

ANÁLISE NUMÉRICA DE ESCOAMENTO DE FLUIDOS NÃO NEWTONIANOS EM POÇOS DE PETRÓLEO

Aluno: Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca
Orientador: Monica Feijo Nacacche

Introdução

Depois da perfuração de um poço de exploração de petróleo, o fluido (lama) de perfuração que tem a função de lubrificar, resfriar a broca e remover o cascalho produzido, deve ser removido e substituído por uma pasta de cimento. Esta, após o tempo de cura, tem a função de garantir a integridade estrutural do poço. A cimentação é uma operação crucial na vida de um poço de petróleo. Para uma operação bem feita, é preciso assegurar que foi removida a maior quantidade possível de lama de perfuração existente na região anular entre a formação rochosa e a coluna perfuradora (“casing”) ou de revestimento. Esse processo é feito de tal maneira que o cimento desloca a lama num escoamento que pode ser em regime laminar ou turbulento, numa geometria anular, em geral excêntrica. Uma vez deslocada a lama pelo cimento, este adere à parede do poço e durante um período de tempo (tempo de cura) vai adquirindo as propriedades mecânicas de interesse como aderência, resistência à compressão e impermeabilidade. Numa operação real, procura-se evitar que o cimento entre em contato com a lama impedindo uma indesejável contaminação e por consequência perda das propriedades de interesse da pasta de cimento (como ilustrado na Fig.1).

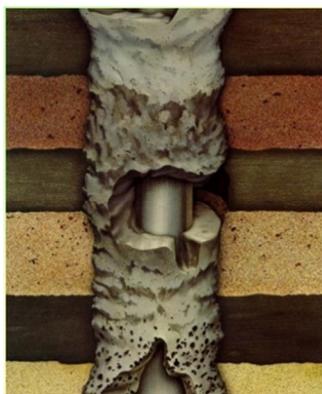


Figura 1: Processo de cimentação precário

Entre eles escoam fluidos intermediários chamados colchões (espaçadores e lavadores). Ao contrário da lama e do cimento que são fluidos de comportamento mecânico não Newtoniano, os colchões são simples soluções de água e detergente, e tem comportamento Newtoniano.

A forma da interface (Fig. 2) entre os dois líquidos tem importante papel para um bom deslocamento (Dutra et al., 2004). Interfaces chatas visualmente estão associadas com bons deslocamentos, em contrapartida, interfaces acentuadas e pontiagudas sugerem um fenômeno chamado de “channeling” ou canalização. Em outras palavras, o fluido deslocador tende a atravessar o deslocado,

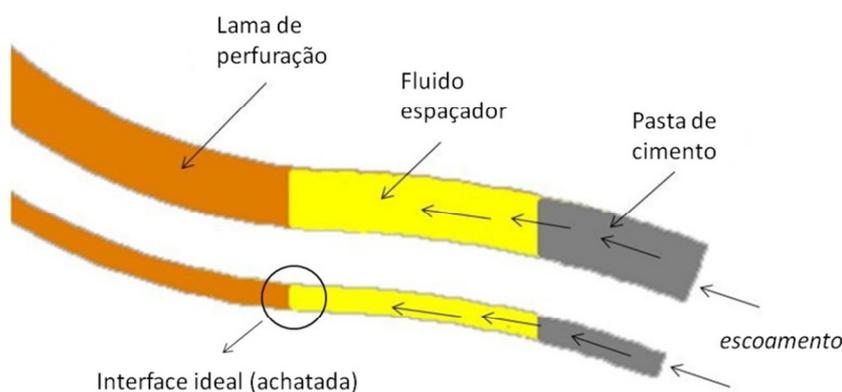


Figura 2 – Distribuição e interface dos fluidos no poço

tornando o processo bastante ineficaz. Esse fenômeno indesejado pode ser provocado pelo fato do fluido deslocador ter menor viscosidade do que o deslocado, pela diferença de densidades entre os fluidos, pela assimetria do perfil de velocidade, ocasionado pela excentricidade do espaço anular, ou pelo regime de escoamento (laminar ou turbulento).

Sauer (1987) cita como principais parâmetros que governam o processo de deslocamento de fluidos em poços verticais, os seguintes: a reologia dos fluidos ou a razão de viscosidades entre eles, a excentricidade coluna-formação, a vazão, a diferença de densidades entre os fluidos e a inclinação do poço.

Justificativa

Tendo em vista a grande demanda, que cresce a cada dia, por combustíveis fósseis e derivados do petróleo, e conseqüentemente por métodos que tornem eficaz a exploração do mesmo, o presente trabalho, contribui de forma intensa para tal demanda. Visto que, uma vez que seja possível um processo de cimentação perfeito em um poço de petróleo, que foi previamente analisado, os custos derivados de tal processo se atenuam drasticamente. Temos em mente que analisando numericamente, a variação dos parâmetros citados acima, no escoamento tridimensional dos fluidos, conseguimos de forma eficaz, avaliar as alterações ocorridas, e determinar qual seria a melhor configuração para determinado escoamento que ocorre no processo de cimentação do poço de exploração. Com isso conseguimos uma operação segura para o poço a um custo reduzido, considerando que os erros foram previamente atenuados.

Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo, analisar numericamente o escoamento tridimensional, através de um anular excêntrico ou não, em diferentes geometrias de poço (Fig. 3), tais como: vertical, horizontal, e direcional de um processo de cimentação e completação de poços, compreendido por três fluidos (fluido de perfuração, fluido espaçador e uma pasta de cimento). Foi analisada a influência de alguns parâmetros no comportamento do escoamento dos fluidos dentro dos poços, tais como a reologia dos fluidos (alterando o parâmetro “k”), a razão de densidades entre os fluidos, a velocidade de bombeio, o volume bombeado e o refino da malha computacional na eficiência do processo.

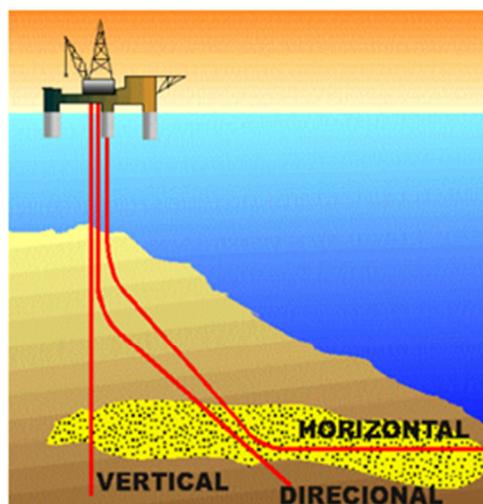


Figura 3: Configurações de poços de petróleo

Metodologia – Solução Numérica

A solução do problema foi obtida numericamente, a partir da solução das equações de conservação de massa e quantidade de movimento. A equação de Herschel-Bulkley regularizada foi utilizada para modelar o comportamento viscoplástico dos fluidos. Como se segue na Eq. (1):

$$\eta = \tau_0 / \dot{\gamma} + K \dot{\gamma}^{n-1} \quad (\text{se } \tau > \tau_0) \text{ e } \eta = \eta \text{ infinito} \quad (\text{se } \tau < \tau_0). \quad (1)$$

Onde η representa a viscosidade, τ_0 é limite de escoamento, abaixo da qual o fluido se comporta como um fluido Newtoniano, porém com viscosidade muito elevada. Foi utilizado o programa comercial FLUENT (Ansys Inc.) e o método de volumes finitos e Volume of Fluid. Maiores detalhes da solução podem ser encontrados no manual do referido programa (www.ansys.com).

Dos parâmetros da equação acima que foram manipulados nos casos, e que se faz necessário o seu entendimento, podemos citar os seguintes:

- parâmetro “k”: representa o índice de consistência, o mesmo controla a viscosidade média dos fluidos;
- parâmetro “n”: representa o índice de comportamento, nos diz se o fluido possui comportamento newtoniano ou não newtoniano; se $n = 1$: fluido newtoniano, se $n < 1$: fluido pseudoplástico, e se $n > 1$: fluido dilatante;

Unidades e conversões

No relatório foram usadas unidades como “bbl” (barril de petróleo, US), e “bpm” (barris por minuto), a seguir as conversões necessárias para o SI.

- volume: 1 bbl = 0.158987 m³
- vazão: 1 bpm = 0,0026 m³/min
- densidade: 1 lb/gal = 119,83 kg/m³

Nos casos teremos os seguintes valores para vazão:

- 6 bpm: 0,0159 m³/min
- 14 bpm: 0,0371 m³/min

Para volumes bombeados:

- 60 bbl: 9,540 m³
- 80 bbl: 12,72 m³
- 100 bbl: 15,89 m³

Para densidades:

- 11 lb/gal = 1318,09 kg/m³
- 13.1 lb/gal = 1569,72 kg/m³
- 15.2 lb/gal = 1821,36 kg/m³

Resultados

1 – Volume bombeado e velocidade

- 1.1 - Poço vertical - 6 bpm com: 60, 80 e 100 bbl
Poço vertical - 14 bpm com: 60, 80 e 100 bbl
- 1.2 - Poço inclinado - 6 bpm com: 60, 80 e 100 bbl
Poço inclinado - 14 bpm com: 60, 80 e 100 bbl
- 1.3 - Poço direcional - 6 bpm com: 60, 80 e 100 bbl
Poço direcional - 14 bpm com: 60, 80 e 100 bbl

2 – Alterações no fluido espaçador: + 10% K

- 2.1 - Parâmetro “K” do colchão alterado em mais 10% com vazão de 60 bpm;
- 2.2 - Parâmetro “K” do colchão alterado em mais 10% com vazão de 80 bpm;

3 - Alterações no fluido espaçador: densidades maiores (13,1 e 15,2)

- 3.1 - Densidade do colchão alterada de (11 lb/gal) para (13.1 lb/gal) com volume igual a 60 bbl de fluido espaçador bombeado.
- 3.2 - Densidade do colchão alterada de (11 lb/gal) para (13.1 lb/gal) com volume igual a 80 bbl de fluido espaçador bombeado.
- 3.3 - Densidade do colchão alterada de (11 lb/gal) para (15.2 lb/gal) com volume igual a 60 bbl de fluido espaçador bombeado.
- 3.4 - Densidade do colchão alterada de (11 lb/gal) para (15.2 lb/gal) com volume igual a 80 bbl de fluido espaçador bombeado.

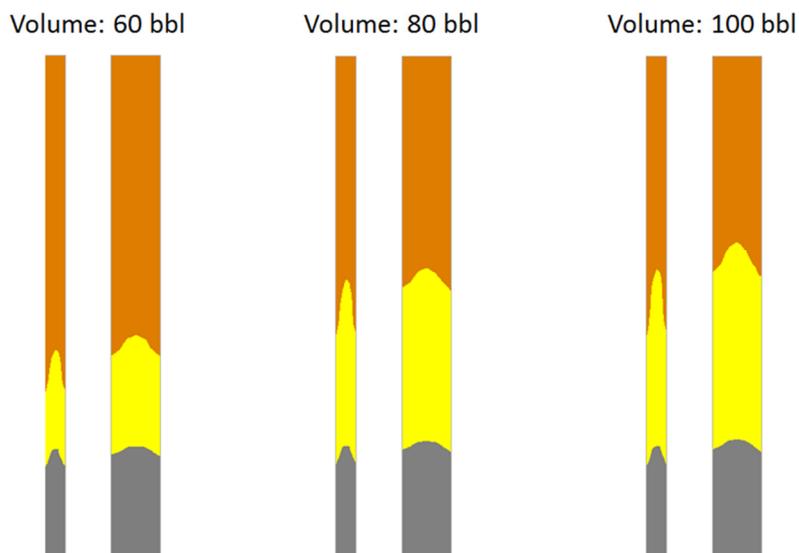
4 – Razões de densidade alterada

- 4.1 - Entre o fluido de perfuração e o colchão;
- 4.2 - Entre o colchão e a pasta de cimentação;

1 - Utilizando uma geometria de poço vertical, variamos a velocidade de bombeio, e o volume de fluido bombeado. Inicialmente temos velocidade de bombeio de 6 bpm, variando o volume bombeado: de 60 bbl para 80 bbl, e 100 bbl. Foram registradas imagens dos instantes finais de bombeio dos fluidos, para que seja possível comparar a melhor operação.

1.1

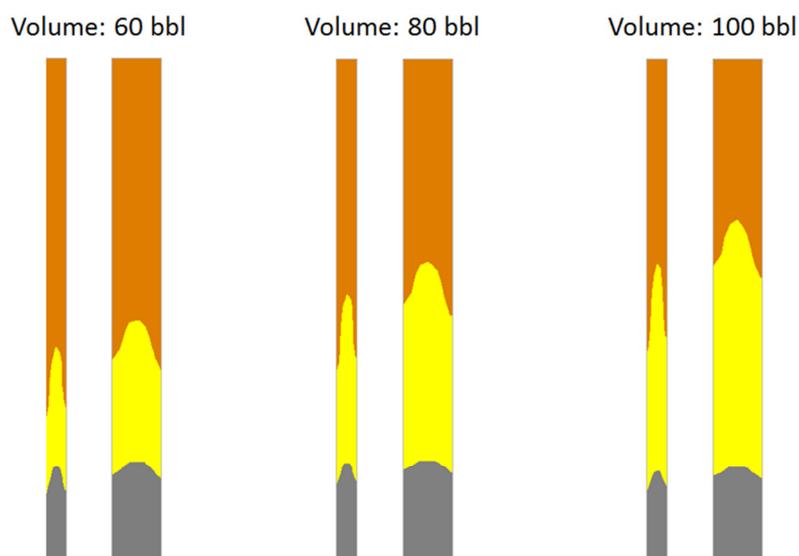
Poço Vertical, Velocidade: 6 bpm



Observa-se que nas três operações simuladas não houve contaminação da pasta de cimento pelo fluido de perfuração. Com maior volume bombeado, maior será a segurança da operação, visto que os fluidos estarão mais separados.

No segundo caso se repetem a geometria, e as propriedades reológicas dos fluidos, o que muda é a velocidade de bombeio, que é de 14 bpm.

Poço Vertical, Velocidade: 14 bpm



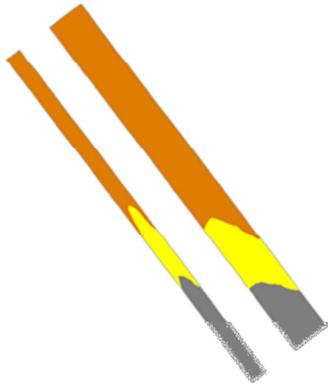
Observamos o mesmo resultado do caso anterior: segurança na operação, devido à separação entre os fluidos.

1.2

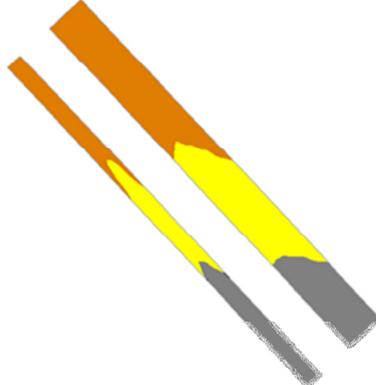
Utilizando uma geometria de poço inclinado, variamos a velocidade de bombeio, e o volume de fluido bombeado. Inicialmente temos velocidade de bombeio de 6 bpm, variando o volume bombeado: de 60 bbl para 80 bbl, e 100 bbl.

Poço Inclinado, Velocidade: 6 bpm

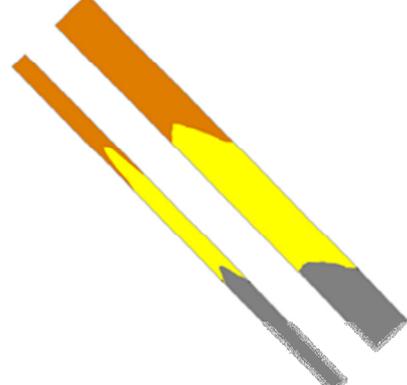
Volume: 60 bbl



Volume: 80 bbl



Volume: 100 bbl

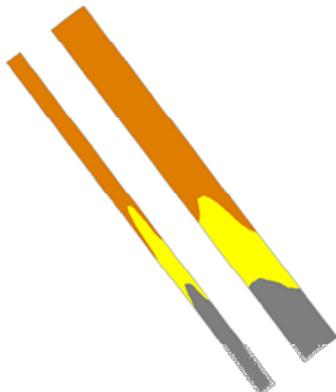


Observa-se que independente do volume de fluido espaçador bombeado, a operação se mantém segura, visto que a pasta de cimento está devidamente isolada do fluido de perfuração.

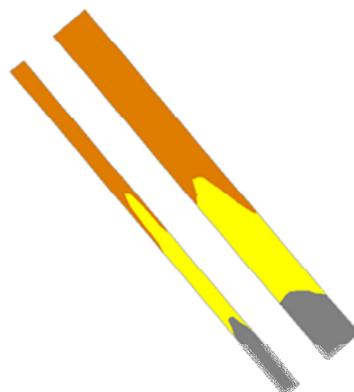
No segundo caso se repetem a geometria, e as propriedades reológicas dos fluidos, o que muda é a velocidade de bombeio, que é de 14 bpm.

Poço Inclinado, Velocidade: 14 bpm

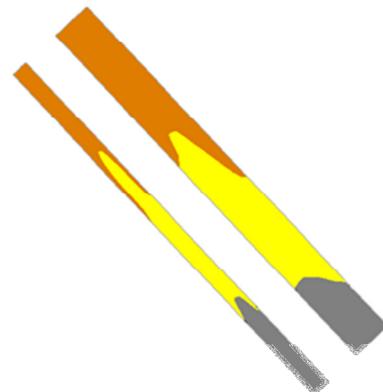
Volume: 60 bbl



Volume: 80 bbl



Volume: 100 bbl



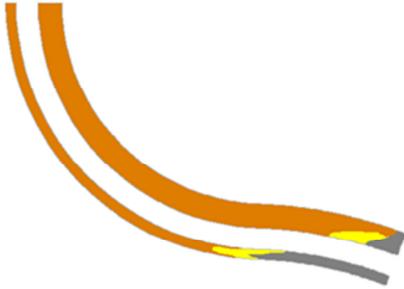
A mesma configuração do caso anterior se repete, ou seja, aumentamos a velocidade de bombeio, e o isolamento entre a pasta de cimento e o fluido de perfuração se manteve constante.

1.3

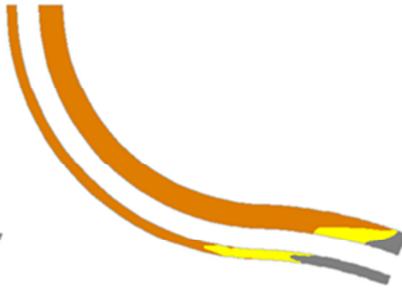
Utilizando uma geometria de poço direcional, variamos a velocidade de bombeio, e o volume de fluido bombeado. Inicialmente temos velocidade de bombeio de 6 bpm, variando o volume bombeado: de 60 bbl para 80 bbl, e 100 bbl.

Poço Direcional, Velocidade: 6 bpm

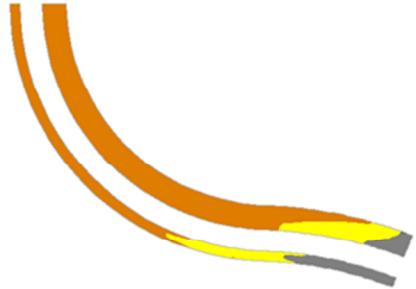
Volume: 60 bbl



Volume: 80 bbl



Volume: 100 bbl

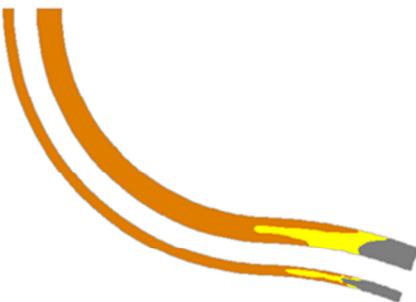


Observamos que no caso com 60 bbl houve uma contaminação da pasta de cimento, no caso com 80 bbl, não há contaminação, porém o isolamento entre os fluidos é pequeno, apresentando risco à operação. No caso onde foram bombeados 100 bbl conseguimos segurança na operação, a pasta de cimento está isolada do fluido de perfuração.

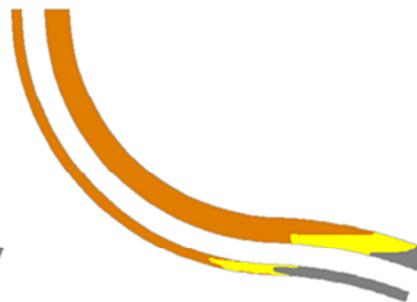
No segundo caso se repetem a geometria, e as propriedades reológicas dos fluidos, o que muda é a velocidade de bombeio, que é de 14 bpm.

Poço Direcional, Velocidade: 14 bpm

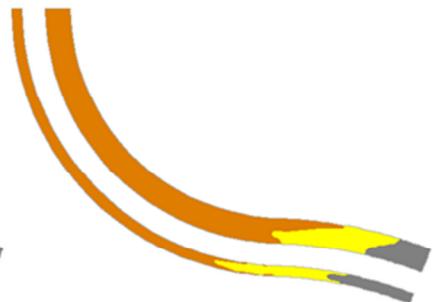
Volume: 60 bbl



Volume: 80 bbl



Volume: 100 bbl



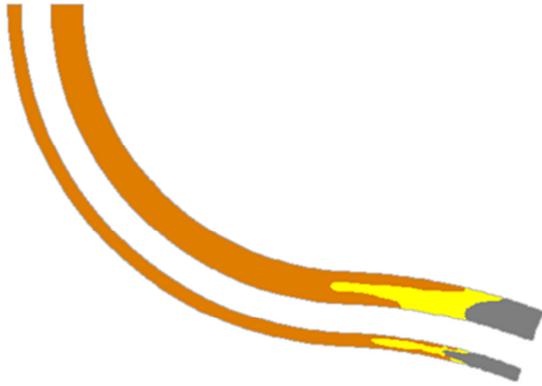
Observamos que com o aumento da velocidade de bombeio, houve uma considerável melhora nos casos onde foram bombeados 80 e 100 bbl. No caso com 60 bbl continua a contaminação da pasta de cimento, porém ao invés de ser na parte superior do anular, a contaminação ocorreu na parte inferior.

2 - Tendo em vista a falha com o primeiro caso da seção 1.3 (velocidade = 6 bpm), o mesmo foi descartado, e tentaremos melhorar o caso com velocidade igual a 14 bpm, variando o parâmetro reológico “k”, juntamente com o volume de fluido espaçador bombeado.

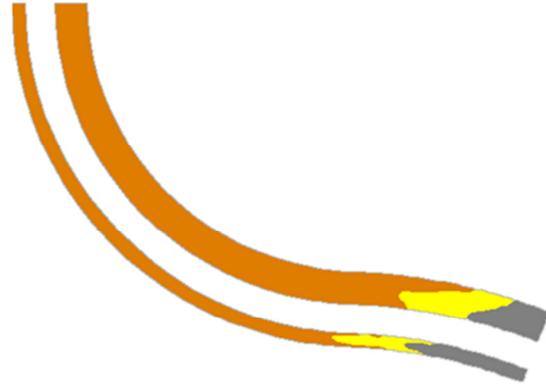
2.1 – Caso com 60 bbl de volume bombeado.

K Alterado – 60 bbl

Direcional – 60 bbl – 14 bpm



Direcional – 60 bbl – 14 bpm, +10%k

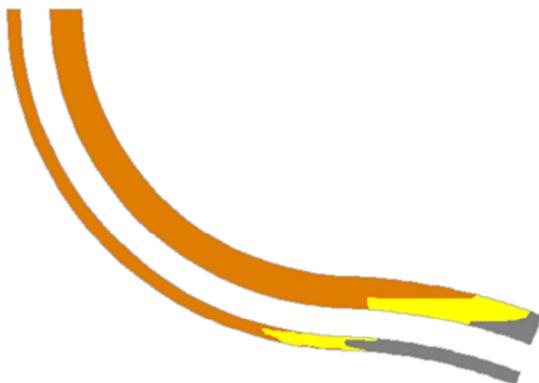


Observamos que com o aumento do parâmetro “k” em 10%, temos uma melhora na interface entre os fluidos. Efeito resultante quando consideramos que houve um aumento na viscosidade do fluido espaçador.

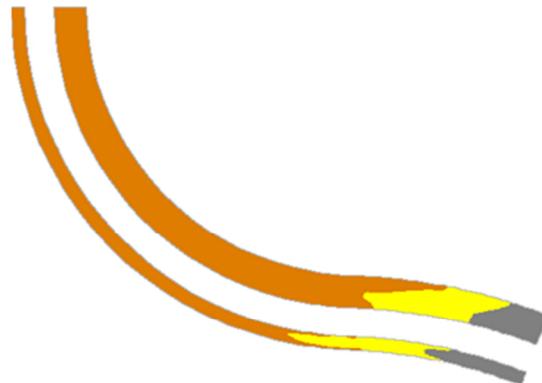
2.2 - Caso com 80 bbl de volume bombeado.

K Alterado – 80 bbl

Direcional – 80 bbl – 14 bpm



Direcional – 80 bbl – 14 bpm, +10%k



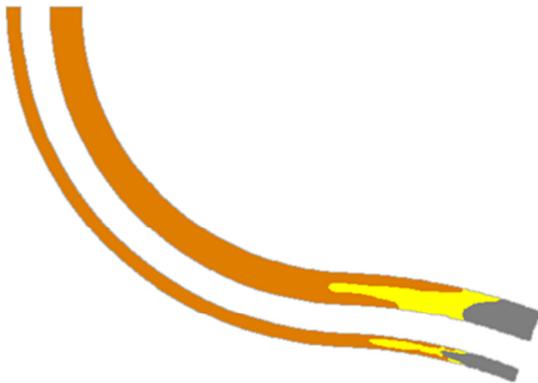
O mesmo efeito positivo é observado, o isolamento entre os fluidos se mantém. Como se observou a melhora foi mais nítida no caso com 60 bbl de volume bombeado, o que o torna a melhor opção do ponto de vista econômico, sabendo que foi bombeado menor quantidade de fluido espaçador.

3 – Tendo em vista a falha com o primeiro caso da seção 1.3 (velocidade = 6 bpm), o mesmo foi descartado, e tentaremos melhorar o caso com velocidade igual a 14 bpm, variando a densidade do fluido espaçador, juntamente com o volume bombeado. A densidade do fluido espaçador foi maximizada, de 11 para 13,1 e 15,2 lb/gal.

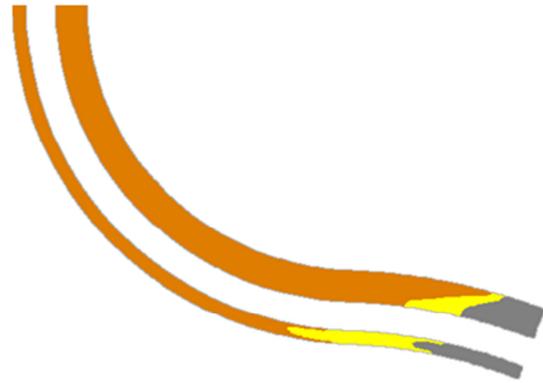
3.1 – Caso com densidade alterada para 13.1 lb/Gal, e 60 bbl de volume bombeado.

Densidade alterada (13.1 lb/gal) – 60 bbl

Direcional – 60 bbl – 14 bpm



Direcional – 60 bbl – 14 bpm – alt.

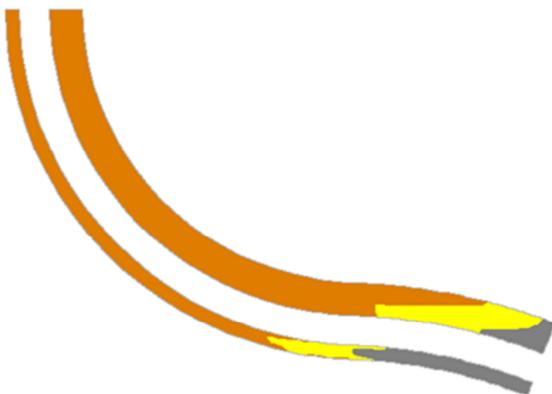


Observamos que com o aumento da densidade do fluido espaçador, temos uma melhora na interface entre os fluidos.

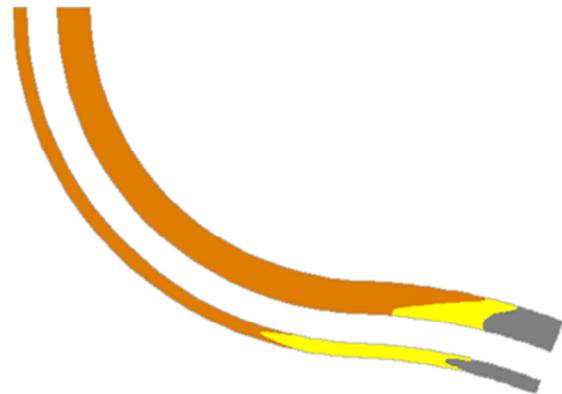
3.2 - Caso com densidade alterada para 13.1 lb/Gal, e 80 bbl de volume bombeado.

Densidade alterada (13.1 lb/gal) – 80 bbl

Direcional – 80 bbl – 14 bpm



Direcional – 80 bbl – 14 bpm – alt.

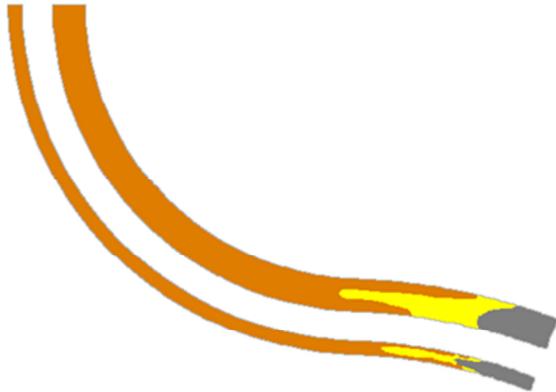


O mesmo efeito positivo é observado, o isolamento entre os fluidos se mantém. Como se observou a melhora foi mais nítida no caso com 60 bbl de volume bombeado, o que o torna a melhor opção do ponto de vista econômico, sabendo que foi bombeado menor quantidade de fluido espaçador.

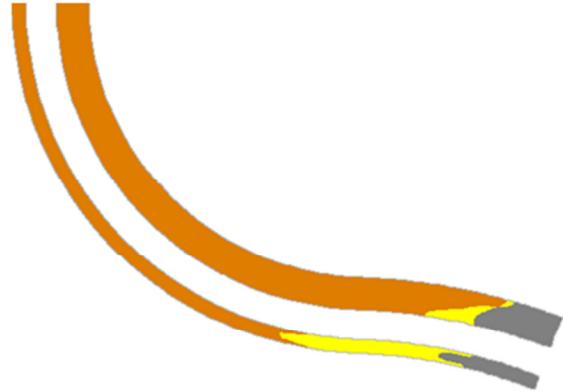
3.3 - Caso com densidade alterada para 15.2 lb/Gal, e 60 bbl de volume bombeado.

Densidade alterada (15.2 lb/gal) – 60 bbl

Direcional – 60 bbl – 14 bpm



Direcional – 60 bbl – 14 bpm – alt.

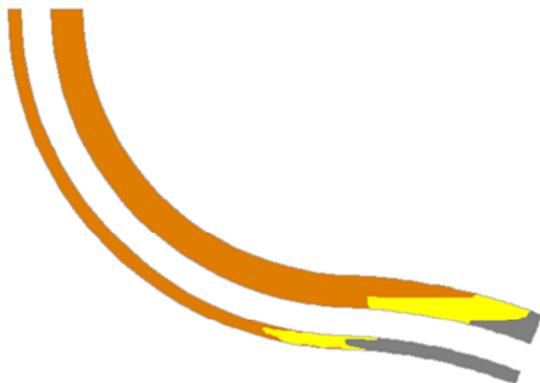


Aumentando a densidade do fluido espaçador de 11 para 15,2 lb/gal, temos um queda na qualidade da interface. A pasta de cimento pode ser considerada contaminada após a alteração da densidade. Considerando que trocamos um fluido mais “leve” por outro mais “pesado”, é fácil entender o resultado acima, o fluido mais pesado tende a descer devido a ação da gravidade, esse efeito pode ser observado pela grande quantidade de fluido espaçador na região inferior do anular.

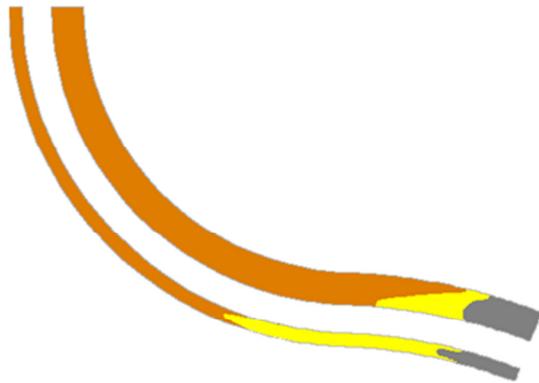
3.4 - Caso com densidade alterada para 15.2 lb/Gal, e 80 bbl de volume bombeado.

Densidade alterada (15.2 lb/gal) – 80 bbl

Direcional – 80 bbl – 14 bpm



Direcional – 80 bbl – 14 bpm – alt.



Conseguimos manter a segurança da operação, com o isolamento entre os a pasta de cimento e o fluido de perfuração, mas entre os dois casos o mais seguro seria o sem alteração, visto que o mesmo efeito que ocorreu no caso anterior (3.3) se repete: com um fluido mais “pesado” temos uma ação mais efetiva da força da gravidade sobre o mesmo.

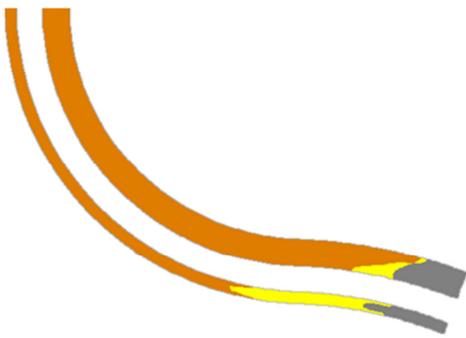
4 - Com o intuito de melhorar o pior caso do item 3 (caso alterado do item 3.3), variamos a razão de densidades entre os fluidos. Primeiramente alterando a densidade do fluido de perfuração, e posteriormente a densidade da pasta de cimento.

4.1 – Densidade do fluido de perfuração alterada de 9,7 lb/gal para 7,7 lb/gal.

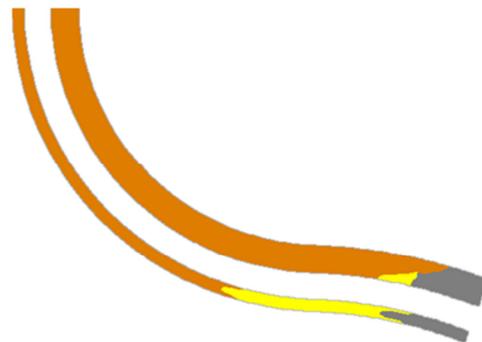
Densidade ρ_1 Alterada (de 9,7 para 7,7)

Entre o fluido de perfuração e o colchão;

Direcional – 60 bbl – 14 bpm
Densidade espaçador alterada (15.2
lb/gal)



Direcional – 60bbl – 14bpm - $\rho_1=7,7$



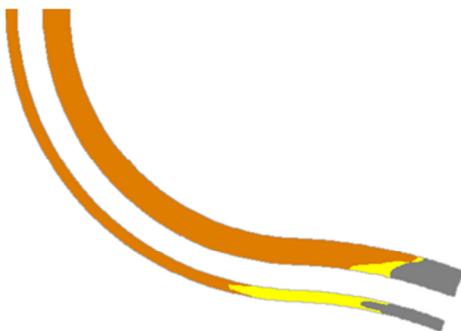
Com o fluido de perfuração mais “leve” que o fluido espaçador, a tendência é que o primeiro seja atravessado pelo espaçador mais facilmente, foi o que ocorreu na parte inferior no espaço anular.

4.2 – Densidade da pasta de cimento alterada de 16,5 lb/gal para 13,5 lb/gal

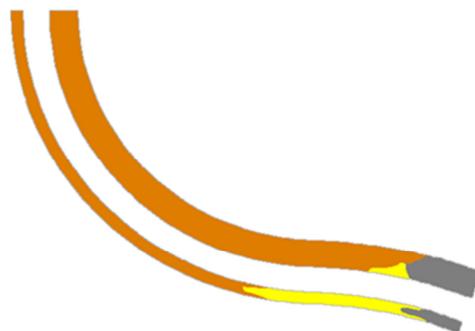
Densidade ρ_3 Alterada (de 16,5 para 13,5)

Entre o colchão e a pasta de cimento;

Direcional – 60 bbl – 14 bpm
Densidade espaçador alterada (15.2
lb/gal)



Direcional – 60bbl – 14bpm - $\rho_3=13,5$



O resultado não foi satisfatório, o isolamento foi comprometido, e a pasta de cimento foi contaminada.

Conclusão

Neste projeto, o intuito foi avaliar o escoamento de três fluidos adjacentes em diferentes geometrias de poços de petróleo, bem como alterar parâmetros reológicos dos fluidos e observar o seu comportamento após determinadas alterações, visando encontrar um melhor arranjo para determinado escoamento. Foram usadas as equações de conservação de massa e quantidade de movimento. A equação de Herschel-Bulkley regularizada foi utilizada para modelar o comportamento viscoplástico dos fluidos. O escoamento dos fluidos através da região anular foi investigado, em observância a contaminação da pasta de cimento. Inúmeras situações foram investigadas, todas baseadas em situações corriqueiras na indústria do petróleo. Diferentes geometrias e configurações de poços, o aumento da vazão e do volume de fluido espaçador bombeado, alterações no parâmetro reológico “k” do fluido espaçador, alteração na densidade do fluido espaçador, do fluido de perfuração, e da pasta de cimento, foram os fatores analisados. Nos casos com geometrias verticais e horizontais não foram observados grandes problemas, mesmo para diferentes volumes de fluido espaçador bombeado. Os problemas surgem quando iniciamos as simulações com as geometrias de poços direcionais. Observamos (item 1.3) que com baixa vazão (6 bpm) temos problemas com pequeno volume de fluido espaçador bombeado, logo optamos por otimizar os casos com a vazão maior (14 bpm). Com essa vazão, não temos problemas com os casos onde foram bombeados 80 e 100 bbl, logo optaremos por otimizar o caso onde foi bombeado somente 60 bbl, tendo em vista a economia de fluido gasto na operação, porém mantendo os testes com o caso onde foi bombeado 80 bbl para servir de comparação. Alterando o parâmetro “k” (item 2) do fluido espaçador, e conseqüentemente sua viscosidade, observamos considerável melhora no interface entre os fluidos. O mesmo ocorre quando aumentamos a densidade do fluido espaçador de 11 lb/gal para 13.1 lb/gal, para 60 e 80 bbl de fluido bombeado (itens 3.1 e 3.2). Quando aumentamos a densidade do fluido espaçador de 11 lb/gal para 15.2 lb/gal (item 3.4), e bombeamos 60 bbl, o resultado não foi favorável, a pasta de cimento foi contaminada pelo fluido de perfuração, porém quando bombeado 80 bbl o isolamento se manteve. No item 4 onde primeiramente foi minimizada a densidade do fluido de perfuração (item 4.1) o resultado não foi favorável, os fluidos se misturaram, o mesmo ocorre quando aumentamos a densidade da pasta de cimento (item 4.2). Concluimos que com maior volume bombeado, maior vazão, e aumento do valor de algumas propriedades reológicas, conseguimos condições favoráveis para o isolamento entre os fluidos que escoam dentro do poço. Os resultados obtidos mostram que o uso de simulações numéricas para a análise de escoamento de fluidos se mostra bastante eficaz e necessária.

Referência Bibliográfica

Haut, R. C. and Crook, R. J., 1982, Laboratory Investigation of Lightweight, Low-Viscosity Cementing Spacer Fluids, Journal of Petroleum Technology, pp. 1828-1834.

Haut, R. C. and Crook, R. J., 1979, Primary Cementing: The Mud Displacement Process, Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE 8253.

Lockyear, C. F., Hibbert, A. P., ,1989, Integrated Primary Cementing Study Defines Key Factors for Field Success, Journal of Petroleum Technology, Vol. 41, pp. 1320-1325, 1989.

(Dutra, E. S. S. et al., 2004), (Naccache, M. F. et al., 2004), (Mendes, P. R. S. et al., 2004), (Martins, A. L. et al., 2004), (de Miranda, C. R. et al., 2004), Liquid displacement through tube-annular transition region inside oil wells, Proc.2005 ASME/IMECE, paper IMECE2005-81279, 2005.

(Dutra ,E.S.S. et al., 2004), (Naccache,M.F. et al., 2004), (SouzaMendes, P.R. et al., 2004), (Souto,C.A.O. et al., 2004), (Martins,A.L.andMiranda, C.R. et al., 2004), Analysis of interface between Newtonian and non-Newtonian fluids inside annular eccentric tubes, Proc.2004 ASME/IMECE, paper IMECE2004-59335.

C.W. Sauer. Mud displacement during cementing: A state of the art. Journal of Petroleum Technology, pages 1091–1101, 1987.