

Análise bibliométrica da injeção de soluções poliméricas na recuperação de petróleo
A bibliometric analysis of polymer solutions injection in the oil recovery
Análisis bibliométrico de la inyección de soluciones poliméricas en la recuperación de petróleo

Recebido: 10/04/2019 | Revisado: 29/04/2019 | Aceito: 26/05/2019 | Publicado: 29/05/2019

Cristiano Severo Aiolfi

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3250-1761>

Universidade Federal do Espírito Santo, campus São Mateus, es, Brasil

E-mail: cristianoaiolfi@gmail.com

Oldrich Joel Romero

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5774-6987>

Universidade Federal do Espírito Santo, campus São Mateus, ES, Brasil

E-mail: oldrich.romero@ufes.br

Resumo

O petróleo ainda é a principal fonte energética que o mundo utiliza. O desenvolvimento da civilização traz consigo um aumento da demanda energética exigindo das instituições de pesquisa novas alternativas para que viabilizem um aumento de produção. Dentro dessas alternativas se encontram as técnicas de recuperação avançada do petróleo (*EOR – Enhanced Oil Recovery*). Uma dessas técnicas é a injeção de soluções poliméricas em reservatórios de petróleo, que melhora a razão de mobilidade entre os fluidos e aumenta o fator de recuperação. Este trabalho propõe uma revisão bibliométrica sobre a injeção de soluções poliméricas como técnica de EOR. Através da plataforma *Web of Science*, analisa o tema com quatro palavras-chave: *Enhanced oil Recovery, Polymer injection solution, Recovery factor e experimental*. Os artigos resultantes da pesquisa foram analisados quanto ao período de publicação definido entre 2009 e 2018 para obter trabalhos atuais. Posteriormente foram analisados quanto ao tema proposto. Os resultados mostram um domínio das publicações da China seguida pelo Irã. Redes de colaboração entre grupos de pesquisa foram analisadas para ilustrar como os grupos se relacionam no planeta. Uma tabela de dados com as principais informações dos trabalhos também foi desenvolvida. Três linhas principais de trabalho foram encontradas: avaliação de propriedades e condições de injeção em meios porosos, associação

de substâncias com as soluções poliméricas para otimização de propriedades para a injeção e resultados de injeção em reservatórios reais.

Palavras-chave: Petróleo; Injeção de soluções poliméricas; EOR; Fator de recuperação.

Abstract

Oil is still the main energy source in the world. The development of civilization brings with it an increase in energy demand, requiring from the research institutions new alternatives to enable an increase in production. Among these alternatives are the enhanced oil recovery (EOR) techniques. One such techniques is the injection of polymer solutions into oil reservoirs, which improves the mobility ratio between fluids and increases the recovery factor. This paper proposes a bibliometric revision on the injection of polymer solutions as EOR technique. Through the *Web of Science* platform, it analyzes the theme with four keyword refinements: “Enhanced oil recovery”, “polymer injection solution”, “recovery factor” and “experimental.” The articles resulting from the research were analyzed for the publication period defined between 2009 and 2018 to obtain current works. Subsequently, they were analyzed regarding the proposed theme. The results show a dominance of the publications of China followed by Iran. Collaboration networks between researchers have been analyzed to illustrate how groups relate to each other on the world. A data table with the main information about the papers was also developed. Three main lines of work were found: evaluation of properties and injection conditions in porous media, association of substances with polymer solutions for optimization of injection properties and injection results in real reservoirs.

Keywords: Oil; Injection of polymer solutions; EOR; Recovery factor.

Resumen

El petróleo todavía es la principal fuente energética que el mundo utiliza. El desenvolvimiento de la civilización trae consigo un aumento de la demanda por energía exigiendo de las instituciones de investigación nuevas alternativas para viabilizar el aumento de la producción de petróleo. Dentro de estas alternativas se encuentran las técnicas de recuperación avanzada de petróleo (*EOR – Enhanced Oil Recovery*). Una de ellas es la inyección de soluciones poliméricas en reservorios de petróleo, que mejora a razón de movilidad entre los fluidos y aumenta el factor de recobro del crudo. Este trabajo propone una revisión bibliométrica sobre la inyección de soluciones poliméricas como técnica de EOR. Mediante la plataforma *Web of Science*, se analiza el tema con cuatro palabras-clave: *Enhanced oil Recovery, Polymer*

injection solution, Recovery factor e Experimental. Los artículos resultantes de la investigación fueron analizados por el período de publicación definido entre 2009 y 2018 para obtener trabajos actuales. Posteriormente fueron analizados en relación al tema propuesto. Los resultados muestran un dominio de las publicaciones de la China seguida por Iran. Redes de colaboración entre grupos de investigación fueron también analizadas para ilustrar como se relacionan a nivel mundial. Una tabla de datos con las principales informaciones de los trabajos también fue desenvuelta. Tres líneas principales de trabajo fueron encontradas: evaluación de propiedades y condiciones de inyección en medios porosos, utilización de sustancias con las soluciones poliméricas para optimización de las propiedades y resultados de inyección en reservorios reales.

Palabras clave: Petróleo; Inyección de soluciones poliméricas; EOR; Factor de recuperación.

1. Introdução

O uso do petróleo como fonte de energia é assunto de interesse público. Isso motiva que as indústrias procurem estratégias para uma exploração mais eficiente das reservas existentes. No Brasil, em 2016, as reservas de petróleo se encontram em 12,6 bilhões de barris enquanto que no mundo atingiram a marca de 1,7 trilhões de barris (ANP, 2017). Ainda em 2016 o consumo mundial de petróleo, com tendência de continuo aumento, chegou à casa de 96,6 milhões de barris por dia – MMbbl/d (ANP, 2017), liderado por Estados Unidos (19,6 milhões bbl/d), China (12,4 MMbbl/d) e a Índia (4,5 MMbbl/d). O Brasil se encontra em sétimo lugar com o consumo de cerca de 3 MMbbl/d.

O crescimento da demanda por energia e bens derivados do petróleo traz consigo a necessidade de aumentar o nível de produção. Entre as alternativas para esse aumento estão os processos de injeção de água e os chamados processos de recuperação avançada (*Enhanced Oil Recovery* – EOR). Dentre esses métodos está a injeção de soluções poliméricas, utilizadas com objetivo de aumentar a eficiência de varrido do fluido deslocante e, conseqüentemente, o fator de recuperação do reservatório.

Este trabalho propõe uma revisão bibliométrica para o tema injeção de soluções poliméricas na recuperação avançada de petróleo utilizando bases de periódicos e ferramentas de análise para situar os trabalhos atuais mais relevantes, analisar as regiões produtoras e autores que mais se dedicam sobre o tema.

2. Referencial teórico

2.1 Aspectos sobre a produção do petróleo

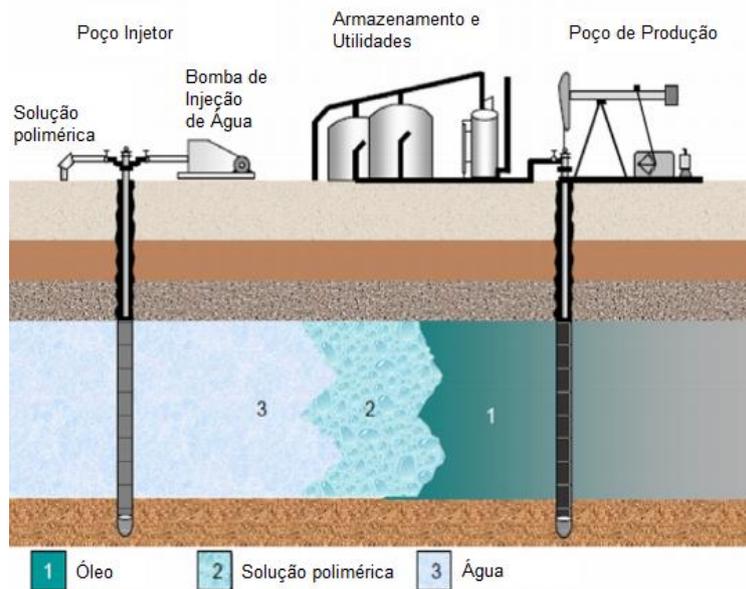
O aumento da demanda de bens e produtos derivados do petróleo exige cada vez mais que os processos de exploração dos campos petrolíferos se tornem eficientes e adequados às regiões de produção. Esse aumento se traduz como uma necessidade de aumentar a quantidade de campos explorados ou da quantidade de petróleo extraída dos campos maduros, o que é um desafio em ambos os casos.

Em se tratando do aumento da quantidade de hidrocarbonetos extraídos de reservatórios maduros, existem alguns fatores que devem ser levados em conta, entre eles as condições existentes na rocha-reservatório.

Se a pressão do reservatório for suficientemente alta, sua movimentação até as instalações de superfície será de maneira natural, o qual ocorre normalmente durante o início da vida produtiva dos campos. Com o tempo de produção, na medida que o óleo é retirado do meio poroso, o reservatório depleta tornando a vazão antieconômica, e se o abandono do campo não for uma opção, devem ser implementados métodos convencionais ou avançados (EOR) de recuperação que atuam a nível do reservatório. Segundo Wang *et al.* (2017) o abandono após a depleção do reservatório deixam uma quantidade considerável de óleo ou gás nos poros da rocha. No ambiente da coluna de produção, os métodos que agem no reservatório podem ser complementados com os Métodos de Elevação Artificial. Avaliando o nível de investimentos para a produção desses hidrocarbonetos, desenvolver e viabilizar métodos EOR é uma estratégia para a exploração desses recursos.

A injeção de soluções poliméricas é um dos métodos EOR utilizados para controlar a mobilidade do fluido injetado, reduzindo a razão de mobilidades a níveis favoráveis e, conseqüentemente, aumentando a eficiência do processo, quando comparado com a injeção de água, por exemplo. A técnica se fundamenta na injeção da solução polimérica (1) para deslocar o óleo (2) contido no reservatório, em alguns casos um banco de água (3) é injetado, conforme observado na Figura 1, para redução de custos.

Figura 1 – Representação bidimensional da injeção de um banco de solução polimérica (2) para deslocar óleo (1) do reservatório. Água (3) é utilizada posteriormente por economicidade.



Fonte: Adaptado de El-hoshoudy *et al.* (2017).

A Figura 1 ilustra a injeção de soluções poliméricas em reservatórios para recuperação de petróleo. O óleo (1) é deslocado pela solução polimérica (2) e por sua vez é deslocada por água (3). A recuperação adicional permitida com a injeção aumenta o fator de recuperação do reservatório em comparação aos casos onde se utiliza apenas a injeção de água.

2.2 Injeção de soluções poliméricas

Os métodos EOR se fundamentam na otimização da interação entre fluido e rocha no reservatório. Alguns desses métodos são baseados na injeção de fluidos desde a superfície até o reservatório. O objetivo principal é diminuir a saturação de óleo residual na rocha e, conseqüentemente, aumentar o fator de recuperação (Thomas, 2007). Os métodos EOR são divididos em térmicos, químicos e miscíveis e outros, de acordo com o mecanismo de atuação principal. A injeção de soluções poliméricas se enquadra na categoria de método químico (Alvarado & Manrique, 2010).

Os fatores de recuperação com métodos tradicionais como injeção de água, situam-se entre 20% e 40%. As técnicas de EOR permitem chegar a fatores de recuperação de 50% a 70%, um aumento considerável na produção de óleo (Muggeridge *et al.*, 2013). Os principais métodos químicos são injeções de soluções poliméricas, injeção de surfactantes, inundação alcalina, micelar e ASP (*Alcali-Surfactant-Polymer*).

A maior viscosidade da solução polimérica permite melhorar a razão de mobilidades entre os fluidos. Este parâmetro é obtido como sendo o quociente entre a mobilidade do fluido deslocante (solução polimérica) e a do fluido deslocado (óleo) (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006). Quanto menor esse parâmetro (razão de mobilidades favorável), melhor é o deslocamento e mais eficiente é o varrido o que permite uma maior retirada de óleo e uma antecipação de receitas (Lauer, 2017). Soluções poliméricas são misturas de água com pequenas concentrações de poliácridamidas ou polissacarídeos. O método permite um aumento adicional de 5 a 15% no fator de recuperação. Além disso não exige grandes mudanças nas instalações operacionais utilizadas na produção com uso de água, sendo particularmente eficaz em reservatórios de petróleo médios (Shell, 2016).

No cenário brasileiro, apesar dos esforços, pouco sucesso tem sido alcançado com esta técnica, em parte pelas condições dos reservatórios ou por danos decorrentes da injeção. (Rosa & Machado, 2017).

2.3 Análise bibliométrica

A bibliometria é uma análise quantitativa e qualitativa de publicações que auxilia a organizar um volume considerável de dados, tornando possível, entre outros pontos, encontrar possíveis padrões (Daim, Rueda, Martin, & Gerdri, 2006). Além disso, permite identificar os principais autores, as instituições mais produtivas e os trabalhos mais citados sobre um determinado assunto, o que favorece o estabelecimento de cooperações científicas e até mesmo localizar geograficamente áreas com mais propensão à pesquisa de determinados temas.

Conforme Wallin (2005), apesar de permitir mensurar os dados, a qualidade das pesquisas realizadas não pode ser precisada na análise bibliométrica. Podem ser levados em conta fatores de impacto e índices das publicações, mas, por exemplo o número de citações que um determinado trabalho possui, não necessariamente acarreta em qualidade de trabalho.

3. Metodologia

A realização da pesquisa que embasa o trabalho seguiu a metodologia de pesquisa exploratória onde, segundo Köche (2015), busca-se características essenciais de variáveis estudadas. Na pesquisa exploratória não se trabalha com relação entre variáveis, mas com seu levantamento e caracterização quantitativa e qualitativa. A bibliografia se apresenta como um

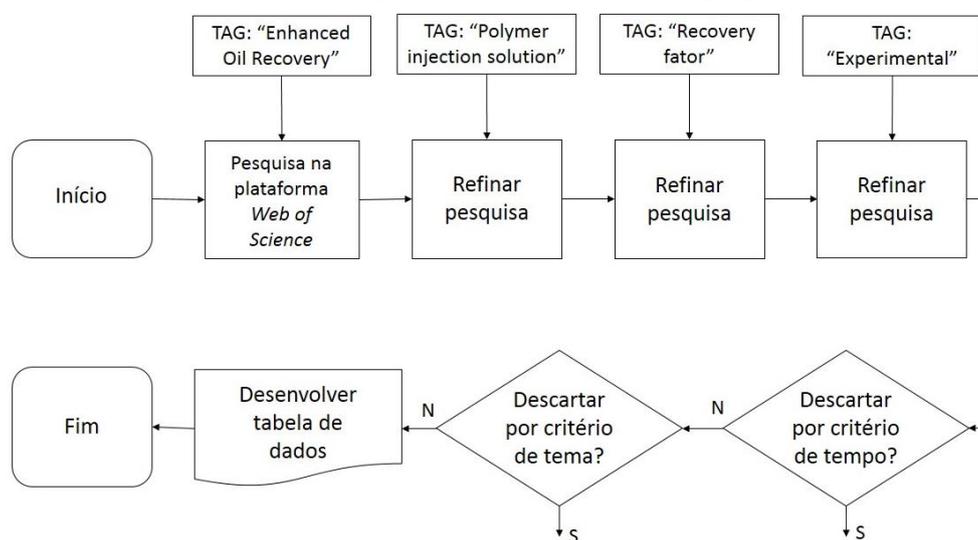
método quantitativo. Esses métodos buscam quantificar e caracterizar informações para a geração de dados e sua posterior análise (Pereira, Shitsuka, Parreira, & Shitsuka, 2018).

A bibliometria utilizada foi baseada na análise de publicações. Segundo Wallin (2005) esse tipo de análise busca padrões nas publicações sobre determinado tema. O autor salienta que essa análise permite comparar de forma precisa instituições e frequência de publicações.

Para o desenvolvimento do trabalho foi utilizada a plataforma *Web of Science* da *Thomson Reuters*. Esta plataforma inclui mais de 10.000 revistas, com mais de 38 milhões de registros, e ainda mais de 1,5 milhão de novos registros em mais de 250 ramos da pesquisa científica, ciências sociais, artes e humanidades. A plataforma disponibiliza métodos de análise de dados e citações de pesquisas, além de disponibilizar indicadores de produtividade e impacto de publicações (Vieira & Gomes, 2009).

O trabalho foi desenvolvido de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 2 entre os meses de janeiro e março de 2019. Inicialmente o termo pesquisado (na figura chamado de TAG) foi “*Enhanced Oil Recovery*” (Recuperação Avançada de Petróleo). A partir daí os resultados foram avaliados quanto aos anos de publicações, regiões/países e número de citações. Para o tema principal também foram avaliados quais autores são os que mais publicam.

Figura 2 – Fluxograma de desenvolvimento da pesquisa.



A Figura 2 apresenta o fluxograma de execução da pesquisa, apresentado as palavras chave utilizadas como entrada para os refinamentos e os critérios de avaliação dos trabalhos obtidos.

Após essa etapa foram realizados três refinamentos sobre a pesquisa inicial. O primeiro deles foi com a palavra-chave “*polymer injection solution*” (Injeção de solução polimérica). O segundo refinamento foi com a palavra-chave “*recovery factor*” (fator de recuperação). O terceiro e último refinamento foi com a palavra-chave “*experimental*” (experimental). Para cada refinamento foram analisados os períodos em que as publicações foram feitas e as regiões/países nos quais as pesquisas foram desenvolvidas.

Após os refinamentos por palavras-chave, os trabalhos que foram encontrados na pesquisa foram classificados quanto ao período de publicação e ao tema do trabalho. Os trabalhos foram selecionados com abrangência temporal entre 2009 e 2018. Quanto ao tema, os trabalhos foram avaliados com relação a estar ou não vinculados à injeção de soluções poliméricas para melhorar o fator de recuperação de reservatórios de petróleo.

Os trabalhos listados após a pesquisa foram analisados quanto a linha de pesquisa, metodologia e resultados.

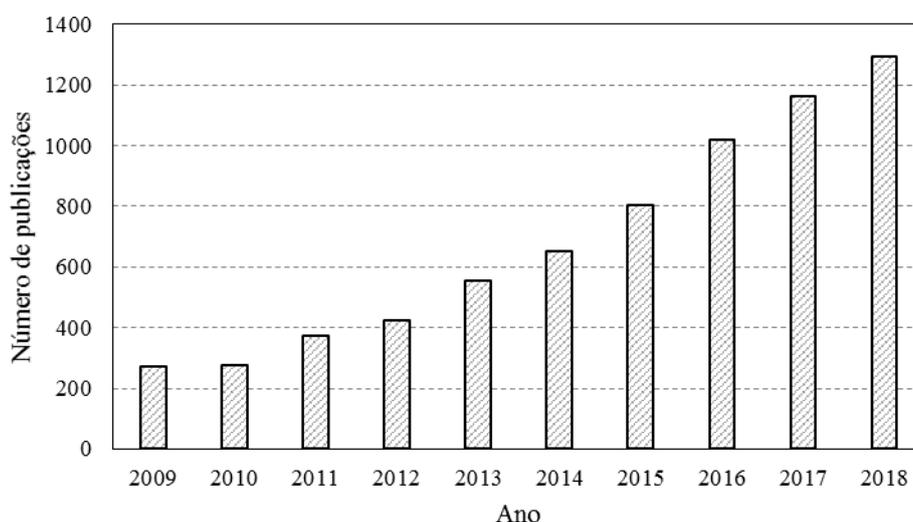
4. Resultados e discussão

4.1 TAG: *Enhanced Oil Recovery*

A primeira pesquisa, com a TAG “*Enhanced Oil Recovery*”, retornou 8.748 resultados. As publicações foram classificadas por ano no período de 2009 a 2018 (Figura 3).

Na Figura 3 é possível observar o crescimento no número de publicações relacionadas ao tema pesquisado no período de 2009 a 2018, o que demonstra que o destaque dado ao tema se traduz em número de publicações.

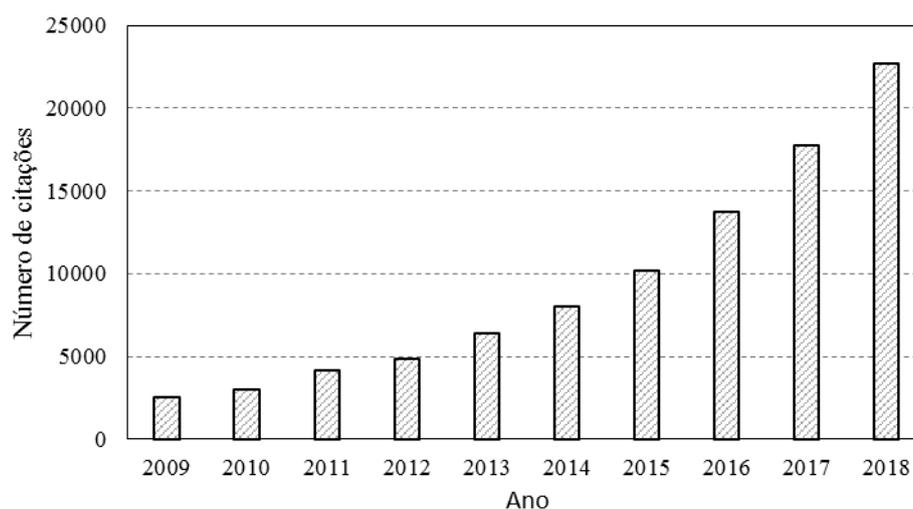
Figura 3 – Número de publicações por ano – TAG: *Enhanced Oil Recovery*.



Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

As citações aos trabalhos dentro do mesmo período foram consideradas. Da mesma forma que o número de publicações, o número de citações também apresentou crescimento dentro do período chegando a 22.676 citações em 2018. A Figura 4 apresenta o número de citações sobre o tema entre 2009 e 2018.

Figura 4 – Número de citações por ano – TAG: *Enhanced Oil Recovery*.

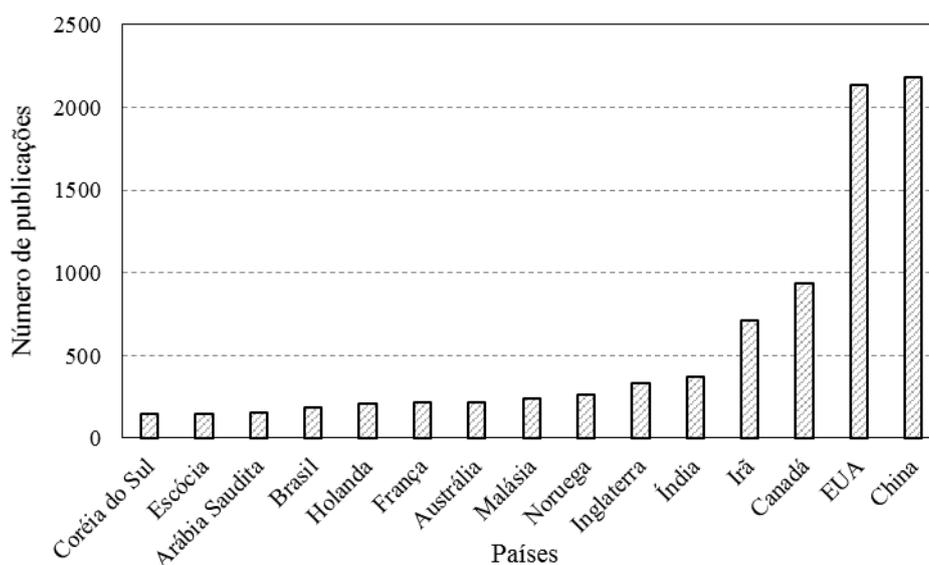


Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

A Figura 4 mostra o crescimento no número de citações observado no período determinado para a pesquisa. O crescimento no número de citações demonstra o ganho de importância do tema e a maior dedicação de pesquisadores a estudá-lo.

Na Figura 5 destaca-se os 15 países que mais publicaram pesquisas relacionadas ao tema. É possível observar que o domínio das publicações ficam com a China (2.179 publicações) e os EUA (2.132 publicações) seguidos por Canadá (939 publicações) e Irã (708 publicações). Isso confirma a importância dessas regiões, que já são produtoras de petróleo, como desenvolvedoras de pesquisa em EOR, ou seja, estão buscando novas ferramentas que permitam aumento de produção da *commodity*. Observa-se que o Brasil se coloca como 12º país com maior número de publicações sobre o tema no período.

Figura 5 – Países que mais publicaram – TAG: *Enhanced Oil Recovery*.

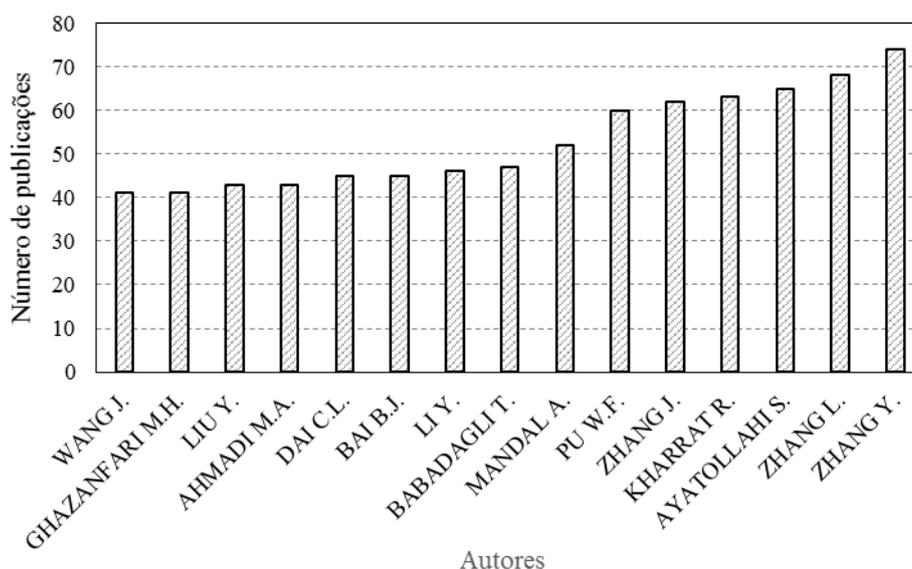


Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

A Figura 6 destaca os 15 autores que mais publicaram sobre o tema no período de análise.

A Figura 6 permite visualizar os autores que mais publicaram sobre o tema. O mais produtivo foi Zhang, Y. (China) com 74 publicações, seguido por Zhang, L. (China), com 68 publicações e Ayatollahi, S. (Irã) com 65 publicações.

Figura 6 – Autores que mais publicaram – TAG: *Enhanced Oil Recovery*.



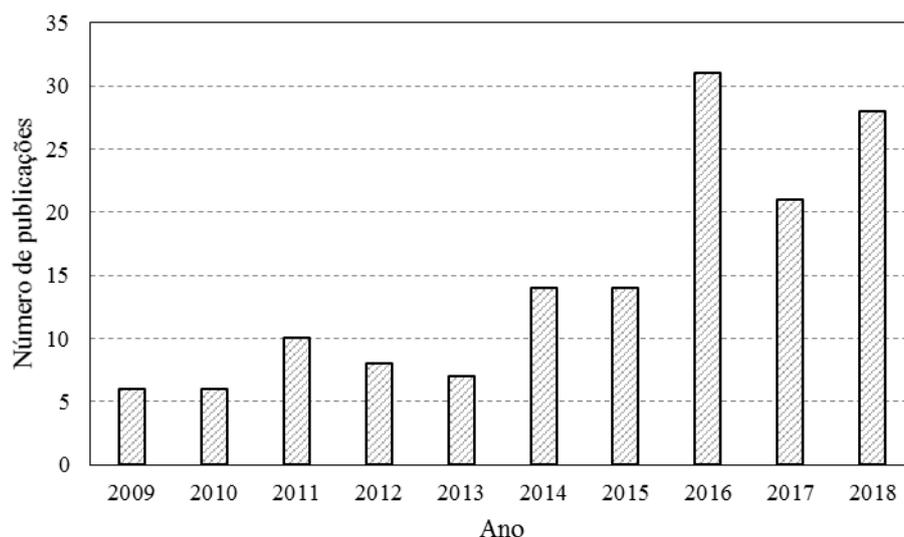
Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

4.2 TAG: *Polymer injection solution*

O primeiro refino realizado foi feito com a TAG *polymer injection solution* (injeção de solução polimérica), com o intuito de avaliar quantos trabalhos dentro da primeira pesquisa desenvolveram pesquisas relacionadas à técnica de injeção de soluções poliméricas como técnica de recuperação avançada. A pesquisa retornou 161 resultados, com o trabalho mais antigo sendo do ano de 1991. Foram analisados os trabalhos publicados entre 2009 e 2018. No ano de 2016 foram publicados 31 trabalhos. O número de publicações por ano é apresentado na Figura 7.

Na Figura 7 novamente é possível observar um crescimento no número de publicações nos últimos anos, que também se relaciona a um crescimento na relevância do tema no período. A figura traz destaque para o ano de 2016 que apresentou o maior número de publicações.

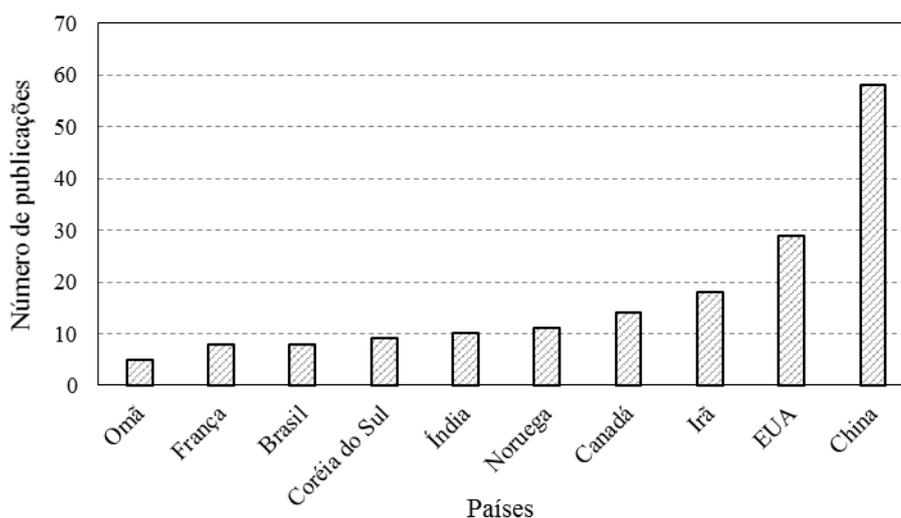
Figura 7 – Número de publicações por ano – Refino – TAG: *Polymer injection solution*.



Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

Dentro da mesma análise foram identificados os países que mais publicaram sobre o tema. Os 10 países que mais publicaram estão apresentados na Figura 8.

Figura 8 – Países que mais publicaram – Refino – TAG: *Polymer injection solution*.



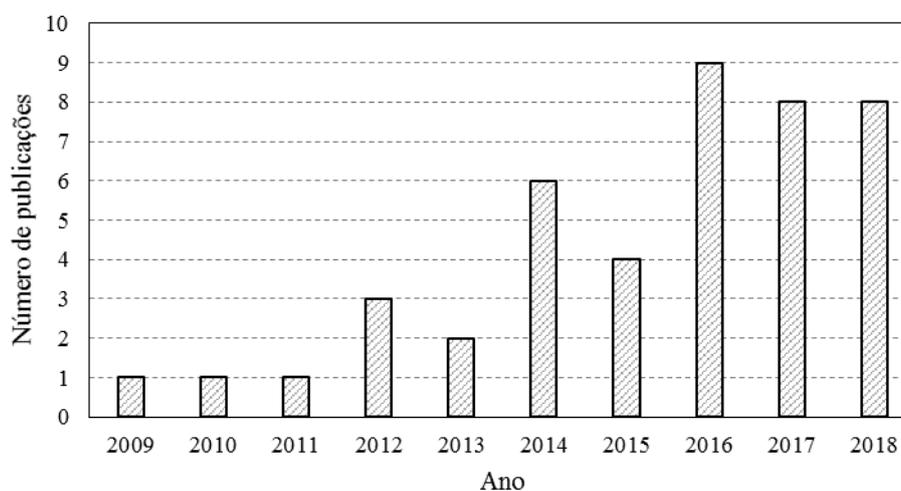
Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

A Figura 8 mostra os países de origem das publicações obtidas na pesquisa. Os quatro primeiros colocados continuam os mesmos, com a China em primeiro lugar (58 publicações), seguido dos EUA (29 publicações), Irã (18 publicações) e pelo Canadá (14 publicações). O Brasil está em 8º lugar com 8 publicações.

4.3 TAG: *Recovery fator*

O segundo refinamento realizado avalia quantos trabalhos dentro do tema se voltam ao parâmetro “fator de recuperação de óleo” de um reservatório. Foram encontrados 44 resultados. O ano de 2016 apresentou maior número de publicações (9). Em 2017 e 2018 foram 8 publicações. A Figura 9 mostra como as publicações se distribuíram ao longo dos anos.

Figura 9 – Número de publicações por ano – Refino – TAG: *Recovery fator*.



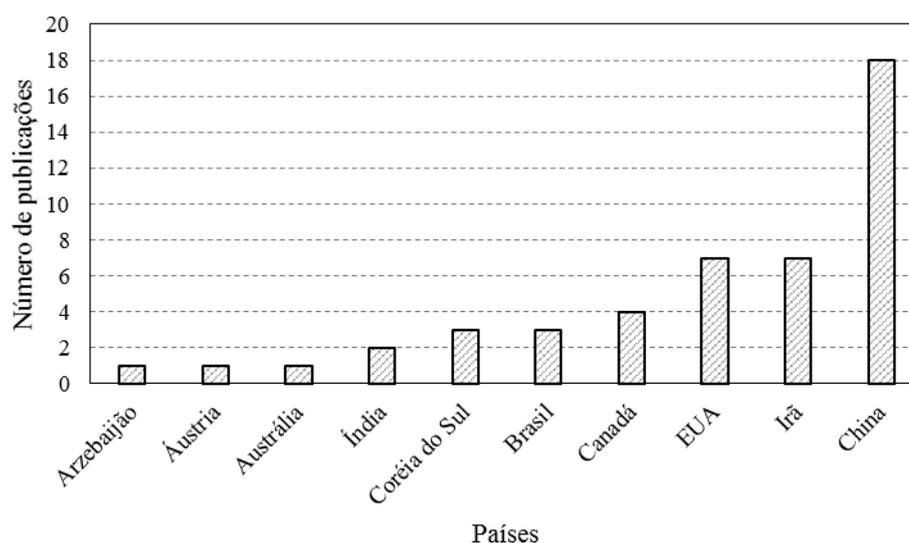
Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

A Figura 9 permite observar mais uma vez é possível a tendência de crescimento no número de publicações sobre o tema, mesmo após o refinamento, nos últimos anos.

Analisando os países que mais publicaram, é constatado que a China permanece como o mais produtivo (18 publicações) seguida agora pelo Irã e pelos EUA (7 publicações) e pelo Canadá (4 publicações). A Figura 10 mostra os dez países que mais publicam sobre o tema.

Conforme observado na figura 10 os países que mais publicam sobre o tema continuam sendo os mesmos do refinamento anterior, com destaque para a China que traz mais que o dobro de publicações do segundo colocado.

Figura 10 – Países que mais publicaram – Refino – TAG: *Recovery fator*.

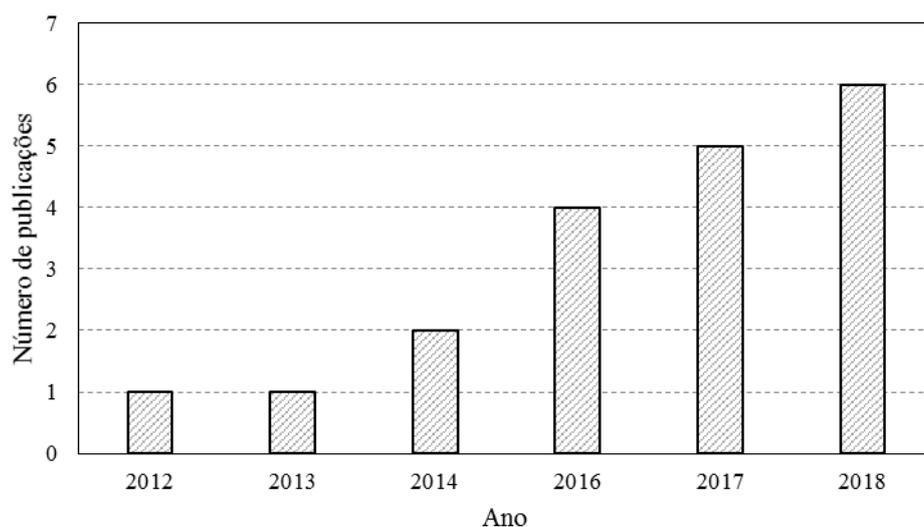


Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

4.4 TAG: – *Experimental*

O último refinamento realizado nas pesquisas visa encontrar trabalhos que foram desenvolvidos mediante abordagem experimental. Foram encontradas 19 publicações. Com relação aos anos de publicação, a Figura 11 apresenta os resultados da pesquisa.

Figura 11 – Número de publicações por ano – Refino - TAG: *Experimental*.

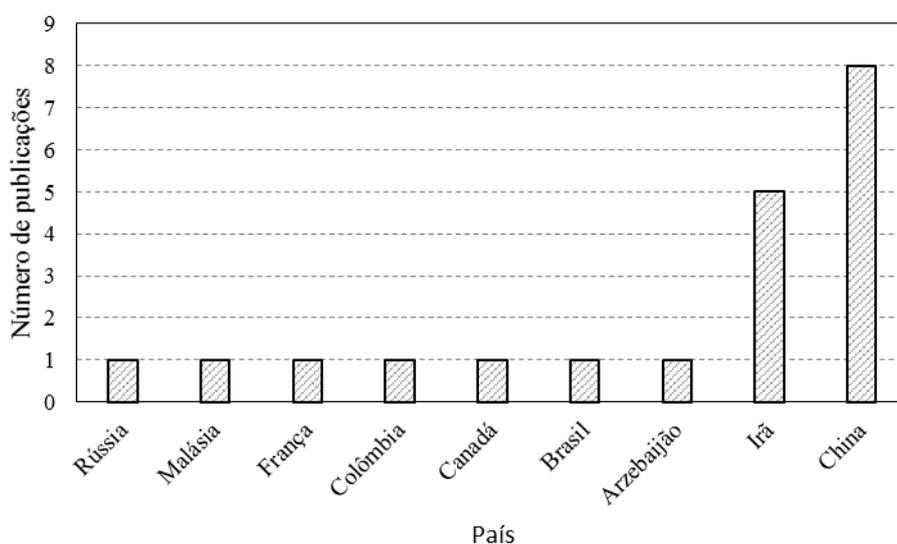


Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

A Figura 11 mostra que todos os trabalhos foram publicados de 2012 a 2018, indicando que são atuais. Ainda é possível observar que o número de publicações mantém a tendência de crescimento observada nos refinamentos anteriores.

Na Figura 12 é possível observar os trabalhos organizados quanto aos países que mais publicaram. É importante ressaltar que um dos trabalhos publicados é uma contribuição entre pesquisadores de China e Canadá, por isso foi contabilizada uma publicação para cada país.

Figura 12 – Países que mais publicaram – Refino - TAG: *Experimental*.



Fonte: Adaptado de *Web of Science*.

A Figura 12 mostra que a China, com 8 publicações, é o país que mais produziu trabalhos experimentais no período de análise. O Irã, com 5 publicações vem logo em seguida. O Irã é um país tradicionalmente produtor de petróleo enquanto a China está aumentando seus estudos para se tornar uma referência na área

Após os refinamentos das 4 palavras chaves, os 19 resultados encontrados foram analisados quanto ao período de publicação. Como todos foram publicados entre 2009 e 2018 nenhum foi descartado quanto ao critério de tempo. Seguindo essa etapa foi realizada a leitura dos trabalhos visando averiguar se os mesmos tinham pertinência dentro do tema da pesquisa. Mais uma vez nenhum trabalho foi descartado.

Dando seguimento à etapa descrita anteriormente, os trabalhos foram analisados com relação às interações entre os grupos de pesquisa com o *software* CiteSpace e com o Google Earth[®]. As Figuras 13 a 17 mostram como os grupos se relacionam entre si.

Figura 13 – Interação entre os grupos de pesquisa na América.



Fonte: *Google Earth*[®] e *CiteSpace*.

Na Figura 13 é possível observar a interação dos grupos no continente americano. Basicamente as relações entre os pesquisadores ocorrem entre grupos dos EUA, Canadá e Colômbia.

As Figuras 14 e 15 mostram as relações entre os grupos de pesquisa da Europa e oriente Médio.

Figura 14 – Interação entre os grupos de pesquisa na Europa.

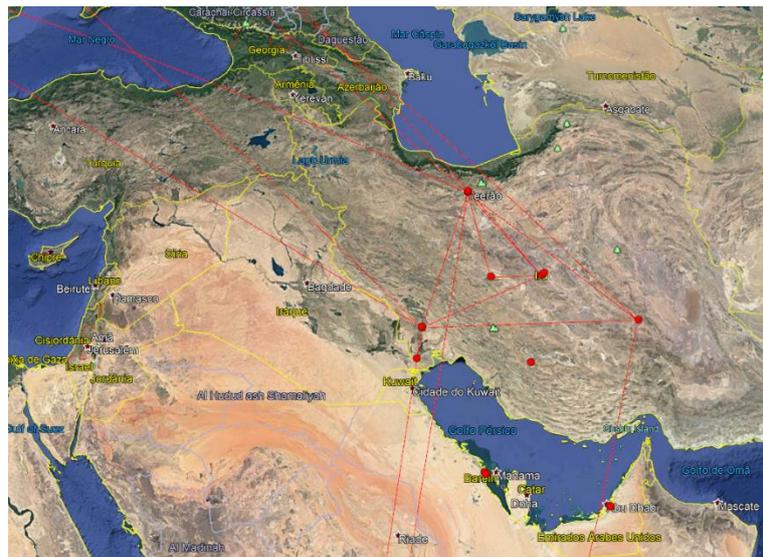


Fonte: *Google Earth*© e *CiteSpace*.

Conforme observado na Figura 14 na Europa e Oriente Médio as interações existem entre grupos da Holanda, França, Inglaterra, Noruega, Alemanha e Irã. Os grupos europeus também se relacionam com os grupos na América do Norte.

A Figura 15 mostra as relações entre grupos de trabalho do oriente médio.

Figura 15 – Interação entre os grupos de pesquisa no Oriente Médio.

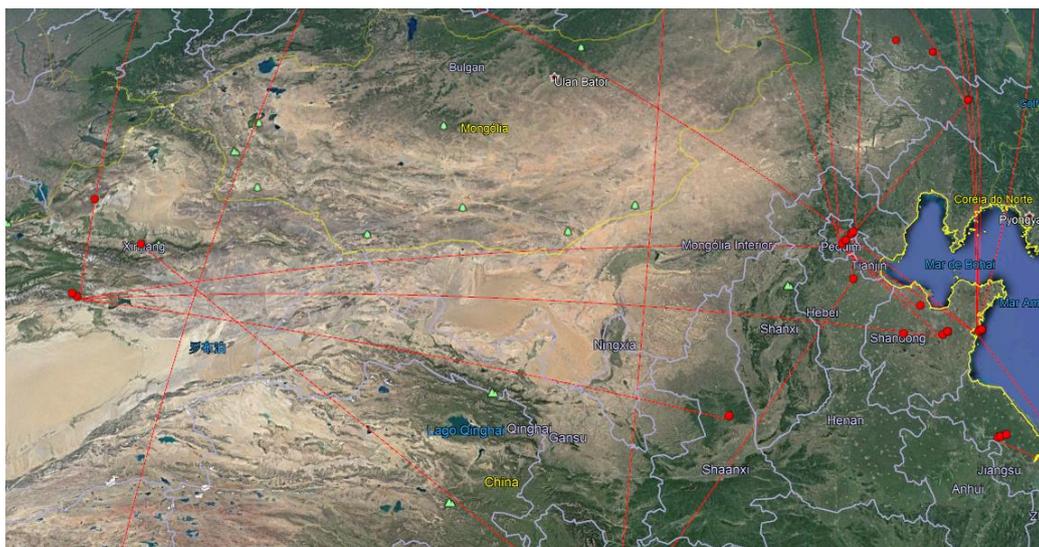


Fonte: *Google Earth*© e *CiteSpace*.

Conforme observado na Figura 15, os grupos de pesquisa do Irã possuem relação com grupos na África do Sul.

Nas Figuras 16 e 17 é possível visualizar as interações entre grupos de pesquisa da Ásia.

Figura 16 – Interação entre os grupos de pesquisa no China.



Fonte: *Google Earth© e CiteSpace.*

Conforme observado na Figura 16, na Ásia as principais redes de colaboração são as da China, que se relacionam com grupos da América do Norte e da Oceania. A figura 17 também traz relações entre grupos de pesquisa da Ásia e Oceania.

Figura 17 – Interação entre os grupos de pesquisa na Ásia e Oceania.



Fonte: *Google Earth© e CiteSpace.*

A Figura 17 permite observar as relações entre os grupos da China e Oceania e as interações entre grupos do Japão e da Malásia.

Os artigos obtidos através da pesquisa foram analisados e as principais informações quanto a autoria, países de origem, proposta do trabalho e principais resultados se encontram dispostos na Tabela 1. As linhas de pesquisa dos trabalhos obtidos na pesquisa apresentam propostas semelhantes. Os trabalhos podem ser agrupados em três blocos principais de acordo com a sua proposta de trabalho.

Tabela 01 – Principais dados dos artigos obtidos na pesquisa.

Título	Autores / País	Metodologia	Principais Resultados
<p>1. <i>Experimental study on ethanolamine/surfactant flooding for enhanced oil recovery.</i></p>	<p>Yingrui Bai, Chunming Xiong, Xiaosen Shang, e Yanyong Xin (China)</p>	<p>Utilização da etanolamina (ETA) junto ao surfactante para injeção em reservatórios. Avaliadas a tensão interfacial (IFT) e a emulsificação do óleo;</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Melhor recuperação em uma concentração de 0,065% em peso de agente tensoativo e 0,300% de ETA; • IFT reduzida cerca de 2 vezes em ordem de grandeza; • Óleo mais facilmente emulsionado com maior estabilidade;
<p>2. <i>Flow of hydrophobically modified water-soluble polymers in porous media: controlled resistance factors vs. flow-induced gelation in the semidilute regime.</i></p>	<p>Guillaume Dupuis, David Rousseau, René Tabary, Bruno Grassl (França)</p>	<p>Avaliação da injetividade de polímeros solúveis em água hidrofobicamente modificados (HMWSPs), com base em poliacrilamida sulfonada, semidiluída. Testes de injetividade em meios porosos com permeabilidades variáveis, mas com a mesma taxa de cisalhamento nas gargantas dos poros.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Avaliada a formação de um filtro de gel de HMWSP, permeável a polímeros; • Acima de uma permeabilidade crítica ou um raio de porosidade crítico, a injeção do HMWSP estabiliza um fator de resistência o que pode sugerir que ocorre gelificação induzida pelo fluxo;
<p>3. <i>Effect of degree of branching on the mechanism of hyperbranched polymer to establish the residual resistance factor in high-permeability porous media.</i></p>	<p>NanJun Lai, Yan Zhang, Fanhua Zeng, Tao Wu, Ning Zhou, Qian Xu, e Zhongbin Ye (China / Canadá)</p>	<p>Estuda a capacidade de três polímeros HPDAs com diferentes graus de ramificação, para estabelecer o fator de resistência residual (RRF) em meios porosos de alta permeabilidade.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • O RRF foi baixo devido à baixa capacidade de espessamento, desempenho anticorrosivo, diâmetro pequeno e força estrutural fraca; • Com o aumento do grau de ramificação dos polímeros o principal mecanismo de retenção e RRF se torna o aprisionamento mecânico;
<p>4. <i>Experimental investigation of a novel foam formulation to</i></p>	<p>Zeinab Derikvand, Masoud Riazi</p>	<p>Estuda experimentalmente a melhor condição para a injeção de espuma</p>	<ul style="list-style-type: none"> • A estabilidade da espuma na mesma concentração de surfactante aumenta com o aumento

Tabela 01 – Principais dados dos artigos obtidos na pesquisa.

Título	Autores / País	Metodologia	Principais Resultados
<i>improve foam quality.</i>	(Irã)	em meios porosos alterando a viscosidade da fase aquosa com o polímero CMC.	do CMC; <ul style="list-style-type: none"> • A viscosidade aumenta com o aumento do CMC; • O máximo fator de recuperação foi alcançado com 0,625% em peso de CMC;
<i>5. An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer.</i>	Yongge Liu, Jian Hou, Lingling Liu, Kang Zhou, Yanhui Zhang, Tao Dai, Lanlei Guo, Weidong Cao. (China)	Propõem um método de inversão de curvas de permeabilidade relativa para injeção de soluções poliméricas combinado com simulações numéricas.	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizam testes de injeção para obter as curvas de permeabilidade relativa e alimentação de dados nas simulações numéricas;
<i>6. Mechanical entrapment analysis of enhanced preformed particle gels (PPGs) in mature reservoirs.</i>	Amir Farasat, Mohsen Vafaie Sefti, Saeid Sadeghnejad, Hamid Reza Saghafi (Irã)	Usa géis de partículas pré-formados (PPG's) em experimentos de injeção em reservatórios. Aplica métodos estatísticos para avaliar efeitos de alguns fatores sobre o aprisionamento mecânico de PPG.	<ul style="list-style-type: none"> • O aprisionamento dos PPG's nos meios porosos depende da temperatura do reservatório, tamanho de poros e velocidade do fluido;
<i>7. An experimental investigation of silica nanoparticles effect on the rheological behavior of polyacrylamide solution to enhance heavy oil recovery.</i>	A. Maghzi, A. Mohebbi, R. Kharrat e M. H. Ghazanfari (Irã)	Investigação do efeito de nanopartículas em soluções com poliácridamida em água com medição de viscosidade da solução em diferentes taxas de cisalhamento;	<ul style="list-style-type: none"> • Adição das nanopartículas melhora o comportamento pseudoplástico da solução de injeção; • A viscosidade da solução com as nanopartículas aumenta, o que pode ajudar a explicar a melhor recuperação de óleo com essa solução; • A quantidade de nanopartículas tem efeito direto na tensão de cisalhamento do fluido;
<i>8. Empirical correlations for viscosity of polyacrylamide</i>	Muhammad R. Hashmet, Mustafa Onur	Realização de experimentos para	<ul style="list-style-type: none"> • Com base em experimentos, foram criadas correlações que podem ser utilizadas em simuladores

Tabela 01 – Principais dados dos artigos obtidos na pesquisa.

Título	Autores / País	Metodologia	Principais Resultados
<i>solutions with the effects of salinity and hardness.</i>	e Isa M. Tan (Malásia)	caracterizar os efeitos da taxa de cisalhamento, salinidade e dureza na viscosidade de soluções poliméricas para criação de correlações com objetivo de prever a viscosidade da solução;	de reservatórios que podem ser úteis para determinar a compatibilidade de soluções de polímeros em diferentes concentrações de salinidade e dureza;
9. <i>Experimental research of hydroquinone (HQ) / hexamethylene tetramine (HMTA) gel for water plugging treatments in high-temperature and high-salinity reservoirs.</i>	Jichao Fang, Xiao Zhang, Long Ele, Guang Zhao, Caili Dai l (China)	Um novo gel polimérico desenvolvido com base em HQ/HMTA foi testado quanto a desempenho de gelificação e inundação.	<ul style="list-style-type: none"> • O tempo de gelificação pode ser controlado ajustando o polímero ou o agente de reticulação; • Uma capacidade de injeção adequada garante que o gel entre em profundidade e, com estabilidade adequada, permite conexão de regiões de alta permeabilidade;
10. <i>Impact of flow rate variation in dynamic properties of a terpolymer in sandstone.</i>	V.H.S. Ferreira, R.B.Z.L. Moreno (Brasil)	Investiga propriedades de um terpolímero com poliacrilamida hidrolisada em arenito, com três metodologias distintas.	<ul style="list-style-type: none"> • No experimento 14C/18A2 foi possível estimar a retenção hidrodinâmica; • O volume de poros inacessíveis não apresentou tendência com relação à taxa de fluxo; • O fator de resistência e o fator de resistência residual aumentam com o aumento de fluxo;
11. <i>Experimental study of key effect factors and simulation on oil displacement efficiency for a novel modified polymer BD-HMHEC.</i>	Chao Wang, Pengcheng Liu, Yanling Wang, Zhe Yuan e Zhenhua Xu (China)	Avaliados o fator de resistência (FR) e o fator de resistência residual (FRR) em experimentos com uma hidroxietil celulose modificada hidrofobicamente sintética usando bromododecano (BD-HMHEC) e posteriormente	<ul style="list-style-type: none"> • A inundação com BD-HMHEC possui maior eficiência de deslocamento de óleo do que a inundação HEC na mesma condição. • A recuperação incremental de óleo com BD-HMHEC chega a 7,0 ~ 8,0%.

Tabela 01 – Principais dados dos artigos obtidos na pesquisa.

Título	Autores / País	Metodologia	Principais Resultados
		modelados em CMG (Computer Modeling Group).	
<p>12. <i>Stability and flooding analysis of nanosilica/NaCl/HPAM/SDS solution for enhanced heavy oil recovery.</i></p>	<p>Hojat Alah Yousefvand, Arezou Jafari (Irã)</p>	<p>Investiga a HPAM nano-sílica para recuperação avançada de petróleo e a estabilidade do fluido de injeção.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • O teor de sal é o fator que mais afeta a instabilidade das partículas de polímero / nano-sílica / solução salina; • A adição de partículas alterou a molhabilidade das paredes dos poros e aumentou a viscosidade da solução o que resultou em maior recuperação de petróleo e aumentou a eficiência de varredura;
<p>13. <i>Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery.</i></p>	<p>Baghir A. Suleimanov e Elchin F. Veliyev (Arzerbaijão)</p>	<p>Avaliam o nanogel como opção para recuperação avançada de petróleo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • A adição de nanopartículas aumenta o fator de resistência residual; • A recuperação de petróleo com as nanopartículas foi 6% maior em comparação à solução sem nanopartículas; • O uso do nanogel permite um aumento de 10,7% na recuperação de óleo da camada de baixa permeabilidade;
<p>14. <i>Experimental study on hydrophobically associating hydroxyethyl cellulose flooding system for enhanced oil recovery.</i></p>	<p>Yingrui Bai, Xiaosen Shang, Zengbao Wang, Xiutai Zhao, (China)</p>	<p>Avaliam propriedades e desempenho de uma hidroxietilcelulose hidrofobicamente associada (HAHEC) para recuperação avançada de petróleo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • A viscosidade da solução se apresenta sensível à temperatura e resistência ao cisalhamento satisfatória; • O fator de resistência e o fator de resistência residual são maiores para o HAHEC quando comparados à solução HEC; • O desempenho de recuperação é adequado, com o óleo recuperado na forma de emulsão;

Tabela 01 – Principais dados dos artigos obtidos na pesquisa.

Título	Autores / País	Metodologia	Principais Resultados
15. <i>ASP project. Problematics of dissolved oxygen. Theory and practice.</i>	Bondar, M. Y.; Shuster, M. Y.; Karpan, V. M.; Kostina, M. Y.; Azamatov, M. A. (Rússia)	Apresenta resultados dos estudos sobre o efeito do oxigênio em injeções ASP em projetos pilotos e com experimentos de injeção.	<ul style="list-style-type: none"> • As soluções injetadas são afetadas pelo oxigênio, não somente pela oxidação, mas também pela quebra das cadeias poliméricas; • Métodos adequados para eliminação de oxigênio devem ser projetados;
16. <i>Analysis of dynamic imbibition effect of surfactant in microcracks of reservoir at high temperature and low permeability.</i>	Kun Xie, Xiangguo Lu, He Pan, Dawei Han, Guangbin Hu, Ji Zhang, Baoyan Zhang, Bao Cao. (China)	Explora os efeitos da embebição de surfactante em microtrincas em reservatório de alta temperatura e baixa permeabilidade no reservatório Fuyu do Campo Petrolífero de Daqing na China.	<ul style="list-style-type: none"> • A injeção de surfactante permite um aumento na recuperação de óleo; • Recomenda avaliar a influência do surfactante na IFT e nas forças capilares; • Observa que uma condição de rocha molhada preferencialmente a água permite uma melhor recuperação com o surfactante;
17. <i>Formation damage during alkaline-surfactant-polymer flooding in the Sanan-5 block of the Daqing Oilfield, China.</i>	Zihao Li, Wei Zhang, Yongqiang Tang, Baiguang Li, Zhaojie Canção, Jirui Hou. (China)	Investiga a formação de danos pela injeção da solução alcali-surfactante-polímero (ASP) no bloco Sanan-5 na Bacia Songliao do Campo Petrolífero de Daqing na China.	<ul style="list-style-type: none"> • A permeabilidade e a porosidade foram medidos experimentalmente através da trajetória de inundação, com o aumento na absorção o fator de resistência residual aumentou e a permeabilidade do material próximo a injeção diminuiu; • Ao entrar no reservatório o ASP pode ter reagido com minerais e com a cimentação do poço alterando a permeabilidade; • A alta viscosidade do ASP pode causar migração de grãos;
18. <i>On the evaluation of alkaline-surfactant-polymer flooding in a field scale: screening, modelling, and</i>	Arash Azamifard, Gholamreza Bashiri, Shahab Gerami e	Estuda o comportamento dos componentes injetados em um reservatório de petróleo iraniano. A	<ul style="list-style-type: none"> • O efeito do polímero na viscosidade é o mais significativo parâmetro avaliado; • A miscibilidade entre polímero e água melhora o efeito da injeção;

Tabela 01 – Principais dados dos artigos obtidos na pesquisa.

Título	Autores / País	Metodologia	Principais Resultados
<i>optimization.</i>	Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh (Irã)	injeção foi solução alcali-surfactante-polímero (ASP). Os parâmetros avaliados são otimizados.	<ul style="list-style-type: none"> • Chega-se a melhor combinação quando 78,164 kg/m³ de polímero e 64,487 kg/m³ de surfactante são injetados simultaneamente;
19. <i>Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes.</i>	Rubén-Hernán Castro-García, et. al. (Colômbia)	Descreve a metodologia desenvolvida para avaliação teórica, projeto, implementação e monitoramento do processo de injeção.	<ul style="list-style-type: none"> • A metodologia foi adequada à injeção de polímeros no campo de Yariguí-Cantagallo na Colômbia; • Após 24 meses de injeção permitiu incremento de produção e redução no corte de água; • O custo estimado para a produção com injeção de polímeros é adequado e viável;

Fonte: Desenvolvido pelo autor

A Tabela 1 lista os trabalhos obtidos ao final da pesquisa realizada. As publicações podem ser organizadas em três categorias. Um primeiro grupo de trabalhos avaliam propriedades como fator de resistência residual (RRF), tensão interfacial (IFT) e condições de injeção utilizando alguns polímeros específicos e associações em testes em meios porosos, como em Bai, Xiong, Shang and Xin, (2014); Derikvand e Riazi (2016) e Farasat, Vafaie Sefti, Sadeghnejad, and Saghafi. (2017). Em um segundo grupo os trabalhos testam diferentes tipos de substâncias em conjunto com as soluções poliméricas com relação à propriedades e buscando identificar o comportamento na recuperação de petróleo, como em Maghzi, Mohebbi, Kharrat, and Ghazanfari. (2013); Fang, Zhang, He, Zhao, and Dai (2016) e Suleimanov e Veliyev (2017). Os trabalhos de Li *et al.* (2016); Azamifard, Bashiri, Gerami, and Hemmati-Sarapardeh, (2017); e Xie *et al.* (2018), estudam o resultado de injeção de soluções poliméricas em reservatórios reais, assim como o de Garcia *et al.* (2016). Este último é o único que analisa o custo de produção aprimorada com a injeção de polímeros.

5. Considerações finais

Neste trabalho uma revisão bibliométrica foi apresentada através da base de periódicos *Web of Science* com 4 TAG's (*Enhanced oil recovery*, *Polymer injection solution*, *Recovery factor* e *Experimental*) para analisar como as pesquisas se desenvolvem sobre o tema. Foi possível observar o crescimento no número de publicações no período de 2009 a 2018. Os principais países que publicam sobre o tema são países que possuem projetos no campo de recuperação avançada de petróleo, como China, Irã, EUA e Canadá.

As redes de colaboração desenvolvidas mostram que os grupos de pesquisa atuam de maneira mais incisiva na América do Norte, Europa, Irã e China, havendo correspondência com os dados de publicações.

Os trabalhos encontrados ao final do refinamento com as palavras-chave foram analisados e três grupos de trabalhos foram identificados. O primeiro grupo estuda a injeção de soluções poliméricas e avaliação de propriedades de interesse como tensão interfacial (IFT), injetividade, fator de resistência residual (RRF), viscosidade, fator de recuperação e propriedades do reservatório visando a caracterização de condições adequadas para a injeção.

O segundo grupo de trabalhos propõe avaliar associações de soluções poliméricas com outras substâncias como nanopartículas, hidroxietil celulose (HEC) (modificada ou não), surfactantes e injeções álcali-surfactante-polímero (ASP). Analisam o comportamento da

solução variando a taxa de cisalhamento, salinidade, temperatura, presença de íons e oxigênio entre outros parâmetros. Quatro trabalhos estudam a injeção de soluções poliméricas em reservatórios reais avaliando efeitos de danos à formação, definindo uma composição ótima para a injeção e discutindo a viabilidade do projeto.

A maior parte dos trabalhos desenvolvem-se de forma experimental em laboratórios e/ou com projetos piloto em situações reais. Alguns também realizam simulações numéricas como parte do escopo de estudo.

Como oportunidade de estudos posteriores sugere-se buscar trabalhos que avaliem a viabilidade econômica da injeção para projetos reais.

Referências

Alvarado, V. Manrique, E. (2010). *Enhanced Oil Recovery: Enhanced Oil Recovery Concepts*, (Cap. 2, pp. 7-16). Gulf Professional Publishing.

ANP. (2017). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2017*. Recuperado em 19, maio, 2019 de: http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2017/anuario_2017.pdf.

Azamifard, A., Bashiri, G., Gerami, S., & Hemmati-Sarapardeh, A. (2017). On the evaluation of Alkaline-Surfactant-Polymer flooding in a field scale: Screening, modelling, and optimization. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 95 (8), 1615-1625.

Bai, Y., Xiong, C., Shang, X., & Xin, Y. (2014). Experimental Study on Ethanolamine/Surfactant Flooding for Enhanced Oil Recovery. *Energy & Fuels*, 28 (3), 1829-1837.

Bai, Y., Shang, X., Wang, Z., & Zhao, X. (2018). Experimental Study on Hydrophobically Associating Hydroxyethyl Cellulose Flooding System for Enhanced Oil Recovery. *Energy & Fuels*, 32 (6), 6713-6725.

Bondar, M.Y., Shuster, M.Y., Karpan, V.M., Kostina, M.Y., & Azamatov, M.A. (2018). ASP project. Problematics of dissolved oxygen. Theory and practice. *Georesursy*, 20 (1), 32-38.

Citespace. (2018). (Versão 5.2) [Software] – Recuperado em 03, março, 2019, de: <http://cluster.ischool.drexel.edu/~cchen/citespace/download/>.

Daim, T.U., Rueda, G., Martin, H., & Gerdri, P. (2006). Forecasting emerging technologies: Use of bibliometrics and patent analysis. *Technological Forecasting and Social Change*, 73 (8), 981-1012.

Derikvand, Z., & Riazi, M. (2016). Experimental investigation of a novel foam formulation to improve foam quality. *Journal of Molecular Liquids*, 224, 1311-1318.

Dupuis, G., Rousseau, D., Tabary, R., & Grassl, B. (2012). Flow of Hydrophobically Modified Water-Soluble Polymers in Porous Media: Controlled Resistance Factors vs. Flow-Induced Gelation in the Semidilute Regime. *SPE Journal*, 17 (4), 1196-1206.

El-hoshoudy, A.N., Desouky, S.E.M., Elkady, M.Y., Alsabagh, A.M., Betiha, M.A., & Mahmoud, S. (2017). Hydrophobically associated polymers for wettability alteration and enhanced oil recovery – Article review. *Egyptian Journal Of Petroleum*, 26 (3), 757-762.

Fang, J., Zhang, X., He, L., Zhao, G., & Dai, C. (2016). Experimental research of hydroquinone (HQ)/hexamethylene tetramine (HMTA) gel for water plugging treatments in high-temperature and high-salinity reservoirs. *Journal of Applied Polymer Science*, 134 (1), 1-9.

Farasat, A., Vafaie Sefti, M., Sadeghnejad, S., & Saghafi, H. R. (2017). Mechanical entrapment analysis of enhanced preformed particle gels (PPGs) in mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 441-450.

Ferreira, V.H.S., & Moreno, R.B.Z.L. (2017). Impact of flow rate variation in dynamic properties of a terpolymer in sandstone. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 737-746.

Garcia, R.H.C., Toro, G.A.M., Diaz, R.J.D., Perez, H.I.Q., Guardia, V.M.D., Vargas, K.M.C., Bustamante, J.M.P., Aya, C.L.D., & Romero, R.A.P. (2016). Polymer flooding to improve

volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 6 (3), 71-90.

Google Earth. (2019). (Versão 7.3.2.5776) [Software] – Recuperado em 10, março, 2019, de: <https://www.google.com.br/earth/download/gep/agree.html>.

Hashmet, M.R., Onur, M., & Tan, I.M. (2014) Empirical Correlations for Viscosity of Polyacrylamide Solutions with the Effects of Salinity and Hardness. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 35 (4), 510-517.

Köche, J.C. (2015). *Fundamentos de metodologia científica: teoria da ciência e iniciação à pesquisa*. Petrópolis: Vozes.

Lai, N., Zhang, Y., Zeng, F., Wu, T., Zhou, N., Xu, Q., & Ye, Z. (2016). Effect of Degree of Branching on the Mechanism of Hyperbranched Polymer to Establish the Residual Resistance Factor in High-Permeability Porous Media. *Energy & Fuels*, 30 (7), 5576-5584.

Lauer, J. (2017). *Efeito do controle da mobilidade e da redução da tensão interfacial no fator de recuperação do óleo: uma abordagem experimental*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus, ES, Brasil.

Li, Z., Zhang, W., Tang, Y., Li, B., Song, Z., & Hou, J. (2016). Formation damage during alkaline-surfactant-polymer flooding in the Sanan-5 block of the Daqing Oilfield, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, 826-835.

Liu, Y., Hou, J., Liu, L., Zhou, K., Zhang, Y., Dai, T., Guo, L., & Cao, W. (2018). An Inversion Method of Relative Permeability Curves in Polymer Flooding Considering Physical Properties of Polymer. *SPE Journal*, 23 (5), 1929-1943.

Maghzi, A., Mohebbi, A., Kharrat, R., & Ghazanfari, M. H. (2013). An Experimental Investigation of Silica Nanoparticles Effect on the Rheological Behavior of Polyacrylamide Solution to Enhance Heavy Oil Recovery. *Petroleum Science and Technology*, 31 (5), 500-508.

Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2013). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philosophical Transactions Of The Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 372 (2006), 20120320-20120320.

Ortiz Neto, J. B., & Costa, A. J. D. (2007). A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. *Revista Brasileira de Economia*, 61 (1), 95-109.

Pereira, A.S., Shitsuka, D.M., Parreira, F.J., & Shitsuka, R. (2018). *Metodologia da Pesquisa Científica*. Santa Maria: UFSM.

Rosa, A.J., Carvalho, R.S., Xavier, J.A.D. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.

Shell. (2006). *Hydrocarbon Recovery Optimisation*. Netherlands.

Rosa, A.J., Machado, M.V.B. (2017). Panorama da Aplicação de Métodos de Recuperação Melhorada no Brasil e no Mundo. *GIA-E&P/EREE/ER*. Petrobras.

Suleimanov, B.A., & Veliyev, E.F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35 (4), 319-326.

Thomas, S. (2007). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science And Technology - Revue de L'ifp*, 63 (1), 9-19.

Vieira, E.S., & Gomes, J.A.N.F. (2009). A comparison of Scopus and Web of Science for a typical university. *Scientometrics*, 81 (2), 587-600.

Wallin, J.A. (2005). Bibliometric Methods: Pitfalls and Possibilities. *Basic*, 97 (5), 261-275.

Wang, C., Liu, P., Wang, Y., Yuan, Z., & Xu, Z. (2018). Experimental Study of Key Effect Factors and Simulation on Oil Displacement Efficiency for a Novel Modified Polymer BD-HMHEC. *Scientific Reports*, 8 (1), 1-9.

Wang, L., Tian, Y., Yu, X., Wang, C., Yao, B., Wang, S., Winterfeld, P.H., Wang, X., Yang, Z., Wang, Y., Cui, J., & Wu, Y. (2017). Advances in improved/enhanced oil recovery technologies for tight and shale reservoirs. *Fuel*, 210, 425-445.

Xie, K., Lu, X., Pan, H., Han, D., Hu, G., Zhang, J., Zhang, B., & Cao, B. (2018). Analysis of Dynamic Imbibition Effect of Surfactant in Microcracks of Reservoir at High Temperature and Low Permeability. *SPE Production & Operations*, 33 (3), 596-606.

Yousefvand, H. A., & Jafari, A. (2018). Stability and flooding analysis of nanosilica/ NaCl /HPAM/SDS solution for enhanced heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 283-291.

Porcentagem de contribuição de cada autor no manuscrito

Cristiano Severo Aiolfi – 50%

Oldrich Joel Romero – 50%