

Métodos para descontaminação numérica de gás condensado contaminado com fluido de perfuração base óleo

Numerical decontamination methods for gas condensate contaminated with oil-based drilling fluid

DOI:10.34117/bjdv8n3-051

Recebimento dos originais: 08/02/2022

Aceitação para publicação: 05/03/2022

Ana Paula Teixeira Santuzzi

Pós-graduação, cursando mestrado

Instituição : UFRJ

Endereço :Av. Horácio Macedo 2030 - Edifício do Centro de Tecnologia Bloco E -
Cidade Universitária da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ,
CEP:21941-909

E-mail: anapaula.abreu21@gmail.com / anasantuzzi@eq.ufrj.br

Sílvia Maria Zanini Sebrão

Doutorado

Instituição : UFRJ

Endereço :Av. Horácio Macedo 2030 - Edifício do Centro de Tecnologia Bloco E -
Cidade Universitária da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro -
RJ,CEP: 21941-909

E-mail: sebrao@eq.ufrj.br

Rogério Fernandes de Lacerda

Doutorado

Instituição : UFF

Endereço : Rua Passo da Pátria, 156, Campus da Praia Vermelha, São Domingos,
Niterói – RJ, CEP: 24210-240

E-mail: rogeriolacerda@id.uff.br

RESUMO

Obter composição e propriedades que retratem com precisão o fluido presente em um reservatório é de suma importância para a tomada de decisão e planejamento do desenvolvimento e produção dos poços de petróleo. Atualmente existem ferramentas para amostragem de fluido de reservatório em fundo de poço de alta tecnologia, que são capazes de identificar a contaminação com fluido de perfuração base óleo no momento da amostragem, evitando a coleta de amostra contaminada. Ainda assim, é possível que a contaminação ocorra e é necessário identificá-la em laboratório e quantificá-la, uma vez que influencia diretamente na composição e nas propriedades dos fluidos de reservatório, tais como: pressão de saturação, fator volume de formação, razão gás-óleo, densidade do óleo (STO), entre outras. Neste estudo, são apresentados e avaliados os principais métodos de descontaminação numérica de fluidos de reservatório, entre eles o gás condensado, contaminados com fluido de perfuração base óleo: método skimming e subtração. Os resultados obtidos demonstraram que o método de subtração é mais exato na identificação do nível de contaminação. Este método foi, então, avaliado através de

análise comparativa com dados da literatura publicados por três autores distintos: Gozalpour et al. (2002), Bon et al. (2017) e Pedersen et al. (2007). Nos três casos, os resultados de composição descontaminada foram muito similares aos dos autores, comprovando a reprodutibilidade e precisão do método.

Palavras-chave: análises pvt, gás condensado, contaminação com fluido base óleo, métodos de descontaminação numérica.

ABSTRACT

Obtaining composition and properties that accurately represent the fluid present in a reservoir is crucial for decision-making, also for oil wells development and production planning. There are currently high-tech downhole sampling tools capable to identify contamination with oil-based drilling fluid at the time of sampling, preventing the contaminated sample from being collected. Even so, the contamination may occur, and it is necessary to identify it in the laboratory and quantify it, since it directly influences the composition and properties of reservoir fluids, such as: saturation pressure, formation volume factor, gas-oil ratio, oil density (STO), among others. This study presents and evaluates the two main methods of numerical decontamination of reservoir fluids, including gas condensate, contaminated with oil-based drilling fluid: skimming and subtraction methods. The results obtained showed that the subtraction method is more accurate in identifying the level of contamination. This method was then evaluated through comparative analysis with literature published by three different authors: Gozalpour et al. (2002), Bon et al. (2017) e Pedersen et al. (2007). In all three cases, the results of the decontaminated composition were very similar to those obtained by the authors, proving the reproducibility and precision of the method.

Keywords: pvt analyses, gas condensate, oil-based fluid contamination, numerical decontamination methods.

1 INTRODUÇÃO

Obter composição e propriedades que retratem com precisão o fluido presente em um reservatório é de suma importância para a tomada de decisão e planejamento do desenvolvimento e produção dos poços de petróleo. Para tal é necessário que as amostras sejam representativas e que seja realizada uma verificação de qualidade eficaz nas mesmas.

A amostragem de um fluido de reservatório pode ser efetuada em fundo de poço utilizando-se ferramentas apropriadas, na cabeça do poço ou no separador de teste. Dentre as técnicas de verificação de qualidade de amostras de fundo de poço, destaca-se a investigação de contaminação por fluido de perfuração base óleo. Quando o reservatório é perfurado com fluido de base água, em geral não é necessário realizar esta investigação, uma vez que o fluido base água não é miscível ao fluido de reservatório.

O fluido de perfuração de base óleo, por sua vez, é amplamente utilizado na perfuração de poços de petróleo, uma vez que apresenta melhor inibição e excelente

performance no que se refere à lubricidade, tornando a perfuração mais rápida. Porém, observa-se grande probabilidade de contaminação no momento da amostragem do fluido de reservatório, especialmente quando não é realizado o condicionamento adequado do poço antes de efetuar a amostragem. O condicionamento é feito deixando o poço fluir até que as variações de pressão e temperatura sejam mínimas, desta forma garante-se que o fluido de reservatório é de fase única e, portanto, há maior probabilidade de que a amostra seja representativa.

Atualmente existem ferramentas de amostragem de alta tecnologia, que são capazes de identificar que tipo de fluido está sendo amostrado (óleo ou gás) e monitorar parâmetros como temperatura, pressão e resistividade no momento da amostragem, de forma que o fluido é coletado e descartado enquanto não apresenta propriedades satisfatórias e passa a ser coletado quando as propriedades estão de acordo com o esperado, diminuindo a chance de contaminação.

Ainda assim, é possível que a contaminação ocorra e é necessário identificá-la em laboratório e quantificá-la, uma vez que influencia diretamente na composição e nas propriedades dos fluidos de reservatório, tais como: pressão de saturação, fator volume de formação, razão gás-óleo, densidade do óleo (STO), entre outras.

Neste estudo serão apresentados os dois principais métodos de descontaminação numérica de fluidos de reservatório, entre eles o gás condensado, contaminados com fluido de perfuração base óleo: método *skimming* e subtração. Os resultados obtidos demonstraram que o método de subtração é mais exato, comparado ao de *skimming*. Por ser o método mais exato e mais utilizado atualmente, o método de subtração será avaliado com base nos resultados apresentados por três diferentes autores: Gozalpour et al. (2002), Bon et al. (2017) e Pedersen et al. (2007).

Vários autores, dentre eles Gozalpour et al. (2002) e Bon et al. (2017), já demonstraram que é possível realizar a descontaminação numericamente, porém a mesma produz resultados menos satisfatórios quando se trata de gás condensado, pois existe a possibilidade de condensação de componentes mais pesados do gás condensado no filtrado do fluido de perfuração e vaporização de componentes mais leves do filtrado no gás condensado, tornando a composição do fluido amostrado não representativa.

2 METODOLOGIA

2.1. MÉTODOS PARA DESCONTAMINAÇÃO DE FLUIDO DE RESERVATÓRIO CONTAMINADO COM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÓLEO

Não é possível remover fisicamente os componentes do fluido de perfuração da amostra de fluido de reservatório, então torna-se necessário removê-los numericamente para obter composição e propriedades PVT fidedignas.

Segundo Pedersen et al. (2007), é possível identificar que uma amostra de fluido de reservatório está contaminada com fluido de perfuração base óleo plotando-se o gráfico fração molar versus massa molecular das frações C7+. Os fluidos de perfuração base óleo apresentam, em sua maioria, hidrocarbonetos parafínicos compostos de C14-C18; desta forma, a composição de um fluido de reservatório contaminado com este tipo de fluido de perfuração apresentará picos no intervalo C14-C18.

Neste contexto, existem alguns métodos publicados na literatura, os dois principais são: o método de skimming e o de subtração. Segundo Gozalpour et al. (2002), estes métodos baseiam-se na hipótese de que existe um decaimento exponencial quando a fração molar dos componentes C8+ do óleo morto é plotada contra a massa molecular ou número de carbono dos mesmos em base semi-logarítmica. Neste estudo foram utilizados os valores de massa molecular das frações de petróleo publicados por Katz e Firoozabadi (1978).

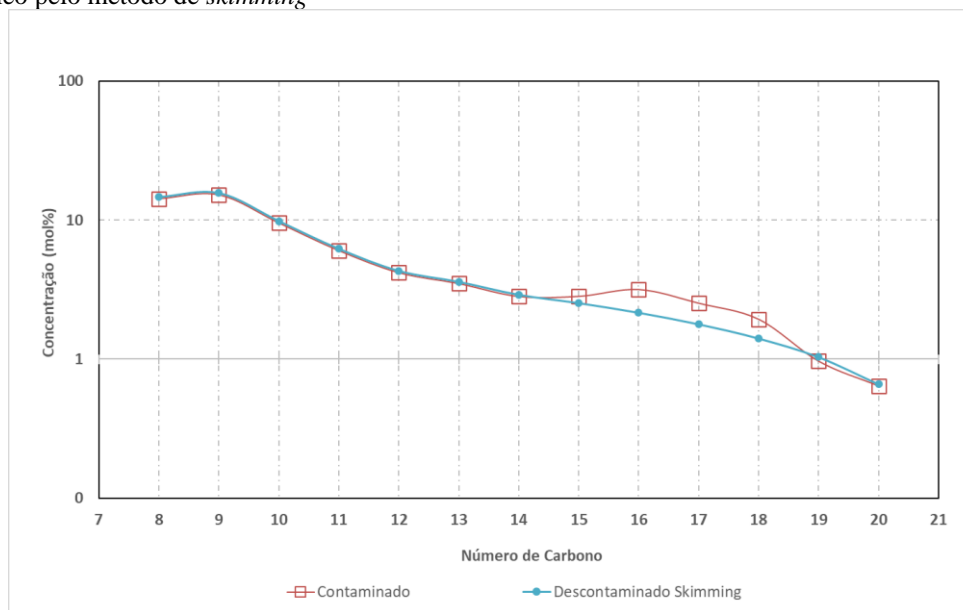
De acordo com Bon et al. (2017), estes métodos também assumem a hipótese de que o filtrado do fluido de perfuração é totalmente miscível e se dissolve completamente no fluido de reservatório.

2.1.1 Método Skimming

No método de skimming as frações molares dos componentes C8+ são plotadas contra as respectivas massas moleculares ou números de carbono em base semi-logarítmica. A curva gerada é ajustada até que fique mais próxima de uma reta, retirando-se parte dos componentes que se encontram fora da reta, conforme **Figura 1**.

Para aplicação deste método, não é necessário conhecer a composição do filtrado do fluido de perfuração, sendo esta a sua principal vantagem. Porém, apresenta resultados menos satisfatórios quando comparado ao método de subtração.

FIGURA 1 – Descontaminação numérica de um gás condensado contaminado com fluido de perfuração base óleo pelo método de *skimming*



Fonte: elaborado pela autora

2.1.2 Método Subtração

Para que o método de subtração seja aplicado, é necessário conhecer a composição do filtrado do fluido de perfuração. Neste método a composição do filtrado é proporcionalmente subtraída da composição do fluido de reservatório contaminado (óleo “morto”), o nível de contaminação (em % molar) é determinado quando se obtém a relação mais linear possível ao plotar log da fração molar de C8+ e massa molecular ou número de carbono dos componentes do fluido descontaminado.

2.2 SEPARAÇÃO DE FLUIDO “VIVO”

O software UniSim da Honeywell foi utilizado para simular o flash do fluido de reservatório “vivo” contaminado e obter a composição do gás e do óleo morto a ser descontaminado. Após a descontaminação do óleo morto, foi simulada a mistura do mesmo com o gás, a fim de obter a composição do fluido de reservatório descontaminado.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A descontaminação numérica pode ser realizada através de planilha no Excel ou de um simulador. Neste estudo foi desenvolvida uma planilha de Excel a fim de avaliar a performance dos métodos de *skimming* e subtração; e avaliar o método de subtração,

comparando os resultados obtidos pela planilha desenvolvida com resultados dados da literatura.

3.1 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE SKIMMING E SUBTRAÇÃO

A fim de identificar qual método resulta em dados mais próximos da realidade, foi utilizada a composição de um fluido de reservatório conhecido. A este fluido foi adicionado 5% (% molar) de fluido de perfuração base óleo.

Após “contaminar” o fluido de reservatório, foram aplicados os métodos de descontaminação por skimming e subtração e, por fim, foram calculados os erros percentuais entre os níveis de contaminação obtidos pelos métodos e a concentração real de contaminação adicionada. As composições do fluido de reservatório original (GC), do filtrado do fluido de perfuração base óleo, do fluido GC contaminado e descontaminado pelos dois métodos supracitados, são apresentadas na tabela 1.

Conforme se observa na **tabela 1**, as composições do fluido de reservatório descontaminado por skimming e por subtração apresentam grande similaridade, o coeficiente de correlação obtido foi de 0,9997.

Utilizando o método de subtração foi identificado um nível de contaminação de 4,5% (% mol), logo o erro relativo associado a este método de descontaminação foi de 10%. Já o nível de contaminação obtido pelo método de skimming foi de 3,5% (% mol), apresentando um erro relativo de 33%. Portanto, o método de subtração se mostrou mais exato, quando comparado ao método de skimming.

TABELA 1 - Composição (%molar) do fluido de reservatório (óleo morto), do filtrado do fluido de perfuração, do fluido de reservatório contaminado e descontaminado pelos métodos de subtração e skimming

Componente	Fluido de reservatório	Filtrado	Contaminado	Descontaminado por subtração	Descontaminado por skimming
H ₂ S	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO ₂	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N ₂	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C ₁	0.13	0.00	0.12	0.12	0.12
C ₂	0.21	0.00	0.20	0.21	0.21
C ₃	0.51	0.01	0.49	0.51	0.50
iC ₄	0.26	0.00	0.25	0.26	0.26
nC ₄	0.90	0.06	0.85	0.89	0.88
iC ₅	0.99	0.05	0.95	0.99	0.98
nC ₅	1.55	0.00	1.48	1.55	1.53
C ₆	4.52	0.09	4.30	4.50	4.46
C ₇	8.43	0.12	8.02	8.39	8.31
C ₈	11.18	0.18	10.63	11.12	11.02
C ₉	10.75	0.19	10.22	10.70	10.59
C ₁₀	7.46	0.18	7.10	7.42	7.35
C ₁₁	7.46	0.37	7.11	7.43	7.37

C ₁₂	5.44	0.17	5.18	5.41	5.37
C ₁₃	4.43	0.15	4.21	4.40	4.37
C ₁₄	3.81	0.69	3.66	3.80	3.79
C ₁₅	3.30	11.68	3.72	3.34	3.43
C ₁₆	2.73	32.14	4.21	2.89	3.08
C ₁₇	2.32	21.72	3.29	2.42	2.72
C ₁₈	2.20	21.47	3.16	2.30	2.37
C ₁₉	1.96	8.33	2.28	1.99	2.02
C ₂₀	1.61	1.41	1.60	1.61	1.66
C ₂₁	1.47	0.36	1.41	1.46	1.46
C ₂₂	1.31	0.10	1.25	1.30	1.29
C ₂₃	1.18	0.11	1.13	1.17	1.17
C ₂₄	1.04	0.08	0.99	1.04	1.03
C ₂₅	0.91	0.08	0.87	0.91	0.90
C ₂₆	0.79	0.06	0.75	0.78	0.78
C ₂₇	0.74	0.05	0.70	0.73	0.73
C ₂₈	0.68	0.04	0.65	0.68	0.67
C ₂₉	0.63	0.03	0.60	0.63	0.62
C ₃₀	0.59	0.02	0.56	0.59	0.58
C ₃₁	0.54	0.02	0.51	0.54	0.53
C ₃₂	0.48	0.02	0.45	0.47	0.47
C ₃₃	0.43	0.01	0.40	0.42	0.42
C ₃₄	0.39	0.00	0.37	0.39	0.39
C ₃₅	0.30	0.01	0.29	0.30	0.30
C ₃₆₊	6.36	0.00	6.05	6.33	6.27
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fonte: composições de gás condensado e filtrado obtidas em Relatórios da SGS

3.2 ANÁLISE COMPARATIVA COM DADOS DA LITERATURA

Gozalpour et al. (2002) determinaram os impactos da contaminação com fluido base óleo nas propriedades e diagrama de fases das amostras de fluido de reservatório. Os autores analisaram experimentalmente amostras de diferentes tipos de fluidos de reservatório, incluindo gás condensado. As amostras foram contaminadas em laboratório e após analisar suas composições, foram aplicados os métodos de descontaminação numérica, comparando os resultados obtidos entre os métodos com a composição original do fluido de reservatório.

No intuito de validar a planilha desenvolvida no presente estudo para aplicação do método de subtração em amostras de gás condensado contaminadas com fluido base óleo e avaliar a reprodutibilidade do método, os resultados obtidos na planilha foram comparados aos obtidos por três autores, dentre eles Gozalpour et al. (2002). Esses dados são apresentados na **tabela 2**.

TABELA 2 - Composição (% massa) original, contaminada e descontaminada pelo método de subtração do gás condensado (óleo morto) contaminado com fluido de perfuração DMF-1

Componente	Original	Fluido DMF-1	Contaminado	Descontaminado	Descontaminado pela planilha desenvolvida neste estudo
C ₈ -	22.99	0.00	19.11	22.87	22.86
C ₉	9.30	0.00	7.43	8.89	8.89
C ₁₀	7.45	0.00	6.15	7.35	7.36
C ₁₁	5.85	0.03	4.93	5.90	5.89
C ₁₂	4.80	0.12	4.03	4.80	4.79
C ₁₃	5.83	1.37	5.48	6.29	6.22
C ₁₄	4.94	11.38	6.70	5.78	5.41
C ₁₅	4.37	25.46	7.44	3.90	3.49
C ₁₆	3.29	20.01	5.98	3.23	3.19
C ₁₇	2.72	17.87	4.43	1.79	1.98
C ₁₈	3.35	10.41	4.76	3.65	3.87
C ₁₉	3.35	6.44	4.13	3.67	3.87
C ₂₀	2.11	3.26	2.28	2.09	2.21
C ₂₁	1.87	1.72	1.85	1.88	1.95
C ₂₂	1.77	0.94	1.65	1.79	1.84
C ₂₃	1.60	0.54	1.43	1.60	1.64
C ₂₄	1.34	0.25	1.18	1.36	1.38
C ₂₅	1.24	0.1	1.07	1.26	1.27
C ₂₆	1.15	0.04	0.98	1.16	1.17
C ₂₇	1.05	0.03	0.89	1.06	1.06
C ₂₈	0.92	0.02	0.79	0.94	0.94
C ₂₉	0.84	0.01	0.71	0.85	0.85
C ₃₀	0.77	0.00	0.68	0.81	0.81
C ₃₁₊	7.10	0.00	5.92	7.08	7.08
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fonte: Gozalpour et al. (2002)

Conforme se observa na tabela acima, a composição obtida após descontaminação pelo método de subtração pela planilha desenvolvida neste estudo apresentou boa

similaridade com a composição obtida por Gozalpour et al (2002). O coeficiente de correlação obtido entre as composições foi de 0,9989, corroborando a proximidade dos resultados.

Com o objetivo de obter em laboratório um fluido de reservatório contaminado com fluido de perfuração base óleo mais similar possível de um fluido de reservatório amostrado que apresenta contaminação, Bon et al. (2017) desenvolveram um novo aparato, capaz de possibilitar o contato entre o fluido de reservatório e o fluido de perfuração em um meio poroso em condições dinâmicas.

Após obter o fluido de reservatório contaminado em laboratório, os autores analisaram suas propriedades e aplicaram os métodos numéricos para descontaminação deste fluido. Bon et al. (2017) concluíram que, em geral, os métodos numéricos para descontaminação funcionam bem, porém para o gás condensado foi observado um fenômeno de condensação e vaporização entre o filtrado do fluido de perfuração e o fluido de reservatório, gerando uma miscibilidade parcial entre estes fluidos e, conseqüentemente, afetando na obtenção de uma composição que retrate fielmente o fluido de reservatório original.

Os dados de composição do fluido descontaminado obtidos por Bon et al. foram comparados aos dados obtidos pela planilha desenvolvida neste estudo, estes dados são apresentados na **tabela 3**.

TABELA 3 - Composição (%molar) do gás condensado (óleo morto) original, contaminada e descontaminada pelo método de subtração

Componente	Original	Base orgânica do fluido de perfuração	Contaminado (Amostra #1)	Descontaminado	Descontaminado pela planilha desenvolvida neste estudo
C ₅ -	6.64	0.00	0.93	1.63	1.66
C ₆	6.86	0.00	2.5	4.42	4.46
C ₇	18.65	0.00	8.51	15.07	15.17
C ₈	15.01	0.01	7.39	13.07	13.17
C ₉	16.03	0.02	8.56	15.13	15.24
C ₁₀	10.06	1.64	6.56	10.64	10.41
C ₁₁	6.35	12.37	10.41	8.72	8.88
C ₁₂	4.41	32.22	17.77	6.6	6.46
C ₁₃	3.68	37.83	19.72	5.17	5.55
C ₁₄	2.94	14.11	8.74	4.39	4.54
C ₁₅	2.37	1.68	2.65	3.37	3.41
C ₁₆	1.65	0.09	1.2	2.26	2.07
C ₁₇	1.52	0.02	1.12	1.97	1.98
C ₁₈	0.91	0.01	0.71	1.39	1.26
C ₁₉	0.58	0.00	0.52	1.15	0.93
C ₂₀	0.55	0.00	0.6	1.06	1.07
C ₂₁	0.44	0.00	0.39	0.73	0.70
C ₂₂	0.34	0.00	0.31	0.59	0.55

C ₂₃	0.28	0.00	0.27	0.49	0.48
C ₂₄	0.19	0.00	0.21	0.39	0.37
C ₂₅	0.13	0.00	0.17	0.32	0.30
C ₂₆	0.1	0.00	0.15	0.27	0.27
C ₂₇	0.08	0.00	0.12	0.21	0.21
C ₂₈	0.06	0.00	0.1	0.19	0.18
C ₂₉	0.06	0.00	0.11	0.19	0.20
C ₃₀	0.03	0.00	0.09	0.16	0.16
C ₃₁	0.03	0.00	0.09	0.15	0.16
C ₃₂	0.03	0.00	0.06	0.11	0.11
C ₃₃	0.02	0.00	0.04	0.07	0.07
C ₃₄	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00
C ₃₅₊	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fonte: Bon et al. (2017)

A composição do gás condensado descontaminada numericamente pelos autores apresentou dados muito similares aos da composição do fluido descontaminado pela planilha desenvolvida, resultando em um coeficiente de correlação de 0,9997 entre os dados. Conforme se pode observar na tabela acima, a composição do gás condensado descontaminado apresentou certo desvio comparada à composição do gás condensado original, o coeficiente de correlação obtido foi de 0,9601. De acordo com Bon et al., esta composição porém, pode ser considerada como representativa para o fluido de reservatório, gerando resultados fidedignos sobre um poço exploratório.

Pedersen et al. (2007) apresentam a composição de um fluido de reservatório, classificado como óleo volátil, contaminado com fluido de perfuração base óleo e a composição do mesmo após aplicar a descontaminação numérica.

Neste caso, como a composição apresentada pelos autores foi a do óleo vivo, foi necessário utilizar o software UniSim da Honeywell para realizar a separação do óleo e do gás. Depois disso, foi aplicado o método de subtração no óleo morto por meio da planilha desenvolvida. Por fim, foi calculada a composição do óleo vivo descontaminado utilizando-se o simulador. Os resultados obtidos são apresentados na **tabela 4**.

Assim como nas demais análises comparativas realizadas, ao comparar os dados de composição do fluido de reservatório descontaminado apresentados por Pedersen et al. (2007) com os da planilha desenvolvida, observa-se grande similaridade. O coeficiente de correlação obtido entre os dados foi de 0,9999.

TABELA 4 - Composição (%molar) do filtrado do fluido de perfuração, do óleo volátil (óleo vivo) contaminado e descontaminado pelo método de subtração

Componente	Filtrado	Contaminado	Descontaminado	Descontaminado pela planilha desenvolvida neste estudo
H ₂ S	0.00	0.00	0.00	0.00
CO ₂	0.00	0.95	1.30	1.00
N ₂	0.00	1.24	0.99	1.30
C ₁	0.00	52.87	55.23	55.57
C ₂	0.00	6.26	6.54	6.58
C ₃	0.00	4.24	4.43	4.46
iC ₄	0.00	0.69	0.72	0.73
nC ₄	0.00	2.08	2.17	2.19
iC ₅	0.00	0.69	0.72	0.73
nC ₅	0.00	1.08	1.13	1.14
C ₆	0.00	1.4	1.46	1.47
C ₇	0.00	2.43	2.54	2.56
C ₈	0.00	2.69	2.81	2.83
C ₉	0.00	1.82	1.90	1.91
C ₁₀	0.00	1.52	1.59	1.60
C ₁₁	0.00	1.25	1.31	1.31
C ₁₂	1.00	1.33	1.39	1.35
C ₁₃	0.17	1.12	1.23	1.17
C ₁₄	70.05	4.25	1.21	0.91
C ₁₅	1.24	1.02	1.07	1.01
C ₁₆	27.06	2.11	0.99	0.84
C ₁₇	0.269	0.81	0.85	0.84
C ₁₈	0.139	0.74	0.77	0.77
C ₁₉	0.035	0.67	0.69	0.70
C ₂₀	0.023	0.60	0.63	0.63
C ₂₁	0.015	0.55	0.57	0.58
C ₂₂	0.009	0.5	0.52	0.53
C ₂₃	0.008	0.46	0.48	0.48
C ₂₄	0.007	0.41	0.43	0.43
C ₂₅	0.006	0.38	0.39	0.40
C ₂₆	0.006	0.34	0.36	0.36
C ₂₇	0.005	0.31	0.33	0.33
C ₂₈	0.004	0.28	0.30	0.29
C ₂₉	0.005	0.26	0.27	0.27
C ₃₀	0.00	0.24	0.25	0.25
C ₃₁	0.00	0.21	0.22	0.22
C ₃₂	0.00	0.19	0.20	0.20
C ₃₃	0.00	0.18	0.19	0.19
C ₃₄	0.00	0.16	0.17	0.17
C ₃₅	0.00	0.15	0.15	0.18
C ₃₆₊	0.00	1.46	1.52	1.54
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

Fonte: Pedersen et al. (2007)

4 CONCLUSÕES

A análise dos dois principais métodos de descontaminação numérica de fluidos de reservatórios contaminados com fluido de perfuração base óleo, método *skimming* e subtração, apresentou melhores resultados para o método de subtração, confirmando maior exatidão do método, quando comparado ao método de *skimming*.

Quanto à avaliação do método de subtração por meio de análise comparativa com dados da literatura, nos três casos avaliados os dados da composição descontaminada obtidos pela planilha desenvolvida neste estudo foram muito similares aos dados obtidos pelos autores Gozalpour et al. (2002), Bon et al. (2017) e Pedersen et al. (2007). O menor coeficiente de correlação obtido entre a composição do fluido de reservatório descontaminado pela planilha e a mesma composição publicada pelos autores foi de 0,9987, para os resultados de Gozalpour et al (2002).

Portanto, conclui-se que, o método numérico de descontaminação por subtração é reprodutível e gera resultados fidedignos de composição de fluido de reservatório descontaminado, conforme resultados obtidos pelos autores Gozalpour et al. (2002), Bon et al. (2017) e Pedersen et al. (2007).

REFERÊNCIAS

BON, J. et al. **Design of Experimental Test Method to Investigate the Effect of OBM Contamination on PVT Samples from Gas Condensate Reservoirs**. SPE-186256-MS, p. 17-19, 2017.

GOZALPOUR, F. et al. **Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behavior from Samples Contaminated with Oil-Based Mud**. SPE 78130, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, p. 197–205, 2002.

KATZ, D. L.; FIROOZABADI, A. **Predicting phase behavior of condensate/crude-oil systems using methane interaction coefficients**. Journal of Petroleum Technologies, n. 20, p. 1649-1655, 1978.

PEDERSEN, K. S.; CHRISTENSEN, P.L. **Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. Boca Raton: CRC Press, 2007.

SGS. **Gas Condensate PVT Study**. The Woodlands, 2019.