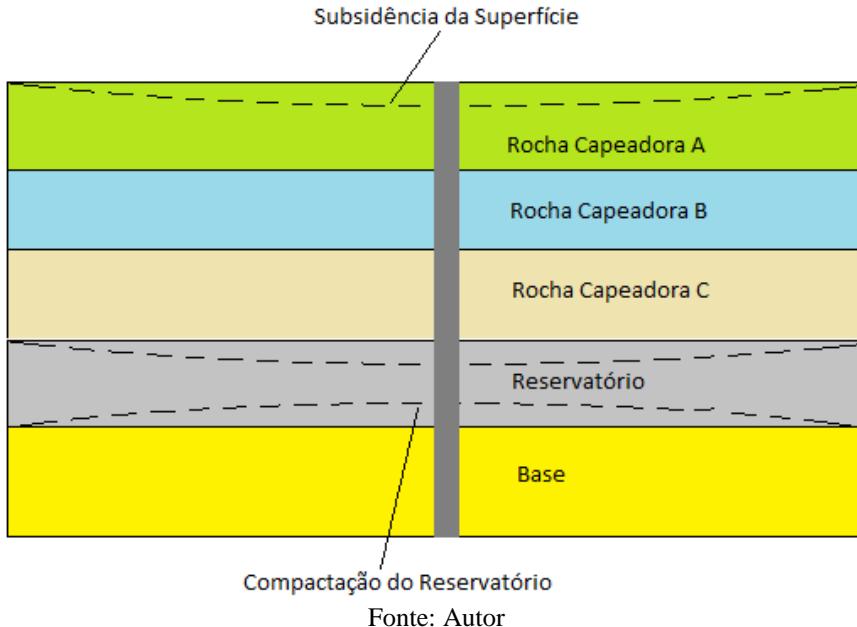
Simuladores de reservatórios são utilizados para modelar uma grande diversidade de eventos, com o objetivo de realizar previsões de produção, assim como auxiliar na elaboração do plano de desenvolvimento para o campo. A elaboração deste plano considera o estabelecimento de limites de produção/injeção, realizando ajustes no histórico de produção, visando aumentar o fator de recuperação de petróleo e auxiliar na tomada de decisões, permitindo reduzir custos ou evitar prejuízos futuros, contribuindo para aumentar o valor presente líquido do projeto (NAVEIRA, 2008).

Entre os diversos eventos que podem ser analisados através dos simuladores numéricos, destacamos o fenômeno da depleção e a consequente compactação do reservatório e subsidência do terreno onde o mesmo está localizado, além da influência destes na distribuição de tensões e deformações no conjunto maciço rochoso – pasta de cimento – revestimento, decorrentes da extração de hidrocarbonetos.

A compactação é o deslocamento vertical que ocorre no reservatório. Tal fenômeno, que pode estar associado à extração de petróleo e gás, é o causador da subsidência, que é a manifestação deste deslocamento na superfície, como pode ser observado na Figura 1 (SETTARI, 2002). A previsão da compactação de um reservatório antes do início da produção, que no passado não era realizado, pois se dava basicamente após o surgimento da subsidência ou graças a problemas operacionais, passou a ser estudada vista a influência deste fenômeno no funcionamento adequado do sistema produtivo.

Existem inúmeras ocorrências de impactos originados pelo efeito geomecânico decorrente da produção ou injeção nos reservatórios. A subsidência do fundo do mar no campo Ekofisk, a compactação do campo de Valhall no Mar do Norte, a subsidência que ocorreu ao longo de uma vasta área no porto de Long Beach Harbor na California e nas Lagunillas na Venezuela são alguns exemplos bem conhecidos.

Figura 1: Subsidência da superfície e compactação do reservatório



Rhett e Teufel (1992), Rustein, Teufel e Rhett (1996) e Style (1999) expuseram a importância da consideração dos efeitos geomecânicos no estudo dos reservatórios. No presente trabalho foram estudados o comportamento mecânico do sistema revestimento - pasta cimentícia – maciço rochoso submetidas às tensões e deslocamentos decorrentes da compactação do reservatório e da subsidência da superfície, devido à produção de hidrocarbonetos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Com o objetivo de contribuir para a otimização do uso dos recursos materiais e financeiros empregados, este trabalho visa obter uma melhor compreensão de parte do processo exploratório através da análise da influência da depleção de reservatórios e do coeficiente de atrito entre o maciço rochoso e a pasta cimentícia no comportamento mecânico do sistema revestimento – pasta cimentícia – maciço rochoso, de poços de petróleo, quando submetidos às solicitações mecânico-estáticas locais, utilizando o simulador de elementos finitos ABAQUS.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Avaliar o critério de escoamento/falha de Mises no revestimento;
- Determinar a compactação do reservatório e a subsidênci da superfície;
- Contemplar os aspectos ligados à aderência entre os elementos do maciço rochosa e pasta cimentícia (modo I - abertura e modo II - cisalhamento);
- Analisar, estatisticamente, a influência dos parâmetros que calibram o modelo.

1.4 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está estruturada em oito capítulos, conforme descrito a seguir:

- O primeiro capítulo contém uma introdução sobre o trabalho, no qual se apresenta sua motivação e seus objetivos;
- O segundo capítulo apresenta a revisão da literatura sobre os fenômenos físicos que serão estudados, suas aplicações, locais de ocorrência, além de aspectos importantes nos projetos de poços de petróleo, como fluidos de perfuração, pastas de cimentação e colunas de revestimento. Neste capítulo também é apresentado o histórico de estudos na área;
- O terceiro capítulo expõe os conceitos necessários ao entendimento da análise estatística realizada neste estudo, priorizando a explanação sobre delineamento composto central rotacional e superfícies de respostas;
- O quarto capítulo descreve algumas formulações analíticas realizadas com o intuito de embasar a construção do modelo numérico;
- O quinto capítulo descreve as modelagens numéricas que foram realizadas;
- O sexto capítulo é dedicado à apresentação e à discussão dos resultados;
- O sétimo capítulo apresenta as conclusões da dissertação e as recomendações para futuros trabalhos.
- Nos capítulos oito e nove são listados a bibliografia e os anexos deste trabalho.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Para melhor entendimento do assunto proposto foi realizada uma abordagem inicial com a exposição geral sobre o processo de extração de petróleo. A seguir são tratados tópicos referentes aos principais estudos desenvolvidos, tanto na área de mecânica das rochas, quanto na área de mecânica computacional aplicada ao estudo dos fenômenos da depleção, compactação e subsidência.

Ademais, aspectos importantes como os conceitos de tensão total, tensão efetiva, fluido penetrante e não penetrante e exposição de casos reais onde foram verificados os fenômenos estudados serão abordados.

2.1 O processo simplificado de extração de petróleo

Planejamentos aprimorados que majorem a probabilidade de sucesso da operação, com redução dos custos e eventuais riscos e falhas, correspondem à etapa inicial do processo de extração de petróleo. São definidos os parâmetros de perfuração, além das tecnologias que serão utilizadas, com o objetivo de alcançar um bom desempenho. É importante ressaltar que, durante as etapas seguintes do processo, muitos parâmetros são medidos de forma contínua, objetivando verificar se o planejamento realizado está coerente com a realidade enfrentada. Assim, modificações, caso sejam necessárias, podem ser realizadas visando melhorar a eficiência do processo de extração.

Após o planejamento, inicia-se a etapa de perfuração, atividade complexa e dispendiosa que envolve vários profissionais desempenhando atividades especializadas. Existem basicamente dois tipos de métodos de perfuração (ROCHA e AZEVEDO, 2007):

- Método percussivo, onde a perfuração é feita através de golpes contra a rocha, os quais causam sua fragmentação por esmagamento;
- Método rotativo, onde a perfuração é realizada através de movimento de rotação de uma coluna de perfuração que possui em sua extremidade uma broca. O peso sobre a broca é resultante da própria coluna de perfuração e da instalação de tubos pesados chamados

drillcollars. A rotação da broca pode vir do giro da coluna de perfuração, seja utilizando uma mesa rotativa ou um equipamento chamado top drive. Pode-se também girar apenas a broca através de um equipamento chamado motor de fundo. O efeito combinado do peso sobre a broca e de sua rotação causa a fragmentação da formação rochosa. O método percussivo foi o primeiro utilizado para realizar este processo. Mas, a partir de 1900, quando da perfuração do primeiro poço rotativo, este método passou, gradativamente, a ser o padrão nas indústrias, sendo utilizado nas perfurações atuais. (ROCHA E AZEVEDO, 2007)

Figura 2: Método Rotativo – Coluna de Perfuração (BHA)



Fonte: MANSANO (2004)h

A perfuração de poços de petróleo pode ser feita segundo orientações distintas. A primeira tem o eixo do poço na mesma direção da tensão vertical. Nesse caso, tem-se o poço vertical, que será o modelo estudado ao longo deste trabalho. A segunda apresenta a direção do poço perpendicular à direção da tensão vertical. Tem-se então o poço horizontal. E a terceira tem o eixo do poço segundo uma direção qualquer não coincidente com a direção das tensões vertical e horizontal, sendo perfurado o poço inclinado (CARDOSO, 1999).

Ao longo desta fase é importante a constante remoção dos fragmentos resultantes da operação (cascalhos), assim como o resfriamento e lubrificação da broca. Com o intuito de realizar essas atividades, utiliza-se o fluido de perfuração, comumente chamado de lama, que ainda atuará exercendo pressão hidrostática nas paredes do poço, evitando, assim, seu colapso e o influxo de outros fluidos. O fluido de perfuração é injetado no interior da coluna de perfuração e retorna à superfície através do espaço anular existente entre a coluna e a formação rochosa. Como os poços não são perfurados de uma única vez, ou seja, a etapa de perfuração é realizada em diversas fases, é essencial a determinação das características geológicas e profundidade de cada camada perfurada, visto que a lama deve possuir características que atendam as necessidades de cada fase. Quando se atinge a profundidade desejada em cada etapa, o poço se encontra totalmente preenchido com o fluido de perfuração, tanto no que se refere ao interior da coluna, quanto ao espaço anular anteriormente citado. (ALBUQUERQUE e LEAL, 2009).

No desenvolvimento deste trabalho, simplificamos a análise da pressão hidrostática do fluido de perfuração sobre as paredes do revestimento através da consideração de que foi utilizado apenas um tipo de lama ao longo de todo o processo. Ainda assim, fez-se a análise em cada uma das etapas da injeção do fluido, quando o mesmo encontra-se apenas no espaço anelar, quando está localizado no espaço anelar e no interior do tubo e quando preenche apenas o interior do tubo. Esta última ocorre após a etapa de cimentação, descrita a seguir, a qual expulsa a lama do espaço anelar.

Com o intuito de iniciar a produção ou continuar a etapa de perfuração, realiza-se a cobertura da parede do poço com uma pasta de cimento, cuja principal função é o isolamento hidráulico. Este processo, conhecido como cimentação primária, inicia-se com a remoção da coluna de perfuração, que se mantém estável graças à pressão exercida pelo fluido de perfuração, e continua com a inserção da coluna de revestimento (THOMAS, 2004). Posteriormente, o tampão de fundo, acessório que contém uma membrana fina de baixa resistência em sua parte central, é lançado na coluna de revestimento. Fluidos intermediários, também chamados colchões lavadores e espaçadores, são injetados no poço. Os primeiros têm a função de remover o fluido de perfuração e melhorar a aderência cimento-formação e cimento-revestimento (CAMPOS, 2001). Os segundos procuram minimizar o contato entre os fluidos principais, evitando a contaminação da pasta de cimento. Após os

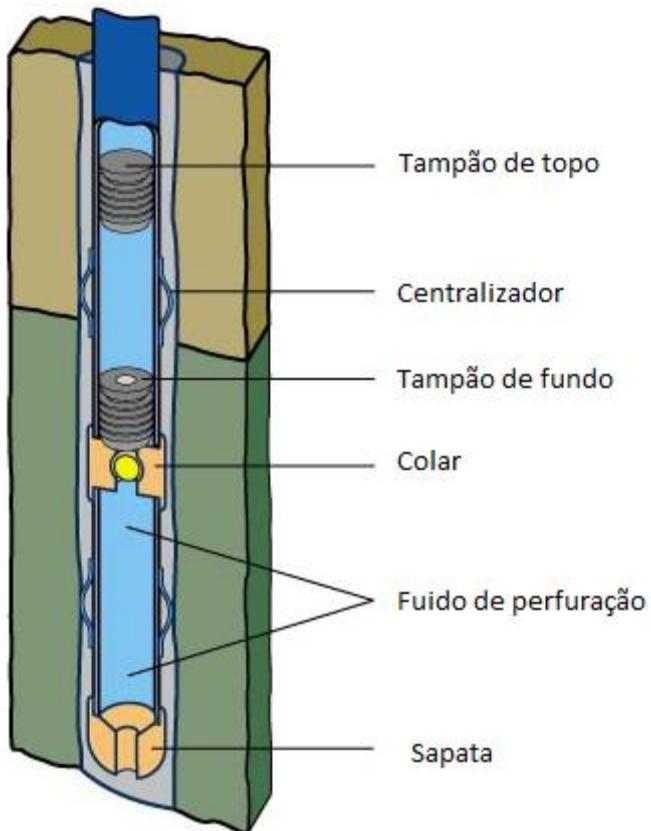
colchões lavadores e espaçadores, a pasta de cimento é bombeada e, uma vez atingido o volume desejado, o tampão de topo, formado por uma borracha rígida, é lançado.

Da mesma forma que os fluidos de perfuração, a pasta cimentícia precisa ter propriedades bem definidas e controladas, adequando-se aos variados tipos de revestimento e formações. Com a movimentação da pasta, os colchões lavadores e espaçadores empurram o tampão de fundo até encontrar o colar flutuante, peça encontrada no final da coluna de revestimento. Neste momento, ocorre o rompimento da membrana e consequente passagem dos fluidos intermediários, seguidos pela pasta de cimento, que atravessam a sapata e seguem para o espaço anular. Esta etapa é finalizada no momento que o tampão de topo encontra o tampão de fundo. Nesta fase, a pasta cimentícia localiza-se na coluna de revestimento apenas abaixo do colar flutuante e preenche todo o espaço anular. No restante da coluna, encontramos apenas o fluido de perfuração. Após a hidratação do cimento e posterior endurecimento da pasta, uma coluna com broca é inserida para cortar as partes internas dos acessórios e condicionar o revestimento do poço. Havendo prosseguimento da perfuração, a pasta de cimento residual entre o colar e a sapata também é perfurada (ALBUQUERQUE e LEAL, 2009).

Erros ao longo do processo de cimentação podem prejudicar a estanqueidade hidráulica e a estabilidade estrutural do poço, majorando os riscos de problemas ambientais e prejuízos econômicos. Entre eles, podemos citar a má aderência da pasta de cimento à formação rochosa ou à coluna de revestimento, ocasionada, possivelmente, pela escolha indevida das características dos fluidos de perfuração ou da pasta, além da contaminação destas. Importante salientar que, quando a cimentação primária não atinge seus objetivos, é realizada uma segunda cimentação, com o intuito de realizar correções na primeira. A figura 3, abaixo, ilustra o processo de cimentação primária.

A etapa seguinte do processo produtivo é o canhoneio, na qual um canhão especial desce pelo interior do revestimento e, acionado da superfície, provoca perfurações no aço e no cimento, abrindo furos nas zonas portadoras de óleo ou gás, permitindo o escoamento desses fluidos para o interior do poço. Posteriormente, outra tubulação, denominada coluna de produção, a qual possui diâmetro menor que o tubo de revestimento, é introduzida no poço para transportar os fluidos até a superfície. Com o intuito de controlar a produção, instala-se na boca do poço um conjunto de válvulas conhecido como árvore-de-natal.

Figura 3: Alguns componentes utilizados no processo de cimentação primária



Fonte: SCHLUMBERGER (2009)

Com o passar do tempo, alguns estímulos externos são utilizados para extração do petróleo. Esses estímulos podem, por exemplo, ser injeção de gás ou de água, ou dos dois simultaneamente, e são denominados recuperação secundária. Dependendo do tipo de petróleo, da profundidade e do tipo de rocha-reservatório, pode-se ainda injetar gás carbônico, vapor, soda cáustica, polímeros e vários outros produtos, visando sempre aumentar a recuperação de petróleo.

2.2 Histórico da Poroelasticidade

Qualquer tipo de exploração executada em rocha produz uma redistribuição das tensões pré-existentes, quer seja a abertura de túneis, as escavações mineiras ou a produção de hidrocarbonetos. Durante a etapa de produção, a pressão do fluido que preenche os poros da rocha, interage com o campo de tensões, contribuindo de modo significativo sobre o comportamento mecânico.

Poroelasticidade é uma teoria desenvolvida para a análise dos meios porosos que consistem em uma matriz elástica que contém poros interconectados e saturados de fluidos.

O primeiro estudo do comportamento de meios porosos saturados sob ação de carregamentos externos foi realizado por Terzaghi (1923), e tratou do problema de consolidação unidimensional considerando um meio compreensível isotrópico, homogêneo, que se comportava elasticamente e com fluxo obedecendo à lei de Darcy.

Posteriormente, Biot (1941) expandiu o estudo realizado por Terzaghi para o caso tridimensional acoplado e considerou em sua análise a compressibilidade dos constituintes do meio poroso (CARDOSO, 1999). O modelo proposto pelo belga é largamente utilizado no estudo da compactação de solos da Engenharia Civil e leva os seguintes pressupostos em consideração:

- Material isotrópico e homogêneo,
- Reversibilidade na relação tensão-deformação,
- Relação tensão-deformação linear,
- Condição de pequenas deformações,
- Líquido incompressível,

Geertsma, em 1957, obteve as compressibilidades de um meio poroso saturado e compressível composto basicamente de rocha e fluido, e as comparou com coeficientes poro-elásticos definidos por Biot (1941) com o objetivo de validá-los. (CARDOSO, 1999)

Dois fenômenos estão na base do comportamento poro-elástico: o primeiro é que um aumento da pressão de poros induz uma dilatação da rocha e o segundo é que a compressão da rocha provoca o aumento da pressão de poros, caso o fluido seja impedido de escapar pela rede de poros.

Para estudos de ordem prática da teoria da poroelasticidade, era imprescindível a solução numérica de suas equações, e esta foi desenvolvida, inicialmente, por Sandhu e Wilson (1969), utilizando o Método dos Elementos Finitos (MEF). Subsequentemente, Cleary e Rice (1976) reelaboraram as equações da poroelasticidade em função de novas constantes.

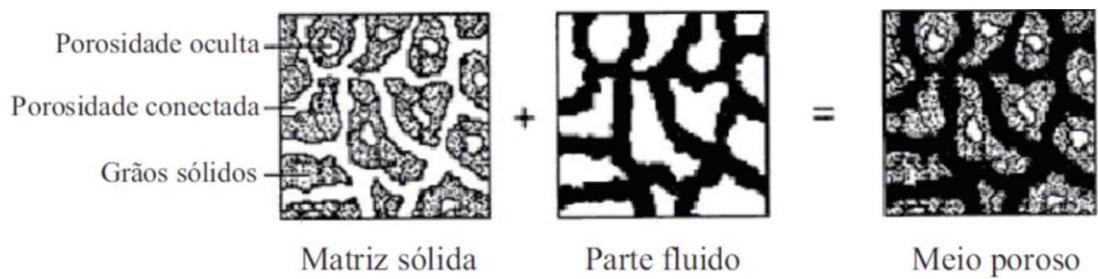
A compactação e a subsidência devido à depleção da pressão de poros, além da variação do estado de tensões no maciço rochoso e áreas próximas, são processos complexos. Sua análise requer a consideração dos efeitos de fluxo de fluido e a deformação da rocha reservatório. Entretanto, nas análises realizadas neste estudo, assumimos certas simplificações e negligenciamos o efeito do acoplamento entre o fluxo de fluido e a deformação, deixando de considerar o efeito do acréscimo de pressão de poro gerado pela compactação, subsidência e arqueamento.

As análises numéricas realizadas ao longo deste estudo foram mecânicas e foi suposto que o comportamento dos materiais seria elástico para o reservatório. Entretanto, o modelo numérico foi calibrado com parâmetros poro-elásticos, tais como *bulk modulus of grains*, *bulk modulus of rock frame*, coeficiente de Biot, permeabilidade e porosidade, com o intuito de simular a depleção do reservatório devido à produção de hidrocarbonetos e seus efeitos sem, entretanto, realizar uma análise hidro-mecânica acoplada, que, se fosse utilizada, simularia, de fato, o fluxo dos hidrocarbonetos do reservatório para o poço.

2.3 Tensões totais, efetivas e poro pressão

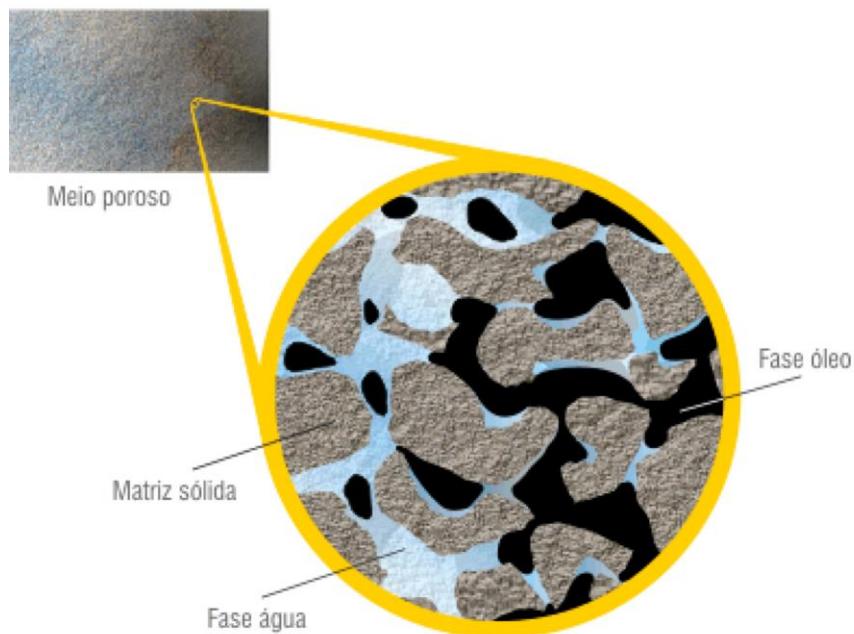
Os meios porosos são compostos de um esqueleto mineral e de vazios. As figuras 4 e 5 apresentam esta estrutura, que pode ser utilizada para explicar as tensões atuantes na rocha.

Figura 4: Representação esquemática da rocha reservatório



Fonte: CHARLEZ (1995)

Figura 5: Representação esquemática de rocha reservatório ampliada



Fonte: http://www.sinmec.ufsc.br/site/publicacoes.php?id_categoria=1

Terzaghi, em 1923, afirmou que a tensão total atuante na rocha é igual à soma da tensão efetiva, que é aquela que atua exclusivamente no esqueleto mineral, com a poropressão, que é aquela que o fluido exerce no interior dos poros dos elementos porosos como os solos e as rochas. Assim, quando uma carga é aplicada sobre um meio poroso, parte desta é suportada pelo fluido, contido nos poros, e parte pela matriz sólida. Terzaghi (1923) enunciou:

$$\sigma = \sigma' + P \quad (1)$$

Onde:

σ = Tensão total

σ' = Tensão efetiva

P = Poropressão

Segundo Biot (1941), a pressão de poros poderia também afetar a deformação das rochas e, desta forma, a tensão total seria resultado da tensão efetiva mais parte da pressão de poros.

Assim, outro parâmetro poro-elástico, o coeficiente de Biot, α , foi introduzido na equação proposta por Terzaghi, conforme a equação:

$$\sigma = \sigma' + \alpha P \quad (2)$$

Onde Biot é definido como:

$$\alpha = 1 - \frac{C_s}{C_d} \quad (3)$$

C_s e C_d são as compressibilidades do grão da rocha e da rocha (formada pelos grãos e poros, também denominada compressibilidade da formação ou *bulk*), respectivamente. As compressibilidades podem ser definidas como o inverso de seus módulos compressionais, ou seja:

$$K_s = \frac{1}{C_s} \quad (4)$$

$$K_d = \frac{1}{C_d} \quad (5)$$

O *Bulk Modulus* (K) ou Módulo Compressional de um material representa a sua resistência a um esforço uniforme de compressão. É definido como o aumento da pressão necessário para provocar um decréscimo no volume do material.

Finalmente, o coeficiente de Biot pode ser definido como:

$$\alpha = 1 - K_d / K_s \quad (6)$$

Onde:

K_d = *Compressional Bulk Modulus of empty rock frame* ou Módulo de Deformação Volumétrica do esqueleto poroso.

K_s = *Compressional Bulk Modulus of rock grains* ou Módulo de Deformação Volumétrica do Constituinte Sólido do meio poroso.

O coeficiente de Biot corrige as parcelas do carregamento externo suportadas pelo fluido e pelo esqueleto rochoso. Este parâmetro não pode ser maior do que um, visto que o volume de fluido ganho ou perdido pela amostra não pode ser maior que a variação total do volume da amostra.

2.4 Reservatórios de Hidrocarbonetos

Reservatórios de hidrocarbonetos são sistemas dinâmicos que estão constantemente mudando durante a história da produção (AZEVEDO, 2005). Entendendo o princípio das tensões efetivas, a física envolvida durante a produção de um reservatório pode ser compreendida. Antes do início da produção, o reservatório encontra-se em equilíbrio de tensões, onde o peso das camadas rochosas acima do mesmo é suportado pelo esqueleto sólido e pelo fluido existente nos poros.

Com o início da produção, caracterizada pela saída de fluido do reservatório, a pressão de poros reduz, e parte do carregamento, que era sustentada por esta, é transferido para a matriz sólida, ocasionando o aumento da tensão efetiva e, consequentemente, a compactação da rocha. Essa compactação reduz o espaço poroso da formação. Além disso, a compactação gerada no reservatório pode ocasionar a subsidência da superfície. Assim, podemos concluir que a compactação é a resposta geomecânica da rocha reservatório à redução de pressão do fluido devido ao início da fase de produção de hidrocarbonetos.

Para a indústria petrolífera, as propriedades geológicas de um reservatório estão diretamente ligadas à lucratividade que a exploração do mesmo pode proporcionar. Do ponto de vista econômico, este é considerado de boa produtividade, se possuir, além de uma grande quantidade de óleo, condições ótimas de recuperação dos fluidos. (AZEVEDO, 2005)

Uma adequada gestão da produtividade do reservatório deve analisar as condições de contorno atuantes neste e nas suas proximidades ao longo do tempo, pois o processo exploratório é multifásico e as tensões, deformações, deslocamentos e características geológicas do sistema estão sujeitas a constantes alterações.

2.5 Compactação

A princípio, a rocha matriz do reservatório e a pressão de poro estão em equilíbrio, situação que é alterada quando se inicia a etapa de produção de hidrocarbonetos. As variações do volume de fluido no interior dos poros implicam uma nova distribuição de pressão de poro, ocasionando alterações nas tensões existentes no reservatório e na vizinhança.

Esse fenômeno faz com que a sobrecarga das camadas litológicas localizadas acima do reservatório passe a ser suportada em maior parcela pelo esqueleto rochoso, provocando alterações na tensão efetiva. Quando ocorre a redução do volume de fluido no interior do reservatório, caracterizado pela produção de hidrocarbonetos, a tensão efetiva aumenta e é acompanhada por deformações, inicialmente dentro do regime elástico. A contínua diminuição da pressão de poro e aumento da tensão efetiva pode exceder o limite elástico da matriz do reservatório e a formação pode passar a apresentar um comportamento plástico, ocasionando diminuições irreversíveis no volume poroso e na permeabilidade do campo (NAVEIRA, 2008). Nas análises realizadas ao longo deste estudo foi considerado que as rochas não excederiam o limite elástico.

Podemos afirmar que a magnitude do fenômeno da compactação em uma região do reservatório está ligada a diversos fatores, principalmente: decréscimo de poropressão, porosidade, espessura do reservatório, características das rochas que formam o reservatório e das camadas próximas ao mesmo.

2.6 Subsidência

Em geologia, subsidência refere-se ao movimento de uma superfície à medida que ela se desloca para baixo relativamente a um nível de referência. Tal fenômeno tem ocorrido em diversas localidades devido à extração de água, petróleo ou gás do subsolo. Os processos, em geral, são lentos e ficam na ordem de poucos centímetros por ano.

O efeito da compactação do reservatório, dependendo das características das camadas rochosas que o circundam, pode ser transmitido para a superfície, ocasionando o rebaixamento do fundo do mar. Assim, para analisar corretamente a transmissão de tensões e o aparecimento de deformações durante a fase de produção é

necessário considerar a rocha reservatório como também as rochas que lhe são adjacentes, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6: Esquema simplificado das camadas rochosas



Fonte: Adaptado de NAVEIRA (2008)

A formação superior, localizada acima do reservatório e abaixo do leito marinho, pode transmitir a compactação do reservatório dependendo de sua geometria, espessura, rigidez e assim ocasionar a subsidência. As rochas dispostas lateralmente ao reservatório influenciam significativamente a trajetória de tensões e o nível de compactação no reservatório. No caso de rochas laterais resistentes, parte da carga total das rochas superiores é transferida para as rochas laterais, gerando um efeito de arqueamento, devido a não distribuição uniforme da tensão vertical sobre o reservatório. A formação inferior também influencia no processo de compactação e subsidência, visto que ela também suporta as rochas laterais. Ou seja, rochas inferiores resistentes permitem um maior arqueamento do que uma menos rígida (NAVEIRA, 2008). O quadro 1 apresenta a subsidência observada em diversos campos.

Quadro 1: Subsidência em diversos campos

Localidade	Tempo de monitoramento	Subsidência	Fonte
Porto Corsini, Itália	1970-1993 (23 anos)	0,37 m*	Bitelli et al (2000)
Bologna, Itália	1983 – 1992 (9 anos)	0,77 m*	Bitelli et al (2000)
Vale San Joaquim, Califórnia, Estados Unidos	- 1969	8,80 m	Larson et al (2001)
Waikato, Nova Zelândia	1952 – 1997 (45 anos)	14,00 m	Allis (2000)
Hanoi Vietnam	1989 – 1995 (6 anos)	0,30 m	Thu e Fredlund (2000)
Vale Antelope, Califórnia, Estados Unidos	1926 – 1992 (66 anos)	1,83 m	Sneed e Galloway (2000)
Campo Wilmington, Califórnia, Estados Unidos	1940 -	8,84 m	Phillips et al (1996)
Vale Las Vegas, Nevada, Estados Unidos	1935 – 1992 (57 anos)	2,00 m	Bell (1997)
Eloy, Arizona, Estados Unidos	-	4,57 m	Leake (1997)
Oeste de Phoenix, Arizona, Estados Unidos	-	5,49 m	Leake (1997)
Tucson, Arizona, Estados Unidos	-	0,30 m*	Leake (1997)
Albuquerque, Novo México, Estados Unidos	-	0,30 m	Leake (1997)
Bacia Mimbres, Novo México, Estados Unidos	-	0,61 m	Leake (1997)
Lancaster, Califórnia, Estados Unidos	-	1,83 m	Leake (1997)
Sudoeste de Mendota, Califórnia, Estados Unidos	-	8,84 m	Leake (1997)
Davis, Califórnia, Estados Unidos	-	1,22 m	Leake (1997)
Vale Santa Clara, Califórnia, Estados Unidos	-	3,66 m	Leake (1997)
Ventura, Califórnia, Estados Unidos	-	0,61 m	Leake (1997)
El Paso, Texas, Estados Unidos	-	0,30 m	Leake (1997)
Houston, Texas, Estados Unidos	-	2,74 m	Leake (1997)

Fonte: CABRAL e SANTOS (2001)

2.7 Impactos da Compactação

Primeiramente, podemos citar a modificação da estrutura geológica do campo como um impacto da compactação. Se o mesmo estiver sob o leito marinho, o rebaixamento do nível do solo devido à subsidência, principalmente no centro do reservatório, pode ocasionar danos nas linhas de produção e um eventual desastre ambiental. Se tivermos um campo terrestre, as edificações próximas ao mesmo podem sofrer problemas estruturais devido ao recalque do solo (NAGEL, 2001).

Além do impacto na superfície, a compactação e a subsidência podem afetar diretamente as tensões atuantes no revestimento e ocasionar sua deformação e/ou sua ruptura.

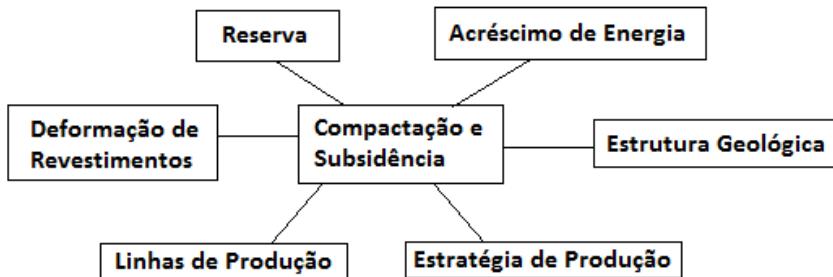
Dificuldades e problemas relacionados aos fenômenos da compactação e subsidência são comumente enfrentados em localidades cuja rocha reservatório possui formação com baixa rigidez e altamente compressíveis.

É importante ressaltar, entretanto, que os efeitos da compactação e subsidência podem gerar oportunidades. O processo de compactação, em particular, pode contribuir com um acréscimo da energia de recuperação do reservatório. O mecanismo de compactação provoca um aumento da tensão efetiva no esqueleto mineral e, em contrapartida, acarreta a compactação do espaço poroso. Tal efeito provoca o deslocamento dos fluidos do reservatório em direção aos poços produtores. No campo de Valhall, por exemplo, a compactação representou cerca de 50% da energia total do reservatório (ERTEKIN; ABOUT-KASSEN; KING, 2001)

Estimativas imprecisas dos efeitos deste mecanismo podem gerar grandes prejuízos, tanto econômico-financeiros como ambientais. Dessa forma, verifica-se a importância da análise da compactação e subsidência na definição da estratégia de produção do reservatório.

A figura 7 resume os impactos oriundos da compactação do reservatório.

Figura 7: Impactos oriundos da compactação



Fonte: Adaptado de NAGEL (2001)

2.8 Cenários de Compactação na Indústria do Petróleo

Wilmington (EUA), Valhall (Noruega), Ekofisk (Noruega), Belridge (EUA) e Shengli(China) são alguns, entre diversos campos, que reportaram problemas devido ao fenômeno da compactação.

2.8.1 Campo de Wilmington (EUA)

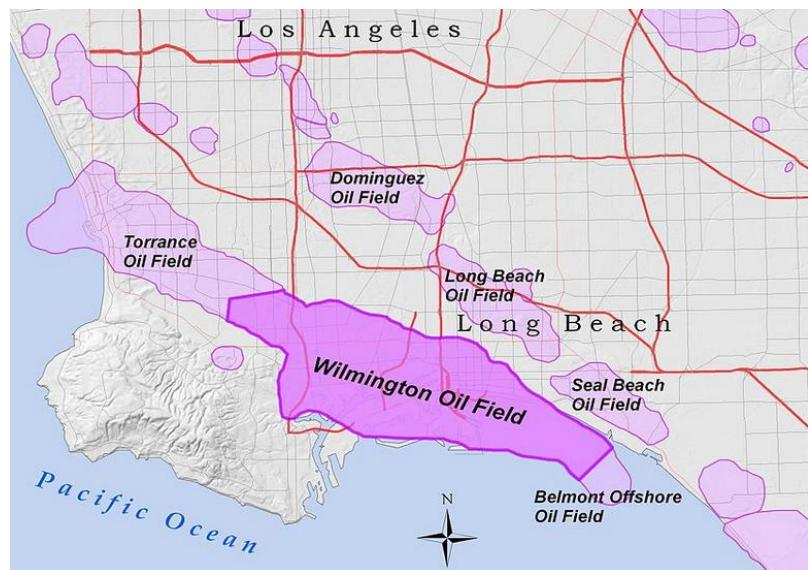
Descoberto em 1932, no Estado da Califórnia, é o terceiro maior campo nos Estados Unidos em termos de produção de óleo. Iniciou sua produção em 1936 e, quatro anos depois, teve subsidência detectada dentro do perímetro da praia Long Beach Naval, causando sérios danos ao estaleiro próximo e nas regiões ao redor da cidade.

Em 1958, observou-se uma taxa de subsidência de 38 cm/ano, e 10 anos depois, registrou-se que a subsidência total já era de aproximadamente 9 metros. Em 1970, estimou-se que os custos decorrentes dos problemas que ocorreram até aquele momento já excediam 100 milhões de dólares. (NAGEL, 2001)

Com o objetivo de combater o problema, a empresa THUMS Long Beach Company, que opera a parte sul do campo, assinou um acordo com a cidade de Long Beach no qual garantiu que manteria a injeção de água em 105% da produção para prevenir a subsidência. Esta medida foi satisfatória, visto que, em 1996, a taxa de subsidência era aproximadamente nula.

A figura 8 apresenta a localização e a dimensão do campo de Wilmington.

Figura 8: Localização do campo de Wilmington



Fonte: <https://www.google.com.br/search?q=Wilmingtonoilfield>

2.8.2 Campo de Valhall (Noruega)

Reservatório de alta porosidade descoberto em 1975, teve sua produção iniciada em 1982 e tem-se a expectativa que produza até 2050. Localizado a 190 km da costa, na parte central do Mar do Norte, e a aproximadamente 2400 metros de profundidade, o reservatório apresentou, em 1986, uma pressão que não condizia com as previsões realizadas, fato que indicou a presença de uma fonte adicional de energia. (RUDDY *et al.*, 1989)

No mesmo ano foi observada subsidência da superfície maior que 6m, o que indicava uma compactação significante do reservatório, que mais tarde foi calculado em aproximadamente 10m. Nos primeiros 20 anos de produção apresentou uma taxa de subsidência de 25 cm/ano e, a partir de 2003, passou a apresentar uma taxa de 11 cm/ano (KVERNSTROM, 2012). A figura 9 apresenta algumas plataformas localizadas no campo de Valhal.

Figura 9: Campo de Valhall



Fonte: <http://www.upstreamonline.com/live/1387159/BP-told-it-must-shut-down-Valhall-facility>

2.8.3 Campo de South Belridge (EUA)

Descoberto em 1911, está localizado na Califórnia, EUA, e, até o ano de 2008, havia produzido mais de 1,5 bilhões de barris de petróleo. Os reservatórios deste campo são compostos por arenito não consolidado, possuem espessura de 122 a 183 metros e estão em profundidades que variam de 121 a 2042 metros. (HANSE; PRATS; CHAN, 1993).

Na década de 80, operadores verificaram danos em alguns revestimentos do campo. Foi verificado que os danos nos poços estavam relacionados à depleção e

consequente compactação do reservatório e subsidênci da superfície. A deformação de revestimentos tornou-se um problema tão severo que de 15% a 20% dos revestimentos estavam sofrendo ruptura por ano. Grandes esforços para reduzir a taxa de compactação foram desenvolvidos para evitar a deformação de revestimentos, visando estender a vida útil do poço (PEREIRA, 2007). A figura 10 expõe a dimensão do campo de South Belridge.

Figura 10: Campo de South Belridge



Fonte: <http://www.ballardian.com/edward-burtynsky-oil-a-ballardian-interpretation>

2.8.4 Campo de Ekofisk

Possuindo área de aproximadamente 50km^2 , o campo de Ekofisk fica localizado no Mar do Norte. O reservatório, constituído de rochas carbonáticas, possui espessura de até 600m e está localizado a aproximadamente 2900m abaixo do leito marinho.

A produção teve início em 1971, e a subsidênci do leito marinho foi observada, pela primeira vez, em 1984, quando foi constatado um rebaixamento do leito marinho de aproximadamente 3m. Uma combinação de fatores tais como alta porosidade da rocha, grande área do campo, larga espessura do intervalo produtivo e declínio da pressão do reservatório influenciaram no desenvolvimento do fenômeno (NAGEL, 2001).

Com o intuito de manter a pressão no reservatório, diminuir a subsidênci e aumentar a taxa de produção de óleo, iniciou-se o processo de injeção de água em 1987. Após a implantação do sistema de injeção de água no campo, a depleção no

reservatório foi estagnada. Entretanto, a subsidência acumulada continuou aumentando e em 1998 acumulava um total de 7,8 m de subsidência. (NAVEIRA, 2008)

A contínua subsidência após o início do processo de injeção, além da coleta de dados do campo e estudos laboratoriais, indicou a existência do fenômeno de enfraquecimento da rocha pela água, que se tornou o principal mecanismo de compactação do campo. A taxa de subsidência de Ekofisk aumentou do início de 1990 de 25 cm/ano para um pico de 42 cm/ano em 1993. Com o início da injeção de água, esta diminuiu para 35 cm/ano, mas ao invés da taxa continuar declinando, esta teve um aumento para 38 cm/ano (STYLE *et al.*, 1999).

Após pesquisas e experimentos de laboratório, concluiu-se que a injeção de água em alguns reservatórios pode aumentar a compressibilidade da rocha graças à interação entre a água e a calcita, reduzindo a resistência mecânica da rocha e aumentando a compressão. (NAVEIRA, 2008)

A Figura 11 expõem fotografias da plataforma deste campo nos anos de 1978 e 1986 que deixam claro o processo de subsidência do leito marinho.

Figura 11: Subsidência no campo de Ekofisk



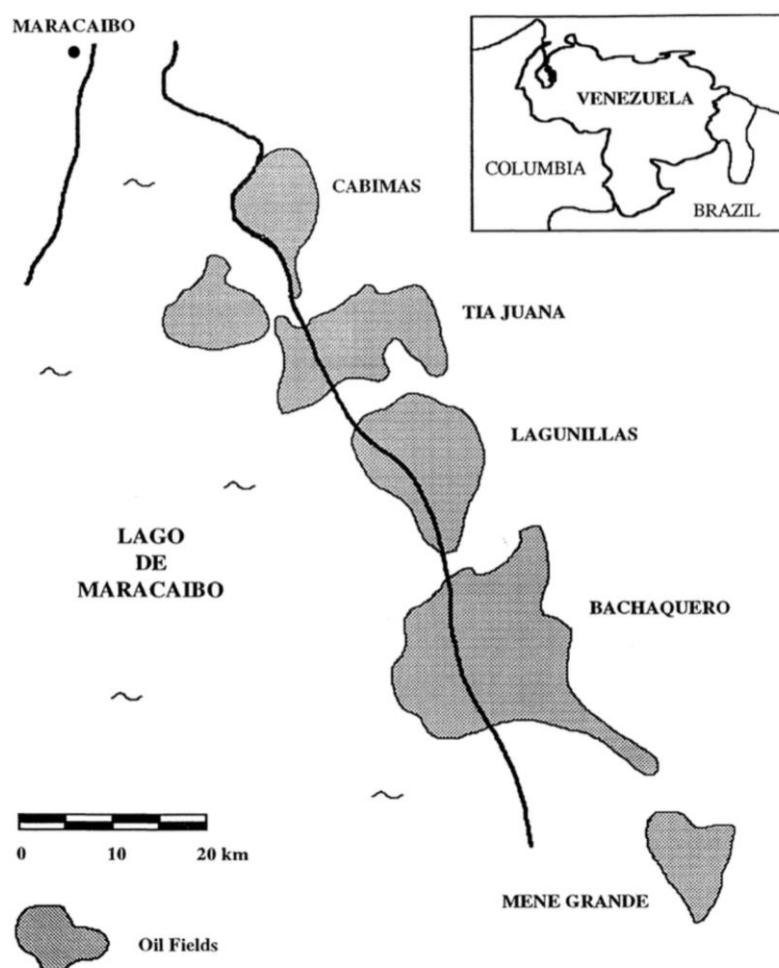
Fonte: NAGEL (2001)

2.8.5 Costa Bolívar

Costa Bolívar é uma região localizada na Venezuela, nas proximidades do Lago de Maracaibo, como apresentado na figura 12, que contém diversos campos de hidrocarbonetos e apresentou subsidência em três deles. Com um deslocamento

máximo da superfície de 4,3 m, aferido em 1978, algumas regiões foram inundadas e a vegetação ficou submersa em toda a extensão de campo. Também foram reportados danos em tubos e poços da área de produção de petróleo. Mesmo com as perdas relatadas, a produção de petróleo tem sido reforçada. Para evitar mais danos estruturais nas plataformas, a injeção de água no reservatório foi a solução encontrada, mantendo a pressão do fluido no interior dos reservatórios e prevenindo a subsidência. (WALFORD, 1995)

Figura 12:Localização de Costa Bolívar



Fonte: PUIG (1984)

2.9 Exemplos de modelagem de problemas relacionados ao tema estudado

Yudovich *et al.* (1988) apresentaram um modelo estatístico que correlaciona dados de falha nos revestimentos do campo de Ekofisk com os dados de produção e do reservatório. Utilizando uma função linear, o modelo estatístico foi criado para prever a probabilidade de falha em função da inclinação do poço e das deformações no reservatório.

Chia *et al.* (1989) utilizaram o ABAQUS para simular o comportamento do revestimento em um reservatório sujeito à compactação. O estudo indicou que as tensões axiais existentes no revestimento superavam a tensão de escoamento do mesmo, tornando-os propensos a falhas. Eles definiram a rigidez da formação como linear elástica e a do revestimento como elastoplástico. O modelo simulou a compactação do reservatório utilizando uma fase de fluxo de Darcy para dois casos: o deslizamento e não deslizamento. Chia et al (1989) também mostraram que o deslizamento poderia reduzir significativamente a tensão axial no revestimento. Os resultados mostraram também que os locais de máxima tensão de compressão axial e máxima deformação por compressão axial ocorrem na interface entre o reservatório com o *overburden* ou rocha capeadora superior e entre o reservatório e o *underburden* ou rocha capeadora inferior.

Fjaer *et al.* (1992) usaram um experimento de laboratório para calcular a quantidade de compactação em termos de tensão axial. Eles propuseram uma equação explicando a deformação axial, dadas as propriedades estáticas e sob pressão reduzida de rocha, que são o módulo de Young de elasticidade e o coeficiente de Poisson.

Cook e Jewell (1995) analisaram o campo de Valhal e chegaram a conclusão que a compactação do reservatório era responsável por 70% da recuperação da energia do mesmo, e a compressibilidade da rocha, que havia sido considerada da ordem de 3×10^{-6} 1/psi poderia ser maior que 1.5×10^{-4} 1/psi.

Bruno (2001) realizou um modelagem 3D para poço e reservatório, além de modelagem 2D geomecânica para determinar a quantidade de deformação do reservatório do campo de Belridge. O modelo de simulação geomecânica 2D foi usada para determinar as zonas de alta compactação. O modelo 3D do reservatório foi utilizado para entender como a deformação da formação rochosa atua no comportamento do revestimento.

Chin e Prevost (1996) utilizaram um modelo em elementos finitos 3D para demonstrar o efeito da compactação induzida pela injeção de água e sugeriram formas mais econômicas para projetos de injeção no Mar do Norte. Da mesma forma, Settari

(2002), introduziu o constante de Biot à formulação para explicar o efeito poroelástico na formação.

Ibekwe *et al.* (2003) aplicaram a formulação de Settari (2002) para um formação rochosa dura e introduziram uma outra formulação para rochas não duras (soft rocks). Utilizando estes modelos, Ibekwe *et al.* (2003) foram capazes de calcular a tensão em cada zona de reservatório e categorizá-las de acordo com a quantidade de compactação do reservatório.

3 ANÁLISE ESTATÍSTICA

A crescente busca pela otimização dos processos e a consequente redução dos custos financeiros e tempo envolvidos, além da melhora na produtividade, dentre outras fatores, faz com que profissionais, das mais diversas áreas, procurem, cada vez mais, aplicar técnicas sistemáticas de planejamento de experimentos.

A metodologia do planejamento fatorial, associada à análise de superfícies de respostas, é uma ferramenta fundamentada na teoria estatística, a qual fornece informações seguras sobre o processo (BOX et. al., 1978).

Embora esta metodologia tenha sido proposta por Box na década de 50, apenas após a década de 80 percebe-se um aumento significativo na sua utilização. Fato relacionado à evolução dos microcomputadores e a disponibilização de softwares estatísticos (IEMMA; RODRIGUES, 2009).

Seguem, abaixo, alguns conceitos imprescindíveis para o entendimento da análise estatística realizada.

3.1 Planejamento

O planejamento dos experimentos é essencial para que a determinação e análise da influência das variáveis sobre as respostas sejam confiáveis. Quantificar a influência das variáveis do sistema estudado, com o objetivo de obter informações sobre a robustez ou não das respostas desejadas, é de fundamental importância (COSTA, ALMEIDA; 2011). Através do planejamento de experimentos as variáveis podem ser analisadas simultaneamente e isso permite que verifiquemos e quantifiquemos efeitos sinérgicos e antagônicos.

Como variáveis respostas na análise do fenômeno da depleção, estudamos a compactação do reservatório, a subsidênci, os modos de abertura I e II entre às superfícies da formação rochosa e da pasta de cimento e as tensões atuantes no revestimento. Como fatores que influenciaram estas respostas, analisamos a variação da poropressão, o coeficiente de atrito entre a formação rochosa e a pasta cimentícia e o tipo de rocha reservatório.

3.2 Variáveis

Ao nível deste estudo dividiremos as variáveis, que são uma característica qualquer de interesse que associamos à população ou à amostra para ser estudada estatisticamente, em dois grupos: quantitativas ou qualitativas. Variáveis quantitativas são aquelas que descrevem quantidades e, portanto, seus possíveis valores são descritos por números. Variáveis qualitativas ou atributos são aquelas que descrevem qualidade. Sendo assim, não usamos números para descrevê-las. No decorrer deste estudo realizaremos análises que envolvem os dois tipos de variáveis citadas (IEMMA; RODRIGUES, 2009).

3.3 População alvo e Amostra

População alvo é o conjunto de elementos que queremos abranger em nosso estudo. São os elementos para os quais desejamos que as conclusões oriundas da pesquisa sejam válidas. Amostra, diferentemente, é o conjunto de elementos que queremos ou podemos abranger por questões de racionalidade física e que são passíveis de serem observados, com respeito às características que se pretende levantar. Muitas vezes torna-se impossível observar todos os elementos de uma população. Então, em vez de pesquisar toda a população, examinamos apenas uma pequena parte que denominamos amostra (BARBETTA, 2001).

3.4 Delineamento Fatorial

O delineamento fatorial é um procedimento experimental e de análise das observações quando se têm dois ou mais fatores que podem influenciar o resultado da variável resposta.

3.5 Delineamento Composto Central

O delineamento composto central (DCC) é um dos mais populares delineamentos para o ajuste de modelos de até segunda ordem (MYERS e MONTGOMERY, 1995). Este tipo de delineamento foi apresentado por Box e Wilson (1951), no estudo de superfícies de respostas.

Mateus (2001) diz que a utilização do delineamento composto central é interessante em situações onde exista um bom controle dos fatores que possam influenciar a resposta. Aslan (2008), Real (2009), Rezende *et. al.* (2012), Gama (2013) e Correa *et. al.* (2014) são autores que utilizaram o DCC, com vários fatores e a interação entre os mesmos, no estudo de superfície de respostas em diferentes ramos, como engenharia química, ambiental e civil.

Mendonça (2012), afirma que o DCC é constituído por três partes: cúbica (fatorial), axial (α) e central. A quantidade de combinações de um DCC para k fatores cujos níveis serão combinados, é apresentado abaixo:

- Parte cúbica: totaliza 2^k combinações;
- Parte axial: totaliza $2*k$ combinações;
- Parte central: equivale a quantidade de ensaios de ponto central

Portanto, o DCC para dois fatores A e B, com dois níveis codificados e sem repetição no ponto central, temos nove tratamentos, conforme Tabela 1:

Tabela 1: Tratamentos realizados para DCC com 2 fatores, 2 níveis codificados e um ponto central.

	A codificado	B codificado	Tratamento
Pontos cúbicos	-1	-1	1
	1	-1	2
	-1	1	3
	1	1	4
Pontos axiais	- α	0	5
	α	0	6
	0	- α	7
	0	α	8
Ponto central	0	0	9

Fonte: Autor

Os pontos axiais estão localizados nos eixos do sistema de coordenadas com distância $\pm \alpha$ da origem. Eles contribuem na estimativa dos termos quadráticos do modelo de segunda ordem. Os pontos cúbicos são os responsáveis pela estimativa dos efeitos das interações. O ponto central, além de ser responsável também pela estimativa dos efeitos quadráticos, possibilita a estimativa do erro puro, quando ele é repetido (MYERS e MONTGOMERY, 1995).

Um benefício da utilização do delineamento composto central é sua versatilidade, que permite seu uso em diferentes regiões de interesse. Essa variabilidade ocorre graças às diversas possibilidades de definição do α .

De acordo com Barros Neto *et al.*(1995), o valor de α é frequentemente utilizado entre 1 e raiz de k ; pois à medida que k aumenta, os pontos axiais ficam cada vez mais distantes do ponto central, o que pode deixar a região intermediária sem ser investigada. Myers e Montgomery (1995) comentam a importância de um delineamento ter estabilidade razoável da distribuição da variância dos valores preditos da resposta. Com o intuito de atingir este objetivo, Box e Hunter (1957) sugeriram a ideia da rotacionalidade para realizar a escolha do valor de α (MENDONÇA, 2012). O DCC será chamado delineamento composto central rotacional (DCCR) quando:

$$\pm\alpha = \pm\sqrt[4]{2^k} \quad (7)$$

Onde k é igual ao número de fatores.

3.5.1 Noções sobre o delineamento composto central rotacional (DCCR) efetuado neste trabalho

Caso não exista repetição de experimentos, que é o caso deste trabalho, pois, por tratar-se de análise numérica, as repetições não trazem variações nas respostas, não é possível efetuar qualquer inferência. Em outras palavras, a ausência de repetições impossibilita a existência de erro padrão e, consequentemente, não é possível construir estimativas por intervalos, testes de hipóteses e obter previsões.

Nesses casos apenas a estatística descritiva é aceitável. Assim, nesta análise podemos obter estimativas por ponto para os efeitos e para os coeficientes de regressão, construir a superfície de respostas e as curvas de contornos. Ou seja, é

possível descrever a amostra obtida, mas não é possível efetuar qualquer tipo de conclusão sobre a população da qual foi extraída a amostra.

No entanto, o diagrama de Pareto pode ser construído. Entretanto, como não há erro padrão, e portanto não é possível obter o valor de t_{calc} , as barras do diagrama de Pareto são construídas com os valores dos efeitos.

3.6 Superfície de Resposta

A metodologia de superfície de resposta (MSR) fundamenta-se em um grupo de métodos matemáticos e estatísticos usados no estudo das correspondências entre fatores escolhidos e uma ou mais respostas mensuráveis (BOX e DRAPER, 1987).

A ideia da MSR foi criada na década de 1950, tendo sido aplicada, inicialmente, na indústria química com considerável sucesso (BARROS NETO *et al.*, 1995). Nos últimos quarenta anos, a MSR vem sendo utilizado em diversos tipos de indústrias, muito além das suas origens em processos químicos (MYERS e MONTGOMERY, 1995).

De acordo com Perázio (2010), o MSR pode ser empregado na análise de dados, cujo objetivo é fornecer explicações coerentes para os resultados dos experimentos. Assim, ajuda o pesquisador a descobrir quais fatores são importantes e a influência destes nas respostas solicitadas. Também se pode citar a simplicidade analítica obtida, pois a metodologia gera polinômios. Em geral, polinômios de duas ou mais variáveis são funções contínuas. Assim, torna-se absolutamente fácil o uso de métodos tradicionais de otimização em processos ou sistemas modelados por superfícies de respostas, até mesmo quando o sistema possui muitos fatores que influenciam a resposta estudada.

Segundo Barros Neto *et al.* (1995), citados por Perázio (2010), uma das vantagens da MSR consiste na economia de recursos financeiros e tempo.

4 PRÉ-MODELAGEM NUMÉRICA

Antes de iniciar a simulação da depleção e a análise das alterações no sistema devido a este fenômeno, é necessário verificar o estado de tensões existente no sistema decorrente das atividades prévias a este, como a injeção do fluido de perfuração, instalação do revestimento e injeção da pasta de cimentação.

4.1 Tensões no revestimento anteriores ao processo de produção

Poços de petróleo são compostos por tubos de aço e pasta de cimento selante em contato com a formação rochosa. O *American Petroleum Institute* (API) padronizou procedimentos industriais e operacionais para fabricação e manuseio de tubos de revestimento. O dimensionamento de uma coluna de revestimento requer que conheçamos as tensões atuantes em cada ponto dessa coluna. Tais tensões são uma consequência da pressão, temperatura, das variações dessas grandezas, do peso próprio do tubo, das conexões, do direcionamento do poço, etc. Os revestimentos devem apresentar certas características, ditas essenciais, para garantir um bom desempenho durante sua vida útil, tais como: ser impermeável, ter resistência compatível com as solicitações que serão impostas, ser resistente à corrosão e à abrasão, ter dimensões compatíveis com as atividades futuras, apresentar facilidade de conexão, ter a menor espessura possível.

Depois de instalada a coluna de revestimento do poço, o espaço anular entre a tubulação e as paredes é preenchido com cimento, pois este garante a fixação da coluna, evitando assim uma possível migração de fluidos entre as zonas permeáveis por detrás do revestimento.

As variações que ocorrem nas condições do sistema ao longo do tempo provocam alterações nas tensões atuantes na coluna, diminuindo-as ou aumentando-as, podendo alcançar valores críticos, provocando a deformação plástica dos tubos, ou seja, danos irreversíveis. Portanto, se soubermos as atividades que serão executadas ao longo da vida útil do poço, os tipos de fluidos que serão utilizados e as temperaturas envolvidas nas diversas operações, poderemos determinar as tensões que estão atuando na coluna de revestimento. (KING, 1998; RAHMAN; CHILINGARIAN, 1995)

Abordaremos, individualmente, algumas etapas da vida útil do poço com o intuito de analisarmos quais esforços atuam em cada uma delas, dando ênfase àqueles que serão utilizados no cálculo das tensões do modelo proposto. Por fim, analisaremos a aplicação desses esforços em conjunto.

4.2 Definição dos parâmetros utilizados na análise e dos coeficientes de segurança

Com o intuito de se calcular as tensões que surgem durante as etapas da vida útil anteriores a de produção, foram realizadas algumas simplificações de cálculo e, posteriormente, adicionado um coeficiente de segurança. Os parâmetros utilizados nos cálculos que seguem são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Parâmetros utilizados na análise das tensões atuantes no revestimento

Parâmetros	Valores	Unidade
Profundidade	5987	m
Diâmetro do poço	17,5	in.
Diâmetro externo do revestimento	13,625	in.
Diâmetro interno do revestimento	12,375	in.
Área considerando Dext	145,8018058	in. ²
Área considerando Dint	120,2763655	in. ²
Espessura do revestimento	0,625	in.
Área da seção transversal	25,52544028	in. ²
Densidade lama	10	lb/gal
Densidade do cimento	12	lb/gal
Peso linear do revestimento	88,2	lb/ft
Densidade do revestimento	497,5781599	lb/ft ³

Fonte: Autor

Sabe-se que o desempenho do revestimento tende a reduzir com o tempo devido ao desgaste e à corrosão. Assim, um fator de segurança é utilizado para assegurar que o nível de desempenho do revestimento será sempre superior às cargas previstas. Os fatores de segurança variam de acordo com o operador e foram desenvolvidos ao

longo de muitos anos de perfuração e análise da produção. De acordo com Rabia (1987), os fatores de segurança comuns para as três cargas principais são: 0,85—1,125 para colapso, 1—1,25 para pressão interna de ruptura e 1,6—1,8 para carregamento axial. A Devon Energy Corporation, empresa petrolífera sediada nos Estados Unidos, estabelece como fatores mínimos de segurança no dimensionamento do revestimento os valores que seguem: 1,1 para colapso, 1,25 para pressão interna de ruptura e 1,4 para carregamento axial.

Será utilizado, nas análises que seguem, os fatores de segurança 1,125 para colapso, 1,25 para pressão interna de ruptura e 1,6 para carregamento axial, pois adequam-se aos limites estabelecidos pelas referências estudadas.

Além disso, durante esta análise, foi considerado a utilização do revestimento P110, cuja tensão de escoamento é de 110 ksi ou 758,45 MPa.

Para que a coluna de revestimento escolhida seja adequada os dados de resistência e as cargas sobre a coluna devem satisfazer a equação mostrada abaixo:

$$R \geq Fs \times Rc \quad (8)$$

Onde R é a resistência, Fs o fator de segurança e Rc a resultante de carga. Logo, para que a equação seja atendida, temos que a resistência tem que ser maior que a resultante de carga multiplicada pelo fator de segurança.

4.3 Esforços devido a diversos fatores

Mesmo sabendo que diversos fatores influenciam o estado das tensões, é importante ressaltar que os projetos de revestimento convencionais baseiam-se principalmente na definição dos fatores de segurança adequados a partir das cargas geradas pelo peso próprio do tubo, densidade dos fluidos e pelas pressões nas superfícies interna e externa. Os efeitos da cimentação, mudanças de temperatura, balonismo, mudanças na seção transversal, flexão e flambagem quase nunca são considerados (KLEMENTICH, 1986).

Considerando os efeitos considerados principais por KLEMENTICH (1986), realizaremos, a seguir, a análise dos efeitos das cargas axiais e da pressão interna e externa.

4.3.1 Esforços axiais durante a instalação do revestimento e cimentação

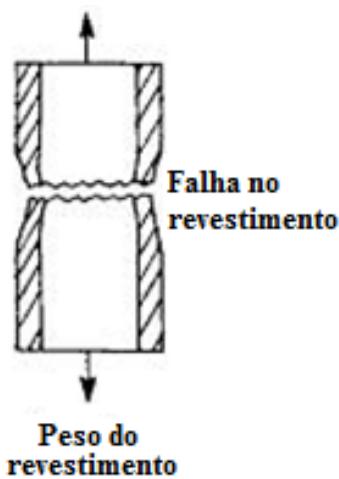
Com base nas considerações de KLEMENTICH (1986), estudaremos a influência dos fatores peso próprio e empuxo no estado de tensões no revestimento. Os esforços decorrentes dos fatores listados abaixo não serão considerados na análise das tensões atuantes no revestimento.

- Desvio do poço (Wellbore deviation) – Não serão consideradas
- Cargas de flexão (Bending Loads) – Não serão consideradas
- Cargas de choque (Shock Loads) – Não serão consideradas
- Atrito (Frictional Drag) – Não serão consideradas

4.3.1.1 Esforços devido ao peso próprio

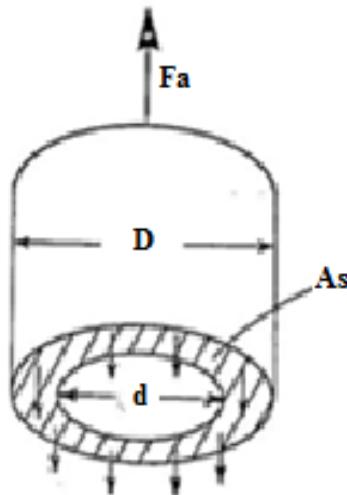
Na utilização do critério de carregamento axial, apenas o peso próprio do revestimento é considerado como gerador de tensões. Tal análise é usualmente utilizada, pois, além de fácil entendimento e cálculo, normalmente, fornece análises adequadas. Até hoje possui uso significante na indústria, entretanto, como muitos fatores não são considerados, é usual se considerar um alto fator de segurança (RAHMAN; CHILINGARIAN, 1995). As figuras 13 e 14 apresentam o tipo de falha que pode ocorrer devido à presença destes esforços e o detalhamento dos mesmos.

Figura 13: Fratura de tração no revestimento



Fonte: RAHMAN; CHILINGARIAN (1995)

Figura 14: Detalhamento dos esforços atuantes



Fonte: RAHMAN; CHILINGARIAN (1995)

A força F_a , que corresponde ao peso próprio do revestimento, tende a separar o tubo e é resistida pelas forças da parede do tubo, que exercem uma força contrária F_{res} , igual à tensão de escoamento do aço, Y_p , multiplicado pela área da seção transversal do revestimento, As .

$$F_{res} = \left(\frac{\pi}{4}\right) (D^2 - d^2) Y_p \quad (9)$$

Assim, para evitarmos o rompimento do tubo por tração, devemos garantir que F_a seja menor que F_{res} .

$$F_{res} > F_a \quad (10)$$

Considerando o tubo içado, com o peso específico do aço igual a 88,2 lb/pé e comprimento do revestimento igual a 5987 m, temos que a força atuante na extremidade do revestimento é de 1732458,71 lbf ou 7706,35 KN, e a tensão axial é de 467,96 MPa. O revestimento selecionado, com base na equação acima, resiste a forças axiais de até 12490 KN e tensão de 758,45 MPa. Considerando o fator de segurança para tração igual a 1,6, temos que a tensão axial seria de 748,74 MPa, valor inferior a tensão de escoamento do revestimento escolhido.

4.3.1.2 Esforços devido ao peso próprio do revestimento e forças de empuxo

Enquanto o revestimento está sendo instalado, devemos considerar, de fato, que o poço está cheio de lama, o que gera uma força de empuxo. Ou seja, a análise feita no item anterior remete a uma situação não usual, que majora os níveis das tensões axiais existentes.

Também podemos analisar a fase de cimentação, posterior a inserção do revestimento, onde, no primeiro momento, existe cimento no interior do revestimento e lama no espaço entre o revestimento e a formação rochosa e, posteriormente, lama no interior do revestimento e cimento no exterior. É importante ressaltar que tanto o cimento quanto a lama encontram-se no estado líquido no momento desta análise. Os carregamentos a seguir foram considerados nos cálculos que seguem.

- Peso Próprio - Tração (Self – Weight);
- Forças de empuxo no final do tubo e em cada alteração de área de secção transversal (Buoyancy)

Quando um tubo é imerso em um líquido, seu peso é reduzido graças à força de empuxo, que possui valor igual ao peso de líquido que foi expulso pelo tubo. A força axial resultante pode ser expressa como:

$$Faxial = Fa - Fbu \quad (11)$$

Onde:

Fa = Peso próprio do revestimento quando suspenso no ar;

Fbu = Força de empuxo;

$Faxil$ = Força axial resultante

A equação acima pode ser reescrita como:

$$Faxial = Fa\{1 - (\varphi_l/\varphi_r)\} \quad (12)$$

Onde:

φ_l = densidade da lama;

φ_r = densidade do revestimento;

Sabendo que as forças de empuxo atuam no sistema e têm sua influência variada dependendo das características do líquido e de sua posição, foram realizadas análises em diferentes momentos ao longo da etapa de instalação do revestimento e cimentação.

Quando o revestimento instalado encontra-se na posição vertical, a força de empuxo atua concentrada na base do tubo, enquanto que, em revestimentos dispostos horizontalmente, ela é disposta ao longo de todo o comprimento do tubo. Isso ocorre porque fluidos estáticos só exercem força na direção normal à superfície. Para o tubo vertical, que é o caso estudado, a única área que a pressão do fluido poderia empurrar para cima é a secção transversal na parte inferior.

a) Revestimento inserido em um poço já preenchido por fluido de perfuração (lama)

Considerando que o revestimento será instalado em um poço preenchido por um fluido de perfuração, com base nos dados do nosso modelo, temos que a força atuante na extremidade do revestimento (Faxial) é igual a 1472003,31 lbf ou 6547,79 KN e a tensão axial é de 397,61 MPa. Aplicando um coeficiente de segurança de 1,6, temos que a tensão axial seria de 636,17 MPa.

b) Revestimento instalado com cimento no seu interior e lama no seu exterior

Neste caso, a força axial resultante será igual ao peso do cimento somado ao peso do revestimento subtraído do peso da lama expulsa.

$$Faxial = P_c + P_r - P_l \quad (13)$$

$$P_c = \text{Peso do cimento} = 1472725,08 \text{ lbf}$$

$$P_r = \text{Peso do revestimento} = 1732458,72 \text{ lbf}$$

$$P_l = \text{Peso da lama} = 1487726,28 \text{ lbf}$$

$$Faxial = \text{Força axial resultante} = 1717457,49 \text{ lbf}$$

Com base nos dados fornecidos e aplicando a equação acima, encontrou-se que a força axial resultante gera uma tensão axial da ordem de 463,91 MPa. Considerando um fator de segurança de 1,6, temos a magnitude de 742,26 MPa.

c) Revestimento instalado com lama no seu interior e cimento no seu exterior

Neste caso a força axial resultante será igual ao peso da lama somado ao peso do revestimento subtraído do peso do cimento expulso.

$$F_{axial} = P_l + P_r - P_c \quad (14)$$

P_l = Peso da lama = 1227270,87 lbf

P_r = Peso do revestimento = 1732458,717 lbf

P_c = Peso do cimento = 1785271,534 lbf

F_a = Força axial resultante = 1174458,057lbf

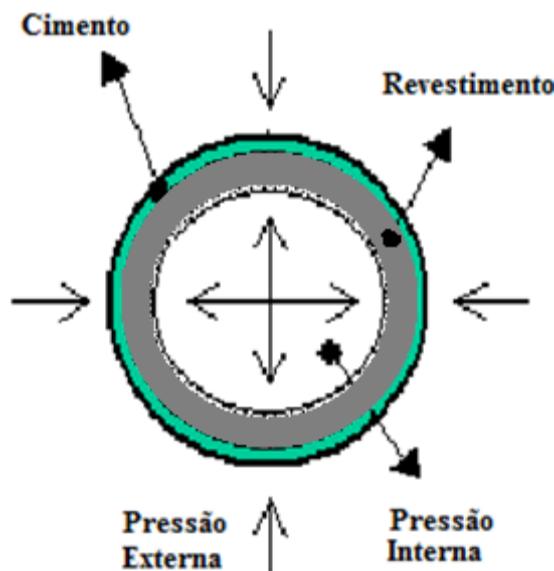
Com base nos dados fornecidos e aplicando a equação acima, encontrou-se que a força axial resultante gera uma tensão axial da ordem de 317,24 MPa. Considerando um fator de segurança de 1,6, temos a magnitude de 507,58 MPa.

4.3.2 Pressão interna e externa durante a instalação do revestimento e cimentação

Considerando que, ao longo do processo de cimentação, tanto a pasta cimentícia quanto o fluido de perfuração encontram-se inicialmente no estado fluido, elas exerçerão pressões internas e externas no revestimento. Considerou-se que, na fase endurecida, as tensões iniciais no cimento são nulas, como se as tensões de expansão originadas durante a hidratação tivessem sido anuladas pelas que surgem durante a fase de retração. Análises considerando este estado de tensões inicial no cimento foi realizado por Bosma *et. al* em 1999.

A Figura 15 ilustra a atuação de ambas as pressões no revestimento.

Figura 15: Esquema das pressões atuantes no revestimento



Fonte: Autor

Abaixo foram realizadas análises das tensões que podem surgir no revestimento devido a essas pressões.

4.3.2.1 Pressão Interna de Ruptura ou Pressão de Rebentamento (Burst Pressure)

A existência da pressão interna de ruptura (*burst pressure*) está ligada ao fato de que a pressão interna exercida sobre o tubo é maior que a pressão externa, gerando um esforço que tende a rebentar o revestimento. A figura 16 apresenta um esquema da atuação da pressão interna de ruptura

Figura 16: Esquema da pressão interna de ruptura



Fonte: Autor

A equação abaixo, conhecida como Equação de Barlow, é utilizada para calcular a pressão interna de ruptura em revestimentos de parede fina.

$$P_{br} = 0,875 \frac{2\sigma_{yield}t}{d_n} \quad (15)$$

Onde:

σ_{yield} = tensão de escoamento do revestimento;

t = espessura do revestimento

O fator 0,875 representa a tolerância admissível de -12,5% da espessura da parede. O fator de segurança utilizado é 1,25.

O revestimento utilizado no nosso modelo é do tipo P-110, com $d_n = 13 \frac{5}{8}$ " e $t = \frac{5}{8}$ ". Calculando P_{br} , obtemos que o revestimento escolhido rebenta quando a tensão de rebentamento é igual ou superior à 60,88Mpa.

Os cenários abaixo foram analisados e discutidos:

- a) Lama no interior do tubo e ausência de fluido no espaço entre o revestimento e a matriz rochosa:

Neste caso, a pressão interna será igual à densidade da lama multiplicado pela profundidade. Assim, fica evidente que a pressão máxima atuará no final do revestimento. $P_i = 70,36$ MPa na profundidade de 5987m. Aplicando-se o fator de segurança de 1,25, temos: $P_{rebentamento} = 87,94$ MPa

- b) Cimento no interior do tubo e ausência de fluido no espaço entre o revestimento e a matriz rochosa:

Neste caso, a pressão interna será igual à densidade do cimento multiplicado pela profundidade. Assim, fica evidente que a pressão máxima atuará no final do revestimento. $P_i = 84,42$ MPa na profundidade de 5987m. Aplicando-se o fator de segurança de 1,25: $P_{rebentamento} = 105,53$ Mpa

- c) Cimento no interior do tubo e lama no exterior:

Como a densidade adotada para o cimento é maior que a escolhida para a lama, sabemos que haverá um $P_i > P_e$, logo, existe pressão de rebentamento.

$P_i - P_e = 84,42 - 70,36 = 14,06$. Aplicando-se o fator de segurança de 1,25, temos $P_{rebentamento} = 17,57 \text{ Mpa}$

- d) No caso de cimento na parte exterior do revestimento e lama na parte de dentro, a pressão externa é maior que a interna e a pressão de rebentamento não existe.
- e) No caso de instalação do revestimento com a presença de lama no interior e exterior do tubo, temos, $P_i = P_e$, e tal fenômeno não é percebido.
- f) No caso de instalação do revestimento com a presença de cimento no interior e exterior do tubo, temos, $P_i = P_e$, e tal fenômeno não é percebido.

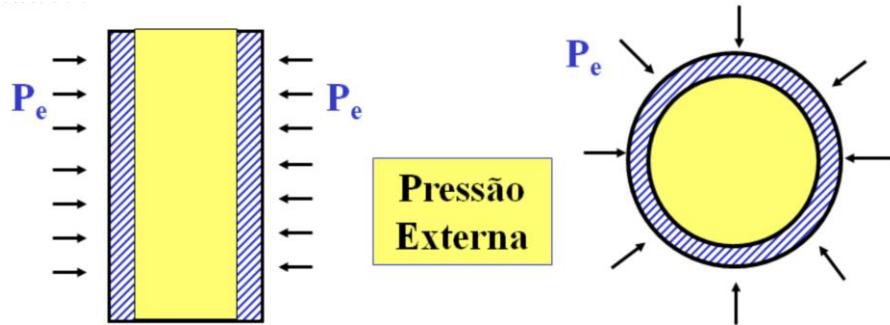
Com base no exposto acima e nas características da pasta cimentícia e do fluido de perfuração estudados, percebe-se que é necessário que a instalação do revestimento seja feita após a injeção do fluido de perfuração no poço. Vale ressaltar que este é o procedimento padrão durante a instalação dos tubos. A ressalva foi feita para apresentar a importância deste procedimento na garantia da estabilidade da estrutura, pois a instalação do revestimento no poço vazio e a posterior injeção da pasta cimentícia ou fluido de perfuração no seu interior causaria o rebentamento do mesmo.

4.3.2.2 Pressão de Colapso (Collapse Pressure)

Se o revestimento estiver sujeito a uma pressão externa superior à interna, diz-se que o mesmo está exposto à pressão de colapso. A pressão externa pode ser causada por pressão de poro, pressão devida ao fluido de perfuração, pressão do cimento ou devida à expansão de temperatura, e a pressão interna é a pressão hidrostática exercida pela lama. Tais condições podem existir durante a operação de

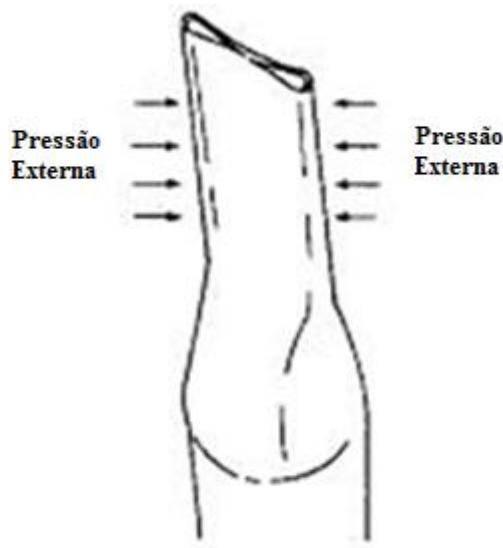
cimentação ou evacuação do poço. A figura 17 apresenta um esquema da atuação da pressão de colapso e a figura 18 expõe um possível efeito desta.

Figura 17: Esquema da pressão de colapso



Fonte: Autor

Figura 18: Possível efeito da Pressão de Colapso



Fonte: API BULLETIN (1999)

O critério de tensão de colapso consiste de quatro regimes determinados em função da tensão de escoamento do material e a razão entre seu diâmetro externo e sua espessura. Tal critério é exposto na Tabela 3.

Sabendo que, para o modelo estudado, $d_o = 13,625$ e $t = 0,625$, temos:

$$\frac{d_o}{t} = 21,8 \quad (16)$$

De acordo com a Tabela 3, percebemos que o revestimento P-110 com razão $\frac{d_o}{t} = 21,8$ enquadra-se no regime denominado Transition Collapse.

Tabela 3: Regimes de pressão de colapso

Grade*	— Yield → — Plastic — — Transition — — Elastic —	Collapse	Collapse	Collapse	Collapse
H-40		16.40	27.01	42.64	
-50		15.24	25.63	38.83	
J, K-55		14.81	25.01	37.21	
-60		14.44	24.42	35.73	
-70		13.85	23.38	33.17	
C-75 and E		13.60	22.91	32.05	
L, N-80		13.38	22.47	31.02	
-90		13.01	21.69	29.18	
C, T-95 and X		12.85	21.33	28.36	
-100		12.70	21.00	27.60	
P-105 and G		12.57	20.70	26.89	
P-110		12.44	20.41	26.22	
-120		12.21	19.88	25.01	
Q-125		12.11	19.63	24.46	
-130		12.02	19.40	23.94	
S-135		11.92	9.18	23.44	
-140		11.84	8.97	22.98	
-150		11.67	8.57	22.11	
-155		11.59	18.37	21.70	
-160		11.52	18.19	21.32	
-170		11.37	17.82	20.60	
-180		11.23	7.47	19.93	

Fonte: API BULLETIN (1999)

A equação abaixo, de acordo com o *American Petroleum Institute*, indica a pressão de colapso no revestimento quando o mesmo se enquadra no regime *Transition Collapse*.

$$P_t = Y_p \left[\frac{F}{d_o/t} - G \right] \quad (17)$$

A Tabela 4, apresentada abaixo, indica os fatores de fórmula de acordo com a razão $\frac{d_o}{t}$ para o regime *Transition Collapse*.

Tabela 4: Fatores de fórmula e razão $\frac{d_o}{t}$ para o regime *Transition Collapse*

Grade†	F	G	D/t Range*
H-40	2.063	0.0325	27.01 to 42.64
-50	2.003	0.0347	25.63 to 38.83
J-K-55 & D	1.989	0.0360	25.01 to 37.21
-60	1.983	0.0373	24.42 to 35.73
-70	1.984	0.0403	23.38 to 33.17
C-75 & E	1.990	0.0418	22.91 to 32.05
L-80 & N-80	1.998	0.0434	22.47 to 31.02
C-90	2.017	0.0466	21.69 to 29.18
C-95	2.029	0.0482	21.33 to 28.36
-100	2.040	0.0499	21.00 to 27.60
P-105	2.053	0.0515	20.70 to 26.89
P-110	2.066	0.0532	20.41 to 26.22
-120	2.092	0.0565	19.88 to 25.01
-125	2.106	0.0582	19.63 to 24.46
-130	2.119	0.0599	19.40 to 23.94
-135	2.133	0.0615	19.18 to 23.44
-140	2.146	0.0632	18.97 to 22.98
-150	2.174	0.0666	18.57 to 22.11
-155	2.188	0.0683	18.37 to 21.70
-160	2.202	0.0700	18.19 to 21.32
-170	2.231	0.0734	17.82 to 20.60
-180	2.261	0.0769	17.47 to 19.93

Fonte: API BULLETIN (1999)

Com base na equação 17 e nas características do revestimento, encontramos que a pressão de colapso do revestimento (P_t) é igual a 31,52 MPa. O fator de segurança aplicado à análise do colapso é de 1,125.

Durante a instalação e cimentação do revestimento os seguintes cenários podem gerar o colapso do mesmo.

- a) Fluido de perfuração no exterior do tubo e nada no interior:

Neste caso, a pressão externa será igual à densidade da lama multiplicado pela profundidade. Assim, fica evidente que a pressão máxima atuará no final do revestimento. $P_e = 70,35$ MPa na profundidade de 5987m. Aplicando-se o fator de segurança de 1,125: Pressão atuante seria de 79,14 MPa

- b) Pasta cimentícia no exterior do tubo e nada no interior:

Neste caso, a pressão externa será igual à densidade da pasta cimentícia multiplicado pela profundidade. Assim, fica evidente que a pressão máxima atuará no final do revestimento. $P_e = 84,42 \text{ MPa}$ na profundidade de 5987m. Aplicando-se o fator de segurança de 1,125: Pressão atuante seria de 94,98MPa.

- c) Pasta cimentícia no exterior do tubo e lama no interior:

Como a densidade adotada para o cimento é maior que a escolhida para a lama, sabe-se que haverá um $P_e > P_i$ e o tubo estará sujeito a pressão de colapso. Sendo $P_e - P_i = 84,42 - 70,35 = 15,01 \text{ MPa}$. Aplicando-se o fator de segurança de 1,25: Pressão atuante seria de 16, 89 MPa.

- d) No caso de cimento na parte interior do revestimento e lama na exterior, tal fenômeno não é percebido.
- e) No caso de instalação do revestimento sem a presença de lama ou cimento, tal fenômeno não é percebido.

Com base na análise dos cenários acima, conclui-se que o revestimento não suportaria a pressão externa exercida pela pasta cimentícia ou fluido de perfuração se não houvesse nenhum fluido no interior do revestimento. Ainda é possível concluir que a pressão atuante, quando o revestimento está sujeito a uma pressão externa causada pela pasta cimentícia e uma pressão interna originada pelo fluido de perfuração, é menor que a pressão de colapso

Os critérios propostos durante a fase de cimentação consideram que não havia esforços axiais atuantes. Assim, trata-se de uma análise idealizada, que não corresponde à realidade, onde esforços multiaxiais atuam no revestimento.

4.4 Critérios de Escoamento com Tensões Combinadas

As equações de resistência ao rebentamento e colapso, expostas anteriormente, são baseadas em um estado de tensão axial zero. Da mesma forma, a análise da resistência axial foi realizada considerando-se o estado de tensão radial e tangencial nulos. Estas situações idealizadas não ocorrem em aplicações de campos petrolíferos, pois revestimentos em poços estão sempre sujeitos a condições de carga combinadas.

A base fundamental na análise da estabilidade do revestimento é que, se a tensão na parede do tubo exceder a tensão de escoamento do material, existirá uma condição de falha.

O critério de falha mais aceito é baseado na teoria da máxima energia de distorção, que é conhecido como a Teoria Huber-von-Mises. Esta teoria afirma que, se a tensão triaxial exceder o limite de escoamento, uma falha ocorrerá. É importante ressaltar que a tensão triaxial não é uma tensão verdadeira. É um valor teórico que permite um estado de tensão tridimensional generalizada para ser comparado com um critério de falha uniaxial.

4.4.1 Critério de von Mises

Um corpo qualquer, quando deformado por um esforço externo, tende a armazenar energia internamente em todo o seu volume. Esta energia por unidade de volume do corpo é denominada densidade de energia de deformação e, se o material estiver sujeito a uma tensão uniaxial, σ , essa densidade é escrita como:

$$U_o = \frac{1}{2} \sigma \varepsilon \quad (18)$$

Considerando-se agora um carregamento atuante multiaxial, a equação acima, considerando os valores principais, é reescrita da seguinte forma:

$$U_o = \frac{1}{2} (\sigma_1 \varepsilon_1 + \sigma_2 \varepsilon_2 + \sigma_3 \varepsilon_3) \quad (19)$$

Relacionando-se esta equação com a Lei de Hook, exposta abaixo

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - v(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (20)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - v(\sigma_x + \sigma_z)] \quad (21)$$

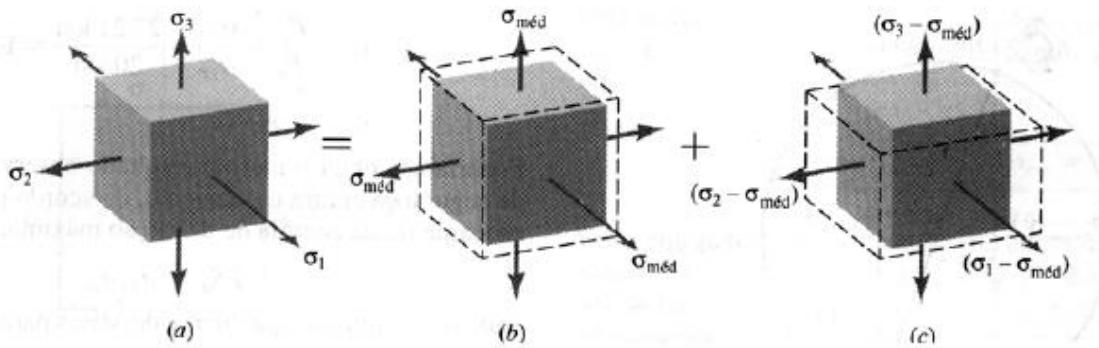
$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - v(\sigma_x + \sigma_y)] \quad (22)$$

e simplificando os termos, temos:

$$U_o = \frac{1}{2E} [\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - 2v(\sigma_1\sigma_2 + \sigma_2\sigma_3 + \sigma_1\sigma_3)] \quad (23)$$

Essa densidade de energia de deformação é considerada a soma de duas partes, onde a primeira representa a energia associada à variação de volume do corpo; e a segunda está ligada à variação de forma, ou seja, a distorção do elemento. A energia armazenada no elemento como resultado da sua mudança de volume é provocada pela aplicação da tensão principal média, $\sigma_{med} = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3$ uma vez que essa tensão provoca deformações principais iguais no material. A parte restante da tensão, $(\sigma_1 - \sigma_{med})$, $(\sigma_2 - \sigma_{med})$ e $(\sigma_3 - \sigma_{med})$, provoca a energia de distorção. A figura 19 apresenta a decomposição do estado de tensão triaxial.

Figura 19: (a) estado de tensão triaxial (b) variação de volume (c) distorção



Fonte: ORNELAS (2014)

Ensaios mostraram que materiais dúcteis não escoam quando submetidos a pressões hidrostáticas de valores extremamente altos. Assim, postulou-se que as tensões que realmente causam o escoamento são aquelas que produzem distorção. (ORNELAS, 2014)

Esta hipótese constitui o critério de escoamento de von Mises, que enuncia “O escoamento de um material dúctil ocorre quando a energia de distorção por unidade de volume iguala ou excede a energia de distorção por unidade de volume quando o mesmo material escoa em um ensaio de tração simples.”

Quando as tensões analisadas são aquelas que causam distorção, temos que a equação anterior fica na forma:

$$U_d = \frac{1}{12G} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2] \quad (24)$$

Onde: G = módulo de elasticidade transversal

Sabendo que a densidade de energia de distorção em um corpo de prova de tração na tensão limite de escoamento, σ_y , é:

$$U_{d(y)} = \frac{1}{6G} \sigma_y^2 \quad (25)$$

Pois: $\sigma_1 = \sigma_y$ e $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$.

Desta forma, o escoamento acontece quando a energia de distorção para um carregamento qualquer iguala ou supera o valor de $(U_d)_y$. Assim, temos que o critério de falha de von Mises pode ser enunciado em termos das três tensões principais, como:

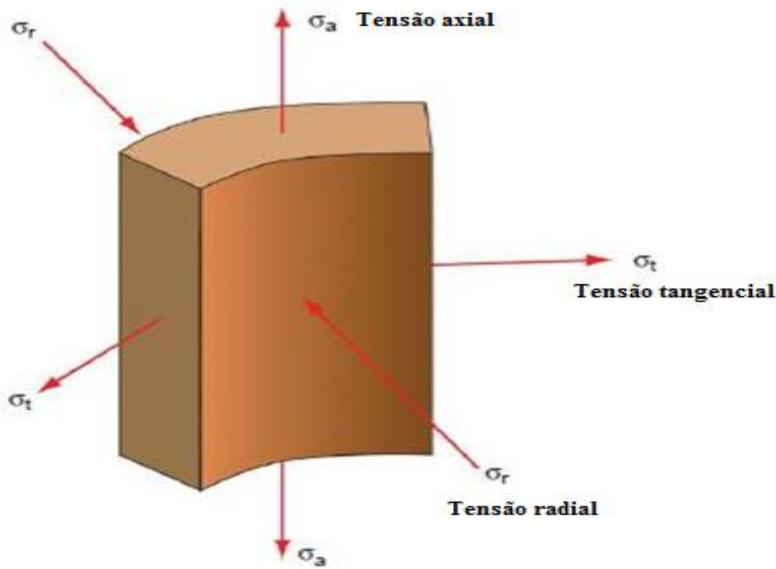
$$\frac{1}{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2] = \sigma_y^2 \quad (26)$$

ou ainda,

$$\frac{\sqrt{2}}{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2]^{1/2} = \sigma_{VM} \quad (27)$$

A figura 20 apresenta as tensões combinadas atuantes no revestimento.

Figura 20: Tensões combinadas atuantes no revestimento



Fonte: Autor

Para o caso de tensões combinadas no revestimento não provocarem o escoamento do aço, temos que:

$$\sigma_{VM} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2} \leq \sigma_y \quad (28)$$

ou

$$\sigma_{VM} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2} \leq \sigma_y \quad (29)$$

Onde:

σ_y = Tensão de escoamento do material;

σ_{VM} = Tensão de von Mises;

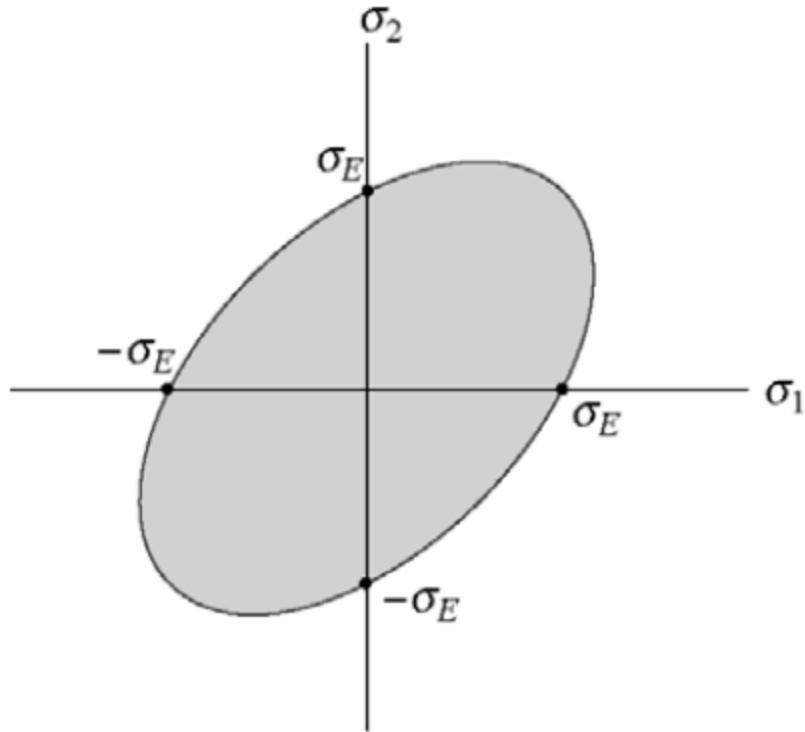
σ_a = Tensão axial;

σ_t = Tensão tangencial;

σ_r = Tensão radial;

Comparando-se o valor da tensão de von Mises, em qualquer ponto, com o valor da tensão de escoamento do material, pode-se determinar se o escoamento ocorre de acordo com a teoria de falha da energia de distorção máxima. A envoltória da tensão de Mises é apresentada na Figura 21.

Figura 21: Envoltória da Tensão de von Mises para o Estado Plano de Tensões



Fonte: ORNELAS (2014)

Percebe-se que, com o aumento da tração axial, a pressão de rebentamento crítica aumenta, enquanto a pressão crítica de colapso diminui. Em contraste, com o aumento da compressão axial, a pressão de rebentamento crítica diminui e a pressão crítica de colapso aumenta.

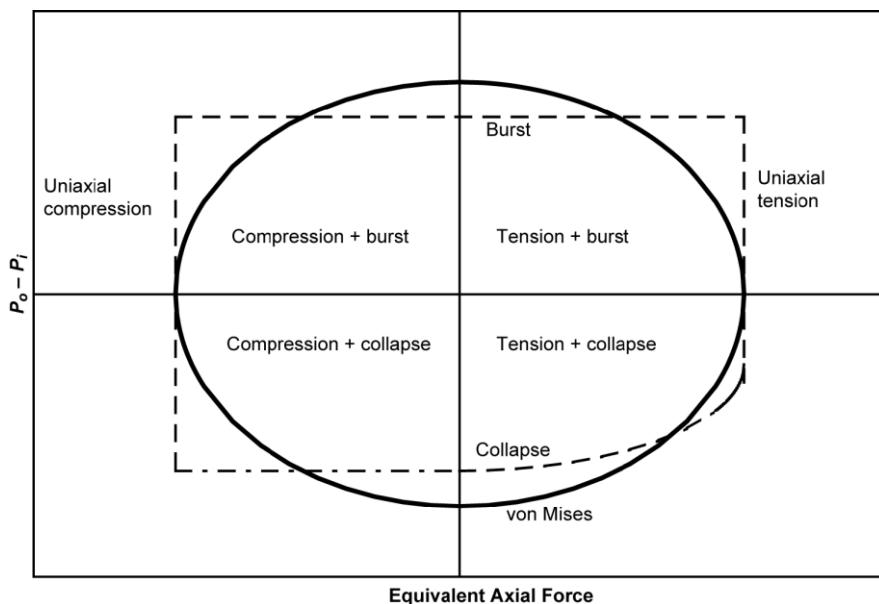
4.4.2 Critério da API

A API desenvolveu uma envoltória do estado limite de ruptura limitada no topo pelo estado limite de rebentamento, pelos estados limites de compressão e tração na esquerda e na direita, respectivamente, e pelo estado limite de colapso na base. Entretanto, de acordo com engenheiro de petróleo Michael Davis da *Drill Science Corporation*, o critério proposto pela API perde validade na estimativa da resistência

ao rebentamento em grandes pressões e pequenas relações D/t. Portanto, utilizaremos o critério de von Mises.

Segue, abaixo, a Figura 22, que representa a envoltória proposta pela API

Figura 22: Envoltória proposta pela API.



Fonte: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (1999)

5 MODELAGEM NUMÉRICA

O surgimento de danos em revestimentos depende de diversas condições: a tensão de escoamento do revestimento, as tensões geradas durante o processo de produção, as características da formação rochosa e da pasta cimentícia, o atrito existente na interface revestimento-cimento e cimento - formação rochosa, entre outros. Quando a capacidade é excedida pela demanda, a condição é descrita como falha. Assim, a análise do estado onde a falha ocorre quando diversos parâmetros estão envolvidos é de grande importância. Neste capítulo será apresentado o modelo numérico que foi desenvolvido para se analisar a influência de diversas variáveis na estabilidade do revestimento durante a produção de hidrocarbonetos.

Para realizar a modelagem computacional utilizou-se o programa de elementos finitos ABAQUS, versão 6.11. O ABAQUS é um programa de elementos finitos que começou a ser desenvolvido durante a década de 70 e possui diversas potencialidades. O programa possibilita a solução de problemas diversos, que apresentem geometrias complexas, relações constitutivas não lineares, existência de grandes deformações, interações entre materiais, além de permitir a utilização de sub-rotinas e a criação de plugins.

Da mesma forma que outros programas de elementos finitos, a solução de um problema no ABAQUS é composta de três fases: pré-processamento, processamento ou análise de elementos finitos e o pós-processamento. Será adotada uma discretização do maciço rochoso, da pasta cimentícia e do revestimento com elementos isoparamétricos quadráticos. Considera-se comportamento elástico-perfeitamente plástico para modelar o revestimento e elástico para a pasta de cimento e para o maciço rochoso.

A validação do programa ABAQUS, utilizado para realização das modelagens numéricas, foi feita através da comparação dos resultados obtidos para o problema da compactação com soluções analíticas obtidas por Fjaer (1992) e Settari (2002), além da comparação com os resultados obtidos por Lobo (2014) através de modelagem numérica em 3D.

5.1 Hipóteses e limitações

As hipóteses para modelagem do problema analisado neste trabalho são:

- Utilizam-se elementos finitos quadrangulares bidimensionais quadráticos na discretização do modelo do poço (CAX8R e CAX8RP)
- O maciço rochoso é tratado como um meio contínuo, desprezando-se os efeitos das descontinuidades que possam estar presentes.
- O comportamento do revestimento obedece às leis da teoria clássica da plasticidade.
- Os comportamentos do cimento e do maciço rochoso obedecem às leis da teoria da elasticidade
- Os materiais são isotrópicos e permanecem isotrópicos durante a deformação plástica.
- Admitem-se pequenos deslocamentos
- Os efeitos térmicos não são considerados.
- O efeito de fluxo de fluido não é tratado. Seu efeito é substituído pela introdução da variação da pressão no reservatório devido à produção de hidrocarbonetos.

5.2 Características da máquina usada na modelagem

O computador usado para a realização das simulações é da marca Hewlett-Packard, conta com um processador com dois núcleos de 2.0 GHz e uma memória RAM de 4.00 GB.

5.3 Validação do Programa ABAQUS

O programa ABAQUS é uma ferramenta consagrada e já foi validado para muitas condições mais complexas que as apresentadas aqui. Entretanto, é interessante realizar tal validação com o intuito de verificar se as técnicas de modelagem que serão adotadas são compatíveis com resultados já obtidos por outros pesquisadores. Foi, então, realizada uma modelagem numérica com geometria axissimétrica apenas da

formação rochosa. A resposta elástica do ABAQUS foi comparada com as obtidas numericamente por Lobo (2014), em estudo onde se realizou uma modelagem 3D de um reservatório com características semelhantes ao analisado neste estudo, e analiticamente por Settari (2002) e Fjaer (1992), que propuseram uma equação para determinar a compactação uniaxial do reservatório com base em alguns parâmetros.

De acordo com Fjaer (1992), uma estimativa analítica 1D simples da compactação do reservatório pode ser facilmente encontrada se presume-se que o reservatório de espessura h compacta-se uniaxialmente no sentido vertical de forma elástica e que não ocorre arqueamento. Dessa forma, se a pressão do reservatório é reduzida uniformemente por ΔP , então a simples aplicação das equações da elasticidade e de seus parâmetros: módulo de elasticidade, E , e coeficiente de Poisson, v , são suficientes para determinar os deslocamentos que o reservatório sofre.

Entretanto, devido a algumas limitações, como a necessidade de homogeneidade topológica, as soluções analíticas possuem aplicação limitada.

Figura 23: Compactação Unidimensional



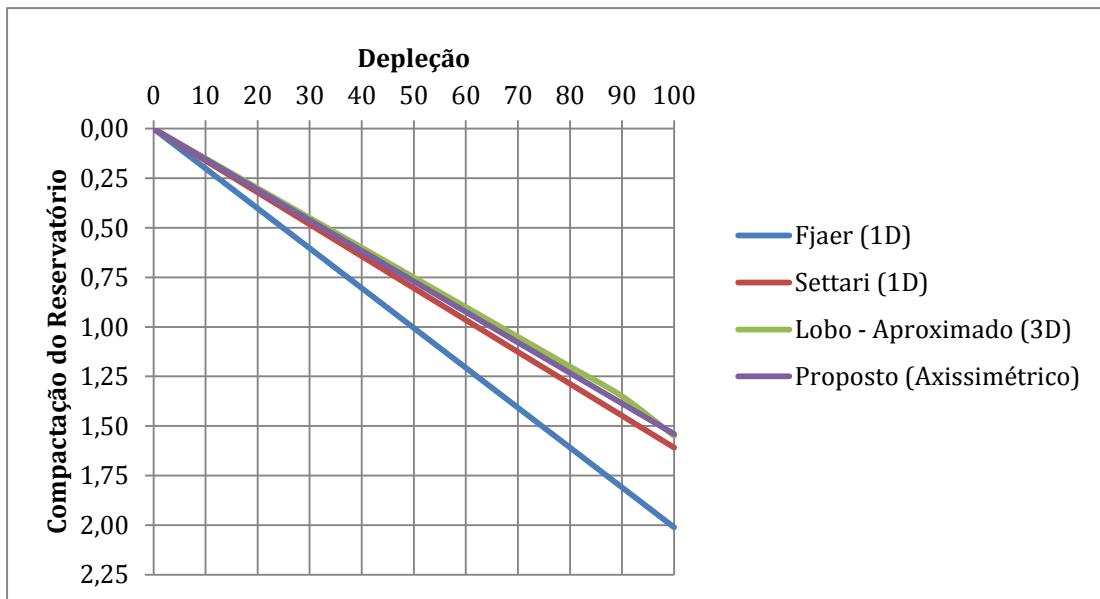
Fonte: SETTARI (2002)

A equação abaixo, proposta por Settari (2002), difere da proposta por Fjaer (1992) devido à inserção do parâmetro coeficiente de Biot.

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta h}{h} = [\alpha(1 - v - 2v^2)/(1 - v)] \frac{\Delta p}{E} \quad (30)$$

Os parâmetros utilizados na comparação entre os dois modelos analíticos e os dois modelos numéricos seguem abaixo, assim como os resultados obtidos que foram expressos no gráfico 1.

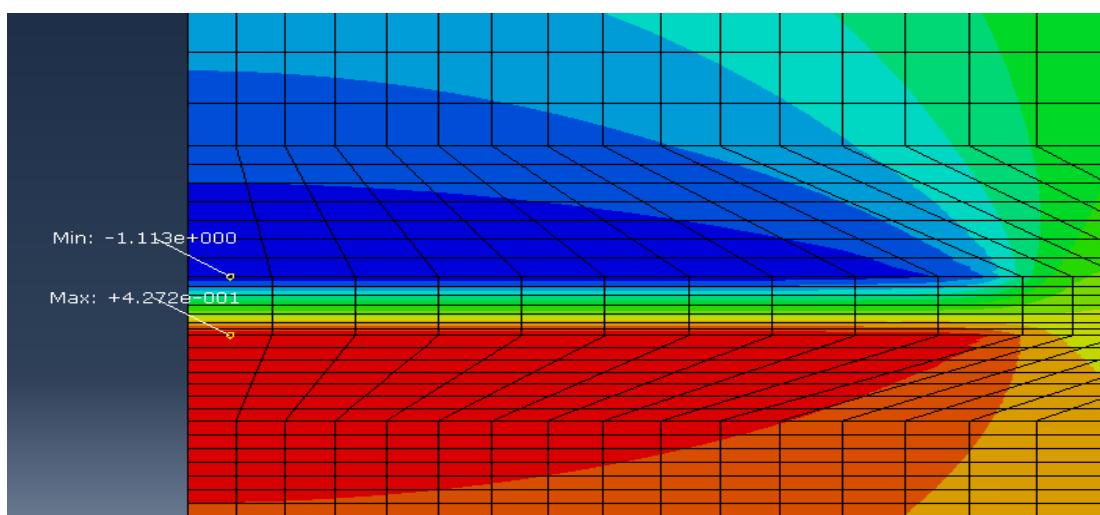
Gráfico 1: Comparação da estimativa de compactação do reservatório entre diferentes modelos numéricos e analíticos propostos.



Fonte: Autor

Percebe-se, com base na análise do gráfico 1, que as respostas fornecidas pelo modelo proposto são bem próximas das encontradas por Lobo (2014) e Settari (2002). A diferença para as respostas encontradas por Fjaer (1992) deve-se ao fato de, no modelo proposto, o coeficiente de Biot participar da análise. A Figura 24 apresenta a compactação do reservatório para depleção de 100MPa encontrada através do Modelo Axissimétrico Proposto.

Figura 24: Compactação do reservatório quando submetido a uma depleção de 100MPa – Modelo Axissimétrico Proposto.



Fonte: Autor

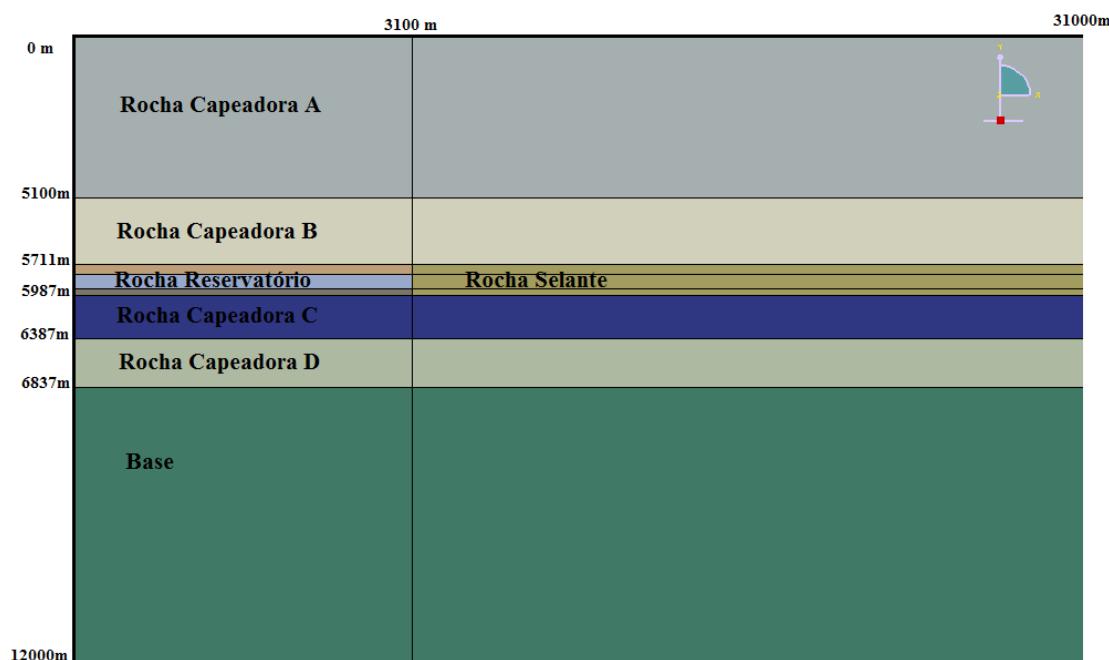
5.4 Modelos propostos

Os modelos propostos visam analisar a influência da depleção do reservatório e do coeficiente de atrito entre a matriz rochosa e a pasta de cimento nos seguintes fenômenos: compactação da rocha reservatório, subsidênci da superfície, tensões resultantes no revestimento, deslizamento e abertura da interface pasta de cimento-formação rochosa.

5.5 Geometria do Modelo

A geometria A, apresentada na Figura 25, possui três partes principais: o revestimento, a pasta cimentícia e a matriz rochosa. A formação rochosa é subdivida em 09 partes: rocha capeadora A, rocha capeadora B, reservatório, rocha capeadora C, rocha capeadora D, Base, rocha envolvente, pasta cimentícia e revestimento.

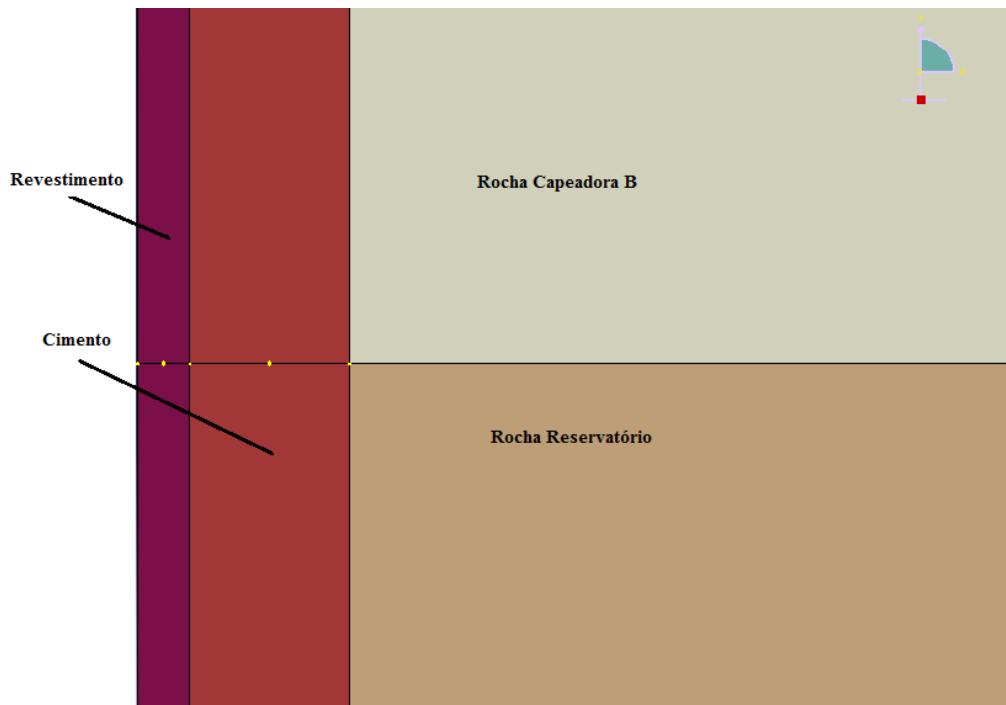
Figura 25: Geometria do Modelo A.



Fonte: Autor

No lado esquerdo do modelo estão o revestimento e o cimento, que, devido às suas pequenas dimensões comparadas às da formação rochosa, não são visualizados na figura 25. Os mesmos são apresentados numa vista ampliada na figura 26.

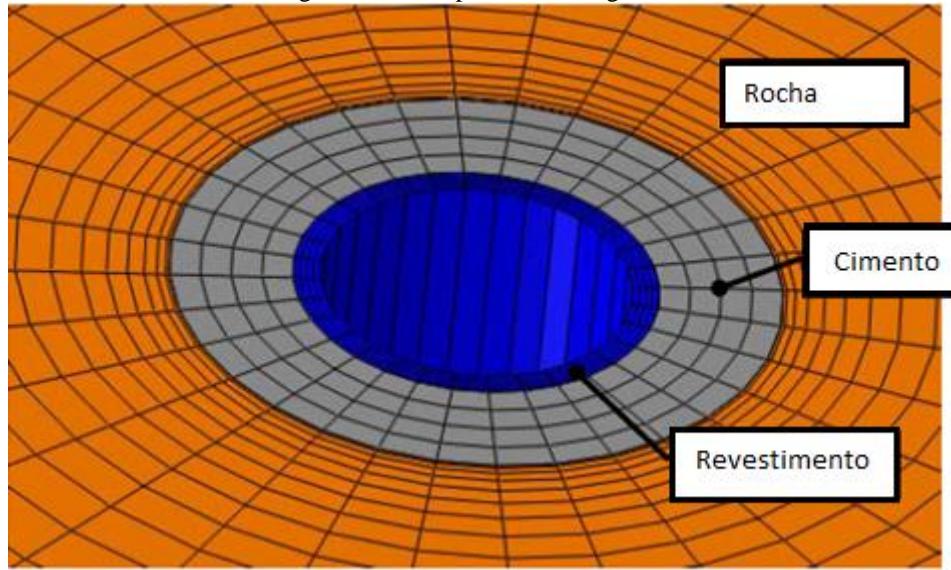
Figura 26: Revestimento, cimento e formação rochosa no Modelo A



Fonte: Autor

Os elementos da coluna à esquerda representam o revestimento, enquanto os da coluna do meio representam a pasta cimentícia e os da direita, a formação rochosa. Este modelo apresenta simetria axial, como mostrado pela linha central pontilhada amarelo na figura Y. O modelo axissimétrico permite ao usuário analisar um modelo 2D como se fosse um modelo 3D. A figura 27, que apresenta um modelo 3D, representa a ideia do modelo axissimétrico, que rotaciona a geometria 2D em torno de um eixo (linha pontilhada em amarelo). Este modelo de entrada foi escolhido por reduzir, consideravelmente, o custo computacional da análise realizada. Chia (1989) e Chantose (2011) utilizaram um modelo similar para analisar o fenômeno da compactação.

Figura 27: Exemplo de modelagem 3D



Fonte: Adaptado de CAPASSO E MUSSO (2010)

O modelo A representa um reservatório que possui 3,1km de raio. À formação rochosa foi atribuído um raio de 30 km com o intuito de se evitar efeitos de borda na análise. O quadro 2 apresenta as alturas e coordenadas de cada uma das partes que compõem o modelo.

Quadro 2: Coordenadas de cada camada litológica, da pasta de cimento e do revestimento no modelo A

Camadas	Topo z (m)	Base z (m)	Altura(m)
Capeadora A	0	5100	5100
Capeadora B	5100	5711	611
Reservatório	5711	5987	276
Capeadora C	5987	6387	400
Capeadora D	6387	6837	450
Base	6837	12000	5163
Rocha envolvente	5711	5987	276
Revestimento	0	5987	5987
Pasta cimentícia	0	5987	5987

Fonte: Autor

A geometria B difere da geometria A devido apenas a adição de mais um revestimento e pasta de cimento, conforme apresentado na figura 28, que possibilitou a análise da influência de revestimentos concêntricos na distribuição das tensões. As propriedades dos materiais, condições de contorno, carregamentos e demais

parâmetros da análise numérica são exatamente os mesmos para ambos os modelos e são apresentados na Tabela 5.

O revestimento utilizado no desenvolvimento da geometria A foi o P110 que possui diâmetro nominal de 13 5/8'', tensão de escoamento de 110ksi ou 758,42 MPa e peso de 82,5lb/ft.

Para o desenvolvimento da geometria B adicionamos um revestimento com 9 5/8'' de diâmetro nominal, tensão de escoamento de 110 ksi e peso de 53,5lb/ft. O espaço existente entre os dois revestimentos foi preenchido com pasta de cimento com as mesmas características da aplicada na geometria A.

Tabela 5: Dados da geometria do modelo A

Parâmetros	Valores	Unidade
Profundidade	5987	m
Diâmetro do poço	17,5	in.
Dext do revestimento	13,625	in.
Dint do revestimento	12,375	in.
Área considerando Dext	145,8018058	in. ²
Área considerando Dint	120,2763655	in. ²
Espessura do revestimento	0,625	in.
Área da seção transversal	25,52544028	in. ²

Fonte: Autor

Figura 28: Geometria do modelo B apresenta revestimentos concêntricos



Fonte: Autor

5.6 Propriedades dos Materiais

O MEF tem sido amplamente utilizado, uma vez que é mais flexível em relação à geometria e heterogeneidade, permitindo estimativas mais realistas em campos reais. Ele também permite o uso de diferentes modelos constitutivos para simular o comportamento de materiais. No entanto, em diversas aplicações, um modelo linear-elástico é adotado devido à falta de parâmetros confiáveis, à complexidade do problema e/ou ao grande custo computacional de modelos mais sofisticados. Apesar da hipótese de elasticidade linear de um material ser altamente idealizada, relações lineares ou quase lineares entre tensão e deformação têm sido frequentemente observadas em exames laboratoriais em amostras de poços bem cimentados para estados de tensão próximas das tensões *in-situ*. (Zoback, 2007)

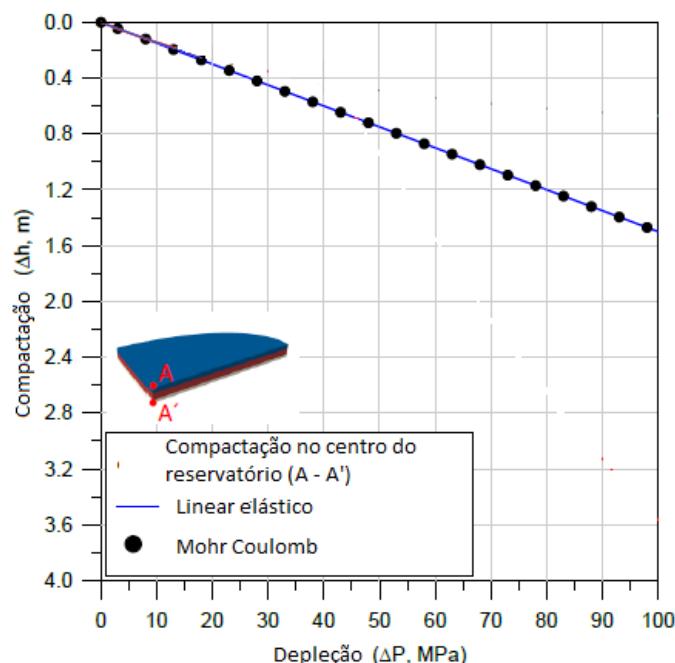
Assim, assumiu-se que a matriz rochosa possui comportamento elástico linear. Esta definição foi tomada, também, com base nas análises realizadas por Lobo (2014) através de um modelo 3D, onde foi estudado um campo com características semelhantes ao analisado neste trabalho. Lobo (2014), conforme Gráfico 2, concluiu que os resultados fornecidos através de uma análise considerando a formação rochosa

com comportamento elástico ou plástico de Mohr-Coulomb é exatamente a mesma. Como as propriedades dos materiais que compõem os modelos propostos são semelhantes às utilizadas por Lobo, optou-se pela escolha do comportamento elástico-linear. Sendo assim, as propriedades dos materiais da formação consistem em densidade, módulo de Young de elasticidade e o coeficiente de Poisson.

De acordo com Samier e Degennaro (2007), é importante considerar as propriedades tanto da rocha reservatório quanto das adjacentes. As rochas capeadoras, por exemplo, influenciam na transmissão do efeito da compactação e consequente surgimento da subsidência da superfície através de sua geometria, espessura e propriedades constitutivas. As rochas localizadas na lateral do reservatório, chamadas neste estudo de rochas selantes, influenciam a trajetória das tensões e a quantidade de compactação que ocorre no reservatório.

À pasta de cimento também será atribuído comportamento elástico-linear. Já o revestimento se comporta de modo elástico-perfeitamente plástico, possuindo as propriedades de módulo de Young, coeficiente de Poisson e tensão de escoamento. Ao longo deste estudo utilizaremos o critério de falha de vonMises na análise das tensões atuantes. As propriedades dos materiais que compõem os modelos são descritas nas Tabelas 6 e 7 e referem-se ao campo de Elgin no Mar do Norte.

Gráfico 2: Compactação do reservatório para diferentes modelos constitutivos



Fonte: Adaptado de LOBO (2014)

Tabela 6: Propriedades dos materiais que compõem os modelos

Propriedades	Camadas / Densidade (kg/m3)	E (GPa)	v (Poisson)	Bulk mod of grains (GPa)	Bulk mod of fluids (GPa)
Capeadora A	2098	12,5	0,19	-	-
Capeadora B	2298	10	0,12	-	-
Reservatório	2298	12,5	0,19	33,602	10
Rocha selante	2398	12.5	0,19	-	-
Capeadora C	2398	20	0,19	-	-
Capeadora D	2497	20	0,19	-	-
Base	2198	20	0,19	-	-
Pasta de Cimento	1438	2,08	0,07	-	-
Revestimento	7970	210	0,3	-	-

Fonte: Autor

Tabela 7: Propriedades da rocha reservatório e do revestimento

Propriedades	Camadas / Permeabilidade (K)	Índice de Vazios	Peso específico do líquido (N/m3)	Tensão de Escoamento (MPa)
Reservatório	0,1	1,5	10000	-
Revestimento	-	-	-	758,45

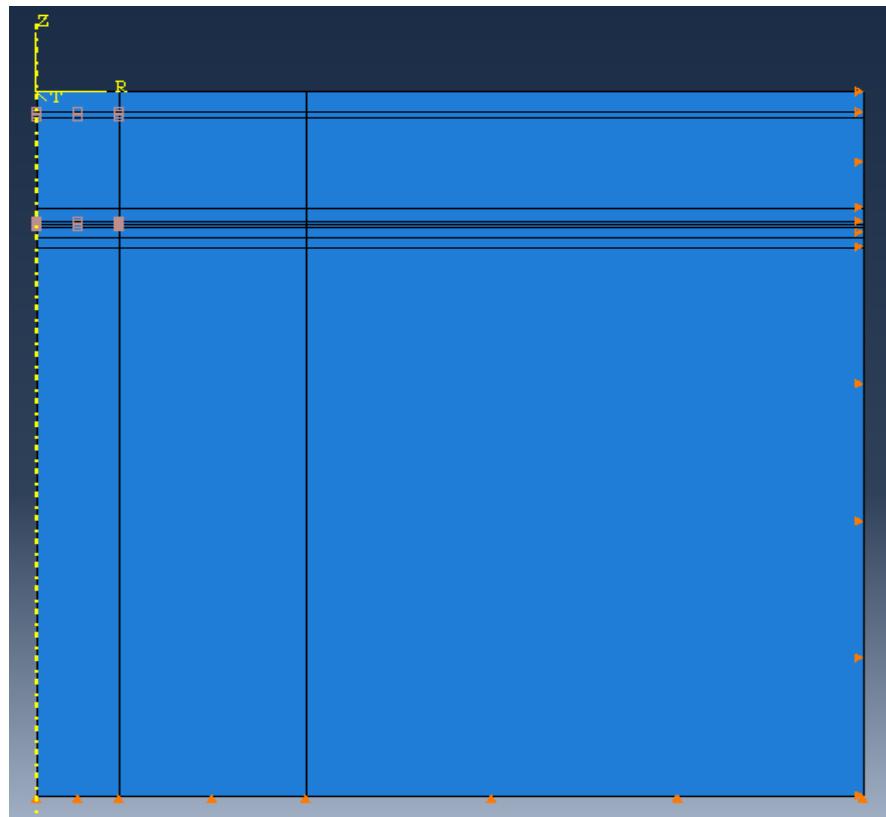
Fonte: Autor

5.7 Condições de Contorno

Esta seção explica as condições de contorno dos modelos e a Fig. 29 as apresenta. O limite lateral da direita é fixo para os deslocamentos na direção horizontal, enquanto a base é impedida de se mover na direção vertical. A parte

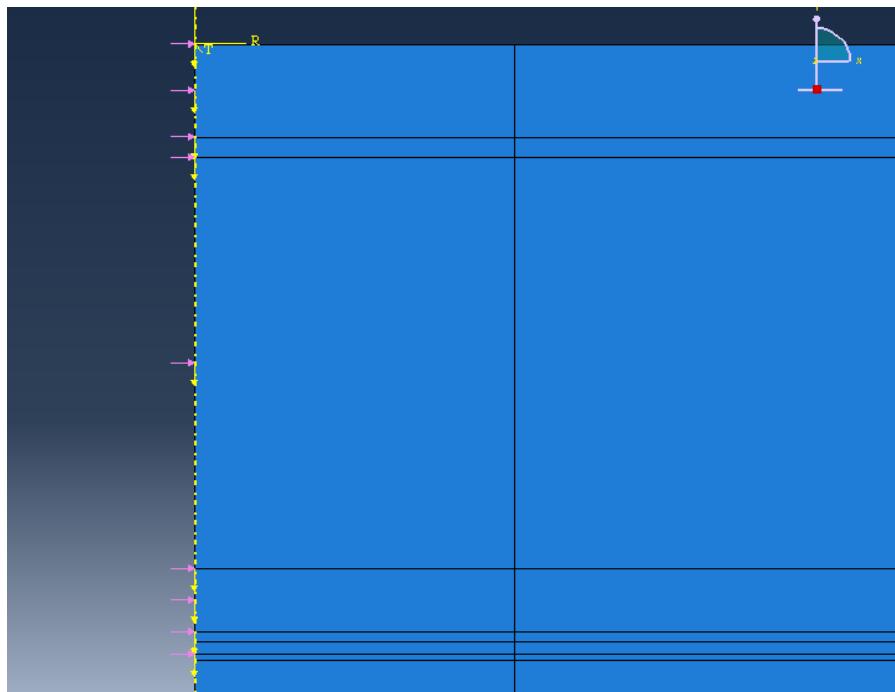
superior é livre para se movimentar em qualquer direção e no limite esquerdo é colocada uma condição do tipo: tensão normal à superfície é nula. Os elementos que compõem o revestimento são carregados com gravidade, o que é indicado pelas setas amarelas apontando para baixo dentro de cada elemento, conforme a figura 30. A mesma figura também apresenta setas roxas que representam a pressão interna exercida pelo fluido de perfuração sobre o revestimento.

Figura 29: Condições de contorno aplicadas aos modelos



Fonte: Autor

Figura 30: Carregamentos aplicados aos modelos



Fonte: Autor

As condições de contorno descritas acima representam a etapa 3 do processo de instalação e cimentação de um revestimento. As etapas 1 e 2 foram tratadas analiticamente no capítulo 4 deste trabalho. A etapa 3 foi analisada numericamente através dos modelos propostos e indica as condições de contorno e carregamento exatamente antes do início da produção de hidrocarbonetos e consequente depleção.

Seguem abaixo as etapas do processo de instalação e cimentação de um revestimento.

Etapa 1 (Formulação analítica): Neste passo, o revestimento de aço é inserido no furo do poço. Uma vez na cavidade, atua sobre ele a pressão hidrostática da lama presente no poço, tanto nas paredes internas quanto externas, além da gravidade.

Etapa 2 (Formulação analítica): Nesta fase, o cimento é introduzido no espaço entre a formação e o revestimento como fase fluida. Ele substitui a lama no anel, e aplica uma pressão hidrostática sobre a formação de rocha e do lado exterior do invólucro. A lama que permanece no interior do revestimento gera uma pressão hidrostática na parede interna do revestimento. É importante salientar que a pressão aplicada pela

pasta de cimento é diferente da pressão da lama que atuava na etapa anterior, uma vez que os dois fluidos têm pesos específicos diferentes.

Etapa 3 (Análise Numérica) : Durante a terceira etapa o cimento é introduzido como fase sólida. A pressão da lama continua a ser aplicada no lado interior do tubo de revestimento. Nesta fase, todas as interações de contato entre formação de rocha e a pasta de cimento são ativados. A gravidade atua no revestimento. Na fase endurecida, as tensões iniciais no cimento são nulas, como se as tensões de expansão originadas durante a hidratação tivessem sido anuladas pelas que surgem durante a fase de retração.

5.8 Interação maciço rochoso - cimento

Para simularmos a interação maciço rochoso – pasta cimentícia foi utilizada a função “*SurfaceInteraction*” do Abaqus, que cria o contato entre superfícies e apresenta maior precisão quando aumenta-se o número de elementos em contato.

É fornecido, como dado de entrada da análise, o coeficiente de atrito entre as duas superfícies. Para os modelos estudados foram fornecidos os seguintes coeficientes de atrito μ : 0,2; 0,4; 0,6; 0,8

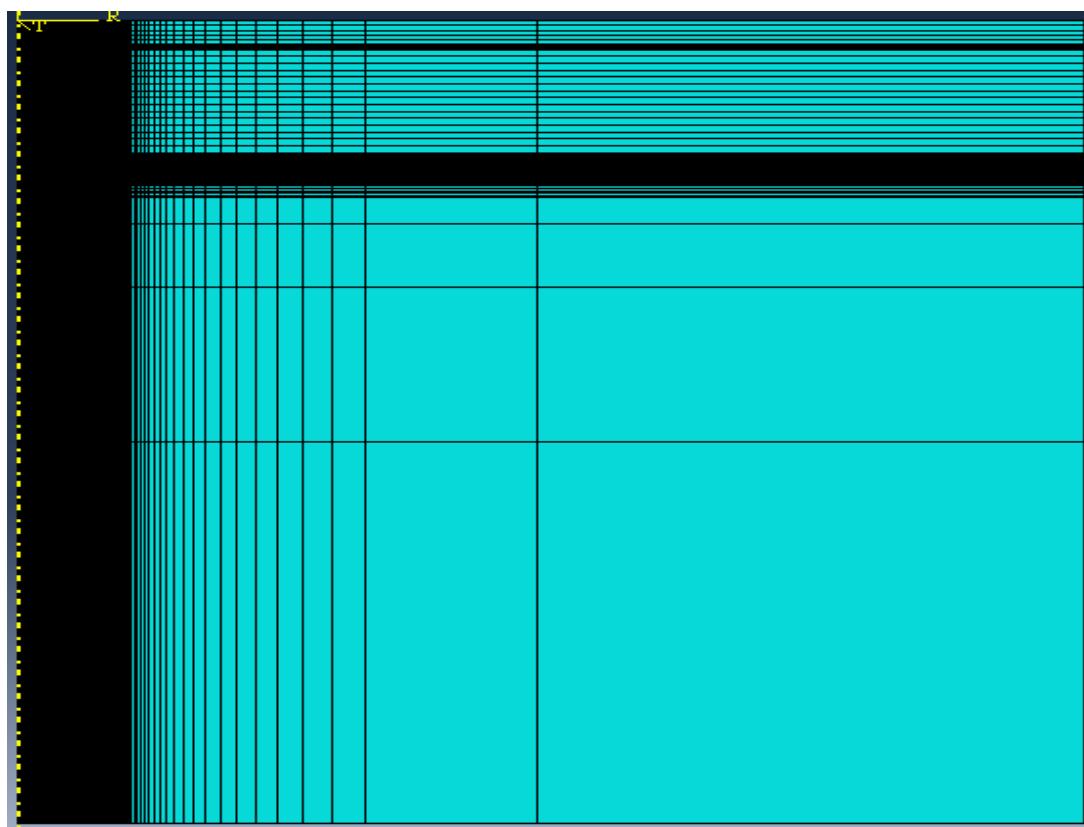
5.9 Passos da Análise

As simulações realizadas no ABAQUS requisitaram dois passos além do *Initial*, que é obrigatório. O primeiro passo, denominado *Static*, permite que o modelo interaja com as condições de contorno para criar tensões, deformações e condições de equilíbrio para a formação antes do início da produção. O segundo passo, denominado *Soils*, simula a produção de hidrocarbonetos através da variação da pressão de poros. Este passo simula o seguinte cenário: a pressão existente no poço é inferior à verificada no reservatório e essa diferença é responsável pela criação de um fluxo de hidrocarbonetos saindo do reservatório em direção ao revestimento. Entretanto, o fluxo, de fato, não é simulado neste estudo, visto que se trata de uma análise mecânica e não hidro-mecânica.

5.10 Malha

A Fig. 31 mostra a malha do modelo. Elementos do revestimento e de cimento são visivelmente mais finos do que os elementos do reservatório, que são bem menores que os das camadas rochosas em torno do mesmo. A utilização de uma malha mais fina é necessária na área de interesse de precisão dos resultados. O refinamento da malha pode ser percebido através da Figura 32. Com base na bibliografia estudada, espera-se que, nesta simulação, as tensões de maior magnitude atuantes no revestimento devem ocorrer na altura do reservatório, e os maiores deslocamentos devem ocorrer no reservatório, devido ao fenômeno da compactação.

Figura 31: Malha do Modelo A



Fonte: Autor

Figura 32: Malha mais refinada no reservatório e proximidades



Fonte: Autor

O intuito de aumentar o número de elementos para tais regiões é possibilitar que o resultado seja convergente. A malha final, após inúmeras tentativas de otimização dos resultados e tempo, apresenta 7333 elementos para o modelo com um revestimento e 7431 para o modelo com dois revestimentos concêntricos, com baixo custo computacional.

Os elementos que representam a formação são quadrilaterais quadráticos axissimétricos de oito nós para a formação rochosa, a pasta cimentícia e o revestimento. Como se pretende analisar a redução da pressão de poros no reservatório, os elementos utilizados para simular o mesmo são diferentes dos utilizados nas demais partes. Neste caso utilizaram-se elementos quadrilaterais quadráticos axissimétricos de oito nós com poro-pressão. O Quadro 3 apresenta informações referentes as malhas geradas para os modelos A e B.

Quadro 3: Dados das malhas geradas para os modelos A e B

	Número de Nós	Número de Elementos	Número de Elementos Quadrilaterias Quadráticos Axissimétricos do tipo CAX8R	Número de Elementos Quadrilaterias Quadráticos Axissimétricos com Poro Pressão do tipo CAX8RP
Modelo A	22669	7333	6613	720
Modelo B	23237	7431	6711	720

Fonte: Autor

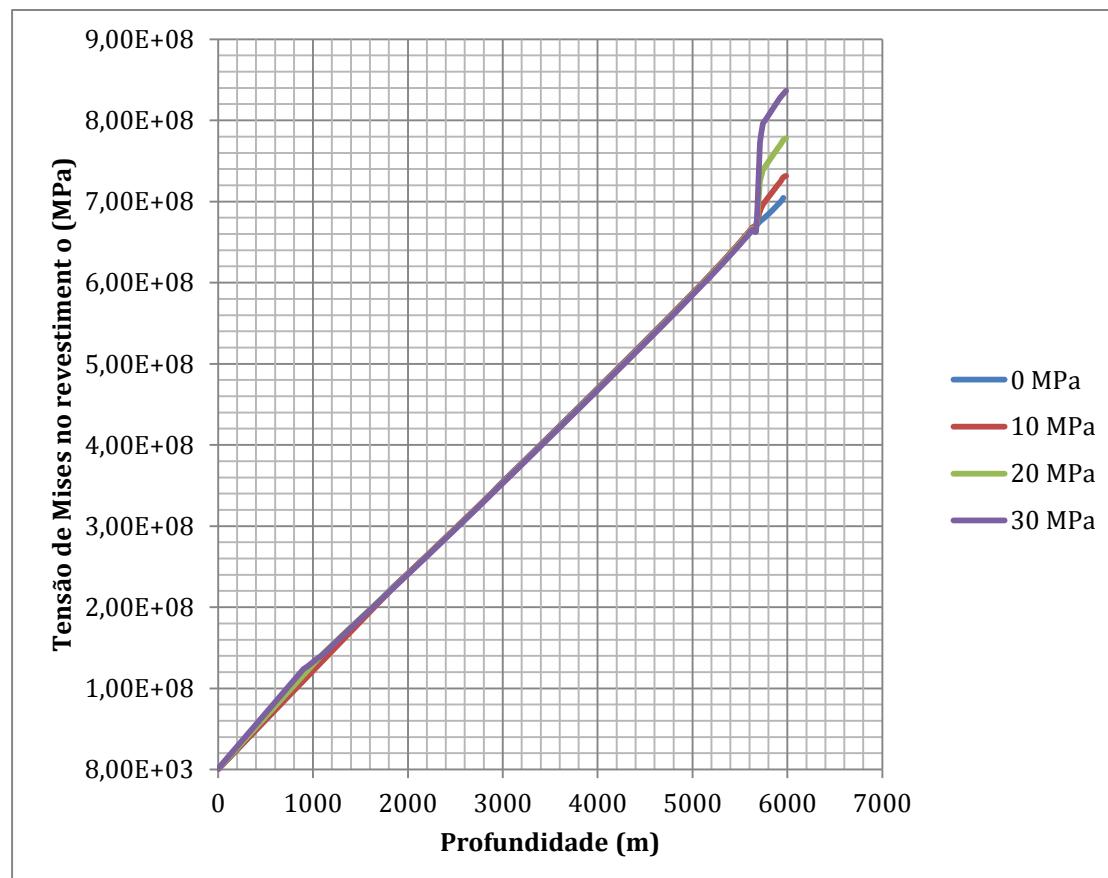
6 RESULTADOS, ANÁLISE ESTATÍSTICA E DISCUSSÃO

6.1 Influência da depleção, para um coeficiente de atrito constante, na tensão de Mises no revestimento.

O gráfico 3 nos mostra que a transferência de tensões decorrentes da depleção para o revestimento ocorre, principalmente, na profundidade do reservatório. Assim, percebe-se um aumento considerável das tensões atuantes ao longo de um trecho específico.

Podemos concluir, também, que a tensão de Mises atuante no revestimento cresce linearmente com a profundidade até atingir a altura onde se encontra o reservatório. Neste momento ocorre uma descontinuidade devido à transferência de esforços decorrentes da diminuição da poropressão.

Gráfico 3: Influência da depleção na Tensão de Mises atuante no revestimento com coef. de atrito = 0,6



Fonte: Autor

Vale ressaltar, também, a importância do peso próprio e da pressão interna atuante no revestimento no seu estado de tensão. Para o caso onde a depleção inexiste, e coeficiente de atrito = 0,6, a tensão máxima atuante no revestimento é de aproximadamente 705 MPa.

Para o revestimento do tipo P110, que possui uma tensão de escoamento da ordem de 110ksi ou 758,42 MPa. A uma profundidade de aproximadamente 5987 metros, a tensão atuante no revestimento decorrente da gravidade e da pressão interna corresponde a 93% da tensão de escoamento do aço. Isso faz com que uma depleção de aproximadamente 15,5MPa gere uma tensão de Mises máxima superior a tensão de escoamento. Assim, o aço estaria sujeito a deformações plásticas, caracterizando uma condição de falha.

Sabendo-se que é plausível a existência de depleções com magnitudes maiores que 15,5MPa, uma das soluções propostas é a substituição do revestimento P110 pelo P125, que possui as mesmas dimensões do P110, mas com tensão de escoamento da ordem de 125ksi ou 861,84 MPa. A uma profundidade de aproximadamente 5987 metros, a tensão atuante no revestimento decorrente da gravidade e pressão interna passaria a corresponder a 82% da tensão de escoamento do aço e a depleção que faria o revestimento entrar no regime plástico passaria a ser da ordem de aproximadamente 33,5 MPa.

Além da troca do tipo do revestimento, a execução de revestimentos concêntricos permite uma melhor distribuição de tensões e, portanto, uma maior depleção é necessária para ocasionar a plastificação do revestimento. Para simular tal situação, adicionamos um revestimento com 9 5/8" de diâmetro nominal, tensão de escoamento de 110 ksi e peso de 53,5lb/ft, que corresponde à geometria B descrita anteriormente. A uma profundidade de 5987, o conjunto de revestimentos citados acima atua em regime elástico até uma depleção de aproximadamente 38 MPa.

Assim, chegamos à conclusão que a mudança do revestimento P110 para o P125 proporciona um aumento da magnitude da depleção limite em 2,16 vezes sem ocasionar a plastificação do tubo, enquanto a alteração do projeto de um revestimento P110 para dois revestimento concêntricos, com as características indicadas anteriormente, proporciona um aumento da magnitude de depleção limite em 2,45 vezes. Em função dos custos recomenda-se a utilização do P125.

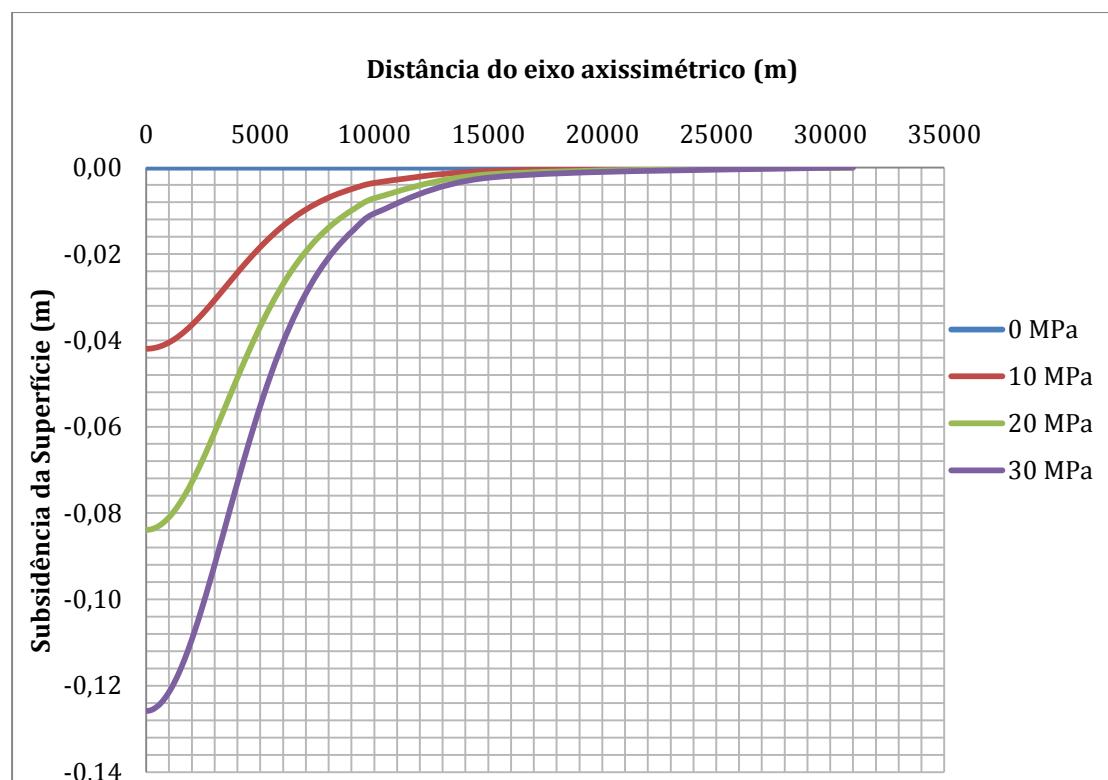
6.2 Influência da depleção, para um coeficiente de atrito constante, na subsidênciada superfície

O gráfico 4 nos mostra o surgimento da subsidênciadecorrente da compactação do reservatório. Percebe-se que o rebaixamento da superfície aumenta com o crescimento da depleção, conforme esperado.

Além disso, podemos afirmar que a variação espacial da subsidênci, apresentada no modelo, coincide com a apresentada por Settari (2002). Este autor afirma que as maiores subsidências ocorrem no centro do reservatório, pois também é neste local que ocorrem as maiores compactações.

Para o campo estudado, verificaram-se valores de subsidênciade aproximadamente de 4,2 cm para a depleção de 10MPa, 8,4cm para depleção de 20MPa e 12,6cm para depleção de 30MPa. Percebemos, com isso, que a subsidênciada superfície é diretamente proporcional à depleção.

Gráfico 4: Subsidênciada superfície para diferentes depleções com coef. de atrito = 0,6

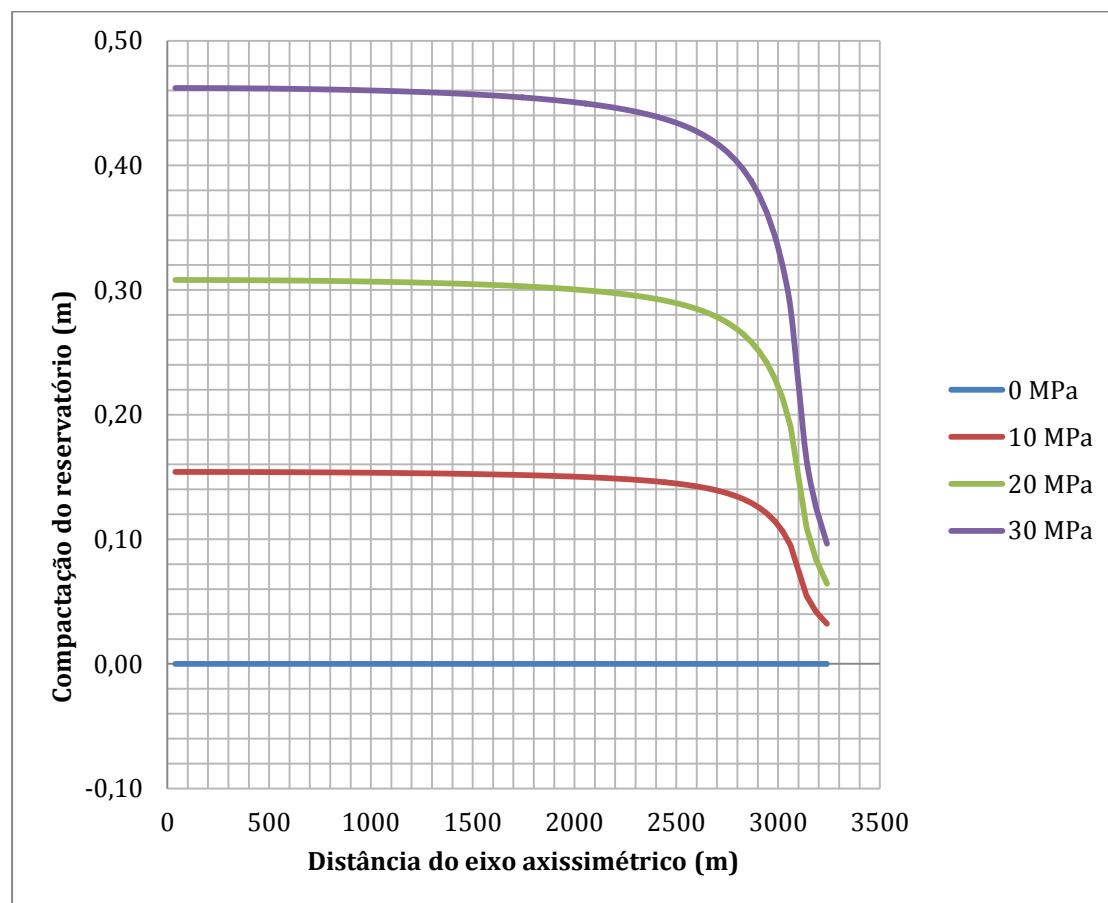


Fonte: Autor

6.3 Influência da depleção, para um coeficiente de atrito constante, na compactação do reservatório

O gráfico 4, apresentado abaixo, corrobora o comportamento descrito no gráfico Y. Percebemos que apenas uma parcela da compactação do reservatório é percebida na superfície. Para 30 Mpa de depleção ocorre uma compactação de 46 cm e uma subsidênciade 12,6cm Verificou-se, também, que os maiores valores de compactação ocorrem no centro do reservatório e para as maiores depleções.

Gráfico 5: Compactação do reservatório para diferentes depleções com coef. de atrito = 0,6



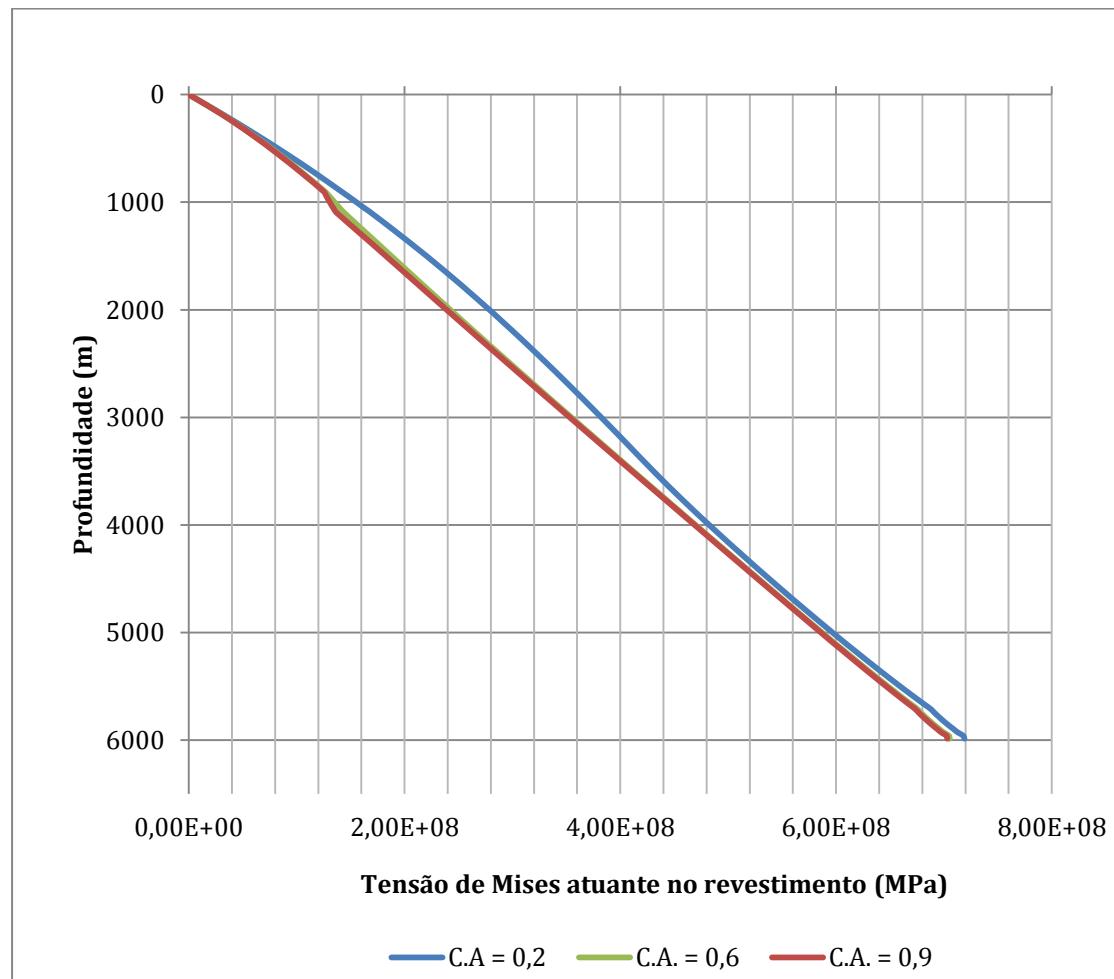
Fonte: Autor

6.4 Influência do coeficiente de atrito, para depleções constantes ou ausência de depleção, na tensão de Mises atuante no revestimento.

O gráfico 6 mostra que, com o aumento do coeficiente de atrito existente entre a pasta de cimento e a matriz rochosa, as tensões atuantes no revestimento diminuem quando a pressão de poros é constante.

Isso ocorre porque as tensões causadas pelos carregamentos de gravidade e pressão interna, que são as forças aplicadas no passo um na nossa simulação, podem se redistribuir melhor à medida que a interação entre as duas superfícies aumenta. Ou seja, a partir do momento que o coeficiente de atrito aumenta, as tensões atuantes no revestimento podem ser parcialmente transferidas para o maciço rochoso, reduzindo assim a tensão de vonMises ao longo do tubo de revestimento.

Gráfico 6: Influência do coeficiente de atrito na tensão de vonMises atuante no revestimento para simulação sem depleção



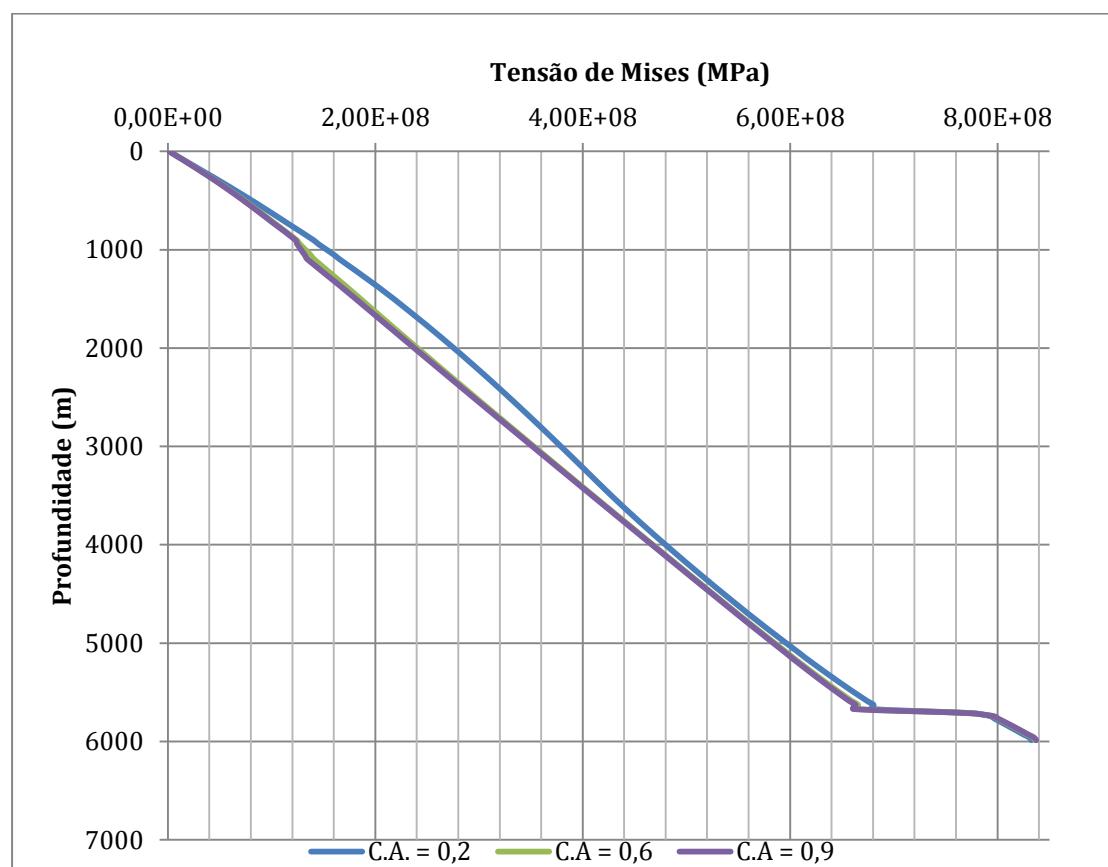
Fonte: Autor

A tensão máxima atuante no aço quando da existência apenas dos carregamentos gravidade e pressão interna é 719 MPa para o coeficiente de atrito igual a 0,2 e de 703 MPa para coeficiente de atrito igual a 0,9. Ou seja, o aumento coeficiente de atrito gerou uma redução nas tensões atuantes da ordem de 2,2%.

Percebe-se, entretanto, que a partir do momento que a poropressão começa a cair esta tendência se inverte, pois as tensões oriundas da compactação do reservatório se transferem, parcialmente, para o revestimento. Nesta conjuntura quanto maior o coeficiente de atrito maior será a interação entre as superfícies e, consequentemente, maior será a parcela de tensões originadas pela depleção que são suportadas pelo revestimento. Como o carregamento da gravidade e a pressão interna são constantes, com o aumento da depleção a tensão atuante no revestimento tende a aumentar à medida que o coeficiente de atrito aumenta.

O gráfico 7 apresenta o momento em que a tensão máxima atuante no revestimento para os coeficientes de atrito 0,2 e 0,9 são bem próximas. Isto ocorre para depleções da ordem de 30MPa.

Gráfico 7: Influência do coeficiente de atrito na tensão de vonMises atuante no revestimento para depleção de 30MPa

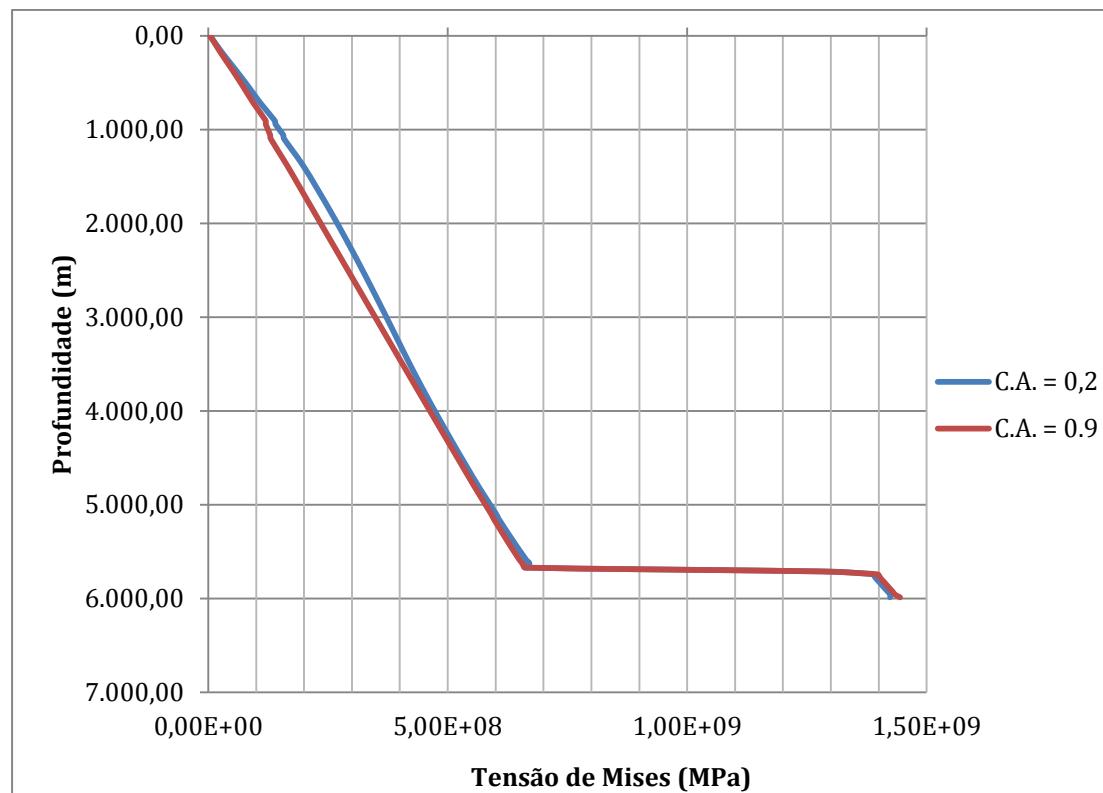


Fonte: Autor

Espera-se, então, que para uma depleção de maior grandeza, quanto maior o coeficiente de atrito, maior será a tensão máxima atuante no revestimento. Este fato é

perceptível no gráfico 8, onde, para depleções da ordem de 100MPa, a tensão máxima atuante no revestimento quando realizada uma simulação com coeficiente de atrito igual a 0,9 é maior que a atuante quando o coeficiente de atrito é 0,2.

Gráfico 8: Influência do coeficiente de atrito na tensão de vonMises atuante no revestimento para depleção de 100MPa



Fonte: Autor

Pode-se concluir, ainda, através da análise dos gráficos, que nas áreas mais distantes do reservatório o coeficiente de atrito menor faz com que as tensões no aço sejam maiores do que com valores maiores do coeficiente de atrito. Isso se dá pelo fato de a depleção pouco ou praticamente não influenciar as tensões atuantes nestas profundidades.

6.5 Análise Estatística

O delineamento de tratamento composto central rotacional foi utilizado para analisar as combinações entre os níveis codificados de dois fatores. Como saída do DCCR foi obtida a influência das variáveis independentes sobre as dependentes, o que

permitiu o desenvolvimento da superfície de resposta e a definição da equação que governa a interação entre as variáveis.

Os coeficientes foram devidamente testados pelo teste t de Student a 5 % de significância, realizado no software STATISTICA 6.0 a partir do modelo de segunda ordem com interação, e sua significância foi apresentada através dos gráfico de Pareto e superfícies de respostas. A escolha pelo DCCR se deu pelo fato do Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil e Ambiental possuir a licença do software Statistica e este viabilizar este tipo de análise.

6.5.1 Simulação dos Dados

Foi empregado um DCCR 2^2 , com um ponto central (sem repetições) e quatro pontos axiais, com as combinações entre os níveis codificados dos fatores A e B conforme tabela 8. No total foram realizados nove tratamentos em cada modelo, conforme a matriz de planejamento abaixo.

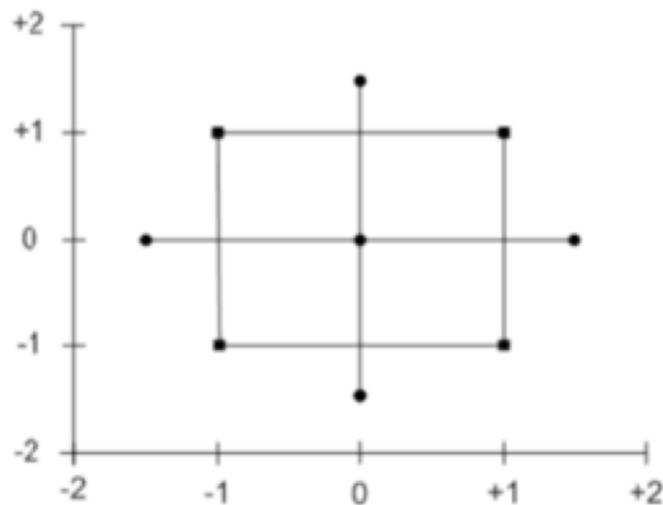
Tabela 8: Matriz de Planejamento do DCCR – Variáveis Codificadas

<i>Tratamentos</i>	<i>A_{codificado}</i>	<i>B_{codificado}</i>
1	-1	-1
2	1	-1
3	-1	1
4	1	1
5	-1,4142	0
6	1,4142	0
7	0	-1,4142
8	0	1,4142
9	0	0

Fonte: Autor

Na Figura 33 estão demonstrados os níveis das variáveis independentes para as análises que foram realizadas

Figura 33: Níveis das variáveis independentes



Fonte: Autor

As variáveis independentes quantitativas analisadas neste experimento foram: depleção do reservatório (fator A) e o coeficiente de atrito entre a formação rochosa e a pasta cimentícia (fator B). Como respostas (variáveis dependentes quantitativas), foram avaliadas: a tensão de vonMises no revestimento, a compactação do reservatório, a subsidência da superfície, o deslizamento (modo II) e a abertura (modo I) na interação entre a pasta cimentícia e a formação rochosa (variáveis quantitativas).

O DCCR foi realizado em 3 modelos diferentes com o intuito de avaliar, também, a influência de uma variável independente qualitativa , no caso, o tipo de rocha reservatório.

Assim, temos:

- Variáveis quantitativas independentes: Depleção; Coeficiente de Atrito
- Variável qualitativa independente: Tipo de rocha reservatório
- Variáveis quantitativas dependentes: Tensão de Mises no revestimento; Subsidência; Compactação; Deslizamento (Modo II); Abertura (Modo I)

As Tabelas 9, 10, 11 e 12 apresentam as matrizes de planejamento para cada tipo de rocha reservatório e as propriedades destas.

Tabela 9: Matriz de Planejamento para o Reservatório Tipo A

Variável Qualitativa	Variável	Variável	Variável	Variável
	Quantitativa Real	Quantitativa Codificada	Quantitativa Real	Quantitativa Codificada
Reservatório	Depleção	Depleção	Coef. Atrito	Coef. Atrito
A	15	-1	0,4	-1
A	15	-1	0,8	1
A	30	1	0,4	-1
A	30	1	0,8	1
A	11,89	-1,4142	0,60	0
A	33,11	1,4142	0,60	0
A	22,50	0	0,32	-1,4142
A	22,50	0	0,88	1,4142
A	22,50	0	0,60	0

Fonte: Autor

Tabela 10: Matriz de Planejamento para o Reservatório Tipo B

Variável Qualitativa	Variável	Variável	Variável	Variável
	Quantitativa Real	Quantitativa Codificada	Quantitativa Real	Quantitativa Codificada
Reservatório	Depleção	Depleção	Coef. Atrito	Coef. Atrito
B	0,7	-1	0,4	-1
B	0,7	-1	0,8	1
B	2,3	1	0,4	-1
B	2,3	1	0,8	1
B	0,37	-1.4142	0,60	0
B	2,63	1.4142	0,60	0
B	1,50	0	0,32	-1,4142
B	1,50	0	0,88	1,4142
B	1,50	0	0,60	0

Fonte: Autor

Tabela 11: Matriz de Planejamento para o Reservatório Tipo C

Variável Qualitativa	Variável Quantitativa	Variável Quantitativa	Variável Quantitativa	Variável Quantitativa
	Real	Codificada	Real	Codificada
	Depleção	Depleção		
Reservatório	(Mpa)	(Mpa)	Coef. Atrito	Coef. Atrito
C	15	-1	0,4	-1
C	15	-1	0,8	1
C	30	1	0,4	-1
C	30	1	0,8	1
C	11,89	-1,4142	0,60	0
C	33,11	1,4142	0,60	0
C	22,50	0	0,32	-1,4142
C	22,50	0	0,88	1,4142
C	22,50	0	0,60	0

Fonte: Autor

Tabela 12: Propriedades de cada tipo de rocha reservatório

Propriedades / Reservatório	A	B	C
E (Pa)	1,25E+10	8,00E+08	3,750E+10
v	0,19	0,15	0,20
Kd	6,72E+09	3,81E+08	2,08E+10
Ks	3,36E+10	7,69E+10	7,69E+10

Fonte: Autor

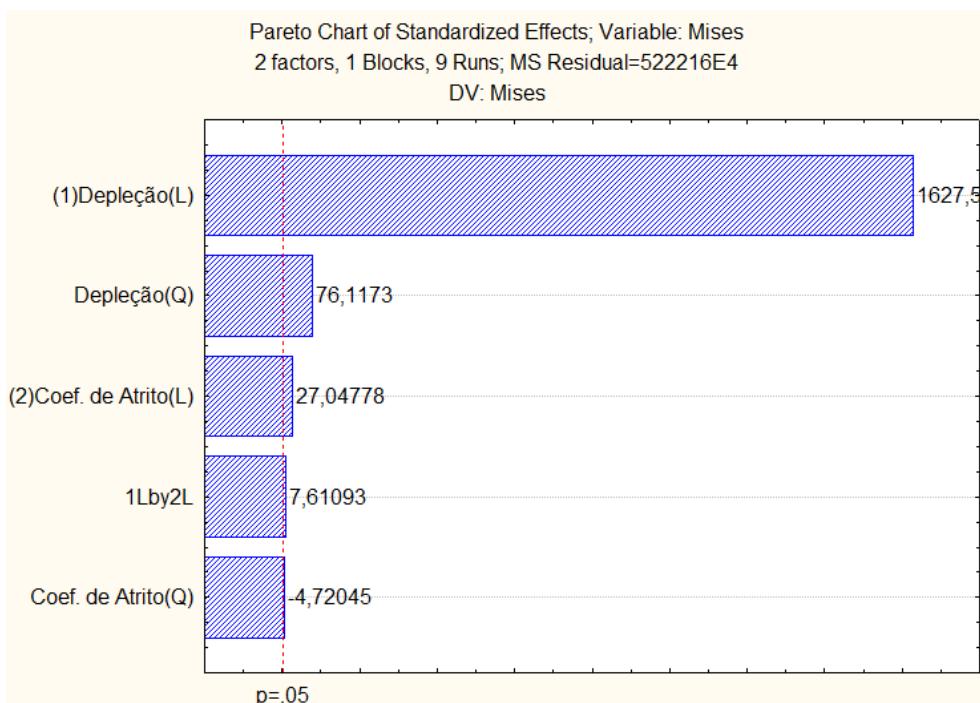
6.5.2 Análise para a resposta Tensão de Mises

Analisando-se os Diagramas de Pareto, apresentados nos gráficos 9,10 e 11, contendo os efeitos das variáveis para a resposta Tensão de Mises, a um grau de confiança de 95%, pode-se observar que os termos relacionados à depleção, tanto os lineares quanto os quadráticos, foram estatisticamente significativos para todos os modelos. Para a variável coeficiente de atrito, os termos lineares são significativos para todos os modelos, entretanto, o termo quadrático é significativo apenas para o

modelo do reservatório A. Vale ressaltar que este efeito, apesar de significativo para o modelo A, é o termo que possui menos influência sobre a resposta. Ainda se pode afirmar que existe uma interação significativa entre as variáveis.

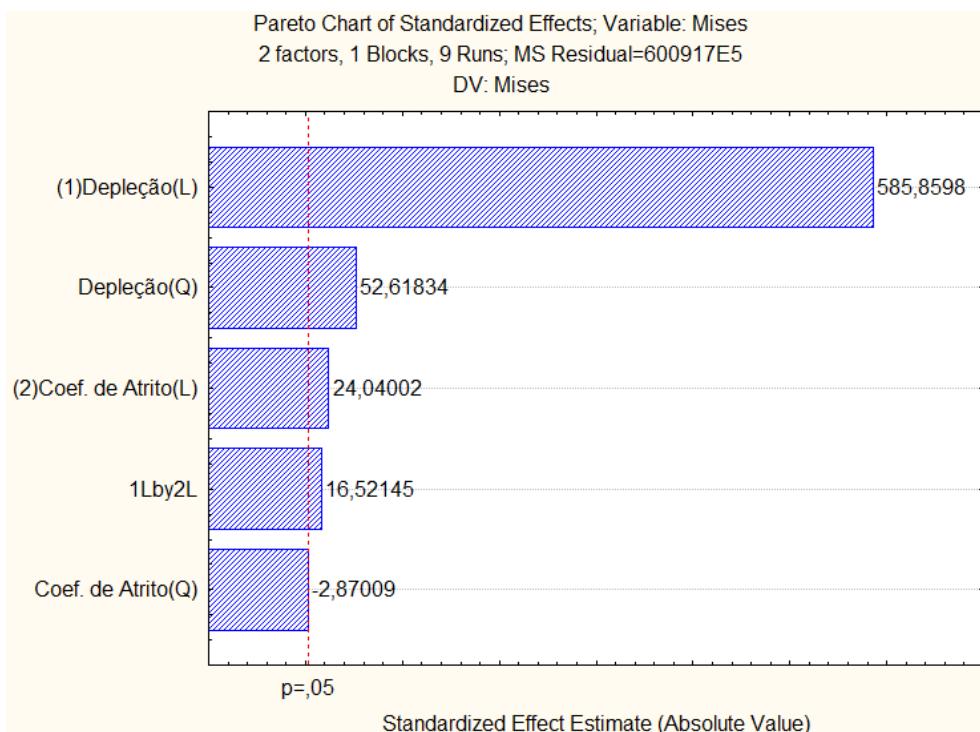
A ordem de influência dos termos sobre a resposta Tensão de Mises é exatamente a mesma para diferentes tipos de rocha reservatório. Nota-se, também, que a influência do termo linear da variável depleção é bem superior aos demais. Assim, pode-se afirmar que, apesar dos demais termos possuírem significância estatística em todos os modelos, com exceção do termo quadrático da variável coeficiente de atrito, o efeito da depleção é o mais importante para a resposta analisada.

Gráfico 9: Diagrama de Pareto para Tensão de Mises no reservatório A



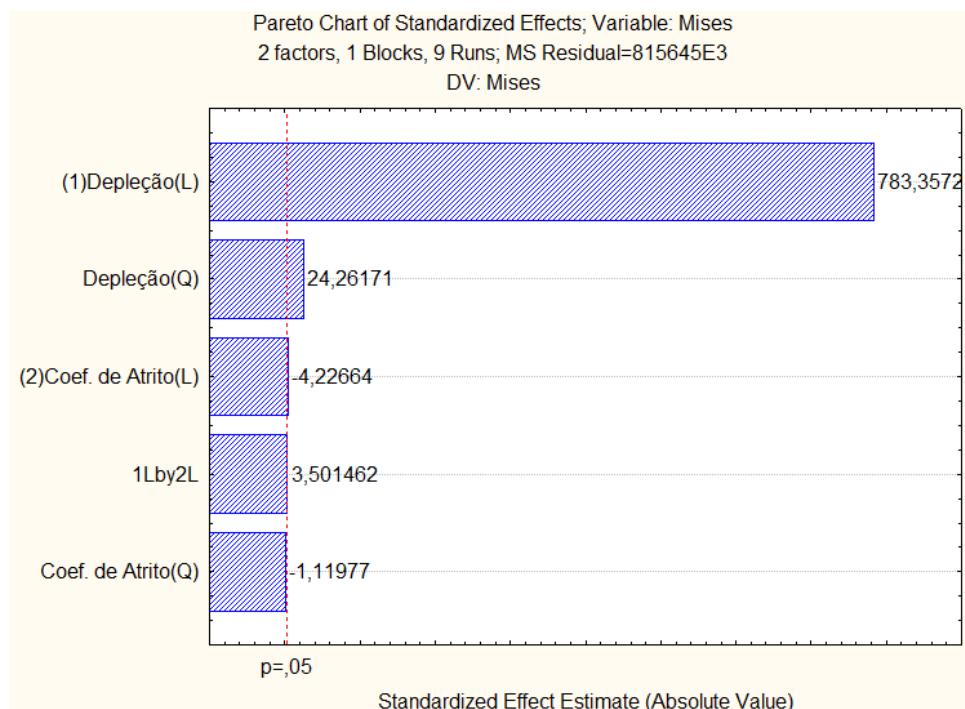
Fonte: Autor

Gráfico 10: Diagrama de Pareto para Tensão de Mises no reservatório B



Fonte: Autor

Gráfico 11: Diagrama de Pareto para Tensão de Mises no reservatório C



Fonte: Autor

A partir dos coeficientes de regressão disponíveis nas Tabelas 13,14,15 foi possível expressar os modelos matemáticos com todos os parâmetros e apenas com os parâmetros estatisticamente significativos.

Tabela 13: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta tensão de Mises

Factor	Effect Estimates; Var.:Mises; R-sqr=1.; Adj:1, (Elgin_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=522216E4 DV: Mises									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt	Coeff.	Std.Err.	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt
Mean/Interc.	791500000	72264,49	10952,82	0,000000	791270022	791729978	791500000	72264,49	791270022	791729978
(1)Depleção(L)	83167523	51098,71	1627,59	0,000000	83004904	83330142	41583762	25549,36	41502452	41665071
Depleção(Q)	6450000	84737,63	76,12	0,000005	6180327	6719673	3225000	42368,82	3090164	3359836
(2)Coef. de Atrito(L)	1382107	51098,71	27,05	0,000111	1219488	1544726	691053	25549,36	609744	772363
Coef. de Atrito(Q)	-400000	84737,63	-4,72	0,018008	-669673	-130327	-200000	42368,82	-334836	-65164
1L by 2L	550000	72264,49	7,61	0,004708	320022	779978	275000	36132,25	160011	389989

Fonte: Autor

$$z=791500000, +41583761,697355*x+3225000,*x^2+691053,39059327*y-199999,99999999*y^2+274999,99999999*x*y+0, \quad (31)$$

Tabela 14: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta tensão de Mises

Factor	Effect Estimates; Var.:Mises; R-sqr=.99999; Adj:.99998 (WestAfrican_01Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=600917E5 DV: Mises									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt	Coeff.	Std.Err.	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt
Mean/Interc.	771700000	245135,9	3148,050	0,000000	770919868	772480132	771700000	245135,9	770919868	772480132
(1)Depleção(L)	101551333	173337,2	585,860	0,000000	100999696	102102969	50775666	86668,6	50499848	51051485
Depleção(Q)	15125000	287447,3	52,618	0,000015	14210214	16039786	7562500	143723,7	7105107	8019893
(2)Coef. de Atrito(L)	4167031	173337,2	24,040	0,000158	3615395	4718668	2083516	86668,6	1807697	2359334
Coef. de Atrito(Q)	-825000	287447,3	-2,870	0,064046	-1739786	89786	-412500	143723,7	-869893	44893
1L by 2L	4050000	245135,9	16,521	0,000483	3269868	4830132	2025000	122567,9	1634934	2415066

Fonte: Autor

$$z=771700000, +50775666,453186*x+7562500,*x^2+2083515,5108391*y-412500,00000001*y^2+2025000,*x*y+0 \quad (32)$$

Corrigido:

$$z=771100000, +50775666,453186*x+7825000,*x^2+2083515,5108391*y+2025000,*x*y \quad (33)$$

Tabela 15: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta tensão de Mises

Factor	Effect Estimates; Var.:Mises; R-sqr=1.; Adj.:99999 (Indiana_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=815645E3 DV: Mises									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt
Mean/Interc.	720100000	28559,50	25214,03	0,000000	720009111	720190889	720100000	28559,50	720009111	720190889
(1)Depleção(L)	15819596	20194,61	783,36	0,000000	15755328	15883864	7909798	10097,31	7877664	7941932
Depleção(Q)	812500	33488,98	24,26	0,000153	705923	919077	406250	16744,49	352962	459538
(2)Coef. de Atrito(L)	-85355	20194,61	-4,23	0,024223	-149624	-21087	-42678	10097,31	-74812	-10544
Coef. de Atrito(Q)	-37500	33488,98	-1,12	0,344379	-144077	69077	-18750	16744,49	-72038	34538
1L by 2L	100000	28559,50	3,50	0,039439	9111	190889	50000	14279,75	4555	95445

Fonte: Autor

$$\begin{aligned} z = & 720100000, +7909797,9746447*x + 406250,00000001*x^2 - 42677,669529665*y - \\ & 18750,000000014*y^2 + 50000,00000001*x*y \end{aligned} \quad (34)$$

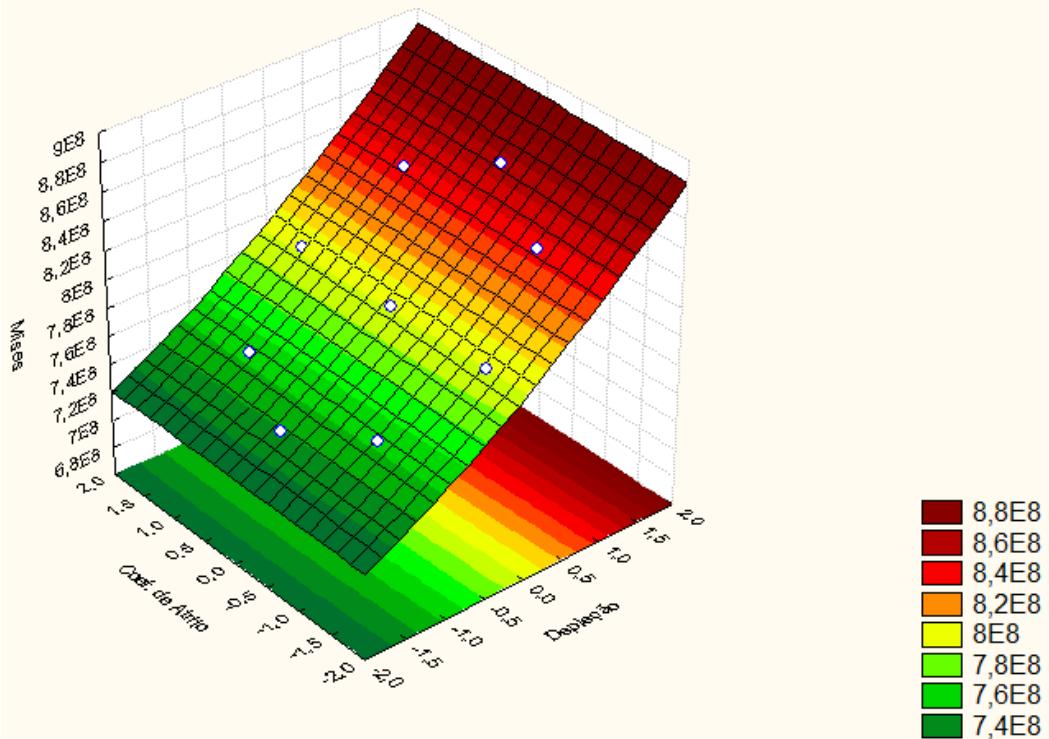
Corrigido:

$$\begin{aligned} z = & 720072727,27273 + 7909797,9746447*x + 418181,81818184*x^2 - \\ & 42677,669529665*y + 50000,00000001*x*y \end{aligned} \quad (35)$$

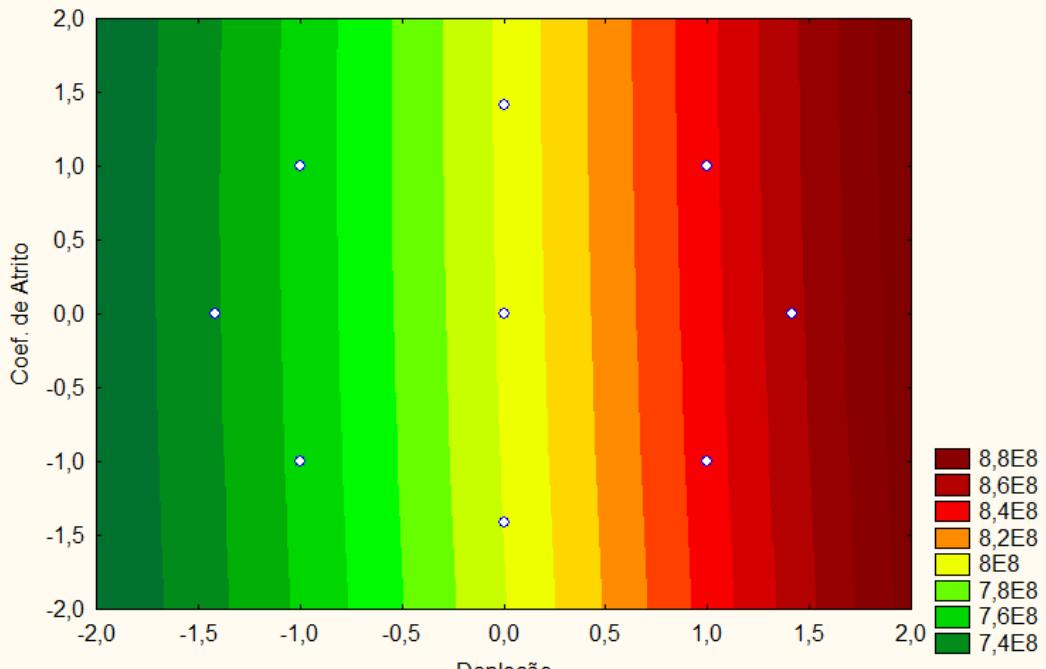
Com base nos coeficientes propostos e, posteriormente, através da equação corrigida, foi possível construir as superfícies de resposta da tensão de Mises máxima atuante no revestimento em função da depleção versus coeficiente de atrito para os 3 tipos de rocha reservatório. Tais superfícies estão expostas nos Gráficos 12,13 e 14 abaixo.

Gráfico 12: Superfície de resposta do Reservatório A para a Tensão de Mises

Fitted Surface; Variable: Mises
 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=522216E4
 DV: Mises

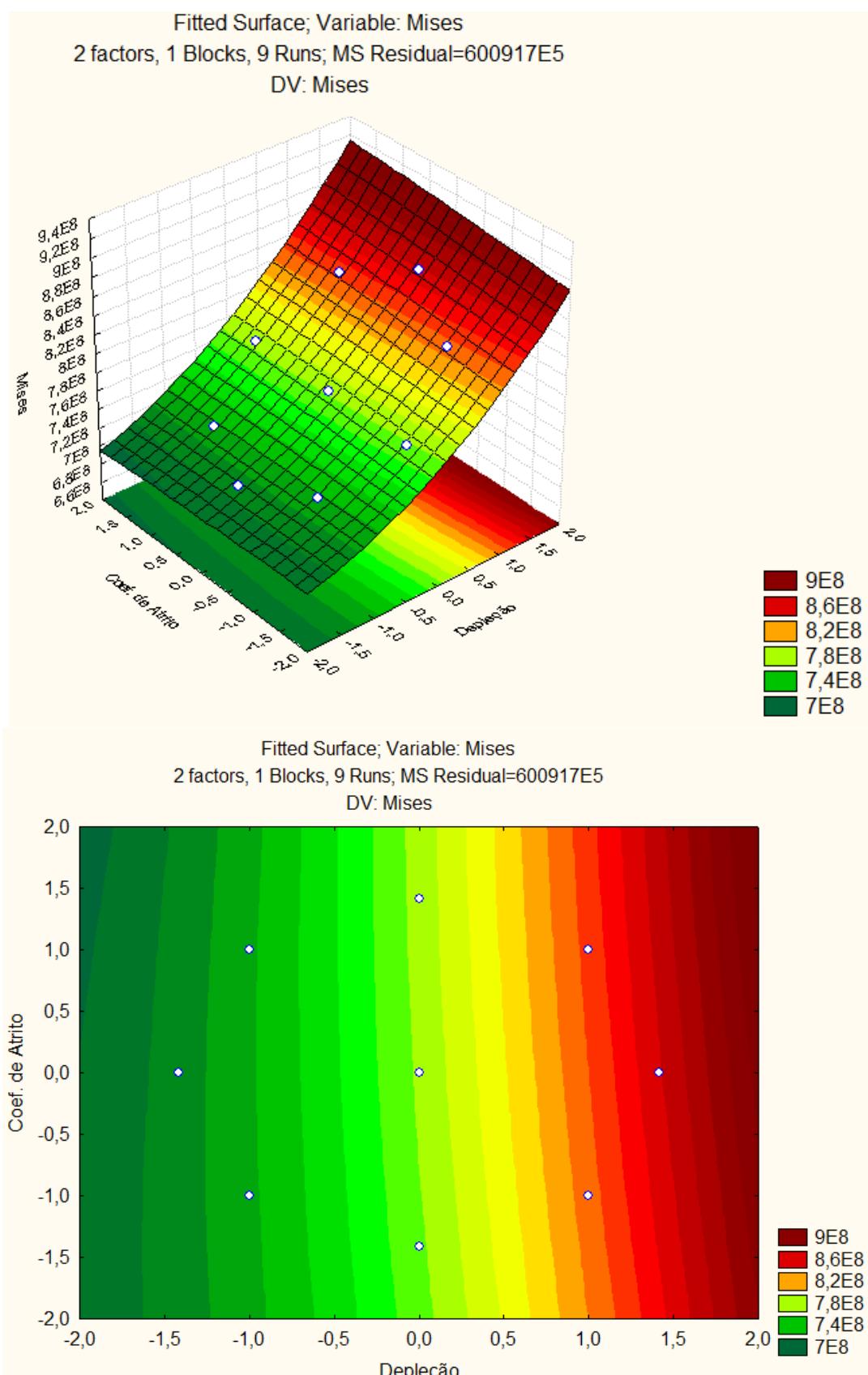


Fitted Surface; Variable: Mises
 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=522216E4
 DV: Mises



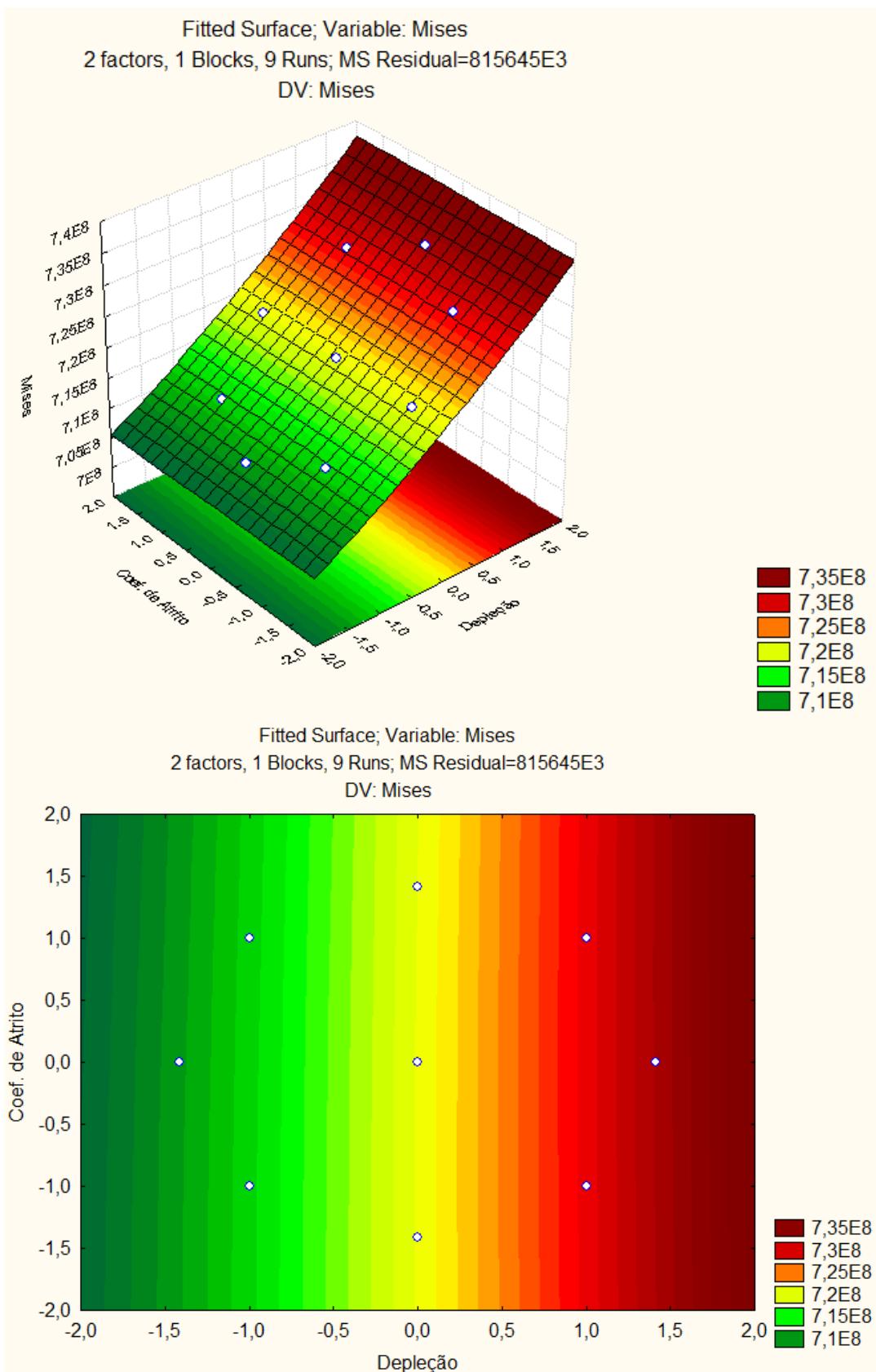
Fonte: Autor

Gráfico 13: Superfície de resposta do Reservatório B para a Tensão de Mises



Fonte: Autor

Gráfico 14: Superfície de resposta do Reservatório C para a Tensão de Mises



Fonte: Autor

6.5.3 Análise para a resposta Subsidência

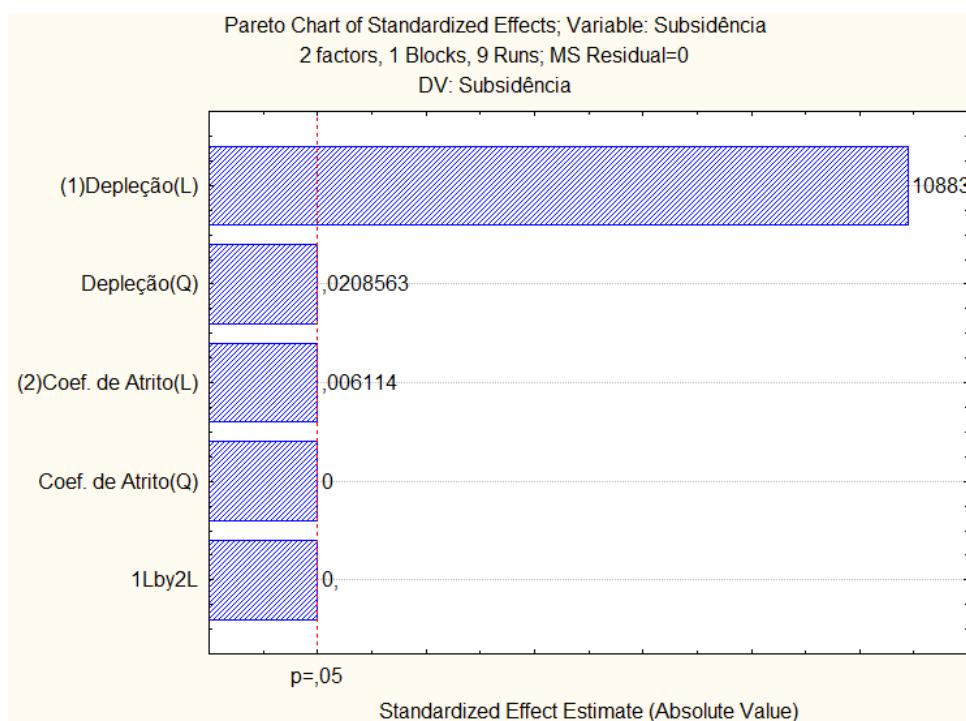
Analizando-se os Diagramas de Pareto, apresentados nos gráficos 15, 16 e 17, contendo os efeitos das variáveis para a resposta subsidência, a um grau de confiança de 95%, pode-se observar, em todos os modelos, que apenas o termo linear da variável depleção foi estatisticamente significativo. Todos os demais termos apresentaram valores de efeito abaixo da linha limite de significância cujo valor é $p=0,05$.

Este fato já era esperado, visto que o fenômeno da subsidência é uma decorrência da compactação do reservatório, fenômeno que ocorre, no caso estudo, devido à diminuição da pressão de poros e consequente aumento das cargas transferidas para a matriz rochosa. Assim, a resposta subsidência está diretamente ligada ao comportamento da formação rochosa e não possui relação com a interação entre esta e a pasta de cimento.

A significância apenas do termo linear da subsidência também era esperada e segue a linha de respostas obtidas por Fjaer (1992), Settari (2002) e Lobo (2014), que demonstram uma relação linear entre a compactação e a depleção.

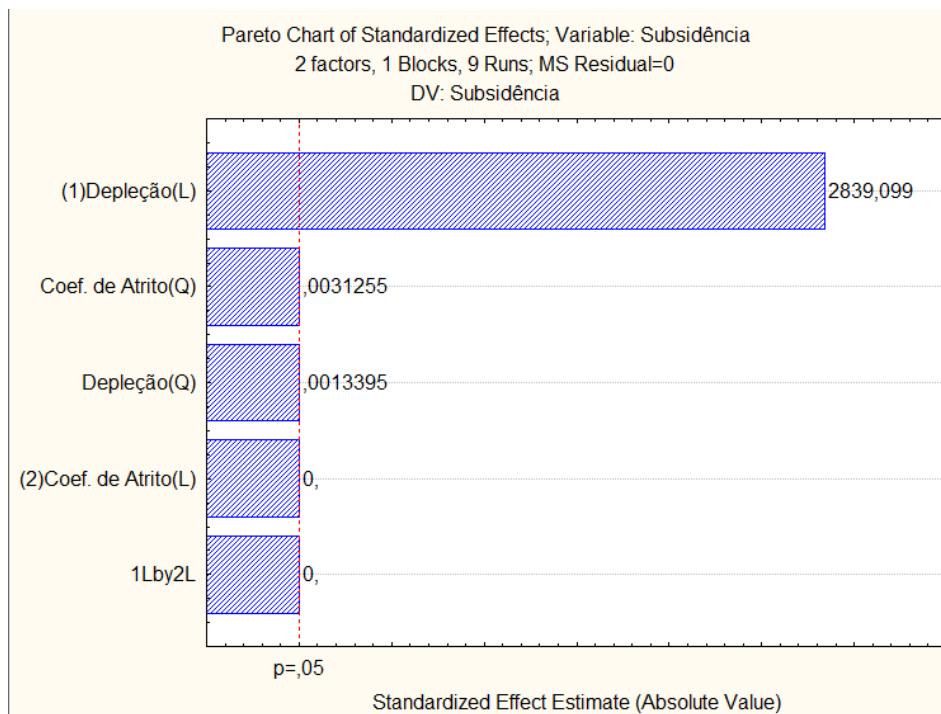
O mesmo tipo de comportamento é esperado para a análise da compactação.

Gráfico 15: Diagrama de Pareto para subsidência no reservatório A



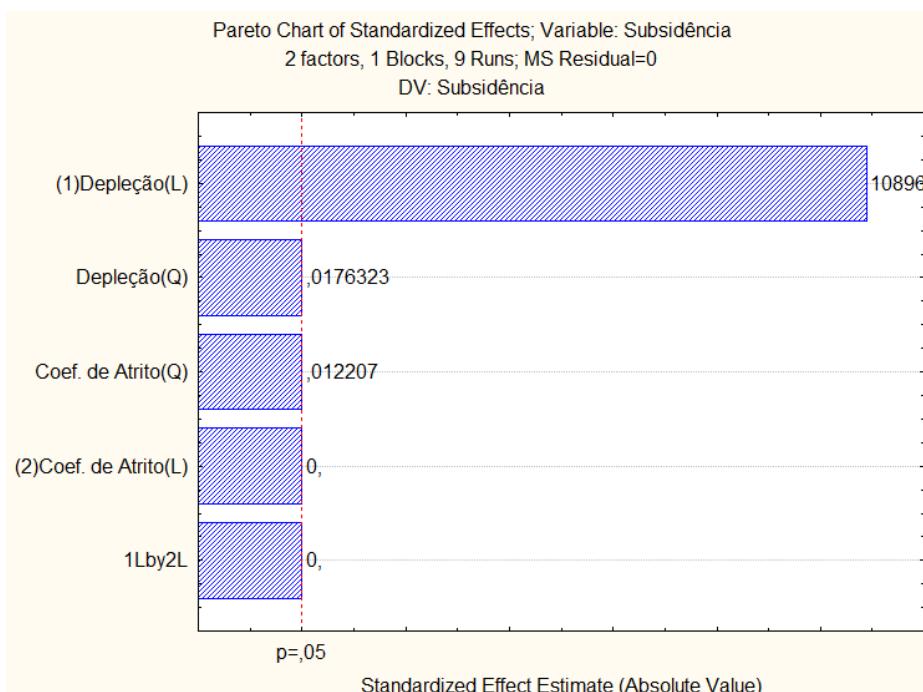
Fonte: Autor

Gráfico 16: Diagrama de Pareto para subsidência no reservatório B



Fonte: Autor

Gráfico 17: Diagrama de Pareto para subsidência no reservatório C



Fonte: Autor

A partir dos coeficientes de regressão disponíveis nas Tabelas 16,17 e 18 foi possível expressar os modelos matemáticos com todos os parâmetros e apenas com os parâmetros estatisticamente significativo.

Tabela 16: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta subsidênci

Factor	Effect Estimates; Var.:Subsidênci; R-sqr=1.; Adj:1, (Elgin_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Subsidênci									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit
Mean/Interc.	0,094392	0,000008	11542,29	0,000000	0,094366	0,094418	0,094392	0,000008	0,094366	0,094418
(1)Depleção(L)	0,062938	0,000006	10883,95	0,000000	0,062920	0,062957	0,031469	0,000003	0,031460	0,031478
Depleção(Q)	0,000000	0,000010	0,02	0,984670	-0,000030	0,000031	0,000000	0,000005	-0,000015	0,000015
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000000	0,000006	0,01	0,995506	-0,000018	0,000018	0,000000	0,000003	-0,000009	0,000009
Coef. de Atrito(Q)	0,000000	0,000010	0,00	1,000000	-0,000031	0,000031	0,000000	0,000005	-0,000015	0,000015
1L by 2L	0,000000	0,000008	0,00	1,000000	-0,000026	0,000026	0,000000	0,000004	-0,000013	0,000013

Fonte: Autor

$$z = 0,0943918 + 0,031469057646367 * x + 0,000000100000000003 * x^2 + 0,00000017677669 \\ 528 * y + 0, * y^2 + 0, * x * y \quad (36)$$

$$\text{Corrigido: } z = 0,094391888888889 + 0,031469057646367 * x \quad (37)$$

Tabela 17: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta subsidênci

Factor	Effect Estimates; Var.:Subsidênci; R-sqr=1.; Adj:1, (WestAfrican_01Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Subsidênci									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit
Mean/Interc.	0,089922	0,000048	1883,217	0,000000	0,089770	0,090074	0,089922	0,000048	0,089770	0,090074
(1)Depleção(L)	0,095859	0,000034	2839,099	0,000000	0,095751	0,095966	0,047929	0,000017	0,047876	0,047983
Depleção(Q)	0,000000	0,000056	0,001	0,999015	-0,000178	0,000178	0,000000	0,000028	-0,000089	0,000089
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000000	0,000034	0,000	1,000000	-0,000107	0,000107	0,000000	0,000017	-0,000054	0,000054
Coef. de Atrito(Q)	0,000000	0,000056	0,003	0,997702	-0,000178	0,000178	0,000000	0,000028	-0,000089	0,000089
1L by 2L	0,000000	0,000048	0,000	1,000000	-0,000152	0,000152	0,000000	0,000024	-0,000076	0,000076

Fonte: Autor

$$z = 0,0899221 + 0,047929360232179 * x + 0,00000037500000002 * x^2 + 0, * y + 0,0000008750 \\ 0000002 * y^2 + 0, * x * y \quad (38)$$

Corrigido:

$$z = 0,089922211111111 + 0,047929360232179 * x \quad (39)$$

Tabela 18: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta subsidência

Factor	Effect Estimates; Var.:Subsidência; R-sqr=1.; Adj:1, (Indiana_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Subsidência										
	Effect	Std. Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std. Err. Coeff.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	
Mean/Interc.	0,018164	0,000002	11555,56	0,000000	0,018159	0,018169	0,018164	0,000002	0,018159	0,018169	
(1)Depleção(L)	0,012111	0,000001	10896,33	0,000000	0,012108	0,012115	0,006056	0,000001	0,006054	0,006057	
Depleção(Q)	0,000000	0,000002		0,02	0,987039	-0,000006	0,000006	0,000000	0,000001	-0,000003	0,000003
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000000	0,000001		0,00	1,000000	-0,000004	0,000004	0,000000	0,000001	-0,000002	0,000002
Coef. de Atrito(Q)	0,000000	0,000002		0,01	0,991027	-0,000006	0,000006	0,000000	0,000001	-0,000003	0,000003
1L by 2L	0,000000	0,000002		0,00	1,000000	-0,000005	0,000005	0,000000	0,000001	-0,000003	0,000003

Fonte: Autor

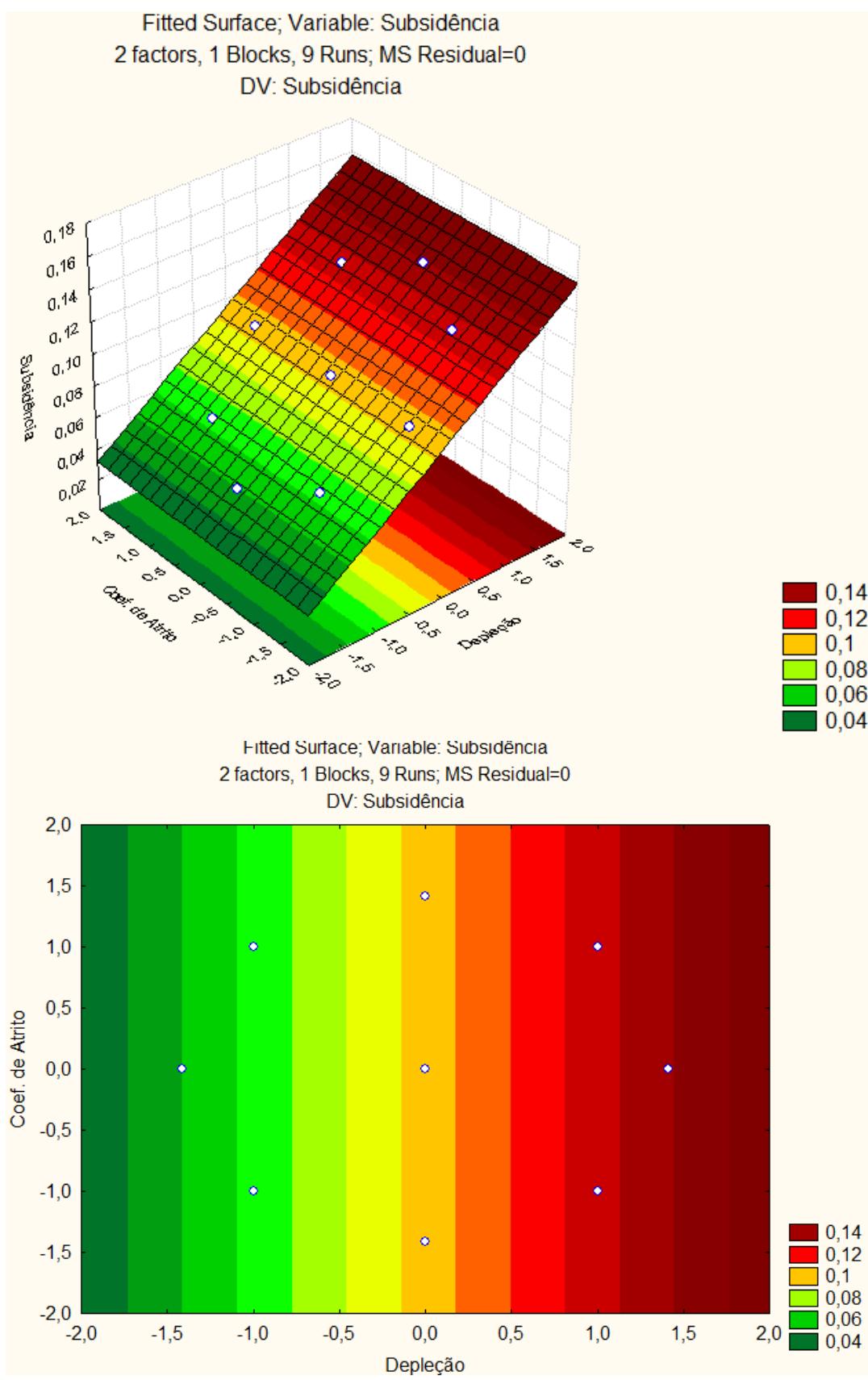
$$z = 0,0181641 + 0,0060556123209147 * x + 0,00000001625 * x^2 + 0, * y + 0,00000001124999999 \\ 9 * y^2 + 0, * x * y \quad (40)$$

Corrigido:

$$z = 0,018164124444444 + 0,0060556123209147 * x \quad (41)$$

Com base nos coeficientes propostos e, posteriormente, através da equação corrigida, foi possível construir as superfícies de resposta da subsidência da superfície em função da depleção versus coeficiente de atrito para 3 tipos de rocha reservatório. Tais superfícies estão expostas nos Gráficos 18,19 e 20 abaixo.

Gráfico 18: Superfície de resposta do Reservatório A para a subsidência



Fonte: Autor

Gráfico 19: Superfície de resposta do Reservatório B para a subsidência

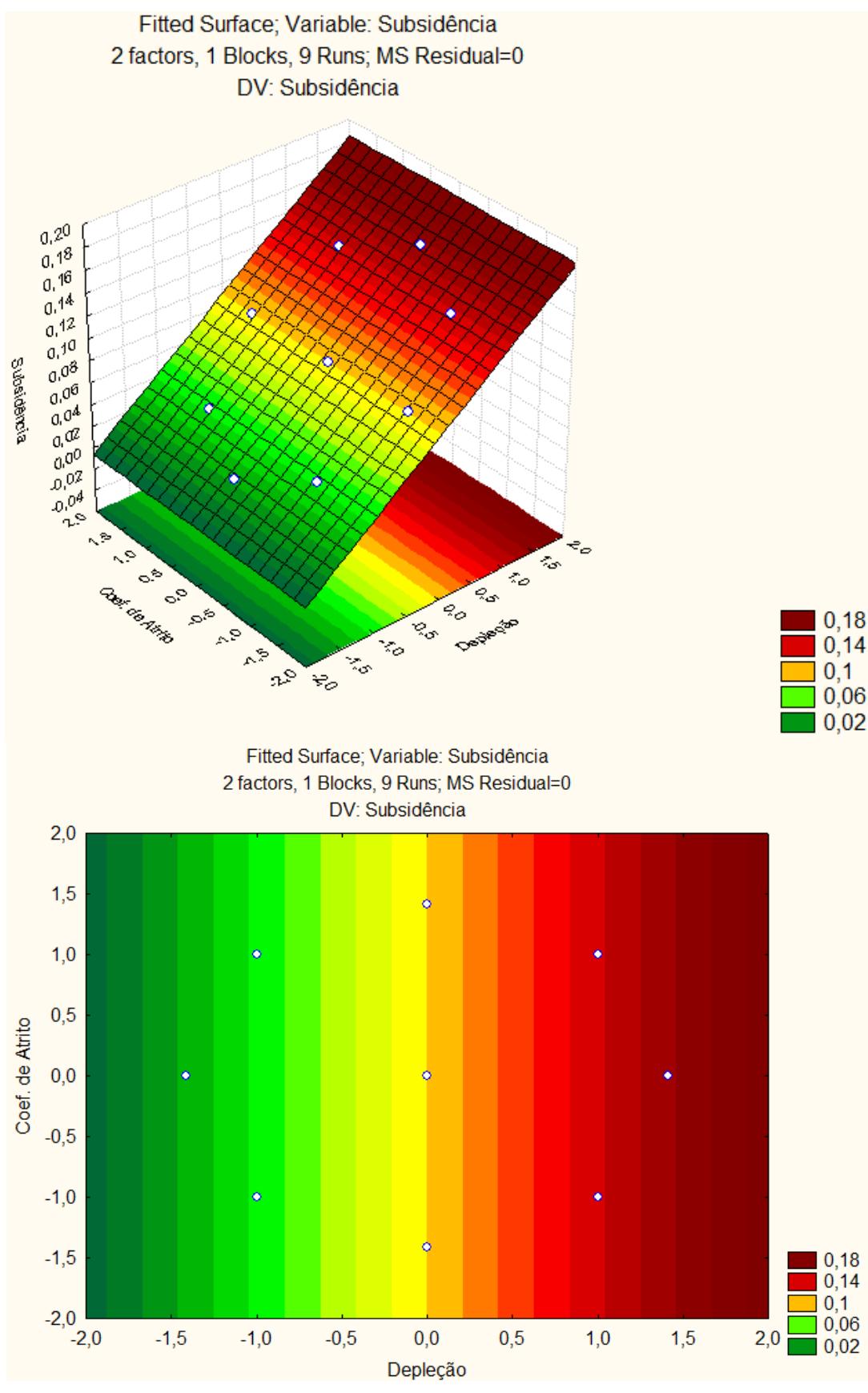
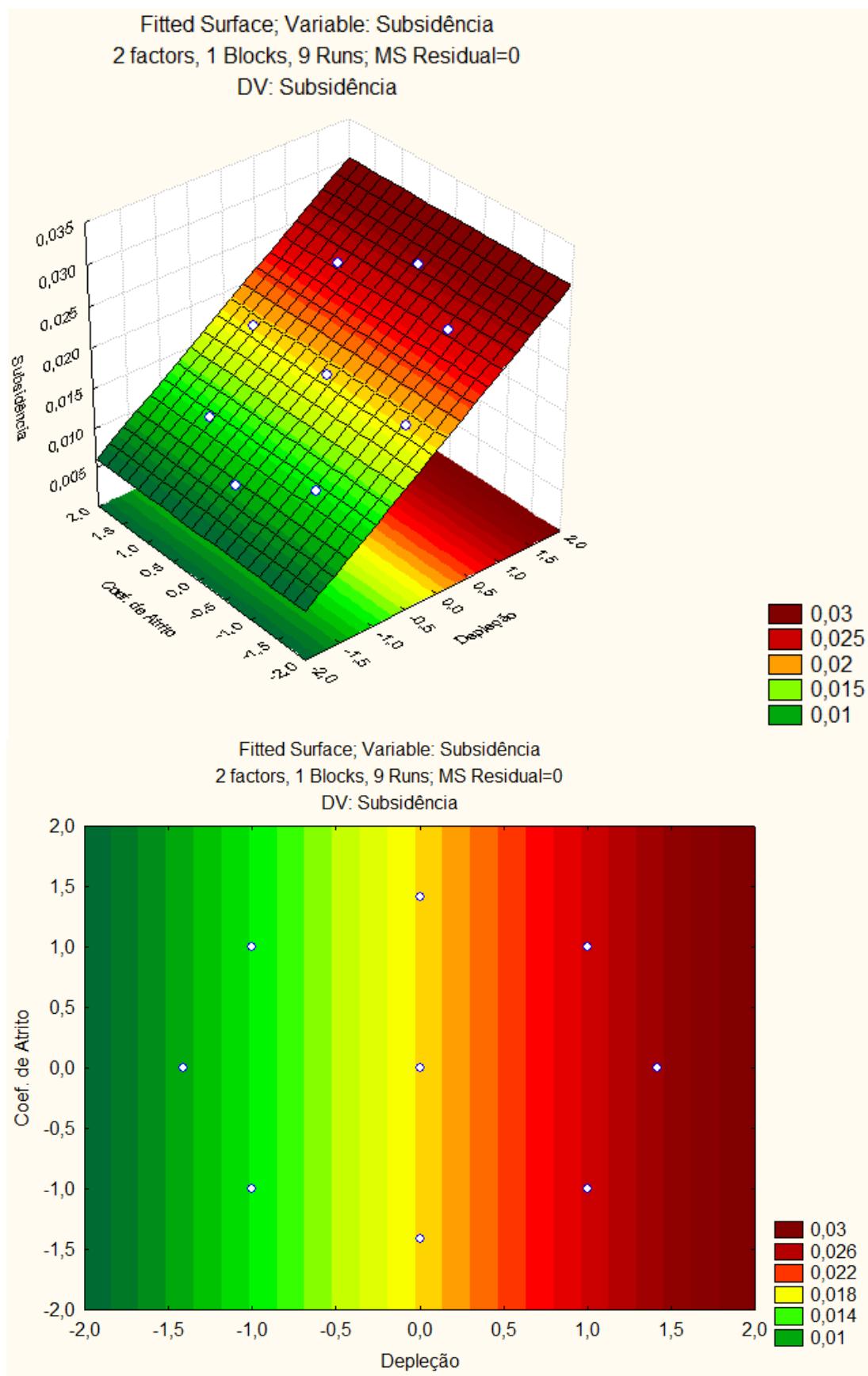


Gráfico 20: Superfície de resposta do Reservatório C para a subsidência

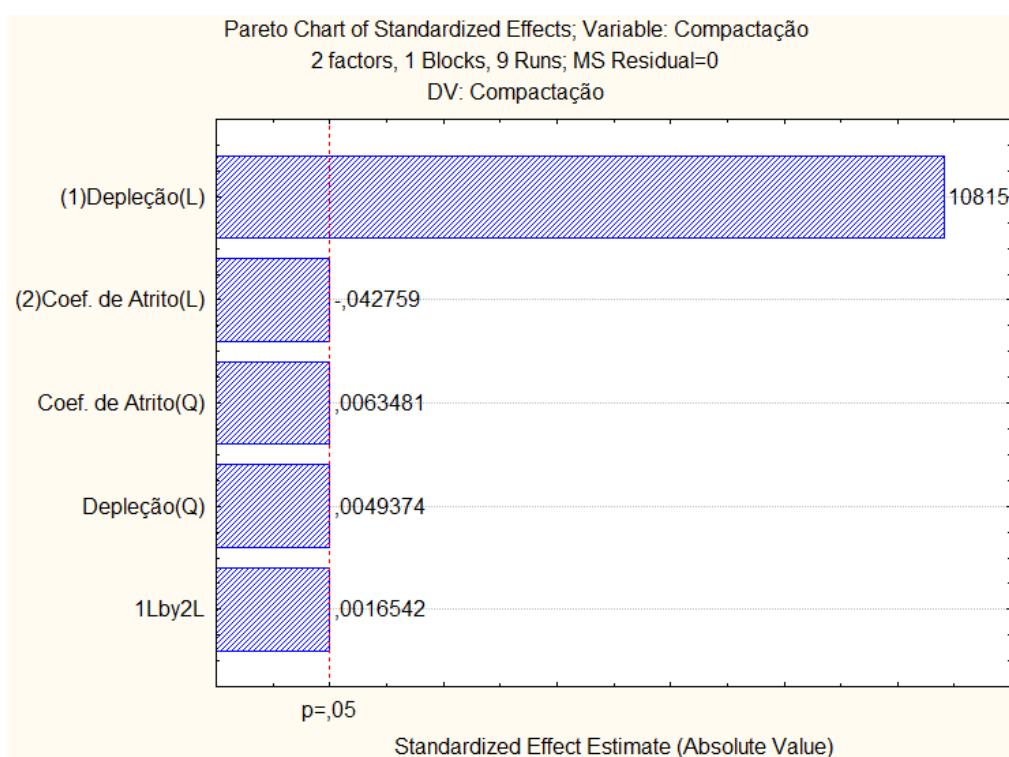


Fonte: Autor

6.5.4 Análise para a resposta Compactação

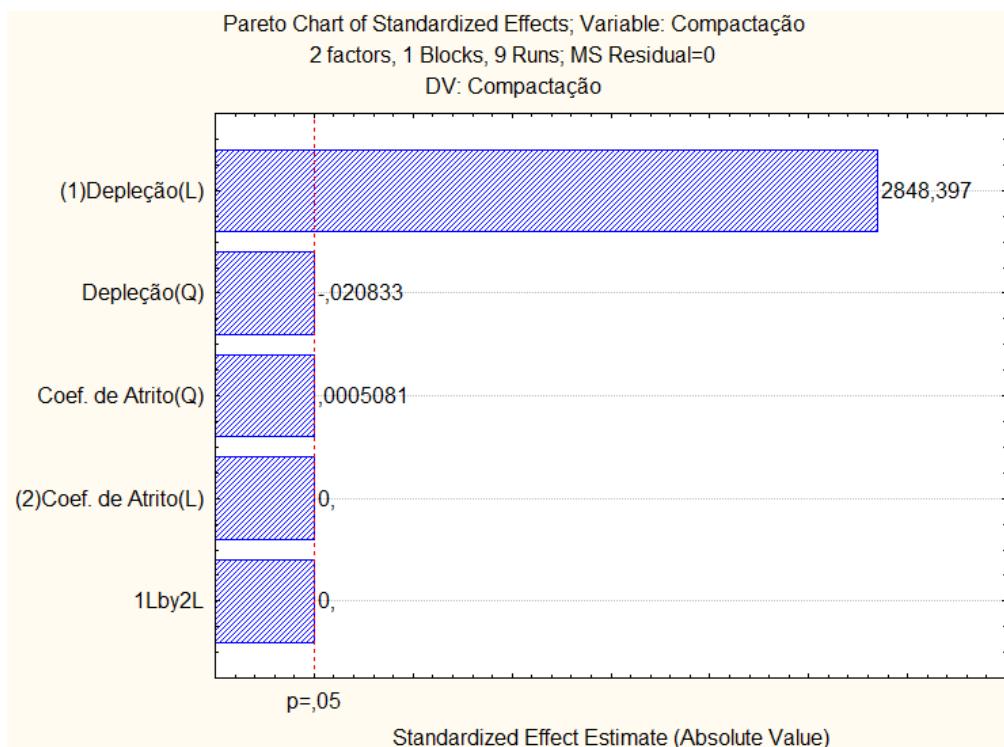
Analisando-se os Diagramas de Pareto, apresentados nos gráficos 21, 22 e 23 contendo os efeitos das variáveis para a resposta Compactação, observa-se que esta resposta apresenta o mesmo comportamento da variável dependente subsidência, como era esperado e já havia sido afirmado. Apenas o termo linear da variável depleção é estatisticamente significativo.

Gráfico 21: Diagrama de Pareto para compactação no reservatório A



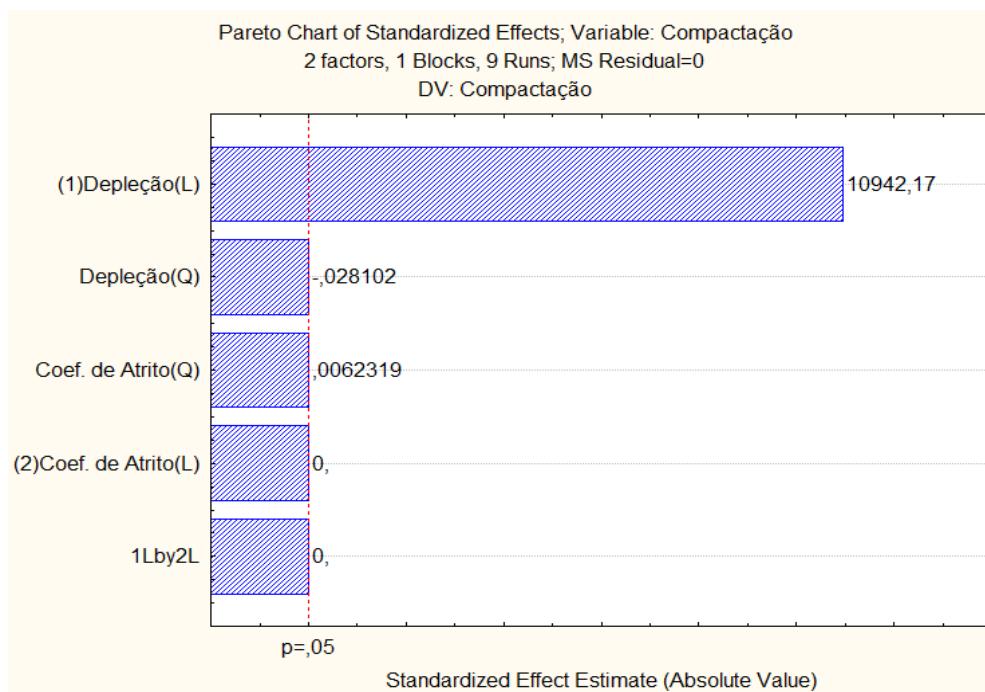
Fonte: Autor

Gráfico 22: Diagrama de Pareto para compactação no reservatório B



Fonte: Autor

Gráfico 23: Diagrama de Pareto para compactação no reservatório C



Fonte: Autor

A partir dos coeficientes de regressão disponíveis nas Tabelas 19, 20 e 21 foi possível expressar os modelos matemáticos com todos os parâmetros e apenas com os parâmetros estatisticamente significativo.

Tabela 19: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta compactação

Factor	Effect Estimates; Var.:Compactação; R-sqr=1.; Adj:1, (Elgin_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Compactação									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt
Mean/Interc.	0,346688	0,000030	11469,66	0,000000	0,346591	0,346784	0,346688	0,000030	0,346591	0,346784
(1)Depleção(L)	0,231157	0,000021	10815,20	0,000000	0,231089	0,231225	0,115579	0,000011	0,115545	0,115613
Depleção(Q)	0,000000	0,000035	0,00	0,996371	-0,000113	0,000113	0,000000	0,000018	-0,000056	0,000056
(2)Coef. de Atrito(L)	-0,000001	0,000021	-0,04	0,968580	-0,000069	0,000067	-0,000000	0,000011	-0,000034	0,000034
Coef. de Atrito(Q)	0,000000	0,000035	0,01	0,995334	-0,000113	0,000113	0,000000	0,000018	-0,000056	0,000057
1L by 2L	0,000000	0,000030	0,00	0,998784	-0,000096	0,000096	0,000000	0,000015	-0,000048	0,000048

Fonte: Autor

$$\begin{aligned} z = & 3466876 + 11557853188546 * x + 0,00000008750000005 * x^2 - \\ & ,000000456954364821 * y + 0,000000112500000011 * y^2 + 0,00000025000000001 * x * y \end{aligned} \quad (42)$$

$$\text{Corrigido: } z = 3466877777778 + 11557853188546 * x \quad (43)$$

Tabela 20: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta compactação

Factor	Effect Estimates; Var.:Compactação; R-sqr=1.; Adj:1, (WestAfrican_01Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Compactação									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt
Mean/Interc.	0,317121	0,000168	1889,479	0,000000	0,316587	0,317655	0,317121	0,000168	0,316587	0,317655
(1)Depleção(L)	0,338040	0,000119	2848,397	0,000000	0,337663	0,338418	0,169020	0,000059	0,168831	0,169209
Depleção(Q)	-0,000004	0,000197	-0,021	0,984687	-0,000630	0,000622	-0,000002	0,000098	-0,000315	0,000311
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000000	0,000119	0,000	1,000000	-0,000378	0,000378	0,000000	0,000059	-0,000189	0,000189
Coef. de Atrito(Q)	0,000000	0,000197	0,001	0,999626	-0,000626	0,000626	0,000000	0,000098	-0,000313	0,000313
1L by 2L	0,000000	0,000168	0,000	1,000000	-0,000534	0,000534	0,000000	0,000084	-0,000267	0,000267

Fonte: Autor

$$\begin{aligned} z = & 317121 + 16902012242255 * x - \\ & ,00000204999999956 * x^2 + 0, * y + 0,00000050000000025 * y^2 + 0, * x * y \end{aligned} \quad (44)$$

Corrigido:

$$z = 31711922222222 + 16902012242255 * x \quad (45)$$

Tabela 21: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta compactação

Factor	Effect Estimates; Var.:Compactação; R-sqr=1.; Adj:1, (Indiana_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Compactação									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limt	+95, % Cnf.Limt	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Limt	+95, % Cnf.Limt
Mean/Interc.	0,105206	0,000009	11604,52	0,000000	0,105177	0,105235	0,105206	0,000009	0,105177	0,105235
(1)Depleção(L)	0,070146	0,000006	10942,17	0,000000	0,070126	0,070166	0,035073	0,000003	0,035063	0,035083
Depleção(Q)	-0,000000	0,000011	-0,03	0,979345	-0,000034	0,000034	-0,000000	0,000005	-0,000017	0,000017
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000000	0,000006	0,00	1,000000	-0,000020	0,000020	0,000000	0,000003	-0,000010	0,000010
Coef. de Atrito(Q)	0,000000	0,000011	0,01	0,995419	-0,000034	0,000034	0,000000	0,000005	-0,000017	0,000017
1L by 2L	0,000000	0,000009	0,00	1,000000	-0,000029	0,000029	0,000000	0,000005	-0,000014	0,000014

Fonte: Autor

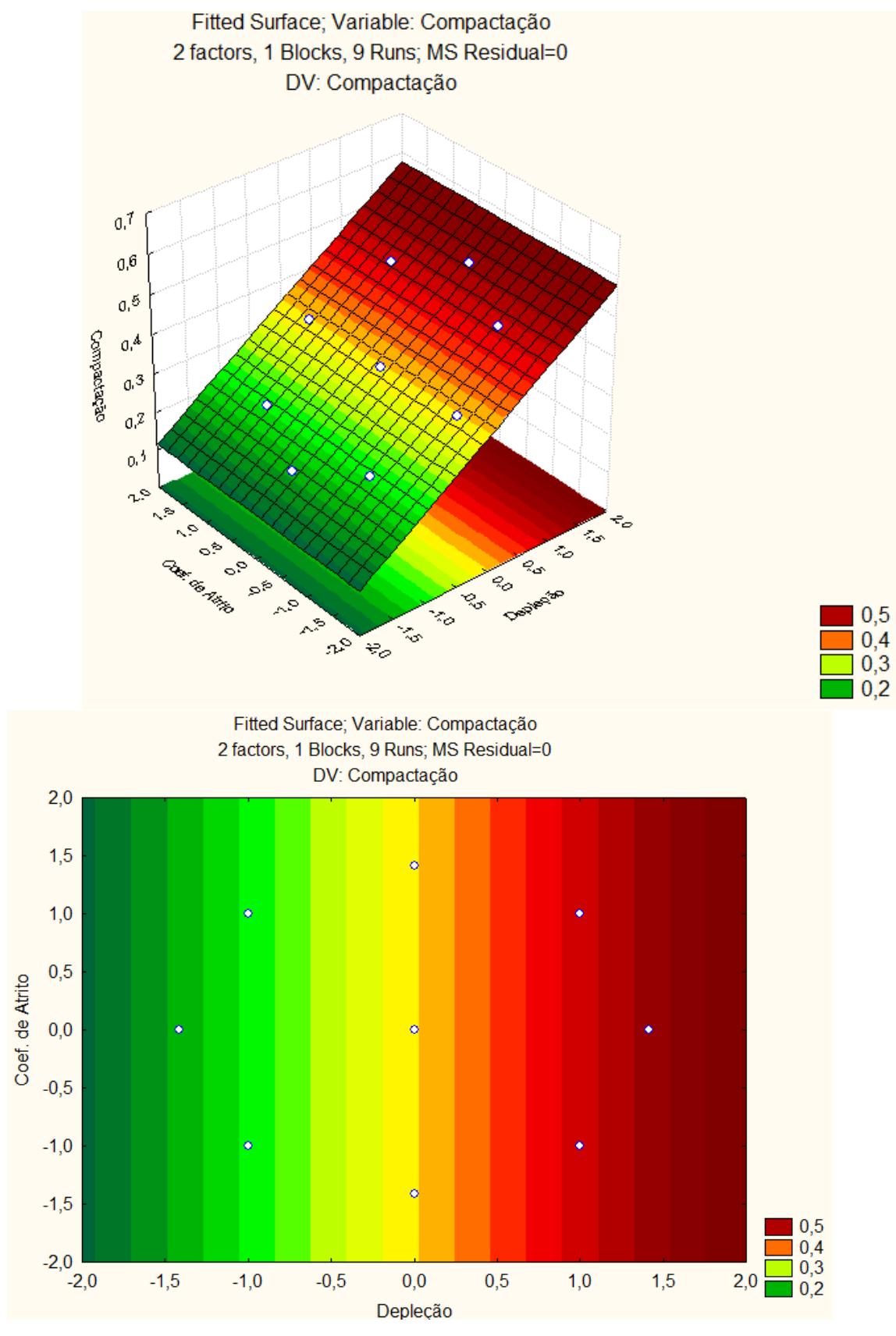
$$\begin{aligned} z = & 1052063 + 0,035073001358217 * x - \\ & ,000000149375000001 * x^2 + 0, * y + ,000000033125 * y^2 + 0, * x * y \end{aligned} \quad (46)$$

Corrigido:

$$z = 10520619666667 + 0,035073001358217 * x \quad (47)$$

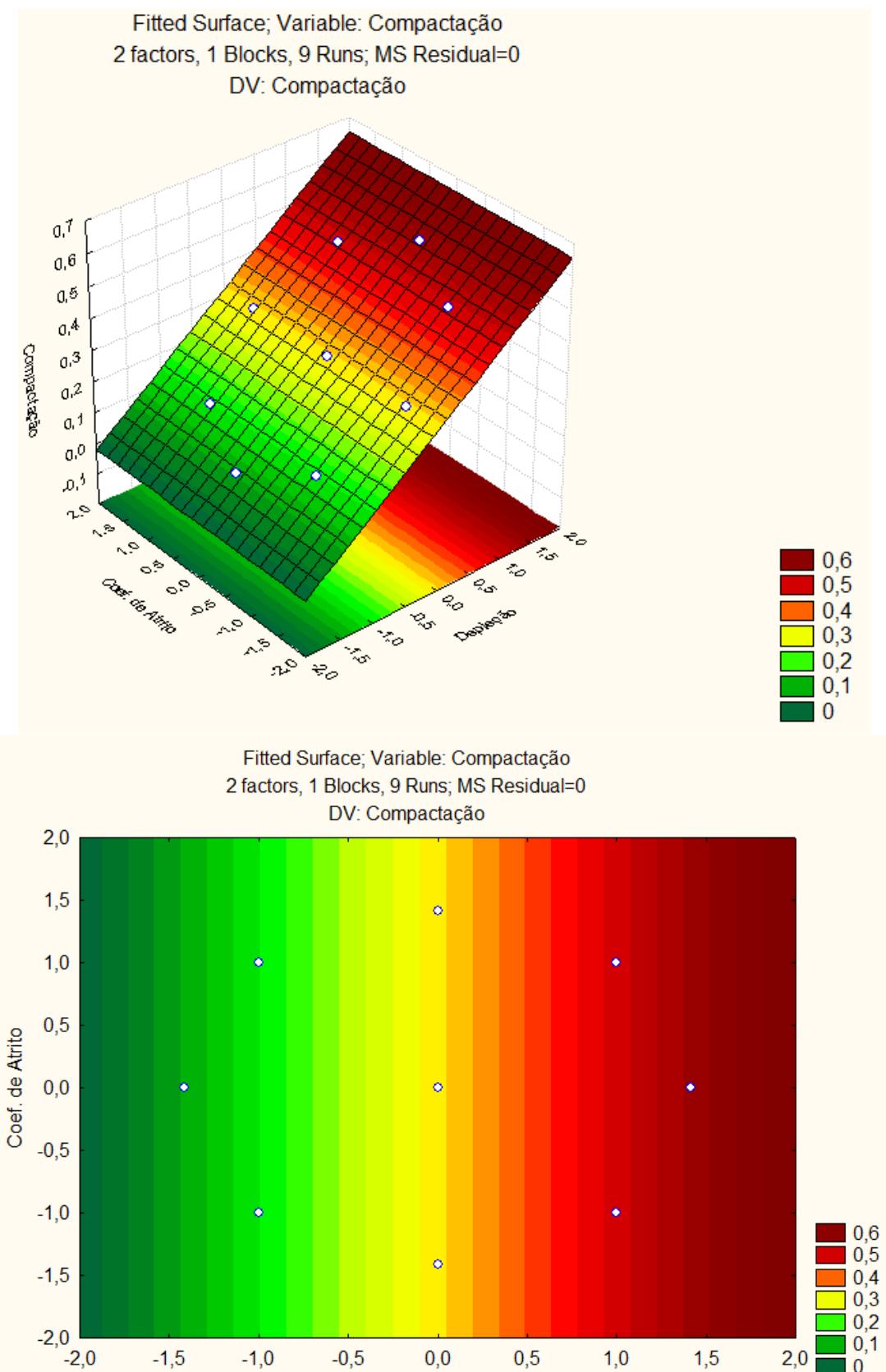
Assim, foi possível construir as superfícies de resposta da compactação do reservatório em função da depleção versus coeficiente de atrito para 3 tipos de rocha reservatório. Tais superfícies estão expostas nos Gráficos 24, 25 e 26 abaixo.

Gráfico 24: Superfície de resposta do Reservatório A para a compactação



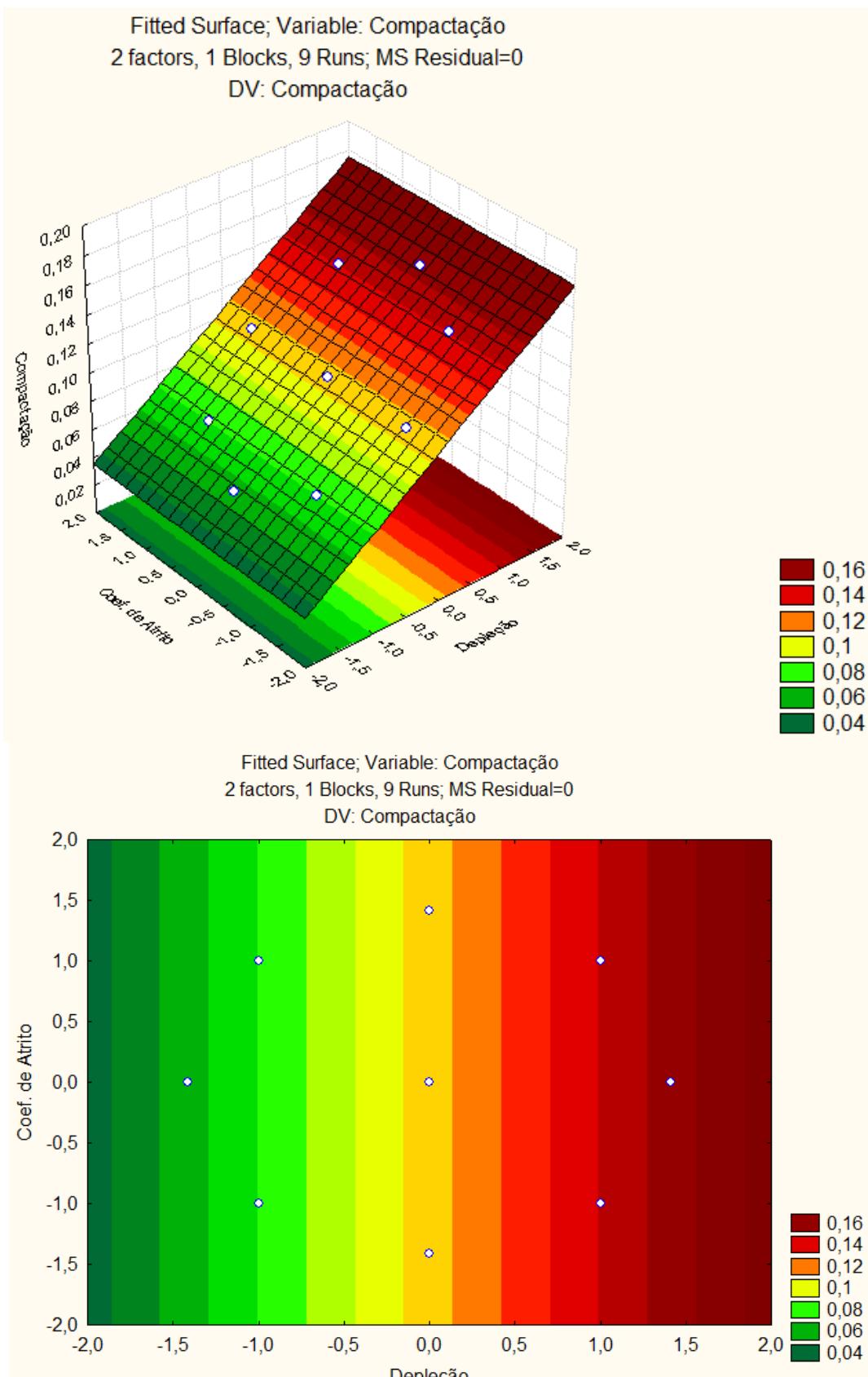
Fonte: Autor

Gráfico 25: Superfície de resposta do Reservatório B para a compactação



Fonte: Autor

Gráfico 26: Superfície de resposta do Reservatório C para a compactação



Fonte: Autor

6.5.5 Análise para a resposta Deslizamento

Analisando-se os Diagramas de Pareto contendo os efeitos das variáveis para a resposta Deslizamento (modo de abertura II), apresentados nos gráficos 27, 28 e 29, a um grau de confiança de 95%, pode-se observar, em todos os modelos, que apenas o termo linear da variável coeficiente de atrito foi estatisticamente significativo em todos os modelos. Para o reservatório C o termo quadrático do coeficiente de atrito também foi significativo. Todos os demais termos apresentaram valores de efeito abaixo da linha limite de significância cujo valor é $p= 0,05$.

A força de atrito é calculada pela relação:

$$F_{at} = \mu \times N \quad (31)$$

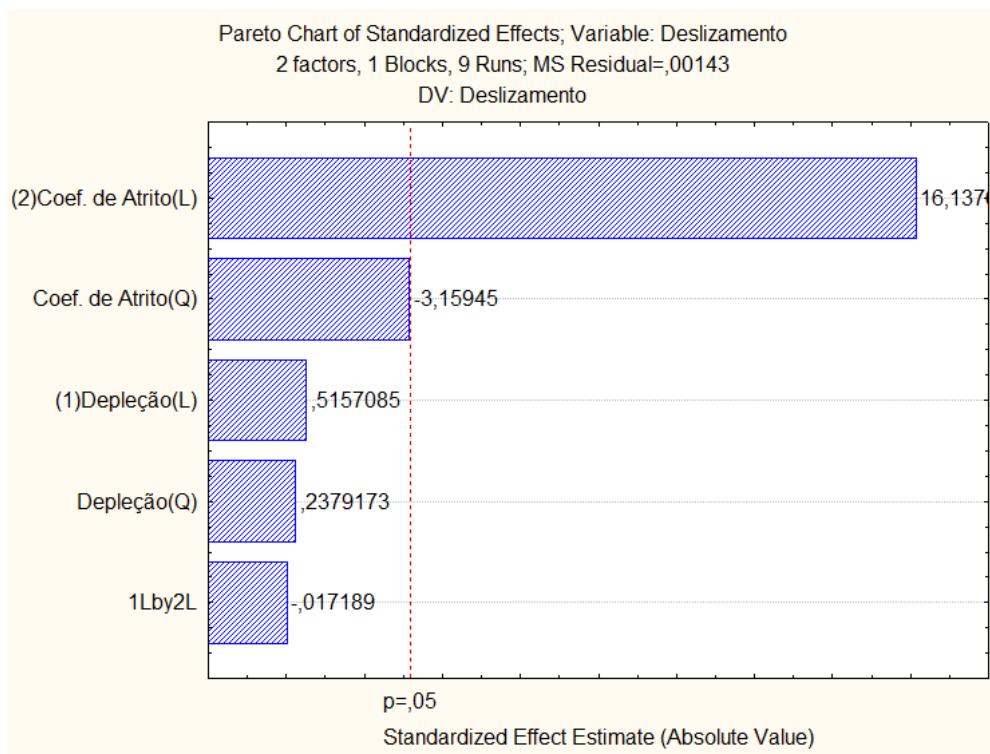
Onde:

μ = coeficiente de atrito

N = Força Normal

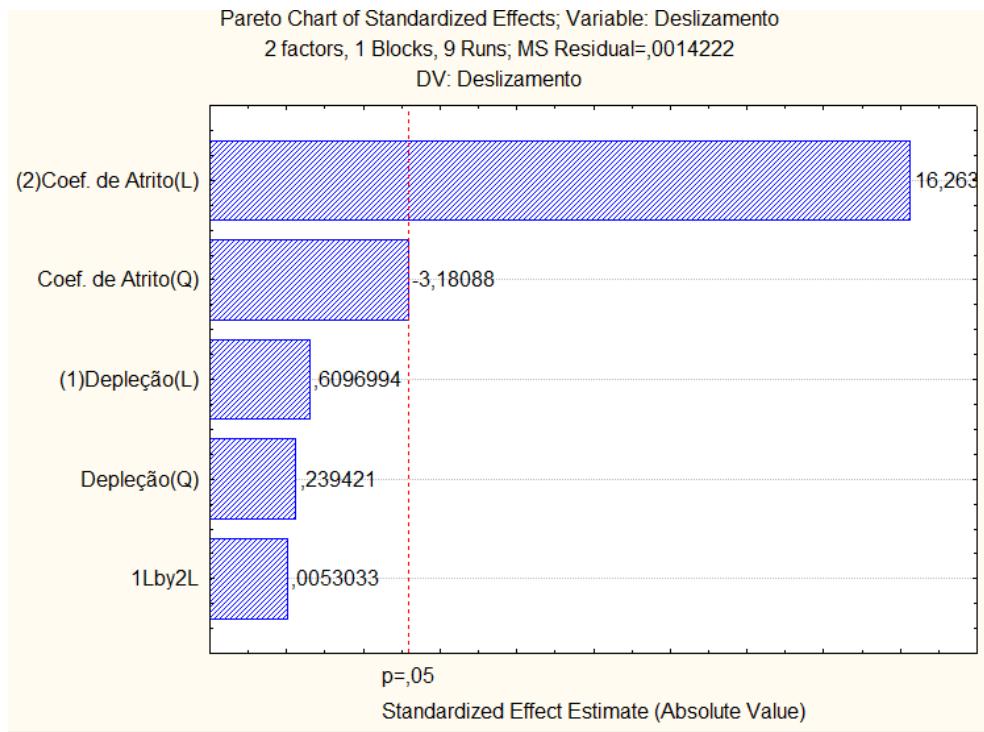
Através desta análise conclui-se que a depleção do reservatório não atua de forma significativa no fenômeno do deslizamento entre as superfícies da pasta cimentícia e do maciço rochoso. Como o coeficiente de atrito atua em toda a interface cimento-rocha, o tipo de rocha reservatório influencia muito pouco no deslizamento. Isso se dá, no modelo analisado, porque a rocha reservatório tem espessura entre 200 e 300 metros, enquanto a superfície analisada possui quase 6000m. Quando analisam-se os coeficientes lineares da variável coeficiente de atrito do gráfico de Pareto tal fato fica evidente.

Gráfico 27: Diagrama de Pareto para deslizamento no reservatório A



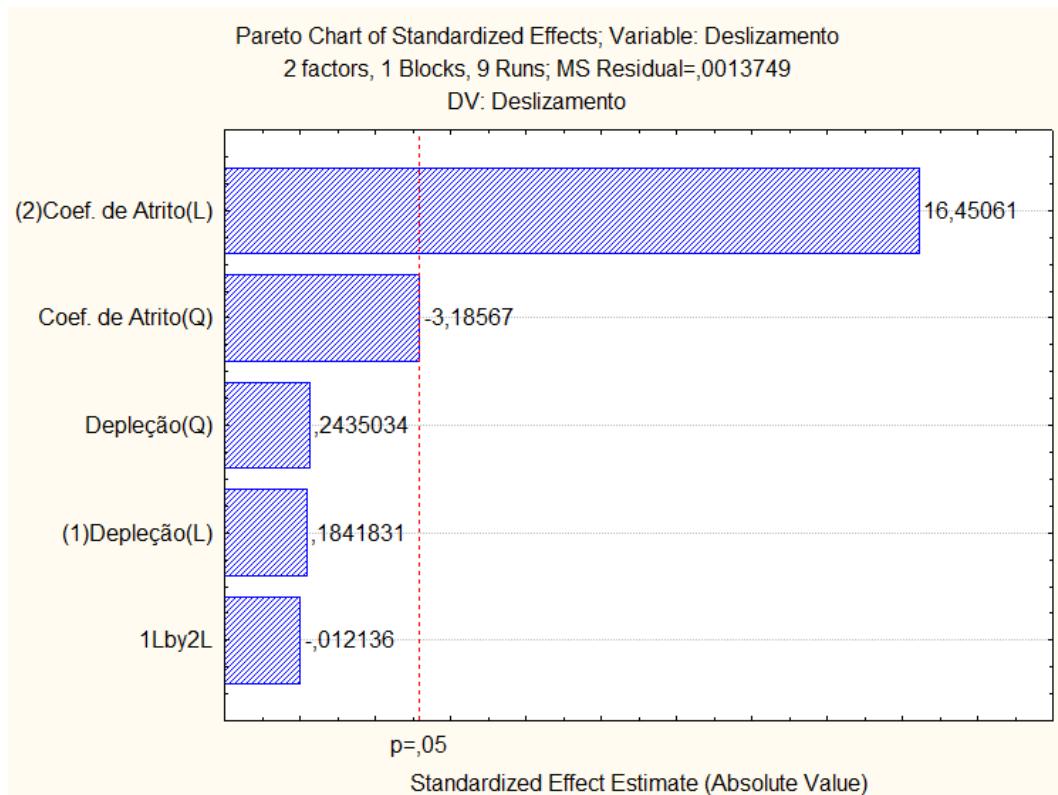
Fonte: Autor

Gráfico 28: Diagrama de Pareto para deslizamento no reservatório B



Fonte: Autor

Gráfico 29: Diagrama de Pareto para deslizamento no reservatório C



Fonte: Autor

A partir dos coeficientes de regressão disponíveis nas Tabelas 22, 23 e 24 foi possível expressar os modelos matemáticos com todos os parâmetros e apenas com os parâmetros estatisticamente significativos.

Tabela 22: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta deslizamento

Factor	Effect Estimates; Var.:Deslizamento; R-sqr=.98937; Adj.:.97165 (Elgin_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=.00143 DV: Deslizamento									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err.	-95, % Cnf.Lmt	+95, % Cnf.Lmt
	Mean/Interc.	-0.696000	0.037816	-18.4049	0.000350	-0.816347	-0.575653	-0.696000	0.037816	-0.816347
(1)Depleção(L)	0,013790	0,026740	0,5157	0,641657	-0,071308	0,098888	0,006895	0,013370	-0,035654	0,049444
Depleção(Q)	0,010550	0,044343	0,2379	0,827269	-0,130570	0,151670	0,005275	0,022172	-0,065285	0,075835
(2)Coef. de Atrito(L)	0,431519	0,026740	16,1376	0,000518	0,346421	0,516618	0,215760	0,013370	0,173211	0,258309
Coef. de Atrito(Q)	-0,140100	0,044343	-3,1595	0,050893	-0,281220	0,001020	-0,070050	0,022172	-0,140610	0,000510
1L by 2L	-0,000650	0,037816	-0,0172	0,987365	-0,120997	0,119697	-0,000325	0,018908	-0,060499	0,059849

Fonte: Autor

$$z = -0,696 + 0,0068950008973437 * x + 0,0052749999999999 * x^2 + 2,1575968779721 * y - 0,07005 * y^2 - 0,0003249999999999 * x * y \quad (48)$$

Corrigido:

$$z=-,75357777777778+,21575968779721*y \quad (49)$$

Tabela 23: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta deslizamento

Factor	Effect Estimates; Var.:Deslizamento; R-sqr=.98953; Adj.:.97209 (WestAfrican_01Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=.0014222 DV: Deslizamento										
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	
Mean/Interc.	-0,702000	0,037712	-18,6148	0,000338	-0,822016	-0,581984	-0,702000	0,037712	-0,822016	-0,581984	
(1)Depleção(L)	0,016259	0,026666	0,6097	0,585137	-0,068606	0,101123	0,008129	0,013333	-0,034303	0,050561	
Depleção(Q)	0,010587	0,044221	0,2394	0,826204	-0,130144	0,151319	0,005294	0,022111	-0,065072	0,075660	
(2)Coef. de Atrito(L)	0,433684	0,026666	16,2633	0,000506	0,348820	0,518549	0,216842	0,013333	0,174410	0,259274	
Coef. de Atrito(Q)	-0,140663	0,044221	-3,1809	0,050060	-0,281394	0,000069	-0,070331	0,022111	-0,140697	0,000035	
1L by 2L	0,000200	0,037712	0,0053	0,996102	-0,119816	0,120216	0,000100	0,018856	-0,059908	0,060108	

Fonte: Autor

$$z=-,702+,008129252339471*x+,0052625*x^2+,21693055089169*y-\\,0702375*y^2+,0001*x*y+0, \quad (50)$$

Corrigido:

$$z=-,75975555555556+,21693055089169*y \quad (51)$$

Tabela 24: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta deslizamento

Factor	Effect Estimates; Var.:Deslizamento; R-sqr=.98974; Adj.:.97265 (Indiana_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=.0013749 DV: Deslizamento										
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	
Mean/Interc.	-0,710500	0,037080	-19,1614	0,000310	-0,828504	-0,592496	-0,710500	0,037080	-0,828504	-0,592496	
(1)Depleção(L)	0,004829	0,026219	0,1842	0,865616	-0,078613	0,088271	0,002415	0,013110	-0,039306	0,044135	
Depleção(Q)	0,010587	0,043480	0,2435	0,823317	-0,127785	0,148960	0,005294	0,021740	-0,063892	0,074480	
(2)Coef. de Atrito(L)	0,431324	0,026219	16,4506	0,000489	0,347883	0,514766	0,215662	0,013110	0,173941	0,257383	
Coef. de Atrito(Q)	-0,138513	0,043480	-3,1857	0,049876	-0,276885	-0,000140	-0,069256	0,021740	-0,138442	-0,000070	
1L by 2L	-0,000450	0,037080	-0,0121	0,991079	-0,118454	0,117554	-0,000225	0,018540	-0,059227	0,058777	

Fonte: Autor

$$z=-,7105+,0024145815280171*x+,00529375*x^2+,2156622004238*y-\\,06925625*y^2-,000225*x*y \quad (52)$$

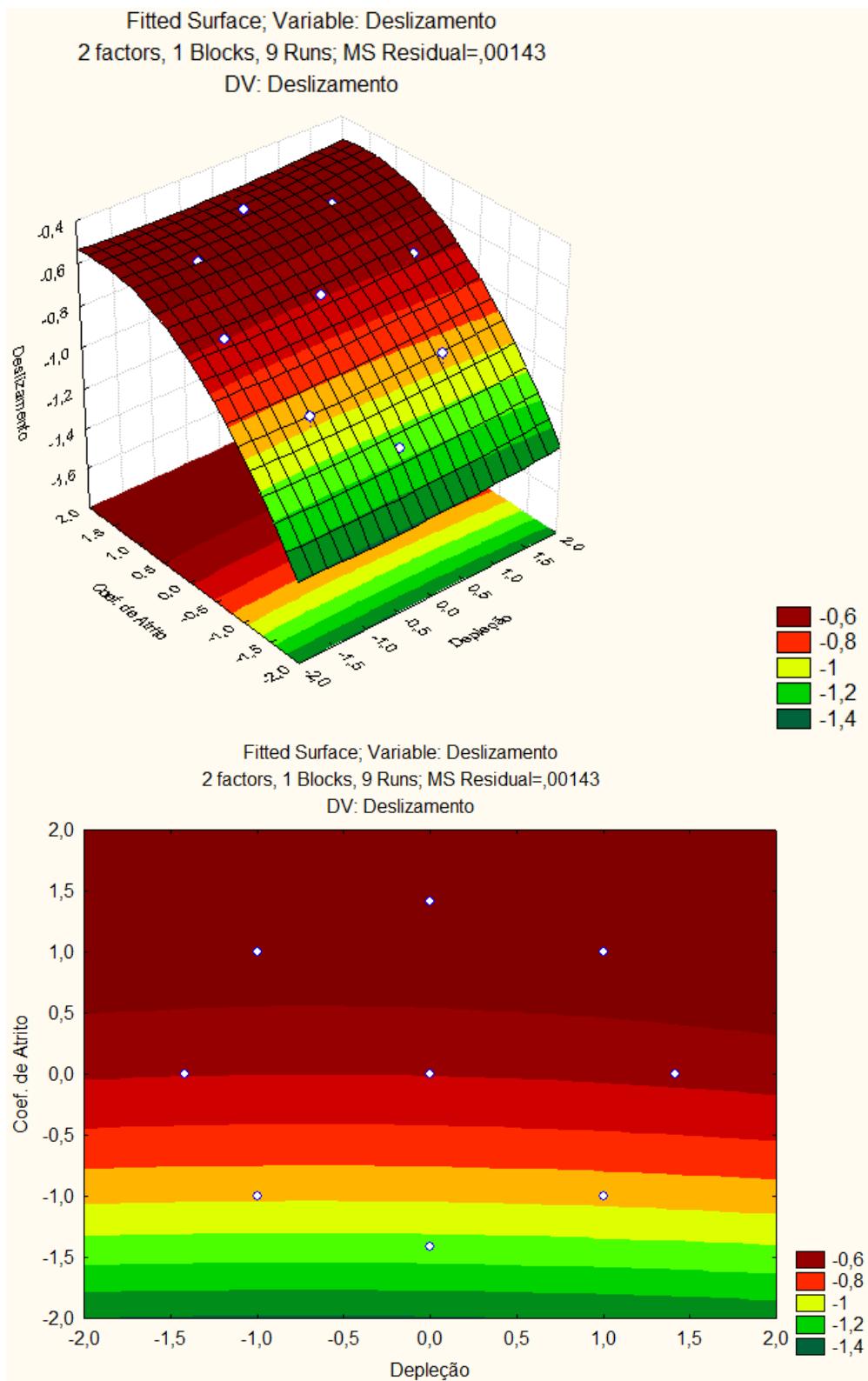
Corrigido:

$$z=-,7028+,2156622004238*y-,072625*y^2 \quad (53)$$

Assim, foi possível construir as superfícies de resposta do deslizamento na interação entre a pasta de cimento e o maciço rochoso em função da depleção versus

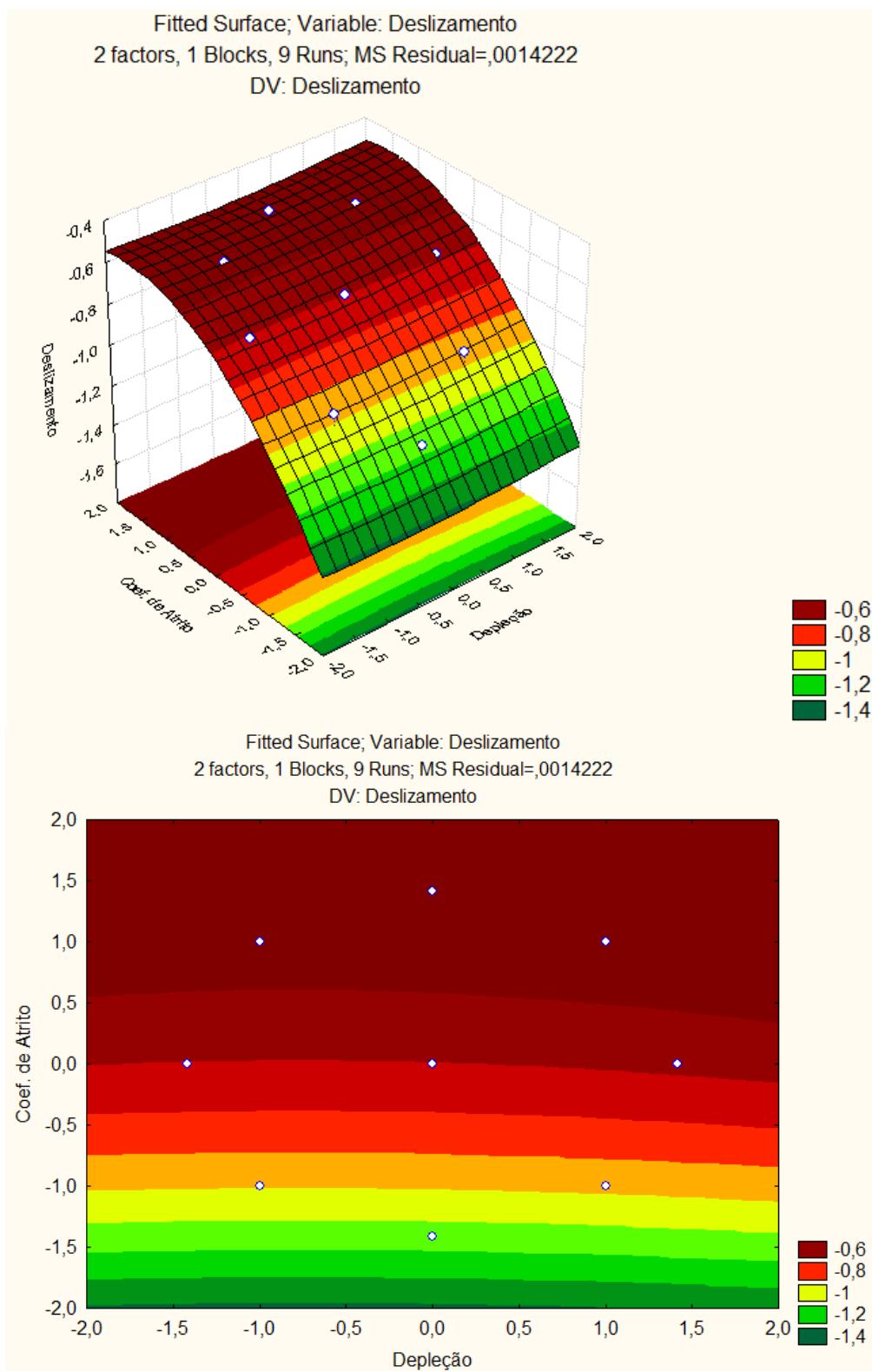
coeficiente de atrito para 3 tipos de rocha reservatório. Tais superfícies estão expostas nos Gráficos 30,31 e 32 abaixo.

Gráfico 30: Superfície de resposta do Reservatório A para o deslizamento



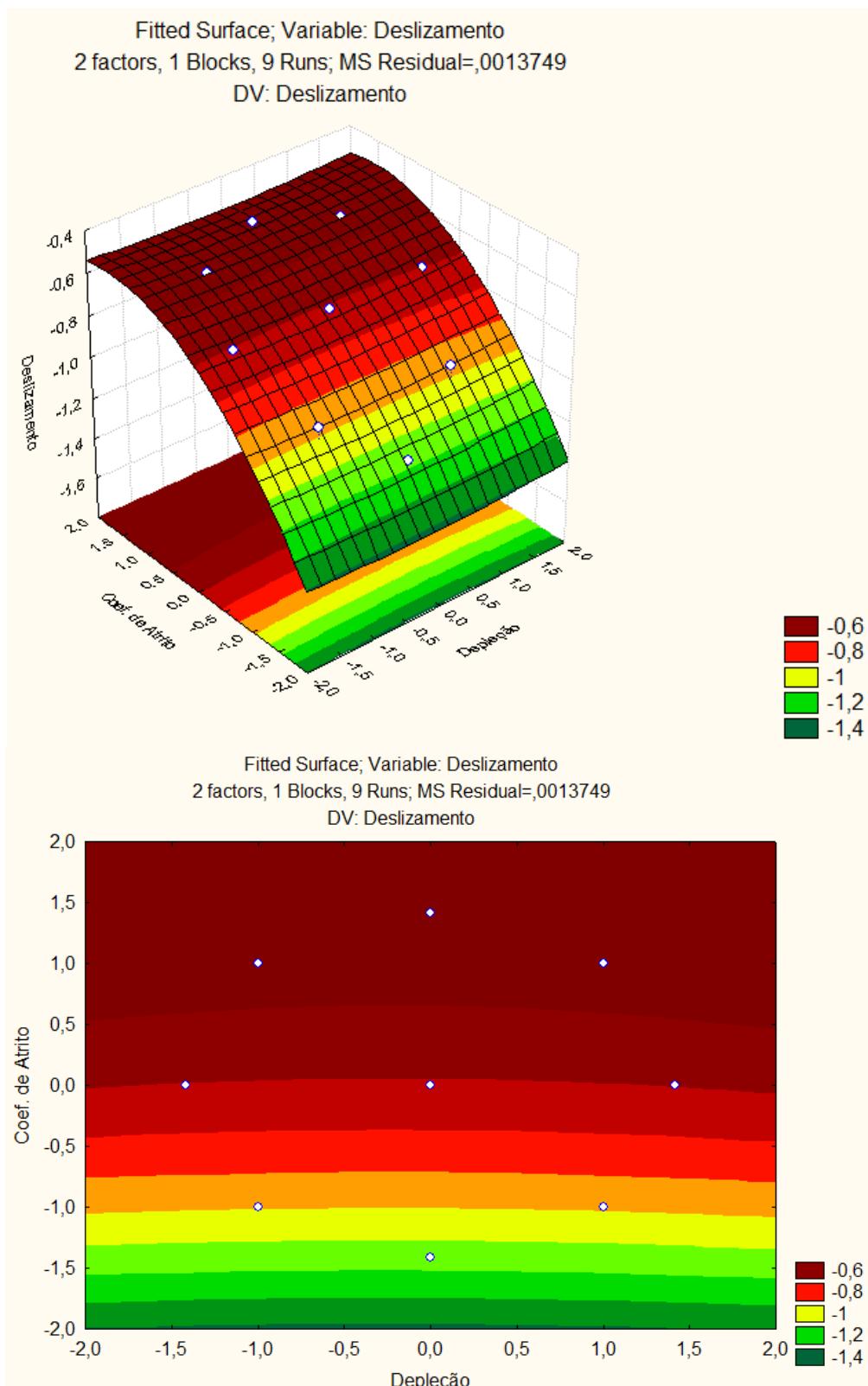
Fonte: Autor

Gráfico 31: Superfície de resposta do Reservatório B para o deslizamento



Fonte: Autor

Gráfico 32: Superfície de resposta do Reservatório C para o deslizamento



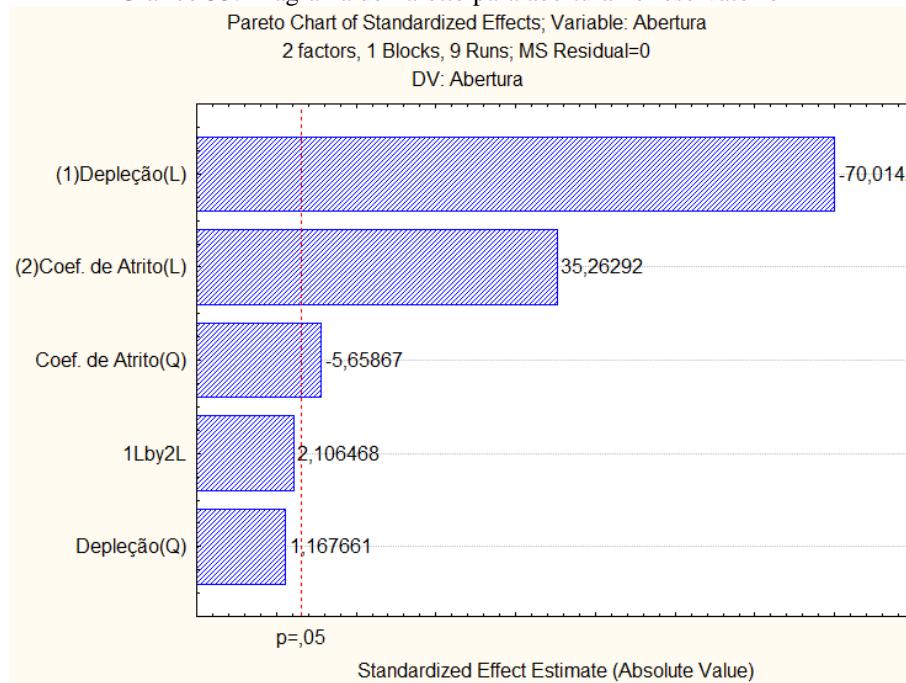
Fonte: Autor

6.5.6 Análise para a resposta Abertura

Analizando-se os Diagramas de Pareto contendo os efeitos das variáveis para a resposta Abertura, expostos nos Gráficos 33, 34 e 35, a um grau de confiança de 95%, não é possível se observar um padrão nas análises estatísticas. Embora os coeficientes lineares da variável depleção sejam estatisticamente significativos, para os reservatórios A e B eles atuam aumentando a abertura, enquanto para o C atua de forma inversa.

Como a grandeza desta resposta é da ordem de 10e-05 e este valor é muito menor que o tamanho dos elementos finitos utilizados na modelagem numérica, acredita-se que esta análise pode não ser representativa.

Gráfico 33: Diagrama de Pareto para abertura no reservatório A



Fonte: Autor

Gráfico 34: Diagrama de Pareto para abertura no reservatório B

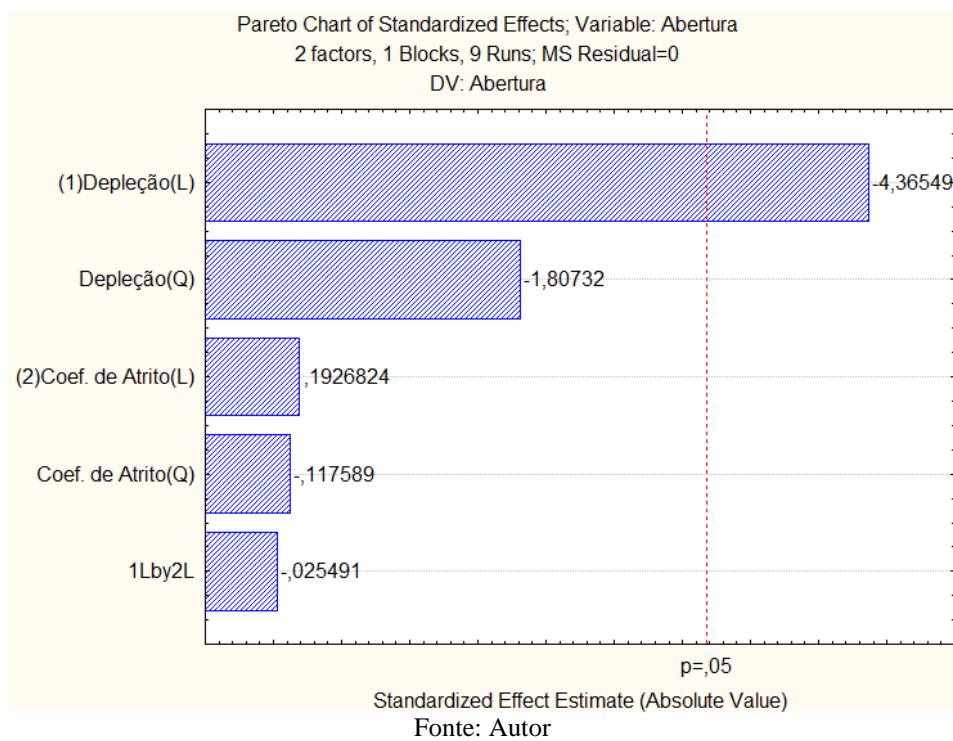
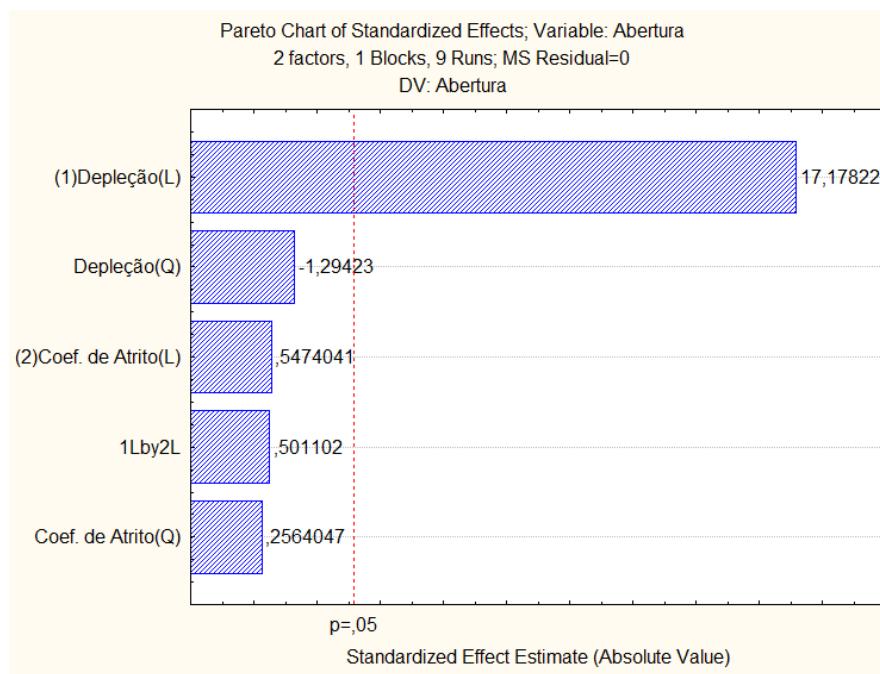


Gráfico 35: Diagrama de Pareto para abertura no reservatório C



A partir dos coeficientes de regressão disponíveis nas Tabelas 25, 26 e 27 foi possível expressar os modelos matemáticos com todos os parâmetros e apenas com os parâmetros estatisticamente significativo.

Tabela 25: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório A para a resposta abertura

Factor	Effect Estimates; Var.:Abertura; R-sqr=.99952; Adj.,.99871 (Elgin_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Abertura									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit
Mean/Interc.	-0,000076	0,000000	-1596,49	0,000000	-0,000076	-0,000076	-0,000076	0,000000	-0,000076	-0,000076
(1)Depleção(L)	-0,000002	0,000000	-70,01	0,000006	-0,000002	-0,000002	-0,000001	0,000000	-0,000001	-0,000001
Depleção(Q)	0,000000	0,000000	1,17	0,327306	-0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-0,000000	0,000000
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000001	0,000000	35,26	0,000050	0,000001	0,000001	0,000001	0,000000	0,000001	0,000001
Coef. de Atrito(Q)	-0,000000	0,000000	-5,66	0,010928	-0,000000	-0,000000	-0,000000	0,000000	-0,000000	-0,000000
1L by 2L	0,000000	0,000000	2,11	0,125789	-0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-0,000000	0,000000

Fonte: Autor

$$\begin{aligned} z = & -0,00007579 - 0,000001175130861432 * x + ,0000000325 * x^2 \\ & + ,000000591859216769 * y - ,0000001575 * y^2 + ,00000005 * x * y \end{aligned} \quad (54)$$

Corrigido:

$$\begin{aligned} z = & -0,0000757427272727 - 0,000001175130861432 * x + ,000000591859216769 * y - \\ & ,0000001781818182 * y^2 \end{aligned} \quad (55)$$

Tabela 26: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório B para a resposta abertura

Factor	Effect Estimates; Var.:Abertura; R-sqr=.88952; Adj.,.70538 (WestAfrican_01Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Abertura									
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit
Mean/Interc.	-0,000074	0,000002	-34,3996	0,000054	-0,000081	-0,000067	-0,000074	0,000002	-0,000081	-0,000067
(1)Depleção(L)	-0,000007	0,000002	-4,3655	0,022226	-0,000012	-0,000002	-0,000003	0,000001	-0,000006	-0,000001
Depleção(Q)	-0,000005	0,000003	-1,8073	0,168442	-0,000013	0,000003	-0,000002	0,000001	-0,000006	0,000002
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000000	0,000002	0,1927	0,859514	-0,000005	0,000005	0,000000	0,000001	-0,000002	0,000003
Coef. de Atrito(Q)	-0,000000	0,000003	-0,1176	0,913824	-0,000008	0,000008	-0,000000	0,000001	-0,000004	0,000004
1L by 2L	-0,000000	0,000002	-0,0255	0,981264	-0,000007	0,000007	-0,000000	0,000001	-0,000003	0,000003

Fonte: Autor

$$\begin{aligned} z = & -0,00007422 - 0,00003330090366626 * x - ,00000228625 * x^2 \\ & + ,000000146982233047 * y - ,00000014875 * y^2 - ,0000000275 * x * y \end{aligned} \quad (56)$$

Corrigido:

$$z = -0,0000763844444444 - ,000003330090366626 * x \quad (57)$$

Tabela 27: Estimativa dos efeitos referente ao Reservatório C para a resposta abertura

Factor	Effect Estimates; Var.:Abertura; R-sqr=.99008; Adj.: .97353 (Indiana_01_Revestimento) 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0 DV: Abertura										
	Effect	Std.Err.	t(3)	p	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	Coeff.	Std.Err. Coeff.	-95, % Cnf.Limit	+95, % Cnf.Limit	
Mean/Interc.	-0,000078	0,000000	-224,064	0,000000	-0,000079	-0,000077	-0,000078	0,000000	-0,000079	-0,000077	
(1)Depleção(L)	0,000004	0,000000	17,178	0,000430	0,000003	0,000005	0,000002	0,000000	0,000002	0,000003	
Depleção(Q)	-0,000001	0,000000	-1,294	0,286208	-0,000002	0,000001	-0,000000	0,000000	-0,000001	0,000000	
(2)Coef. de Atrito(L)	0,000000	0,000000	0,547	0,622196	-0,000001	0,000001	0,000000	0,000000	-0,000000	0,000000	
Coef. de Atrito(Q)	0,000000	0,000000	0,256	0,814216	-0,000001	0,000001	0,000000	0,000000	-0,000001	0,000001	
1L by 2L	0,000000	0,000000	0,501	0,650758	-0,000001	0,000001	0,000000	0,000000	-0,000000	0,000001	

Fonte: Autor

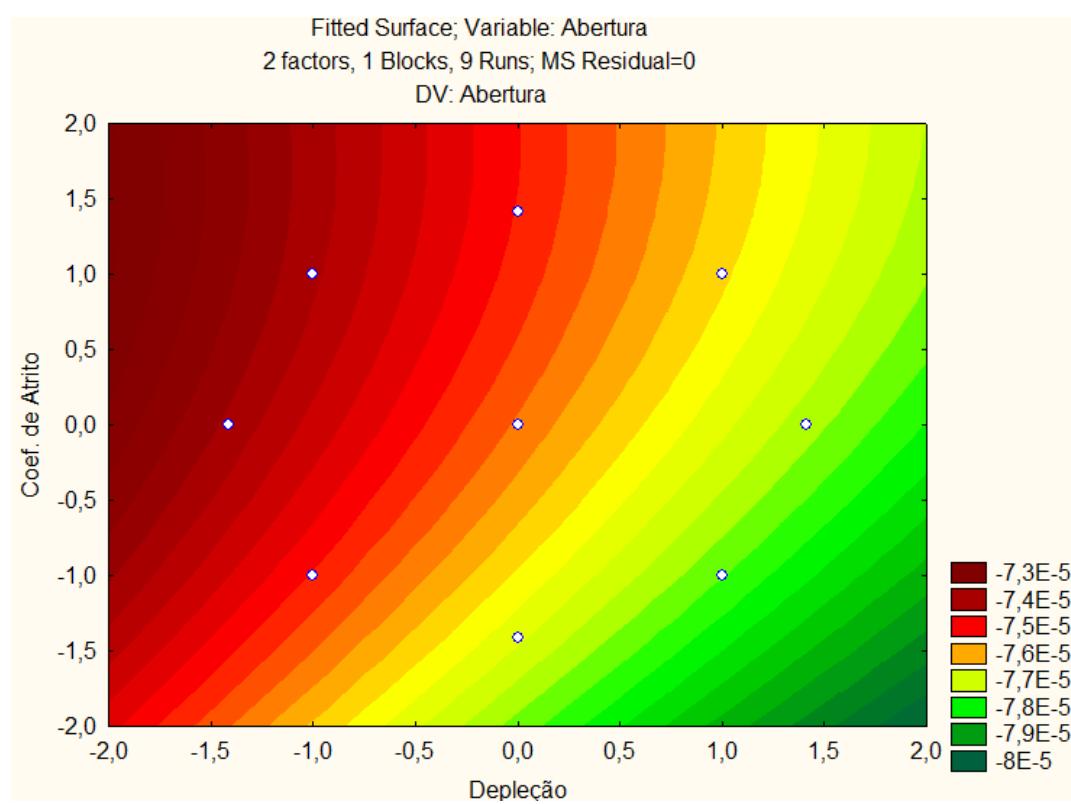
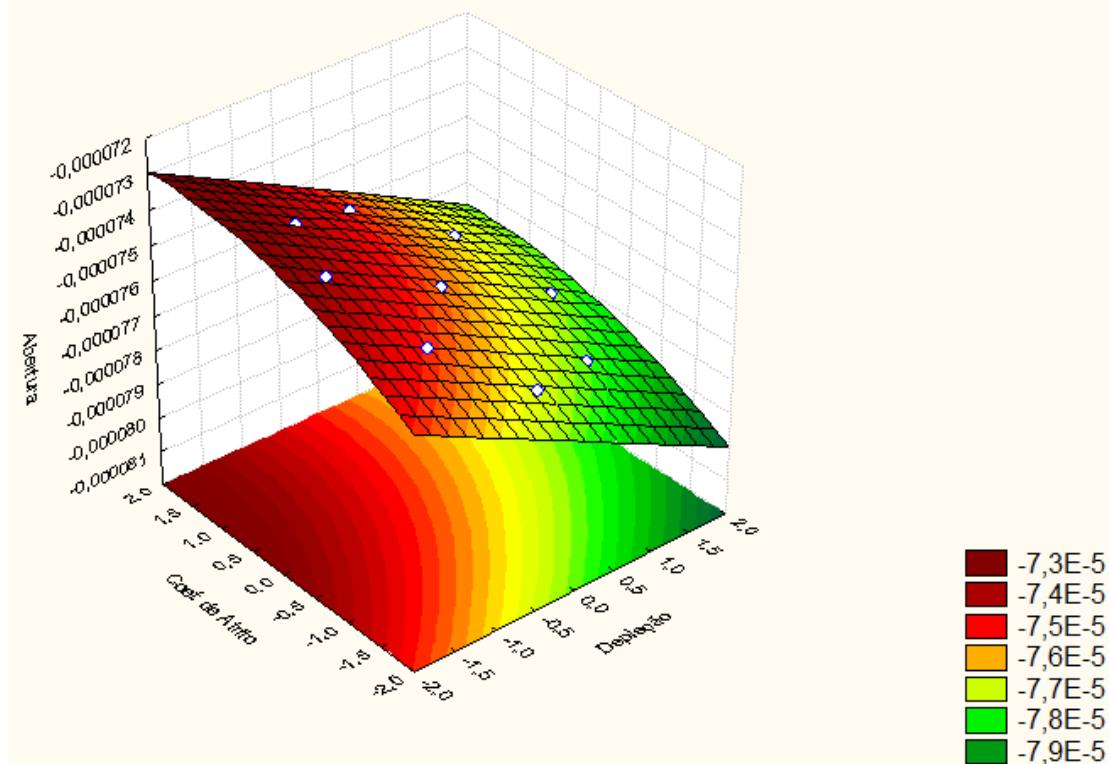
$$\begin{aligned} z = & -0,00007825 + 0,000002121021824132 * x - 0,000000265 * x^2 + 0,000000067588834765 * y \\ & + 0,0000000525 * y^2 + 0,0000000875 * x * y \end{aligned} \quad (58)$$

Corrigido:

$$z = -0,000078438888888889 + 0,000002121021824132 * x \quad (59)$$

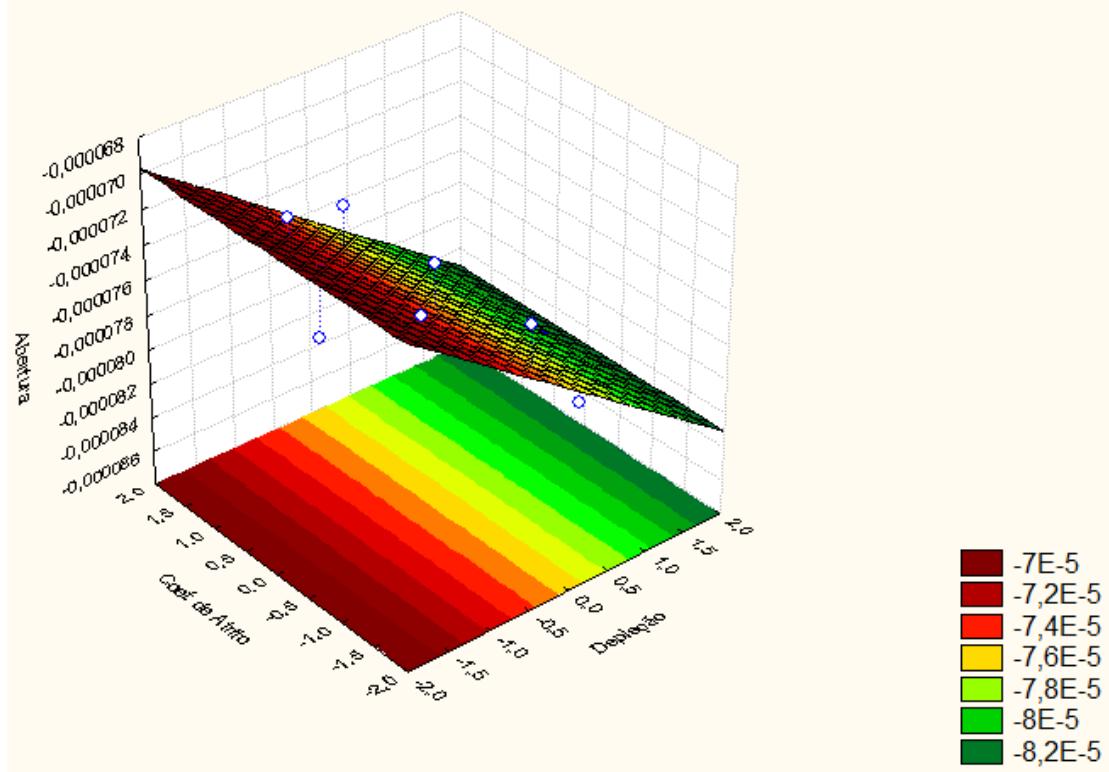
Assim, foi possível construir as superfícies de resposta da abertura na interação entre a pasta de cimento e o maciço rochoso em função da depleção versus coeficiente de atrito para 3 tipos de rocha reservatório. Tais superfícies estão expostas nos Gráficos 36,37 e 38.

Gráfico 36: Superfície de resposta do Reservatório A para a abertura
 Fitted Surface; Variable: Abertura
 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0
 DV: Abertura

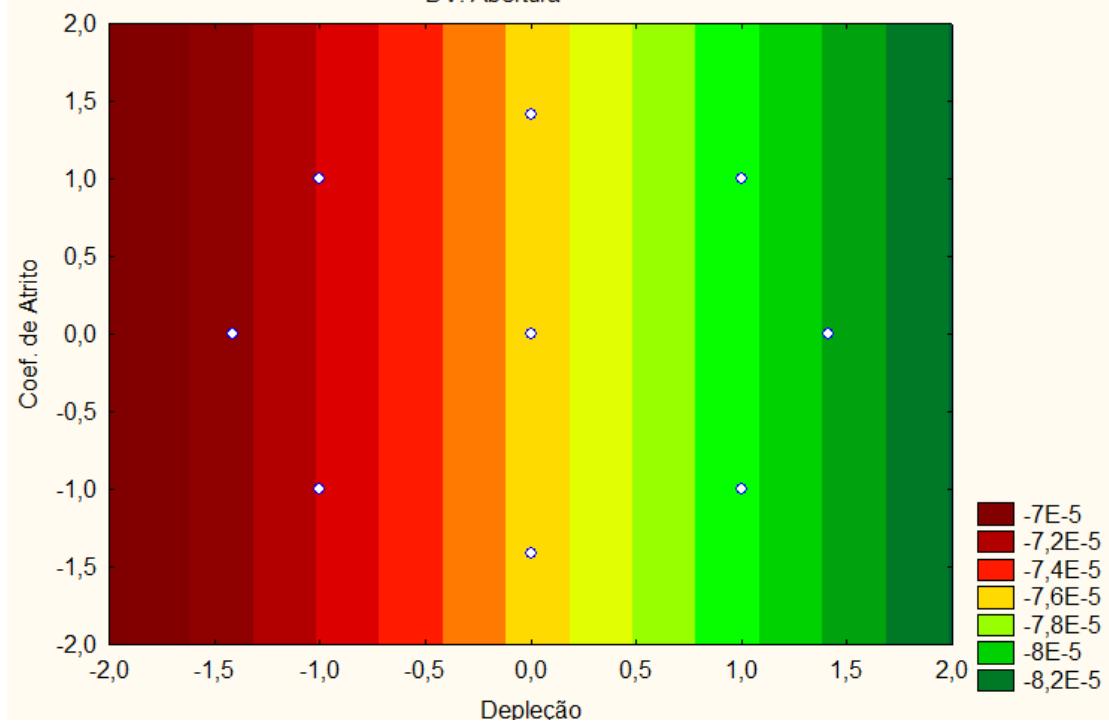


Fonte: Autor

Gráfico 37: Superfície de resposta do Reservatório B para a abertura
 Fitted Surface; Variable: Abertura
 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0
 DV: Abertura

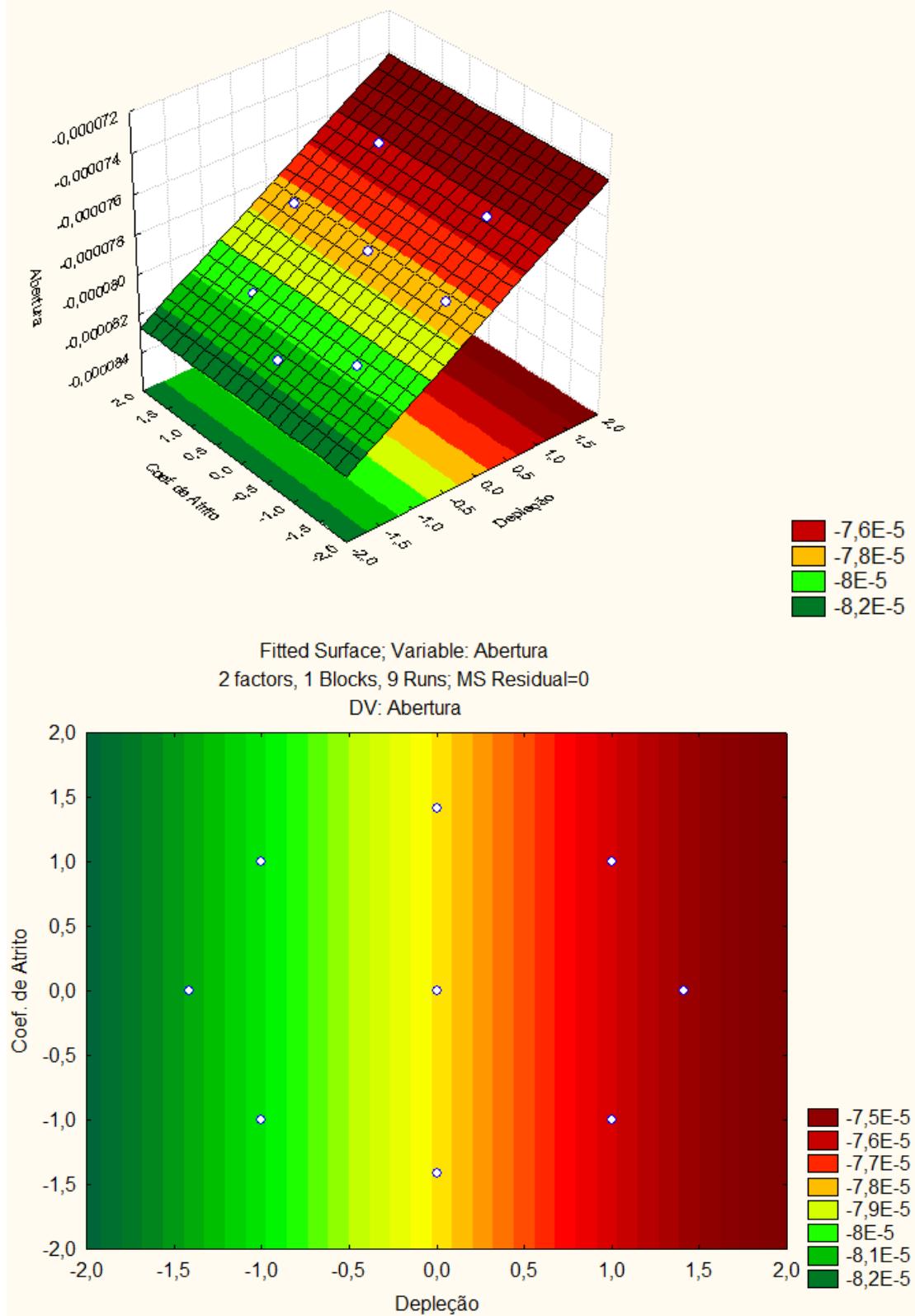


Fitted Surface; Variable: Abertura
 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0
 DV: Abertura



Fonte: Autor

Gráfico 38: Superfície de resposta do Reservatório C para a abertura
 Fitted Surface; Variable: Abertura
 2 factors, 1 Blocks, 9 Runs; MS Residual=0
 DV: Abertura



Fonte: Autor

6.5.7 Influência do tipo de rocha reservatório

Sabendo que a ordem crescente do módulo de elasticidade das rochas reservatório é:

$$\mathbf{B} < \mathbf{A} < \mathbf{C},$$

Espera-se, para uma mesma depleção, que a compactação ocasionada no reservatório B seja superior a gerada no A e esta, por sua vez, seja superior a ocasionada no reservatório C. Por consequência a subsidênci da superfície deve seguir a mesma lógica.

Com a análise dos coeficientes lineares da depleção, que são os mais importantes de acordo com os modelos matemáticos gerados, percebemos que os maiores coeficientes são os relacionados ao reservatório tipo B, enquanto os menores correspondem ao tipo C. Isso corrobora a expectativa que existia a respeito do comportamento do sistema.

7 CONCLUSÕES

Foi realizada uma abordagem sobre os conceitos e influências que ocorrem no fenômeno de compactação do reservatório e subsidência do solo decorrentes do fenômeno da depleção. Dessa forma, este trabalho mostrou a necessidade de se avaliar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatório, principalmente devido às novas descobertas e exploração de campos cada vez mais profundos.

Concluiu-se que, após a ocorrência da compactação e subsidência, danos no revestimento são propensos a acontecer, visto que as tensões atuantes aumentam. Assim, a primeira estratégia para reduzir a probabilidade de falhas no revestimento é estudar as características dos reservatórios e das formações adjacentes.

A análise do tipo de rocha reservatório, assim como as demais informações geológicas, e a elaboração de modelos geomecânicos, ajudam a identificar zonas propensas a elevadas compactações.

Nas simulações realizadas neste estudo analisou-se a interação entre três tipos de materiais: revestimento, cimento e formação rochosa. A formação rochosa ainda foi subdividida de acordo com suas propriedades geológicas. A partir da modelagem numérica concluiu-se que:

- a) A tensão de Mises resultante no revestimento aumenta com a profundidade e com a depleção do reservatório. Percebe-se que, a influência da depleção nas tensões atuantes no revestimento se dá, principalmente, na altura do reservatório.
- b) A tensão de Mises máxima atuante no revestimento P110 decorrente do peso próprio e da pressão interna, para a profundidade de 5987m corresponde a 93% da tensão de escoamento do aço. Logo, para reservatórios sujeitos a grandes compactações, recomenda-se a substituição do revestimento por um de maior tensão de escoamento ou a instalação de revestimentos concêntricos.
- c) A tensão de Mises atuante no revestimento é influenciada pelo coeficiente de atrito existente entre as superfícies da pasta de cimento e da formação rochosa. Concluiu-se que, para depleções nulas ou pequenas, o aumento do coeficiente de atrito diminui as tensões de Mises atuantes no revestimento. Isso se dá

porque o aumento do coeficiente de atrito permite que maior parcela das tensões originadas, devido aos carregamentos da gravidade e pressão interna, seja transferida do revestimento para o maciço rochoso.

- d) A compactação do reservatório ocorre de forma arqueada, sendo menor nas extremidades do reservatório e máxima no centro do mesmo devido ao raio de drenagem do poço e as condições de contorno.
- e) A subsidência da superfície comporta-se de maneira similar a compactação do reservatório. Assim, a subsidência máxima também tende a ocorrer no centro do reservatório.
- f) A diminuição da pressão de poros transfere esforços para o esqueleto rochoso e este tende a sofrer o processo de compactação. Assim, quanto maior a depleção, maior a compactação e consequente subsidência.
- g) O coeficiente de atrito entre a pasta de cimento e a formação rochosa não influencia significativamente os fenômenos de compactação e subsidência.
- h) O deslizamento relativo entre a superfície da pasta de cimento e a superfície do maciço rochoso sofre influencia significativa do coeficiente de atrito. Quanto maior o valor deste, menor será o deslocamento. A depleção não influencia significativamente o deslizamento.
- i) Não se obteve êxito na definição de uma relação entre a depleção/coeficiente de atrito com a abertura entre as superfícies estudadas. Acredita-se que isso se dá pelo fato da ordem de grandeza da resposta estudada ser muito pequena.
- j) O tipo de rocha reservatório influencia a compactação do revestimento, a subsidência da superfície e o estado de tensões no revestimento. Para um mesmo valor de depleção, quanto maior o módulo de rigidez da rocha, menor serão a compactação e a subsidência. Consequentemente, para que se atinja um mesmo nível de compactação, a depleção atuante em um reservatório

composto de rochas será superior a depleção necessária em um reservatório com rochas de menor rigidez.

Por fim, concluímos que o surgimento de danos no revestimento está associado com a taxa de produção, localização, características do reservatório e tipo de interação entre as diferentes superfícies. É importante salientar que, mesmo quando as tensões resultantes no revestimento atingem a tensão de escoamento, este é capaz de transportar hidrocarbonetos para a superfície. No entanto, para o modo de falha de vonMises, o revestimento já é considerado danificado neste momento e a continuação da produção pode levar ao estado último de dano, o que acarretaria o colapso do tubo, em especial no caso de tubos com relação D/t maior que 20.

Sabendo dos graves problemas econômicos e ambientais decorrentes de eventos deste tipo, deve-se evitar ao máximo tal situação.

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

Seguem, abaixo, sugestões para trabalhos futuros:

1. Atribuir diferentes propriedades mecânicas para as rochas laterais, superior e inferior e verificar como as mesmas afetam as tensões, deslocamentos e deformações do sistema;
2. Incluir os efeitos térmicos, pois são importantes devido a diferença dos coeficientes de expansão térmica do revestimento, do cimento e o maciço rochoso
3. Realizar a simulação termo- hidro-mecânica acoplada;
4. Incorporar falhas na cimentação para avaliar sua influência na transferência de tensões;
5. Introduzir o parâmetro temperatura na simulação.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAQUS 2011. **ABAQUS Analysis User's Manual**, Version 6.11, Dassault Systèmes Simulia Corporation, 2011.

ALBUQUERQUE, M. L.; LEAL, R. A. **Deslocamento de fluidos newtonianos em poços de petróleo horizontais não retilíneos. Relatório de Iniciação Científica – PUC-Rio**, Rio de Janeiro, 2009.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API BUL 5C3: Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties**. Washington: Official Publication, 1999.

ASLAN, N. **Application of response surface methodology and central composite rotatable design for modeling and optimization of a multigravity separator for chromite concentration**. *Powder Technology*, v.185, p.80–86, 2008.

AZEVEDO, F. S. **Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo**. 145p. Dissertação (Mestrado) Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005

BARBETTA, P. A. **Estatística Aplicada as Ciências Sociais**. 4 ed. Florianópolis: Ed. da UFSC, 2001.

BARROS NETO, B et al. **Planejamento e otimização de experimentos**. Campinas, SP: UNICAMP, 1995.

BIOT, M. A. **General Theory of Three-Dimensional Consolidation**. *Journal of Applied Physics*, v. 12, pp. 155–164, 1941.

BOX, G. E. P.; HUNTER, W. G. E HUNTER, J. S. **Statistics for experimenters: An introduction to designs, data analysis and model building**. Wiley. New York, 1978.

BOX, G. E. P.; HUNTER, J. S. **Multifactor experimental designs for exploring response surfaces**, Ann. Math. Statist., 28, 195-241, 1957

BOX, G.E.P.; DRAPER, N.R. **Empirical model building and response surfaces**. New York: John Wiley (Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics), p. 40-48, 1987.

BOX, G.E.P.; WILSON, K.B. **On the experimental attainment of optimum conditions**. Journal of the Royal Statistical Society.V.13, p.1-45, 1951.

BRUNO, M.S. **Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction Related Casing Damage**. Paper SPE 79519 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 2001.

CABRAL, J. J. S. P.; SANTOS, S. M.; DEMÉTRIO, J. G. A.; PONTES FILHO, I. D. S. **Considerações sobre a possibilidade de ocorrência de subsidênciadevido à superexploração de água subterrânea**. In: Simpósio regional de hidrogeologia, evento nacional de companhias de perfuração de poços, XII, Recife, 2001, Anais... p.289-294.

CALIFORNIA. Division Of Oil Gas And Geothermal Resources. California Department Of Conservation (Org.). **2009 ANNUAL REPORT OF THE STATE OIL & GAS SUPERVISOR**. Sacramento: California Department Of Conservation, 2010.

CAMPOS, G., **Procedimentos de laboratório destinados à cimentação de poços de Petróleo**. M12, p.1-3, 2001.

CAPASSO G., MUSSO G. **Evaluation of Stress and Strain Induced by the Rock Compaction on a Hydrocarbon Well Completion Using Contact Interfaces with Abaqus**. In: SIMULIA Customer Conference, Providence (SA), May 25-27, 2010. pp. 577-595, 2010

CARDOSO, C. A. **Análise Poroelástica de Estabilidade de Poços de Petróleo em Regime Permanente e Transiente.** 162 f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

CHANTOSE, P. J. **Structural Reliability: Assessing the condition and reliability of casing in compacting reservoirs.** 89 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Petroleum Engineering, Office Of Graduate Studies, Texas A&m University, College Station, 2011.

CHARLEZ, P. **Mechanics of Porous Media.** Rotterdam: Balkema, 1995.

CHIA, Y.P. and Bradley, D.A. **Evaluation of Reservoir Compaction and Its Effects on Casing Behavior.** Paper SPE 14985 presented at the SPE Deep Drilling and Production Symposium , Amarillo, Texas, 1989

CHIN, L.Y.; PREVOST, J.H. **Numerical Simulation of Three-Dimensional Reservoir Compaction Under Waterflood Conditions.** Fifth North Sea Joint Chalk Research Symposium, Reims, France, 1996.

COOK, C.C. and JEWELL, S. **Reservoir Simulation in a North Sea Reservoir Experiencing Significant Compaction Drive.** SPE Reservoir Simulation Symposium, SPE 29132, San Antonio, Texas, USA, 12-15 February 1995.

COOK, R.D.; MALKUS, D.S.; and PLESHA, M.E., **Concepts and Applications of Finite Element Analysis,** John Wiley & Sons, 1989

CORRÊA, P. F.; BRITO, J. G. M.; AMORIM, H. S.; FREITAS, B. G.; RUFINO, R. D.; LUNA, J. M.; SARUBBO, L. A.; **Utilização de um delineamento composto central rotacional (DCCR) para a produção de biossurfactante por pseudomonas aeruginosa,** p. 2847-2854 . In: Anais do XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química - COBEQ 2014 São Paulo, 2014.

COSTA, M. C. B. A; ALMEIDA, C. R. R. **A importância do ensino da ferramenta de planejamento fatorial para estudantes de engenharia.** In: Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia, 39., 2011, Blumenau. Anais...Blumenau, 2011.

ERTEKIN, T.; ABOUT-KASSEM, H. J., KING, R. G., **Basic Applied Reservoir Simulation**, SPE Journal, SPE 74142, Mar 2001.

FELIPPA, C. A. **Introduction to finite element methods.** Aerospace Engineering Sciences Department Of The University Of Colorado At Boulder., 2004.

FISH, J.; BELYTSCHKO, T. **A First Course in Finite Elements**, John Wiley & Sons, 2007

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSHUD, P.; RAAEN, A. M.; RISNES, R. **Petroleum Related Rock Mechanics**. Elsevier Science B. V., 1992

FONSECA, F.A. da, et al. **Efeito da temperatura e do tempo de imersão da etapa de encharcamento sobre a cor dos grãos de arroz parboilizado de cultivares de terras altas**, Londrina, v. 32, n. 1, p. 221-234, jan./mar. 2011.

GAMA, D. A. **Avaliação do potencial do uso do Etileno Acetato de Vinila (EVA) descartado pela indústria calçadista em misturas asfálticas;** Dissertação (Mestrado) Engenharia Civil e Ambiental - Universidade Federal de Campina Grande, 2013

GEERTSMA, J. **Problems of RockMechanics in Petroleum Production Engineering.** In Proceedings of the First Congress of International Society of RockMechanics, Lisboa, v. 1, pp. 585–594, 1966.

GEERTSMA, J. **The effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rock.** Transactions of AIME, v.210, pp.331-340, 1957.

GUTIERREZ, M.; LEWIS, R. W. **The role of Geomechanics in Reservoir Simulation.** SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference. Trondheim: July 8-10. 1998.

HANSEN, K.S.; PRATS, M. and CHAN, C.K.. **Modeling of reservoir compaction and surface subsidence of South Belridge**, SPE Production and Facilities, 1993.

HANSEN., S. **Modeling of Reservoir Compaction and Surface Subsidence at South Belridge**, SPE Journal, SPE 26074, 1993.

HANSEN, B. **Production Casing Design Considerations**, Video, 36 slides, color. Devon Energy Corporation

HERMANSEN, H., THOMAS L.K., SYLTE, J.E. and AASBOE, B.T. **Twenty Five Years of Ekofisk Reservoir Management**. SPE Technical Conference and Exhibition, SPE 38927, San Antonio, Texas, USA, 5-8 October 1997.

HURTADO, F. S. V., MALISKA, C. R. **A family of positive flow-weighted advection schemes for element-based finite-volume methods**, Numerical Heat Transfer, Part B: Fundamentals, vol 62, pp 113-140, 2012

IBEKWE, I.A., COKER-III, O.D., FUH, G.F., AACTIS, S.C., et al. **Magnolia Casing Design for Compaction**. Paper SPE 7981 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. 2003

JAEGER J. C.; COOK, N. G. W. **Fundamentals of rock mechanics**. Chapman and Hall, 3 ed, London 1976.

KHURI, A.I.; CORNELL, J.A. **Response Surfaces**.2nd ed. Dekker, New York, p.71 –211, 1987.

KING, G. E., **An Introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workovers**, Oklahoma, USA, 1998

KLEMENTICH, E.F. and JELLISON, M.J. **A Service-Life Model for Casing Strings**. SPE Drill Eng, 1986.

KVERNSTROM, J. S. **Redevelopment of the compacting and subsiding Valhall and Hod fields**, 2012.

MONTEIRO, I. S. **Plano de Negócios e Gestão 2015 – 2019 PETROBRÁS**. Rio de Janeiro, 2015

LOBO, P. A.; ROEHL, D.; OLIVEIRA, M. F.; PAROTIDIS, M. **A Comparative Study of Constitutive Models for Reservoir Compaction and Surface Subsidence**. Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure – ISRM Specialized Conference 09-13 September, Goiania, Brazil, 2014.

MANSANO, R. B. Engenharia de Perfuração e Completamento em Poços de Petróleo. **Florianópolis**: Video, 2004. 49 slides, color. Departamento de Engenharia de Petróleo – Universidade Federal de Santa Catarina

MENDONÇA, L. A. **Desempenho do delineamento composto central em experimentos com alto coeficiente de variação**. Dissertação (Mestrado) Estatística Aplicada e Biometria - Universidade Federal de Viçosa, Minas Gerais, 2012

MYERS, R. H.; MONTGOMERY, D. C. **Response surface methodology: process and product optimization using designed experiments**. New York: John Wiley & Sons, 700 p., 1995.

NAGEL, N. B. **Compaction and Subsidence Issues within the Petroleum Industry From Wilmington to Ekofisk and Beyond**, Physis. Chem. Earth, v. 26, pp. 3 -14, Dez2001.

NAVEIRA, V. P. **Incorporação dos feitos geomecânicos de compactação e subsidência na simulação de reservatórios de petróleo**. 122 f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

ORNELAS, L. C. **Critérios de Escoamento**. Apostila de sala de aula. Resistência dos Materiais (Professor Ornelas). 2014

PERÁZIO, B. A. A. Efeitos dos pontos axiais e centrais sobre a eficiência do delineamento composto central. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2010.

PEREIRA, L. C. Simulação de fluxo em reservatórios sob efeito da compactação. 136 f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

PIZZOL, A. Uma metodologia unificada empregando o método dos volumes finitos para a solução acoplada do escoamento e da geomecânica em meios porosos. 171 f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Mecânica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.

POIATE JR, E., Mecânica das rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Tese (Doutorado) - Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

PUIG, F. Steam Soaking in the Bolivar Coast Reservoir. Presented at the Engineering seminar on the development of heavy oil reservoirs, The Hague, Holland. 1984

RABIA, H., Fundamentals of Casing Design. Graham& Trotman, London, UK, 1987

RAHMAN, S.S., CHILINGARIAN, G.V. Casing Desing Theory and Practice, Elsevier, Amsterdam, The Netherlands, 1995

REAL, J. C. Determinação de condições operacionais adequadas para produção de pré-moldado de gesso de alta resistência mecânica. 48 f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Civil, Universidade Católica de Pernambuco, Pernambuco, 2009.

REZENDE, M. L.; NASCIMENTO, J. W.; NEVES, G. A.; LEAL, A. F.; FERREIRA, H. C. **Uso do metacaulim em concretos secos: uma abordagem por** superfície de respostas. Ambiente Construído. Porto Alegre, v.12, n. 3, p. 135-146, jul./set. 2012.

RHETT, D. W.; TEUFEL, L. W. **Effect of Reservoir Stress Path on Compressibility and Permeability of Sandstone.** SPE Annual Technical Conference. Washington DC, USA: 4-7 Oct. 1992.

RICÉ, J. R.; CLEARY, M. P. **Some Basic Stress Diffusion Solutions for Fluid-Saturated Elastic Porous Media with Compressible Constituents.** Reviews of Geophysics and Space Physics, v. 14, pp. 227–241, 1976.

ROCHA, L. A.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de Poços de Petróleo - Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos,** Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2007

RODRIGUES, M. I., IEMMA, A. F. **Planejamento de Experimentos e Otimização de Processos,** 2009.

RUDDY, I., ANDERSEN, M.A., PATTILLO, P.O., BISHLAWI, M., and FOGED, N. **Rock compressibility, compaction and subsidence in a high-porosity chalk reservoir: A Case Study of Valhall Field,** Journal of Petroleum Technology, 1989

RIJSTEN, H.; TEUFEL, L. W.; RHETT, D. W. **Influence of Reservoir Stress Path on Deformation and Permeability of Weakly Cemented Sandstone Reservoirs.** SPE Annual Technical Conference. Denver, USA: October 6-9. 1996.

SAMIER, P., ONAISI, A., FONTAINE, G., **Comparisons of Uncoupled and various Coupling Techniques for Practical Field Examples,** SPE Journal, SPE 79698, 2006

SAMIER, P.; DE GENNARO, S. **Practical Iterative Coupling of Geomechanics with Reservoir Simulation.** SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston: Paper 106188. 2007

SANDHU, R. S., WILSON, E. L. **Finite element analysis of seepage in elastic media.** ASCE EM, 1995.

SANSONE, E. C. **Mecânica de Rochas Aplicada à Engenharia de Petróleo.** São Paulo: Vídeo, 2014. 10 slides, color. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

SETTARI, A., **Reservoir Compaction.** Journal of Petroleum Technology 62-69, 2002

STYLE, J. E. et al. **Water induced compactation in the Ekofisk Field.** Annual Technical Conferende and Exhibition. Houston, Texas: [s.n.]. 1999.

SYLTE, J. E., THOMAS, L.K., RHETT, D.W., BRUNING, D.D., NAGEL, N. B., **Water Induced compaction in Ekofisck Field,** SPE Journal, SPE 56426, pp.1 -11, Out.1999.

TERZAGHI, K. **Die Berechnung der Durchlassigkeitsziffer des Tones Aus Dem Verlauf Der HydrodynamischenSpannun-Gerscheinungen,** Sitzungzber. Akad.Wissen Math. Naturwiss.Kl. ,IIa, pp. 105-124, 1923.

TERZAGHI, K. **Theoretical Soil Mechanic.** New York: [s.n.], 1943.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Interciênciac, 2004.

VILLELA, J. **Avaliação da Sensibilidade de um Modelo Elastoplástico em Elementos Finitos para a Análise de Estabilidade em Poços de Petróleo.** 143 f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

WALFORD, J. **GPS Subsidence Study of the Costa Bolivar Oil Fields, Venezuela.** M.Sc.E. thesis, Department of Geodesy and Geomatics Engineering Technical Report No. 174, University of New Brunswick, Fredericton, New Brunswick, 1995

YUDOVICH, A., CHIN, L.Y., and MORGAN, D.R. **Casing Deformation in Ekofisk**. Paper OTC 17856 presented at the 1989 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 1988.

ZIMMERMAN, R. W. **Compressibility of Sandstones**. Elsevier, New York City 173, 1991.

ZOBACK, M. **Reservoir Geomechanics**, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2007

<http://lib.bingoenglish.com/content/html/photo/201102/25-927.html>

Visitado em 19/11/2014

<http://www.cprm.gov.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=1256&sid=129>

Visitado em 02/12/2014

<http://www.nortrade.com/sectors/articles/ekofisk-40-years-still-going-strong->

Visitado em 02/12/2014

http://www.sinmec.ufsc.br/site/publicacoes.php?id_categoria=1

Visitado em 04/12/2014

<https://www.google.com.br/search?q=Wilmingtonoilfield>

Visitado em 15/02/2015

https://www.linkedin.com/groups/Casing-Design-Limit-Plot-API-4329664.S.201546907?trk=groups_items_see_more-0-b-ttl

Visitado em 22/05/2015

<http://www.upstreamonline.com/live/1387159/BP-told-it-must-shut-down-Valhall-facility>

Visitado em 22/05/2015

<http://www.ballardian.com/edward-burtynsky-oil-a-ballardian-interpretation>

Visitado em 22/05/2015

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=487>

Visitado em Visitado em 22/05/2015

9 ANEXOS

Anexo A - Consumo Mundial de Petróleo nos últimos anos.

Consumption

Thousand barrels daily	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Change 2013 over 2012	2013 share of total
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013 over 2012
US	20033	20732	20802	20687	20680	19490	18771	19180	18882	18490	18887	2.0%
Canada	2228	2309	2288	2295	2361	2315	2190	2316	2404	2384	2385	-0.5%
Mexico	1908	1983	2030	2019	2067	2054	1986	2014	2042	2063	2020	-2.6%
Total North America	24170	25023	25119	25002	25108	23860	22957	23510	23328	22848	23292	1.3%
Argentina	405	425	448	471	523	535	525	571	585	613	636	3.6%
Brazil	1673	2050	2087	2134	2268	2438	2467	2669	2720	2807	2973	5.8%
Chile	228	244	250	278	358	372	367	329	355	368	377	2.0%
Colombia	222	225	230	235	234	233	239	250	268	285	297	4.0%
Ecuador	151	155	169	180	183	188	191	220	226	233	248	6.3%
Peru	139	152	152	147	153	172	176	187	203	212	224	5.3%
Trinidad & Tobago	24	25	26	29	34	37	35	39	35	38	38	6.3%
Venezuela	506	545	606	633	640	716	727	691	688	712	777	10.2%
Other S. & Cent. America	1224	1235	1221	1235	1250	1190	1186	1199	1212	1212	1206	-1.0%
Total S. & Cent. America	4872	5056	5200	5340	5661	5881	5913	6155	6306	6478	6775	4.4%
Austria	292	283	287	291	276	274	264	276	258	258	259	0.6%
Azerbaijan	84	88	106	96	91	74	73	71	89	92	101	9.8%
Belarus	163	162	151	176	162	158	183	152	175	175	177	0.7%
Belgium	688	680	679	671	676	747	650	672	682	631	654	2.5%
Bulgaria	95	92	102	105	103	102	92	82	80	82	86	4.2%
Czech Republic	184	202	210	207	205	209	204	195	193	191	184	-3.9%
Denmark	188	185	187	190	191	188	189	171	168	158	160	0.5%
Finland	235	221	229	222	223	222	209	219	204	190	188	-1.7%
France	1952	1963	1946	1942	1911	1889	1822	1763	1742	1688	1683	-0.6%
Germany	2648	2619	2592	2609	2380	2502	2409	2445	2368	2356	2382	0.9%
Greece	396	426	424	442	435	425	405	365	347	310	387	-7.1%
Hungary	131	136	158	168	168	164	154	146	140	128	131	1.6%
Republic of Ireland	175	181	191	191	195	187	166	158	141	134	140	4.7%
Italy	1900	1850	1798	1791	1740	1661	1583	1532	1475	1346	1308	-3.6%
Kazakhstan	183	186	204	210	233	229	188	196	256	274	287	5.9%
Lithuania	50	53	57	58	58	63	54	55	53	55	55	1.4%
Netherlands	846	983	1039	1047	1065	991	971	977	971	926	898	-4.9%
Norway	232	221	224	229	237	228	236	235	240	235	241	1.0%
Poland	441	469	487	512	531	549	549	576	574	553	524	-6.2%
Portugal	311	315	324	294	296	278	263	258	240	226	228	-0.8%
Romania	194	224	218	214	218	216	195	184	191	191	188	-1.7%
Russian Federation	2679	2660	2679	2761	2777	2862	2772	2892	3089	3212	3313	3.1%
Slovakia	70	67	80	72	76	82	79	82	81	74	73	-1.3%
Spain	1539	1575	1594	1592	1613	1557	1473	1394	1377	1285	1200	-7.3%
Sweden	367	362	358	358	357	350	323	336	311	308	305	-2.0%
Switzerland	257	255	260	266	241	256	260	242	235	238	248	5.0%
Turkey	649	660	665	688	718	684	707	684	672	678	714	5.7%
Turkmenistan	110	112	113	109	115	119	110	123	130	134	137	2.8%
Ukraine	295	310	296	308	318	301	282	268	278	267	260	-2.7%
United Kingdom	1723	1766	1806	1788	1716	1683	1610	1588	1532	1520	1503	-1.4%
Uzbekistan	145	146	103	103	84	92	89	77	72	68	70	2.1%
Other Europe & Eurasia	567	600	623	637	660	670	658	662	664	649	661	1.6%
Total Europe & Eurasia	19888	20063	20187	20357	20082	20013	19181	19087	19008	18636	18645	-0.4%
Iran	1508	1548	1698	1843	1874	1959	2011	1873	1908	1927	2002	4.0%
Israel	267	251	257	251	264	258	244	236	249	289	231	-21.9%
Kuwait	334	374	411	378	383	405	454	487	466	490	494	1.2%
Qatar	95	106	120	135	153	173	172	193	237	248	267	7.1%
Saudi Arabia	1780	1913	2012	2083	2201	2376	2592	2803	2847	2989	3075	3.1%
United Arab Emirates	453	484	493	527	565	586	586	630	718	748	773	4.2%
Other Middle East	1233	1265	1343	1328	1314	1448	1468	1546	1577	1661	1683	1.5%
Total Middle East	5670	5941	6335	6456	6755	7206	7508	7767	8004	8353	8526	2.2%
Algeria	230	239	250	258	286	309	327	327	345	368	386	5.0%
Egypt	540	556	617	602	642	687	726	766	720	746	757	1.5%
South Africa	497	513	518	528	556	536	510	558	577	572	570	-0.1%
Other Africa	1388	1464	1535	1539	1584	1704	1744	1827	1733	1833	1911	4.6%
Total Africa	2654	2771	2920	2927	3068	3235	3306	3479	3374	3519	3624	3.2%
Australia	854	865	897	930	937	950	937	953	1000	1027	1026	-0.4%
Bangladesh	83	86	89	89	86	77	88	113	118	116	116	-1.7%
China	5771	6740	6845	7500	7880	7984	8306	8317	8867	10367	10756	3.8%
China Hong Kong SAR	269	313	295	305	324	293	334	362	363	347	354	2.6%
India	2485	2556	2606	2737	2941	3077	3237	3319	3488	3685	3727	1.2%
Indonesia	1222	1289	1285	1247	1298	1294	1334	1449	1572	1587	1623	1.1%
Japan	5456	5308	5391	5210	5053	4882	4422	4474	4470	4709	4551	-3.8%
Malaysia	620	633	637	680	701	672	679	689	718	712	725	2.0%
New Zealand	146	147	150	152	153	154	147	151	150	148	151	2.1%
Pakistan	319	324	311	354	387	388	414	411	417	402	445	10.3%
Philippines	329	336	314	284	301	266	283	295	281	283	298	5.5%
Singapore	688	761	828	883	961	1013	1077	1190	1242	1238	1259	1.1%
South Korea	2340	2294	2312	2320	2389	2308	2339	2370	2384	2458	2460	* 2.6%
Taiwan	1012	1056	1054	1053	1111	1005	982	1011	946	934	977	3.9%
Thailand	844	911	943	944	942	944	1024	1043	1119	1191	1211	2.0%
Vietnam	220	263	258	254	283	300	313	337	366	371	378	2.0%
Other Asia Pacific	304	309	325	323	342	324	352	406	406	409	412	0.8%
Total Asia Pacific	22962	24202	24629	25244	26080	25952	26247	27802	28912	29897	30470	1.5% 33.8%
Total World	80216	83055	84389	85325	86754	88147	85111	87801	88934	89931	91331	1.4% 100.0%

Fonte: Modificado de BP Statistical Review of World Energy, 2014

Anexo B - Produção Mundial de Petróleo nos últimos anos

Production

Thousand barrels daily	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Change 2013 over 2012		2013 share of total
											2013	%	
US	7362	7244	6903	6828	6862	6783	7263	7552	7668	8892	10003	13.5%	10.8%
Canada	3003	3080	3041	3208	3290	3207	3202	3332	3515	3740	3948	6.0%	4.7%
Mexico	3795	3830	3766	3689	3479	3165	2978	2958	2940	2911	2875	-1.1%	3.4%
Total North America	14160	14154	13709	13725	13631	13156	13444	13843	14323	15543	16826	8.7%	18.9%
Argentina	900	868	839	838	813	772	743	722	687	665	656	-1.5%	0.7%
Brazil	1548	1537	1699	1804	1833	1895	2024	2137	2190	2149	2114	-1.7%	2.7%
Colombia	541	528	526	529	531	588	671	706	915	944	1004	6.3%	1.3%
Ecuador	420	528	534	538	513	507	488	488	501	505	527	4.5%	0.7%
Peru	89	86	92	97	96	99	107	113	110	107	104	-4.0%	0.1%
Trinidad & Tobago	175	165	181	193	166	174	153	148	140	120	118	-1.2%	0.1%
Venezuela	2668	3305	3308	3336	3230	3222	3033	2838	2766	2643	2623	-0.8%	3.3%
Other S. & Cent. America	149	144	146	140	139	138	129	134	137	140	146	3.0%	0.2%
Total S. & Cent. America	6691	7161	7325	7474	7322	7384	7348	7367	7448	7274	7293	0.2%	9.1%
Azerbaijan	308	309	445	646	656	695	1014	1023	919	872	877	0.4%	1.1%
Denmark	368	390	377	342	311	297	265	249	225	204	178	-12.8%	0.2%
Italy	116	113	127	120	122	108	95	106	110	112	116	3.3%	0.1%
Kazakhstan	1111	1283	1330	1403	1453	1526	1664	1740	1758	1724	1785	3.5%	2.0%
Norway	3264	3180	2961	2772	2551	2466	2349	2136	2040	1917	1837	-4.4%	2.0%
Romania	124	120	114	105	100	99	94	90	89	83	87	4.0%	0.1%
Russian Federation	8602	9335	9598	9818	10044	9950	10139	10365	10510	10643	10788	1.3%	12.9%
Turkmenistan	203	194	193	187	199	208	211	217	217	222	231	41%	0.3%
United Kingdom	2296	2064	1843	1666	1659	1555	1477	1361	1116	949	866	-8.6%	1.0%
Uzbekistan	151	138	115	114	104	102	95	78	77	68	63	-7.1%	0.1%
Other Europe & Eurasia	495	482	454	445	442	420	409	394	394	390	398	2.4%	0.5%
Total Europe & Eurasia	17037	17608	17557	17619	17640	17617	17812	17759	17452	17184	17226	0.2%	20.2%
Iran	4002	4201	4184	4260	4303	4396	4249	4356	4358	3751	3558	-6.0%	4.0%
Iraq	1344	2030	1833	1998	2143	2428	2452	2490	2801	3116	3141	0.8%	3.7%
Kuwait	2370	2523	2668	2737	2683	2786	2511	2536	2880	3165	3126	-1.3%	3.7%
Oman	822	783	777	738	710	757	813	865	885	918	942	2.7%	1.1%
Qatar	849	1082	1149	1241	1279	1449	1416	1676	1836	1966	1995	1.3%	2.0%
Saudi Arabia	10141	10458	10831	10671	10268	10683	9663	10075	11144	11635	11525	-1.1%	13.1%
Syria	652	487	448	421	404	406	401	385	327	171	56	-67.3%	0.1%
United Arab Emirates	2722	2896	2922	3089	3001	3026	2723	2885	3319	3399	3646	7.4%	4.0%
Yemen	451	424	421	387	341	315	306	291	228	180	161	-11.5%	0.2%
Other Middle East	48	48	185	182	194	192	192	192	201	183	208	13.5%	0.2%
Total Middle East	23501	24873	25518	25734	25305	26417	24726	25761	27980	26484	28358	-0.7%	32.2%
Algeria	1826	1921	1980	1979	1982	1969	1775	1689	1642	1537	1575	2.7%	1.7%
Angola	870	1103	1404	1421	1684	1901	1804	1863	1726	1784	1801	0.8%	2.1%
Chad	24	168	173	153	144	127	118	122	114	101	94	-6.3%	0.1%
Republic of Congo (Brazzaville)	208	217	239	271	221	235	269	294	302	289	281	-2.9%	0.4%
Egypt	750	701	672	704	688	715	730	725	714	715	714	-0.3%	0.8%
Equatorial Guinea	291	389	429	417	430	412	366	326	298	316	311	-1.8%	0.4%
Gabon	274	273	270	242	246	240	241	255	254	245	237	-3.3%	0.3%
Libya	1485	1623	1745	1816	1820	1820	1652	1658	479	1509	988	-34.5%	1.1%
Nigeria	2233	2430	2502	2392	2265	2113	2211	2523	2460	2417	2322	4.0%	2.7%
South Sudan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31	99	219.4%	0.1%
Sudan	262	291	294	356	483	457	475	462	291	103	122	18.3%	0.1%
Tunisia	68	71	73	70	97	89	83	80	68	67	62	-7.2%	0.1%
Other Africa	141	165	172	224	193	190	183	167	232	233	211	-10.0%	0.3%
Total Africa	8431	9361	9962	10045	10274	10268	9908	10163	8580	9349	8818	-5.7%	10.1%
Australia	664	582	580	542	558	547	512	560	500	489	416	-16.8%	0.4%
Brunei	214	210	206	221	194	175	168	172	165	159	135	-15.3%	0.2%
China	3406	3486	3642	3711	3742	3814	3805	4077	4074	4155	4180	0.6%	5.0%
India	802	816	785	809	809	809	796	873	903	894	894	0.1%	1.0%
Indonesia	1176	1130	1096	1018	972	1006	994	1003	952	918	882	-4.0%	1.0%
Malaysia	760	776	757	713	742	741	701	703	640	670	657	-2.2%	0.7%
Thailand	244	241	297	325	341	362	376	388	414	450	459	1.8%	0.4%
Vietnam	361	424	388	355	334	311	342	312	317	348	350	0.4%	0.4%
Other Asia Pacific	192	233	284	303	318	338	330	315	300	285	260	-8.5%	0.3%
Total Asia Pacific	7819	7898	8035	7996	8011	8103	8025	8404	8266	8370	8232	-1.7%	9.5%
Total World	77639	81054	82107	82593	82383	82955	81262	83296	84049	88204	86754	0.6%	100.0%
of which: OECD	21214	20813	19902	19465	19151	18440	18445	18547	18801	18492	20523	5.6%	23.0%
Non-OECD	56425	60241	62204	63129	63233	64515	62818	64750	65448	66712	66230	-0.8%	77.0%
OPEC	31231	34040	35170	35489	35161	36279	33978	35088	35911	37427	36829	-1.8%	42.1%
Non-OPEC†	35879	35601	35102	34786	34420	33852	34016	34650	34529	35122	36062	2.7%	41.4%
European Union	3185	2965	2708	2468	2425	2264	2127	1987	1724	1528	1437	-5.8%	1.7%
Former Soviet Union	10530	11414	11835	12318	12803	12824	13269	13558	13609	13655	13863	1.4%	16.4%

Fonte: Modificado de BP Statistical Review of World Energy, 2014