

ANÁLISE DA EFICIÊNCIA DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS - ACIMA DA PRESSÃO DE FRATURA DA FORMAÇÃO - COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS HORIZONTAIS

Maria do Socorro Bezerra da Silva ¹
Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão ²
Tereza Neuma de Castro Dantas ³

RESUMO

Sem dúvida, a demanda global de energia está aumentando anualmente e o aumento da recuperação avançada de petróleo (EOR) em reservatórios maduros é de importância crucial. A injeção de polímero é um método químico favorável devido ao seu impacto na eficiência de varrido do poço. Um problema desafiador na injeção de polímero é o impacto da taxa de cisalhamento na viscosidade do fluido polimérico. Neste contexto, alguns autores investigam o uso do fraturamento hidráulico para uma possível redução do cisalhamento mecânico nas proximidades do poço. Segundo eles, esta técnica desempenha um papel importante na viabilidade de cenários de injeção de polímero devido ao aumento da injetividade e redução da taxa de cisalhamento. Este estudo, tem como objetivo geral, analisar a eficiência da injeção de polímeros, acima da pressão de fratura da formação, como método de recuperação avançada de petróleo, em um reservatório heterogêneo com óleo de viscosidade moderada e reservatórios horizontais, por meio de uma revisão bibliográfica de trabalhos mais relevantes ao tema.

Palavras-chave: Recuperação Avançada de Petróleo, Reservatórios fraturados, Reservatórios horizontais, Injeção de polímeros.

INTRODUÇÃO

É notável que a demanda global de energia está aumentando anualmente e o aumento da recuperação de petróleo (EOR) de reservatórios maduros é de importância crucial. A injeção de água ainda é a técnica mais usada para aumentar a recuperação em um reservatório de óleo candidato; posteriormente, o EOR químico é uma opção razoável para aumentar ainda mais a recuperação. A injeção de polímero é um método EOR químico favorável devido ao seu

¹ Pós-Doutoranda do Curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, socorrobezerra@ufrn.edu.br;

² Coorientador, edneyrafael.viana@gmail.com;

³ Orientadora, tereza@eq.ufrn.br;

impacto na eficiência de varrido (Standnes e Skjevraak 2014). A injeção de polímeros é reconhecida como um método químico de EOR que melhora a eficiência de varrido, reduzindo a razão de mobilidade entre o óleo e a água.

O uso de poços horizontais na Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) pode ajudar a atingir esse objetivo. Muitos projetos de poços horizontais em todo o mundo confirmaram sua eficácia nas taxas de injeção bem como no aumento da produção, levando a melhores desempenhos no aumento das reservas (Joshi e Ding, 1996). Na injeção de polímeros, o uso de poços horizontais reduz significativamente as restrições de injetividade associadas aos poços verticais, e aos pares injetor / produtor de poços horizontais, e podem melhorar o varrido da área, diminuindo os critérios de uso de polímero (Taber e Seright 1992). Estes poços agora não são apenas usados como poços de produção, mas também em aplicações EOR devido às suas vantagens sobre os poços verticais. As principais vantagens dos poços horizontais em relação aos verticais incluem eficiência de varrido, aumento da produção e uma diminuição no número de poços verticais. Segundo Joshi (1991) um poço horizontal de 600 a 1200 m pode substituir vários poços verticais e sua principal desvantagem é o custo inicial.

Fraturas expostas (naturais ou induzidas) também têm um impacto substancial na injeção de polímero, principalmente sob condições de fratura induzida (Van den Hoek et al. 2009). Particularmente, em reservatórios de baixa mobilidade, grandes fraturas podem ser induzidas durante a vida do poço. Como as soluções de polímero são mais viscosas do que a água, a injeção acima da pressão de fratura da formação será ainda mais provável durante uma injeção de polímero. Sob as circunstâncias adequadas, a injeção acima da pressão de fratura pode aumentar significativamente (1) a injetividade da solução de polímero e a vazão de fluido para o padrão do reservatório, (2) reduzir o risco de degradação mecânica para soluções de poliacrilamida, (quando são utilizadas) e (3) aumentar a eficiência do varrido. Assim, a geração de fraturas e injeção da acima da pressão de fratura é sugerida por vários autores (por exemplo, Seright et al. 2011; Manichand et al. 2013; Thakuria et al. 2013; Haynes et al. 2013) para manter ou melhorar a injetividade.

Como a faixa de aplicação da injeção de polímero é estendida para recuperar óleos mais viscosos com o uso de polímeros em altas concentrações e com pesos moleculares muito altos, uma melhor compreensão da reologia do polímero em meios porosos e a modelagem numérica precisa são essenciais para uma implementação em campo bem-sucedida (Delshad, 2008).

Este estudo tem como o objetivo geral investigar a injeção de solução polimérica, com a finalidade de criar condições ótimas de injeção de polímeros acima da pressão de fratura da

formação em reservatórios heterogêneos. Neste contexto busca contribuir para o melhor entendimento dos processos de recuperação avançada de petróleo envolvidos na produção de reservatórios fraturados, assim como o impacto de cada um dos principais parâmetros que condicionam o fluxo no meio poroso fraturado por meio da injeção de polímeros. Este estudo justifica-se pelo fato de poucos autores tratarem deste tipo de método químico em reservatórios heterogêneos como mostram as referências utilizadas.

METODOLOGIA

Este estudo foi desenvolvido de forma teórica, visto que ainda não possível o acesso ao laboratório de Simulação Numérica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, devido ao tempo de pandemia. Neste contexto, procurou-se incluir neste estudo os trabalhos mais atuais no tema em discussão, assim como aqueles que sigam metodologia semelhante ao proposto de forma prática, para haver de fato resultados similares, usando como suporte principalmente a plataforma *OnePetro* e o *Google*.

REFERENCIAL TEÓRICO

A motivação inicial para o desenvolvimento deste projeto surgiu com uma demanda crescente de exploração e produção de petróleo em reservatórios já existentes. Os chamados reservatórios não-convencionais (RNC) foram responsáveis por uma revolução no volume e perfil de produção nos EUA e agora despertam interesse em todo o mundo. Na maioria dos RNC o desenvolvimento da produção vem sendo viabilizado através de poços horizontais com múltiplas fraturas transversais. Os reservatórios de petróleo desta natureza consistem, atualmente, na maioria das rochas acumuladoras de hidrocarbonetos. No Brasil, encontram-se os campos do Canto do Amaro na bacia Potiguar e o de Jabuti em Marlim Leste na Bacia de Campos e, mais recentemente, foram encontradas fraturas naturais em alguns campos do pré-sal na Bacia de Santos. Alguns trabalhos têm sido desenvolvidos para tentar diminuir a lacuna existente no entendimento destes reservatórios, porém, ainda se tem um caminho longo a percorrer até que se desenvolva um conhecimento sólido ante ao grande desafio que são os reservatórios fraturados naturalmente ou artificialmente.

Além da técnica de fraturamento hidráulico, propõe-se neste estudo a aplicação de um método químico nestes reservatórios, a injeção de polímeros. Para ter uma implementação

adequada da injeção de polímeros, é necessário ter uma propagação uniforme de polímero em meios porosos. Além disso, uma concentração ótima de polímero, viscosidade adequada e taxa de mobilidade apropriada, podem ajudar consideravelmente na obtenção de injeções ótimas de polímeros. O uso deste método, neste tipo de reservatório, é recomendado acima da pressão de fratura para evitar o cisalhamento da solução e a degradação da solução. Com a fratura da formação a área de superfície aumenta e com isso a velocidade do fluido injetado diminui, evitando que a solução sofra degradação.

A injeção de polímeros é utilizada para reservatórios relativamente heterogêneos, com altas razões de mobilidade, portanto baixas eficiências de varrido. Esse método tem como principal finalidade aumentar a viscosidade (μ) do fluido injetado e com isso diminuir a razão de mobilidade entre esse fluido e o óleo, conseqüentemente a eficiência de varrido tende a aumentar já que o óleo passa a ser deslocado com mais eficiência. As fraturas são heterogeneidades frequentemente encontradas em reservatórios de petróleo que podem afetar de forma relevante o fluxo dos fluidos nele contidos, seja por incrementarem a permeabilidade do meio, criando caminhos preferenciais de escoamento, seja por imporem algum tipo de barreira ao fluxo.

De acordo com Seright (2016) a primeira aplicação da injeção de polímeros foi por volta da década de 1960 ainda com poucos estudos científicos que comprovavam a eficiência desse método. Melo et al (2002) afirmam que a injeção de polímeros vem sendo utilizada como um método de recuperação durante décadas. No artigo publicado pelos autores, é estudada a aplicação desse método em três campos brasileiros: Canto do Amaro (Rio Grande do Norte), Buracica (Bahia) e Carmópolis (Sergipe). Os autores falam da importância da implementação da injeção de polímeros para a Petrobras pois faz com que a empresa adquira mais experiência nesse método. Todos os passos necessários para a implementação são apresentados, inclusive a seleção do polímero a ser utilizado que nesse caso foi a Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada (PHP). Wang et al. (2007) publicaram uma pesquisa que traz resultados após 12 anos de experiência com injeção de polímeros no campo de Daqing na China. Um dos resultados apresentados foi que a concentração de 1000 mg/L trouxe mais resultados positivos, podendo chegar em 2000 mg/L em poços mais afastados. Outros resultados explicitados são o volume de injeção de polímeros ideal para o campo em questão e também o peso molecular dos polímeros.

Gumpenberger et al. (2012) declaram que em um projeto piloto no campo de Matzen na Áustria os polímeros sofreram degradação por taxa de cisalhamento na região próxima ao

poço em pressões abaixo da pressão de fratura da formação. Segundo os autores, a pressão de injeção de polímeros pode ser administrada acima da pressão de fratura já que com a fratura da formação e a área de superfície aumenta, e com isso a velocidade do fluido injetado diminui, melhorando a eficiência de varrido e evitando que o polímero sofra a degradação pela taxa de cisalhamento. Em suas pesquisas, Solomon Ofori, (2017) afirma que, acima da pressão de fratura, 6 m, velocidade passa a ser de 3,1 m/dia. A velocidade diminui com o aumento da fratura, e neste caso a solução não sofre degradação mecânica. Segundo Al-Shakry et al. (2019) a injetividade e a estabilidade dos polímeros ainda são os desafios que a injeção de polímeros encontra para que esse método seja ainda mais eficaz. Os autores afirmam que a HPAM, polímero mais utilizado na indústria, tem um comportamento reológico diferente próximo ao poço e em regiões profundas do reservatório, de modo que próximo ao poço a solução polimérica sofre degradação por cisalhamento já que o escoamento é turbulento, porém em regiões profundas o escoamento é laminar e o polímero não sofre dessa mesma degradação. Para diminuir essa degradação é necessário diminuir a vazão de injeção e com isso ocorre a diminuição da recuperação de óleo. Al-Shakry et al. analisaram o efeito da permeabilidade no fluxo do polímero e chegam à conclusão de que a solução polimérica flui com mais facilidade em regiões de alta permeabilidade e, portanto, é importante injetar o polímero a uma pressão acima da pressão de fratura para criar zonas de altas permeabilidades.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Segundo Abbasi et al., (2017), em reservatórios heterogêneos e fraturas horizontais, o fator de recuperação para a injeção de polímeros é maior que em reservatórios homogêneos. Em seu estudo comparativo entre reservatórios homogêneos e heterogêneos com e sem fraturas, ele encontrou que fraturas hidráulicas podem melhorar o efeito da injeção do polímero no aumento do fator de recuperação de óleo em torno de 86% em comparação com a injeção de polímero de um reservatório homogêneo não fraturado, segundo a figura 1.

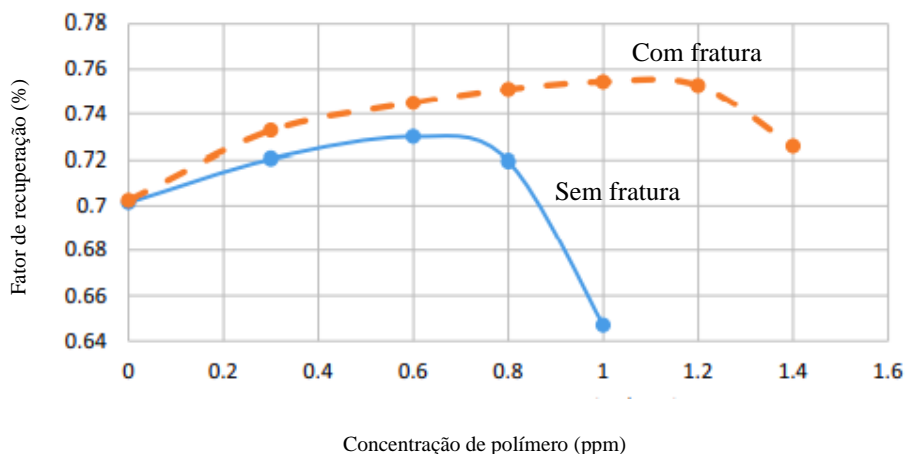


Figura 1 – Fator de recuperação do óleo versus concentração de polímero com e sem fratura no reservatório homogêneo. (Abbasi et al., 2017)

Mesmo sendo declarado em seu artigo que a presença da fratura aumenta o fator de recuperação quando se injeta a solução de polímeros com alta concentração de polímero, observa-se na figura 1 que, a partir da concentração do polímero de 1,2 (ppm), o fator de recuperação tende a diminuir. Esse efeito é observado ainda mais antecipado no reservatório sem fratura em aproximadamente 0,7 (ppm), ocorrendo uma drástica queda no fator de recuperação. Este efeito pode estar associado a degradação do polímero que foi omitida no artigo. A figura 2 mostra esta mesma análise realizada em um reservatório heterogêneo.

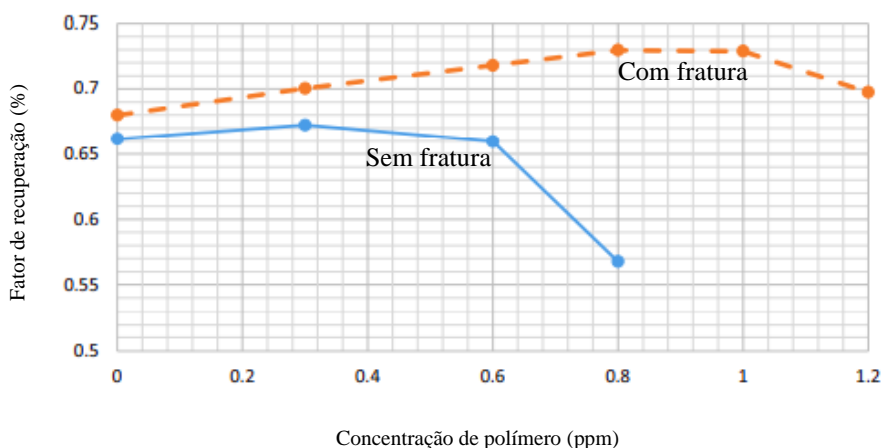


Figura 2 - Recuperação de óleo vs concentração de polímero para um reservatório heterogêneo com e sem fratura. (Abbasi et al., 2017)

Em um reservatório heterogêneo e com permeabilidade de 10,42 md, o fator de recuperação aumenta em 0,73 para a injeção de polímero com concentração de 0,8 (ppm) na presença da fratura e continua constante até a concentração de 1 (ppm), sofrendo uma diminuição em seguida. Neste reservatório, o fator de recuperação é melhor devido à alta permeabilidade que a fratura proporciona na formação. A diminuição no fator de recuperação é observada no reservatório sem fratura um pouco mais cedo, como mostrado na figura 2.

Outro parâmetro importante de se observar ao utilizar este método químico é a viscosidade. Em seu trabalho, Gumpenberger et al., (2012) discute que, as mudanças na viscosidade aparente da solução polimérica não é apenas uma função da vazão de injeção mas também dependem da concentração da solução. Isso pode ser visto na Figura 3 como a viscosidade aparente máxima da solução de polímero com uma concentração de 1000 ppm é cerca de duas vezes aquela da solução de polímero com uma concentração de 500 ppm, portanto, a viscosidade aparente máxima se correlaciona aproximadamente com a concentração de polímero. Eles apontam que a razão para isso é a interação mais longa das partículas de polímero em altas concentrações em oposição a concentrações mais baixas, onde há uma interação de partículas de polímero reduzida (Gumpenberger et al., 2012).

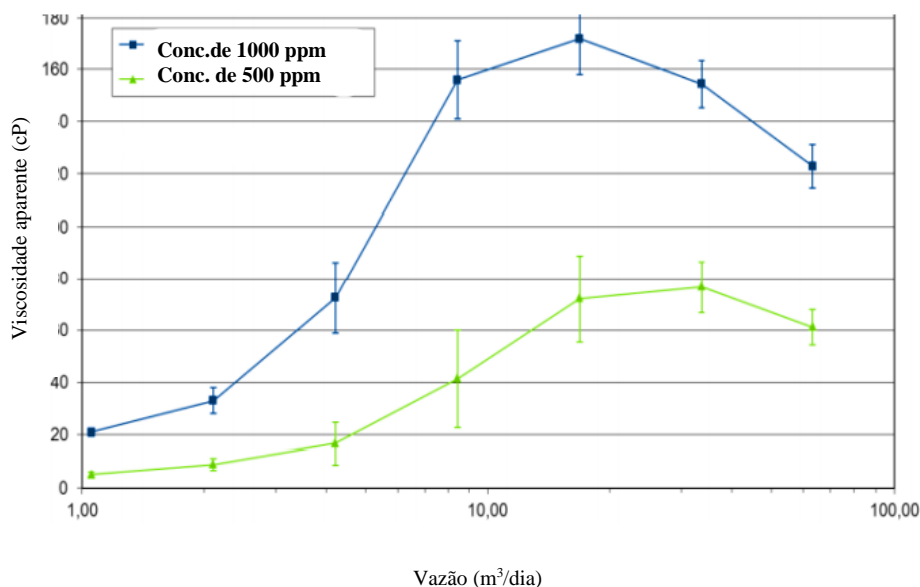


Figura 3 - Viscosidade aparente da solução de polímero em função da vazão. (Gumpenberger et al., 2012)

Usando duas concentrações de solução de polímero diferentes, de 500 e 1000 ppm, e vazões variáveis, eles descobriram que a viscosidade aparente aumentou até um máximo e

depois disso, a viscosidade aparente começou a diminuir devido à degradação do polímero, conforme mostrado na Figura 3. A degradação do polímero ocorreu a uma vazão de 18 m/dia e 35 m/dia para 1000 e 500 ppm, respectivamente (Gumpenberger et al., 2012).

Ainda neste estudo, para analisar como a viscosidade aparente mudaria conforme a solução de polímero se propaga da região próxima ao poço em partes mais profundas do reservatório, eles usaram o efluente da injeção, ou seja, solução de polímero pré-cisalhada em diferentes vazões. A solução de polímero efluente foi então reinjetada em um núcleo saturado de salmoura em vazões acima da vazão de fluxo no momento da amostragem. A figura 5 traz os resultados desta análise.

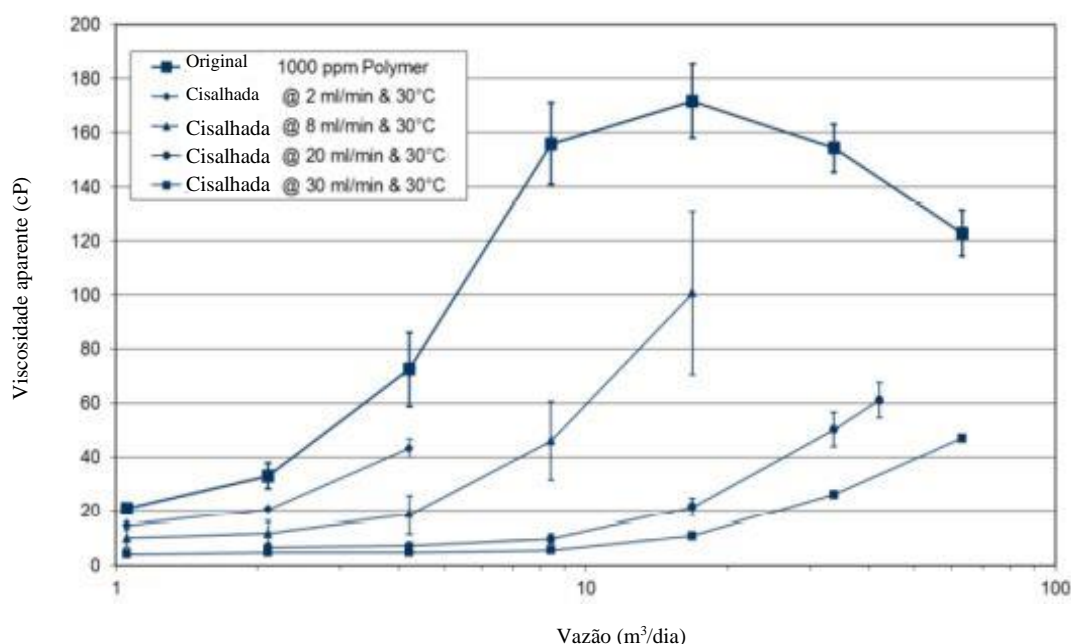


Figura 5 – Viscosidade aparente de polímeros pré-cisalhados. (Gumpenberger et al., 2012)

A figura 5 mostra as curvas para as soluções de polímero pré-cisalhadas em baixas vazões de fluxo. Por exemplo, a uma vazão de 4 m/d, uma perda significativa na viscosidade aparente pode ser detectada. Para taxas de fluxo mais altas, um efeito mais pronunciado pode ser observado. Eles afirmam que a perda irreversível de viscosidade pode ser atribuída à degradação física do polímero à medida que ele se move através dos poros (Gumpenberger et al., 2012).

Zechner e Clemens (2015) também avaliaram a viscosidade da solução de polímero em função da concentração para vários polímeros. Os resultados mostraram que o polímero mais eficaz foi um polímero de poliácridamida com alto peso molecular. Biopolímeros foram

desconsiderados porque um teste de injeção realizado na década de 1980 mostrou uma alta degradação dos polímeros por microrganismos. Neste estudo, duas soluções, uma de 500 ppm e 1000 ppm foram injetadas em um reservatório. As viscosidades aparentes determinadas para a solução de 500 ppm foram menores do que para a solução de polímero de 1.000 ppm e ela aumentou com o aumento das velocidades de fluxo como mostra a figura 6.

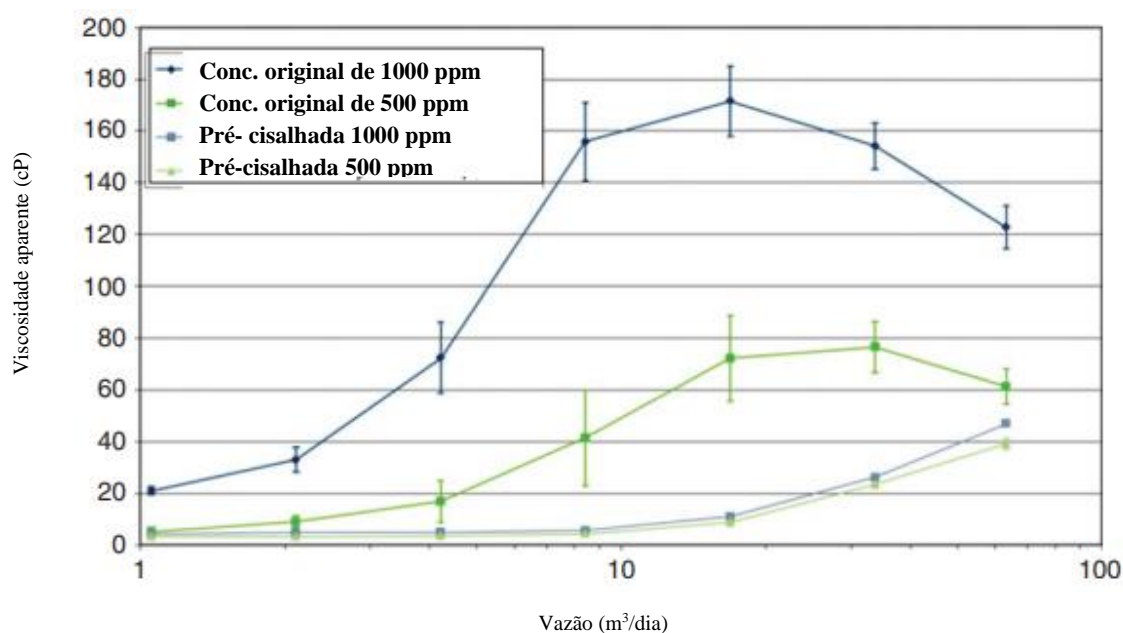


Figura 6 - Viscosidade aparente da solução de polímero a 30° C vs. Vazão. (Zechner e Clemens, 2015)

Na figura 6, as duas curvas superiores mostram a viscosidade vs. vazão da solução polimérica não cisalhada, ou seja a solução original nas concentrações de 500 ppm e 1.000 ppm, respectivamente. As duas curvas inferiores fornecem a viscosidade vs. vazão de fluxo de polímeros pré-cisalhados a 63 m/dia (30 cm³/min) nas mesmas concentrações mencionadas acima.

Segundo autores como Chauveteau (1981) e Seright (1983), em velocidades de fluxo muito altas, os polímeros de poliácridamida de alto peso molecular são irreversivelmente degradados e, portanto, as viscosidades aparentes são reduzidas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise da injetividade é essencial, pois avalia, em primeiro lugar, o sucesso do projeto de injeção de polímeros. É de grande importância que o polímero não perca suas propriedades viscosas durante a injeção por causa da alta vazão de fluxo, pois leva ao afinamento por cisalhamento, reduzindo, portanto, a viscosidade. A perda de viscosidade da solução levaria a uma redução na eficácia do polímero e, conseqüentemente, na redução da eficiência de varrido.

A injeção de solução de polímero provavelmente terá que ser realizada acima da pressão de fratura para atingir uma alta injetividade e evitar degradação mecânica. Os critérios de seleção para tais projetos devem incluir as propriedades geomecânicas da rocha, bem como as propriedades convencionais (por exemplo, viscosidade do óleo, temperatura, salinidade).

Em reservatórios que não estão fraturados, a injeção de soluções de polímero de alta concentração necessariamente diminuirá a injetividade. Para manter as taxas de injeção de polímero, os reservatórios selecionados devem permitir pressões de injeção mais altas. Um resultado importante encontrado foi o aumento no uso de reservatórios horizontais para aplicar a injeção de polímeros. Segundo alguns autores, estes reduzem significativamente as restrições de injetividade associadas aos reservatórios verticais.

REFERÊNCIAS

ABBASI J., RAJI B., RIAZI M., KALANTARIAS A. A simulation investigation of performance of polymer injection in hydraulically fractured heterogeneous reservoirs. *J Petrol Explor Prod Technol*, 7:813–820, 2017.

AL-SHAKRY B., SHIRAN B.S., SKAUGE T., SKAUGE A. Polymer Injectivity: Influence of Permeability in the Flow of EOR Polymers in Porous Media. Society of Petroleum Engineers, 2019.

CHAUVETEAU G. Molecular Interpretation of Several Different Properties of Flow of Coiled Polymer Solutions Through Porous Media in Oil Recovery Conditions. Presented at the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society Engineers of AIME, San Antonio, Texas, USA, 5–7 October, 1981.

DELSHAD M., KIM D.H., MAGBAGBEOLA O.A., HUH C., POPE G.A., TARAHOM F. Mechanistic interpretation and utilization of viscoelastic behavior of polymer solutions for

improved polymer-flood efficiency. In: SPE symposium on improved oil recovery. Society of Petroleum Engineers, 2008.

GUMPENBERGER T., DECKERS M., KORNBERGER M. Experiments and Simulation of the Near-Wellbore Dynamics and Displacement Efficiencies of Polymer Injection, Matzen Field, Austria. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 11–14 November, 2012.

HAYNES, A.K., CLOUGH, M.D., FLETCHER, J.P. The Successful Implementation of a Novel Polymer EOR Pilot in the Low-Permeability Windalia Field. Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2–4 July, 2013.

JOSHI, S.D., 1991a. HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY, 287 pp.

JOSHI, S.D., Ding, W. Horizontal Well Application: Reservoir Management, 1996.

MANICHAND, R.N., MOE SOE LET, K.P., QUILLIEN, B. Effective Propagation of HPAM Solutions Through the Tambaredjo Reservoir During a Polymer Flood. SPE Prod & Oper 28 (4): 358–368, 2013.

MELO, M. A. SILVA P.G.S., GODOY G.M.R., SANMARTIM A.N. Polymer Injection Projects in Brazil: Dimensioning, Field Application and Evaluation. Spe/doe Improved Oil Recovery Symposium, [s.l.], p.1-11, Society of Petroleum Engineers, 2002.

SERIGHT R.S. The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions. SPE J. 23 (3): 475–485, 1983.

SERIGHT, R. S. How much polymer should be injected during a polymer flood? In: SPE Improved Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers, 2016.

SERIGHT, R.S., FAN, T., WAVRIK, K. New Insights Into Polymer Rheology in Porous Media. SPE J. 16 (1): 35–42, 2011.

STANDNES DC, SKJEVRAK I. Literature review of implemented polymer field projects. J Pet Sci Eng 122:761–775, 2014.

TABER, J.J., SERIGHT, R.S. Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding, 1992.

THAKURIA, C., AMRI, M., SAQURI, K. Performance Review of Polymer Flooding in a Major Brown Oil Field of Sultanate of Oman. Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 24 July, 2013.

WANG D., SERIGHT R.S., SHAO Z., WANG J. Key aspects of project design for polymer flooding. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2007.

ZECHNER M, CLEMENS T, SURI A, SHARMA M.M. Simulation of polymer injection under fracturing conditions—an injectivity pilot in the Matzen field, Austria, 2015.