

Evaluation of Preformed Particle Gel for Conformance Control Treatment using Static and Dynamic Experiments

Mohammad Moshirpanahi, Sina Afsharpour, Mobeen Fatemi* and Mohammad Hossein Ghazanfari

Department of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

fatemi@sharif.edu

DOI:10.22078/PR.2022.4728.3123

Received: October/04/2022

Accepted: February/05/2023

Introduction

Injection of preformed particle gels (PPG) into oil reservoirs for reducing the fractures or channels permeability and diverting the injected fluid to the unswept areas is the most effective method in reducing unwanted water production. This process is called front conformance control [1]. One of the effective parameters on the performance of PPG is its swelling ratio. The swelling ratio of the PPG depends on different parameters such as the amount and type of water salinity, gel components, temperature and pH [2]. In order to optimize the gel treatment operation, it is very important to investigate the different behaviors of the gel, such as injectivity, propagation, plugging and dehydration during its transport in the fractures. Several factors such as flow rate of water injection, salinity, gel strength of PPGs and its particle size are effective on the fracture plugging efficiency of PPGs. Zhang and Bai in 2010 stated that increasing the flow rate of secondary injected water causes the gels to be washed away and create larger paths for water to pass through the fracture, and therefore reduces the residual resistance factor [3]. Abbasi et al. in 2020 stated that larger particles create better plugging efficiency in the fracture, but the mixture

of fine and coarse particles creates the highest plugging due to better sorting [4]. Paprouski et al. in 2021 stated that the PPGs swelled in higher salinity shows a better plugging efficiency in the fracture due to higher gel strength of the PPGs [5].

In this research, a desired PPG sample is synthesized and along with routine static and dynamic evaluations, laboratory studies have been also conducted to investigate the effect of change of water salinity, presence of carbon dioxide and the effect of oil and formation water interactions on the PPG performance fracture plugging against water flow. Also, the increase in the oil recovery due to gel treatment operation and low salinity water injection has been investigated in a heterogeneous micromodel.

Materials and Methods

Synthesis of PPG

The PPG samples were synthesized in the laboratory by free radical polymerization method. Figure 1 schematically shows the process for the synthesis of preformed particle gel.

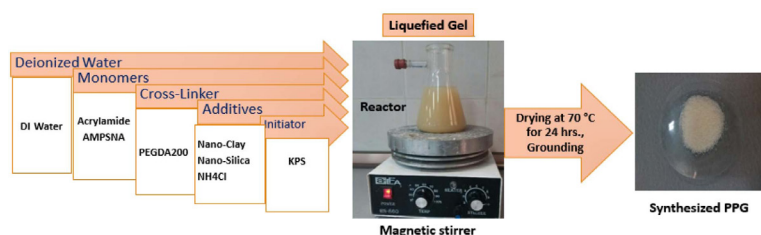


Fig. 1 The schematic of the process of preformed particle gel synthesis.

The process of PPG synthesizing consists of the following steps:

- Preparation of monomer solution consisting of 27.6% acrylamide and 3.41% 2-acrylamide-2-methylpropanesulfonic acid sodium salt in 67.47% deionized water.
- 0.36% of sodium montmorillonite (Nano-clay) and 0.8% of Nano-silica are mixed with the solution by ultrasonic method, as a strengthening agent.
- 0.1% of polyethylene glycol diacrylate as a crosslinker and 0.21% of ammonium chloride as a swelling agent are mixed with the solution and stirred for 60 minutes. In this step, nitrogen purging must be done to remove oxygen from the reaction container.
- 0.05% of potassium persulfate is added to the solution as initiator, and the temperature of the reaction container is set to 40 °C to speed up the reaction.
- The bulk gel forms after a few minutes, and after drying, it must be grinded to get preformed particles and then sieved to obtain the PPG samples in the desired sizes.

In this research, heating is used as a reaction catalyst instead of using chemical catalysts. In conventional synthesis methods, TEMED¹ catalyst is used which incredibly increase the gelation speed, hence many monomers might not get a chance to bond and remain as separate monomers, which cause the gel strength of the PPG decrease.

Static Bulk Tests

In this section, after the complete swelling of the PPG in the aqueous solution, its volumetric swelling ratio is determined. When the PPG is injected into the reservoir, it is placed in different conditions than the ground surface, which it can affect the performance of the gel. Therefore, in these experiments, the effect of salinity, gel particle size, temperature, pH, and water soluble oil fractions on gel swelling capacity are studied.

Hele-Shaw Cell Tests

The performance of the PPG in blocking the fractures has been investigated using the Hele-Shaw cell system. To evaluate the gel's resistance to water flow,

the residual resistance factor (Frr; which defines as the ratio of brine injection pressure after gel placement to brine injection pressure before gel placement), gel network permeability and breakthrough pressure were determined. In these experiments, the effects of injected water flow rate and its salinity as well as PPG particle size on the fracture plugging efficiency are investigated. Table 1 shows the design of Hele-Shaw cell experiments.

Micromodel Tests

A fractured micromodel was built by laser etching on a transparent glass, and it was used to investigate the performance of PPG treatment in reducing water production and increase in oil recovery.

Results and Discussion

Swelling Capacity Evaluation

Due to the repulsive force between polymer chains (which comes from the surface charge of hydrophilic functional groups), a porous and three-dimensional network is formed in the gel structure, which its pores contain water phase [2]. With the increase in salt concentration, more cations penetrate the gel structure and reduce the repulsive force between the polymer chains, so less water penetrates into the gel structure and its swelling capacity decreases.

When the particle size becomes smaller from 20-30 mesh to 40-50 mesh, the swelling capacity of the gel increases due to the increase in the ratio of the surface area to the volume of the particles. We know that water can also be absorbed into gel network pores. Therefore, by increasing the surface of gel particles, its swelling capacity increases. When the gel particles are crushed too much (mesh 100-120), it is destructive to some of the pores in the 3D network of the gel and as the gel lose its ability to keep the water, the swelling capacity reduces.

With increasing the temperature and decreasing the pH, more hydrophilic functional groups will be formed on the polymer chains and this led to an increase in swelling capacity of the PPG.

Table 1 Design of dynamic experiments in hele shaw cell system.

Experiment number	Particle mesh size	Matching size ratio	Brine for gel swelling	Injected brine	Secondary water flowrate (cc/min)
1	16-12	2.9	SW ¹	SW	1, 2, 4, 8 cc/min
2	16-12	2.9	100xdSW ²	SW	
3	16-12	2.9	SW	100xdSW	
4	20-18	1.9	SW	SW	
5	30-20	1.3	SW	SW	
6	50-40	0.7	SW	SW	

1. Tetra Methyl Ethylene Diamine

2. Seawater

3. 100 Times Diluted Seawater

Also, due to the presence of hydrophilic organic groups, the interactions of oil and formation water lead to an increase in the swelling ratio of gel particles. The swelling capacity of the synthesized gel has good stability against the change in salinity and the presence of carbon dioxide. The results show that the swelled PPG can maintain more than 80% of its initial volume which shows its satisfactory stability in harsh conditions.

Hele-Shaw Cell Results

Table 2 summarizes the results of Hele-Shaw cell tests. After placing the PPG in the fracture, secondary water is injected into the fracture with a flow rate of 1, 2, 4 and 8 cc/min, sequentially. According to the results of experiment 4 in Table 2, with the increase in flow rate up to 4 cc/min, the breakthrough pressure gradient and stabilized pressure gradient decrease due to increase in size of water path in the gel network. As a result, the residual resistance factor decreases and the permeability of the gel network increases. By further increase in the injection flow rate to 8 cc/min, the breakthrough pressure gradient and stabilized pressure gradient increase. In fact, at this stage, the number and size of the paths formed in the gel network have reached their maximum, and a further increase in the injected flow rate leads to an increase in the pressure gradient according to the Darcy equation, and as a result, the residual resistance coefficient increases.

To investigate the effect of particle size on the plugging performance of the gel, the results of experiments 1, 4, 5 and 6 in Table 2 are compared. Increasing the size of the particles first causes an increase in the breakthrough pressure gradient and stabilizes pressure gradient. This can be attributed to the fact that larger particles create more obstruction in the fracture and hence increase the residual resistance factor and decrease the permeability of the gel network. With the further increase in particle size, the breakthrough pressure gradient stabilized pressure gradient decrease. In fact, particles with a matching size ratio equal or higher than 2.9 create a lower blocking efficiency, so that the residual resistance factor decreases and the permeability of the gel network

increases. Therefore, according to these experiments, the matching size ratio of 2.9 is the critical ratio, which is in agreement with Wang et al. in 2017 and Zhao and Bai in 2022 reported critical ratio of 3 [6,7]. Since the type of gel used and the injection conditions in this work are completely different from the previous works, it seems that the breaking of the particles occurs in a certain matching size ratio, which is independent of the gel properties and operating conditions.

In order to study the effect of salinity on the PPG plugging performance in the fracture, two different scenarios are tested through experiments 2 and 3. According to the results of experiment 2 in Table 2, the gel particles swollen in sea water have resulted higher breakthrough pressure gradient and stabilized pressure gradient than the gel particles swollen in 100x diluted sea water due to their higher gel strength. Therefore, increasing the salinity of water in gels increases the residual resistance factor and decreases the permeability of the gel network. On the other hand, according to the results of experiment 3 in Table 2, reducing the salinity of the secondary injection water causes an increase in the breakthrough pressure gradient and stabilized pressure gradient. In fact, the injection of 100x diluted sea water, after placement of the gel that is swollen in sea water, increases the swelling ratio of the gel particles and improves the plugging of the fracture. Therefore, reducing the salinity of the secondary injection water causes an increase in the residual resistance factor and a decrease in the permeability of the gel network.

Micromodel Results

Figure 2 shows different stages of the designed injection scenario in the fractured micromodel. Figure 2-a shows the amount of residual oil at the end of the initial water flooding with low salinity water (10xdSW). The injected fluid flow through the fracture, which has very little resistance compared to the matrix, and displaces only a small amount of the oil in the matrix close to the outlet corner. So that the oil recovery of the matrix after injecting 4 pore volumes of 10xdSW is equal to 29%. Figure 2-b shows the results of PPG injection stage.

Table 2 The results of PPG plugging performance evaluation (designed in Table 1) in Hele-Shaw cell system.

Experiment number	Secondary water flowrate (cc/min)	Breakthrough pressure gradient (psi/ft)	Stabilized pressure gradient (psi/ft)	Gel network permeability (mD)	Residual resistance factor
1	1	24.8	9.1	429	124
2	1	20.7	7.8	500	106
3	1	26.2	9.6	406	130
4	1	37.9	19.1	207	249
	2	29.5	13.3	593	110
	4	17	8.2	1321	56
	8	19	11.9	3820	66
5	1	25.2	15.8	250	207
6	1	5.3	5	790	66

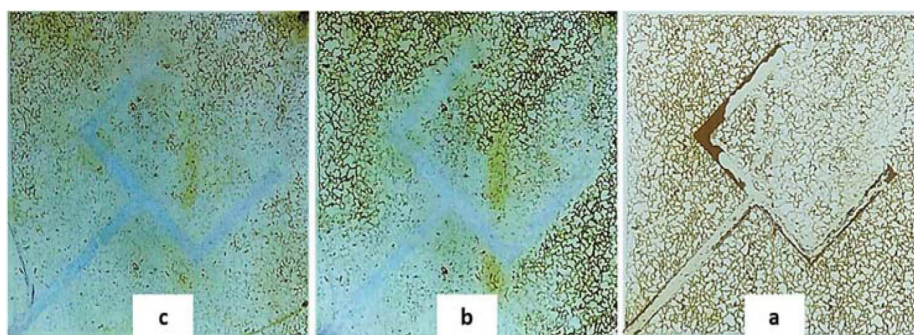


Fig. 2 Results of different stages of the designed gel treatment scenario in fractured micromodel.

At this stage, a considerable amount of matrix oil has been displaced by dehydrated water from PPG, so that the matrix oil recovery coefficient reaches 56%. Figure 2-c shows the results of subsequent secondary low salinity water injection. The oil in the matrix has been dramatically drained by injected fluid, and at the end of this stage, the oil recovery of the matrix reaches 94%.

Conclusions

- Gel swelling capacity is an important parameter in determining the success of a gel treatment operation. The swelling ratio of the synthesized PPG sample reaches its maximum value in the mesh size of 40-50.
- The swollen PPG shows a good stability against change in salinity and presence of carbon dioxide. Also, the sensitivity of the swelling capacity of this PPG to changes in pH and temperature is low.
- The presence of hydrophilic organic compounds such as carboxylic acids and naphthenic acids, which are soluble in formation water, lead to increase in PPG swelling capacity.
- Hele-Shaw cell dynamic experiments show that the gel particles do not completely block the fracture, but create a porous medium along it. The permeability of this gel network depends on the secondary injection water flow rate, its salinity and size of gel particles.
- Injecting larger gel particles provides better plugging efficiency up to an optimum value. The critical matching size ratio for this PPG is equal to 2.9, which considering the good agreement with the results of other researches, it seems that this ratio is independent of gel properties and injection conditions.
- Injection of PPG into the heterogeneous micromodel increased the matrix oil recovery coefficient by 65% in the secondary flooding stage. As a result, the synthesized PPG is efficient to block the fractures and reduce unwanted excess water production in severely heterogeneous porous media.

References

1. Bai, B., Wei, M., Liu, Y. (2013, March). Field and lab experience with a successful preformed

particle gel conformance control technology. In SPE production and operations symposium. Doi: <https://doi.org/10.2118/164511-MS>.

2. Bai, B., Li, L., Liu, Y., Liu, H., Wang, Z., & You, C. (2007). Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 10(04), 415-422. Doi: <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
3. Zhang, H., & Bai, B. (2011). Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. SPE Journal, 16(02), 388-400. Doi: <https://doi.org/10.2118/129908-PA>.
4. Khoshkar, P. A., Fatemi, M., & Ghazanfari, M. H. (2020). Static and dynamic evaluation of the effect of nanomaterials on the performance of a novel synthesized PPG for water shut-off and improved oil recovery in fractured reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 189, 107019. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107019>.
5. Paprouski, A., Fatemi, M., & Ghazanfari, M. H. (2021). Effect of silicate sodium and graphene nanoplatelets on morphology and rheology characteristics of new synthesized preformed particle gel (PPG) for water shut-off treatment. Journal of Petroleum Science and Engineering, 204, 108736. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108736>.
6. Jing, W., Hongling, Z., Huiqing, L., Wei, Z., Haomin, L., Chuanjin, Y., & Yinghao, S. (2017, October). Quantification of transportation of deformable gel particles in porous media. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Doi: <https://doi.org/10.2118/187266-MS>.
7. Zhao, Y., & Bai, B. (2022). Selective penetration behavior of microgels in superpermeable channels and reservoir matrices. Journal of Petroleum Science and Engineering, 210, 109897. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109897>.

ارزیابی ذرات ژل پیش ساخته با استفاده از آزمون‌های استاتیک و دینامیک به منظور کنترل یکنواختی پیشروی جبهه تزریق

محمد مشیر پناهی، سینا افشارپور، سید مبین فاطمی* و محمد حسین غضنفری

دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۷/۱۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۱۱/۱۶

چکیده

تزریق ذرات ژل پیش ساخته به مخازن شکافدار یکی از مؤثرترین روش‌ها در کاهش تولید آب ناخواسته و افزایش برداشت نفت محسوب می‌شود. در این پژوهش یک نمونه از ذرات ژل پیش ساخته به‌روش پلیمریزاسیون رادیکال آزاد سنتز شده است و عملکرد آن در عملیات کنترل یکنواختی جبهه تزریقی ارزیابی شده است. ذرات ژل پیش ساخته با اندازه مش ۴۰-۵۰ که در آب دریای ۱۰۰ بار رقیق شده متورم شده‌اند، بیشترین ظرفیت تورم را از خود نشان دادند. حضور تنها ۰/۸٪ وزنی نانوسیلیکا در ساختار ژل‌ها سبب افزایش پایداری آنها در برابر افزایش شوری و حضور گاز کربن دی اکسید می‌شود، به‌طوری‌که ذرات ژل تا هفته‌ها بیش از ۸۰٪ از آب اولیه خود را حفظ می‌کنند. حضور اجزای نفتی قابل حل در آب به علت دارا بودن گروه‌های آلی آبدوست منجر به افزایش ۶ واحدی نسبت تورم ذرات ژل می‌شود. در ادامه عملکرد ژل پیش ساخته در انسداد شکاف توسط سیستم هل-شاو سل بررسی شد. ژل‌های جای گرفته در شکاف محیط متخلخل جدیدی را با تراوایی به مراتب کمتر از شکاف اولیه ایجاد می‌کنند. توانایی ژل برای حفظ تراوایی محیط متخلخل تشکیل شده، به دبی آب تزریقی ثانویه، شوری و اندازه ذرات ژل وابسته است. تزریق آب ثانویه به شکاف پس از جاییگیری ژل‌ها، مسیرهای کرمچاله ماندنی را برای حرکت سیال در میان شبکه ژل باز می‌کند و هرچه دبی تزریقی بیشتر باشد مقاومت شبکه ژل در برابر جریان آب کاهش می‌یابد. افزایش نسبت انطباق ذرات ژل (نسبت قطر ذرات ژل متورم شده به عرض شکاف) تا مقدار ۲/۹، منجر به افزایش مقاومت شبکه ژل در مقابل جریان آب می‌شود. اما ذرات با نسبت انطباق ۲/۹ به بالا، به علت شکسته شدن مقاومت کمتری در برابر جریان آب ایجاد می‌کنند. این نسبت انطباق بحرانی، مستقل از خواص ژل و شرایط تزریقی است. شبکه ژل متورم شده در آب شورتر مقاومت بالاتری در برابر جریان آب دارد درحالی‌که تزریق ثانویه آب کمشورتر هرچند قدرت ژله‌ای ژل‌ها را کاهش می‌دهد، اما منجر به افزایش مقاومت ژل‌ها در برابر جریان آب می‌شود. در نهایت تأثیر روش تزریق ژل در کاهش تولید آب و افزایش تولید نفت در میکرومدل شکافدار بررسی شده است. روش درمان با ژل منجر به انسداد شکاف شده و ضریب بازیافت نفت ماتریس از مقدار ۲۹٪ در مرحله سیلاب زنی اولیه به ۹۴٪ در مرحله سیلاب زنی ثانویه افزایش می‌یابد.

کلمات کلیدی: ذرات ژل پیش ساخته، کنترل یکنواختی جبهه تزریق، ظرفیت تورم، هل-شاو سل، میکرومدل

مقدمه

تولید آب اضافی و ناخواسته یک مشکل جدی در مخازن نفتی بالغ محسوب می‌شود به طوری که میزان برش آب این میادین تا ۸۰٪ نیز می‌رسد. آب تولیدی می‌تواند شامل آب سازندی، آب تزریقی و یا آب میعان یافته باشد. آب تولیدی همراه نفت موجب خوردگی تجهیزات سر چاهی، ایجاد معضلات زیست محیطی و کاهش عمر اقتصادی چاه‌ها می‌شود. در نتیجه به منظور جلوگیری از تماس با آب ممکن است لایه‌های تولیدی نفت، علی‌رغم وجود حجم زیادی از هیدروکربن‌های قابل بازیافت در آنها، رها شوند [۱]. ناهمگنی مخازن اصلی‌ترین عامل تولید آب اضافی ناخواسته از میادین نفتی است. شکاف‌ها و یا کانال‌ها (طبیعی یا القا شده به صورت مصنوعی) نمونه‌هایی از ناهمگنی موجود در مخازن هستند که باعث تولید آب اضافی و کاهش بازیافت نفت می‌شوند. در عملیات سیلاب‌زنی به مخازن، آب تزریقی می‌تواند از طریق این مسیرها به سمت چاه‌های تولیدی جریان یابد و بخش زیادی از نفت را جای بگذارد [۲ و ۳]. بنابراین انتخاب استراتژی‌های تولیدی و مدیریتی مخزن در نهایت بر روش‌های بازیافت نفت نیز تأثیر می‌گذارند. مسدود کردن شکاف‌ها و کانال‌ها یا به عبارت دیگر کم کردن ناهمگنی مخازن، راه حلی مناسب برای کاهش تولید آب و افزایش تولید نفت است. به این منظور، روش‌هایی اعم از تزریق پلیمر، تزریق سورفکتانت، و تزریق فوم به صورت گسترده انجام شده‌اند [۴]. یکی از روش‌های مؤثر در کاهش تولید آب، تزریق پلیمرژل‌ها به مخزن با هدف کاهش تراوایی شکاف و یا کانال‌ها و تغییر مسیر سیال تزریقی (آب) به نواحی جاروب نشده (ماتریس) است. به این فرآیند کنترل یکنواختی جبهه^۱ گفته می‌شود [۵-۷]. تاکنون پلیمرژل‌های مختلفی برای عملیات کنترل یکنواختی جبهه مورد استفاده قرار گرفته‌اند که در اکثر موارد از ژل‌های درجا به طور گسترده استفاده شده است [۸ و ۹].

اولین پلیمرژل‌های درجا به وسیله پلی آکریل آمید جزئی هیدرولیز شده^۲ (HPAM) و آلومینیوم سیترات توسط شرکت فیلیپس سنتز و معرفی شدند [۱۰]. سیستم‌های ژل درجا دارای دو مؤلفه اصلی شامل پلیمرهای با وزن مولکولی بالا و اتصال دهنده‌های عرضی هستند که به آنها ژل ساز^۳ می‌گویند. هنگامی که اتصال بین زنجیرهای پلیمری اتفاق می‌افتد، پیونددهنده عرضی دو مولکول پلیمر مجاور را به صورت شیمیایی یا فیزیکی به هم متصل می‌کند. در نتیجه یک شبکه سه بعدی تحت شرایط مخزن تشکیل می‌شود. این شبکه ضمن حفظ خصوصیات ماکروسکوپی شبه-جامد، دارای رفتار شبه-مایع در مقیاس مولکولی است. با توجه به خواص پیونددهنده عرضی، آنها را می‌توان به دو دسته فلزی و آلی تقسیم کرد [۱۱ و ۱۲]. زمان ژل شدن و عمق نفوذ این نوع ژل در مخزن غیر قابل پیش بینی است و از این رو امکان تزریق ژل در لایه‌های خاص یا دوردست از چاه‌های تزریق را فراهم نمی‌کند. سایر محدودیت‌های این سیستم شامل تجزیه ناشی از تنش برشی، رقیق شدن با آب سازندی و نشت ترکیبات ژل ساز در طول تزریق ژل است [۱۳-۱۵].

برای رفع محدودیت‌های ژل درجا، در سال‌های اخیر ژل‌های ذره‌ای پیش ساخته (PPG)^۴ برای کنترل یکنواختی جبهه در نقاط دور دست مخزن استفاده شده‌اند. ذرات ژل پیش ساخته یک ذره پلیمری سوپر جاذب است که در حضور آب می‌تواند تا بیش از ۲۰۰ برابر اندازه اولیه خود متورم شود. برخلاف ژل‌های درجا، ژل پیش ساخته قبل از تزریق به درون مخزن در سطح زمین ساخته می‌شود، بنابراین واکنش ژل شدن در مخزن رخ نمی‌دهد. این ژل‌ها معمولاً در هنگام تزریق تنها یک جزء دارند.

1. Conformance Control

2. Partially Hydrolyzed Poly Acryl Amide

3. Gelant

4. Preformed Particle Gels

سرایت ساز و کارهای انتقال ژل پیش ساخته کروم (III) استات-HPAM را در مغزه‌های شکاف دار بررسی کرد و بیان کرد که در حین انتشار ژل‌ها در شکاف، بخش زیادی از آب جذب شده ژل از ساختار آن خارج شده و وارد ماتریس می‌شود، بنابراین ژل باقی مانده در شکاف تشکیل یک کیک خارجی ناتراوا را روی سطح ماتریس می‌دهد [۲۳]. همچنین در کارهای دیگری توسط سرایت بیان شد که کاهش عرض شکاف و کاهش دبی تزریقی ژل سبب افزایش از دست دهی آب ژل‌ها شده و در نتیجه حجم ژل بیشتری برای عملیات تزریق مورد نیاز می‌شود [۲۴ و ۲۵]. عوامل متعددی مانند دبی تزریقی، شوری آب، عرض شکاف، قدرت ژله‌ای^۱ ژل پیش ساخته و اندازه ذرات آن بر بازدهی انسداد شکاف توسط ژل پیش ساخته مؤثرند. ژنگ و بای با بررسی عملکرد ذرات ژل پیش ساخته در انسداد شکاف بیان کردند که افزایش دبی آب تزریقی ثانویه سبب شسته شدن ژل‌ها و ایجاد مسیرهای بزرگتری برای عبور آب در شکاف می‌شود و به این دلیل ضریب مقاومت باقی مانده^۲ کاهش می‌دهد. افزایش شوری آب ژل‌ها موجب افزایش قدرت ژله‌ای آنها شده و در نتیجه انسداد شکاف بهبود می‌یابد. افزایش عرض شکاف نیز تأثیر قابل توجهی در بهبود انسداد شکاف دارد که نشان دهنده بازدهی بالاتر عملیات درمان با ژل در محیط‌هایی با ناهمگنی بیشتر است [۲۶]. ای‌مقام و همکاران رفتار فشار آستانه^۳ ذرات ژل پیش ساخته را در مجراهای لوله‌ای بررسی کردند. نتایج آنها نشان داد که افزایش قدرت ژله‌ای و افزایش اندازه ذرات سبب افزایش فشار آستانه حرکت ژل در مجرا می‌شود.

و حساسیت کمی به شرایط فیزیکی و شیمیایی مخزن مانند pH، شوری، یون‌های چند ظرفیتی، سولفید هیدروژن، دما و نرخ برشی دارند [۱۶ و ۱۷]. ذرات ژل پیش ساخته به صورت تجاری در اندازه‌های مختلف، از جمله ژل پیش ساخته در اندازه میکرومتر تا میلی‌متر [۱۴]، در انواع مختلفی نظیر میکروژل‌ها [۱۸]، پلیمرژل‌های حساس به pH [۱۹] و پلیمرژل‌های حساس به دما [۲۰] وجود دارد. یکی از عوامل مؤثر در عملکرد ذرات ژل پیش ساخته، نسبت تورم^۱ آن است. نسبت تورم ژل به میزان و نوع شوری آب، اجزای سازنده ژل، دما و درجه pH وابسته است. اگر شوری آب کاهش یابد، نسبت تورم ژل پیش ساخته به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش پیدا می‌کند. بالا بودن نسبت تورم حجم ژل را افزایش می‌دهد و در مقابل مقاومت ژل را نیز کاهش می‌دهد و باعث می‌شود که ذرات ژل به آسانی از طریق شکاف‌ها و کانال‌ها به نقاط دور دست مخزن منتقل شوند [۱۶]. غلظت اتصال دهنده عرضی تأثیر به سزایی بر نسبت تورم ذرات ژل پیش ساخته می‌گذارد. عباسی و همکاران بیان کردند که نسبت تورم ژل‌ها با افزایش غلظت اتصال دهنده عرضی ابتدا افزایش (به علت تقویت پیوند عرضی میان زنجیرهای پلیمری) و سپس کاهش می‌یابد (به علت مصرف شدن بیش از حد گروه‌های عاملی آبدوست در ساختار ژل). همچنین استفاده از نانوذرات آبدوست سیلیکا سبب افزایش نسبت تورم ذرات ژل می‌شود [۲۱] در حالی که استفاده از نانوذرات گرافن به علت مصرف گروه‌های عاملی آبدوست در فرآیند اتصال عرضی، موجب کاهش ظرفیت تورم ذرات ژل می‌شوند [۲۲]. کاهش جریان آب در شکاف‌ها و یا کانال‌های با تراوایی بسیار بالا در عملیات درمان با ژل، در مطالعات بسیاری توسط پژوهش‌گران بررسی شده است. به منظور بهینه‌سازی عملیات درمان با ژل، بررسی رفتارهای مختلف ژل مانند تزریق پذیری^۲، پیشروی^۳، انسداد شکاف^۴ و از دست دادن آب^۵ هنگام انتشار آن در شکاف از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

1. Swelling Ratio

2. Injectivity

3. Propagation

4. Plugging

5. Dehydration

6. Gel Strength

7. Residual Resistance Factor

8. Threshold Pressure

بالاتری ایجاد می‌کنند [۲۲]. تاکنون مطالعات کمی برای ارزیابی عملکرد و ساز و کارهای پیشروی ذرات ژل پیش ساخته در سازندهای با تراوایی بالا و شکافها انجام شده است. همچنین، مطالعات دیداری ساز و کارهای پیشروی ژل در درون شکافها و همچنین در محیطهای متخلخل ناهمگن کمتر مورد توجه قرار گرفته است. در این پژوهش ابتدا تأثیر پارامترهای مختلف بر ظرفیت تورم ذرات ژل پیش ساخته و پایداری آنها بررسی می‌شود. در ادامه مطالعات آزمایشگاهی بیشتری برای بررسی تأثیر پارامترهای مختلف بر توانایی ذرات ژل پیش ساخته در انسداد شکاف در برابر جریان آب به صورت کمی و کیفی (دیداری) انجام شد. در نهایت نیز مقدار افزایش ضریب بازیافت نفت، حاصل از به کار بردن عملیات تزریق ژل و تزریق آب کم شور در میکرومدل ناهمگن بررسی شده است.

روش پژوهش

تهیه ذرات ژل پیش ساخته

در این پژوهش ذرات ژل پیش ساخته با روش پلیمریزاسیون رادیکال آزاد در آزمایشگاه سنتز شدند. شکل ۱ به صورت شماتیک فرآیند لازم برای سنتز ژل پیش ساخته را نشان می‌دهد.

در این بین قدرت ژلهای ژل پیش ساخته به میزان قابل توجهی بیشتر از نسبت اندازه ذرات به اندازه گلوگاه بر تزریق پذیری ژل پیش ساخته تأثیر می‌گذارد [۲۷]. در بررسی‌های دیگری توسط ایمقام و بای بیان شد که ژل پیش ساخته، شکافها و کانالها را کاملاً مسدود نمی‌کند بلکه در طول شکاف یک محیط متخلخل جدیدی را ایجاد می‌کند که تراوایی این محیط متخلخل به دبی تزریقی آب و خواص الاستیسیته ژل وابسته است [۲۸]. عباسی و همکاران با بررسی عملکرد ذرات ژل پیش ساخته در انسداد شکاف بیان کردند که ذرات بزرگتر بازدهی انسداد بهتری در شکاف ایجاد می‌کنند اما مخلوط ذرات ریز و درشت به علت مرتب سازی^۱ بهتر بیشترین میزان انسداد را ایجاد می‌کند. همچنین ایشان دریافتند که تزریق آب کمشور ثانویه سبب افزایش نسبت تورم ذرات جای گرفته در شکاف می‌شود و به این ترتیب سبب بهبود انسداد شکاف می‌شود [۲۹]. پاپروسچی و همکاران با به کارگیری سیلیکات سدیم و نانوگرافن در سنتز ذرات ژل پیش ساخته، پایداری آنها در برابر شوری، pH و دما افزایش دادند. ایشان بیان کردند این نوع از ژلها در عملیات انسداد شکاف نسبت به ژلهای فاقد نانوذرات گرافن و سیلیکات سدیم، موفق تر عمل می‌کنند و حتی در شوریهای پایین ضریب مقاومت باقی مانده



شکل ۱ شماتیک مراحل ساخت و مواد لازم برای سنتز ژل پیش ساخته

ژل در اندازه‌های مورد نظر الک می‌شود. در این پژوهش از حرارت دادن به‌عنوان کاتالیزور واکنش استفاده شده است. در روش‌های مرسوم سنتز از کاتالیزگر تترا متیل اتیلن دی آمین^۱ (TEMED) استفاده می‌شود که باعث افزایش سرعت واکنش ژلی شدن و بالارفتن دمای ظرف واکنش تا نزدیک به 100°C می‌شود. وقتی که واکنش پلیمریزاسیون سریع انجام شود بسیاری از مونومرها فرصت پیوند یافتن را نمی‌یابند و به‌صورت مونومرهای جدا از هم در ظرف واکنش باقی می‌مانند. این امر باعث کاهش مقاومت استحکامی ژل پیش ساخته می‌شود.

آزمایشات بالک

در این آزمایشات پس از تورم کامل ژل پیش ساخته در محلول آبی، نسبت تورم آن به‌صورت حجمی توسط رابطه ۱ تعیین می‌شود.

$$SR = \frac{V_s - V_d}{V_d} \quad (1)$$

که در آن SR نسبت تورم، V_s حجم ژل متورم شده و V_d حجم ژل خشک است. جهت بررسی ظرفیت تورم ژل پیش ساخته، نمونه‌ای آب سازندی یکی از مخازن نفتی جنوب ایران و آب دریای خلیج فارس مطابق **جدول ۱** در آزمایشگاه تهیه و مورد استفاده قرار گرفتند. هنگامی که ژل ذره‌ای پیش ساخته به مخزن تزریق می‌شود، در شرایط متفاوتی نسبت به سطح زمین قرار می‌گیرد و یا حتی خواص فیزیکی و شیمیایی ذرات ژل نیز دست‌خوش تغییراتی می‌شوند که می‌تواند بر عملکرد ژل تأثیر بگذارد. بنابراین در این آزمایشات تأثیر شوری، اندازه ذرات ژل، دما، pH، و اجزا نفتی قابل حل^۲ (WSF) بر ظرفیت تورم ژل مطالعه می‌شوند.

مراحل زیر در سنتز ذرات ژل پیش ساخته انجام می‌شوند:

• تهیه محلول آبی کاملاً یکنواخت متشکل از ۶۷/۴۷٪ آب دوبار تقطیر شده، ۲۷/۶٪ مونومر اکریل آمید و ۳/۴۱٪ مونومر ۲-اکریل آمید ۲-متیل پروپان سولفونیک اسید سدیم.

• ۳۶٪ نانوذرات رس (سدیم مونت موریلونایت) و ۰/۸٪ نانوذرات سیلیکا به‌عنوان عامل استحکام دهنده به محلول اضافه می‌شوند که به‌روش اولتراسونیک در محلول پایدار شده و پس از آن ظرف حاوی محلول به مدت ۱۵ min بر روی همزن مغناطیسی قرار داده می‌شود.

• ۰/۱٪ پلی اتیلن گلیکول دی اکریلات به‌عنوان اتصال‌دهنده عرضی و ۰/۲۱٪ آمونیوم کلراید به‌عنوان عامل تورم‌دهنده به محلول اضافه می‌شوند و به مدت ۶۰ min بر روی همزن مغناطیسی قرار داده می‌شوند. در این مرحله عملیات پاکسازی با نیتروژن برای تخلیه اکسیژن از محیط واکنش انجام می‌شود.

• در مرحله آخر ۰/۰۵٪ پتاسیم پرسولفید به‌عنوان آغازگر واکنش به محلول اضافه می‌شود و دمای ظرف واکنش بر روی 40°C تنظیم می‌شود. واکنش ژلی شدن به مدت ۱۵ min انجام می‌شود. ژل پیش ساخته تشکیل شده به مدت ۲۴ h در آب مقطر قرار داده می‌شود تا مونومرهای واکنش نداده از ژل خارج شوند.

• ژل تشکیل شده در کوره‌ای با دمای 75°C به مدت ۲۴ h قرار می‌گیرد تا کاملاً خشک شود و سپس به‌وسیله خردکن پودر شده و برای دسته‌بندی ذرات

جدول ۱ درصد ترکیب اجزای سازنده آب سازندی و آب دریا

نمک	CaCO_3	NaHCO_3	Na_2SO_4	CaCl_2	MgCl_2	KCl	NaCl	TDS (ppm)
آب سازندی (/.)	۰/۱۴	۰/۱۷	۰/۲۲	۰/۵۱	۴/۴۴	۰	۱۱/۴۱	۱۶۸۷۲۵
آب دریا (/.)	۰	۰/۰۰۹	۰/۴۲۸	۰/۱۷۴	۱/۳۰۹	۰/۰۷۶	۲/۷۰۷	۴۷۰۲۷

1. Tetramethylethylenediamine

2. Water Soluble Fractions (WSF)

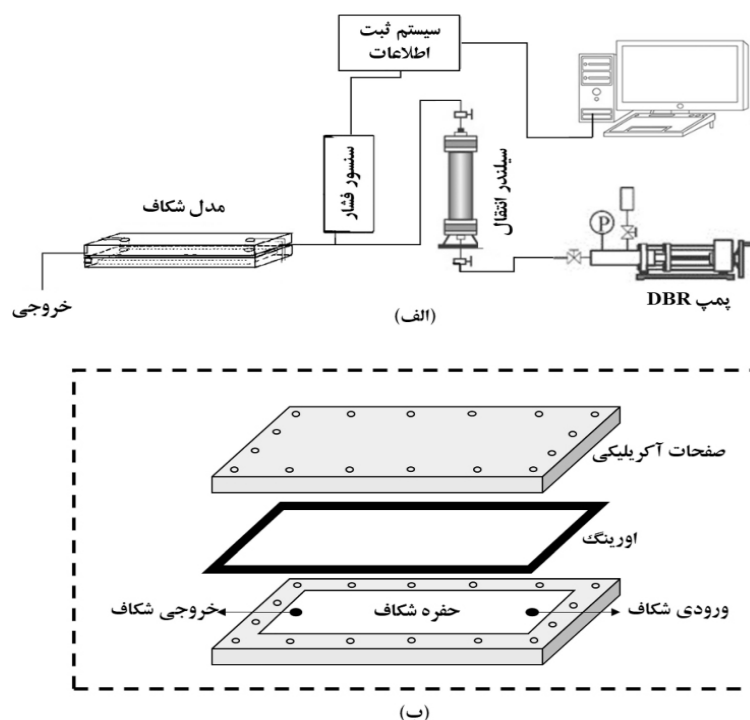
برای تزریق و تولید سیالات روی مدل نصب شده است. شماتیکی از دستگاه هل شاو و نحوه ساخت آن در شکل ۲ نشان داده شده است. طول شکاف ۴۰ cm و عرض آن ۱۰ cm است. حجم فضای خالی شکاف ۷۶ cm است و فاصله بین دو صفحه که بیانگر عرض شکاف است برابر با ۱/۹ mm است. سناریو تزریق در این آزمایشات شامل ۳ مرحله است. ابتدا ۲ حجم حفره^۱ (PV) آب دریا با دبی ۴ cc/min به شکاف تزریق می‌شود. سپس ۲ حجم حفره ژل متورم شده با دبی ۴ cc/min به شکاف تزریق می‌شود. پس از قرارگیری ژل‌ها در شکاف به منظور بررسی عملکرد انسداد آنها، ۵ حجم حفره شوراب به ترتیب با دبی‌های ۱، ۲، ۴ و ۸ cc/min به شکاف تزریق می‌شود. برای ارزیابی مقاومت ژل در برابر جریان آب از پارامتر ضریب مقاومت باقی‌مانده^۲ (Frr) استفاده می‌شود که به صورت رابطه ۲ تعریف می‌شود.

$$F_{rr} = \frac{\Delta P_a}{\Delta P_b} \quad (2)$$

همچنین پایداری ژل متورم شده در برابر افزایش شوری و حضور گاز کربن دی اکسید نیز بررسی می‌شود. آزمایشات اندازه‌گیری نسبت تورم نمونه ژل پیش ساخته در فشار ۱ atm و دمای اتاق انجام شده‌اند.

آزمایشات هل شاو سل

در این قسمت از آزمایشات، عملکرد ژل در انسداد شکاف با استفاده از دستگاه هل-شاو بررسی شده است. شکل ۲ تجهیزات لازم برای انجام آزمایشات دینامیک ژل پیش ساخته در سیستم هل-شاو سل را نشان می‌دهد. این سامانه شامل پمپ DBR، سیستم ثبت اطلاعات فشار، سیلندر انتقال و مدل شکاف است. مدل شکاف شبیه‌سازی شده متشکل از دو صفحه شفاف آکرلیکی است که روی یکی از آنها شکاف با استفاده از لیزر حک شده است. از پیچ و مهره برای محکم کردن دو صفحه استفاده می‌شود و فضای شکاف به وسیله یک اورینگ مناسب آب‌بندی شده است. دو شیر ورودی و خروجی



شکل ۲ دستگاه آزمایشات هل شاو سل: الف) ستاپ آزمایشگاهی و ب) شماتیک مدل شکاف

1. Pore Volume
2. Residual Resistance Factor

هل شاو سل برابر با فشار محیط است. جدول ۲ طراحی آزمایشات سیستم هل شاو سل را نشان می دهد. منظور از نسبت انطباق $^2 (Rp)$ نسبت قطر ذرات ژل متورم شده به عرض شکاف است. برای تعیین قطر ذرات از میانگین قطر کوچک و بزرگ آنها استفاده می شود.

آزمایشات میکرومدل

در این پژوهش از میکرومدل ناهمگن شکافدار برای مطالعه کاربرد ذرات ژل پیش ساخته در کاهش (قطع) تولید آب و افزایش بازیافت نفت استفاده شده است. برای ساختن میکرومدل ابتدا توسط نرم افزار Corel Draw طرح محیط متخلخل ناهمگن طراحی شده با استفاده از برش لیزری روی شیشه حکاکی می شود، سپس سطح شیشه حکاکی شده توسط شیشه ی دیگری پوشانده می شود. شکل ۳ الگوی میکرومدل ناهمگن استفاده شده را نشان می دهد. این مدل برگرفته از الگوی تزریق و تولید ۵ نقطه ای است که تزریق سیالات از طریق شکاف صورت می گیرد. طرح شکاف در این مدل به صورت یک شکاف دو شاخه انتخاب شده است تا بتوان امکان تغییر جهت جریان ذرات ژل و قرارگیری آنها در شبکه شکاف غیر ممتد را مورد بررسی قرار داد و در ضمن ناحیه شکافدار در بخش وسیع تری از محیط متخلخل گسترده شود.

که در آن ΔP_a اختلاف فشار پایدار شده جریان سیال در دو سر شکاف بعد از قرارگیری ژل و ΔP_b اختلاف فشار جریان سیال در دو سر شکاف قبل از قرارگیری ژل است. همچنین پس از تزریق شوراب ثانویه در هر دبی تزریقی، تراوایی شبکه ژل به کمک رابطه دارسی مطابق رابطه ۳ محاسبه می شود.

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta P_a} \quad (3)$$

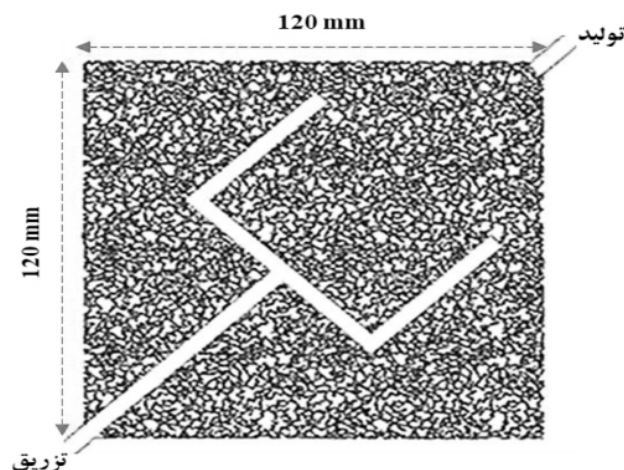
که در آن k تراوایی شبکه ژل پیش ساخته برحسب دارسی، q دبی تزریقی برحسب سانتی متر مکعب بر ثانیه، μ ویسکوسیته سیال تزریقی برابر با ۱ سانتی پویز، L طول سیستم برابر با ۴۰ cm، A سطح مقطع جریان برابر با $1/9 \text{ cm}^2$ و ΔP_a فشار تزریقی پایدار شده برحسب اتمسفر است. پارامتر دیگری که برای ارزیابی عملکرد ژل در انسداد شکاف اندازه گیری می شود، فشار میان شکافت^۱ است که عبارت است از بیشترین فشار تزریقی که شبکه ژل بدون فروپاشی می تواند در برابر جریان آب تحمل کند. همچنین تصاویر نحوه حرکت ژل و آب تزریقی ثانویه از مدل شکاف ثبت و گزارش می گردند. در این آزمایشات تأثیر اندازه ذرات ژل پیش ساخته، شوری آب مورد استفاده در متورم کردن ژل، شوری آب تزریقی ثانویه و دبی تزریقی آن بر عملکرد ژل در انسداد شکاف بررسی شده است آزمایشات هل شاو سل در دمای محیط انجام شده اند و فشار خروجی

جدول ۲ طراحی آزمایشات دینامیک در سیستم هل-شاو سل

شماره آزمایش	اندازه ذرات ژل خشک (مش)	اندازه ذرات ژل خشک (mm)	نسبت انطباق	شوراب مورد استفاده در تورم ژل	شوراب تزریقی ثانویه	دبی آب تزریقی (cc/min) ثانویه
۱	۱۶-۱۲	۱/۱۸- ۷/۱	۲/۹	آب دریا	آب دریا	۱،۲،۴،۸
۲	۱۶-۱۲	۱/۱۸- ۷/۱	۲/۹	آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده	آب دریا	
۳	۱۶-۱۲	۱/۱۸- ۷/۱	۲/۹	آب دریا	آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده	
۴	۲۰-۱۸	۰/۸۵- ۱	۱/۹	آب دریا	آب دریا	
۵	۳۰-۲۰	۰/۶- ۰/۸۵	۱/۳	آب دریا	آب دریا	
۶	۵۰-۴۰	۰/۳- ۰/۴۲۵	۰/۷	آب دریا	آب دریا	

1. Breakthrough Pressure

2. Matching Size Ratio



شکل ۳ الگوی میکرومدل ناهمگن دارای شکاف و ماتریس

ژل، از آب سازندی (FW)، آب دریا (SW)، آب دریا ۱۰ بار رقیق شده (۱۰ dsw) و آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده (۱۰۰ dsw) استفاده شد. در این مرحله، از ذرات ژل پیش ساخته با اندازه مش ۴۰-۵۰ (μm) ۲۹۷ تا ۴۰۰ (μm) استفاده شد. نتایج آزمایشات در شکل ۴ نشان داده شده است. وقتی که ذرات ژل پیش ساخته در تماس با آب قرار می گیرند، گروه های عاملی آمیدی در آنها هیدرولیز شده و سبب تشکیل گروه های کربوکسیلیک آبدوست در زنجیرهای پلیمری می شوند. در ابتدا بنابر اختلاف فشار اسمزی بین آب و ژل، مولکول های آب می توانند به ساختار ژل نفوذ کنند و جذب گروه های کربوکسیلیک آبدوست شوند و از این رو حجم ذرات ژل افزایش می یابد. با گذر زمان فشار اسمزی مربوط به الاستیسیته شبکه ژل نیز افزایش می یابد تا جایی که با اختلاف فشار اسمزی بین آب و ژل برابر شود [۲۹]. بنابراین پس از گذشت مدت تقریبی ۲/۴ h ظرفیت تورم ژل ها به پایداری می رسد و برای مدت زمان طولانی ثابت می ماند که بیانگر پایداری مناسب ژل پیش ساخته است. بر طبق نتایج، نسبت تورم ژل پیش ساخته پس از قرار گرفتن در آب دریا به مقدار ۲۰ می رسد. با ۱۰ برابر و ۱۰۰ برابر رقیق کردن آب دریا، نسبت تورم ژل در این محلول ها به ترتیب ۲۳ و ۲۹ می شود.

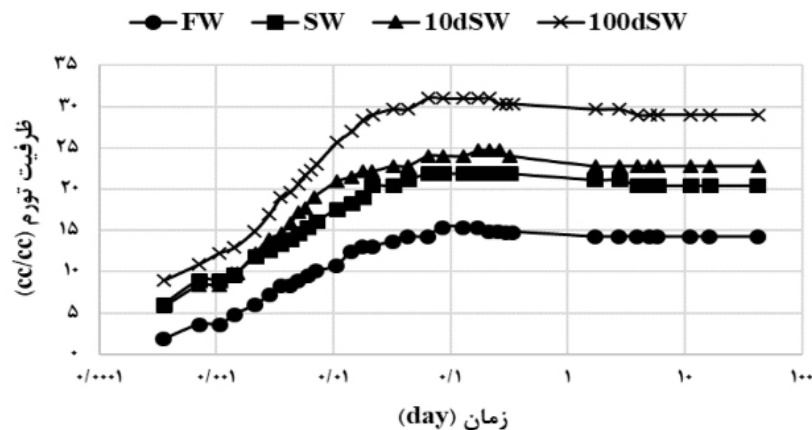
تخلخل مدل ناهمگن طراحی شده برابر ۳۸٪، حجم حفره آن ۰/۷۱۱ cc، میانگین قطر حفرات و گلوله ها به ترتیب برابر ۲۵۰ و ۱۴۰ میکرومتر و عرض شکاف در آن برابر ۵ mm است. در این آزمایش ابتدا میکرومدل کاملاً از نفت اشباع می شود و برای ایجاد ترشوندگی نفت-دوست در آن تحت فرآیند پیرسازی با نفت خام در دمای 80°C قرار می گیرد. سناریوهای تزریق مشابه با آزمایشات هل-شاو سل دارای ۳ مرحله است. در ابتدا ۴ حجم حفره آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده با دبی ۰/۰۰۱ cc/min به مدل تزریق می شود تا وقتی که نفتی از خروجی تولید نشود. پس از آن ژل متورم شده به منظور انسداد شکاف با دبی ۰/۰۰۵ cc/min تزریق می شود. در مرحله آخر به منظور بررسی عملکرد ژل ها در کنترل یکنواختی جبهه، آب کم شور ثانویه با دبی ۰/۰۰۱ cc/min به مدل تزریق می شود. آزمایشات میکرومدل در دما و فشار محیط انجام شده اند، هدف این بخش مشاهده ساز و کارهای انتشار ذرات ژل پیش ساخته در محیط متخلخل شکاف دار است.

نتایج و بحث

آزمایشات نسبت تورم

تأثیر شوری بر ظرفیت تورم

برای اندازه گیری تأثیر شوری بر ظرفیت تورم



شکل ۴ ظرفیت تورم ژل پیش ساخته سنتز شده در شوراب های مختلف

طبق نتایج هنگامی که اندازه ذرات از مش ۲۰-۳۰ تا مش ۴۰-۵۰ ریزتر می شوند، به دلیل افزایش نسبت سطح به حجم ذرات ظرفیت تورم ژل افزایش می یابد. می دانیم که آب به درون حفرات پلیمری و سطح ذرات جذب می شود. بنابراین با افزایش سطح ذرات ژل، ظرفیت تورم آن افزایش می یابد. وقتی که ذرات ژل بیش از اندازه خرد می شوند (مش ۱۰۰-۱۲۰) باعث می شود که تعدادی از حفرات پلیمری موجود در شبکه سه بعدی ژل خرد شوند و قابلیت حبس آب را از دست بدهند، بنابراین ظرفیت تورم آنها کاهش می یابد. در نتیجه ذرات با اندازه مش ۴۰-۵۰ بیشترین ظرفیت را در جذب آب دارند.

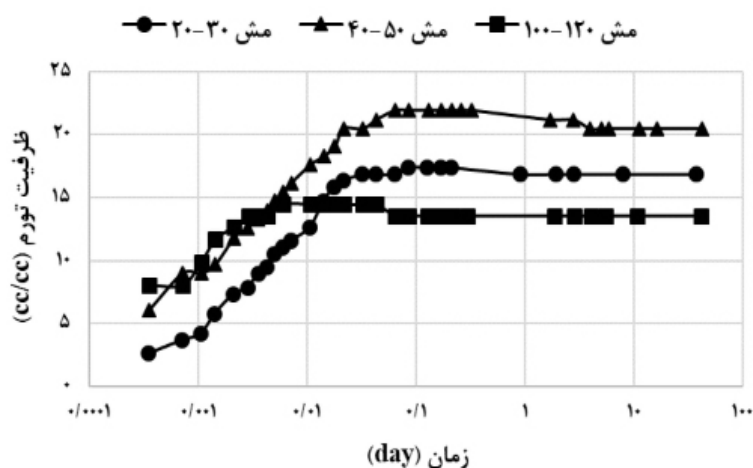
تأثیر دما بر ظرفیت تورم

هنگامی که ژل پیش ساخته به مخزن hk تزریق می شود در دمای بیشتری نسبت به سطح زمین قرار می گیرد. به منظور بررسی این عامل مهم، ظرفیت تورم ژل پیش ساخته با اندازه مش ۱۰۰-۱۲۰ در آب دریا در دمای 80°C اندازه گیری و نتایج آن با دمای 20°C مقایسه شد. نتایج این آزمایش در شکل ۶ نشان داده شده است. با افزایش دما تعداد بیشتری از گروه های عاملی آبدوست روی زنجیرهای پلیمری ایجاد می شود [۱۶] و به عبارتی شبکه سه بعدی ژل پیش ساخته منبسط می شود، در نتیجه آب بیشتری به درون حفرات ژل نفوذ می کند به طوری که نسبت تورم آن از $13/5$ به $16/5$ افزایش پیدا می کند.

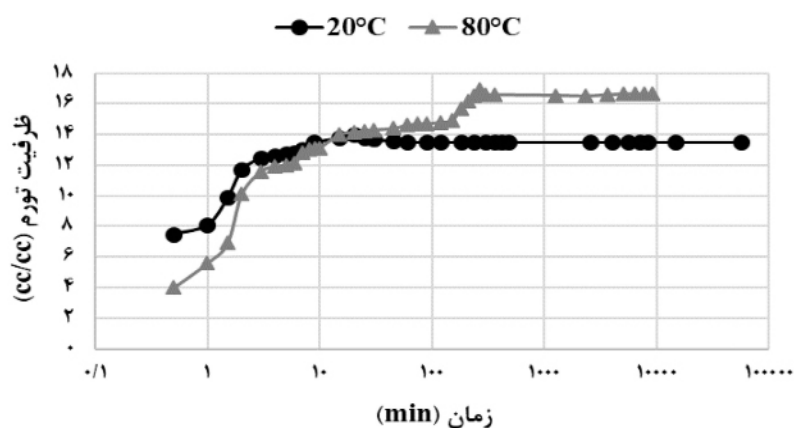
بنابراین با کاهش شوری ظرفیت تورم ژل افزایش می یابد. همچنین از نتایج شکل ۴ در می یابیم که ژل پیش ساخته در آب دریا در مقایسه با آب سازندی بیشتر متورم می شود. به علت وجود نیروی دافعه بین زنجیرهای پلیمری که از بار سطحی گروه های عاملی آبدوست ناشی می شود، یک فضای متخلخل و سه بعدی در ساختار ژل تشکیل می شود که این حفرات محل استقرار مولکول های آب هستند. در واقع مولکول های قطبی آب به علت بار سطحی مثبت روی اتم اکسیژن خود، می توانند جذب گروه های کربوکسیلیک آبدوست روی زنجیرهای پلیمری شوند [۱۶]. با افزایش غلظت نمک، کاتیون های موجود در محلول خصوصاً کاتیون های دو ظرفیتی، بیشتر به ساختار ژل نفوذ می کنند و سبب مصرف شدن تعداد بیشتری از گروه های کربوکسیلیک آبدوست می شوند، بنابراین آب کمتری به ساختار ژل نفوذ می کند و ظرفیت تورم آن کاهش می یابد.

تأثیر اندازه ذرات بر ظرفیت تورم

برای بررسی تأثیر اندازه ذرات ژل پیش ساخته بر ظرفیت تورم آن، آزمایشات اندازه گیری ظرفیت تورم ذرات ژل با اندازه مش ۲۰-۳۰ ($595\text{ }\mu\text{m}$ تا $841\text{ }\mu\text{m}$)، ۴۰-۵۰ ($297\text{ }\mu\text{m}$ تا $400\text{ }\mu\text{m}$) و ذرات با اندازه مش ۱۰۰-۱۲۰ ($125\text{ }\mu\text{m}$ تا $149\text{ }\mu\text{m}$) استفاده شده است. شوراب مورد استفاده در این مرحله آب دریا است که نتایج این آزمایشات در شکل ۵ آمده است. بر



شکل ۵ تأثیر اندازه ذرات ژل پیش ساخته بر ظرفیت تورم آنها در حضور شوراب‌های مختلف



شکل ۶ تأثیر دما بر ظرفیت تورم ژل پیش ساخته

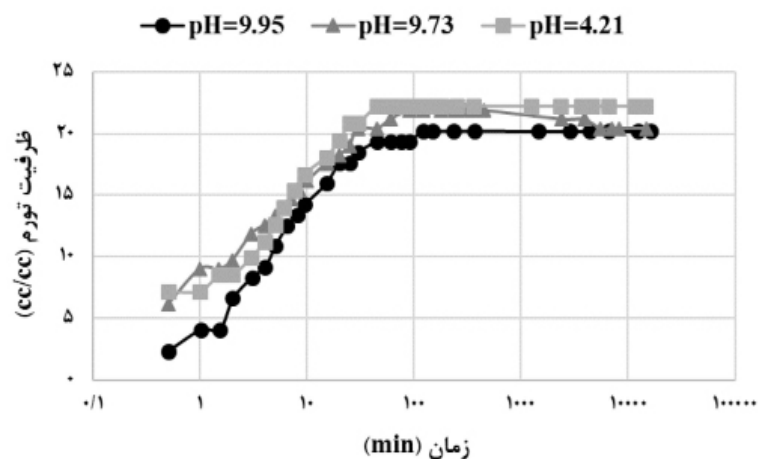
تأثیر pH بر ظرفیت تورم

پس از تزریق ژل پیش ساخته به مخزن، ژل در pH متفاوتی نسبت به سیال اولیه که در آن متورم شده است قرار می‌گیرد. برای بررسی تأثیر این عامل، با افزودن بافر اسیدی ($pH=4$) و بافر بازی ($pH=10$) به آب دریا، ظرفیت تورم ژل پیش ساخته با مش ۴۰-۵۰ در محیط‌های اسیدی و بازی اندازه‌گیری شد. شکل ۷ نسبت تورم ژل پیش ساخته را در سه نمونه آب دریا با pH مختلف نشان می‌دهد. توجه شود که آب دریای ساخته شده در آزمایشگاه دارای خاصیت بازی ($pH=9.73$) است. بر طبق نتایج، کاهش pH موجب افزایش نسبت تورم ژل می‌شود چراکه تعداد گروه‌های عاملی آبدوست در زنجیره‌های پلیمری افزایش می‌یابد و از این رو

میزان جذب مولکول‌های آب نیز افزایش می‌یابد [۱۶]. با این وجود حساسیت ظرفیت تورم این نوع از ژل سنتز شده نسبت به pH بسیار کم است که بیانگر پایداری مناسب آن در محیط‌های اسیدی و بازی است.

تأثیر اجزای نفتی قابل حل در آب بر ظرفیت تورم

در مخازن نفتی آب سازندی و نفت به‌مدت بسیار طولانی در تماس با هم قرار می‌گیرند و به همین دلیل آب سازندی حاوی اجزاء نفتی قابل حل (WSF) است که می‌تواند بر عملکرد ژل پیش ساخته تأثیر بگذارد. آب سازندی حاوی ترکیبات نفتی قابل حل بر طبق روش اندرسون و همکاران [۳۰] در آزمایشگاه تهیه و استفاده شده است.



شکل ۷ تأثیر pH بر ظرفیت تورم ژل پیش ساخته

شکل، با افزایش ۱۰۰ برابری شوری، ظرفیت تورم ژل پس از گذشت ۳۵ روز به مقدار ۸۴٪ ظرفیت تورم اولیه خود می‌رسد. به عبارت دیگر با افزایش ۱۰۰ برابری شوری محیط، ذرات ژل تنها ۱۶٪ از آب جذب شده درون شبکه‌ای خود را از دست می‌دهد. پایداری ژل در برابر افزایش شوری را می‌توان به حضور نانوذرات سیلیکا در ساختار ژل نسبت داد. در واقع حضور تنها ۰/۸٪ وزنی از نانوسیلیکا سبب افزایش سطح مؤثر زنجیرهای پلیمری برای جذب مولکول‌های آب شده و از این رو مقدار آب پیوندی در ساختار ژل نسبت به مقدار آب آزاد در حفرات شبکه سه بعدی ژل افزایش می‌یابد. بنابراین با افزایش شوری محیط، ژل‌ها آب پیوندی جذب شده خود را به خوبی حفظ کرده و پایداری بالایی از خود نشان می‌دهند.

پایداری ژل متورم شده در حضور کربن دی اکسید

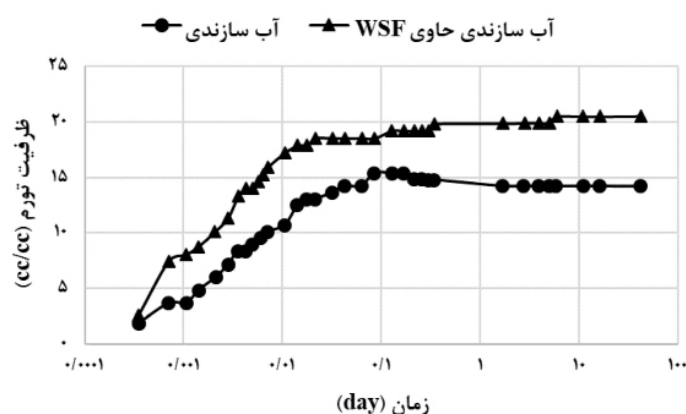
در مخازنی که گاز کربن دی اکسید به آنها تزریق می‌شود، ذرات ژل تزریق شده به مخزن در تماس با گاز کربن دی اکسید می‌توانند آب جذب شده خود را از دست بدهند. جهت بررسی پایداری ژل پیش ساخته در حضور گاز کربن دی اکسید، ابتدا دو نمونه ژل دره‌ای پیش ساخته با اندازه مش ۲۰-۳۰ و ۱۲۰-۱۰۰ در آب دریا و آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده به تورم کامل می‌رسند.

شکل ۸ ظرفیت تورم ژل پیش ساخته با مش ۴۰-۵۰ را در حضور آب سازندی و آب سازندی حاوی ترکیبات نفتی قابل حل نشان می‌دهد. بر طبق نتایج، حضور اجزا نفتی قابل حل در آب سازندی موجب افزایش ظرفیت تورم از مقدار ۱۴ به ۲۰ شده است. در واقع ترکیبات آب دوست موجود در اجزاء نفتی مانند گروه‌های نفتنیک اسید و کربوکسیلیک اسید می‌توانند به درون ساختار پلیمری ژل پیش ساخته نفوذ کرده و در نتیجه قابلیت جذب آب بیشتری به آن بدهند.

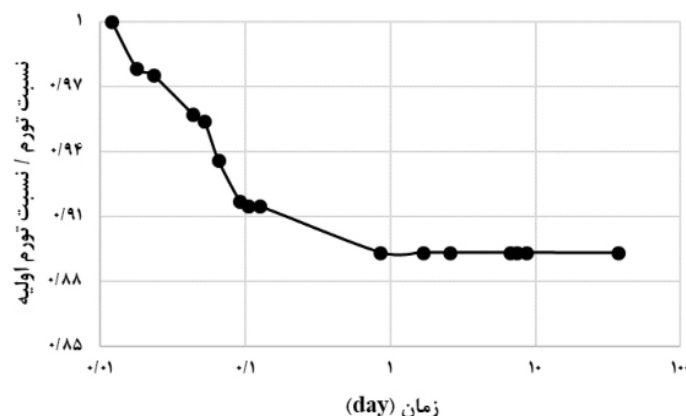
پایداری ژل پیش ساخته متورم شده

پایداری ژل متورم شده در برابر تغییر شوری

یکی از شرایط ممکن در تزریق ذرات ژل پیش ساخته به مخزن، افزایش شوری محیط است که می‌تواند سبب کاهش نسبت تورم ذرات ژل شده و بر عملکرد آنها تأثیر منفی بگذارد، بنابراین ذرات ژل بایستی که در برابر افزایش شوری محیط پایداری مناسبی داشته باشند. در این آزمایش، ابتدا ذرات ژل پیش ساخته به مدت ۱۰ روز در آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده قرار می‌گیرد تا به تورم کامل برسد. سپس محلول آبی چندین بار با آب دریا جابه‌جا می‌شود و نسبت تورم آن اندازه‌گیری می‌شود. **شکل ۹** میزان کاهش ظرفیت تورم ژل پیش ساخته را در اثر تغییر شوری نشان می‌دهد. مطابق این



شکل ۸ تأثیر اجزای نفتی قابل حل در آب بر ظرفیت تورم ژل پیش ساخته



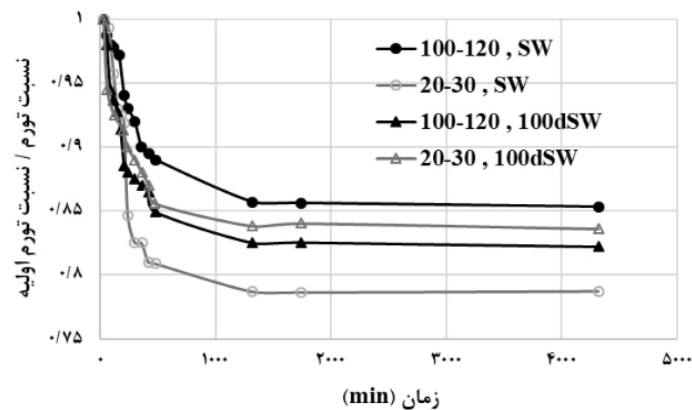
شکل ۹ پایداری ژل پیش ساخته متورم شده در اثر افزایش شوری محیط

بسیار خوبی را در برابر گاز کربن دی اکسید از خود نشان دادند. علت این امر به نانوذرات سیلیکا وابسته است که موجب افزایش آب پیوندی در ساختار سه بعدی ژل شده و این آب پیوندی توسط نیروی جاذبه الکتروستاتیکی بسیار قوی در ساختار ژل مستقر شده است. همچنین نانوذرات با پوشاندن سطح حفرات در ساختار ژل، سبب کاهش دسترسی گاز کربن دی اکسید به آب پیوندی و حتی آب آزاد می شوند.

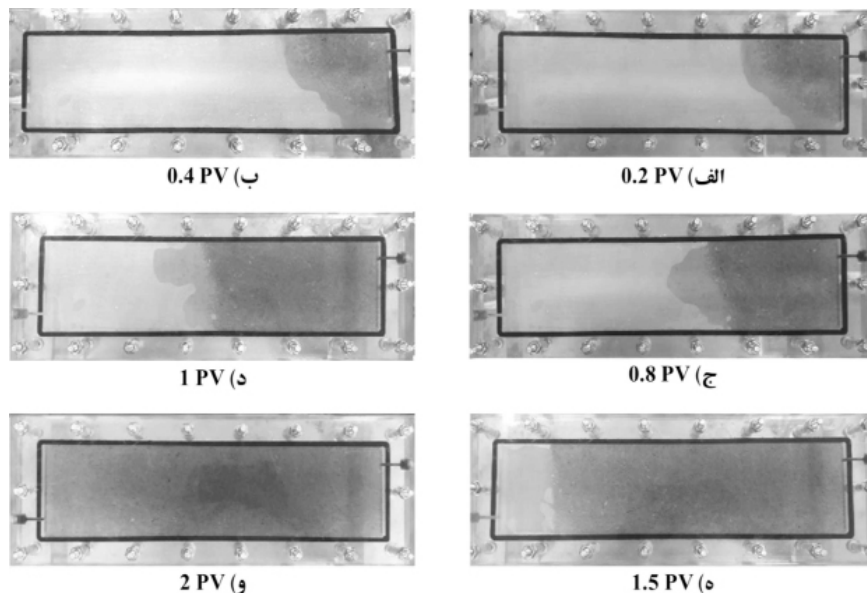
آزمایشات هل ساو سل

ابتدا جهت بررسی توانایی ژل پیش ساخته در انسداد شکاف، نتایج آزمایش شماره ۴ مطابق جدول ۲ به عنوان آزمایش پایه بررسی می شوند. شکل ۱۱ نحوه حرکت ذرات ژل پیش ساخته را در شکاف در طول زمان (برحسب حجم تزریقی) نشان می دهد.

سپس این نمونه ها در معرض گاز کربن دی اکسید قرار می گیرند تا میزان نگهداشت آب آنها بررسی شود. نتایج این آزمایش در شکل ۱۰ نشان داده شده است. ژل پیش ساخته با اندازه مش ۱۲۰-۱۰۰ و متورم شده در آب دریا پس از ۷۱ h مجاورت با کربن دی اکسید، تنها ۱۵٪ از آب اولیه خود را از دست می دهد که دارای بیشترین پایداری است. کاهش شوری برای این اندازه مش سبب کاهش پایداری آن می شود. از طرفی ژل پیش ساخته با اندازه مش بزرگتر (۲۰-۳۰) و متورم شده در آب دریا پس از مجاورت با کربن دی اکسید، ۲۲٪ از آب اولیه خود را از دست می دهد که دارای کمترین پایداری است. کاهش شوری برای این اندازه از ذرات موجب افزایش پایداری آن شده است. به عنوان نتیجه گیری کلی ذرات ژل پیش ساخته پایداری



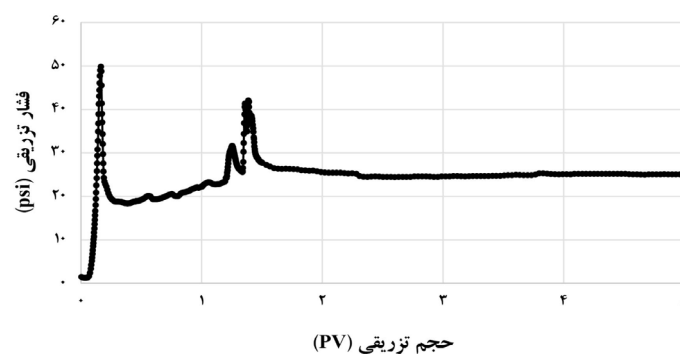
شکل ۱۰ پایداری ژل پیش ساخته متورم شده در حضور طولانی مدت کربن دی اکسید



شکل ۱۱ نحوه حرکت ذرات ژل پیش ساخته با اندازه مش ۲۰-۱۸ در مدل شکاف برای آزمایش ۴ (تزریق از سمت راست و تولیت از سمت چپ صورت می گیرد)

را از دست می دهند و به همین علت ژل ها پس از ۲ PV حجم تزریقی به انتهای شکاف می رسند. آب خارج شده از ژل ها در حین حرکت ذرات در شکاف، اندکی جلوتر از جبهه ژل در شکاف حرکت می کند که در شکل ۱۱ قسمت الف، ب، ج و د قابل مشاهده است. پس از قرارگیری ژل در شکاف، آب دریا با دبی ۱ cc/min به درون شکاف تزریق می شود که رفتار فشار تزریقی آن در شکل ۱۲ آمده است. بر طبق نتایج، با تزریق آب دریا فشار تزریقی ابتدا به مقداری بیشینه افزایش و سپس سریعاً کاهش یافته و در مقدار مشخصی ثابت می شود.

برای مشاهده بهتر ذرات ژل از رنگ شیمیایی آبی در مرحله سنتز ژل استفاده شده است. در ابتدا که غلظت ذرات ژل پیش ساخته در سیال تزریقی پایین است حرکت توده ژل بیشتر شبیه به حرکت مایعات است (شکل ۱۱ قسمت الف و ب و ج). با ادامه تزریق و افزایش غلظت ذرات ژل پیش ساخته، توده ذرات به صورت پیستونی در شکاف جابه جا می شوند (شکل ۱۱ قسمت د و ه). بنابراین رفتار پیشروی ذرات ژل ابتدا مانند سیالات ویسکوز است و سپس رفتار شبه پلاستیک را از خود نشان می دهد. ذرات ژل در حین انتشار در شکاف مقداری از آب خود



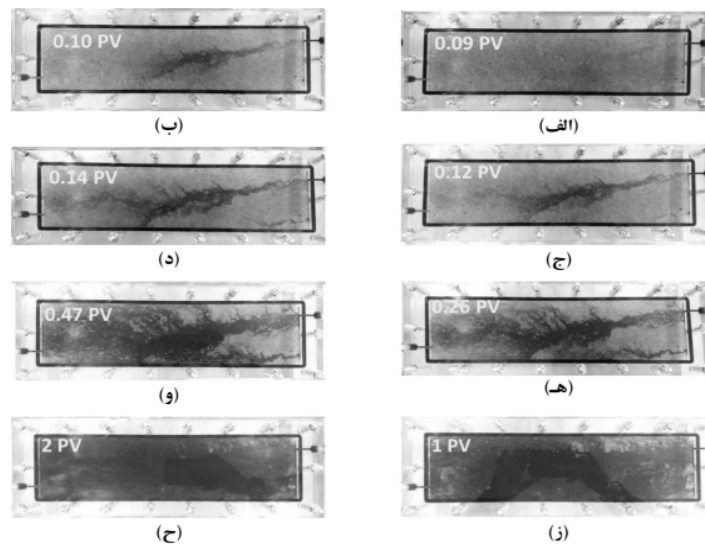
شکل ۱۲ رفتار فشار تزریقی آب دریا در شکاف پر شده توسط ذرات ژل با اندازه مش ۲۰-۱۸ برای آزمایش ۴

ساخته

پس از قرارگیری ژل پیش ساخته در شکاف، آب ثانویه به ترتیب با دبی ۱، ۲، ۴ و ۸ cc/min به شکاف تزریق می‌شود. بر طبق نتایج آزمایش ۴ در **جدول ۳**، با افزایش دبی تا مقدار ۴ cc/min، فشار میان شکافت و فشار پایدار شده کاهش می‌یابد، زیرا با افزایش دبی مقدار ژل خروجی از شکاف افزایش یافته و مسیرهای بزرگتری برای حرکت آب در شبکه ژل شکل می‌گیرد، بنابراین ضریب مقاومت باقی‌مانده کاهش و تراوایی شبکه ژل افزایش می‌یابد. اما با ادامه افزایش دبی تزریقی به ۸ cc/min، فشار میان شکافت و فشار تزریقی پایدار شده افزایش می‌یابد. در واقع در این مرحله تعداد و اندازه مسیرهای شکل گرفته در شبکه ژل به بیشینه خود رسیده است و افزایش بیشتر دبی تزریقی بر طبق رابطه داری منجر به افزایش فشار تزریقی می‌شود، بنابراین ضریب مقاومت باقی‌مانده نیز افزایش می‌یابد. جهت بررسی تأثیر دبی تزریقی آب ثانویه بر نحوه حرکت آن در شکاف پر شده با ذرات ژل، نتایج **شکل ۱۳** و **شکل ۱۴** با هم مقایسه می‌شوند. **شکل ۱۳** نحوه حرکت آب دریا (سیاه رنگ) با دبی ۱ cc/min در شکاف پر شده توسط ذرات ژل (خاکستری رنگ) و **شکل ۱۴** نحوه حرکت آب دریا (خاکستری رنگ) با دبی ۲ cc/min در شکاف پر شده توسط ذرات ژل (سیاه رنگ) را برای آزمایش ۴ نشان می‌دهد.

در واقع تعدادی از ذرات ژل پیش ساخته در بیشینه فشار تزریقی که به فشار میان شکافت معروف است، از شکاف خارج می‌شوند. وجود دو فشار بیشینه در این شکل به این معناست که با ادامه تزریق آب دریا، تعدادی از ذرات ژل پیش ساخته در قسمت‌های دیگر شکاف به سمت خروجی شکاف حرکت کرده و با انسداد آن باعث ایجاد قله فشاری ثانویه می‌شوند. فشار تزریقی پایدار شده که بیانگر مقاومت نهایی ژل‌ها در برابر جریان آب است، برای محاسبه ضریب مقاومت باقی‌مانده و تراوایی شبکه ژل استفاده می‌شود. برای مشاهده نحوه حرکت آب ثانویه در شبکه متخلخل ذرات ژل، چند قطره رنگ قرمز به آب دریا اضافه می‌شود که نتایج آن در **شکل ۱۳** آمده است. بر طبق مشاهدات با ایجاد مقاومت در برابر جریان آب توسط ذرات ژل، آب دریا مجبور است مسیرهای کرمچاله مانندی را در شبکه ذرات ژل ایجاد کند، به‌طوری که پس از تزریق ۱ حجم حفره آب دریا تقریباً تمامی شبکه ذرات ژل توسط آب دریا مورد هجوم قرار می‌گیرند. در آزمایشات هل-شاو سل عملکرد ذرات ژل پیش ساخته در انسداد شکاف و تأثیر پارامترهای مختلف بر آن بررسی می‌شود. از این رو به کمک نمودار فشار تزریقی بر حسب زمان فشار میان شکافت، فشار تزریقی پایدار شده، ضریب مقاومت باقی‌مانده و تراوایی شبکه ژل محاسبه می‌شوند که نتایج آنها در **جدول ۳** آمده است.

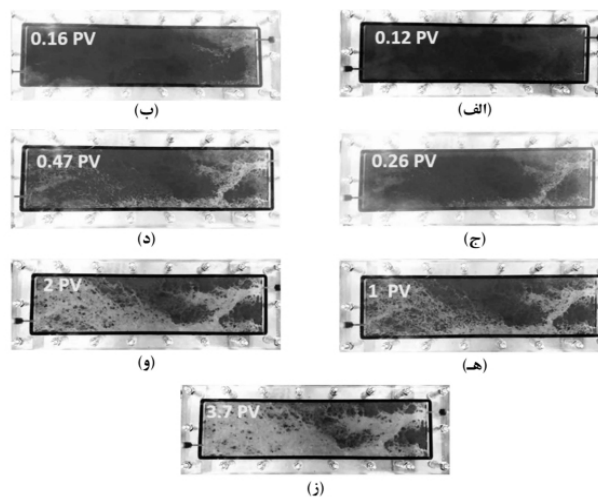
تأثیر دبی تزریقی بر عملکرد انسدادی ژل پیش



شکل ۱۳ نحوه حرکت آب دریا (سیاه رنگ) با دبی ۱ cc/min درون شکاف پر شده توسط ذرات ژل (خاکستری رنگ) با اندازه مش ۱۸-۲۰ برای آزمایش ۴

جدول ۳ نتایج آزمایشات بررسی عملکرد ژل پیش ساخته در انسداد شکاف

شماره آزمایش	دبی آب تزریقی (cc/min)	فشار میان شکافت (psi)	فشار پایدار شده (psi)	زمان میان شکافت (حجم حفره)	ضریب مقاومت باقی مانده	تراوایی شبکه ژل (mD)
۱	۱	۳۲/۵	۱۱/۹	۰/۰۸	۱۲۴	۴۲۹
۲	۱	۲۷/۲	۱۰/۲	۰/۲۸	۱۰۶	۵۰۰
۳	۱	۳۴/۴	۱۲/۶	۰/۰۲	۱۳۰	۴۰۶
۴	۱	۴۹/۷	۲۵/۱	۰/۱۶	۲۴۹	۲۰۷
	۲	۳۸/۷	۱۷/۵	۰/۱۹	۱۱۰	۵۹۳
	۴	۲۲/۳	۱۰/۸	۰/۱۳	۵۶	۱۳۲۱
	۸	۲۴/۹	۱۵/۶	۰/۲۲	۶۶	۳۸۲۰
۵	۱	۳۳/۱	۲۰/۷	۰/۵۴	۲۰۷	۲۵۰
۶	۱	۶/۹	۶/۶	۰/۰۴	۶۶	۷۹۰



شکل ۱۴ نحوه حرکت آب دریا (خاکستری رنگ) با دبی ۲ cc/min درون شکاف پر شده توسط ذرات ژل (سیاه رنگ) با اندازه مش ۱۸-۲۰ برای آزمایش ۴

ژل افزایش می‌یابد. بنابراین نسبت انطباق ۲/۹ برابر نسبت انطباق بحرانی^۱ است که ونگ و همکاران و ژائو و بای نیز در کارهای خود به نسبت انطباق بحرانی ۳ رسیده‌اند [۳۱ و ۳۲]. به نظر می‌رسد که شکسته شدن ذرات در نسبت انطباق خاصی اتفاق می‌افتد که مستقل از خواص ژل و شرایط عملیاتی است چراکه نوع ژل مورد استفاده و شرایط تزریقی در این کار کاملاً متفاوت با کارهای قبلی است. **شکل ۱۵** نحوه حرکت آب دریا با دبی ۱ cc/min در شکاف پر شده توسط ذرات ژل با دو اندازه مش ۲۰-۱۸ و اندازه مش ۱۶-۱۲ را نشان می‌دهد. بر طبق نتایج بدلیل بیشتر بودن مقاومت ذرات ژل با اندازه مش ۲۰-۱۸، آب تزریقی برای عبور از شبکه ژل به ناچار کرمچاله‌های بیشتری در میان آن تشکیل می‌دهد. از طرفی وقتی که آب دریا به درون شبکه ژل با اندازه مش ۱۶-۱۲ تزریق می‌شود با ایجاد مسیر کوچک‌تر به صورت یک کانال به سمت خروجی جریان می‌یابد. این کانال ایجاد شده کمترین مقاومت را در برابر جریان آب دارد و بنابراین آب تزریق شده به سایر قسمت‌های شبکه ژل کمتر نفوذ می‌کند.

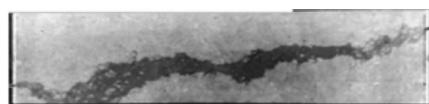
تأثیر شوری بر عملکرد انسدادی ژل پیش ساخته

جهت بررسی تأثیر شوری بر عملکرد انسداد ذرات ژل پیش ساخته در شکاف، دو سناریوی مختلف توسط آزمایشات ۲ و ۳ آزموده می‌شود.

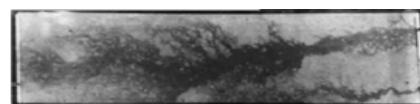
بر طبق نتایج **جدول ۳**، با افزایش دبی تزریقی آب دریا از ۱ cc/min به ۲ cc/min، مقاومت شبکه ژل در برابر آب تزریقی ثانویه کاهش می‌یابد. بنابراین تعداد و اندازه کرمچاله‌های شکل گرفته در شبکه ژل در حین تزریق آب دریا با دبی ۲ cc/min کمتر از تعداد کرمچاله‌های شکل گرفته در شبکه شکاف در حین تزریق آب دریا با دبی ۱ cc/min است. در واقع تزریق آب دریا با دبی ۱ cc/min برای عبور از شبکه ژل، به ناچار کرمچاله‌های بیشتری در میان آن ایجاد می‌کند.

تأثیر اندازه ذرات بر عملکرد انسدادی ژل پیش ساخته

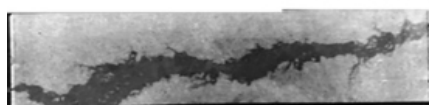
به منظور بررسی تأثیر اندازه ذرات بر عملکرد انسدادی ژل، نتایج آزمایشات ۱، ۴، ۵ و ۶ در جدول ۳ با هم مقایسه می‌شوند. افزایش اندازه ذرات از مش ۴۰-۵۰ تا مش ۱۸-۲۰ سبب افزایش فشار میان شکافت و همچنین فشار پایدار می‌شود، زیرا ذرات بزرگتر انسداد بیشتری در شکاف ایجاد می‌کنند و از این رو موجب افزایش ضریب مقاومت باقی مانده و کاهش تراوایی شبکه ژل می‌شوند. اما با افزایش بیشتر اندازه ذرات به مش ۱۶-۱۲، گرادیان فشار میان شکافت و فشار پایدار کاهش می‌یابد. در واقع این ذرات که نسبت انطباق آنها برابر ۲/۹ است بازدهی انسداد کمتری ایجاد می‌کنند، به طوری که ضریب مقاومت باقی مانده کاهش و تراوایی شبکه



(ج) ۰/۲۶ PV



(الف) ۰/۲۶ PV



(د) ۰/۴۷ PV



(ب) ۰/۴۷ PV

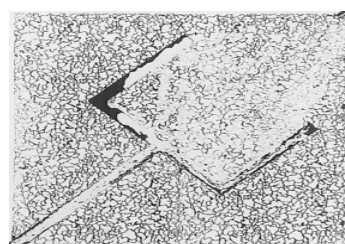
شکل ۱۵ تأثیر اندازه ذرات بر نحوه حرکت آب دریا (سیاه رنگ) با دبی ۱ cc/min در شکاف پر شده توسط ذرات ژل (خاکستری رنگ). الف و ب) ذرات با اندازه مش ۲۰-۱۸. ج و د) ذرات با اندازه مش ۱۶-۱۲

شکل رنگ سیاه نشان دهنده نفت، نواحی سفید رنگ نشان دهنده آب تزریقی و نواحی خاکستری رنگ نشان دهنده ذرات ژل پیش ساخته هستند. برای محاسبه ضریب بازیافت نفت ماتریس در هر مرحله از سناریوی تزریقی، تصاویر میکرومدل توسط نرم افزار ImageJ آنالیز شده و درصد اشباع نفت (نواحی سیاه رنگ) به کمک روش مساحت سنجی محاسبه می شود. **شکل ۱۶** قسمت الف حالت اشباع اولیه میکرومدل از نفت را نشان می دهد. در این مدل تزریق از سمت چپ-پایین و تولید از سمت راست-بالا انجام می شود. **شکل ۱۶** قسمت ب مقدار نفت باقی مانده را در پایان سیلاب زنی اولیه با آب کم شور (۱۰۰ dsw) نشان می دهد. در این مرحله سیال تزریقی ابتدا از طریق شکاف حرکت می کند زیرا افت فشار مسیر شکاف نسبت به ماتریس بسیار پایین بوده و مقاومت آن در برابر جریان آب تزریقی کمتر است. در ادامه سیال تزریقی تنها مقدار کمی از نفت ماتریس را بین دو شاخه شکاف جابه جا می کند به طوری که ضریب بازیافت نفت ماتریس پس از تزریق ۴ حجم حفره آب کم شور برابر ۲۹٪ به دست می آید.

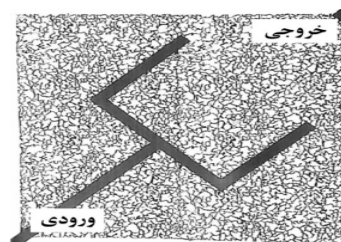
بر طبق نتایج آزمایش ۲ در **جدول ۳** ذرات ژل متورم شده در آب دریا به علت قدرت ژله ای بیشتر نسبت به ذرات ژل متورم شده در آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده، فشار میان شکافت و فشار پایدار بیشتری ایجاد کرده اند. بنابراین افزایش شوری آب ژل ها موجب افزایش ضریب مقاومت باقی مانده و کاهش تراوایی شبکه ژل می شود. با توجه به نتایج آزمایش ۳ در **جدول ۳**، کاهش شوری آب تزریقی ثانویه موجب افزایش فشار میان شکافت و همچنین فشار حالت پایدار می شود. در واقع تزریق آب دریا ۱۰۰ بار رقیق شده پس از جایگیری ذرات ژل متورم شده در آب دریا، موجب افزایش نسبت تورم ذرات ژل می شود و در نتیجه انسداد شکاف بهبود پیدا می کند. از این رو کاهش شوری آب تزریقی ثانویه سبب افزایش ضریب مقاومت باقی مانده و کاهش تراوایی شبکه ژل می شود.

آزمایش میکرومدل

هدف از انجام این آزمایش بررسی عملکرد ژل پیش ساخته سنتز شده در کاهش تولید آب و افزایش تولید نفت در سیستم میکرومدل ناهمگن شکاف دار است. **شکل ۱۶** مراحل مختلف سناریوی تزریقی را در میکرومدل شکاف دار نشان می دهد. در این



ب) پایان تزریق شوراب اولیه



الف) میکرومدل اشباع از نفت



د) پایان تزریق شوراب ثانویه



ج) پایان تزریق ژل

شکل ۱۶ مراحل مختلف سناریوی تزریقی در میکرومدل شکاف دار: الف) حالت اشباع اولیه از نفت (سیاه رنگ)، ب) پس از ۴ PV تزریق ۱۰۰dsw اولیه، ج) پس از تزریق ذرات ژل پیش ساخته (قسمت های خاکستری رنگ در شکاف) و د) پس از ۴ PV تزریق ۱۰۰dsw ثانویه

نتیجه گیری

در این پژوهش ذرات ژل پیش ساخته به روش پلیمریزاسیون رادیکال آزاد و بدون استفاده از کاتالیزگر سنتز شده است که عملکرد آن در عملیات کنترل یکنواختی جبهه توسط آزمایشات مختلفی ارزیابی شده است. برخی از نکات به دست آمده از این پژوهش در ادامه آمده است.

- ظرفیت تورم ژل پارامتر مهمی در تعیین موفقیت یک عملیات درمان با ژل است. ژل پیش ساخته ای که به مخزن تزریق می شود در محیط مختلفی قرار می گیرد. در این پژوهش تأثیر شوری، دما، pH، اندازه ذرات ژل و ترکیبات نفتی قابل حل بر ظرفیت تورم نمونه ژل سنتز شده بررسی شدند.

- انتخاب اندازه ذرات بهینه در طراحی عملیات تزریق ژل امر مهمی است. نسبت تورم ذرات ژل پیش ساخته حاضر در اندازه مش ۵۰-۴۰ به بیشترین مقدار خود می رسد.

- حضور ترکیبات نفتی آبدوست مانند کربوکسیلیک اسیدها و نفتنیک اسیدها که در آب سازندی قابل حل هستند می تواند بر ظرفیت تورم ژل مؤثر باشد. بر طبق نتایج ذرات ژل پیش ساخته در آب حاوی اجزاء نفتی قابل حل ظرفیت تورم بالاتری دارند.

- ذرات ژل پیش ساخته پس از تزریق شدن به مخزن بایستی بتوانند پایداری مناسبی در برابر افزایش شوری و دما، کاهش pH و یا حضور گاز کربن دی اکسید داشته باشند. ژل سنتز شده در این پژوهش در اثر افزایش ۱۰۰ برابری شوری محیط، تنها ۱۶٪ از آب خود را از دست می دهد و در حضور کربن دی اکسید ۱۵٪ تا ۲۲٪ از آب خود را از دست می دهد که برای بیانگر پایداری مناسب آن است. همچنین حساسیت ظرفیت تورم این نمونه ژل به تغییرات pH و دما کم است.

- آزمایشات دینامیک هل-شاو سل نشان می دهد که ذرات ژل شکاف را کاملاً مسدود نمی کنند بلکه در طول شکاف یک محیط متخلخل جدیدی را ایجاد می کنند.

به منظور کاهش جریان آب تزریقی در شکاف و افزایش ضریب بازیافت نفت ماتریس، ذرات ژل پیش ساخته با اندازه مش ۵۰-۴۰ و کاملاً متورم شده در آب دریا، به میکرومدل تزریق شد که نتیجه آن در **شکل ۱۶** قسمت ج نشان داده شده است. بر طبق نتایج، ذرات ژل در حین تزریق بخش زیادی از آب جذب شده خود را از دست می دهند که این آب با نفوذ به نواحی دوردست ماتریس و جاروب کردن نفت سبب افزایش ضریب بازیافت ماتریس می شود. همچنین مقداری از ذرات ژل در اثر شکسته شدن یا تغییر شکل دادن به درون ماتریس نزدیک شکاف نفوذ می کنند که برهم کنش بین شکاف و ماتریس را کاملاً مسدود می سازند. بنابراین در مرحله تزریق ذرات ژل پیش ساخته به محیط متخلخل، ابتدا آب ژل، سپس مخلوطی از ذرات ژل و آب، و نهایتاً ذرات ژل به درون محیط متخلخل نفوذ می کنند. در این مرحله مقدار قابل توجهی از نفت ماتریس جابه جا شده است به طوری که ضریب بازیافت نفت ماتریس به مقدار ۵۶٪ می رسد. پس از جایگیری ژل در شکاف، برای بررسی عملکرد آن در انسداد شکاف، آب کم شور ثانویه به میکرومدل تزریق شد که نتایج آن در **شکل ۱۶** قسمت د نشان داده شده است. بر طبق نتایج، آب تزریقی ثانویه کاملاً به سمت ماتریس منحرف می شود زیرا شکاف توسط ذرات ژل مسدود شده است و تراوایی آن شدیداً کاهش یافته است. همچنین برهم کنش بین شکاف و ماتریس توسط ذرات ژل نفوذ کرده به ماتریس کاملاً مسدود شده است که اجازه ورود آب به شکاف را نمی دهد. بنابراین تزریق آب ثانویه سبب افزایش بازدهی جاروب ماتریس شده به طوری که ضریب بازیافت نفت از ماتریس به مقدار ۹۴٪ می رسد. به عنوان نتیجه گیری کلی تزریق ذرات ژل پیش ساخته به میکرومدل ناهمگن باعث افزایش ضریب بازیافت نفت از ۲۹٪ در سیلاب اولیه به ۹۴٪ در سیلاب ثانویه می شود.

آب کم‌شور ثانویه بایستی به محدودیت کاهش قدرت ژلهای ژل‌ها توجه داشت.

• تزریق ذرات ژل پیش ساخته به میکرومدل ناهمگن باعث افزایش ضریب بازیافت نفت ماتریس از مقدار ۲۹٪ در مرحله سیلاب زنی اولیه به مقدار ۹۴٪ در مرحله سیلاب زنی ثانویه شد. در مرحله تزریق ژل به میکرومدل شکافدار، نفوذ ژل و آب آن به ماتریس موجب افزایش برداشت نفت می‌شود.

علائم و نشانه‌ها

HPAM: پلی اکریل آمید هیدرولیز شده

PV: حجم حفره

TEMED: تترا متیل اتیلن دی آمین

Frr: ضریب مقاومت باقی مانده

SR: نسبت تورم

Rp: نسبت انطباق

Vs: حجم ژل متورم شده

WSF: اجزای نفتی قابل حل

Vd: حجم ژل خشک

تراوایی این شبکه ژل به دبی آب تزریقی ثانویه، شوری و اندازه ذرات ژل وابسته است.

• افزایش دبی تزریقی آب ثانویه منجر به جاروب شدن بخش‌های بزرگتری از شبکه ژل جای گرفته در شکاف می‌شود و از این رو بازدهی انسداد را کاهش می‌دهد. بنابراین در عملیات درمان با ژل بهتر است سیلاب زنی ثانویه با کمترین دبی تزریقی ممکن انجام شود.

• تزریق ذرات ژل بزرگتر انسداد بهتری را در شکاف ایجاد می‌کند، اما تازمانی که در حین تزریق به شکاف به ذرات کوچکتر شکسته نشوند. نسبت انطباق بحرانی برای این نمونه از ذرات ژل برابر ۲/۹ به دست آمده است که با توجه به نزدیکی آن با نتایج سایر پژوهش‌ها، به نظر می‌رسد این نسبت مستقل از خواص ژل و شرایط تزریق است.

• ذرات ژل متورم شده در آب شورتر به علت قدرت ژلهای بیشتر، بازدهی انسداد بالاتری در شکاف دارند. از طرفی تزریق آب ثانویه با شوری کمتر به علت افزایش نسبت تورم ذرات، موجب افزایش بازدهی انسداد شکاف می‌شود. بنابراین در تزریق

مراجع

- [1]. Bai, B., Huang, F., Liu, Y., Seright, R. S., & Wang, Y. (2008). Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion, In SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Doi: <https://doi.org/10.2118/113997-MS>.
- [2]. Bai, B., Wei, M., & Liu, Y. (2013). Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology, In SPE Production and Operations Symposium, Doi: <https://doi.org/10.2118/164511-MS>.
- [3]. Seright, R. S. (2003). Washout of Cr (III)-acetate-HPAM gels from fractures, In International Symposium on Oilfield Chemistry, Doi: <https://doi.org/10.2118/80200-MS>.
- [4]. Wang, D., Zhao, L., Cheng, J., & Wu, J. (2003). Actual field data show that production costs of polymer flooding can be lower than water flooding, In SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Doi: <https://doi.org/10.2118/84849-MS>.
- [5]. Bai, B., Li, Y., & Liu, X. (1999). New development of water shutoff and profile control in oilfields in China, Oil Drilling & Production Technology, 20(3): 64-68.
- [6]. Sydansk, R. D., & Romero-Zerón, L. (2011). Reservoir conformance improvement, 138, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.1016/j.egyr.2019.06.012.
- [7]. Sydansk, R. D., & Seright, R. S. (2007). When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied, SPE Production & Operations, 22(02): 236-247. Doi: <https://doi.org/10.2118/99371-MS>.
- [8]. Seright, R. S. (1995). Gel placement in fractured systems, SPE Production & Facilities, 10(04): 241-248. Doi: <https://doi.org/10.2118/27740-PA>.
- [9]. Seright, R. S., & Lee, R. L. (1999). Gel treatments for reducing channeling in naturally fractured reservoirs, SPE Production & Facilities, 14(04): 269-276. Doi: <https://doi.org/10.2118/59095-PA>.
- [10]. Needham, R. B., Threlkeld, C. B., & Gall, J. W. (1974, April). Control of water mobility using polymers and

- multivalent cations, In SPE Improved Oil Recovery Symposium, Doi: <https://doi.org/10.2118/4747-MS>.
- [11]. Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., & McCool, C. S. (2009). Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate, SPE Journal, 14(03): 450-461. Doi: <https://doi.org/10.2118/100049-PA>.
- [12]. Eoff, R. L., Irimia, A., Egli, M., & Guengerich, F. P. (2007). *Sulfolobus solfataricus* DNA polymerase Dpo4 is partially inhibited by “wobble” pairing between O6-methylguanine and cytosine, but accurate bypass is preferred, Journal of Biological Chemistry, 282(2): 1456-1467, Doi: <https://doi.org/10.1074/jbc.M609661200>.
- [13]. Chauveteau, G., Omari, A., Tabary, R., Renard, M., Veerapen, J., & Rose, J. (2001). New size-controlled microgels for oil production, In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Doi: <https://doi.org/10.2118/64988-MS>.
- [14]. Coste, J. P., Liu, Y., Bai, B., Li, Y., Shen, P., Wang, Z., & Zhu, G. (2000). In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. laboratory study and pilot testing, In SPE/DOE improved oil recovery symposium, Doi: <https://doi.org/10.2118/59362-MS>.
- [15]. Ganguly, S., Willhite, G. P., Green, D. W., & McCool, C. S. (2002). The effect of fluid leakoff on gel placement and gel stability in fractures, SPE Journal, 7(03): 309-315. Doi: <https://doi.org/10.2118/79402-PA>.
- [16]. Bai, B., Li, L., Liu, Y., Liu, H., Wang, Z., & You, C. (2007). Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 10(04): 415-422. Doi: <https://doi.org/10.2118/89389-PA>.
- [17]. Bai, B., Liu, Y., Coste, J. P., & Li, L. (2007). Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 10(02): 176-184, Doi: <https://doi.org/10.2118/89468-PA>.
- [18]. Chauveteau, G., Tabary, R., Le Bon, C., Renard, M., Feng, Y., & Omari, A. (2003, May). In-depth permeability control by adsorption of soft size-controlled microgels, In SPE European Formation Damage Conference, Doi: <https://doi.org/10.2118/82228-MS>.
- [19]. Al-Anazi, H. A., & Sharma, M. M. (2002, February). Use of a pH sensitive polymer for conformance control. In International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Doi: <https://doi.org/10.2118/73782-MS>.
- [20]. Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., Cheung, S., Morgan, J., Chang, K. T., & Goodgame, J. (2003). Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool, In SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific, Doi: <https://doi.org/10.2118/84897-MS>.
- [21]. Khoshkar, P. A., Fatemi, M., & Ghazanfari, M. H. (2020). Static and dynamic evaluation of the effect of nanomaterials on the performance of a novel synthesized PPG for water shut-off and improved oil recovery in fractured reservoirs, Journal of Petroleum Science and Engineering, 189, 107019. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107019>.
- [22]. Paprouski, A., Fatemi, M., & Ghazanfari, M. H. (2021). Effect of silicate sodium and graphene nanoplatelets on morphology and rheology characteristics of new synthesized preformed particle gel (PPG) for water shut-off treatment, Journal of Petroleum Science and Engineering, 204, 108736, Doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108736>.
- [23]. Seright, R. S. (1999). Mechanism for gel propagation through fractures, paper SPE, 55628, 15-19, Doi: <https://doi.org/10.2118/55628-MS>.
- [24]. Seright, R. S. (1997). Use of preformed gels for conformance control in fractured systems, SPE production & facilities, 12(01), 59-65, Doi: <https://doi.org/10.2118/35351-PA>.
- [25]. Seright, R. S. (2001). Gel propagation through fractures, SPE Production & Facilities, 16(04): 225-231, Doi: <https://doi.org/10.2118/74602-PA>.
- [26]. Zhang, H., & Bai, B. (2011). Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. SPE Journal, 16(02): 388-400, Doi: <https://doi.org/10.2118/129908-PA>.
- [27]. Imqam, A., Bai, B., Ramadan, M. A., Wei, M., Delshad, M., & Sepehrnoori, K. (2015). Preformed-particle-gel extrusion through open conduits during conformance-control treatments, SPE Journal, 20(05): 1083-1093, Doi: <https://doi.org/10.2118/169107-PA>.
- [28]. Imqam, A., & Bai, B. (2015). Optimizing the strength and size of preformed particle gels for better conformance control treatment, Fuel, 148, 178-185, Doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.01.022>.
- [29]. Baker, J. P., Blanch, H. W., & Prausnitz, J. M. (1995). Swelling properties of acrylamide-based amphoteric hydrogels: comparison of experiment with theory, Polymer, 36(5): 1061-1069. Doi: [https://doi.org/10.1016/0032-3861\(95\)93608-O](https://doi.org/10.1016/0032-3861(95)93608-O).
- [30]. Anderson, J. W., Neff, J. M., Cox, B. A., Tatem, H. E., & Hightower, G. M. (1974). Characteristics of dispersions and water-soluble extracts of crude and refined oils and their toxicity to estuarine crustaceans and fish, Marine biology, 27(1): 75-88. Doi: <https://doi.org/10.1007/BF00394763>.

[31]. Jing, W., Hongling, Z., Huiqing, L., Wei, Z., Haomin, L., Chuanjin, Y., & Yinghao, S. (2017). Quantification of transportation of deformable gel particles in porous media, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Doi: <https://doi.org/10.2118/187266-MS>.

[32]. Zhao, Y., & Bai, B. (2022). Selective penetration behavior of microgels in superpermeable channels and reservoir matrices, Journal of Petroleum Science and Engineering, 210, 109897, Doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109897>.

[۳۳]. رفیع پور، م.، وفایی سفتی، م.، حق طلب، ع.، رزاقی کاشانی، م. و سلیمی، ف. (۱۳۹۱). بررسی خواص رئولوژیکی و کارایی هیدروژل های پلی اکریل آمید-کروم در چاه های نفت دما بالا. پژوهش نفت، ۲۲(۶۹): ۱۶-۳. SID: <https://sid.ir/paper/114737/fa>

[۳۴]. حیدری، ا.، وفایی سفتی، م.، واشقانی فراهانی، ا.، باغبان صالحی، م. و نادری، ح. (۱۳۹۶). بررسی تأثیر قطر ذرات از پیش تشکیل شده ژل پلیمر (پلی اکریل آمید و استات کروم) در کاهش نامتجانس تراوایی، پژوهش نفت، ۲۷(۹۷): ۱۴۲-۱۵۴. SID: <https://sid.ir/paper/115145/fa>