

Extração de hidrato de gás natural: uma simulação de um reservatório

Yago Morais Zocoli^{1*}, Luiz Altoe Padovan^{2*}, João Carlos Loss^{3*}

¹Aluno do curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Vila Velha – UVV, Campus Boa Vista, Vila Velha, ES

²Aluno do curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Vila Velha – UVV, Campus Boa Vista, Vila Velha, ES

³Professor do curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Vila Velha – UVV, Campus Boa Vista, Vila Velha, ES

*Autor para correspondência, e-mail: yago.z@hotmail.com

Resumo: Neste trabalho, foi realizado um estudo da aplicação do método de extração de despressurização em um reservatório de hidrato de gás natural. Foi utilizado um simulador, através de um método numérico unidimensional linearizado elaborado por Makogan, para avaliar os efeitos do processo de despressurização no reservatório, verificando se é possível extrair o gás natural do mesmo. Verificou-se, também, a influência da temperatura, pressão e permeabilidade na produção de gás natural. Quatro cenários de reservatório foram avaliados, variando em cada um deles a pressão inicial, a pressão do poço, a temperatura inicial e a permeabilidade. Os dados obtidos foram comparados entre si com o uso das curvas de pressão, temperatura e vazão de gás obtidas, concluindo-se que é possível extrair o gás natural do reservatório de hidrato. Além disso, foi observado que quanto menor as pressões do reservatório e do poço, maior a temperatura do reservatório e a permeabilidade maior será a vazão gás. Por fim, anotou-se que a frente de decomposição move-se mais rapidamente com uma permeabilidade maior e pressão do poço menor.

Palavras chave: hidrato, extração, produção, gás natural, reservatório.

1. Introdução

Hidratos de gás natural ou clatrato são sólidos cristalinos fisicamente semelhantes ao gelo, que são formados por água e moléculas de gás natural submetidas às altas pressões e baixas temperaturas.

Devido à formação dos hidratos de gás natural necessitar de ambientes com altas pressões, baixas temperaturas e um suprimento adequado de água e gás, este recurso só pode ser encontrado em dois ambientes no mundo, as regiões de *permafrost* em áreas polares e nas margens continentais de todos os oceanos.

Segundo Hidrato de gás natural é encontrado comumente dentro da zona de estabilidade de hidrato (GHSZ) que se entende próximo de uma superfície gelada na região de *permafrost* ou em sedimentos oceânicos, abaixo do leito marinho até uma profundidade que deixa instável o hidrato de gás natural. (KVENVOLDEN, apud MAX; JOHNSON, 2014, p. 191; YE, 2013).

A iniciativa do desenvolvimento dessa reserva energética vem particularmente de países com acesso limitado às reservas convencionais de hidrocarbonetos, uma vez que a exploração de hidrato ainda não é comercialmente viável e também pelos novos desafios acarretados pela mesma.

A exploração dos hidratos parte, portanto, da necessidade de desenvolvimento tecnológico, adaptação e criação de novos métodos de prospecção e produção, capazes de melhor identificar as reservas de hidratos e proporcionar a produção desse recurso de forma viável e segura.

Os hidratos de gás natural se mostram um excepcional recurso pelo fato que, deixando de lado suas aplicações como um recurso energético, existem pesquisas com o objetivo de investigar a utilização de hidrato como um recurso de água doce, uma vez que cada 1m³ de hidrato contém 0.8m³ de água doce. Os hidratos de gás natural ainda podem ser utilizados para um armazenamento e transporte seguro de gás natural, pois como gás natural liquefeito (GNL), que é o gás natural no estado líquido, os hidratos congelados podem ser transportados a longas distâncias sem o uso de gasodutos. (PANT, 2010).

Estima-se que a quantidade total de gás natural em hidratos de gás pelo mundo é muito superior a todas as reservas de gás natural convencional no mundo, fazendo assim com que os hidratos de gás natural sejam um recurso de grande potencial energético para o futuro.

2. Metodologia

A metodologia utilizada no desenvolvimento do trabalho constará de um esquema iterativo utilizando planilhas no MS Excel® da produção de gás natural pela decomposição de hidrato de metano em um reservatório, homogêneo e infinito, por despressurização através de um modelo matemático unidimensional linearizado proposto por Makogon (1997), no qual é considerado que o processo de derretimento do gelo é semelhante ao processo do mesmo em um sólido. Como também desconsiderando a liberação de água do hidrato e somente o gás é librado. Assim sendo possível realizar essa linearização.

Na planilha Excel são considerados diferentes dados de pressão do poço e temperatura do reservatório com o objetivo de avaliar as distribuições de temperatura e pressão na camada de hidrato de metano e na região de gás do reservatório. A distância da frente de decomposição em relação ao poço em função do tempo também é avaliada, e os efeitos da variação de permeabilidade também serão estudados.

A aplicação será feita através de um modelo matemático, o qual se baseia na equação da difusividade hidráulica. Para isso é considerado um modelo unidimensional para distribuição de pressão ao longo do reservatório dado por Makogon (1997), conforme a Eq. (1).

$$\frac{2\Phi_n\mu}{k_n} \frac{\partial P_n}{\partial t} = \frac{\partial^2 P_n^2}{\partial x^2} \quad (1)$$

onde μ é a viscosidade do gás, k_n é a permeabilidade do gás na zona 1 ou 2, P_n é a pressões na zona 1 ou 2, conforme apresentado na Fig. 1. A Eq. 1 é dividida em duas regiões diferentes do reservatório. Uma região $n=1$, onde $0 < x < l(t)$, correspondendo à região compreendida entre o poço e a frente de decomposição de hidrato ($l(t)$), e outra $n=2$, onde $l(t) < x < \infty$, correspondendo à região compreendida entre a frente de dissociação de hidrato ($l(t)$) onde o reservatório que não sofreu perturbação. Em outras palavras, a região $n=1$, pode ser compreendida como zona 1 do reservatório, que também pode ser chamada de zona de gás do reservatório, pois é onde ocorre a dissociação do hidrato. A região $n=2$, também pode ser compreendida como zona 2 do reservatório, que será chamada de zona de hidrato do reservatório, pois é onde ainda não ocorreu a dissociação do mesmo.

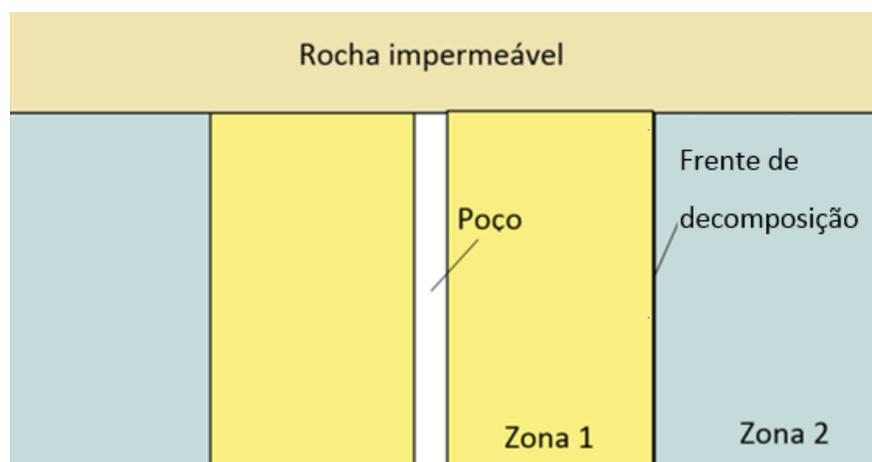


Figura 1. Representação de um reservatório de hidrato.

Inicialmente, fazendo-se uso dos valores de saturação da camada de hidrato, nomeado de β , e do conteúdo de água nos poros, α , as Eq. (2) e Eq. (3) são utilizadas para se calcular o conteúdo de gás livre nas duas zonas do reservatório.

$$\Phi_1 = (1 - \alpha)\Phi \quad (2)$$

$$\Phi_2 = (1 - \beta)\Phi \quad (3)$$

Com os resultados das Eq. (2) e Eq. (3), e dos valores de pressão do poço e pressão do reservatório, é possível calcular as constantes dadas pelas Eq. (4) a Eq. (27), necessárias para a utilização do esquema iterativo. Seguindo uma ordem sequencial, onde o cálculo de uma constante possibilita o cálculo da próxima, as equações usadas são:

$$\chi_1 = \frac{k_1 P_G}{\Phi(1 - \alpha)\mu} \quad (4)$$

$$\chi_2 = \frac{k_2 P_e}{\Phi(1 - \beta)\mu} \quad (5)$$

$$\lambda_1 = \frac{x}{2\sqrt{\chi_1 t}} \quad (6)$$

$$\lambda_2 = \frac{x}{2\sqrt{\chi_2 t}} \quad (7)$$

$$\alpha_1 = \sqrt{\frac{\gamma}{4\chi_1}} \quad (8)$$

$$\alpha_2 = \sqrt{\frac{\gamma}{4\chi_2}} \quad (9)$$

$$\operatorname{erf}(\alpha_1) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\alpha_1} e^{-\eta^2} d\eta \quad (10)$$

$$\operatorname{erfc}(\alpha_1) = 1 - \operatorname{erf}(\alpha_1) \quad (11)$$

$$\operatorname{erf}(\alpha_2) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\alpha_2} e^{-\eta^2} d\eta \quad (12)$$

$$\operatorname{erfc}(\alpha_2) = 1 - \operatorname{erf}(\alpha_2) \quad (13)$$

$$\operatorname{erf}(\lambda_1) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\lambda_1} e^{-\eta^2} d\eta \quad (14)$$

$$\operatorname{erfc}(\lambda_1) = 1 - \operatorname{erf}(\lambda_1) \quad (15)$$

$$\operatorname{erf}(\lambda_2) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\lambda_2} e^{-\eta^2} d\eta \quad (16)$$

$$\operatorname{erfc}(\lambda_2) = 1 - \operatorname{erf}(\lambda_2) \quad (17)$$

$$\Psi_1(\alpha_1) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\alpha_1} \frac{\eta e^{-\eta^2}}{\eta + C_1 e^{-\eta^2}} d\eta \quad (18)$$

$$\Psi_2(\alpha_2) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_{\alpha_2}^{\infty} \frac{\eta e^{-\eta^2}}{\eta + C_2 e^{-\eta^2}} d\eta \quad (19)$$

$$\Psi_1(\lambda_1) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\lambda_1} \frac{\eta e^{-\eta^2}}{\eta + C_1 e^{-\eta^2}} d\eta \quad (20)$$

$$\Psi_2(\lambda_2) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_{\lambda_2}^{\infty} \frac{\eta e^{-\eta^2}}{\eta + C_2 e^{-\eta^2}} d\eta \quad (21)$$

$$A_1 = \frac{1}{2} \frac{P_D^2 - P_G^2}{\operatorname{erf} \alpha_1} \frac{P_G}{P_D} \quad (22)$$

$$A_2 = \frac{1}{2} \frac{P_e^2 - P_D^2}{\operatorname{erf} \alpha_2} \frac{P_D}{P_D} \quad (23)$$

$$B_1 = \frac{\Phi_1 c_v}{c_1} \quad (24)$$

$$B_2 = \frac{\Phi_2 c_v}{c_2} \quad (25)$$

$$C_1 = \frac{P_D^2 - P_G^2}{P_G} \frac{c_v}{c_1} \frac{1}{2\sqrt{\pi} \operatorname{erf} \alpha_1} \frac{k_1}{\mu \chi_1} \quad (26)$$

$$C_2 = \frac{P_e^2 - P_D^2}{P_e} \frac{c_v}{c_2} \frac{1}{2\sqrt{\pi} \operatorname{erfc}(\alpha_2)} \frac{k_2}{\mu \chi_2} \quad (27)$$

Neste momento, todas as constantes necessárias já foram encontradas, e é possível dar-se início ao uso do sistema iterativo composto pelas Eq. (28) até a Eq. (37)

Primeiramente é utilizada a Eq. (28), que trata da temperatura de dissociação do hidrato na frente de decomposição T_D .

$$T_D = T_e + A_2 \delta \left[\operatorname{erfc}(\alpha_2) + \left(\frac{\eta}{\delta} B_2 - 1 \right) \Psi_2(\alpha_2) \right] \quad (28)$$

A relação entre T_D e a pressão de dissociação do hidrato P_D na frente de decomposição, em termos de equilíbrio de fases entre gás natural e hidrato é dada conforme a Eq. (29).

$$\log_{10} P_D = a(T_D - T_0) + b(T_D - T_0)^2 + c \quad (29)$$

Com os resultados de T_D e P_D , que são a pressão e temperatura de dissociação do hidrato na frente de decomposição, obtidos nas Eq. (28) e Eq. (29), é possível calcular os valores de T_D e P_D em qualquer ponto do reservatório. Para tal, são utilizadas as Eq. (30) a Eq. (33).

$$T_1 = T_D + A_1 \delta \left[\operatorname{erf} \lambda_1 - \operatorname{erf} \alpha_1 + \left(\frac{\eta}{\delta} B_1 - 1 \right) (\Psi_1(\lambda_1) - \Psi_1(\alpha_1)) \right] \quad (30)$$

$$T_2 = T_e + A_2 \delta \left[\operatorname{erfc}(\lambda_2) + \left(\frac{\eta}{\delta} B_2 - 1 \right) \Psi_2(\lambda_2) \right] \quad (31)$$

$$P_1^2 = P_G^2 - (P_G^2 - P_D^2) \frac{\operatorname{erf} \lambda_1}{\operatorname{erf} \alpha_1} \quad (32)$$

$$P_2^2 = P_e^2 - (P_e^2 - P_D^2) \frac{\operatorname{erfc} \lambda_2}{\operatorname{erfc} \alpha_2} \quad (33)$$

Para a avaliação da constante relacionada ao movimento da frente de decomposição γ , é utilizada a Eq. (34).

$$k_1 \frac{P_D^2 - P_G^2}{\sqrt{\pi \chi_1}} \frac{e^{-\alpha_1^2}}{\operatorname{erf} \alpha_1} - k_2 \frac{P_e^2 - P_D^2}{\sqrt{\pi \chi_2}} \frac{e^{-\alpha_2^2}}{\operatorname{erfc}(\alpha_2)} = A \sqrt{\gamma} \quad (34)$$

Onde A é dada pela Eq. (35),

$$A = \left[\varepsilon \beta \frac{\rho_3 P_0 T_D}{\rho_0 T_0} z - (\beta - \alpha) P_D \right] \Phi \mu \quad (35)$$

Com a constante relacionada ao movimento da frente de decomposição, e utilizando a Eq. (36), pode-se calcular em função do tempo, onde a frente de decomposição se encontra no reservatório, ou seja, como a frente de decomposição está se movendo pelo reservatório.

$$l(t) = \sqrt{\gamma t} \quad (36)$$

Por fim, a Eq. (37) é usada para calcular a vazão mássica de gás de metano por unidade de comprimento do poço.

$$Q = \frac{k_1}{\mu} \frac{\partial P_1(0, t)}{\partial x} = \frac{k_1}{\mu} \frac{P_D^2 - P_G^2}{P_G} \frac{1}{\operatorname{erf} \alpha_1} \frac{1}{2 \sqrt{\pi \chi_1 t}} \quad (37)$$

Portanto, realizando as iterações com o conjunto de equações apresentadas, o presente estudo visa a obtenção de valores de pressão e temperatura de dissociação de hidrato, a constante relacionada ao movimento da frente de decomposição e a vazão mássica de gás no reservatório, em relação a diferentes condições iniciais do reservatório, como forma de resposta a questões como:

Quais são os parâmetros que controlam a vazão mássica de gás no reservatório? Como as variações de pressão do poço e do reservatório afetam as condições de dissociação do hidrato? Além disso, qual o efeito da variação da temperatura no reservatório na produção de gás natural? Por último, gás natural pode ser produzido de hidratos utilizando-se o processo de despressurização?

3. Resultados e discussões

Inicialmente será utilizado as seguintes considerações, conforme a Tabela 1:

Tabela 1. Dados iniciais.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Constante empírica, 1/K	a	0,0342
Constante empírica, 1/K ²	b	0,0005
Constante empírica	c	6,4804
Capacidade volumétrica de calor do gás, J/K kg	c_v	3000
Capacidade de calor da zona 1, J/K kg	c_1	2400,2
Capacidade de calor da zona 2, J/K kg	c_2	1030,2
Permeabilidade do gás na zona 1, mD	k_1	12
Permeabilidade do gás na zona 2, mD	k_2	10
Compressibilidade do gás	z	0,88
Pressão atmosférica, Pa	P_0	$1,01 \times 10^5$
Pressão inicial do reservatório, MPa	P_e	15
Pressão do poço, MPa	P_G	2
Temperatura inicial do reservatório, K	T_e	280
Conteúdo de água nos poros	α	0,15
Saturação da camada de hidrato	β	0,19
Coefficiente de <i>throttling</i> do gás, K/Pa	δ	8×10^{-7}
Fração de gás contido no hidrato de metano	ε	0,129
Coefficiente adiabático do gás, K/Pa	η	$3,2 \times 10^{-6}$
Viscosidade do gás metano, Pa S	μ	$1,5 \times 10^{-6}$
Densidade do metano a condições atmosféricas, kg/m ³	ρ_0	0,706
Densidade do hidrato, kg/m ³	ρ_3	$0,91 \times 10^3$
Densidade da água, kg/m ³	ρ_w	$1,0 \times 10^3$
Porosidade	Φ	0,2

Além dos dados da Tabela 1, é considerado que no instante zero a frente de decomposição está no poço, ou seja, a distância entre o poço e a frente é zero. Como também, nesse momento não existe zona 1, somente zona 2. Assim definindo o comprimento da zona 1 como a distância entre a frente e o poço.

Em seguida, utilizando os dados iniciais listados anteriormente e as Eq. (2) a Eq. (37) na Metodologia, serão determinadas a pressão e temperatura de dissociação, a pressão e temperatura nas zonas 1 e 2, a distância da frente de decomposição em relação ao poço, a constante relacionada ao movimento da frente de decomposição e a taxa de produção de metano por unidade de comprimento do poço.

A partir da entrada de diferentes valores de distância e tempo, a planilha traça as curvas de temperatura, pressão e vazão mássica de metano

3.1. Caso 1

A Tabela 2 apresenta para as condições iniciais do reservatório, os valores de pressão de dissociação, temperatura de dissociação e da constante relacionada ao movimento da frente de dissociação (γ).

A partir dos dados encontrados para Pd e Td a primeira avaliação pode ser realizada, em que estes valores indicam as condições de pressão e temperatura na qual ocorre a dissociação da camada de hidrato. É importante ressaltar que Pd e Td são constantes para as condições do reservatório, e sua variação depende apenas de Pg, Pe e Te, e, portanto, para qualquer tempo e distância no reservatório, esses valores irão se manter fixos.

Tabela 2. Valores de pressão e temperatura de dissociação e parâmetro γ para uma pressão no poço de 2MPa e uma temperatura de reservatório de 280K.

Pe, Pa	Te, K	Pg, Pa	Pd, Pa	Td, K	γ , m ² /s
15,0E+06	280,00	2,00E+06	2,41E+06	268,97	0,00012

A partir da obtenção do parâmetro γ , a Tabela 3 apresenta a variação da posição da frente de dissociação com relação ao tempo e a constante relacionada ao seu movimento (i.e. γ).

Tabela 3. Variação da frente de decomposição com o tempo para uma pressão no poço de 2MPa e uma temperatura de reservatório de 280K.

Instante, d	l(t), m
30	17,63
60	24,94
90	30,54
120	35,27

A constante γ aliada ao tempo permite a avaliação da frente de decomposição. Conforme os dados da Tabela 3, pode-se observar que a frente de decomposição avança pelo reservatório, e, deste modo, o processo de dissociação da camada de hidrato está ocorrendo.

A Fig. 2 apresenta a variação com o tempo do fluxo de massa de gás pelo reservatório, para instantes de 30, 60, 90 e 120 dias.

Conforme apresentado pela Fig. 2, a vazão mássica de gás metano apresenta um maior valor na zona 1 do reservatório. Quando na frente de decomposição, a mesma se reduz drasticamente devido à queda de permeabilidade e à mudanças nas condições de pressão e temperatura do reservatório, ou seja, havendo uma resistência maior ao fluxo de gás. Observa-se que com o tempo a vazão diminui e a diferença de vazão entre as zonas também se comporta da mesma maneira.

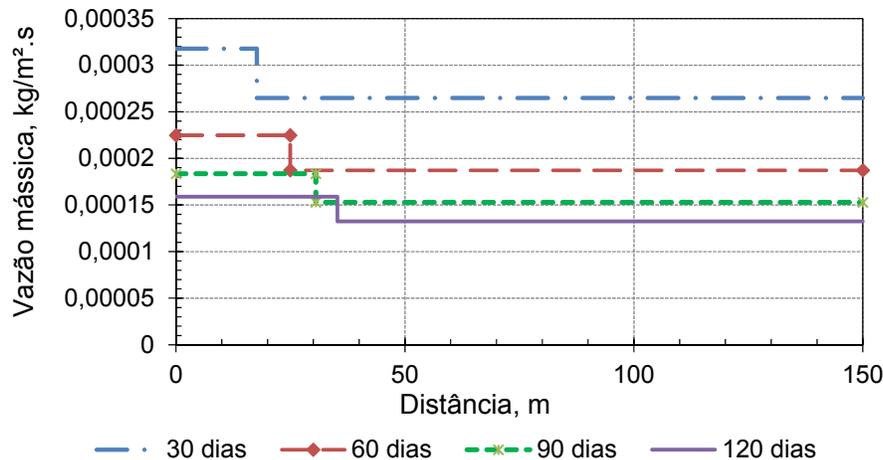


Figura 2. Vazão mássica de gás no reservatório para uma pressão no poço de 2MPa e uma temperatura de reservatório de 287K.

3.2. Caso 2

Nesta etapa os parâmetros de pressão inicial do reservatório e pressão do poço não sofrem variação, mantendo-se fixos até o fim das iterações. Em seguida foi realizada uma simulação considerando o valor inicial da temperatura do reservatório de 287K.

Após a mudança do parâmetro de temperatura do reservatório, a nova rodada de iterações obteve os seguintes resultados apresentados na Tabela 4 a seguir:

A partir da obtenção do parâmetro γ , a Tabela 5 apresenta a variação da posição da frente de dissociação em relação ao tempo e à constante relacionada ao seu movimento (i.e. γ).

Tabela 4. Valores de pressão e temperatura de dissociação e parâmetro γ para uma pressão no poço de 2MPa e uma temperatura de reservatório de 287K.

Pe, Pa	Te, K	Pg, Pa	Pd, Pa	Td, K	γ , m ² /s
1,50E+07	287,00	2,00E+06	4,21E+06	276,57	0,00125

Tabela 5. Variação da frente de decomposição com o tempo para uma pressão no poço de 2MPa e uma temperatura de reservatório de 287K.

Instante, d	l(t), m
30	56,92
60	80,49
90	98,59
120	113,84

A Fig. 3 apresenta a evolução com o tempo do fluxo de massa de gás pelo reservatório.

A mudança na temperatura do reservatório provoca alterações em suas condições de dissociação, apresentadas na Tabela 5. Essas mudanças influenciam diretamente na vazão mássica extraída do reservatório. O novo comportamento desse parâmetro é apresentado conforme a Fig. 3, no qual é possível observar, em relação a Fig. 2, um aumento de aproximadamente 2 vezes na vazão do reservatório. Isso ocorre devido ao fato de que, segundo o referencial teórico, o processo de dissociação é mais efetivo em reservatórios com maiores temperaturas.

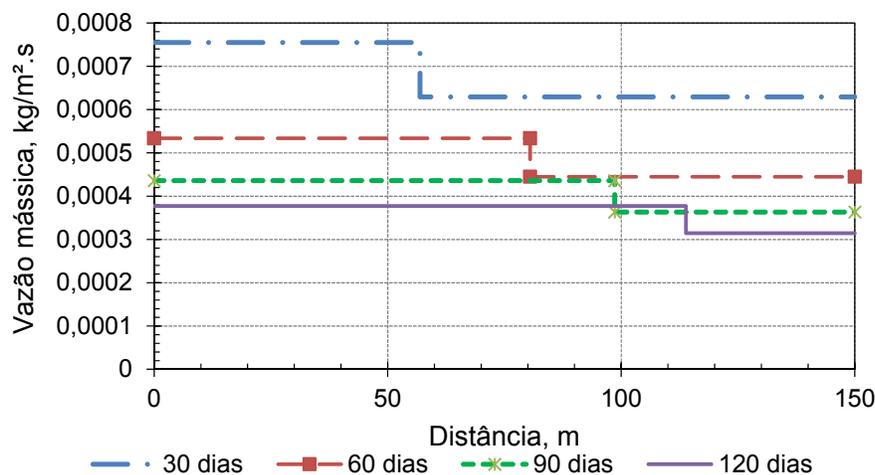


Figura 3. Vazão mássica de gás no reservatório para uma pressão no poço de 2MPa e uma temperatura de reservatório de 287K.

3.3. Caso 3

Os mesmos preceitos foram seguidos nesta etapa. O parâmetro de pressão inicial do reservatório não sofreu variação, mantendo-se fixo até o fim das iterações. Em seguida foi realizada uma simulação considerando o valor da temperatura inicial do reservatório de 287K e pressão do poço de 4 Mpa.

Após a alteração dos parâmetros de temperatura do reservatório e pressão do poço, a nova rodada de iterações obteve os seguintes resultados apresentados na Tabela 6:

Tabela 6. Valores de pressão e temperatura de dissociação e parâmetro γ para uma pressão no poço de 4MPa e uma temperatura de reservatório de 287K.

Pe, Pa	Te, K	Pg, Pa	Pd, Pa	Td, K	γ , m ² /s
1,50E+07	287,00	4,00E+06	4,38E+06	276,64	0,00019

A partir da obtenção do parâmetro γ , a Tabela 7 apresenta a variação da posição da frente de dissociação em relação ao tempo e à constante relacionada ao seu movimento (i.e γ).

Tabela 7. Variação da frente de decomposição com o tempo para uma pressão no poço de 4MPa e uma temperatura de reservatório de 287K.

Instante, d	l(t), m
30	22,19
60	27,88
90	34,15
120	39,43

Realizando um comparativo, a Tabela 7 indica que a frente de decomposição se encontra a aproximadamente 40 metros após 120 dias. Em comparação a um poço de 2 MPa de pressão, a frente de decomposição estaria a aproximadamente 114 metros nas mesmas condições conforme indicado na Tabela 5.

A Fig. 4 apresenta a evolução com o tempo do fluxo de massa de gás pelo reservatório. O principal ponto a ser observado é que quando há aumento de pressão no poço, a vazão reduz-se de modo diretamente a ele, fato que pode ser claramente observado comparando-se as Fig. 4 e Fig. 3. O principal fator relacionado a essa redução de vazão é o próprio método utilizado. O método de despressurização consiste na redução da pressão do poço e, portanto, quando menor for a pressão do poço melhores serão os resultados obtidos pelo método.

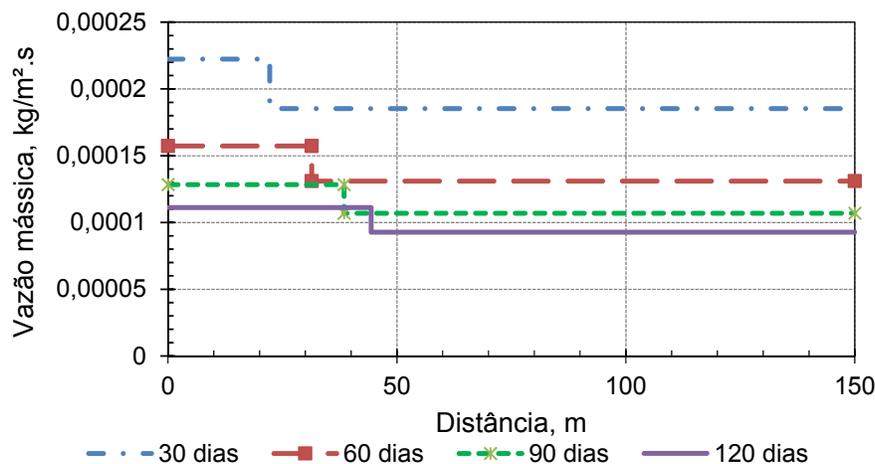


Figura 4. Vazão mássica de gás no reservatório para uma pressão no poço de 4MPa e uma temperatura de reservatório de 287K.

3.4. Caso 4

Os mesmos preceitos foram seguidos nesta etapa. Os parâmetros de pressão inicial do reservatório, pressão do poço e permeabilidade da zona 2 não sofreram variação, mantendo-se fixos até o fim das iterações. Em seguida, foi realizada uma simulação considerando a temperatura inicial do reservatório e permeabilidade da zona 1 de 287K e 120 mD.

Após a mudança dos parâmetros de temperatura do reservatório e permeabilidade da zona 1, a nova rodada de iterações obteve os seguintes resultados apresentados na Tabela 8 a seguir:

Tabela 8. Valores de pressão e temperatura de dissociação e parâmetro γ para uma pressão no poço de 2MPa, temperatura de reservatório de 287K e permeabilidade da zona 1 de 120 mD.

Pe, Pa	Te, K	Pg, Pa	k ₁ , mD	k ₂ , mD	Pd, Pa	Td, K	γ , m ² /s
1,50E+07	287,00	2,00E+06	120	10	4,21E+06	276,57	0,02061

A partir da obtenção do parâmetro γ , a Tabela 9 apresenta a variação da posição da frente de dissociação em relação ao tempo e a constante relacionada ao seu movimento (i.e γ).

Tabela 9. Variação da frente de decomposição com o tempo para uma pressão no poço de 2MPa, temperatura de reservatório de 287K e permeabilidade da zona 1 de 120 mD.

Instante, d	l(t), m
30	231,13
60	326,86
90	400,32
120	462,26

A Fig. 5 apresenta a evolução, com o tempo, do fluxo de massa de gás pelo reservatório. Analisando a mesma, nota-se que em relação a Fig. 4, a vazão de gás metano aumenta drasticamente como também a diferença entre as zonas. Além disso observa-se que a frente de decomposição se desloca consideravelmente com o aumento da permeabilidade. Novamente, com base no referencial teórico, o processo de despressurização é mais efetivo para maiores permeabilidades, fato que também pode ser comprovado avaliando-se a Eq. (36), onde é possível observar que a permeabilidade afeta diretamente no crescimento da vazão.

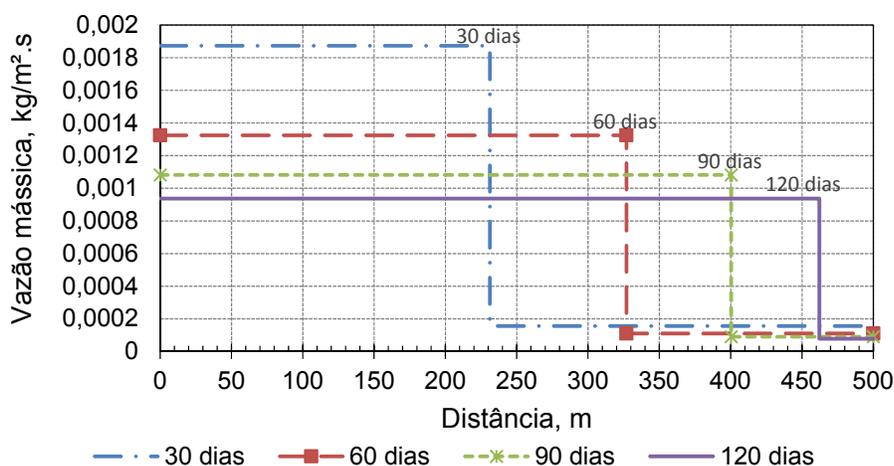


Figura 5. Vazão mássica de gás no reservatório para uma pressão no poço de 2MPa, uma temperatura de reservatório de 287K, e permeabilidade da zona 1 de 120 mD.

5. Conclusão

Sob condições favoráveis é possível a produção de gás natural a partir da despressurização de reservatórios de hidrato de gás natural.

As condições de pressão e temperatura do reservatório, assim como a pressão no poço, controlam a taxa de produção de gás. Quanto maior a temperatura e menor a pressão maior será a taxa de produção. Também foi observado que a vazão é sensível à permeabilidade.

Para um reservatório de hidrato de grandes dimensões (“infinito” e homogêneo) contendo gás natural, a pressão e temperatura de dissociação são fixas, e dependem apenas das condições do reservatório e pressão do poço.

Para pressão e temperatura do reservatório fixas, a frente de decomposição do hidrato move-se mais lentamente ao ponto que a pressão do poço aumenta.

Para as pressões do poço e do reservatório fixas, a frente de decomposição move-se mais rapidamente com o aumento da temperatura do reservatório.

A frente de decomposição se move mais rapidamente pelo reservatório quando as permeabilidades das zonas aumentam.

O método de despressurização apresenta melhores resultados em reservatórios cuja temperatura inicial está distante dos 0°C e também para maiores valores de permeabilidade. Com os dados obtidos foi constatado que os melhores resultados foram apresentados para o Caso 4, justamente o que foi considerado um maior valor de permeabilidade e uma maior temperatura inicial do reservatório, comprovando a parte teórica do processo de despressurização.

Referências bibliográficas

- KVENVOLDEN, K.A.; *Methane Hydrates – A Major Reservoir of Carbon in the Shallow Geosphere*. In.: MAX, MICHAEL D.; JOHNSON, Anthony H. *Hydrate Petroleum System Approach to Natural Gas Hydrate Exploration*. Petroleum Geoscience, Londres, Inglaterra, v.20, 2014, p.187-199, mar. 2014.
- MAKOGON, Y. F.; *Hydrates of hydrocarbons*. 1. ed. Tulsa, Estados Unidos da América. Penn Well Publishing Company, 1997.
- PANT, Himanshu. *Gas Hydrate: Challenges to Crack and Opportunities Awaiting*. In: International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, 2010, Hyderabad, India. Anais. Gandhinagar, Índia, School of Petroleum Technology, 2010, p. 141-148.
- YE, Yuguang. Properties of Natural Gas Hydrates. In.: YE, Yuguang; LIU, Changling. *Natural Gas Hydrates*. 1. ed. Berlin, Alemanha. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013