



CTDE - BR - 0095

INFLUXO DE GÁS EM FLUIDOS À BASE DE ÓLEO

GAS INFLOW IN OIL BASE FLUIDS

Weimar Lázaro⁽¹⁾ e Mário Barbosa V. Boas⁽²⁾

RESUMO – Um dos maiores problemas associados ao emprego de fluidos à base de óleo é o da dissolução do gás natural no fluido. Este trabalho procura inicialmente fazer uma revisão bibliográfica do que existe até o momento acerca do tema ligado a fluidos de perfuração. Coloca também aspectos teóricos relacionados ao processo de dissolução de gases em óleo diesel procurando, através de resultados experimentais, dar uma compreensão de como se deve processar o mecanismo da dissolução. Para um mesmo acréscimo de volume medido na superfície, a quantidade de gás incorporada ao fluido é significativamente maior se este gás estiver dissolvido na fase óleo do que se ele estiver emulsificado no fluido, como costuma ocorrer quando o fluido é base água. Uma equipe de sonda, acostumada a trabalhar com fluido de água, pode surpreender-se ao saber que um acréscimo de 20 bbl de fluido na superfície de um poço de 5 000 m pode significar a incorporação de cerca de 1 800 m³ de gás, se o fluido for base óleo e todo o gás estiver em solução, ao invés de 900 m³ se o fluido for água. Este trabalho visa alertar os engenheiros e técnicos de perfuração para o problema e mostrar gráficos que permitam uma avaliação mais realista da quantidade de gás incorporada a fluidos de óleo.

ABSTRACT – One of the major problems related to the use of oil base fluids is the dissolution of the natural gas in the fluid. This paper attempts initially at making a bibliographical review of all that was written on the subject of drilling fluids up to now. It also mentions some theoretical aspects regarding the process of gas dissolution in diesel oils, in order to produce an understanding of how the dissolution mechanism is processed. For a same increase in measured volume on the surface, the amount of gas incorporated into the fluid is significantly larger if the gas is dissolved in the oil phase than if it is emulsified in the fluid, as occurs when the fluid is water base. A rig team used to working with water-base fluids may be surprised with the fact that an increase of 20 bbl of fluid on the surface of a 5 000m well can mean the incorporation of about 1 800m³ of gas, if the fluid is oil-base and all the gas is in solution instead of the incorporation of 900m³ if the fluid is water base. This paper has the goal of warning drilling engineers and technicians about this problem, as well as presenting charts and equations that allow for a more realistic evaluation of the amount of gas incorporated into oil fluids.

1 - HISTÓRICO

O primeiro autor a reportar resultados de um estudo acerca de controle de poço relacionado à intrusão de gás em um fluido à base de óleo foi O'Brian⁽¹⁾. Embora este não tenha feito medidas experimentais concluiu que, em condições de temperatura e pressão semelhantes, a solubilidade do gás natural em um fluido à base de óleo seria de 10 a 100 vezes maior que em um fluido à base de água.

Thomas, Lea e Turek⁽²⁾ realizaram trabalhos experimentais, com a finalidade de medir a solubilidade do metano (componente majoritário na composição do gás natural) em óleo diesel e em fluidos à base de óleo não adensados. Em um estudo, mostraram que a solubilidade do metano é maior em diesel que em fluido de perfuração e que a mesma se deve à presença de fase líquida com salmoura, emulsificantes e sólidos no fluido.

Também, a presença de ar adsorvido em partículas sólidas provavelmente afeta as medidas de solubilidade nos fluidos. Estes mesmos autores apresentaram também curvas calculadas por computador prevendo a solubilidade de metano em óleo diesel em várias temperaturas.

Matthews⁽³⁾ apresentou curvas de solubilidade para o metano, dióxido de carbono e gás sulfídrico a 200°F em óleo diesel n° 2, concluindo que o gás sulfídrico é o mais solúvel dos três, sendo o metano o menos solúvel.

P.L. O'Bryan, A.T. Bourgoyne, T.G. Monger e D.P. Kocpcso⁽⁴⁾ realizaram um trabalho onde procuram analisar os efeitos do óleo-base na solubilidade de gases e experimentalmente determinaram a solubilidade do metano, etano, gás natural e dióxido de carbono nos óleos-base, emulsificantes e fluidos de per-

2. Seminar on drilling fluids
Rio de Janeiro, RJ (Brazil)
4-7 Dec 1989

1 - Divisão de Fluidos de Perfuração, Departamento de Perfuração.

2 - Divisão de Exploração, Centro de Pesquisas.

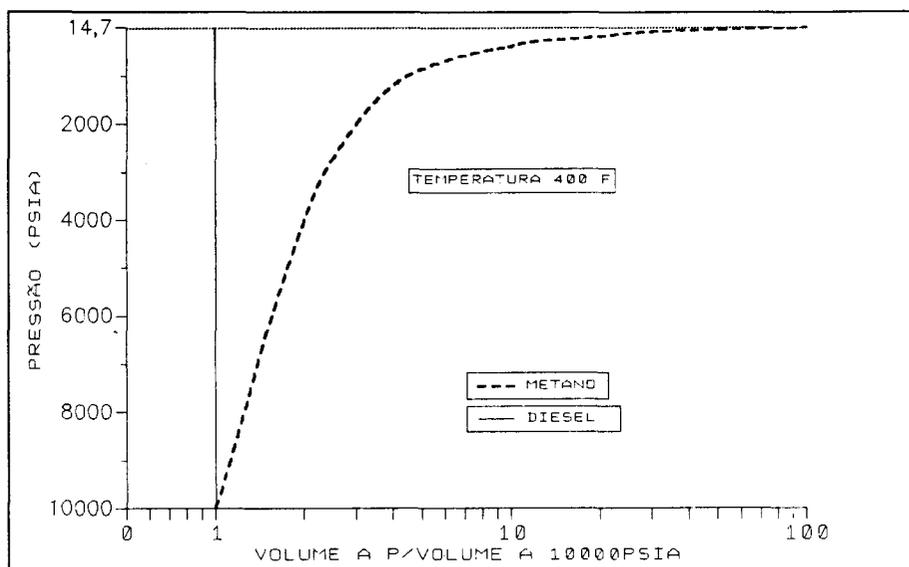


Fig. 1 - Expansão de 1 pé³ de óleo diesel e de 1 pé³ de gás de 10 000 psia até a pressão atmosférica.

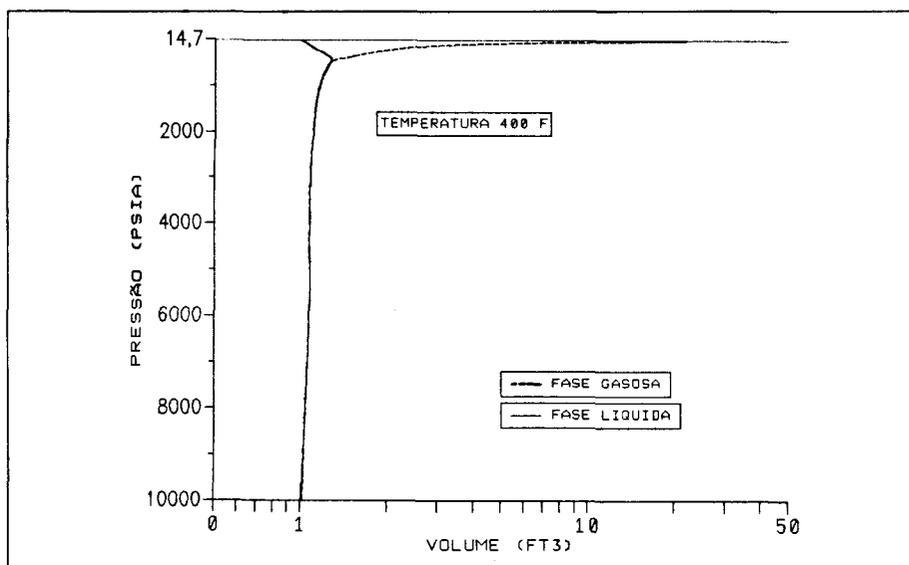


Fig. 2 - Expansão de uma mistura de 1 pé³ de óleo diesel contendo 0,04 pé³ de metano de 10 000 psia até a pressão atmosférica.

furação, procurando apresentar equações e introduzindo, em um primeiro artigo, um método para determinação de profundidade onde o gás perfurado será liberado do fluido de perfuração.

Posteriormente, P.L. O'Bryan e A.T. Bourgoyne⁽⁵⁾ apresentaram na conferência do SPE/IADC um trabalho baseado nos estudos anteriores onde procuram colocar em forma matemática o mecanismo de liberação do gás dissolvido em um fluido à base de óleo, gás este gerado na perfuração e desintegração da rocha cortada pela broca.

Finalmente, os mesmos autores apresentaram na 62ª Conferência Técnica Anual do SPE, Dallas, 1987, um trabalho no qual apresentam gráficos para aplicação em campo no caso de um *kick* de metano em fluido à base de óleo. Tanto este trabalho como o anterior baseiam-se na equação de estado de Peng-Robinson,⁽⁶⁾.

2 - O TRABALHO DE LEA, THOMAS E TUREK

O trabalho destes autores é um dos precursores em sua proposta de modelar computacionalmente o influxo de gás para um poço, ou *kick*. Seu trabalho con-

duz a um programa simulador de *kick* bastante avançado e empregado pelos engenheiros de produção na compreensão do fenômeno de evolução de gases do reservatório para o poço.

Ele se baseia na equação de estado de Redlich-Kwong⁽⁷⁾, muito parecido com a de Peng-Robinson, apresentada no apêndice A.

Em linhas gerais esta equação permite que se obtenham valores PVT para misturas complexas de hidrocarbonetos gasosos e líquidos.

Com o auxílio desta equação foram estabelecidas as curvas das figuras 1 e 2, as quais permitem uma clara visualização do fenômeno que ocorre no poço com a entrada do gás no fluido à base de óleo.

A figura 1 mostra a variação de volume de 1 ft³ de óleo diesel e de 1 ft³ de metano a uma pressão de 10 000 psia (680 atm) ao serem expandidos até 14,7 psia (1 atm). A figura 2 mostra a variação de volume de uma mistura composta de 0,04 ft³ de metano dissolvido em 1 ft³ de diesel a 10 000 psia (680 atm). Ambas as curvas referem-se à temperatura de 400°F (204°C).

Através do programa computacional chegou-se à figura 3, que mostra o comportamento da solubilidade do metano em óleo diesel com pressão e temperatura. Por esta curva vê-se que, para as baixas pressões (menores que 2 000 psia

TABELA I

COMPOSIÇÃO DE ÓLEO DIESEL Nº 2

Componente	Composição (% Molar)
C ₈	0,22
C ₉	0,88
C ₁₀	3,79
C ₁₁	10,68
C ₁₂	13,45
C ₁₃	13,73
C ₁₄	16,01
C ₁₅	15,18
C ₁₆	9,10
C ₁₇	8,53
C ₁₈	4,19
C ₁₉	2,40
C ₂₀	1,16
C ₂₁	0,42
C ₂₂	0,12
C ₂₃	0,11
C ₂₄	0,02
C ₂₅	0,01

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

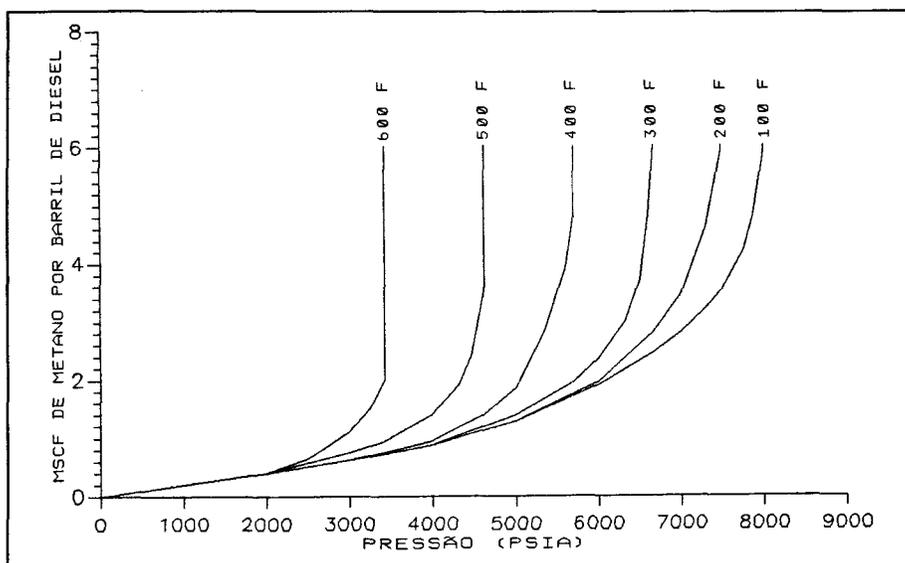


Fig. 3 - Solubilidade do metano em óleo diesel em função da pressão a várias temperaturas.

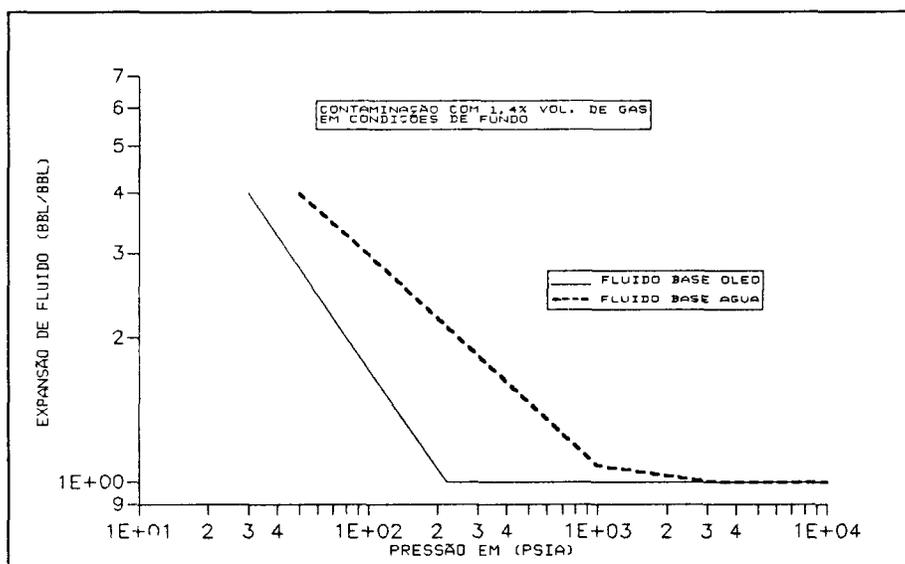


Fig. 4 - Expansão do gás incorporado a um fluido à base de água e a um fluido à base de óleo com a redução da pressão.

ou 136 atm), onde ocorre a evolução do gás do fluido, a solubilidade é independente da temperatura para a faixa de temperaturas encontradas em poços. A parte vertical das curvas representa o valor da pressão no qual gás e fluido passam a ser totalmente miscíveis.

Em seu trabalho, Lea, Turek e Thomas realizaram determinações experimentais do ponto de bolha com três diferentes composições de metano em óleo diesel a 100°F (37°C) e, também, com fluido à base de óleo, nove pontos.

Na tabela I é mostrada a composição

média do óleo diesel nº 2 empregado na confecção de fluidos à base de óleo. Os compostos de carbono com determinado número de átomos são considerados como sendo um único composto típico, com um único ponto de ebulição, temperatura crítica, peso molecular etc. Com a introdução de coeficientes de interação binária, foi ajustada a equação de Peng-Robinson.

De posse desta equação ajustada, os autores puderam construir a figura 4 onde aparecem, lado a lado, um fluido à base de água e outro à base de óleo, onde se percebe que, com o último, a expansão

começa apenas em pressões bem inferiores que com o primeiro.

3 - FUNDAMENTOS TEÓRICOS E DEFINIÇÕES

À luz do que se tem até o momento em termos de trabalhos teóricos e experimentais, torna-se possível fazer uma compilação de dados que devem ser do conhecimento de todos aqueles que lidam com fluidos à base de óleo em área onde influxos de gás podem ocorrer.

No trabalho da referência 4 foram feitos estudos do efeito da composição do óleo na solubilidade de gases. Foram testados os óleos Mentor 28, Diesel nº 2 e Conoco LVT, nesta ordem decrescente de pesos molares médios, e cuja composição pode ser encontrada no corpo do trabalho. Conclui-se que a solubilidade do metano em todos eles é aproximadamente a mesma para pressões inferiores a 1 000 psia (68 atm), como ocorre próximo à superfície, devendo portanto o gás liberar-se a uma mesma profundidade, independente do óleo base do fluido; entretanto, o gás é mais solúvel no óleo mais leve nas altas pressões.

Sabe-se também hoje que, para as faixas de pressões estudadas no citado trabalho, à medida em que a temperatura aumenta, a solubilidade do gás diminui no óleo base e que esta aumenta à medida em que a pressão aumenta.

Ao aumentar o teor de sólidos, ou o peso, a solubilidade dos gases no fluido diminui, como também ocorre ao aumentar os volumes de salmoura ou emulsificantes na composição do fluido.

Para os hidrocarbonetos, à medida em que aumenta o peso molecular dos mesmos, a solubilidade em fluidos à base de óleo também aumenta. Quando comparadas, porém, as solubilidades do metano, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio entre si, vemos que o último é o mais solúvel, sendo o metano o primeiro a sair de solução ao se reduzir a pressão sobre o fluido.

Ao serem comparadas a uma mesma temperatura, as solubilidades do metano, gás natural, dióxido de carbono e etano no óleo base verifica-se, na mesma ordem, a crescente solubilidade; ao compararem-se estas solubilidades em um fluido de perfuração verifica-se a troca de posição entre o dióxido de carbono e o etano. Isto é explicado pela maior solu-

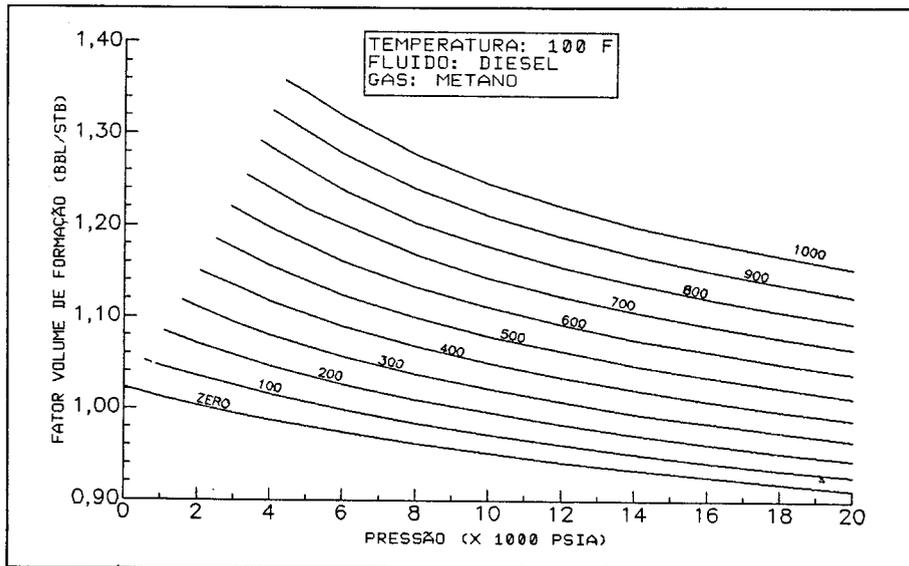


Fig. 5 - Fator volume do óleo em várias razões gás/óleo em função da pressão.

TABELA II
PROPRIEDADES DO FLUIDO À BASE DE ÓLEO CONSIDERADO

Propriedade	Unidade	Valor
Densidade	lb/gal (Kg/m ³)	11,0 (1 320)
Leitura a 600 RPM	grau	50
Leitura a 300 RPM	grau	30
Teor de Óleo	(% vol)	70
Teor de Água	(% vol)	18
Salinidade	mg/l	300 000

bilidade do primeiro na fase aquosa.

Todos os gráficos que geraram as observações acima fazem parte da referência 4 e podem ser analisados quantitativamente por serem fruto de experimentações práticas.

Conforme os autores citam ao descrever o aparato experimental, os nove valores descritos no trabalho da referência 2 foram reproduzidos com grande aproximação, sugerindo que o procedimento experimental em ambos os trabalhos é coerente.

4 - O TRABALHO DE O'BRYAN E BOURGOYNE

É conhecido atualmente o fato de que a um mesmo volume de gás que entra em um poço em *kick* está associado um volume menor ganho na superfície, no caso de o fluido no poço ser à base de óleo quando comparado ao de fluido à base de água. Isto se deve ao fato de o gás em solução ocupar um volume

menor que o gás livre, associado ao fato dele ser mais solúvel no óleo do que na água, pois, quando em solução, as moléculas do gás estão sujeitas às forças de atração características da fase líquida que são muito maiores que as da fase gás, permitindo maior aproximação. Porém, o volume de fluido deslocado de um poço tende a ser menor se o volume de fluido onde o gás está dissolvido for maior, ou seja: se a concentração de gás em solução for menor (2). Por este motivo, é definida a razão inicial de mistura de gás e fluido, por:

$$R_{gm} = \frac{Q_g}{Q_m} \quad (1)$$

onde Q_g é a vazão de gás da formação em SCF/min (0,0283 m³/min) e Q_m é a vazão de circulação da bomba em bbl/min (0,1590 m³/min).

Se a razão inicial de mistura for menor que a razão de solução de gás e fluido, o gás entrará todo em solução com pe-

quena mistura posterior. Mas, se a relação inicial de mistura for maior, então formar-se-ão bolhas de gás livre, que se deslocarão até o fluido não contactado imediatamente acima.

Através do uso de uma equação de estado, como a de Peng-Robinson ou a de Redlich-Kwong torna-se possível o cálculo do volume molar para o caso de se ter mistura de gás e líquido. Estes volumes são transformados em fator volume de formação e dão uma idéia do estado de compressibilidade em que se encontra o fluido em uma dada condição da temperatura e pressão.

Em seu trabalho publicado na referência 8, os autores O'Bryan e Bourgoyne colocaram a seguinte equação, que dá o volume ganho nos tanques para cada 1 000 SCF (158,9825 m³) de gás em barril (0,159 m³).

$$V_g = \frac{1\ 000}{R_{gm}} \text{ fo (Bog - Bo)} \quad (2)$$

onde fo é a fração em volume de óleo no fluido, Bo e Bog são os fatores-volume de formação das fases óleo e da mistura gás-óleo em solução, dadas em unidades de volume/volume na superfície.

A dedução da fórmula acima despreza a dissolução do gás na fase aquosa, realmente bem inferior que na fase óleo.

A partir das duas equações mostradas anteriormente é possível, conhecendo-se o volume ganho na superfície, estimar a quantidade de gás que entrou no poço ou vice-versa, bastando que para isso se encontrem os valores de Bo e Bog. Para tanto foi realizado um programa computacional que calcula estes fatores em caso de solubilização de metano em óleo diesel n° 2. O metano foi o gás considerado por ser o componente majoritário no gás natural. Ao desprezar a solubilidade do gás na fase aquosa, o fator "fo" na última equação considera apenas o percentual em óleo no fluido.

Em seu trabalho, dois *kicks* foram simulados em um poço com 6 000 ft (1 829 m) e com um fluido de densidade 7,95 lb/gal, (950 kg/m³), estando os resultados dentro dos erros experimentais de instrumentação disponível (10%).

5 - DESCRIÇÃO DO PROCESSO

Compreende-se teoricamente o fenô-

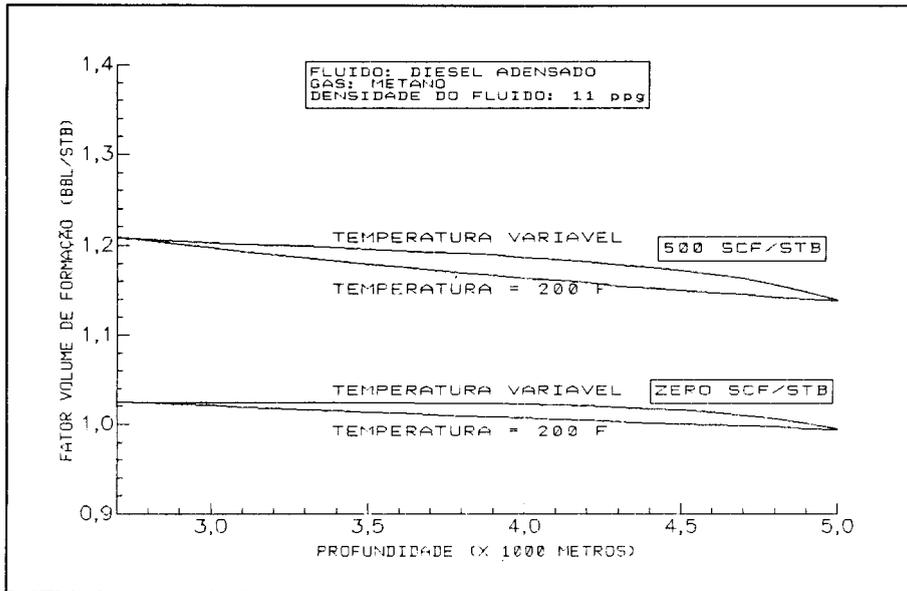


Fig. 6 - Variação do fator volume de óleo com e sem gás ao longo do poço.

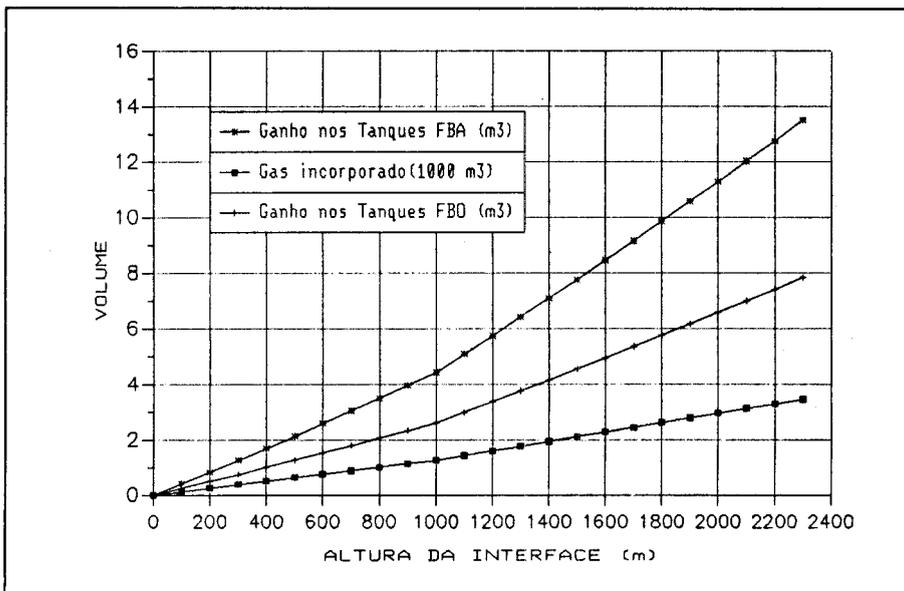


Fig. 7 - Variação do volume durante a evolução de um kick

meno da solubilização de gás em fluido à base de óleo a partir dos estudos já apresentados. Como forma de entender o fenômeno e quantificá-lo, uma maneira objetiva é tentar reproduzir os passos dos precursores e, a partir daí, procurar novas deduções e melhoramentos.

Com a utilização do Programa HYSIM⁽¹⁵⁾, foi possível determinar as densidades das diversas misturas gás-óleo em diferentes pressões e temperaturas. A relação entre estas densidades e a densidade do óleo diesel puro em condições-padrão permite calcular o fator volume de formação (Bo). A figura 5 foi

obtida através deste processo e mostra a variação do Bo com a pressão a diversas concentrações de gás a 100°F (37°C).

A figura 6 mostra a variação do Bo da fase óleo de um fluido de perfuração cujas propriedades constam da tabela II. Neste exemplo considerou-se um poço com 5 000m de profundidade, revestimento de 9 5/8" assentado a 4 000m de profundidade, sendo perfurado com broca de 8 1/2". Considerou-se ainda a vazão do fluido de 420 gpm e um gradiente geotérmico de 23,7°C/Km. Nesta profundidade foi encontrada uma zona de gás pressurizado que provocou um influxo de gás

de 3 500 SCF/min.

O perfil de temperatura do fluido no anular foi calculado com o Programa Calor⁽¹⁶⁾.

A figura 2 mostra a comparação do Bo na temperatura real com o Bo à temperatura constante de 200°F. A diferença entre os dois Bo (com gás e sem gás) dá a variação de volume do fluido que causa o ganho de volume nos tanques dado pela equação 2.

Usando a metodologia anterior montou-se a figura 7, que mostra a evolução do kick. À medida em que o fluido circula, a interface do fluido contaminado com gás/fluido não contaminado sobe pelo anular, aumentando o volume ganho nos tanques e a quantidade total de gás incorporado ao fluido. Como na prática, considera-se 20 bbl (3,10 m³) como um limite para detecção nos tanques. Esta figura mostra que quando o kick for detectado já teria sido incorporado cerca de 1 800 m³ de gás. Para comparação, a figura mostra também qual seria o ganho nos tanques se o gás não entrasse em solução. Tal caso ocorreria se o fluido fosse à base de água. Com este fluido, seria possível detectar o kick quando apenas cerca de 900 m³ de gás tivessem sido incorporados.

É interessante notar que esta diferença de comportamento do gás em presença de um fluido à base de óleo tende a diminuir à medida em que a profundidade do poço aumenta, como pode ser concluído da comparação das figuras 1 e 2.

Isto por que, a uma pressão muito alta, as distâncias intermoleculares no metano livre são da mesma ordem das do metano em solução no óleo.

6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

- Um fluido à base de óleo pode incorporar grande quantidade de gás sem alterar muito seu volume. Deve-se portanto ter atenção redobrada quanto à possibilidade de kick quando se trabalha com este tipo de fluido.
- Em vista da pequena variação de volume, ao se trabalhar com fluido de óleo deve-se prestar especial atenção aos outros indícios de kick que não o ganho nos tanques.
- Sempre que possível, ao trabalhar-se com fluido de óleo deve-se usar tanques pequenos que possam detectar variações de volume menores que os

tanques usuais, cujo limite de detecção costuma ser 20 bbl.

- Ao contrário do que ocorre com fluidos à base de água, com fluidos base óleo a quantidade de gás incorporada para uma mesma variação de volume é próxima, tanto em poços relativamente rasos como em poços muito profundos.

SIMBOLOGIA

- a - Parâmetro de interação molecular
- b - Co-volume

- B - Fator volume de formação (volume/volume em condições padrão)
- C - Coeficiente de interação binária
- f - Fração em volume
- P - Pressão
- Q - Vazão
- R - Constante universal dos gases
- Rgm - Razão gás-lama
- T - Temperatura
- V - Volume
- v - Volume molar
- Ω - Constante empírica de proporcionalidade

- ω - Fator acêntrico
- γ - Fração molar

ÍNDICES

- c - Crítico
- i - Componente "i"
- j - Componente "j"
- g - Gás
- o - Óleo
- m - Lama ou mistura
- gm - Mistura de gás e lama
- og - Mistura de óleo e gás
- r - Reduzido

APÊNDICE A/EQUAÇÕES DE ESTADO

Desde o aparecimento da equação semi-empírica de Van der Waals em 1873, muitos autores propuseram variações na expressão original.

Uma das mais bem sucedidas modificações foi feita por Redlich e Kwong em 1949. Desde esta época, modificações têm sido propostas para esta equação (Redlich, Dunlop, 1963⁽⁹⁾; Chueh, Prausnitz, 1967⁽¹⁰⁾; Wilson, 1969⁽¹¹⁾; Zudkvitech, Joffe, 1970⁽¹²⁾; e outros). Uma das mais bem sucedidas modificações na equação de RK é a proposta por Soave-Redling-Kwong (SRK) ganhou aceitação na indústria de processos de hidrocarbonetos pela sua simplicidade frente à equação bem mais complexa de Benedict, Webb e Rubin (BWR)⁽¹⁴⁾.

Em um trabalho mais recente, Peng e Robinson propõem uma equação nas mesmas bases da SRK, isto é, equação de estado com duas constantes, que, com a mesma simplicidade daquela, e prevendo valores de densidade de vapor e entalpia tão precisos quanto os dela, dá valores mais exatos para densidade de líquidos.

Embora as equações com duas constantes tenham limitações, elas são empregadas nos trabalhos da indústria de petróleo em vista da simplicidade e precisão aceitável em cálculos de engenharia.

Estas equações com duas constantes têm em comum a expressão da pressão como a soma de dois termos: um, repulsivo, e outro, atrativo.

$$P = P_R + P_A \quad (1)$$

onde:

$$P_R = \frac{RT}{v - b}$$

onde: v é o volume molar e b o co-volume, relacionado ao tamanho das esferas rígidas.

$$P_A = - \frac{a}{g(v)}$$

onde a é um parâmetro relacionado à força de interação molecular.

Enquanto b é normalmente independente da temperatura, a é a constante apenas na equação de Van der Waals. Seus valores são determináveis sabendo-se que no ponto crítico a primeira e a segunda derivadas da pressão com relação ao volume igualam zero aplicando-se a equação 1.

A equação de RK tem a forma:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{T v (v + b)}$$

Chueh e Prausnitz propuseram que para um composto puro i sejam válidas as expressões:

$$a_i = \frac{\Omega_{ai} R^2 T_{ci}^{2.5}}{P_{ci}} \quad b_i = \frac{\Omega_{bi} R T_{ci}}{P_{ci}}$$

A forma de obtenção dos valores de a_i e b_i é achada no trabalho da referência⁽²⁾.

No caso de misturas gasosas ou líquidas, Chueh e Prausnitz indicam:

$$b_m = \sum_i Y_i b_i$$

$$a_m = \sum_i \sum_j Y_i Y_j a_{ij}$$

$$a_{ij} = (1 - C_{ij}) (a_i a_j)^{1/2} e \quad a_{ij} = a_i$$

No caso da equação de Peng-Robinson:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v+b) + b(v-b)}$$

Reescrita, esta equação se torna:

$$Z^3 - (1-B) Z^2 + (A - 3B^2 - 2B) Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

$$A = \frac{aP}{(RT)^2}$$

$$B = \frac{bP}{RT}$$

$$Z = \frac{Pv}{RT}$$

A equação em Z tem uma ou três raízes, dependendo do número de fases do sistema.

Na região de duas fases a maior raiz é o fator de compressibilidade do vapor, enquanto que a menor raiz positiva corresponde ao líquido.

No ponto crítico, as constantes a e b podem ser determinadas para os componentes puros, como:

$$a(T_c) = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

$$b(T_c) = 0,0778 \frac{R T_c}{P_c}$$

em uma temperatura dada:

$$a(T) = a(T_c) \cdot \alpha(T_r, \omega)$$

onde: $\alpha = 1 + (0,37464 + 1,54226 \omega - 0,26992 \omega^2) (1 - T_r^{1/2})^2$ e para as misturas a e b seguem as mesmas expressões apresentadas para a equação R-K.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) O'BRIEN, T. B. Handling gas in an oil muds takes special precautions. *World Oil*, p. 83-86, Jan. 1981.
- (2) THOMAS, D. C., LEA JR., J. F., TUREK, E. A. Gas solubility in oil-base drilling fluids: effects on kick detection. *Journal of Petroleum Technology*, p. 959-974, June, 1984.
- (3) METTEWS, W. R. How to handle acid gas H₂S and CO₂ kicks. *Petroleum Engineering International*, p. 22-29, Nov. 15, 1984.
- (4) O'BRIEN, P. L. et al. *An experimental study of gas solubility in oil-base drilling fluids*. (SPE 15414) New Orleans, Oct. 1986.
- (5) O'BRIEN, P. L., BOURGOYNE, A. T. *Methods for handling drilled gas in oil muds*. (SPE 16159) New Orleans, Mar. 1987.
- (6) PENG, Ding-YU, ROBINSON, D. B. A new two constant equation of state. *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, v. 15, n. 1, p. 59-64, 1976.
- (7) REDLICH, O., KWONG, J. N. S. On the thermodynamics of solutions - V.: an equation of state fugacities of gaseous solutions. *Chemical Reviews*, v. 44, p. 233-244, 1949.
- (8) O'BRIEN, P. L., BOURGOYNE, A. T. *Swelling of drilling fluids due to dissolved gas*. (SPE 16676) Dallas, 1987.
- (9) REDLICH, O., DUNLOP, A. K. In: *CHEMICAL ENGINEERING PROGRESS SYMPOSIUM*, n. 44-95, 1963. (s. 59)

- (¹⁰) CHUEH, P. K., PRAUSNITZ, J. M. *AIChE Journal*, v. 13, p. 896, 1967. (Artigo)
- (¹¹) WILSON, G. M. In: 65. ENCONTRO NACIONAL DA AIChE. Cleveland, Ohio, 1969. (Artigo apresentado)
- (¹²) ZUDKEVITCH, O., JOFFE, J. *AIChE Journal*, v. 16, n. 122, 1970. (Artigo)
- (¹³) SOAVE, G. (SEI 27 1197) *Chemical Engineering*, 1972.
- (¹⁴) BENEDICT, M., WEBB, G. B., RUBIN, L. C. *Journal of Chem. Phys.*, v. 8, p. 334, 1940. (Artigo)
- (¹⁵) HYPROTEC LIMITED. Hysin. Versão 3.3: *Programa para microcomputadores da linha IBM-PC*. Houston, Texas, Mar. 1987. (Manual).
- (¹⁶) VILLAS BOAS, M. B. *Perfil de temperatura de um fluido em circulação num poço*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. (Relatório Interno).