

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



João Pedro de Oliveira Bueno

Estudo do Efeito de Fluido confinado em uma caverna salina

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de
Engenharia Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Prof. Luiz Fernando Campos Ramos Martha, Phd
Coorientador: Edgard Poiate Junior, D.Sc. (PETROBRAS)
Coorientador: Fábio Anderson F. Teófilo, D.Sc. (Instituto TecGraf)

Rio de Janeiro, Dezembro de 2018

AGRADECIMENTOS

Muitos agradecimentos são necessários a muitas pessoas diferentes, afinal, ninguém completa nenhum objetivo sozinho, ainda mais uma graduação em Engenharia Mecânica. Mas primeiramente, agradeço a minha família e meus amigos mais próximos, que sempre me apoiaram a seguir os meus sonhos.

Agradeço ao meu pai, Sergio Ibjé, por me oferecer não só a oportunidade de estudar em uma das mais prestigiadas universidades do país, mas também por em cada passo dessa jornada se fazer disponível para saciar qualquer necessidade tanto emocional como acadêmica.

Agradeço a minha mãe, Mônica, por estar sempre, mesmo que de longe, me impulsionando a continuar seguindo em frente e entender o que realmente importa na vida.

Agradeço a minha namorada, Isabela, por me acalmar nos momentos de ansiedade e dificuldade e também por me ajudar a manter o foco quando necessário do jeito que só ela consegue fazer.

Agradeço a todo o corpo de funcionários da PUC-RIO, excelente universidade que me possibilitou ensino e espaço de aprendizado cotidiano de qualidade.

Agradecer ao instituto TECGRAF e a Petrobras, por me oferecerem da estrutura técnica e acadêmica para tornar possível esse projeto de graduação.

Agradeço ao Fábio Teófilo, por me ajudar em todos os momentos do desenvolvimento do presente trabalho e pelos ensinamentos dados por toda a duração da minha primeira experiência profissional.

Agradeço ao Orientador, Luiz Fernando Martha por me oferecer a oportunidade e a orientação necessária tanto nesse trabalho como no grupo MVGEO.

Agradeço de forma geral a todos que foram importantes nessa jornada para me tornar, enfim, um engenheiro. Não fiquem tristes por não terem sido mencionados, pois todos vocês moram no meu coração.

RESUMO

De Oliveira Bueno, João Pedro; Martha, Luiz Fernando Campos Ramos; Poiate, Edgard Junior; Teófilo, Fábio Anderson Fonteles. **Estudo Sobre o Efeito do fluido confinado armazenado em uma caverna salina**. Rio de Janeiro, 2018. 39p. Projeto de graduação – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A importância do gás natural como fonte de energia mais limpa contrasta com a sua complexidade em termos de manuseio, transporte e distribuição. Portanto, estudos sobre estocagem de hidrocarbonetos, de uma maneira geral, em cavernas de sal vem ganhando grande importância nos últimos anos, especialmente em países onde o gás tem maior participação na matriz energética. O objetivo do estudo proposto é entender o efeito do fluido confinado (gás natural) em uma caverna salina idealizada. Para isso, primeiramente será criado um modelo de poço para a aferição da modelagem com fluido confinado em um poço de acordo com referência da Petrobras. A partir dessa aferição, modelos de elementos finitos serão criados a partir do uso do template avançado “Poço com caverna parametrizado (axissimétrico)” desenvolvido no Sistema Sigma2D, desenvolvido pelo Tecgraf/PUC-RIO e de propriedade da Petrobras. Por meio desse, são feitos modelos com base em uma litologia artificial, considerando a caverna já escavada e com o poço de acesso revestido, sob o efeito do fluido confinado e sem esse efeito. A análise numérica será realizada no programa ABAQUS. Com base nesses resultados, o efeito do fluido confinado na caverna salina será avaliado.

Palavras chave: Cavernas Salinas. Fluido Confinado. APB. Elementos Finitos. Crescimento de pressão no anular. AFE. Expansão térmica do fluido anular. Fluência do sal.

ABSTRACT

De Oliveira Bueno, João Pedro; Martha, Luiz Fernando Campos Ramos; Poiate, Edgard Junior; Teófilo, Fábio Anderson Fonteles. **Study on Confined fluid effects in a salt cavern.** Rio de Janeiro, 2018. 39p. Graduation project – Mechanical Engineering Department, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro.

The importance of natural gas as a cleaner energy source is as high as the problems that comes with its uses, such as handling, transport and distribution. Therefore, studies on hydrocarbon stocking in salt caverns are gaining notoriety in the past few years, especially in countries which natural gas is a bigger part of its energy source. The objective proposed by this study is to understand the confined fluid effects in a salt cavern. First off, a model of a finite element well will be created in order to gauge the confined fluid modeling that will be used moving forward. Given that the standardization is done, a finite element models will be created using the advanced template “Poço com caverna parametrizado (axissimétrico)” developed in the Sigma2D system which was developed by Tecgraf/PUC-RIO and is property of Petrobras. Through that process, models based in an artificial lithology will be simulated, considering an excavated cavern and cased access well, under the influence of a confined fluid and without this effect. A numerical analysis will be done using the commercial program ABAQUS. The results obtained will be used to evaluate the Confined fluid effects in a salt cavern.

Keywords: Salt caverns. Confined fluid. ABP. Finite Elements. Annulus Buildup Pressure. AFE. Fluid expansion in a cavern. Creep effect.

Conteúdo

1. Introdução	1
1.1. Origem do petróleo	4
1.2. Gás natural	5
1.3. Pré-sal brasileiro	7
1.3. Motivação, objetivo e descrição do trabalho.....	9
2. Fenômeno do fluido confinado	11
2.1. Transferência de calor em poços	11
2.1. APB	15
2.1.1. Introdução.....	15
2.1.2. Aumento da pressão anular.....	16
2.1.4. Soluções da Indústria	24
2.2 Efeito do fluido/gás confinado na caverna	26
3. Metodologia	28
3.1. Leis constitutivas dos materiais integrantes dos modelos de análise	28
3.1.1. Rochas duras com comportamento frágil	28
3.1.2. Rochas salinas	30
3.1.2. Revestimentos (Aço)	32
3.1.4. Índice de plastificação (RATIO)	32
3.2. Método de modelagem do efeito do APB em poços.....	34
3.3. Validação do modelo de poço com APB usando ABAQUS	36
3.4. Simulação do modelo de caverna com gás confinado.....	38
3.5. Modelagem computacional	40
4. Resultados e Discussões	42
4.1 Análise comparativa de poço com APB.....	42
4.2 Análise do efeito de fluido confinado na caverna.....	56
5. Conclusão e recomendações	67
Referências	68

Índice de Figuras

Figura 1: Processo de formação do petróleo (Adaptado: HALLIBURTON).....	5
Figura 2: Disposição da camada de Pré-sal.....	8
Figura 3: Evolução da produção de petróleo no Brasil (Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)).....	9
Figura 4: Modos de transferência de calor: condução, convecção e radiação. (Fonte: Incropera).....	11
Figura 5: Exemplo de poço produtor (Adaptado: Los Alamos National Laboratory).....	15
Figura 6: Exemplo de poço com anulares não confinados.....	17
Figura 7: Diferença entre modelos <i>multistring</i> e <i>single-string</i> (SSA) em anular 20- x 13 3/8-in (Fonte: Halal e Mitchell <i>et al.</i> , 1994).....	19
Figura 8: Diferença entre modelos <i>multistring</i> e <i>single-string</i> (SSA) em anular 9 5/8- x 7-in (Fonte: Halal e Mitchell <i>et al.</i> , 1994).....	20
Figura 9: Diferença entre modelos <i>multistring</i> e <i>single-string</i> (SSA) em anular 13 3/8- x 9 5/8-in (Fonte: Halal e Mitchell <i>et al.</i> , 1994).....	20
Figura 10: Índícios de correlação entre a pressão e a temperatura na cabeça do poço dado o fluxo de hidrocarbonetos (Fonte: Hasan <i>et al.</i> , 2010).....	21
Figura 11: Comparação de modelos de APB (Fonte: Hasan <i>et al.</i> , 2010).....	22
Figura 12: Comparação de pressão em diferentes fluidos (Fonte: Williamson <i>et al.</i> , 2003).....	22
Figura 13: Índícios de correlação entre a temperatura inicial e a pressão (Fonte: Yin e Gao <i>et al.</i> , 2014)	23
Figura 14: Ilustração do gradiente geotérmico (perfuração) e durante a produção do poço (Fonte: Poiate <i>et al.</i> , 2012).....	34
Figura 15: Modelo de poço de acesso com fluido confinado simulado	36
Figura 16: Esquema de aplicação da pressão no anular do poço.....	37
Figura 17: Modelo de poço proposto.....	42
Figura 18: Curva de pressão aplicada referente ao método semi acoplado	43
Figura 19: Ilustração do carregamento aplicado na parede revestimento interno	43
Figura 20: Curva de peso específico aplicada na parede do revestimento interno	44
Figura 21: Ilustração do elemento mais profundo do fluido confinado	44
Figura 22: Ilustração do elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita	45
Figura 23: Gráfico de comparação do histórico de pressão no elemento mais profundo do fluido confinado (VISCO x ABAQUS).....	46
Figura 24: Gráfico de comparação no elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita (VISCO x ABAQUS).....	46
Figura 18: Curva de pressão aplicada referente ao método semi acoplado	47
Figura 19: Ilustração do carregamento aplicado na parede revestimento interno	47
Figura 20: Curva de peso específico aplicada na parede do revestimento interno	48
Figura 21: Ilustração do elemento mais profundo do fluido confinado	48

Figura 22: Ilustração do elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita	49
Figura 23: Gráfico de comparação do histórico de pressão no elemento mais profundo do fluido confinado (VISCO x ABAQUS)	50
Figura 24: Gráfico de comparação no elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita (VISCO x ABAQUS).....	50
Figura 25: Esquema provável do cálculo de pressão no modelo de poço no VISCO ...	52
Figura 26: Esquema de cálculo de pressão no modelo do poço no ABAQUS	52
Figura 27: Gráfico de comparação da pressão no anular interno ao longo da profundida (VISCO x ABAQUS)	53
Figura 28: Gráfico de comparação do histórico de pressão no elemento mais profundo do fluido confinado ($T(t)=\text{constante} \times T(t)$).	54
Figura 29: Gráfico de comparação no elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita ($T(t)=\text{constante} \times T(t)$).	55
Figura 30: Comparação percentual dos valores de pressão ($T(t)=\text{constante} \times T(t)$) (Linha verde representa o tempo de transição - 217 semanas).....	55
Figura 31: Modelo do evaporito simulado	56
Figura 32: Isoterma PV do metano e sua curva de tendência.....	57
Figura 33: Comparação de mapas de RATIO nos modelos.....	59
Figura 34: Elementos analisados no contorno da caverna (A-B)	59
Figura 35: Gráfico do RATIO em volta da caverna (A-B) (Linha laranja representa o limite do valor do RATIO)	60
Figura 36 : Gráfico do fator de segurança em volta da caverna (A-B) (Linha laranja representa o limite do valor do fator de segurança)	60
Figura 37: Elemento analisado no teto da caverna simulada	61
Figura 38: Comparação da pressão pelo tempo no topo da caverna.....	62
Figura 39: Esquema de elementos analisados na parede da caverna simulada	62
Figura 40: Comparação de tensão efetiva pelo tempo no elemento de 66% H na parede da caverna	63
Figura 41: Comparação da tensão efetiva pelo tempo no elemento de 50% H na parede da caverna	63
Figura 42: Comparação da tensão efetiva pelo tempo no elemento de 33% H na parede da caverna	64
Figura 43: Elemento analisado no piso da caverna simulada	65
Figura 44: Comparação de pressão pelo tempo no piso da caverna	65
Figura 45: Comparação de pressão pelo tempo no interior da caverna.....	66

Índice de Tabelas

Tabela 1: Estoques de GLP nos distribuidores (mil t) (Fonte: Ministério de Minas e Energia).....	2
Tabela 2: Composição do gás natural no Brasil (Fonte: GASNET).....	6
Tabela 3: Tecnologias disponíveis para mitigação de APB.....	25
Tabela 4: Tabela de diferenças percentuais de pressão na parede da caverna	64

1. Introdução

De acordo com um relatório da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), cabe destacar que, o gás liquefeito de petróleo (GLP), forma mais comum de armazenamento de gás natural, é o combustível cujo atendimento ao mercado vem enfrentando maiores problemas relacionados a manutenção de níveis satisfatórios de estoque.

No Brasil, os estoques mínimos de GLP são assegurados segundo a “RESOLUÇÃO ANP Nº 5, DE 19.1.2015”:

Considerando o Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991, que dispõe sobre o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis, que define os estoques de operação destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis; Considerando que compete à ANP implementar a política nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis, com ênfase na garantia do suprimento de GLP em todo o território nacional; Considerando que, nos termos do parágrafo único do art. 8º da Lei nº 9.478, de 06.08.1997, com ênfase na garantia do abastecimento nacional de combustíveis, a ANP pode exigir dos agentes regulados a manutenção de estoques mínimos de combustíveis, em instalação própria ou de terceiros, (...)

De qualquer forma, a ANP acompanha o envio e consolida as informações de estoque dos agentes responsáveis pela estocagem e distribuição do GLP. As informações apresentadas a seguir apontam que, de maneira recorrente, apenas o

segmento de GLP, na Região Nordeste, não declara atender o patamar mínimo de estoques previsto em Resolução. Nessa região, a infraestrutura existente é incompatível com as condições de seu suprimento, que em grande parte depende de importações, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1: Estoques de GLP nos distribuidores (mil t) (Fonte: Ministério de Minas e Energia)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan/16	37	28	70	98	212	118	64	38	383	283
fev/16	36	26	66	88	199	117	60	36	360	268
mar/16	42	36	84	122	244	165	77	54	446	377
abr/16	34	29	70	95	208	129	63	41	375	293
mai/16	39	27	73	95	195	130	56	42	363	295
jun/16	42	35	76	124	230	171	70	58	417	388
jul/16	35	29	52	105	174	143	54	48	315	325
ago/16	42	28	56	102	197	136	64	44	360	310
set/16	43	34	74	121	279	164	83	54	480	373
out/16	40	28	64	98	229	124	70	47	402	296
nov/16	38	26	64	91	215	121	64	40	381	278
dez/16	50	36	81	124	243	164	78	52	452	376

Região 1 (estados da Região Norte, exceto TO), região 2 (Estados da Região Nordeste), região 3 (Estados da Região Centro-Oeste, Sudeste e TO), região 4 (Estados da Região Sul). Esm = Estoque Semanal Médio.
Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: declaração de distribuidores. Elaboração: ANP.

As rochas salinas têm porosidade baixíssima quando comparadas com outros geomateriais, o que garante isolamento para a maioria dos fluidos e gases mesmo sob altas pressões. Além disso, o sal é submetido a um fenômeno de fluência visco plástica que garante, através do tempo, o relaxamento das tensões desviadoras e cisalhantes até o estado de equilíbrio com taxas de fluência constantes, sendo capaz de suportar altas deformações sem danos estruturais ao esqueleto do mineral segundo Costa *et al.* (2012). A partir da constatação desse comportamento, foi observada a oportunidade de formação de cavernas salinas artificiais para armazenamento de fluidos e gases de valor estratégico.

No âmbito de depósitos de resíduos nucleares, de acordo com o Departamento de Energia Norte-Americana (DOE), o projeto Waste Isolation Pilot Plant (WIPP), localizado no deserto de Chihuahuan a 26 milhas a sudoeste da cidade de Carlsbad (Novo México), foi desenvolvido pelo DOE. Em março de 1999, a WIPP tornou-se o primeiro repositório subterrâneo licenciado do mundo para armazenamento permanente de resíduos nucleares não bélicos (transurânicos), depois de mais de 20 anos de estudos científicos.

No armazenamento de hidrocarbonetos destaca-se o projeto Strategic Petroleum Reserve (SPR), desenvolvido pelo DOE entre 1973-1974, no qual reservas estratégicas de petróleo foram armazenadas em caverna de rochas salinas localizadas na parte emersa da bacia do Golfo do México, próximo do litoral dos estados do Texas e da Louisiana. Segundo o DOE, as cavernas oferecem a melhor segurança, estão disponíveis e custam cerca de 10 vezes menos que o armazenamento em tanques. O programa conta com 62 cavernas subterrâneas que podem armazenar de 6 a 35 milhões de barris cada, totalizando 727 milhões de barris de capacidade.

Esses projetos foram os principais responsáveis pelos grandes investimentos no estudo de mecânica das rochas evaporíticas, visando melhor compreender o comportamento termomecânico dessas rochas, cujos resultados foram aproveitados pela indústria em geral, seja na mineração de depósitos salíferos ou na exploração de petróleo.

Segundo o artigo Costa *et al.* (2012), as bacias sedimentares da margem atlântica (Brasil e África), o Golfo do México e outras províncias petrolíferas são caracterizadas por grandes espessuras de evaporitos com a prospecção do petróleo avançando em vastas áreas oceânicas, em profundidades de 2000~3000 metros de Lâmina d'água, com sequências estratigráficas de 3000~5000 metros de rochas. Destes, 2000~3000 metros são rochas salinas que requererem altos custos de perfuração e tecnologia inovadora para vencer estas barreiras.

Diante deste cenário de gigantescas camadas de sal foi levantada a possibilidade da construção de cavernas salinas. O comportamento de fluência do sal nessas

camadas, aumenta a pressão dentro da caverna ao longo do tempo, devido ao fechamento da caverna. Portanto, o conhecimento do comportamento das rochas salinas sob condições HPHT do inglês *High Pressure and High Temperature*, que significa condições de alta pressão e temperatura, torna-se importante no dimensionamento de cavernas de estocagem em zonas de sal.

1.1. Origem do petróleo

Muitos já tentaram responder qual foi a origem do petróleo. A hipótese mais aceita é que transformações químicas de restos de matéria orgânica, bactérias, produtos nitrogenados e sulfurados, fizeram com que surgissem massas homogêneas viscosas de coloração negra, denominadas jazidas de petróleo segundo Tissot e Welte *et al.* (1978). Esse processo ocorre no fundo dos oceanos e mares, sob a pressão das camadas de sedimentos que se acumulam ao longo do tempo, dando origem as rochas sedimentares.

Os compostos voláteis e hidrocarbonetos provenientes desta transformação são formados na rocha-mãe ou rocha matriz. A contínua sedimentação causa um aumento de pressão que, em determinado ponto, resultará em uma fratura na rocha-mãe, fazendo com que o petróleo flua para formações geológicas superiores mais porosas e permeáveis (migração primária), tais como arenito e calcário. Após a migração primária, o petróleo movimenta-se através das formações permeáveis até encontrar uma formação impermeável ou “armadilha” (migração secundária), que permite a acumulação de hidrocarbonetos, impedindo-os de escapar, formando as rochas reservatório segundo Tissot e Welte *et al.* (1978). Este processo está ilustrado na Figura 1 a seguir:

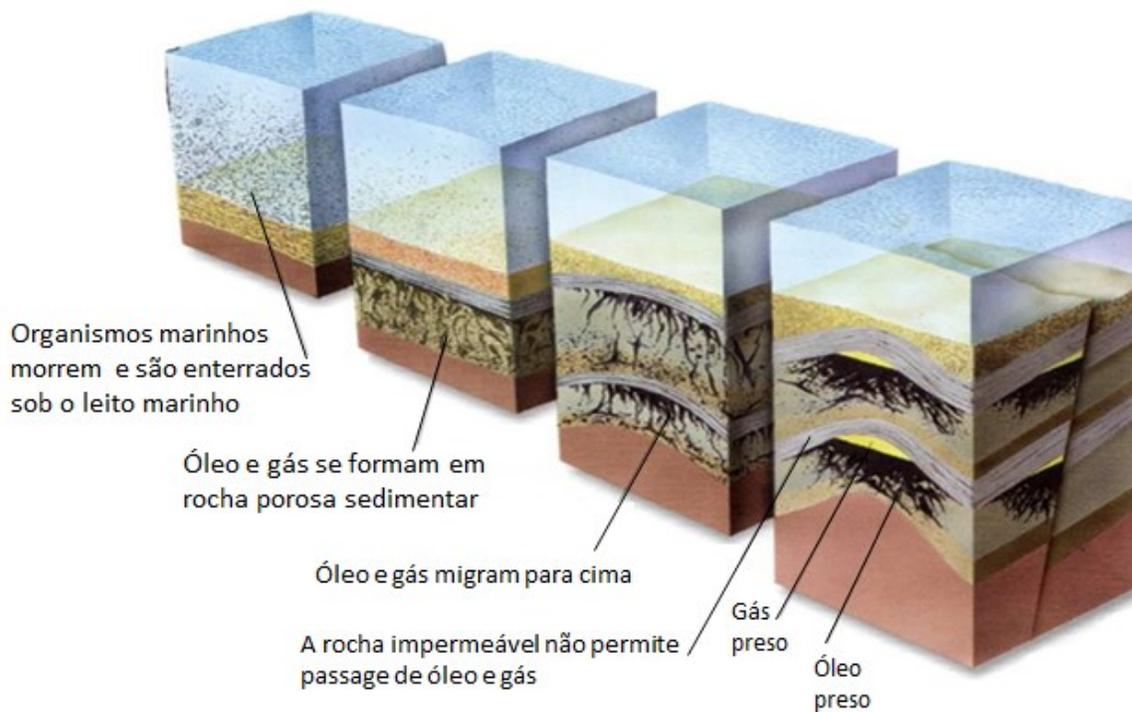


Figura 1: Processo de formação do petróleo (Adaptado: HALLIBURTON)

1.2. Gás natural

O gás natural é um combustível fóssil e uma fonte de energia não-renovável. Esta é uma mistura de hidrocarbonetos leves encontrada no subsolo, na qual o metano tem uma participação superior a 70 % em volume. A composição do gás natural pode variar bastante dependendo de fatores relativos ao campo em que o gás é produzido, processo de produção, condicionamento, processamento e transporte. No Brasil, a composição do gás natural varia entre os diferentes campos de extração como mostra a Tabela 2.

Tabela 2: Composição do gás natural no Brasil (Fonte: GASNET)

ORIGEM	COMPOSIÇÃO EM % VOLUME						Densidade	Poder Calorífico Superior (MJ / Nm ³)
	País / Campo	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	C ₄ e maiores	CO ₂		
Brasil								
Rio de Janeiro	89,44	6,7	2,26	0,46	0,34	0,8	0,623	40,22
Bahia	88,56	9,17	0,42	-	0,65	1,2	0,615	39,25
Alagoas	76,9	10,1	5,8	1,67	1,15	2,02	-	47,7
Rio Grande do Norte	83,48	11	0,41	-	1,95	3,16	0,664	38,54
Espírito Santo	84,8	8,9	3,0	0,9	0,3	1,58	0,664	45,4
Ceará	76,05	8,0	7,0	4,3	1,08	1,53	-	52,4

O armazenamento subterrâneo de gás natural é feito principalmente em: reservatórios de óleo e gás esgotados, aquíferos esgotados e em formações salinas e cavernas salina. Este também pode ser armazenado na superfície em tanques refrigerados, na forma de gás natural liquefeito. Essa última forma, entretanto, tem custo elevadíssimo para se manter as condições físicas necessárias do gás liquefeito (-162°C).

A conversão de reservatórios de óleo e gás de produção para armazenamento aproveita a infraestrutura já existente como poços de acesso, tubulação e sistemas de bombeamento. O custo de implementação é bastante baixo, por esse motivo, estes são os mais usados, porém é importante acompanhar os aspectos de integridade do reservatório e do poço antes da conversão. Nos EUA, onde a técnica de armazenamento de gás natural é bem disseminada, aproximadamente 79% dos reservatórios subterrâneos ativos são antigos reservatórios de produção (Fonte: Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos).

Reservatórios artificiais baseados em formações de sal (também conhecidos como cavernas salinas ou leitos de sal) correspondem a 10% dos reservatórios subterrâneos americanos (Fonte: DOE). Formações salinas permitem uma taxa muito alta de injeção e retirada.

Aquíferos naturais também podem ser qualificados para um reservatório subterrâneo se a formação de rochas sedimentares do aquífero são revestidas por uma rocha impermeável. Nesses casos, os aquíferos não devem ser de água própria para o consumo humano. Correspondem a pouco menos de 10% dos reservatórios subterrâneos nos EUA (Fonte: American Petroleum Institute).

Ultimamente, o gás natural tornou-se um importante combustível alternativo, tanto por suas vantagens ambientais como pela crescente e ampla oferta, além de sua dispersão geográfica. Em comparação com a produção de petróleo, o gás natural antes considerado um obstáculo no processo de produção, hoje tem importante participação em matrizes energéticas de diversos países.

A importância do gás natural como fonte de energia mais limpa vem de encontro a sua complexidade em termos de manuseio, transporte e distribuição. Portanto, estudos sobre estocagem de hidrocarbonetos, de uma maneira geral, em cavernas de sal vem ganhando grande importância nos últimos anos, especialmente em países onde o gás tem maior participação na matriz energética de acordo com Martha *et al.* (2017).

1.3. Pré-sal brasileiro

Em 2007, a Petrobras anunciou a descoberta de petróleo na camada denominada pré-sal, que posteriormente verificou-se ser um grande campo petrolífero, estendendo-se ao longo de 800 km na costa brasileira, do estado do Espírito Santo ao de Santa Catarina, englobando as bacias sedimentares do Espírito Santo, de Campos e de Santos. A camada do pré-sal tem esse nome devido a sua disposição de profundidade em relação à grande camada salina em formações *offshore*. Esta disposição está melhor ilustrada na Figura 2. A profundidade total - a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal - pode chegar a 7 mil metros. As reservas são compostas por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial.

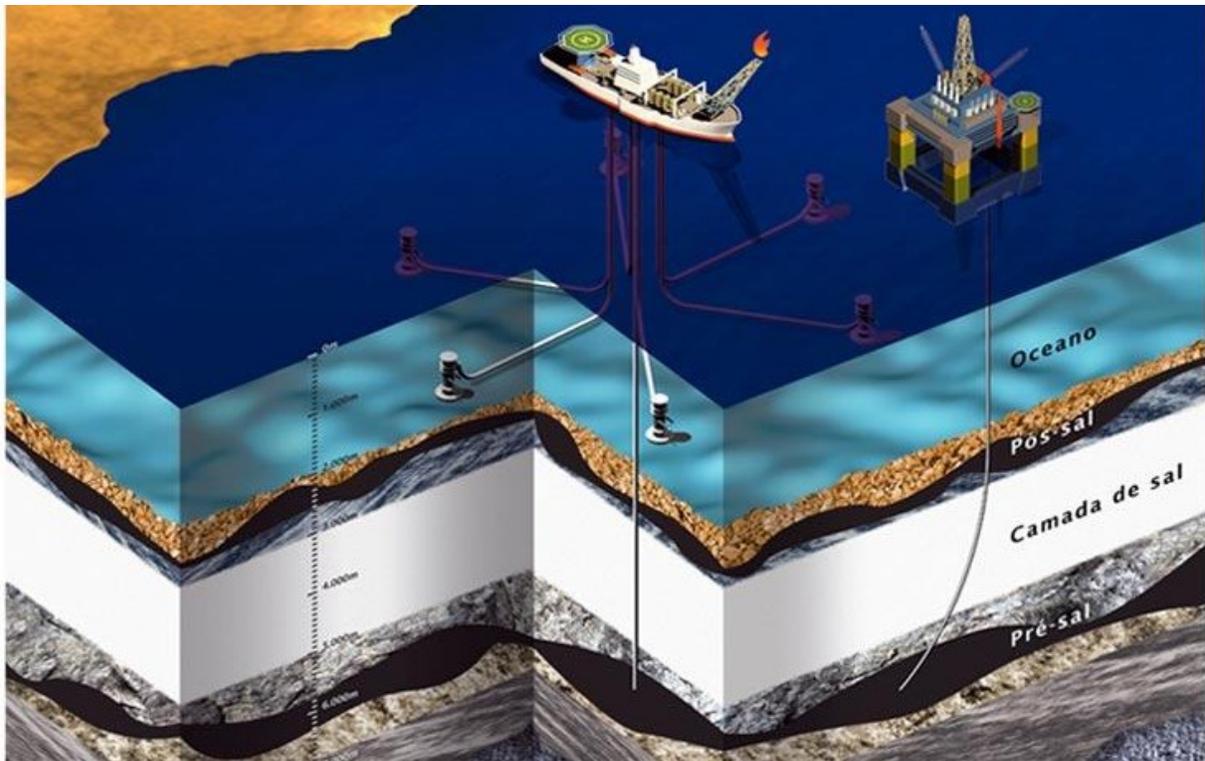


Figura 2: Disposição da camada de Pré-sal

O primeiro óleo do pré-sal foi extraído em 2008 e alguns poços iniciaram a fase comercial por volta de 2010. A produtividade dos poços do pré-sal é alta. A produção diária de petróleo no pré-sal passou da média de aproximadamente 41 mil barris por dia, em 2010, para o patamar de 1,35 milhão de barris por dia em junho de 2017 como ilustrado na Figura 3. Um crescimento de quase 33 vezes. Nesse mesmo mês, a produção de petróleo no pré-sal superou a do pós-sal, que totalizou 1,32 milhão de barris por dia.

O maior campo de petróleo do pré-sal, o Campo de Libra, foi leilado em 2013, e de acordo com dados do governo brasileiro, o óleo recuperável nesta área pode variar de 8 a 12 bilhões de barris. Estimativas apresentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) apontam que a camada pré-sal, no total, pode abrigar algo próximo de 100 bilhões de barris de óleo equivalente em reservas, o que colocaria o Brasil entre as dez maiores reservas do mundo.

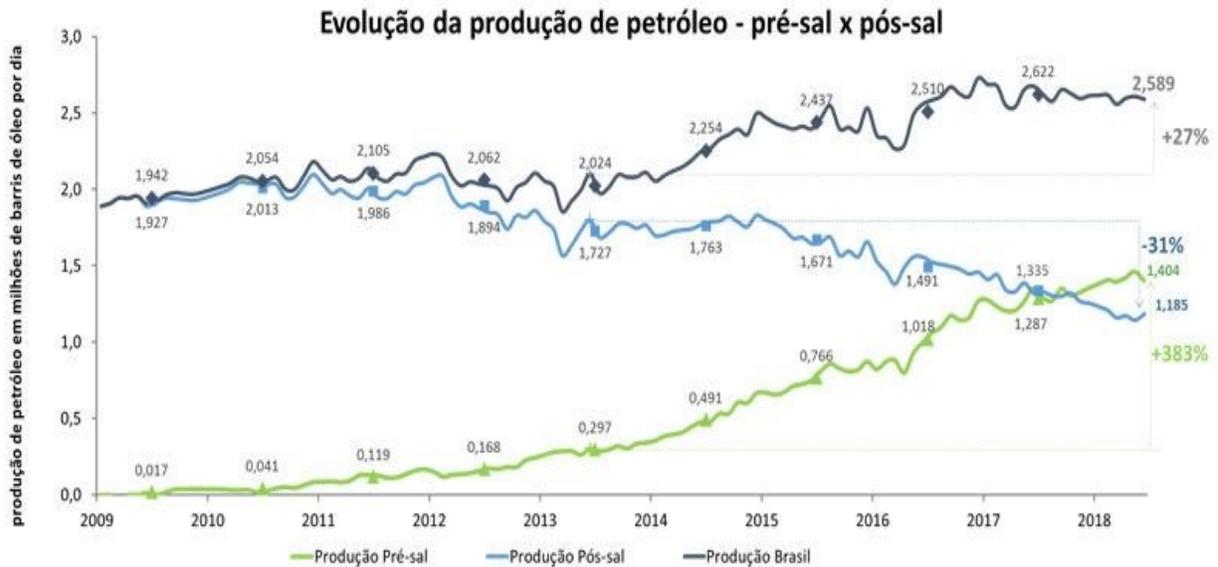


Figura 3: Evolução da produção de petróleo no Brasil (Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP))

Nesse cenário, as grandes camadas de sal do pré-sal trazem a possibilidade da construção de grandes cavernas salinas para estocagem de óleo e gás natural sem a necessidade da liquefação para armazenamento. Além disso, tais cavernas poderiam ser construídas em toda a costa brasileira garantindo o fornecimento confiável de combustível.

1.3. Motivação, objetivo e descrição do trabalho

Como já foi explicitado anteriormente, as cavernas salinas já são usadas a anos como reservatório de fluidos, gases e resíduos. Diante do cenário atual, o Brasil iniciou estudos para melhor entender o comportamento das cavernas salinas para estocagem de ativos de produção, bem como sua operação como reservatório. Como qualquer outro projeto nessa magnitude, é fundamental que modelos computacionais sejam construídos para prever e dimensionar com a máxima de segurança possível.

O presente trabalho foi motivado pela necessidade da previsão do efeito do fluido confinado em cavernas salinas, avaliando o aumento de pressão interna, bem como a integridade estrutural da caverna

A nomenclatura “Fluido Confinado” é atribuída a um fluido limitado por barreiras impermeáveis. Esse fluido pode causar efeitos negativos em uma estrutura devido a sua expansão volumétrica ou reação a compressão. Ambos efeitos resultam no aumento da pressão no fluido confinado. Em poços, é comum que o fluido confinado gere pressões que afetam diretamente a integridade dos revestimentos gerando acidentes muitas vezes catastróficos.

No capítulo 1, será descrita a referência bibliográfica necessária para se embasar e aprofundar teoricamente os conceitos explorados nesse trabalho.

No capítulo 2, os efeitos da fluido confinado em poços de petróleo são explicados em maior detalhe com o objetivo de entender o fenômeno com mais clareza.

A metodologia adotada no presente estudo será abordada no capítulo 3. Deixando claro os detalhes da análise realizada como dimensões de modelo e modo de análise.

Os resultados obtidos das análises adotadas nessa dissertação serão expostos no Capítulo 4. Nesse capítulo estes resultados serão também discutidos e analisados.

Por fim, no capítulo 5, serão descritas as conclusões e propostas algumas recomendações para trabalhos futuros.

2. Fenômeno do fluido confinado

2.1. Transferência de calor em poços

Transferência de calor (ou calor) é definida, segundo Incropera *et al.* (2008), como a energia térmica em trânsito devido a uma diferença de temperaturas no espaço. Ou seja, sempre que existir uma diferença de temperaturas em um meio ou entre meios, haverá, necessariamente, transferência de calor. Existem três diferentes tipos de transferência de calor como ilustrado na Figura 4.

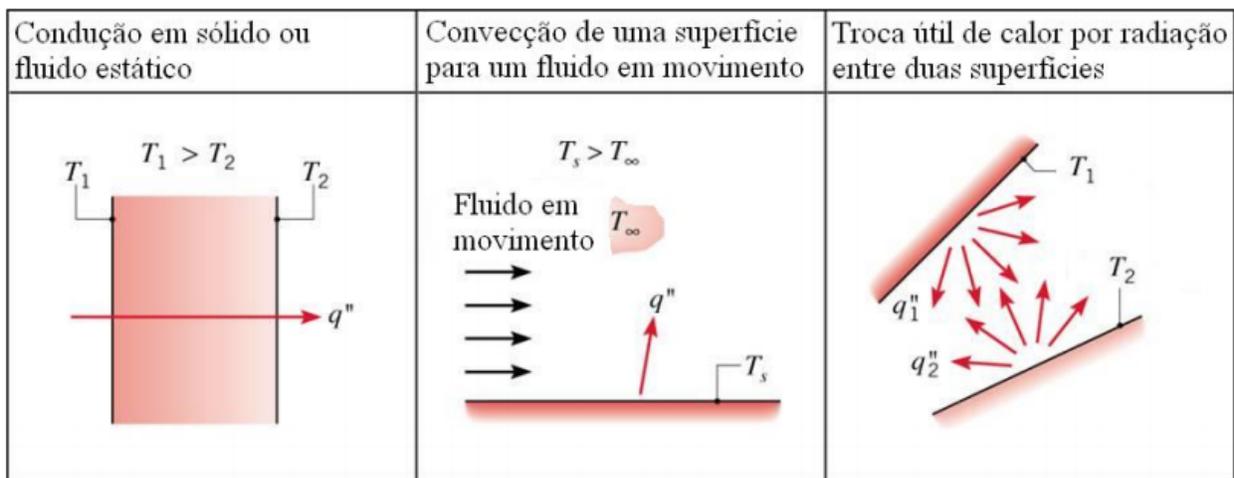


Figura 4: Modos de transferência de calor: condução, convecção e radiação. (Fonte: Incropera)

Quando existe um gradiente de temperatura em um meio estacionário, que pode ser sólido ou um fluido, pode ser usado o termo condução para referenciar à transferência de calor que ocorrerá através do meio. A condução é regida pela Lei de Fourier cuja forma geral é descrita pela Equação 1:

$$\vec{q}'' = -k\vec{\nabla}T \quad (1)$$

onde:

\vec{q}'' – Fluxo de calor

k – Condutividade térmica

$\overline{\nabla T}$ – Gradiente de temperatura

O termo convecção se refere ao efeito combinado do movimento aleatório com o movimento macroscópico do fluido sobre uma superfície. A convecção pode ser prevista de acordo com a Lei de Newton de arrefecimento cuja forma geral é descrita pela Equação 2.

$$q'' = h(T_s - T_\infty) \quad (2)$$

onde:

q'' – Fluxo de calor

h - Coeficiente de transferência de calor por convecção

T_s – Temperatura da superfície

T_∞ - Temperatura do fluido

O último tipo, denominado radiação térmica, é dado a energia que é emitida pela matéria devido a mudanças nas configurações eletrônicas dos seus átomos ou moléculas e que é transportada por ondas eletromagnéticas. A forma geral da radiação térmica é descrita pela Equação 3.

$$E = \varepsilon\sigma T_s^4 \quad (3)$$

onde:

E – Poder emissivo da superfície

ε – Emissividade da superfície

σ – Constante de Stefan-Boltzmann

A transferência de calor entre o poço e a formação é estudada há mais de 80 anos. Em Schlumberger *et al.* (1937) foi salientada a importância de se conhecer a temperatura do fluido em poços de petróleo. Porém os primeiros registros de aplicações dos princípios de transferência de calor em poços somente foram observados nos anos cinquenta, com a análise e previsão de perfis de temperatura em poços injetores de água e gás em Bird *et al.* (1954) e poços produtores de gás em Lesem *et al.* (1957). Antes desse período, os métodos usados para calcular a pressão no tubo de produção dependiam de hipóteses que consideravam temperaturas constantes ao longo do tubo ou assumia-se variação linear da temperatura com a profundidade de acordo com Lesem *et al.* (1957).

O primeiro modelo de transferência de calor em poços foi apresentado em Ramey *et al.* (1962), no qual foi desenvolvida uma solução aproximada de um problema de condução transiente. Devido às diferenças nas escalas de tempo, esta solução considerou os fenômenos no interior do poço em regime permanente, e a transferência de calor entre o poço e a formação rochosa em regime transiente. Este modelo engloba as contribuições térmicas das diferentes camadas do poço, fornecendo o perfil de temperatura ao longo do poço em função do tempo e da profundidade. O modelo pioneiro em Ramey *et al.* (1962), apesar da grande importância para o desenvolvimento de outros modelos, apresenta algumas limitações. Este modelo ignora os efeitos de energia cinética e atrito na tubulação, aceita somente escoamentos monofásicos no tubo de produção, e trata o raio do poço como sendo desprezível, ou seja, considera o poço como sendo uma fonte de calor linear. Isso faz com que este método somente seja aplicável em grandes tempos adimensionais, equivalentes a tempos de produção longos, superiores a uma semana.

Hasan e Kabir *et al.* (1994) usaram dados de um poço real para demonstrar a precisão de seu modelo e revelaram a importância de modelar corretamente a convecção de calor nos anulares. Os autores mostraram que em poços produtores de petróleo, a variação axial de temperatura ao longo dos anulares geralmente é pequena, fazendo com que a convecção natural de calor deva ser modelada com mais precisão.

Chiu e Thakur *et al.* (1991) notaram que apesar da grande quantidade de modelos analíticos desenvolvidos para calcular a transferência de calor em poços, todos os trabalhos até então admitiam uma geometria de poços verticais e condições ideais de injeção. Deste modo, os autores desenvolveram um método semiempírico para determinar a transferência de calor em poço direcionais e com mudanças nas condições de injeção, como pressão, temperatura e título do fluido injetado. Foi usado o modelo de Beggs e Brill *et al.* (1973) para os escoamentos multifásicos e foi proposta uma nova função transiente de condução de calor empírica própria para poços direcionais.

Os trabalhos revisados até este ponto nesta seção baseiam-se em modelos *black-oil*, ou seja, não consideram as variações das fases líquida e vapor com a pressão. Pourafshary *et al.* (2009) propuseram um modelo composicional que seria capaz de prever perfis de pressão, velocidade e temperatura ao longo do poço. Este modelo foi acoplado com um simulador de reservatório para calcular as variações na composição do fluido sendo produzido.

Hasan e Kabir *et al.* (2012) criaram um modelo unificado para quantificar a transferência de calor em poços considerando vários aspectos reais. Tais quais como as características da perfuração e da completação do poço e a presença e controle da deposição de sólidos. Os autores consideraram a formação como um meio infinito, onde o gradiente geotérmico inicial permaneceria inalterado.

Cheng *et al.* (2011) desenvolveram um novo modelo de transferência de calor para a formação levando em conta a capacidade térmica do poço, criando assim uma nova expressão analítica para a função transiente de condução de calor. Observou-se que a capacidade térmica do poço tem uma influência significativa em pequenos tempos adimensionais.

Nian *et al.* (2014) compararam alguns modelos tradicionais de transferência de calor para a formação com o modelo proposto em Cheng *et al.* (2011), mostrando assim a importância da capacidade térmica do poço no cálculo de transferência de calor do poço.

2.1. APB

2.1.1. Introdução

O termo APB do inglês “*Annular Pressure Buildup*” se refere à um fenômeno predominantemente térmico que gera expansão resultando em aumento da pressão do fluido confinado no anular de um poço de exploração ou armazenamento de acordo com Moe e Erpelding *et al.* (2000).

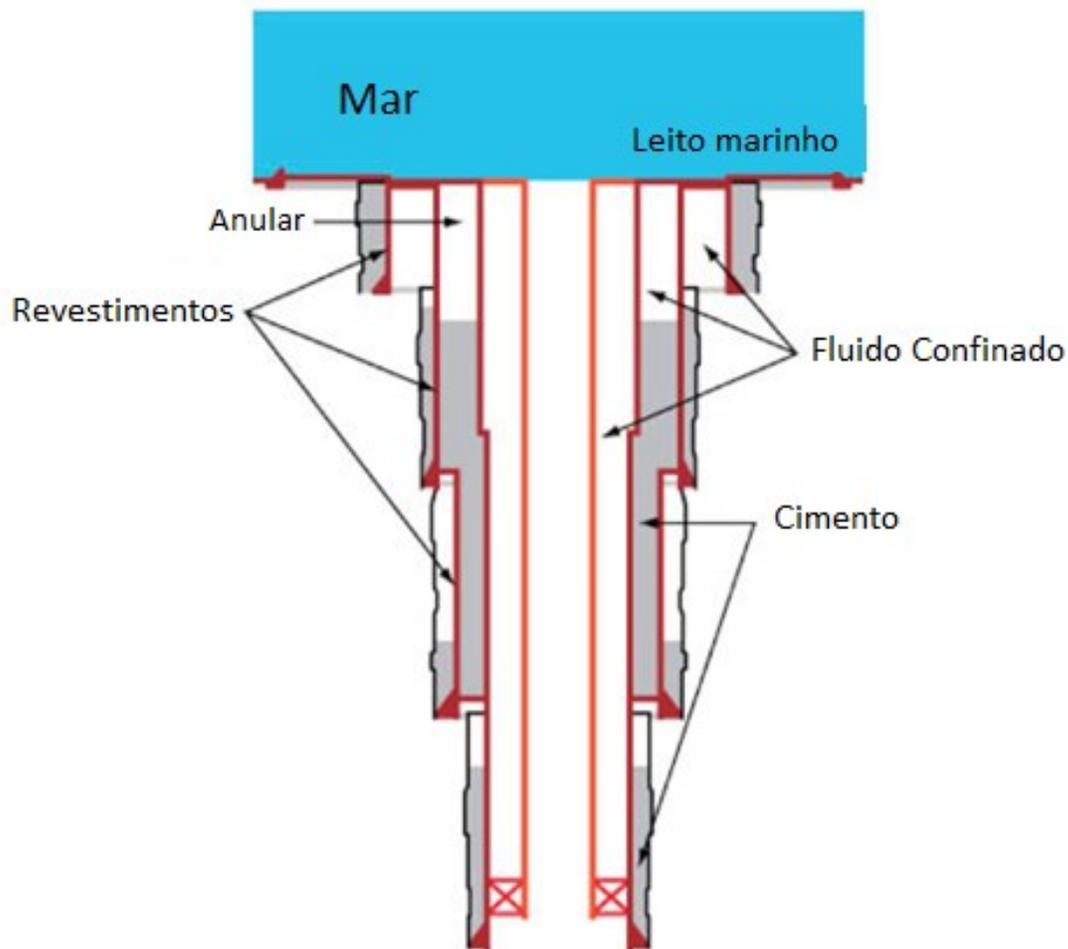


Figura 5: Exemplo de poço produtor (Adaptado: Los Alamos National Laboratory)

Em Moe e Erpelding *et al.* (2000) mostram que o APB está presente em qualquer poço produtor que contenha um anular confinado em sua configuração, como mostra a Figura 5, porém o cenário se torna mais crítico em poços *offshore* e em regiões mais frias e profundas. Isso ocorre devido as baixas temperaturas de instalação, em contraste

com as altas temperaturas de produção, fazendo com que esse gradiente de temperatura crie um incremento de pressão nos anulares devido a presença do fluido confinado. Essa alteração em pressão pode ser catastrófica em alguns casos ocasionando até a perda do poço.

Esse fenômeno ganhou muita notoriedade na indústria de petróleo e gás, pois sua influência pode comprometer a segurança e confiabilidade operacional do poço. A importância desse fenômeno foi constatada em incidentes no Golfo do México no final do século XX e início do século XXI. Os trabalhos de Bradford *et al.* (2002), Ellis *et al.* (2002), Gosch *et al.* (2002) e Patillo *et al.* (2006, 2007) mostram que o campo de Marlin, Pompano e Mad Dog falharam devido ao aumento descontrolado da pressão anular.

2.1.2. Aumento da pressão anular

O APB é causado pela expansão dos fluidos anulares predominantemente devido a um aumento de temperatura, frequentemente provocado pela transferência de calor dos hidrocarbonetos sendo produzidos pelo poço. No entanto, Patillo *et al.* (2006) mostraram que o APB também pode prejudicar a estrutura do poço na fase de perfuração. O aumento de pressão nos anulares é o resultado da diferença entre a expansão térmica dos fluidos anulares e a deformação dos revestimentos. Este aumento de pressão pode ser aliviado através da retirada de parte do fluido (por exemplo, pela cabeça do poço), ou por vazamentos para a formação através de sapatas abertas, porém isto somente seria possível em anulares não confinados, como mostra a Figura 6.

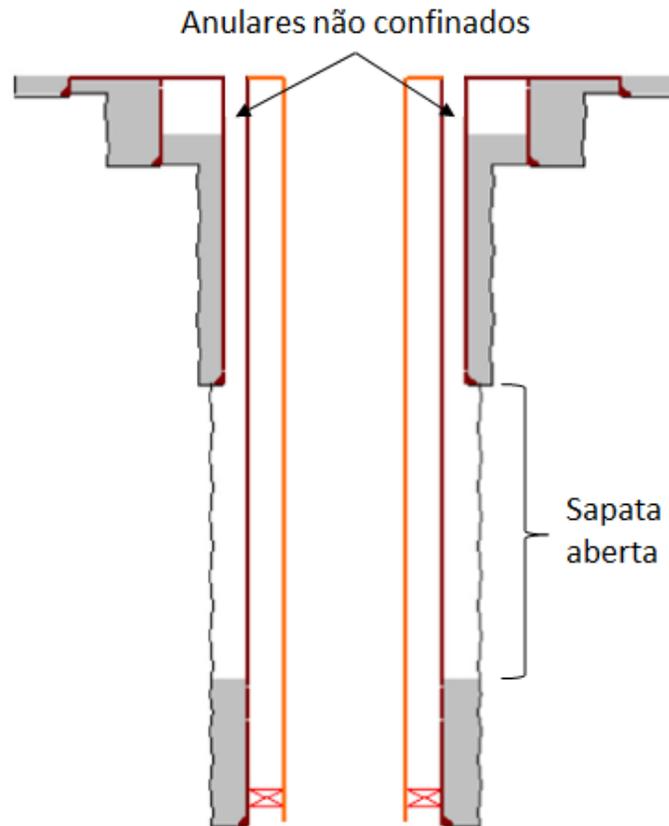


Figura 6: Exemplo de poço com anulares não confinados

Com os trabalhos de Moe e Erpelding *et al.* (2000) e Ellis *et al.* (2002) foi elucidado os fenômenos físicos por trás do APB. Moe e Erpelding *et al.* (2000) explicaram que o aumento de temperatura do sistema causado pelo contraste de temperaturas entre a instalação e a produção do poço é a principal causa deste fenômeno, e apesar do APB ter sido observado desde o século 19, somente nas últimas décadas que este fenômeno vêm chamando atenção, já que os poços estão cada vez mais profundos, atingindo reservatórios mais quentes e produzindo em vazões mais altas. Os autores também mostraram equações fundamentais e fizeram algumas sugestões de como mitigar este problema.

Ellis *et al.* (2002) se aprofundaram mais no assunto, apresentando um exemplo real onde o aumento de pressão no anular causou o colapso do tubo do poço *Marlin A-2*, localizado no Golfo do México. Equações fundamentais para o cálculo de APB foram apresentadas com foco no comportamento não-linear da pressão do fluido anular com o

aumento de temperatura a densidades constantes. As diferentes formulações para a equação fundamental foram apresentadas e comparadas, ilustrando as diferenças nas abordagens.

Um dos primeiros modelos capazes de quantificar o APB foi o descrito por Oudeman e Bacarreira *et al.* (1995). Os autores mostraram que o aumento de pressão em anulares é dependente da temperatura do fluido anular, do seu volume e da quantidade de fluido no anular, apresentando assim a seguinte equação para calcular o APB:

$$\Delta P_{an} = \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{m,V} \Delta T + \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{m,T} \Delta V + \left(\frac{\partial P}{\partial m}\right)_{V,T} \Delta m \quad (4)$$

Das três contribuições ao APB, a de maior influência é a de expansão térmica do fluido, correspondente ao primeiro termo da Equação 4. Em um anular confinado, este termo pode contribuir com mais de 80% do valor final do APB segundo Hasan *et al.*, (2010). O termo de variação do volume do anular (segundo termo) equivale ao restante da contribuição, já que em um anular confinado não há variação da quantidade de seu fluido (terceiro termo).

Deste modo, para se calcular o APB em um poço com anulares confinados, precisa-se de um modelo apropriado para o comportamento PVT dos fluidos anulares, um modelo térmico para o poço, condições de contorno apropriadas para a deformação das camadas do poço, além de um método numérico eficiente segundo Sathuvalli *et al.*, (2005).

De acordo com Adams *et al.* 1991, notou-se que os métodos que analisam apenas o revestimento de interesse, considerando todas as outras camadas do poço como rígidas (*single-string*), não são adequados para problemas mais complexos, como aqueles envolvendo aquecimentos dos poços e dos fluidos anulares. Deste modo, criou-se um método de análise de todas as camadas do poço simultaneamente (*multistring*), onde a tensão em uma camada do poço influencia nos cálculos das outras.

Já no trabalho de Halal e Mitchell *et al.* (1994) foi desenvolvido um modelo *multistring* capaz de prever o aumento de pressão nos anulares, adotando o modelo de Mitchell e Wedelich *et al.* (1989) para a parte térmica e o de Timoshenko e Goodier *et al.* (1970) para a estrutural. Além disso, propuseram equações para a expansão do fluido anular através da sua conservação de massa e o comportamento da sua densidade em função da pressão e temperatura. O modelo térmico é calculado separadamente, enquanto os modelos de expansão do fluido anular e deformação do poço são acoplados pela pressão e devem ser resolvidos simultaneamente. Halal e Mitchell *et al.* (1994) observaram que, os modelos *single-string* superestimam o APB em até 30% quando comparado com seu modelo *multistring*. Por sua vez, os modelos que consideram a deformação de todos os componentes do poço, inclusive o cimento (*flexible single-string*), subestimam o APB em até 28%. Nas Figuras 7, 8 e 9 é possível observar alguns desses resultados.

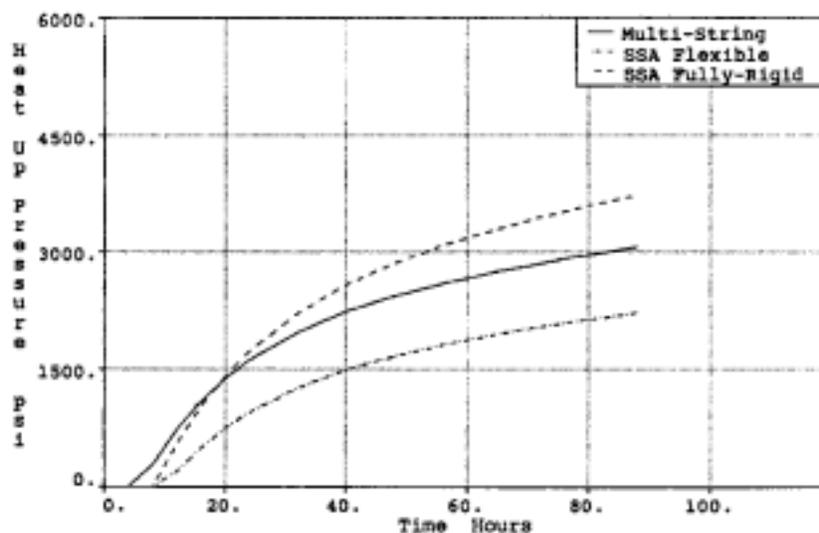


Figura 7: Diferença entre modelos *multistring* e *single-string* (SSA) em anular 20- x 13 3/8-in (Fonte: Halal e Mitchell *et al.*, 1994)

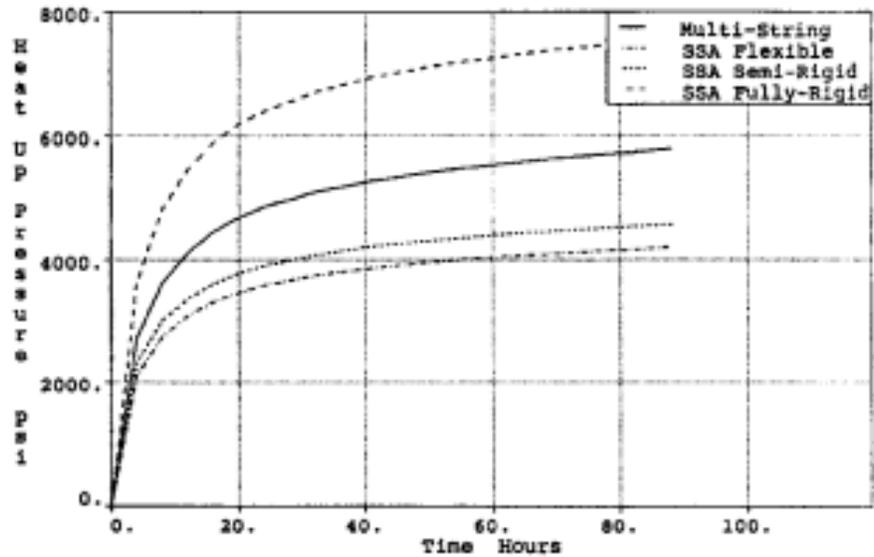


Figura 8: Diferença entre modelos *multistring* e *single-string* (SSA) em anular 9 5/8- x 7-in (Fonte: Halal e Mitchell *et al.*, 1994)

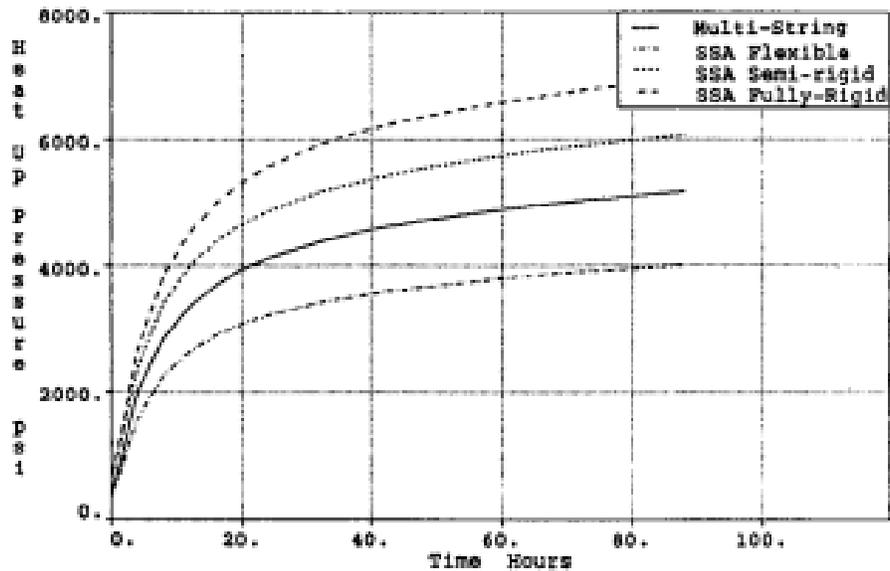


Figura 9: Diferença entre modelos *multistring* e *single-string* (SSA) em anular 13 3/8- x 9 5/8-in (Fonte: Halal e Mitchell *et al.*, 1994)

Sathuvalli *et al.* 2005 criaram um método simples para analisar poços susceptíveis ao APB. O método se baseou no modelo de transferência de calor de Ramey *et al.* (1962) e na correlação empírica de Sagar *et al.* (1991) para o escoamento multifásico.

Simplificações acerca da geometria do problema simplificaram os cálculos estruturais do poço. Os autores ilustraram aplicações do modelo envolvendo técnicas de mitigação de APB, como espumas sintéticas e o uso de gases nitrogenados.

Hasan *et al.* (2010) observaram que a abordagem *multistring* clássica é suficiente para prever a maioria dos problemas causados pelo aumento de pressão no poço, porém complicações decorrentes do APB podem surgir em operações diárias de um poço de petróleo. Deste modo, foi comparado o uso de dois modelos de transferência de calor para a formação, o primeiro sem transiente (escoamento em regime permanente dentro de tubo, mas em regime transiente de transferência de calor para a formação) e outro completamente transiente. Os autores verificaram que o monitoramento em tempo real da pressão e da temperatura no poço e o uso de modelos transientes facilitam o controle do APB. Notou-se também que a pressão e a temperatura na cabeça do poço e nos anulares são relacionadas com o fluxo de hidrocarbonetos. E esses dados podem ser usados para prever o APB, o que pode ser observado na Figura 10. Por fim, os autores concluíram que os modelos transientes são melhores para prever APB em pequenos tempos de produção, como ilustrado na Figura 11, permitindo assim que o operador de poço tenha mais tempo para usar técnicas de mitigação.

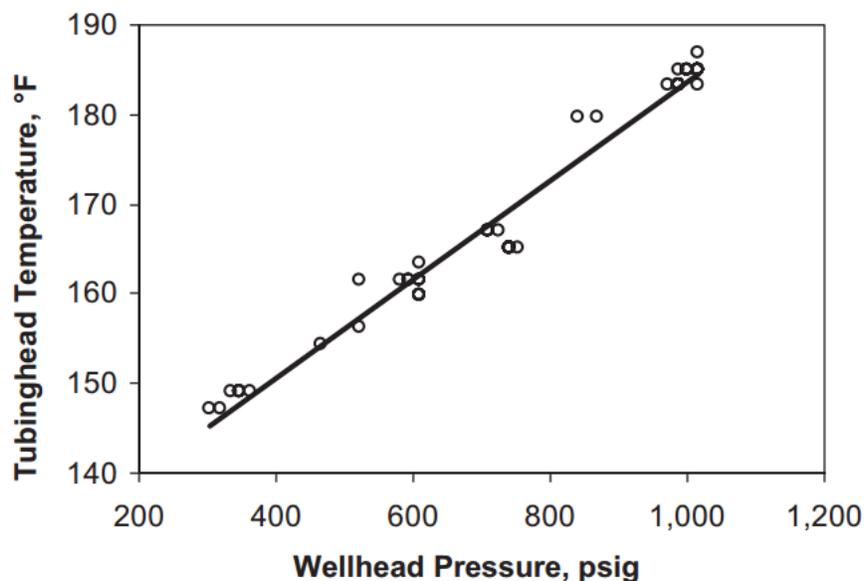


Figura 10: Índícios de correlação entre a pressão e a temperatura na cabeça do poço dado o fluxo de hidrocarbonetos (Fonte: Hasan *et al.*, 2010)

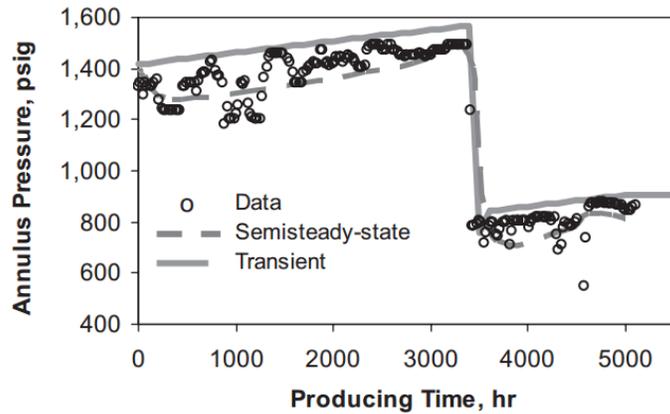


Figura 11: Comparação de modelos de APB (Fonte: Hasan *et al.*, 2010)

Yin e Gao *et al.* (2014) propuseram melhorias em modelos já existentes na literatura ao considerarem a variação dos coeficientes de expansão térmica e compressibilidade dos fluidos anulares com a temperatura. Seguindo a linha de Williamson *et al.* (2003), devido à dificuldade de se obter propriedades termodinâmicas de fluidos de perfuração sintéticos, água de tratada foi usada para modelar a dependência de certos coeficientes com a temperatura, o que pode ser observado na Figura 12.

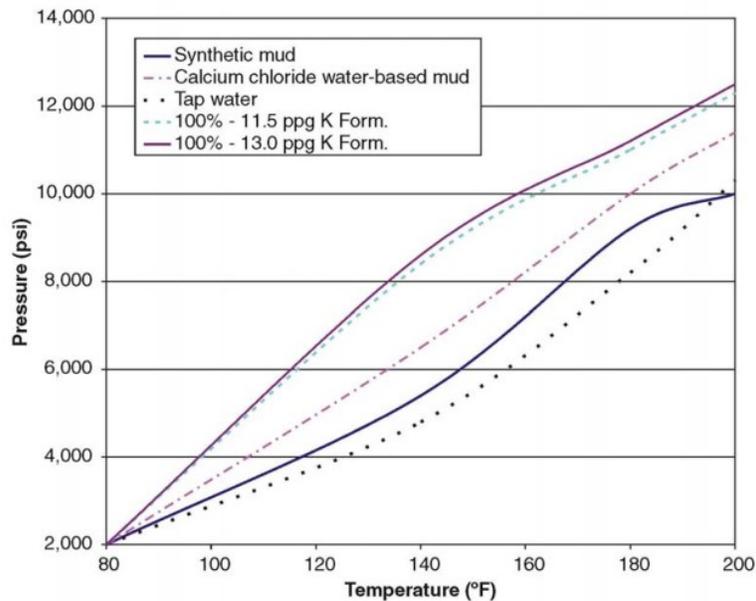


Figura 12: Comparação de pressão em diferentes fluidos (Fonte: Williamson *et al.*, 2003)

Deste modo, Yin e Gao *et al.* (2014) mostraram que os métodos atuais de projeto de revestimentos não eram apropriados para poços de alta pressão e temperatura e que o valores de APB também dependem da temperatura inicial do sistema, isto é, quanto maior a temperatura inicial do sistema, maior seria o valor do APB para a mesma variação de temperatura, como ilustrado na Figura 13.

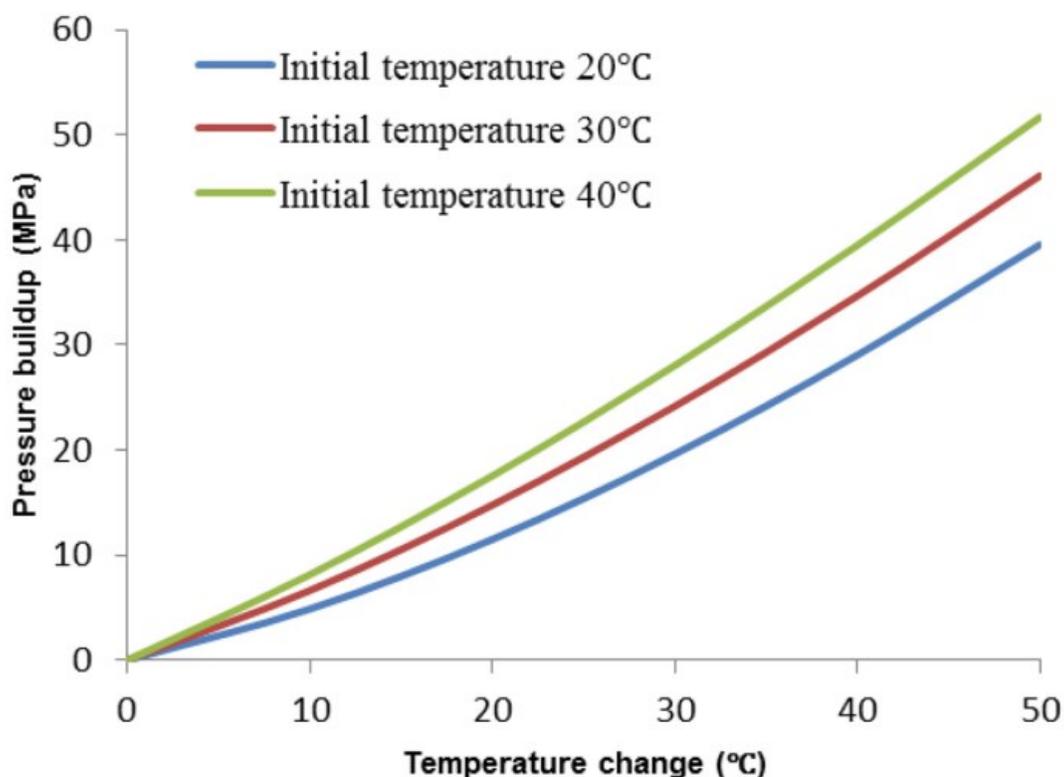


Figura 13: Índícios de correlação entre a temperatura inicial e a pressão (Fonte: Yin e Gao *et al.*, 2014)

Hafemann *et al.* (2015) propôs um método de cálculo de APB para poços verticais, no qual se adotou o mesmo modelo estrutural de Halal e Mitchell *et al.* (1994). Para o cálculo do aumento de temperatura do sistema, usou-se um modelo térmico baseado no trabalho de Hasan e Kabir *et al.* (2012), mas com o modelo de Cheng *et al.* (2011) para a resposta transiente da formação. Os modelos térmicos e de aumento de pressão são resolvidos simultaneamente, com todas as propriedades dos fluidos sendo calculados por um *software* comercial, com exceção da compressibilidade e expansibilidade dos fluidos anulares, que são consideradas constantes.

2.1.4. Soluções da Indústria

Atualmente, existem diversas técnicas disponíveis para a mitigação dos efeitos do APB em tubos de produção tanto no ambiente *offshore* como no *onshore*. As técnicas são cada vez mais criativas e são desenvolvidas para situações específicas.

Tendo em vista que o processo de seleção do tubo de revestimento apresenta restrições e que alterações do projeto de poço podem não ser possíveis, pode ser necessária a utilização de alguma técnica de mitigação.

As restrições à seleção dos revestimentos estão relacionadas com limitações no diâmetro do revestimento seguinte, determinada pela espessura, diâmetro de passagem e a folga necessária para a descida do próximo revestimento. Além disso, as restrições no diâmetro da última coluna de revestimento, limitado pelo diâmetro do poço desejado ou pelo diâmetro necessário para completar o poço.

O aumento da temperatura do poço, além da possibilidade de acréscimo de pressão no anular, gera diversos desafios na perfuração e produção, como aumento dos esforços que o poço está submetido e diminuição da resistência do aço, pois o limite de escoamento é função da temperatura.

As formas de mitigação de APB estão associadas à modificação das propriedades térmicas e mecânicas do fluido, flexibilidade das fronteiras de confinamento e diminuição da temperatura nos anulares de acordo com Santos *et al.* (2015).

A Tabela 3 apresenta tecnologias encontradas na literatura para mitigação do APB, relacionando-as com a condição que é modificada para que ocorra a mitigação.

Tabela 3: Tecnologias disponíveis para mitigação de APB

Princípio de mitigação	Método	Referência	Artigo
Alívio de pressão	Válvula de alívio para a atmosfera	-	OTC-26294-MS
	Abertura de buraco na cabeça do poço usando (ROV)	- Payne, 2007	OTC-26294-MS IPTC 11463
	Discos de ruptura no anular	Vargo Jr, 2002 Payne, 2007	SPE 77473 IPTC 11463
	Caneonamento do revestimento	-	OTC-26294-MS
	Válvula de alívio entre anulares	Bergen, 2015 Payne, 2007	TCO. B-Annulus Relief System. IPTC 11563
	Sapata aberta	-	OTC-26294-MS
Aumento na resistência estrutural	Aumento na resistência do revestimento	-	OTC-26294-MS
	Aumento da resistência no Pack-off	-	OTC-26294-MS
Aumento na compressibilidade do fluido	Fluido sintético espumado	Vargo Jr, 2002	SPE 77473
	Espaçador espumado	Vargo Jr, 2002 Loder, 2003	SPE 77473 SPE 84270
	Fluido que contrai com o aumento de temperatura	Bloys, 2008	SPE 112872
	Espaçador com microesferas	-	OTC-26294-MS
Isolamento térmico	Tubo isolado à vácuo (Vaccum Insulated Tubing)	Ellis, 2002 Gosch, 2002 Pattillo, 2003 Azzola, 2004 Azzola, 2004 Ferreira, 2012	SPE 74529 SPE 74530 SPE 79870 SPE 90151 SPE 90232 SPE 151044
	Tubo e revestimento isolados termicamente	-	OTC-26294-MS
	Fluido isolante no anular	Ellis, 2002 Pattillo 2003 Ezell, 2010	SPE 74529 SPE 79870 SPE 135177
	Nitrogênio à baixa pressão no anular	-	OTC-26294-MS

2.2 Efeito do fluido/gás confinado na caverna

Assim como os poços de petróleo, discutido anteriormente, as cavernas de sal para estocagem de ativos de produção também estão sujeitas ao efeito do fluido confinado devido a diferença de temperatura da rocha salina e do fluido/gás contido na caverna, como também é mostrado em Ehgartner *et al.* (1994). Além do efeito de expansão do fluido/gás devido a essa variação de temperatura, deve-se considerar também o efeito da deformação de fluência do sal (creep), uma vez que a variação de temperatura altera a taxa de deformação da rocha salina, o que também contribui com o aumento da pressão interna.

As rochas salinas estão sujeitas ao fenômeno de fluência (Creep), deformação lenta sob tensão constante. Esse fenômeno físico é sensivelmente influenciado pelo estado de tensões desviatório atuante, pela temperatura absoluta e pelo tipo de sal. Quanto maiores as profundidades e espessuras de rocha salina a serem atravessadas (cenário do pré-sal), maiores serão a tensão desviatória e a temperatura e, como consequência, mais rápido será o fechamento do poço com o tempo, causando restrição à passagem da coluna de perfuração e até mesmo seu prendimento de modo irreversível, sendo necessários desvios na trajetória do poço e até seu abandono de acordo com Martha *et al.* (2017).

Em Costa *et al.* (2010) é elucidado que quando sujeitas a tensões de cisalhamento, as rochas salinas têm um comportamento transiente devido à sua estrutura cristalina. A taxa de fluência é afetada pela temperatura do evaporito, a composição mineral, quantidade de água, presença de impurezas, e com que intensidade as tensões estão sendo aplicadas no corpo salino. Sais de cloretos e sulfatos com presença de água são os mais móveis.

Uma caverna salina sob efeito da fluência do sal que compõe suas paredes, tende a diminuição do seu volume. A compressão constante das paredes da caverna causa um aumento na pressão do fluido/gás confinado na caverna. Esse efeito, combinado com outros efeitos no fluido/gás confinado pode causar efeitos catastróficos à integridade da caverna, sendo assim se faz necessário que se leve em conta o fenômeno da fluência.

A seguir é apresentada uma metodologia aplicada em poços de petróleo, que leva em consideração tanto o efeito da expansão do fluido confinado no anular do poço quanto o efeito da deformação por fluência da rocha salina devido a variação de temperatura. Essa mesma metodologia será aplicada ao problema de cavernas de sal para estocagem de gás natural, em virtude da semelhança dos problemas.

3. Metodologia

Esse estudo fundamenta-se na previsão do efeito do fluido/gás confinado em uma caverna salina utilizando soluções de engenharia e com o auxílio do software de simulação comercial ABAQUS. O modelo de análise utilizado é considerado semi acoplado, o que se trata de uma solução de engenharia para simular a situação real preservando poder computacional. Esse método já foi utilizado anteriormente em Costa *et al.* (2006).

3.1. Leis constitutivas dos materiais integrantes dos modelos de análise

O comportamento dos diferentes materiais contidos no modelo é avaliado de acordo com as leis constitutivas descritas a seguir.

3.1.1. Rochas duras com comportamento frágil

As rochas duras com comportamento frágil são analisadas segundo um modelo elastoplástico, adotando-se o critério de escoamento plástico de Mohr-Coulomb para o estado multiaxial de tensões (Lambe e Whitman *et al.* 1969). Durante o escoamento plástico considera-se o comportamento isotrópico com lei associativa de plasticidade.

O critério de Mohr-Coulomb pode ser escrito como (Nayak & Zienkiewicz, 1972):

$$f(\sigma) = \sigma_m \cdot \text{sen}(\phi) + \sigma_{ef} \left(\cos(\theta) - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(\phi) \right) - C \cdot \cos(\phi) \quad (5)$$

Sendo:

C – Coesão

ϕ – Ângulo de atrito interno

θ – Ângulo de Lode

onde a tensão média (σ_m) é:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} \quad (6)$$

Sendo:

σ_x – Tensão na direção x

σ_y – Tensão na direção y

σ_z – Tensão na direção z

A tensão efetiva (σ_{ef}) pode ser escrita como:

$$\sigma_{ef} = \frac{\sigma_{vm}}{\sqrt{3}} = \sqrt{J_2} = \sqrt{\frac{1}{2}(S_x^2 + S_y^2 + S_z^2) + \tau_{xy}^2 + \tau_{xz}^2 + \tau_{yz}^2} \quad (7)$$

Sendo:

J_2 – Segundo Invariante de Tensões

S_x – Estresse em x

S_y – Estresse em y

S_z – Estresse em z

σ_{vm} – Tensão de Von Mises

τ_{xy} – Tensão de cisalhamento no plano XY

τ_{xz} – Tensão de cisalhamento no plano XZ

τ_{yz} – Tensão de cisalhamento no plano YZ

Sendo o Ângulo de Lode (θ):

$$\theta = \frac{1}{3} \cdot \arcsen \left(\left(\frac{-3\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \frac{J_3}{\sigma_{ef}^3} \right) \quad (8)$$

onde o terceiro invariante de tensões (J_3):

$$J_3 = S_x \cdot S_y \cdot S_z + 2 \cdot \tau_{xy} \cdot \tau_{xz} \cdot \tau_{yz} - \tau_{xy}^2 \cdot S_z - \tau_{yz}^2 \cdot S_x \quad (9)$$

O tensor de deformações plásticas é calculado segundo a lei associativo de plasticidade:

$$d\varepsilon_p = d\lambda \cdot \frac{\partial f(\sigma)}{\partial \sigma} \quad (10)$$

Sendo:

σ = tensor de deformações

$d\varepsilon_p$ = tensor de deformações infinitesimais

3.1.2. Rochas salinas

Com base em Munson *et al.* (1990) pode-se inferir que a partir dos anos noventa, a literatura técnica vem recomendando o uso de leis conservativas de fluência baseadas

em mecanismos de deformação para representar o comportamento intrínseco dos evaporitos.

A lei que incorpora múltiplos mecanismos de deformação para evaporitos foi desenvolvida em Munson *et al.* (1990) e Munson & Devries *et al.* (1991). Contudo, para representar as rochas salinas brasileiras, a equação constitutiva correspondente a lei de fluência de duplo mecanismo de deformação, que constitui os mecanismos de fluência: Deslocamento Deslizante e Mecanismo indefinido é a utilizada no presente trabalho por melhor representar o comportamento das rochas salinas brasileiras (Costa *et al.*, 2005; 2010; Poiate *et al.* 2006).

O sal será analisado de acordo com seu comportamento visco-elástico, adotando a lei de fluência de duplo mecanismo, como mostra a Equação 11 a seguir:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \left(\frac{\sigma_{ef}}{\sigma_0} \right)^n \cdot e^{Q \left(\frac{1}{RT_0} - \frac{1}{T} \right)} \quad (11)$$

Sendo:

ε – Taxa de deformação por fluência na condição “steady state”

ε_0 - Taxa de deformação por fluência de referência

σ_{ef} - Tensão efetiva de fluência

σ_0 – Tensão efetiva de referência

Q – Energia de ativação

R – Constante universal dos gases

T – Temperatura absoluta da rocha na profundidade do poço [K]

T_0 - Temperatura referencial [K]

$$n = \begin{cases} n_1 ; \sigma_{ef} \leq \sigma_0 \\ n_2 ; \sigma_{ef} > \sigma_0 \end{cases}$$

3.1.2. Revestimentos (Aço)

Para o revestimento, o critério de escoamento plástico de Von Mises é utilizado, sendo expresso por:

$$J_2 = \frac{\sigma_y}{\sqrt{3}} \quad (12)$$

onde σ_y é a tensão de escoamento do material. Igualando a tensão de escoamento com a tensão de Von Mises, o critério pode ser escrito como:

$$\sigma_{vm} = \sqrt{3J_2} \quad (13)$$

onde, o segundo invariante de tensão (J_2) é dado por:

$$J_2 = \frac{1}{6} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2] \quad (14)$$

3.1.4. Índice de plastificação (RATIO)

No que diz respeito ao cálculo do coeficiente de micro fratura para rochas frágil, é utilizada a relação entre a tensão desviatória atuante no ponto do maciço rochoso e a tensão desviatória que causa a micro fratura segundo o critério de Mohr-Coulomb, para o mesmo valor do primeiro invariante de tensões (σ_m). Este coeficiente, também chamado de RATIO e varia de zero a um. O valor zero significa que a tensão efetiva é nula, ou seja, estado hidrostático de tensões e não há condição para o desenvolvimento de micro fraturas nas rochas. O valor 1 significa a ruptura da rocha ou cisalhamento, isto é, o estado de tensões se encontra sobre a superfície de escoamento plástico de Mohr-Coulomb.

Se o colapso ocorre em função das tensões desviatórias, para o critério de Mohr-Coulomb no estado multiaxial de tensões, tem-se:

$$f(\sigma) = \sigma_m \cdot \text{sen}(\phi) + \sigma_{ef} \left(\cos(\theta) - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(\phi) \right) - C \cdot \cos(\phi) = 0 \quad (15)$$

Sendo assim, podemos escrever que a tensão efetiva para um dado σ_m é

$$\sigma_{ef\text{m}\acute{a}x} = \frac{-\sigma_m \cdot \text{sen}(\phi) + C \cdot \cos(\phi)}{\cos(\theta) - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(\phi)} \quad (16)$$

Logo,

$$ratio = \frac{\sigma_{ef\text{atuante}}}{\sigma_{ef\text{m}\acute{a}x}} \quad (17)$$

Para as rochas salinas, o coeficiente de micro fratura, segundo o critério de dilatância do sal de Van Sambeek *et al.* (1992), segue uma relação entre o primeiro e segundo invariantes de tensões que provocam a dilatação do sal. A condição de dilatação ocorre quando:

$$\sigma_{ef} \geq 0.27(3\sigma_m) \quad (18)$$

Sendo assim, o coeficiente de micro fratura é fornecido por:

$$ratio = \frac{\sigma_{ef}}{0.27(3\sigma_m)} \quad (19)$$

Para o revestimento, o índice de plastificação pode ser escrito pela equação:

$$ratio = \sqrt{\frac{J_2}{f(\sigma)}} \quad (20)$$

Na engenharia, o conceito de fator de segurança é bastante usado para acrescentar um espaço para inconsistências de projeto. Essa variável pode ser usada para se entender quanto uma variável está longe do valor crítico. O cálculo do fator de segurança é feito através simples Equação 21:

$$FS = \frac{1}{ratio} \quad (21)$$

3.2. Método de modelagem do efeito do APB em poços

O método de modelagem semi acoplado é uma solução de engenharia que vem sendo utilizado pela PETROBRAS e já foram aplicadas em diversos poços do pré-sal. Tal procedimento, embora seja considerado um pouco conservador, é seguro e eficaz de acordo com Poiate *et al.* (2016). O nome semi acoplado vem da combinação artificial de dois fenômenos em um único modelo.

Primeiramente, é calculado o perfil de tensões por fluência no evaporito do modelo sem considerar a temperatura de produção. Paralelamente, é calculado o perfil de temperaturas desse mesmo modelo usando o software específico, como ilustrado na Figura 14. De posse do perfil de temperaturas, é calculado o perfil de carregamentos no anular devido a transferência de calor. Além disso, o perfil de temperaturas é utilizado para calcular o perfil final de tensões por fluência que se dá pela simples soma do perfil de tensões por fluências inicial mais o perfil de tensões por fluências devido a transferência de calor.

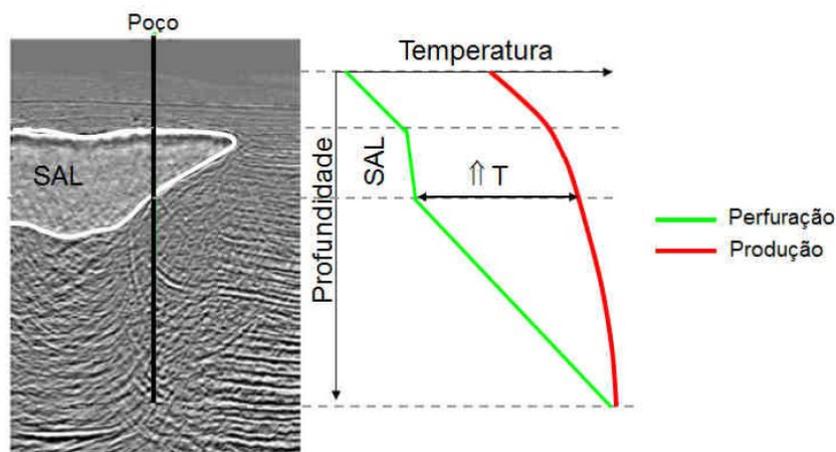


Figura 14: Ilustração do gradiente geotérmico (perfuração) e durante a produção do poço (Fonte: Poiate *et al.*, 2012)

Para calcular as temperaturas nas diferentes fases simuladas (perfuração e produção) basta definir o tempo de perfuração e seguir a formulação proposta nas Equações 22 e 23 a seguir.

Para a perfuração:

$$T = T_{FM} + Gt_{sed} \cdot ds + (\|Cota\| - ds - W_D)Gt_{sal} + 273.15 \quad (22)$$

onde:

T_{FM} – Temperatura no fundo do mar [°C]

Gt_{sed} – Gradiente térmico do sedimento

ds – Soterramento

W_D – Lamina D'água

Gt_{sal} – Gradiente térmico do sal

Para a produção:

$$T = T_{prod} + 273.15 \quad (23)$$

onde:

T_{prod} – Temperatura de produção [°C]

Finalmente, para calcular a pressão no fluido confinado ao longo do tempo, é feita a soma do perfil de carregamentos devido a transferência de calor e o perfil final de fluência.

3.3. Validação do modelo de poço com APB usando ABAQUS

Primeiramente, é proposto que seja feita uma validação do modelo de simulação de um poço modelando os dados de input no simulador de elementos finitos da Petrobras, de referência Poiate *et al.* (2016), no programa comercial ABAQUS. Sendo assim, será feita uma comparação dos resultados para validar o modelo.

A litologia do modelo é baseada em poço fictício e é composta por camadas de Halita, Carnalita e Anidrita. O modelo de poço de duplo revestimento simulado é restrito às profundidades mais importantes entre 3324 m e 4257 m e é detalhado na Figura 15. Essa restrição se dá com o objetivo de diminuir o número de elementos, e por consequência reduzir o poder computacional necessário à simulação.

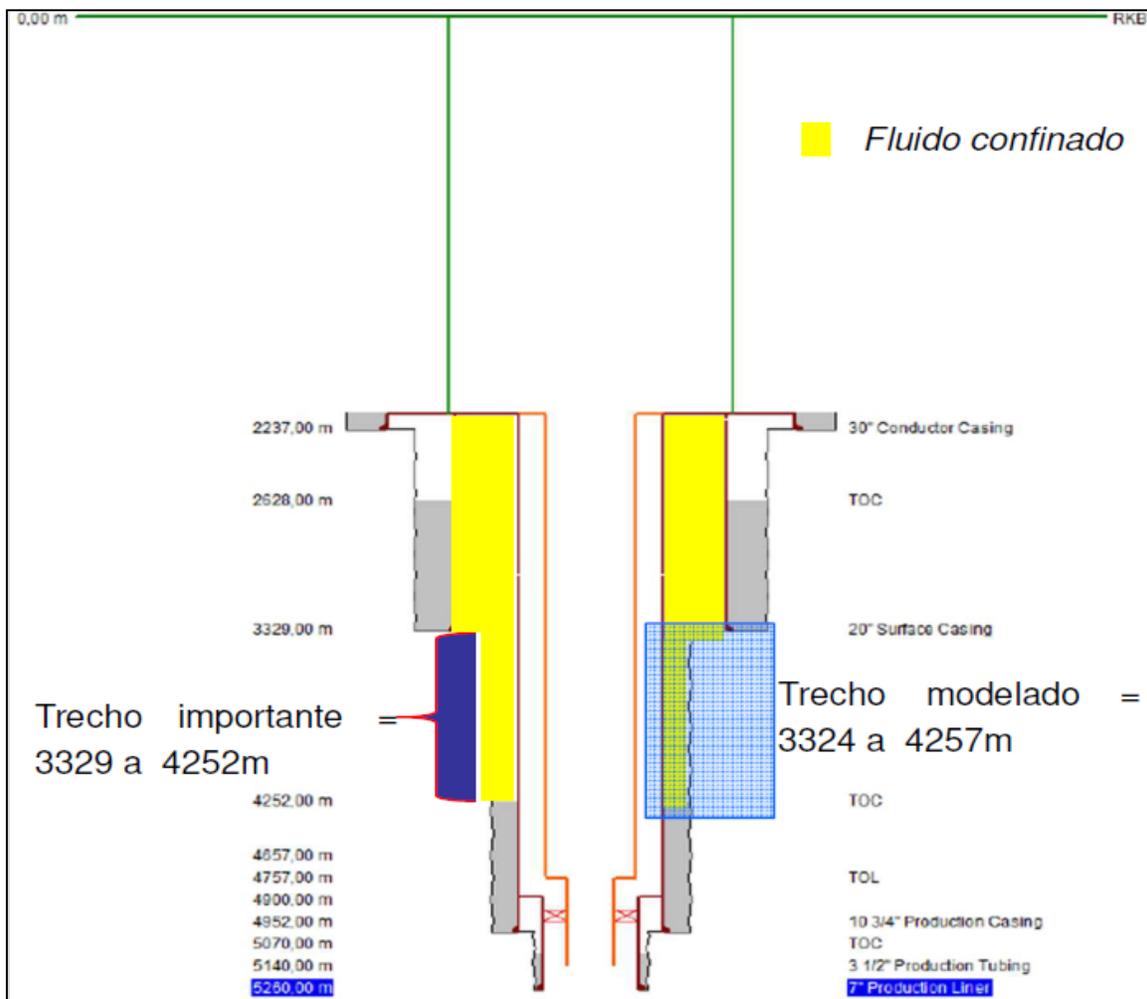


Figura 15: Modelo de poço de acesso com fluido confinado simulado

Como foi provado em Poiate *et al.* (2016), a pressão no anular oriunda do efeito de expansão térmica do fluido (Pressão AFE – *Annular Fluid Expansion*) é simulada como um carregamento no topo da coluna fazendo assim um efeito de pistão, como pode ser observado na Figura 16. O valor dessa pressão aplicada vem da técnica semi acoplada de cálculo da pressão.

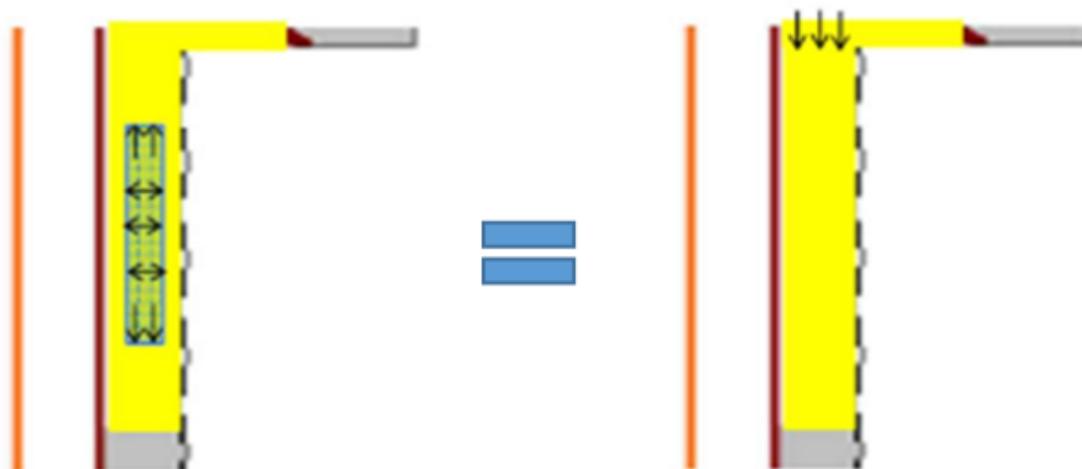


Figura 16: Esquema de aplicação da pressão no anular do poço

No modelo testado na referência Poiate *et al.* (2016), devido a uma limitação do simulador usado, a temperatura do fluido foi considerada constante e os gradientes de pressão foram calculados de forma diferente. Conseqüentemente, os valores obtidos na simulação são mais conservadores, porém válidos. Com o objetivo de validar o modelo feito nesse trabalho, serão adotados os mesmos métodos da referência.

Após a validação, será feita a implementação de um modelo mais condizente com a realidade e será feita uma pequena comparação para avaliar o efeito da implementação.

3.4. Simulação do modelo de caverna com gás confinado

A partir da validação da metodologia usada para poços no ABAQUS, é dado o início a modelagem do modelo de caverna e implementação do efeito do fluido/gás confinado na mesma. Para efeito de simplificação, a caverna será modelada sem levar em conta os efeitos de perfuração e construção.

A caverna a ser modelada será baseada em uma litologia artificial que contém camadas de Halita, Anidrita, Calcilutito, Carnalita, Folhelho e Taquidrita. Outra consideração feita no presente trabalho é que o fluido confinado em questão será o metano puro, essa escolha foi feita no intuito de simular uma caverna de gás natural.

Primeiramente, será simulada a caverna vazia como controle, apenas considerando a pressão equivalente ao fluido aplicada na parede da caverna que mantém o equilíbrio do sistema. Em seguida, o mesmo modelo considerando o fluido confinado é analisado e comparado com a simulação da caverna vazia.

Fazendo um paralelo com o método usado para o poço, a pressão aplicada no topo do fluido confinado, com o objetivo de simular o efeito da expansão térmica do fluido/gás e mecânico, será calculada da seguinte forma.

Dado que se trata de gás real, para calcular a relação de volume e pressão na condição isotérmica, será usada a seguinte relação estabelecida pela Equação 28:

$$P.V = Z(P,T).n.R.T \quad (24)$$

Sendo n.R constante:

$$\frac{P_0.V_0}{Z(P_0,T_0).T_0} = \frac{P.V}{Z(P,T).T} \therefore V = \frac{Z(P,T)}{Z(P_0,T_0)} \frac{P_0}{P} \frac{T}{T_0} V_0 \quad (25)$$

Como:

$$Z(p, t) = \frac{p}{\mu(p, t) \cdot R_S \cdot t} \text{ com o } p = P \text{ ou } P_0 \text{ e } t = T \text{ ou } T_0 \quad (26)$$

Obtém-se:

$$V = \frac{\mu(P_0, T_0)}{\mu(P, T)} V_0 \quad (27)$$

onde:

P – Pressão Instantânea

P_0 – Pressão Inicial

V – Volume instantâneo

V_0 – Volume inicial

T – Temperatura Instantânea

T_0 – Temperatura Inicial

Z – Fator de compressibilidade

n – Número de moles

R – Constantes universal dos gases

μ – Densidade

A partir da Equação 27, variando a pressão, obtém-se o volume na condição isotérmica. Portanto, de posse dos dados de densidade segundo Setzmann *et al.* (1991), é possível traçar isotermas que relacionam os valores dos volumes e pressões para um gás. Obtida a curva isotérmica (Volume vs. Pressão) para a temperatura inicial do fluido/gás confinado na caverna, calcula-se o fator de compressibilidade isotérmico e o

modulo de elasticidade volumétrico do fluido/gás, através das Equações (28) e (29), respectivamente.

$$\beta = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (28)$$

$$E_V = \frac{1}{\beta} \quad (29)$$

Sendo:

β – Fator de compressibilidade isotérmico

E_V – Modulo de elasticidade volumétrico

Inicialmente, em função da pressão de compressão, o fluido/gás contido na caverna está com temperatura diferente da temperatura da rocha. No modelo simulado, essa pressão é mantida constante ao longo da vida útil da caverna, conseqüentemente, a temperatura do fluido/gás tende a igualar com a temperatura da rocha. A partir dessa variação de temperatura e de diversas curvas isotérmicas, é calculada a pressão equivalente ao AFE do poço, onde esse carregamento é aplicado com um efeito de êmbolo no topo da camada de fluido/gás.

3.5. Modelagem computacional

Os modelos foram gerados através do pré-processador Sigma2D desenvolvido pelo Instituto Tecgraf/PUC-Rio em parceria com a Petrobras, por um template parametrizado para geração de modelos bidimensionais em elementos finitos para avaliação de integridade e estabilidade geomecânica de cavernas de sal. O modulo de template avançado cria um modelo de elementos finitos axissimétrico de elementos isoparamétricos quadrilaterais de oito nós, onde as condições de contorno do modelo são: a lateral direita é restringida na direção x, a base é restringida na direção y, a lateral esquerda é um eixo de simetria e livre no topo, caso o modelo comece do piso marinho

ou restringido na direção Y, caso o modelo comece a partir de DATUM abaixo do piso marinho.

Basicamente, a modelagem via template envolve o preenchimento de diálogos contendo parâmetros do modelo, tais como, lâmina d'água, malha de elementos finitos, definição da litologia do modelo, os modelos constitutivos utilizados para definir o comportamento da rocha salina e da formação e a definição da geometria e parâmetros geométricos da caverna.

A seguir são apresentados os resultados e discussões em torno dos modelos descritos nessa sessão com o objetivo de quantificar o efeito da expansão do fluido confinado em um poço de petróleo e também aplicado durante a vida útil de uma caverna salina.

4. Resultados e Discussões

Nessa seção, serão discutidos os resultados obtidos com as simulações descritas na seção anterior.

4.1 Análise comparativa de poço com APB

Primeiramente, um modelo de poço para avaliação do efeito do fluido confinado estudado por Poiate et al. (2016) foi usado como referência para validar a metodologia a ser usada no presente trabalho. O modelo de poço foi reproduzido tentando se assemelhar ao máximo com o modelo de referência, como ilustrado na Figura 17, e analisado no programa comercial ABAQUS. A partir dos resultados obtidos, foram feitas as comparações. Nesse modelo, foi feita a aproximação de que a temperatura seria constante referente ao estado de produção do poço por toda a simulação. Ou seja, foi descartada a influência da variação de temperatura da fase de perfuração para a fase de produção.

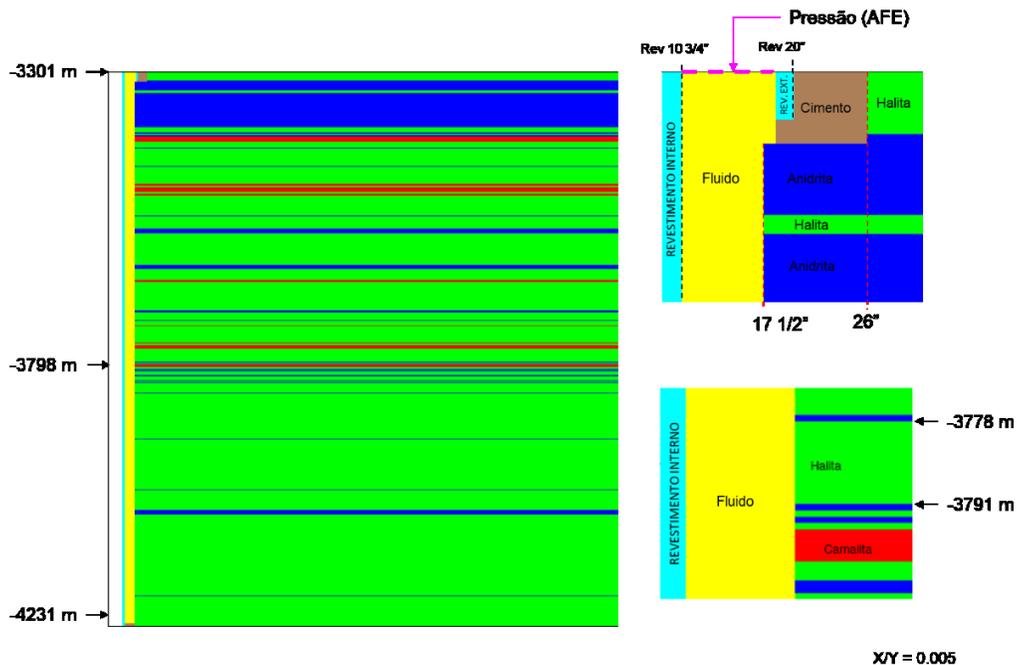


Figura 17: Modelo de poço proposto

Sendo assim, foi aplicada a pressão equivalente, de acordo com o método semi acoplado, descrito na Seção 3.2, ilustrada pela Figura 17. Os valores da pressão AFE ao longo do tempo é mostrado na Figura 18. A pressão foi aplicada como um carregamento triangular na parede do revestimento interno, como ilustra a Figura 19 e quantificado na Figura 20.

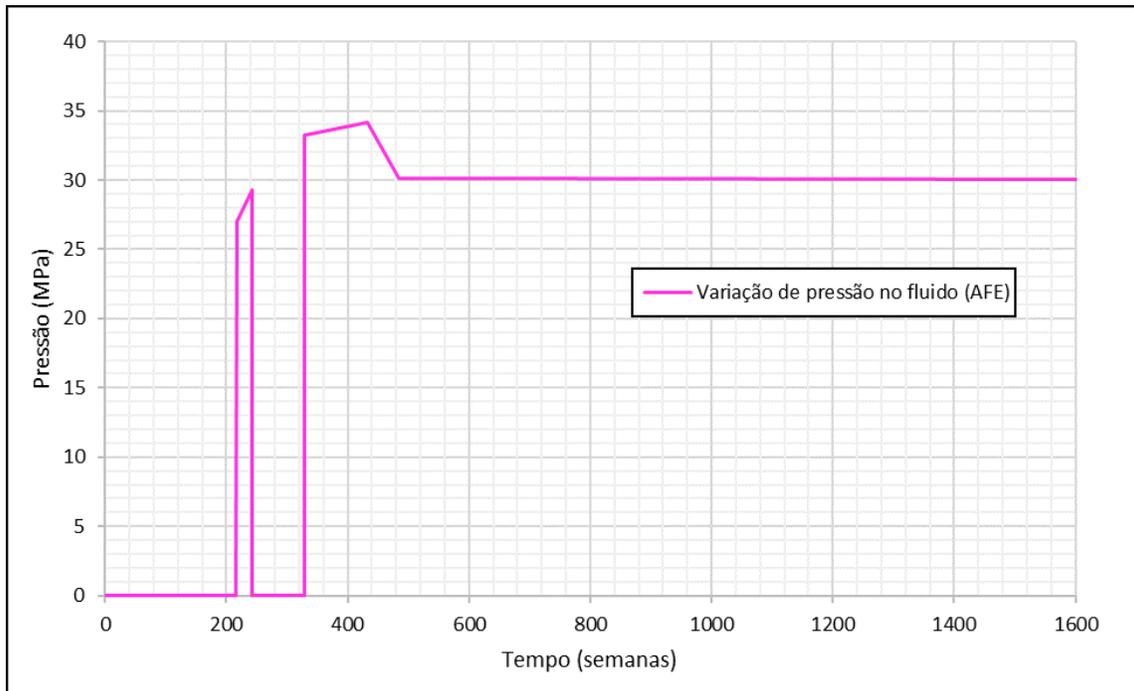


Figura 18: Curva de pressão aplicada referente ao método semi acoplado

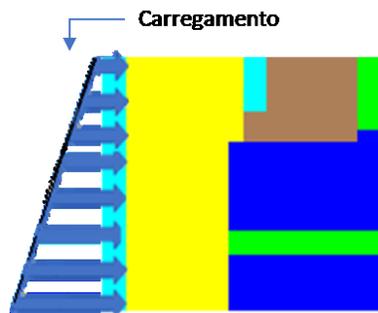


Figura 19: Ilustração do carregamento aplicado na parede revestimento interno

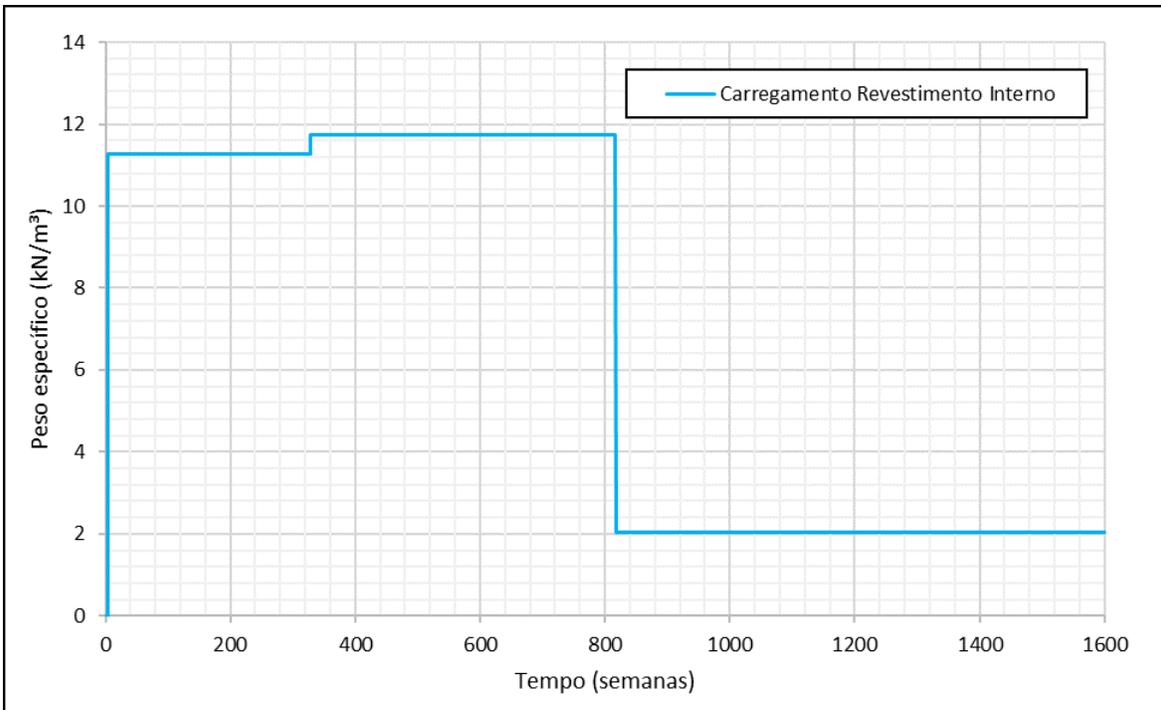


Figura 20: Curva de peso específico aplicada na parede do revestimento interno

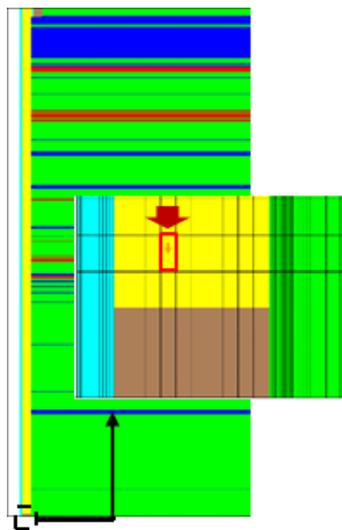


Figura 21: Ilustração do elemento mais profundo do fluido confinado

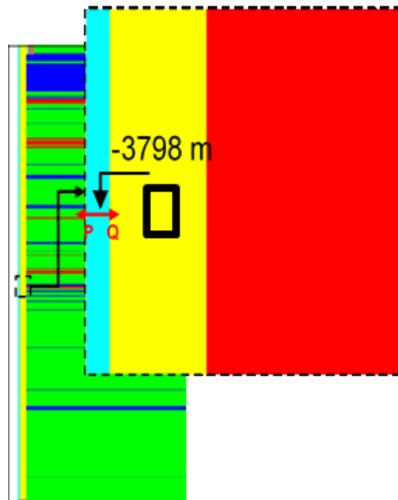


Figura 22: Ilustração do elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita

Para efeito de comparação dos modelos, foram comparados os valores da pressão no último elemento da malha, como ilustra a Figura 21, e no elemento finito correspondente a camada mais profunda do sal com maior taxa de fluência do modelo (Carnalita), ilustrado na Figura 22, correspondente ao fluido no poço.

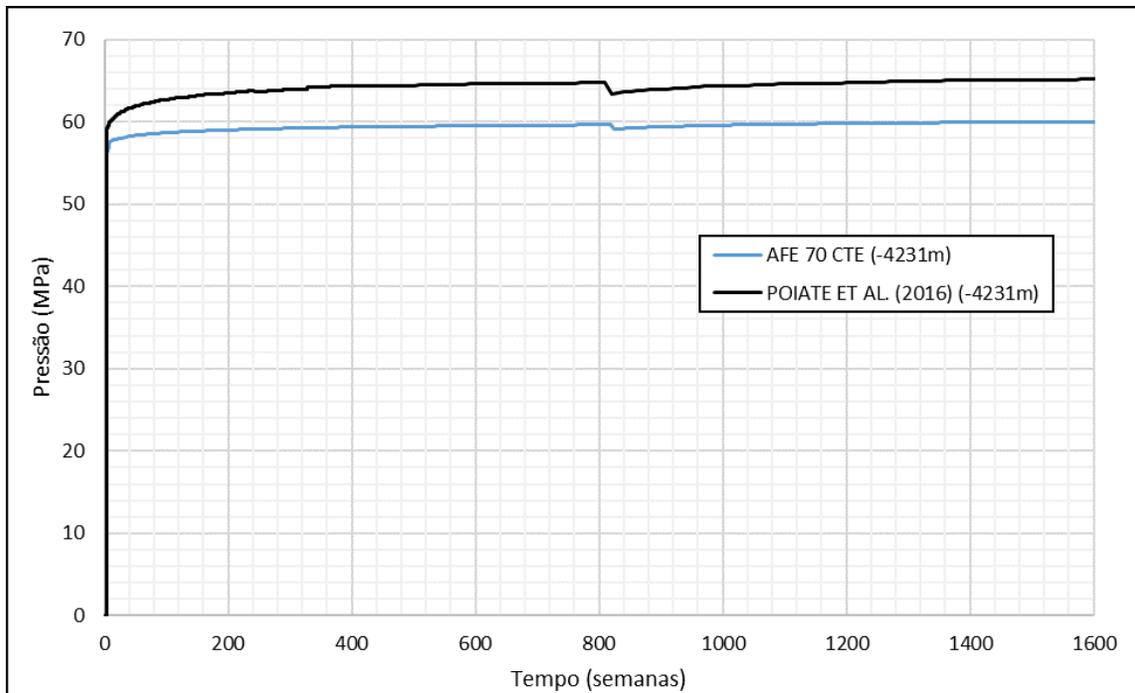


Figura 23: Gráfico de comparação do histórico de pressão no elemento mais profundo do fluido confinado (VISCO x ABAQUS)

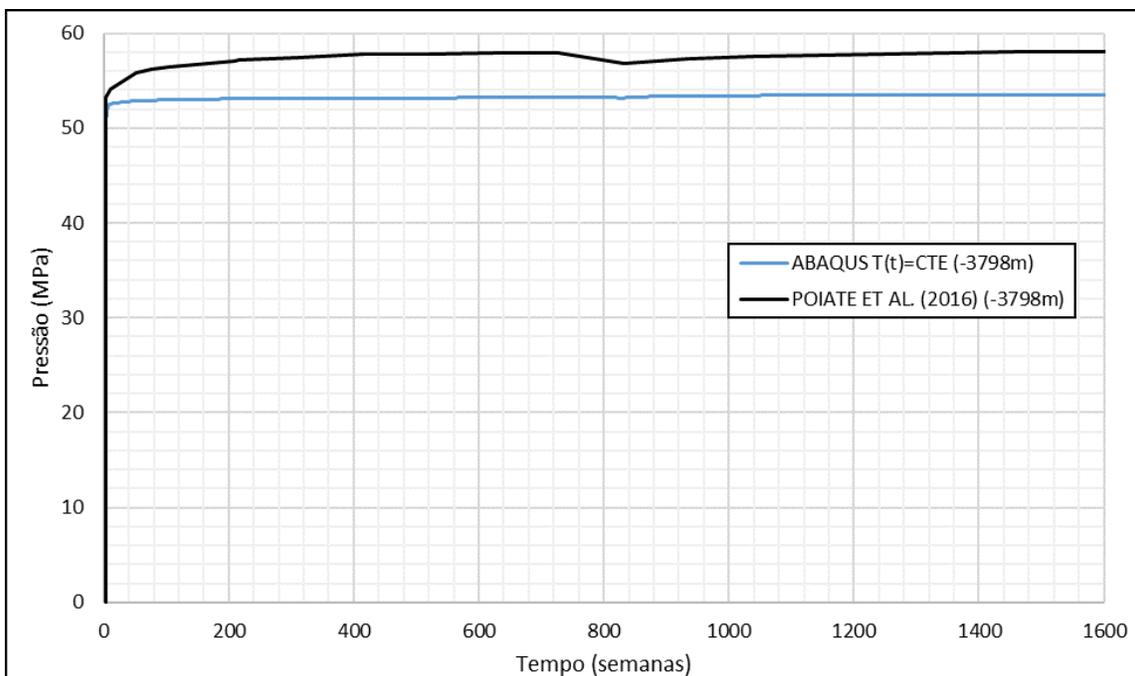


Figura 24: Gráfico de comparação no elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita (VISCO x ABAQUS)

Sendo assim, foi aplicada a pressão equivalente, de acordo com o método semi acoplado, descrito na Seção 3.2, ilustrada pela Figura 17. Os valores da pressão AFE ao longo do tempo é mostrado na Figura 18. A pressão foi aplicada como um carregamento triangular na parede do revestimento interno, como ilustra a Figura 19 e quantificado na Figura 20.

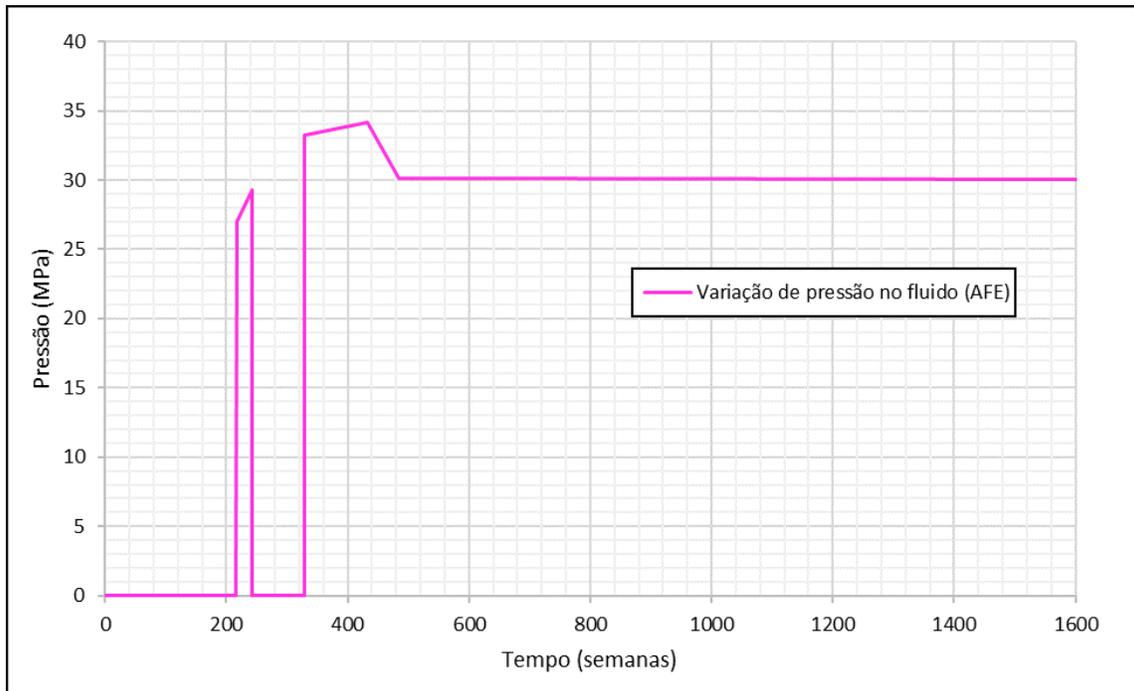


Figura 25: Curva de pressão aplicada referente ao método semi acoplado

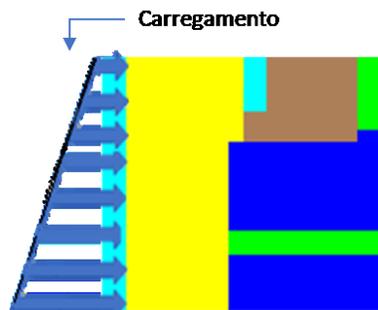


Figura 26: Ilustração do carregamento aplicado na parede revestimento interno

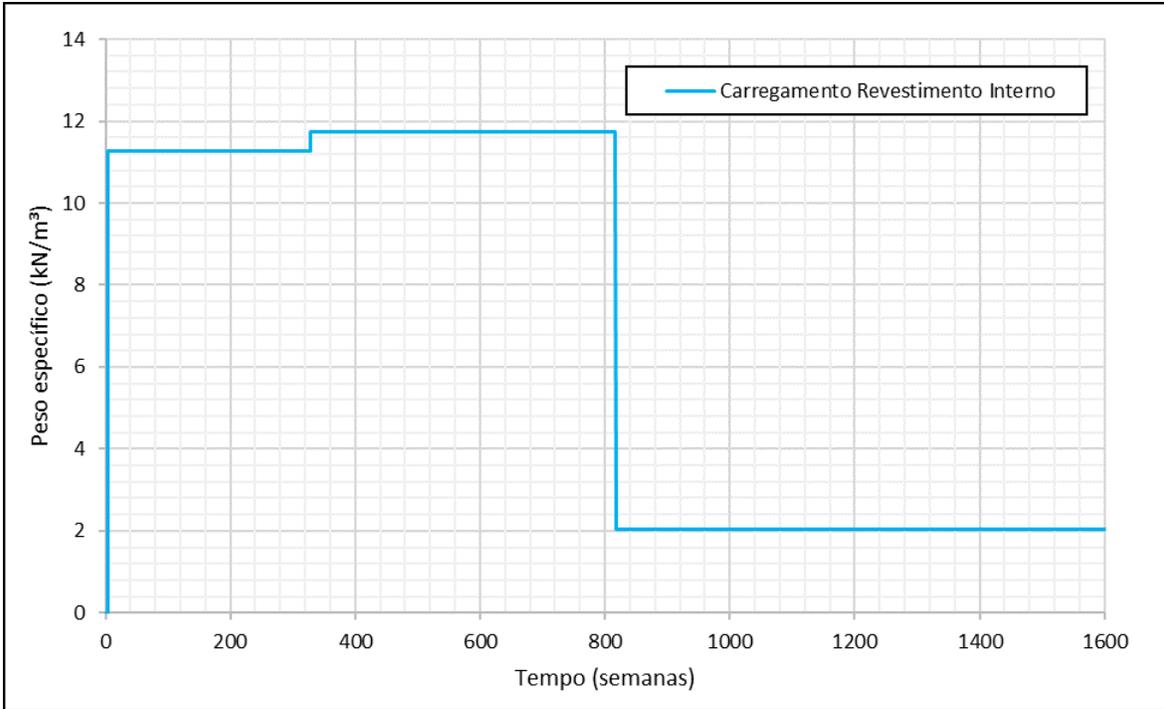


Figura 27: Curva de peso específico aplicada na parede do revestimento interno

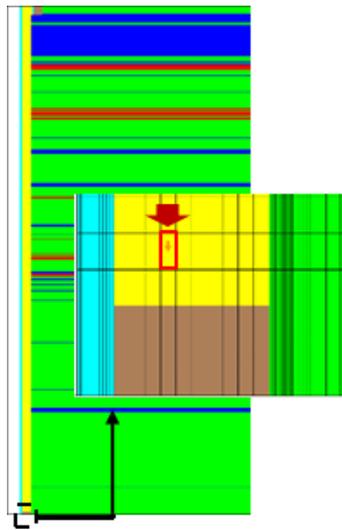


Figura 28: Ilustração do elemento mais profundo do fluido confinado

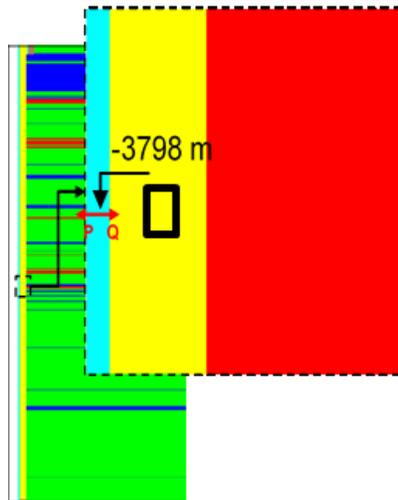


Figura 29: Ilustração do elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita

Para efeito de comparação dos modelos, foram comparados os valores da pressão no último elemento da malha, como ilustra a Figura 21, e no elemento finito correspondente a camada mais profunda do sal com maior taxa de fluência do modelo (Carnalita), ilustrado na Figura 22, correspondente ao fluido no poço.

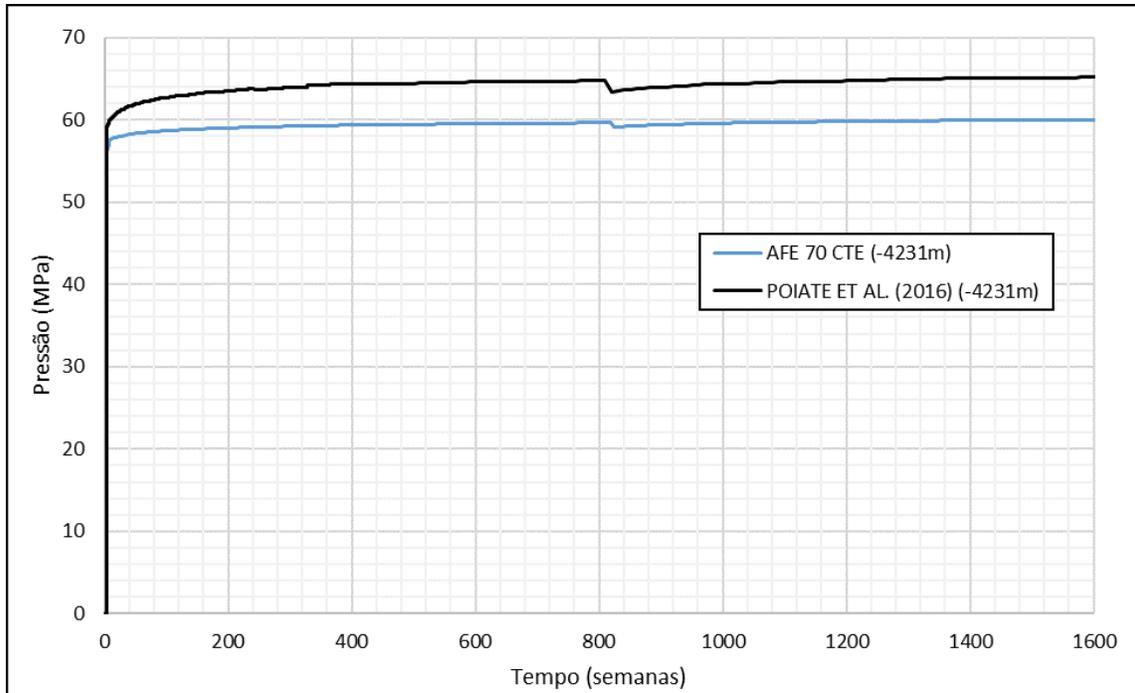


Figura 30: Gráfico de comparação do histórico de pressão no elemento mais profundo do fluido confinado (VISCO x ABAQUS)

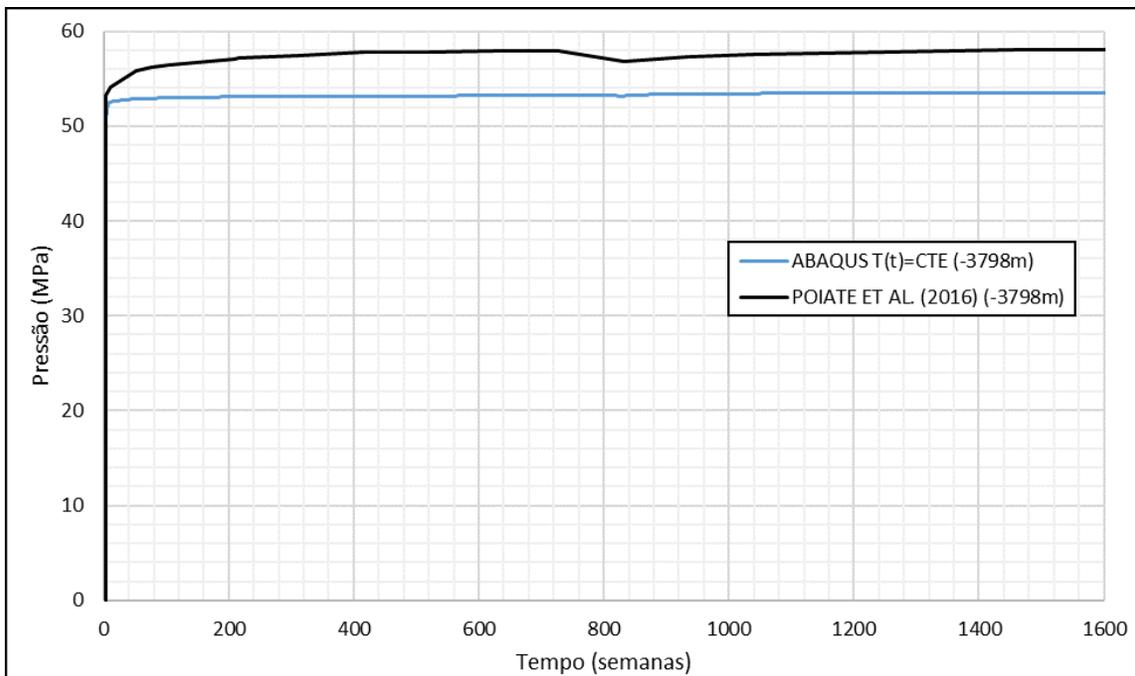


Figura 31: Gráfico de comparação no elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita (VISCO x ABAQUS)

Os resultados obtidos, ilustrados nas Figura 23 e 24, para variação de pressão ao longo do tempo, sugerem uma diferença entre os valores do modelo da referência e do modelo simulado no ABAQUS. A explicação dessa diferença foi elucidada durante esse estudo e está diretamente relacionada a uma limitação do solver usado em Poiate *et al.* (2016), como ilustra a Figura 25.

A pressão hidrostática correspondente a qualquer ponto do modelo é dada pela Equação 30 a seguir.

$$P_{coluna} = \sum_{i=1}^n (\rho_i \cdot g \cdot H_i) \quad (30)$$

onde:

ρ_i – Densidade da camada i

g – Aceleração da gravidade

H_i – Altura da camada i

O solver em questão, ao calcular a pressão gerada pela coluna do fluido confinado, faz o cálculo considerando parte uma coluna d'água, uma coluna de um material de densidade equivalente as camadas superiores ao modelo e só a partir da profundidade de -3301m é calculada a pressão com a densidade do fluido confinado como mostra a Figura 25.

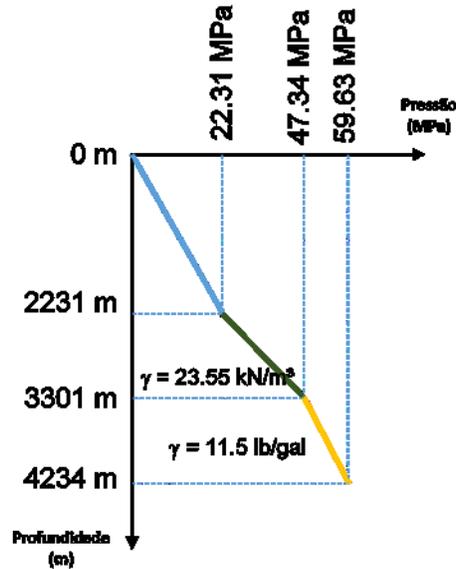


Figura 32: Esquema provável do cálculo de pressão no modelo de poço no VISCO

Portanto, ao constatar essa inconsistência, considera-se que os resultados estão de acordo e que o modelo simulado nesse trabalho pode gerar resultados mais precisos de previsão da pressão. O cálculo no solver do ABAQUS, que condiz mais com a realidade, é feito apenas com a densidade do fluido confinado da cota 0 m até 4234 m, como mostra a Figura 26. Uma comparação entre os valores dos dois solvers pode ser observada na Figura 27, e justifica a diferença obtida nos resultados.

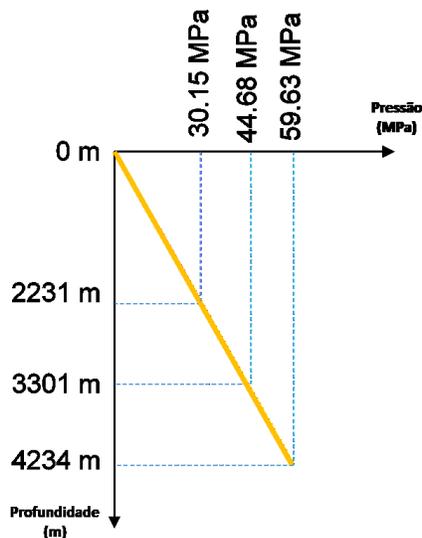


Figura 33: Esquema de cálculo de pressão no modelo do poço no ABAQUS

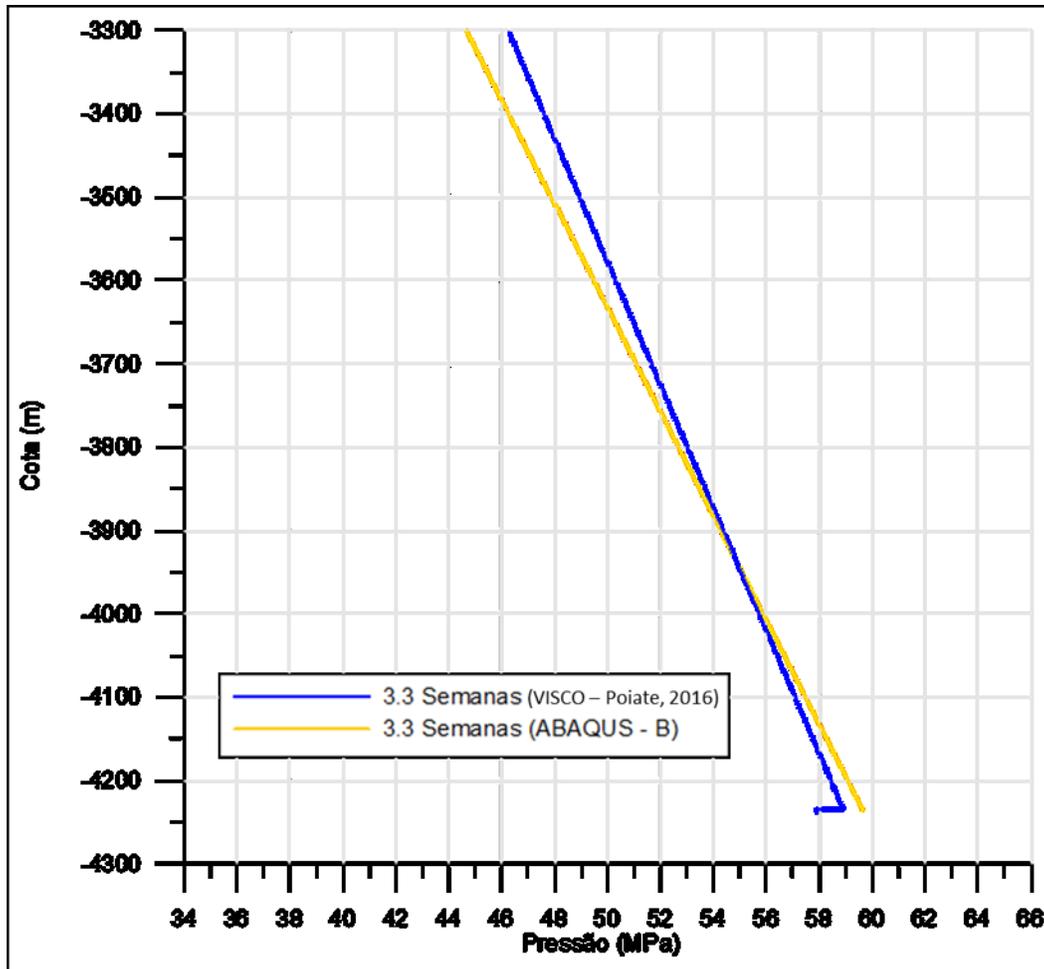


Figura 34: Gráfico de comparação da pressão no anular interno ao longo da profundidade (VISCO x ABAQUS)

Após a validação necessária foram feitas as adequações para obter um modelo mais condizente com a realidade no que diz respeito a variação de temperaturas durante perfuração e produção com o objetivo de obter resultados menos conservadores, conforme mencionado na Seção 3.2.

A partir dos resultados obtidos no segundo modelo, ilustrado pela figura 28 e 29, é possível observar que a variação de temperatura correspondente a fase de perfuração tem efeitos nos resultados de tempos até 217 semanas, esse resultado é melhor observado na Figura 30, onde é mostrado o erro percentual. Porém, essas alterações

não resultam em maiores pressões no restante da vida simulada do poço. Isso acontece, pois, a função de temperatura na etapa de perfuração só altera a velocidade de aumento da pressão nas fases iniciais da simulação. Além disso, também é possível observar que, como esperado, as alterações na temperatura afetam mais as partes mais profundas do poço devido ao maior gradiente de temperatura entre sal e fluido.

Observa-se na Figura 30, que nesse estudo de caso o maior erro percentual entre os modelos está na ordem de 1%. Contudo, esse erro pode ser maior em outros casos. Portanto, a metodologia usada no presente trabalho para análise de poço com APB no ABAQUS corrige esse erro e conduz a resultados mais precisos.

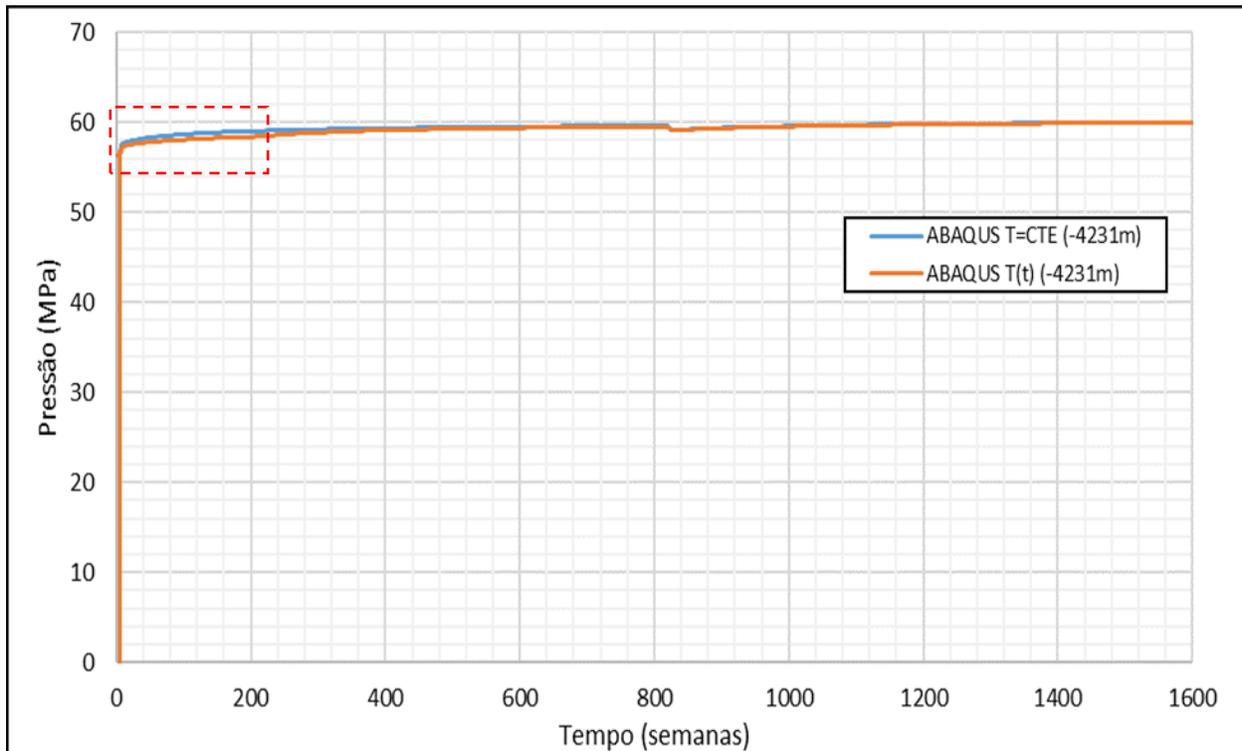


Figura 35: Gráfico de comparação do histórico de pressão no elemento mais profundo do fluido confinado ($T(t)=\text{constante} \times T(t)$).

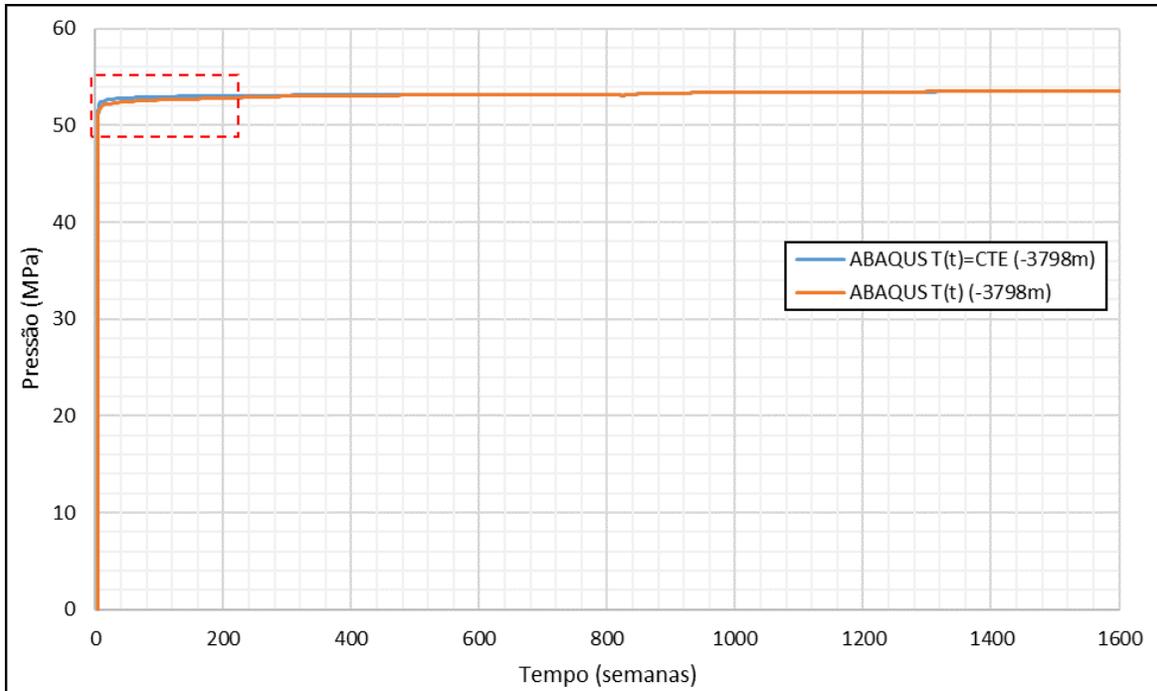


Figura 36: Gráfico de comparação no elemento correspondente a camada mais profunda de Carnalita ($T(t)=\text{constante} \times T(t)$).

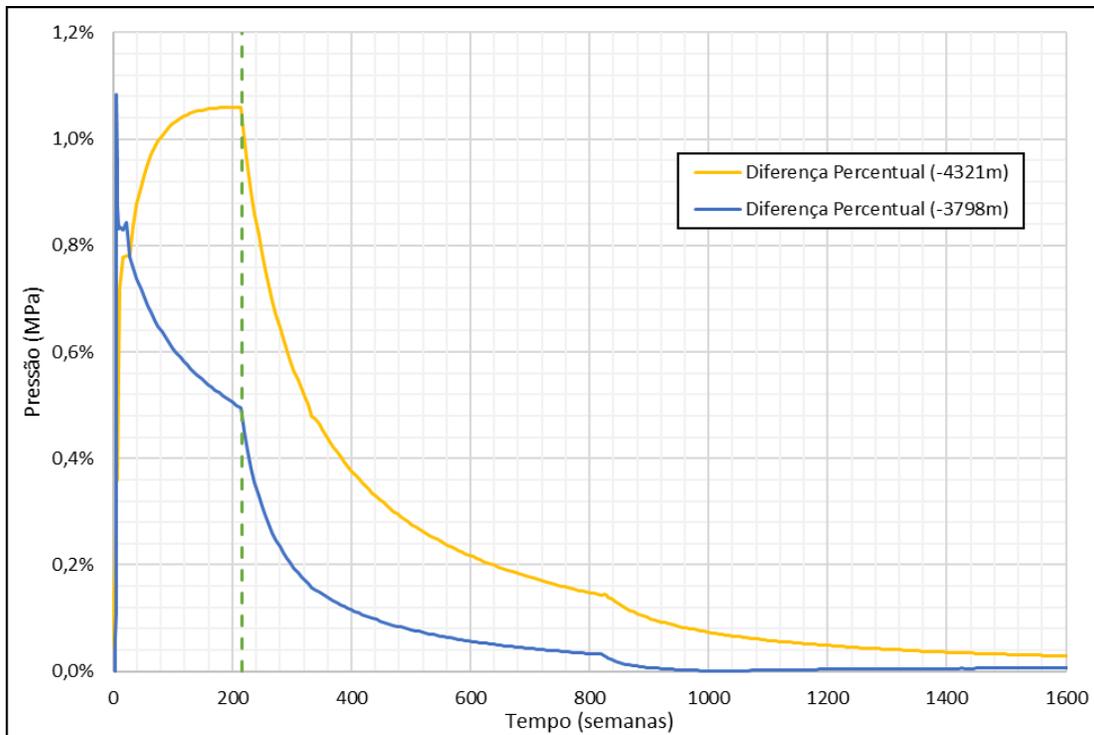


Figura 37: Comparação percentual dos valores de pressão ($T(t)=\text{constante} \times T(t)$) (Linha verde representa o tempo de transição - 217 semanas)

AFE) e mecânico, foi calculada da forma descrita na sessão anterior considerando o gás Metano com os seguintes parâmetros iniciais.

$$P_0 = 101.325 \text{ kPa} ; T_0 = 293.15 \text{ K (CNTP)}$$

$$\rho_0 = 0.70 \text{ kg/m}^3 \text{ (densidade do metano na CNTP)}$$

$$V_0 = 105557.5 \text{ m}^3 \text{ (Volume geométrico da caverna)}$$

$$T = 60 + 273.15 = 337.15 \text{ K (Temperatura na base da caverna)}$$

$$P = [0.1, 12] \text{ MPa (Intervalo de pressões)}$$

Portanto, de posse dos dados experimentais para o metano puro oriundos de Setzmann *et al.* (1991), é traçada a isoterma correspondente a temperatura na base da caverna (60°C) que relacionam os valores dos volumes e pressões para o gás, obtendo o resultado ilustrado pela Figura 32 a seguir. A curva Volume X Pressão foi obtida a partir da interpolação dos dados Setzmann *et al.* (1991), que permitiu obter a curva empírica que representa a variação de volume da caverna em função da pressão para o gás Metano puro.

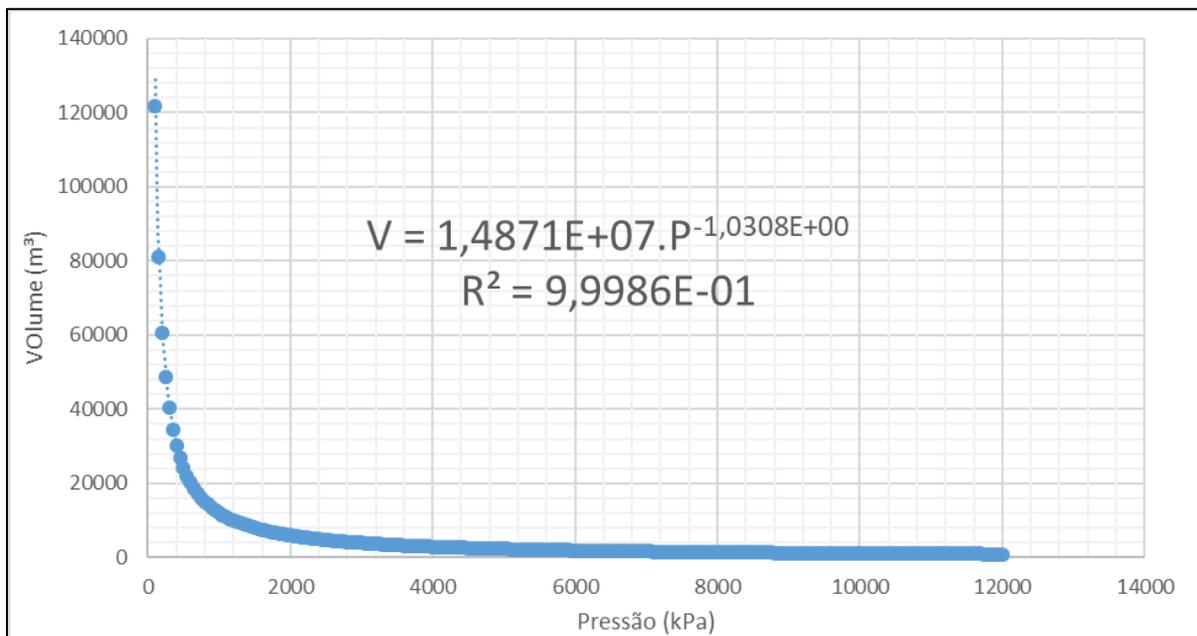


Figura 39: Isoterma PV do metano e sua curva de tendência

Usando os resultados da isoterma calculada, foram calculadas as fórmulas da compressibilidade, na Equação 33, e do módulo de elasticidade volumétrico, na Equação 34, de acordo com a Equação (28) e (29).

$$V(P) = (1,4871 \times 10^7) P^{-1.0308} \quad (31)$$

$$\frac{\partial V}{\partial P} = -(1.5329 \times 10^7) P^{2.0308} \quad (32)$$

$$\beta = \frac{1}{V(P)} [(1.5329 \times 10^7) P^{2.0308}] \quad (33)$$

$$E_V = V(P) \left[\frac{P^{2.0308}}{(1.5329 \times 10^7)} \right] \quad (34)$$

De acordo com a Costa et al. (2012), as pressões máximas de metano são definidas pelo intervalo de 80-90% da tensão inicial no topo da caverna. Já as mínimas são de 30-50% da tensão inicial no topo da caverna. Sendo assim, o intervalo de pressões no interior da caverna é definido como 50-90% da tensão inicial no teto da caverna. Porém, no presente trabalho, por efeito de simplicidade, foi usada a pressão inicial do gás como sendo a pressão mínima com 50% do valor da tensão máxima permitida. Com esse valor, foi calculado o módulo de elasticidade para esse gás inicialmente.

Finalmente, foram comparados os modelos por meio de gráficos e imagens geradas pelo solver ABAQUS. A Figura 33 mostra o valor RATIO (índice de plastificação) ao redor da caverna.

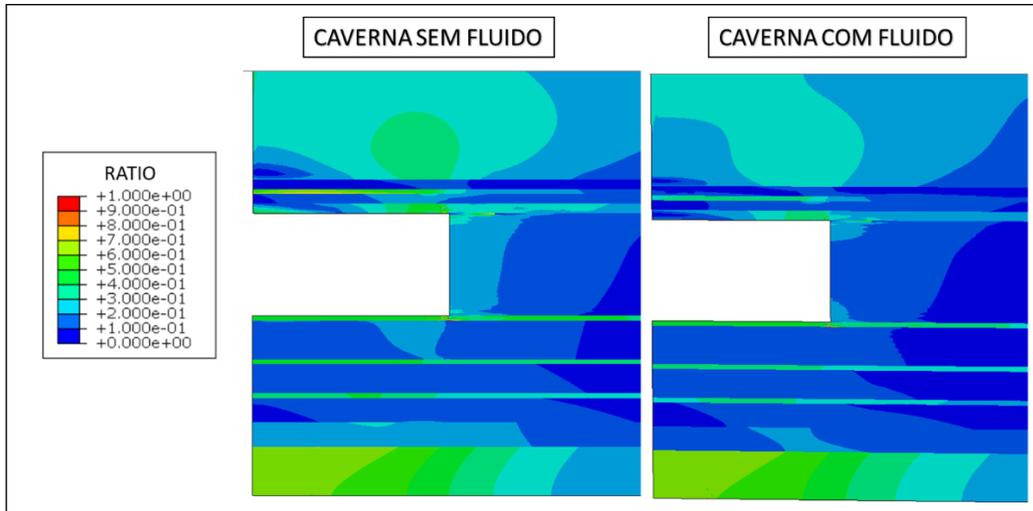


Figura 40: Comparação de mapas de RATIO nos modelos.

Na Figura 33, observa-se que o RATIO levemente mais altos nas redondezas da caverna no modelo sem fluido em relação ao modelo com fluido e que há uma concentração de valores mais altos e mais intensa nos cantos da caverna. Sendo assim, foram também analisados os elementos no contorno da caverna, ilustrados na Figura 34, e a comparação entre os dois modelos, expostas nas Figura 35 e 36, RATIO e Fator de Segurança, respectivamente. Nota-se que a caverna com fluido tem maior fator de segurança em função do menor RATIO, resultando em uma menor concentração de tensões em todos os pontos. Além disso, é importante ressaltar que o modelo sem fluido atinge o valor crítico no elemento de quina entre a parede e o piso da caverna, enquanto que no segundo modelo isso não acontece.

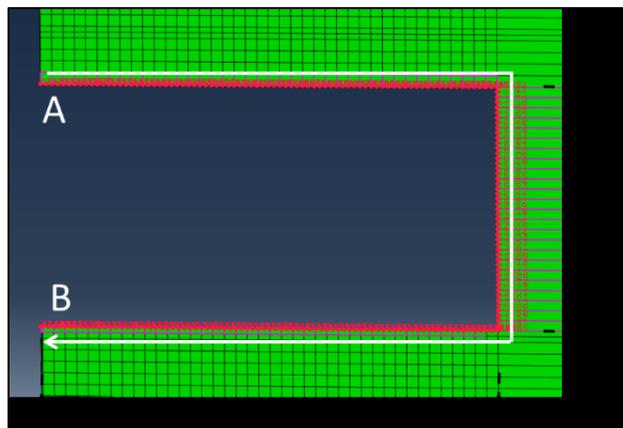


Figura 41: Elementos analisados no contorno da caverna (A-B)

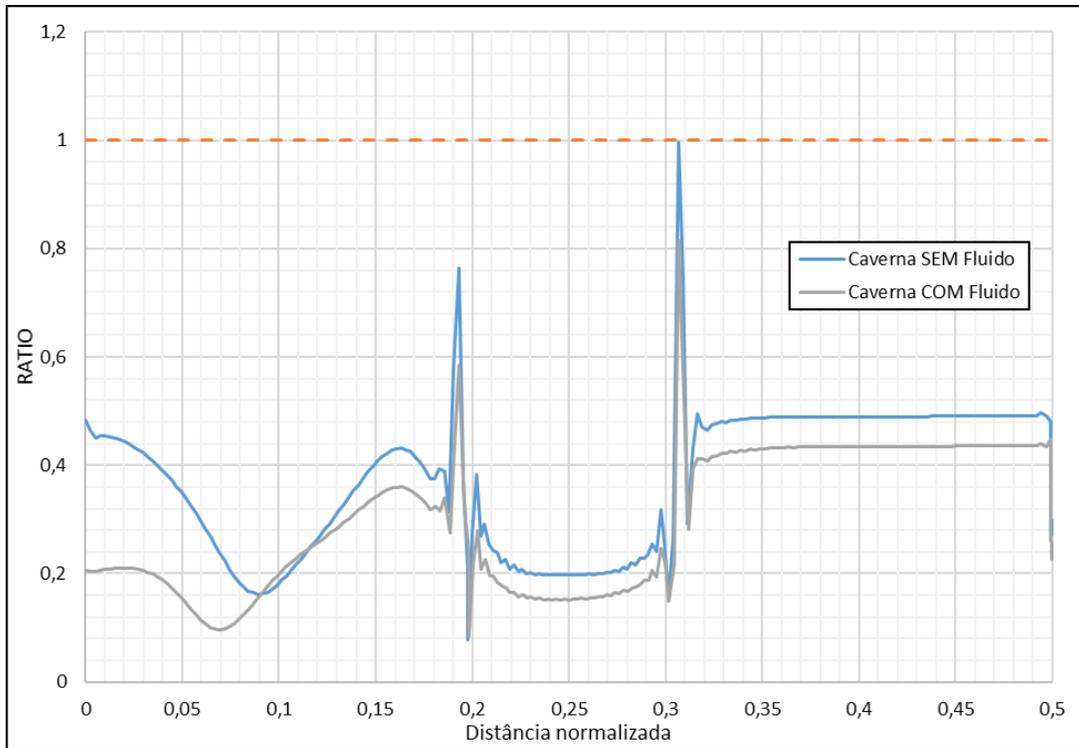


Figura 42: Gráfico do RATIO em volta da caverna (A-B) (Linha laranja representa o limite do valor do RATIO)

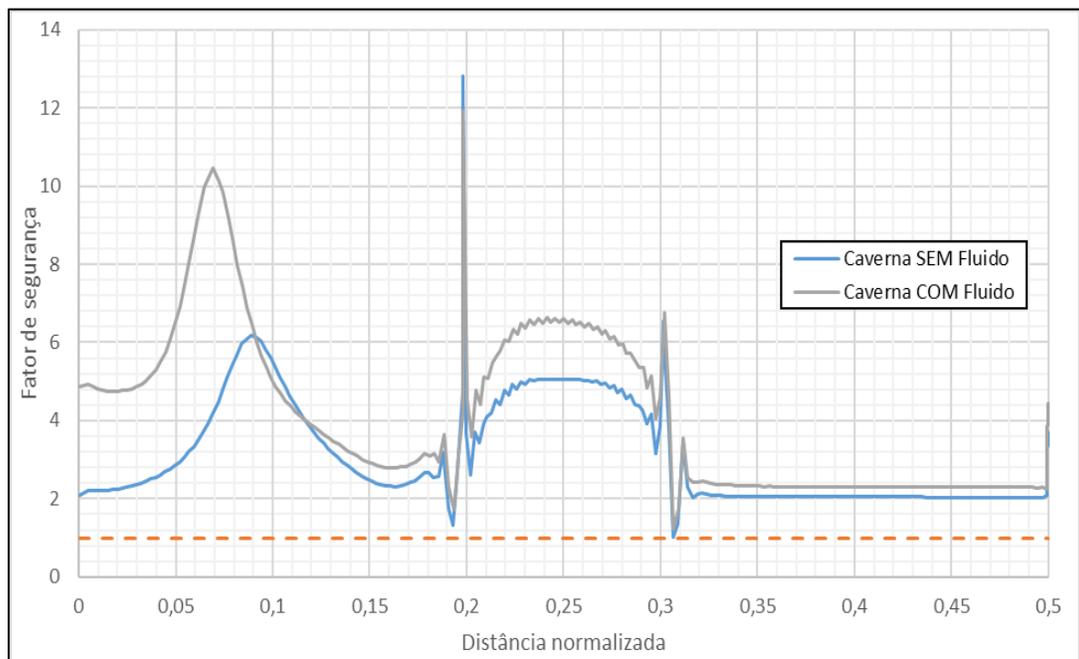


Figura 43 : Gráfico do fator de segurança em volta da caverna (A-B) (Linha laranja representa o limite do valor do fator de segurança)

Na análise de elementos críticos, foram selecionados um ponto no topo, três pontos na parede e um ponto no piso da caverna para monitoramento durante os 30 anos simulados nos modelos.

Foi selecionado o elemento localizado a 3 metros da borda da caverna, ilustrado na Figura 37 e comparados as curvas temporais expostas na Figura 38. A escolha desse elemento se dá, pois é sabido que as concentrações de tensão se dão geralmente na quina entre o teto e a parede da caverna e no intuito de estudar o efeito do fluido confinado com o mínimo de interferências possível, foi escolhido um elemento longe dessa zona crítica. Além disso, é nessa região onde o deslocamento vertical do teto da caverna é maior. Pode-se observar por meio das curvas temporais que apesar da pressão diminuir mais rapidamente no modelo com fluido, após o efeito contínuo da fluência, o fluido confinado gera uma pressão contrária a esse movimento o que dá origem a valores maiores de pressão no teto da caverna no fim da simulação. No modelo estudado, observa-se um alívio de pressão, o que faz o Fator de Segurança no modelo com fluido ser maior. Contudo, se o valor dessa pressão ultrapassar a tensão da rocha no teto da caverna, pode-se ter a ruptura do teto. Caso isso ocorra, deve-se aliviar a pressão no interior da caverna liberando o gás contido nela.

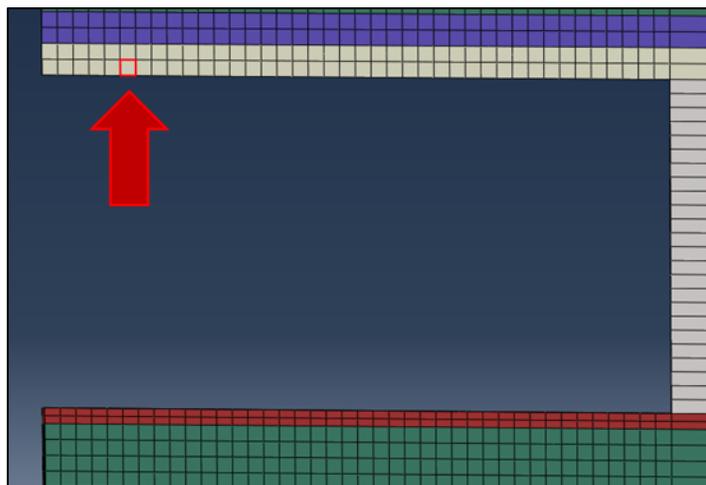


Figura 44: Elemento analisado no teto da caverna simulada

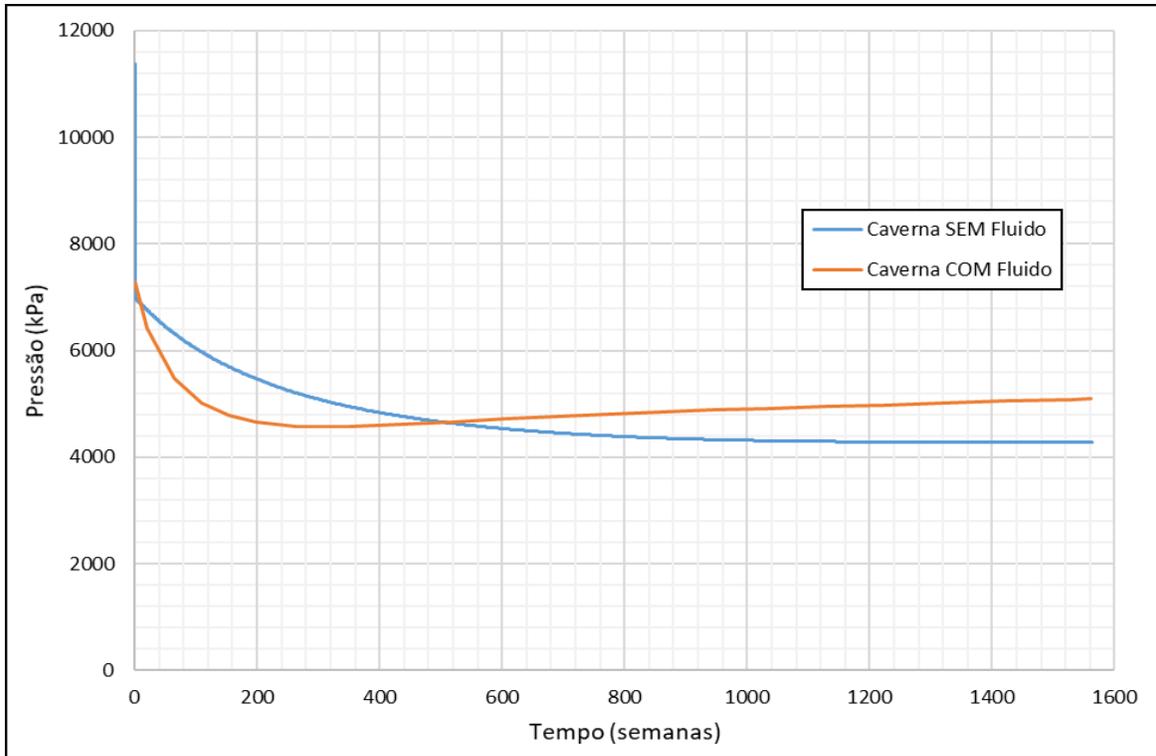


Figura 45: Comparação da pressão pelo tempo no topo da caverna

Já na parede da caverna são selecionados 3 elementos, como ilustrado na Figura 39, que são correspondentes às alturas de 33%, 50% e 66% da altura total da caverna. A partir dos elementos selecionados foram traçadas curvas temporais, expostas nas Figura 40, 41 e 42, para comparação. Desta vez, foram traçadas curvas da tensão efetiva nos elementos da parede, variável que é utilizada para o cálculo do critério de falha de Mohr Coulomb.

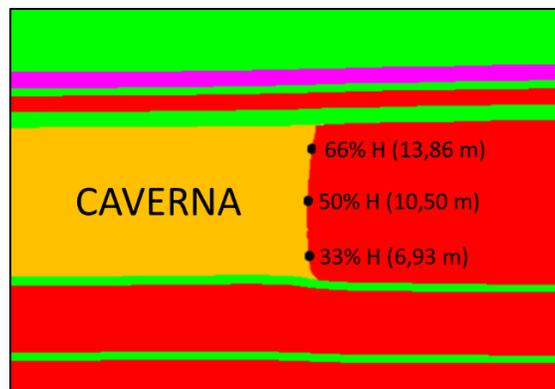


Figura 46: Esquema de elementos analisados na parede da caverna simulada

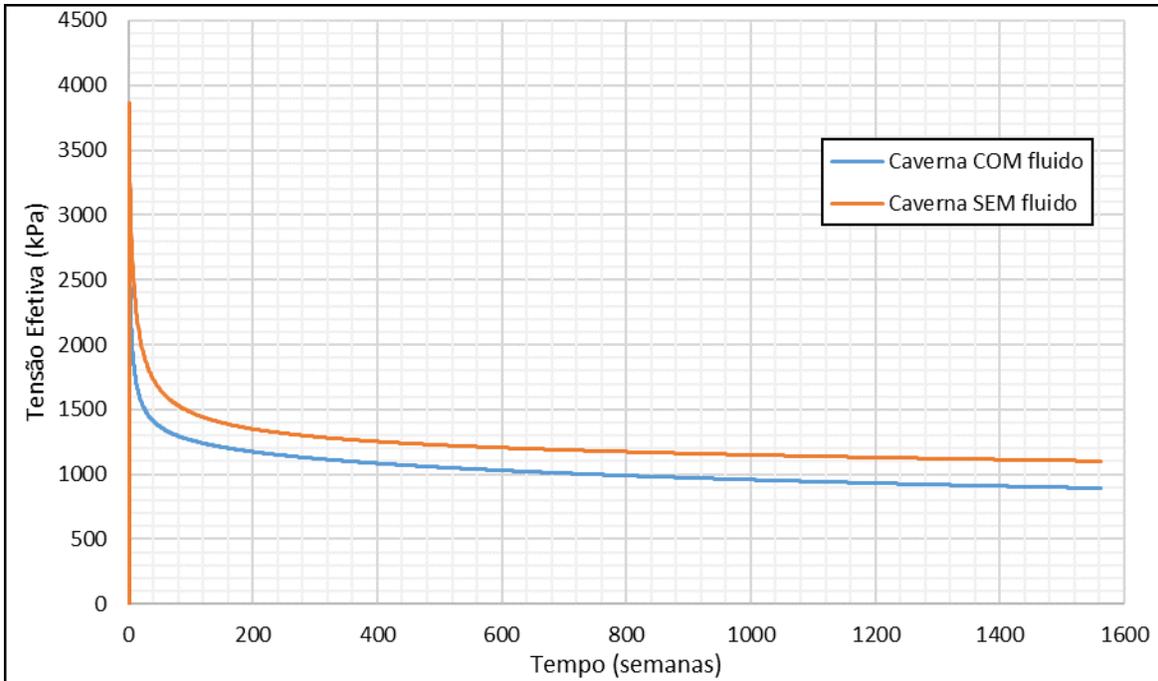


Figura 47: Comparação de tensão efetiva pelo tempo no elemento de 66% H na parede da caverna

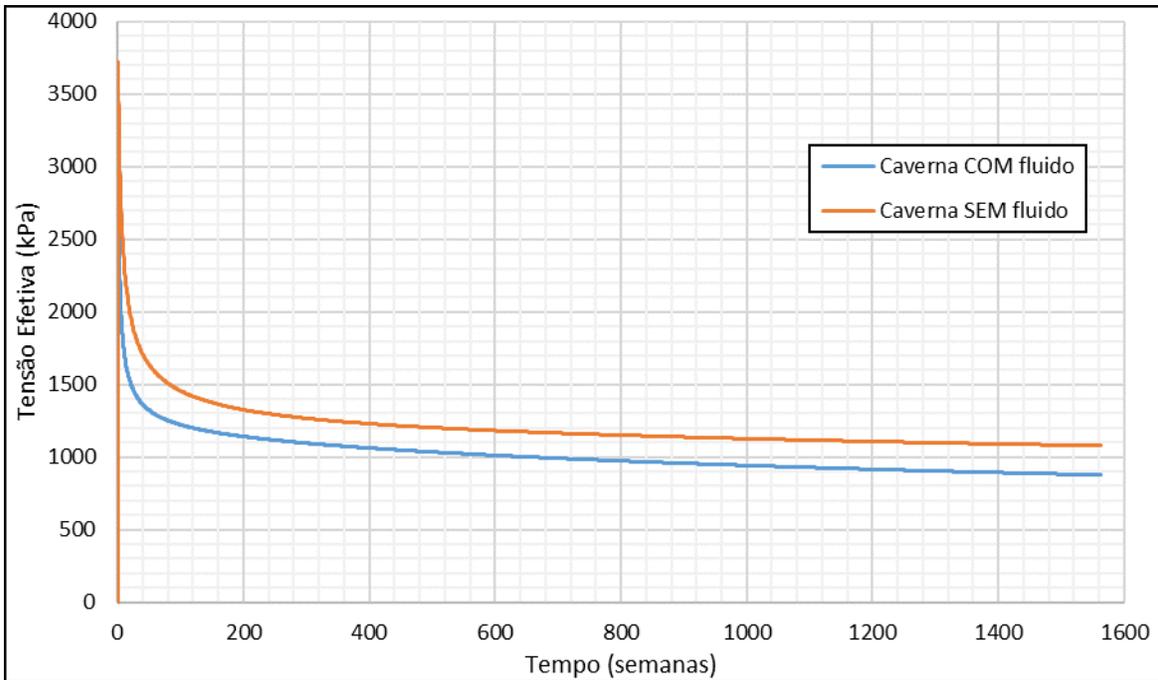


Figura 48: Comparação da tensão efetiva pelo tempo no elemento de 50% H na parede da caverna

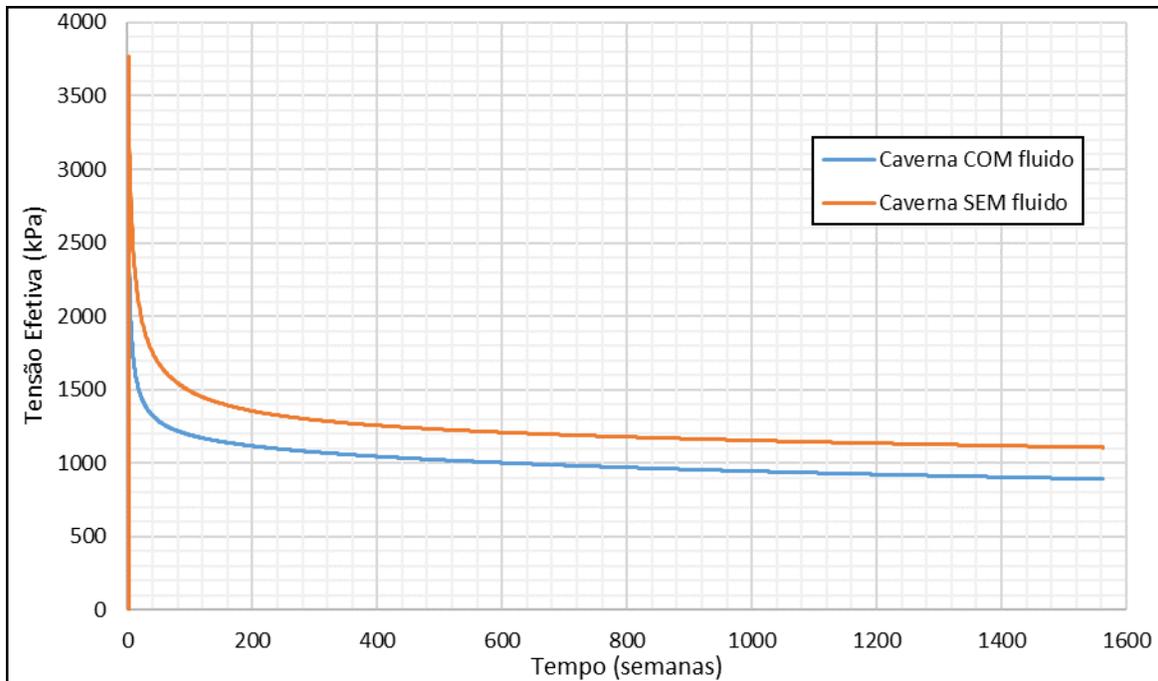


Figura 49: Comparação da tensão efetiva pelo tempo no elemento de 33% H na parede da caverna

Pode-se observar por meio das curvas temporais que as tensões efetivas nos elementos da parede são maiores no modelo com fluido, devido ao efeito do fluido confinado na caverna. Os valores são maiores no ponto mais próximo ao topo, o que era esperado devido a concentração de tensões na quina entre o teto e a parede, como mostra a Tabela 4. Essa concentração de tensões comprime o fluido confinado que por sua vez gera uma reação na estrutura da caverna.

Tabela 4: Tabela de diferenças percentuais de pressão na parede da caverna

Elemento	Diferença percentual
33% H	24%
50% H	23%
66% H	23%

Finalmente ao analisar o piso da caverna, foi selecionado um elemento a 2 metros da borda da caverna, ilustrado na Figura 43. A escolha desse elemento se dá pois é

sabido que as concentrações de tensão se dão geralmente na quina entre o piso e a parede da caverna e no intuito de estudar o efeito do fluido confinado com o mínimo de interferências possível, foi escolhido um elemento longe dessa zona crítica. Foram plotadas curvas temporais nesse elemento para cada modelo, expostas na Figura 44.

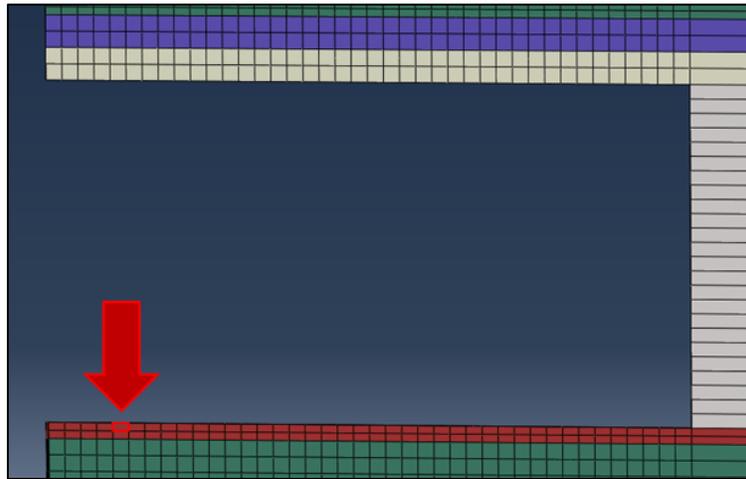


Figura 50: Elemento analisado no piso da caverna simulada

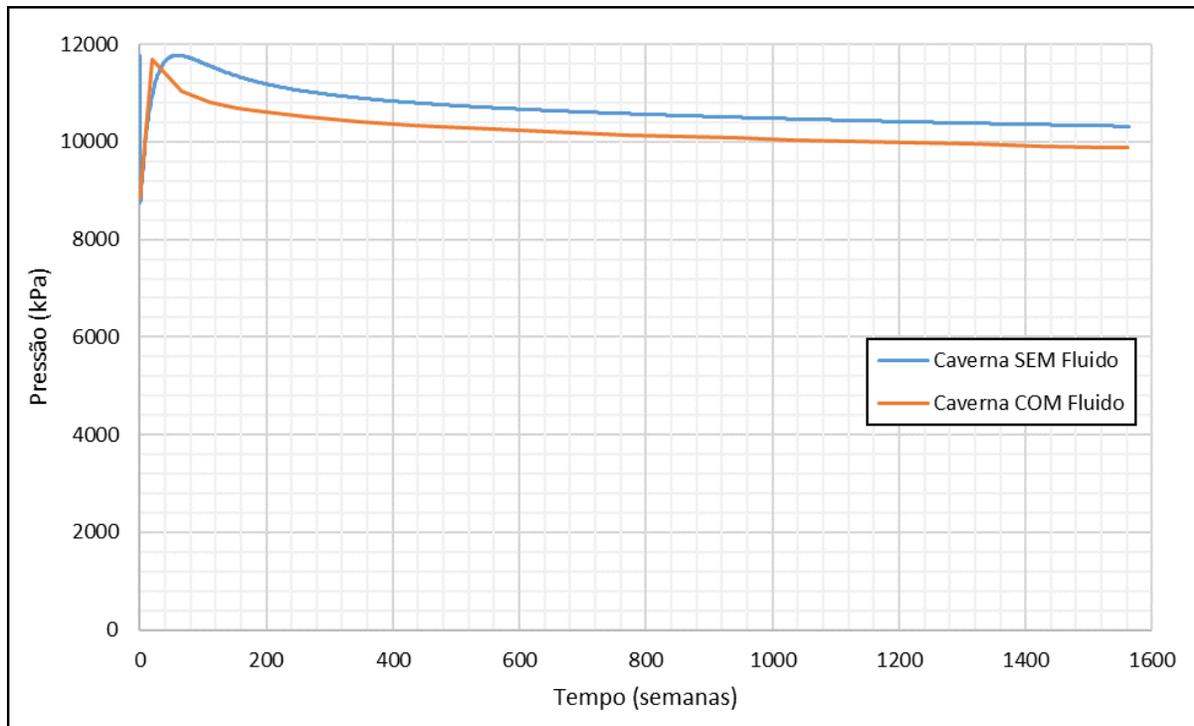


Figura 51: Comparação de pressão pelo tempo no piso da caverna

Com tais resultados é possível observar que as curvas são bem semelhantes em sua forma, porém no modelo com fluido a pressão é levemente aliviada devido ao efeito do fluido confinado. Isso acontece, pois, o efeito do fluido confinado alivia as pressões aplicadas no piso da caverna. A Figura 45 mostra o aumento de pressão no interior da caverna ao longo do tempo.

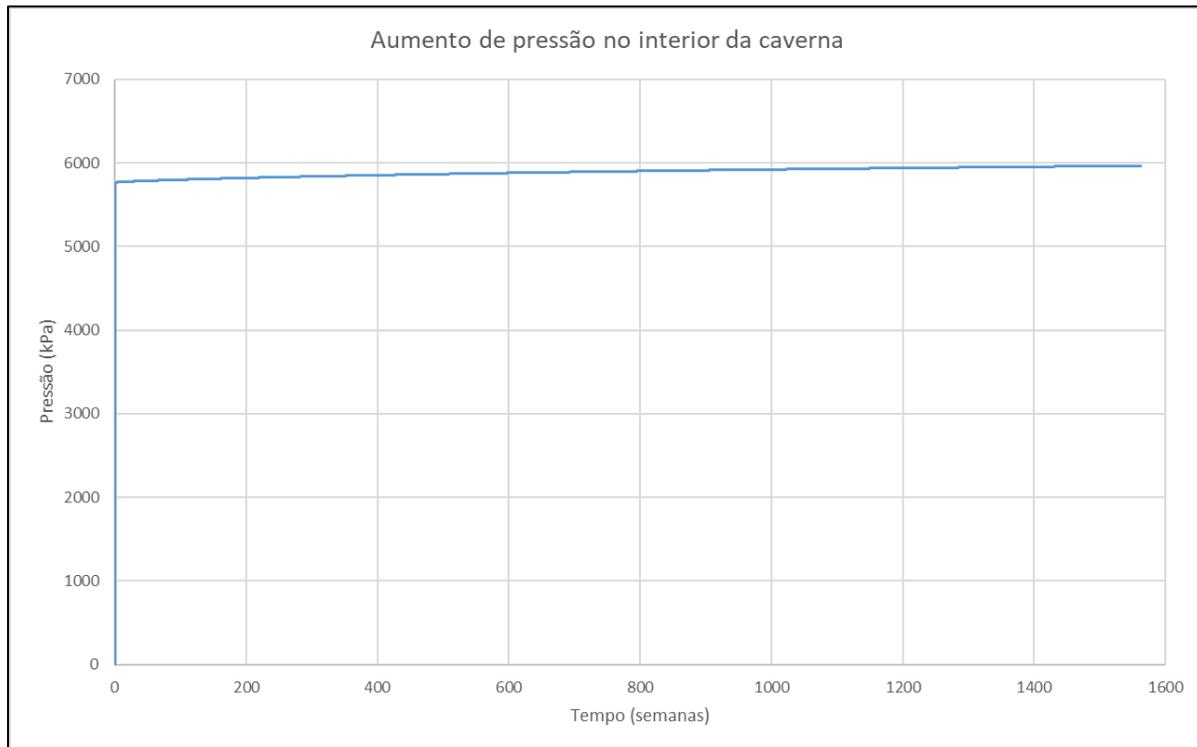


Figura 52: Comparação de pressão pelo tempo no interior da caverna

A seguir são apresentadas as conclusões obtidas durante todas as análises feitas no presente trabalho, e propostas ideias para trabalhos futuros com o objetivo de entender melhor os efeitos estudados no presente trabalho.

5. Conclusão e recomendações

O programa comercial obteve êxito na simulação do problema de APB utilizando a metodologia comprovada por Poiate *et al.* (2016). Além disso, os efeitos de variação de temperatura na etapa de perfuração configuram a dinâmica do problema, porém não geraram grandes diferenças no resultado final da simulação no modelo estudado.

O efeito do fluido confinado, apesar de não ser tão discutido em cavernas salinas, também se mostra presente e significativo nestes casos. No caso estudado, o aumento da tensão efetiva na caverna pode variar em até 24% na parede, quando comparados os dois modelos, o que foi considerado significativo. Entretanto, apesar do aumento na pressão na maioria dos pontos críticos, as tensões críticas no contorno da caverna se mostram menores considerando os efeitos do fluido confinado. Esse efeito observado pode ser explicado pela estabilidade garantida pelo efeito da reação a compressão do gás presente da caverna. Os resultados obtidos indicam a necessidade de um estudo mais aprofundado sobre este efeito em cavernas salinas. Recomenda-se que, para estudos futuros, sejam simulados diferentes fluidos para compreender melhor a natureza e a real influência do efeito do fluido confinado em cavernas salinas.

Apesar da solução de engenharia utilizada, os resultados obtidos foram considerados conservadores em razão das simplificações adotadas na solução de engenharia. Em trabalhos futuros, recomenda-se que sejam construídos modelos considerando-se a natureza específica do cenário bem como se utilizando do efeito acoplado termo-hidro-mecânico do fluido confinado. Isso engloba que seja considerada a variação de temperatura na parede interna da caverna devido a Compressão/Descompressão, a atualização das propriedades de fluência da rocha salina deve ser prevista e o fator de compressibilidade e o módulo de elasticidade volumétrico para o fluido confinado como em Servin *et al.* (2015). Além disso, é recomendado que seja feito um estudo de caso da operação plena de uma caverna salina funcionando como reservatório, pressupondo ciclos de carga relativos a entrada e saída de fluido.

Referências

A camada pré-sal – Histórico, importância e curiosidades – Estudo Prático. Disponível em: <<https://www.estudopratico.com.br/a-camada-pre-sal//>>. Acessado em: 08/10/2018.

ADAMS, A.J., 1991. How to Design for Annulus Fluid Heat-up. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX. SPE-22871-MS.

AHMAD, M., CHANDRAKER, D. K., HEWITT, G. F., 2013. Phenomenological Modeling of Critical Heat Flux: The GRAMP Code and Its Validation. Nuclear Engineering and Design, Vol. 254, p.280–290.

AHMADUM, F., PENDASHTEH, A., ABDULLAH, L.C., BIAK, D.R.A., MADAENI, S.S. e ABIDIN, Z.Z., 2009. Review of Technologies for Oil and Gas Produced Water Treatment. Journal of Hazardous Materials, Vol. 170, p. 530-551.

ALVES, I.N., ALHANATI, F.J.S. e SHOHAM, O., 1992. A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines. SPE Production Engineering, Vol. 7, p. 363-367.

ANP, 2018. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acessado em: 28/10/2018.

AZZOLA, J.H, TSELEPIDAKIS, D.P. e PATTILLO, P.D., 2007. Application of Vacuum-Insulated Tubing to Mitigate Annular Pressure Buildup. SPE Drilling and Completion, Vol. 22, p. 26-29.

BEGGS, H.D. e BRILL, J.P., 1973. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. Journal of Petroleum Technology, Vol. 25, p. 607-617.

BIRD, J.M., 1954. Interpretation of Temperature Logs in Water-and-Gas Injection Wells and Gas Producing Wells. American Petroleum Institute, p. 187-195.

BP, 2016. BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energyeconomics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>. Acessado em: 24/10/2018.

BRADFORD, D.W., GIBSON, D.H., GOSCH, S.W., PATTILLO, P.D., SHARP, J.W. e TAYLOR, C.E., 2002. Marlin Failure Analysis and Redesign: Part 1, Description of Failure. SPE Drilling Conference, Dallas, TX. SPE-88814-PA.

CHENG, W.L., HUANG, Y.H., LU, D.T. e YIN, H.R., 2011. A Novel Analytical Transient Heat Conduction Time Function for Heat Transfer in Steam Injection Wells Considering the Wellbore Heat Capacity. Energy, Vol. 36, p. 4080-4088.

CHIU, K. e THAKUR, S.C., 1991. Modeling of Wellbore Heat Losses in Directional Wells Under Changing Injection Conditions. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX. SPE-22870-MS.

CONFORT, M. J. (2006). Estocagem Geologica de Gas Natural e seus Aspectos Tecnicos e Regulatorios Internacionais, Dissertacao de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ - Escola de Quimica.

COPPE, 2014. História do Petróleo. MBP - COPPE/UFRJ. Disponível em: <<http://www.petroleo.coppe.ufrj.br/historia-do-petroleo/>>.

COSTA, A., POIATE, E. J., FALCÃO, J. L., AMARAL, C. S., 2006. Previsão Numérica da Estabilidade do Poço 1-Rjs-628-A (Lead Tupi - Bloco Bm-S-11) Durante a Travessia dos Evaporitos - Dimensionamento do Fluido de Perfuração, Análise

Estrutural dos Revestimentos e Estudos de Estratégias de Perfuração, RT MC N° 070/2006.

COSTA, A. (2010). Geomechanics applied to the well design through salt layers in Brazil: A history of success, 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th Us-Canada Rock Mechanics Symposium.

COSTA, A. M., AMARAL, C. S., POIATE, E. J., PEREIRA, A. M., MARTHA, L. F., GATTASS, M., & ROEHL, D. M., 2012. Underground Storage of Natural Gas and CO₂ in Salt Caverns in Deep and Ultra-deep Water Offshore Brazil. pp. 1659-1664, London: Taylor & Francis Group.

EHGARTNER, B., 1994. Long-Term Sealing Analyses For US Strategic Petroleum Reserve (SPR) Caverns. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico. SAND92-2891.

ELLIS, R.C., FRITCHIE, D.G., GIBSON, D.H., GOSCH, S.W. e PATTILLO, P.D., 2002. Marlin Failure Analysis and Redesign, Part 2 – Redesign. SPE Drilling Conference, Dallas, TX. SPE-88838-PA. EPE, 2016.

FERREIRA, M.V.D, SANTOS, A.R., VANZAN, V., 2012. Thermal Insulated Tubing Application to Prevent Annuls Pressure Buildup in Brazil Offshore Fields. SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galvestone, TX. SPE-151044-MS

FERREIRA, M.V.D, 2017. Estudo Termo-Estrutural de Poços Equipados com VIT. Tese de Doutorado (ainda não apresentada), UFSC, Florianópolis, SC.

GasNet - O Site do Gás Natural e GNV). Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/gasnatural/gas_completo.asp#gas1>. Acessado em: 20/10/2018.

GOETHE, Johann. MODELAGEM MATEMÁTICA DO AUMENTO DE PRESSÃO NOS ANULARES (APB) EM POÇOS DE PETRÓLEO. 2017. 166 p. Dissertação (Mestre em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2017.

GOSCH, S.W., HORNE, D.J. e PATTILLO, P.D., 2002. Marlin Failure Analysis and Redesign: Part 3 – VIT Completion With Real-Time Monitoring. SPE Drilling Conference, Dallas, TX. SPE-74530-MS.

GT/SINEC - Ministério de Minas e Energia. 2017. Relatório de Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis. MME/ANP/EPE/Petrobras. Brasília, DF.

HAFEMANN, T.E., 2015. Modelagem do Escoamento Multifásico e Transferência de Calor em Poços do Pré-Sal para a Estimativa do APB (Annular Pressure Buildup). Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, SC.

HALAL, A.S. e MITCHELL, R.F., 1994. Casing Design of Trapped Annular Pressure Buildup. SPE Drilling and Completion, Vol. 9, p. 107-114.

HASAN, A.R. e KABIR, C.S., 1991. Heat Transfer During Two-Phase Flow in Wellbores: Part I – Formation Temperature. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX. SPE-22866-MS.

HASAN, A.R. e KABIR, C.S., 1994. Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow. SPE Production and Facilities. Vol. 9, p. 211-216.

HASAN, A.R., IZGEA, B. e KABIR, C.S., 2010. Sustaining Production by Managing Annular-Pressure Buildup. SPE Production and Operation, Vol. 25, p. 195-203.

HASAN, A.R. e KABIR, C.S, 2012. Wellbore Heat Transfer Modeling and Application. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 86-87, p. 127-136.

HOLMAN, J.P., 1981. Heat Transfer. McGraw-Hill Inc.

INCROPERA, F.P.; DEWITT, D.P.; BERGMAN, T.L.; LAVINE, A.S. Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa 6ªEd. LTC, 2008.

LAMBE, T. W. & Whitman, R. V. 1969. Soil Mechanics. New York, John Wiley & Sons.

LESEM, L.B., GREYTOK, F., e MAROTTA, F., 1957. A Method of Calculating the Distribution of Temperature in Flowing Gas Wells. Petroleum Transactions, AIME, Vol. 210, p. 169-176.

Liquefied Natural Gas - Department of Energy. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/LNG_primerupd.pdf>. Acessado em: 20/10/2018.

LI, D., KUMAR, K. e MOHANTY, K.K., 2003. Compositional Simulation of WAG Process for Viscous Oil. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO.

MARTHA, L. F., CELLES, W.,NASCIMENTO, A. S., TEOFILO, F., MARQUES, R., ESPINHA, R., 2017. Modelagem e Visualização para estudo Geomecânico em processos de estocagem de óleo e gás em cavernas de sal. Relatório Técnico Parcial.

MITCHELL, R.F. e WEDELICH, H.F. III, 1989. Prediction of Downhole Temperatures Can Be Key for Optimal Wellbore Design. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma. SPE-18900-MS.

MOE, B. e ERPELDING, P., 2000. Annular Pressure Buildup: What Is It and What To Do About It. World Oil Deepwater Technology Supplement, August: p 21–23.

MUNSON, D. E., & Wawersik, W. R. (1991, January 1). Constitutive Modeling of Salt Behavior - State of the Technology. International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering.

NAYAK, G. C. & ZIENKIEWICZ, O. C. Elasto-plastic stress analysis. A generalization for various constitutive relations including strain softening. International Journal for Numerical Methods in Engineering, v. 5, pp. 113-135, 1972.

NIAN, Y.L., CHENG, W.L., LI, T.T. e WANG, C.L., 2014. Study on the Effect of Wellbore Heat Capacity on Steam Injection Well Heat Loss. Applied Thermal Engineering, Vol. 70, p. 763-769.

OUDEMAN, P. e BACARREZA, L.J., 1995. Field Trial Results of Annular Pressure Behavior in a HP/HT Well. SPE Drilling and Completion, Vol. 10, p. 84-88.

PATTILLO, P.D., SATHUVALLI, U.B., RAHMAN, S.M., PREWETT, H.H., CARMICHAEL, S.P. e WYDRINSKI, R., 2007. Mad Dog Slot W1 Tubing Deformation Failure Analysis. Annual Technical Conference, Anaheim, California. SPE-109882-MS

PAYNE, G.A., PALMER, C.M., BRILL, J.P. e BEGGS, H.D., 1979. Evaluation of Inclines Pipe Two-Phase Liquid Holdup and Pressure-Loss Correlations Using Experimental Data. Journal of Petroleum Technology, Vol. 31, p. 1198-1208.

PELIANO, S.V., 2015. Mitigação de APB pelo Método da Sapata Aberta. Monografia de Graduação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ.

PETROSKY, G.E. Jr. e FARSHAD, F.F., 1993. Pressure Volume Temperature Correlation for the Gulf of Mexico. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. SPE-26644-MS.

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

POIATE, E. J., 2016. Modelagem numérica do crescimento de pressão em Anular confinado E dos efeitos da perda de contenção do Revestimento frente às camadas de sal, CT TEO N° 022 / 2016.

POURAFSHARY, P., 2007. A Coupled Wellbore/Reservoir Simulator to Model Multiphase Flow and Temperature Distribution. Tese de Doutorado, Universidade do Texas em Austin.

POURAFSHARY, P., VARAVEI, A., SEPEHRNOORI, K. e PODIO, A.L., 2009. A Compositional Wellbore/Reservoir Simulator to Model Multiphase Flow and Temperature Distribution. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 69, p. 40-52.

RAMEY, Jr. H.J., 1962. Wellbore Heat Transmission. Journal of Petroleum Technology, Vol. 14, p. 427-435.

SAGAR, R., DOTY, D.R., e SCHMIDT, Z., 1991. Prediction Temperatures in a Flowing Well. SPE Production Engineering, Vol. 6, p. 441-448.

SANTOS, H. L., ROCHA, J. S., FERREIRA, M. V., LIMA, V., SOUZA, C. O., BORGES, A., & SILVA, E. C. (2015, October 27). APB Mitigation Techniques and Design Procedure. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/26294-MS

SATTER, A., 1965. Heat Loss During Flow of Steam Down a Wellbore. *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 17, p. 845-851.

SATHUVALLI, U.B., PAYNE, M.L., PATTILLO, P.D., RAHMAN, S. e SURYANARAYANA, P.V., 2005. Development of a Screening System to Identify Deepwater Wells at Risk for Annular Pressure Build-up. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. SPE-92594-MS.

SCHLUMBERGER, M., DOLL, H.G, e PEREBINOSSOFF, A.A., 1937. Temperature Measurement in Oil Wells. *Journal of the Institution of Petroleum Technologist*, Vol. 23, p. 1-25.

SERVIN, K. & ŚLIZOWSKI, J. & URBANCZYK, K. & NAGY, S., 2015. The influence of thermodynamic effects on gas storage cavern convergence. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 79. p.166-171.

SETZMANN, U., WAGNER, W., 1991. A New Equation of State and Tables of Thermodynamic Properties for Methane Covering the Range from the Melting Line to 625 K at Pressures up to 1000 MPa. Institut für Thermo- und Fluidodynamik, Ruhr-Universität Bochum, D-4630 Bochum, Federal Republic of Germany.

SINGH, P., WALKER, J., LEE, H.S., GHARFEH, S., Thomason, B. e BLUMER, D., 2006. An Application of Vacuum Insulation Tubing (VIT) for Wax Control in an Artic Environment. Offshore Technology Conference, Houston, TX. OTC-18316-MS

TAITEL, Y. e DUKLER, A.E., 1976. A Model for Prediction Flow Regime Transition in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow. *AIChE Journal*, Vol. 22, p. 47-55.

TIMOSHENKO, S.P. e GOODIER, J.N., 1970. *Theory of Elasticity*. McGraw-Hill Book Co. Inc., New York.

TISSOT, B.P e WELTE, D.H., 1978. Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration. SpringerVerlag Berlin Heidelberg.

U. S. Department of Energy (DoE). 2006. United States Department of Energy Carsbad Field Office. Disponível em: <<http://www.wipp.energy.gov>>. Acesso em: 05 novembro 2018

VAN SAMBEEK, L. L., 1992. Dilatancy of Rock Salt in Laboratory Tests. SMRI Meeting, Fall Meeting 1992, October 18-21, Houston, Texas.

WILLIAMSON, R., SANDERS, W., JAKABOSKY, T., SERIO, M. e GRIFFITH, J.E., 2003. Control of Contained-Annulus Fluid Pressure Buildup. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. SPE-79875-MS.

YIN, F. e GAO, D., 2014. Improved Calculation of Multiple Annuli Pressure Buildup in Subsea HPHT Wells. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, Thailand. SPE-170553-MS.