



Special Issues on Water-based EOR

Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(June-July), Vol. 34, No. 135, 26-29

DOI: 10.22078/pr.2024.5288.3343

Developing an Analytical Model to Investigate the Flow Behavior of Polymer Flood in Heavy Oil Reservoirs: Investigating the Effect of Salinity and Heterogeneity in the Reservoir Scale

Razieh Khosravi, Mohammad Simjoo* and Mohammad Chahardowli

Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

simjoo@sut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5288.3343

Received: October/29/2023

Accepted: March/02/2024

Introduction

Reservoir development is moving toward heavy oil resources due to the rapid decline in conventional oil resources [1]. During water flooding in heavy oil reservoirs, due to fingering problems, a significant amount of oil would remain in the reservoir, which is the purpose of low-salinity polymer flooding [2,3]. Combining low-salinity polymer flood would be more effective through the mechanisms of wettability alteration and improving the sweeping efficiency than applying each method alone. In recent years, many studies have focused on increasing the recovery of heterogeneous heavy oil reservoirs [4-11]. Predicting the performance of flooding projects is very important; for this purpose, accurate and fast analytical methods can be used to consider the physical phenomenon. The Koval parameter indicates the effect of fingering and channelization on oil recovery by injecting miscible solvent [12-14]. In this study, Buckley Leverett's analytical model and its combination with Koval's flow storage capacity model have been used to predict the flooding process of polymer flood/ low-salinity polymer flood for a heavy oil reservoir in the core and reservoir (heterogeneous) scale. At the core scale, polymer mobility control calculations to have a stable shock front were conducted. An appropriate injection scenario was selected based on economic calculations. Using the developed analytical model, the effect of the governing mechanisms on oil recovery enhancement

in the core-scale and reservoir-scale (including heterogeneity) were compared, which showed the importance of heterogeneity on the performance of the polymer flood in heavy oil reservoirs.

Materials and Methods

Governing Equations

In this section, by using Buckley-Leverett and Koval's theory (with the assumptions considered in Jain's work in 2013 and 2014), we aim to model the displacement of oil by low-salinity polymer flood for the core and the reservoir (inter-well) scale [14,16]. In the core scale, mobility control calculations to find the optimum polymer viscosity of the reservoir to have a stable shock front are conducted. The following relationship for the total mobility ratio must be established [16]:

$$\frac{\lambda_T(S_W^A)}{\lambda_T(S_W^B)} \leq 1 \quad (1)$$

Equation 1 requires iteration because the location of A and B depends on the fractional flow curve, which requires the viscosity of the polymer as an input. At the reservoir scale, the storage and cumulative flow capacity for individual points is as Equation 2 [14]:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}, \quad F = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i} \quad (2)$$

$$F = \frac{1}{1 + \frac{1-C}{H_K C}} \quad (3)$$

In Equation 2, C is the dimensionless thickness or cumulative storage capacity, and F is the cumulative flow capacity up to any desired height. F can be considered as the ratio of the total flow, whose relationship with the storage capacity is based on the Koval relationship in the form of Equation 3. The advantage of Equation 3 is that it reduces the degree of freedom of the problem from N , which is the number of layers, to one and decreases the problem-solving space from two dimensions to one dimension. The relation of the obtained model in the scale of the reservoir for water-oil displacements depends on the Koval parameter and is as follows [17]:

$$F_J = \frac{1}{1 + \left[\frac{1}{K} \right] \left[\frac{1-C_J}{C_J} \right]}, M = \frac{\lambda_I}{\lambda_J}, K = H_K \times M \quad (4)$$

In the above equation, K is the water flooding Koval parameter, is the mobility in which oil flows, and is the mobility in which the injected fluid flows. is equal to field heterogeneity, and M is the mobility ratio. During polymer flood for oil displacement, taking into account the Koval parameter for the polymer bank and the oil bank, the following equations would be derived [17]:

$$F_J = \frac{C_J}{C_J + \frac{(1-C_J)}{K_b}}, MR_b = \frac{\lambda_J}{\lambda_B} \quad (5)$$

$$K_b = H_k \times MR_b$$

$$F_I = \frac{(1-C_I)}{K_f C_I + (1-C_I)}, MR_f = \frac{\lambda_B}{\lambda_I} \quad (6)$$

$$K_f = H_k \times MR_f$$

In Equation 5, k_b is the polymer Koval parameter and λ_b is the mobility of the area where the oil bank is. In Equation 6, k_f is the oil bank Koval parameter and λ_b is the mobility of the area where the remaining oil from the secondary water injection is present.

Results and Discussion

In this section, the results of the polymer flood/low-salinity polymer flood on the core and reservoir scales at the optimal polymer viscosity (and higher concentrations) for the selected injection scenario (based on economic calculations) are presented.

Core-scale results: To investigate the effect of different mechanisms, the effect of seawater flood (42000 ppm), polymer flood (improvement of sweeping efficiency), and low-salinity polymer flood (4000 ppm)

(combination of wettability alteration mechanism and improvement of sweeping efficiency) on oil recovery were investigated (Fig. 1).

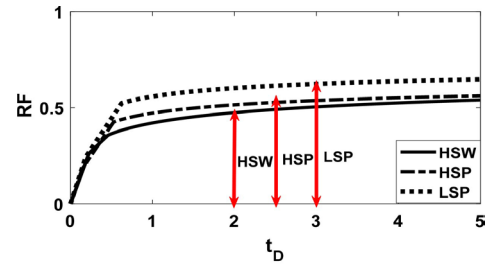


Fig. 1 Effect of different EOR methods (mechanisms) on oil recovery enhancement at the core scale without heterogeneity.

According to Fig. 1, oil recovery of low-salinity polymer flood, polymer flood, and seawater flood were estimated at 0.5 PV (economic injection pore volume) as 0.52, 0.42, and 0.35, respectively. Therefore, it is concluded that in heavy oil reservoirs, polymer floods recover more than seawater floods (7% higher oil production). In addition, low-salinity polymer flood led to a 10% increase in oil recovery, excluding reservoir heterogeneity.

Reservoir-scale results: A comparison of the economic injection scenario for oil recovery and water cut at the reservoir and core scales is shown in Fig. 2. According to Fig. 2, considering the heterogeneity in the reservoir scale, approximately 8% less recovery has been obtained in the economic injection pore volume of 0.9. Similarly, the heterogeneity led to higher water cuts compared to a core scale during polymer injection.

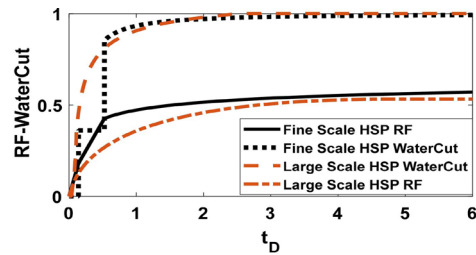


Fig. 2 Comparison of oil recovery factor and water cut at core and reservoir scales.

The effect of the three mentioned mechanisms at the reservoir scale considering heterogeneity is shown in Fig. 3:

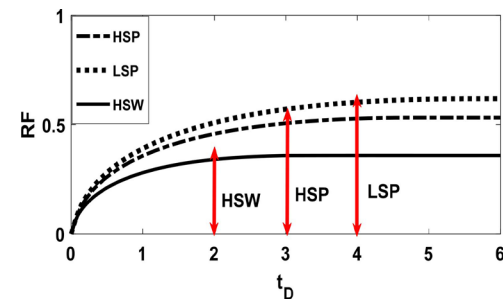


Fig. 3 Effect of different EOR methods (mechanisms) on oil recovery enhancement at the reservoir scale considering heterogeneity.

According to Fig. 3, oil recovery of low-salinity polymer flood, polymer flood, and seawater flood were estimated as 0.39, 0.35, and 0.23, respectively. In heterogeneous reservoir conditions, the positive performance of polymer flood was more significant and led to 12% additional oil production compared to seawater. Regarding the effect of salinity, the obtained results showed the synergism of low-salinity polymer injection method, in such a way that in reservoir conditions, oil production was 4% higher than that of polymer injection. Therefore, the dominant mechanism of increasing oil recovery in heterogeneous heavy oil reservoirs is the improvement of sweep efficiency.

Conclusions

In this paper, first, designing polymer/low-salinity polymer flood has been conducted. The optimum polymer viscosity required to have a stable shock front for high and low-salinity polymer was 6.1 and 3.67 cp, respectively. The economic injection scenario for the core and reservoir scales was designed 0.5PV and 0.9PV polymer injection from the beginning. An analytical predictive model was developed using Buckley-Leverett and Koval's theory to combine core and large-scale properties. According to the results on a core scale, the cooperation of the polymer flood mechanism was more than that of seawater flood, and the combination of low-salinity polymer flood had a significant effect (about 10%) on increasing oil recovery. In heterogeneous reservoir conditions, the positive performance of polymer flood was more significant and led to 12% additional oil production compared to seawater. Regarding the effect of salinity, the obtained results showed the synergism of low-saline water-polymer injection method, in such a way that in reservoir conditions, oil production was 4% higher than that of polymer injection. Therefore, it is confirmed that the sweep efficiency is the dominant mechanism in heavy oil heterogeneous reservoirs. The developed analytical model is a suitable tool for designing the polymer flood process in different conditions of salinity and heterogeneity, which can be used to facilitate technical and economic decisions at the reservoir scale.

References

1. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. (2016). Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies, *Journal of Petroleum science and Engineering*, 142, 85-100. 10.1016/j.petrol.2016.01.023.
2. Wang, J., & Dong, M. (2009). Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 67(3-4), 155-158. 10.1016/j.petrol.2009.05.007.
3. Kyani, A., & Hashemizadeh, A. (2022). Successful Case Studies on the Use of Polymers to EOR by Polymer Flooding. *Journal of Petroleum Research*, 32(1401-1), 24-50. 10.22078/pr.2022.4508.3033.
4. Kozaki, C. (2012). Efficiency of low salinity polymer flooding in sandstone cores.
5. Shaker Shiran, B., Skauge A. (2013). Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding, *Energy and fuels*, 27(3), 1223-1235. 10.1021/ef301538e.
6. Zhao, Y., Yin, S., Seright, R. S., Ning, S., Zhang, Y., & Bai, B. (2020). Performance of Low Salinity Polymer Flood in Enhancing Heavy Oil Recovery on the Alaska North Slope. *Unconventional Resources Technology Conference*, 20-22 July 2020.
7. Vermolen, E., Pingo Almada, M., Wassing, B. M., Ligthelm, D. J., & Masalmeh, S. K. (2014). Low-salinity polymer flooding: improving polymer flooding technical feasibility and economics by using low-salinity make-up brine. *International petroleum technology conference*. 10.2523/IPTC-17342-MS.
8. Almansour, A. O., AlQuraishi, A. A., AlHussinan, S. N., & AlYami, H. Q. (2017). Efficiency of enhanced oil recovery using polymer-augmented low salinity flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4), 1149-1158.
9. Unsal, E., Ten Berge, A., & Wever, D. (2018). Low salinity polymer flooding: Lower polymer retention and improved injectivity, *Journal of Petroleum science and Engineering*, 163, 671-682. 10.1016/j.petrol.2017.10.069.
10. Tahir, M., Hincapie, R. E., Foedisch, H., Strobel, G.-J., & Ganzer, L. (2019). Potential Benefits of Fluid Optimization for Combined Smart-Water and Polymer Flooding: Impact on Remaining Oil Saturation. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
11. Kakati, A., Kumar, G., & Sangwai, J. S. (2020). Low Salinity Polymer Flooding: Effect on Polymer Rheology, Injectivity, Retention, and Oil Recovery Efficiency. *Energy & fuels*, 34(5), 5715-5732. 10.1021/acs.energyfuels.0c00393.
12. Koval, E. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(02), 145-154. 10.2118/450-PA.
13. Mollaei, A., Delshad, M. (2011). General isothermal enhanced oil recovery and waterflood forecasting model. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
14. Jain, L., Lake L. W. (2014). Surveillance of Secondary and Tertiary Floods: Application of

- Koval's Theory to Isothermal Enhanced Oil Recovery Displacements. SPE Improved Oil Recovery Symposium. 10.2118/169055-MS.
15. Jain, L., & Lake, L. W. (2013). Upscaling of miscible floods: An extension to Koval's theory. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
 16. Farajzadeh, R., Wassing, B., & Lake, L. (2019). Insights into design of mobility control for chemical enhanced oil recovery, Energy Reports, 5, 570-578. 10.1016/j.egyr.2019.05.001.
 17. Mollaei A, Delshad M (2019). Introducing a novel model and tool for design and performance forecasting of waterflood projects. Fuel, 237, 298-307. 10.1016/j.fuel.2018.09.125.

ویژگی‌نامه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش‌های پایه آبی

توسعه یک مدل تحلیلی به‌منظور بررسی رفتار جریان‌ی تزریق پلیمر در مخازن نفت سنگین: بررسی اثر شوری و ناهمگنی در مقیاس مخزن

راضیه خسروی، محمد سیم جو* و محمد چهاردولی

دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۰۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۲/۱۲

چکیده

یکی از چالش‌های پیشرو در توسعه میادین نفت سنگین از طریق روش‌های تزریق آب پایه، تولید زود هنگام آب تزریقی و عدم تولید مناسب نفت است. این رخداد می‌تواند در نتیجه شرایط نامطلوب تحرک‌پذیری باشد که ناهمگنی مخزن نیز آن را تشدید می‌نماید. در چنین شرایطی به‌کارگیری روش‌های مبتنی بر تزریق پلیمر می‌تواند پتانسیل مطلوبی را برای ارتقاء روش‌های تزریق آب پایه فراهم کند. در این مطالعه یک مدل تحلیلی برای پیش‌بینی سریع رفتار جریان‌ی تزریق محلول پلیمر در شرایط یک مخزن نفت سنگین در مقیاس مغزه (ریز) و مخزن توسعه داده شده است. جهت دستیابی به این هدف، ابتدا یک مدل تحلیلی بر مبنای تئوری باکلی-لورت در مقیاس مغزه به‌منظور طراحی سیلاب‌زنی پلیمر و بررسی تأثیر مکانیسم‌های حاکم بر افزایش بازیافت نفت ارائه شد. سپس در مقیاس مخزن، اثر ناهمگنی در قالب پارامتر کوال، و اثر شوری (شوری آب دریا و شرایط رقیق‌شده آن) بر عملکرد روش تزریق پلیمر در نظر گرفته شد. طبق نتایج در مقیاس مغزه، تزریق پلیمر منجر به افزایش ۷٪ بازیافت نفت نسبت به تزریق آب دریا شد. در شرایط مخزن ناهمگن، این عملکرد مثبت چشم‌گیرتر بوده و منجر به ۱۲٪ تولید نفت اضافی نسبت به آب دریا گردید. درخصوص تأثیر شوری، نتایج حاصله بیانگر هم‌افزایی روش تزریق آب کم‌شور-پلیمر بود و در شرایط مغزه و مخزن، به‌ترتیب ۱۰ و ۴٪ تولید نفت بیشتر از تزریق پلیمر را به‌دنبال داشت. مدل تحلیلی توسعه داده شده ابزار مناسبی برای طراحی فرآیند تزریق پلیمر در شرایط مختلف از شوری و ناهمگنی می‌باشد که می‌تواند به منظور تسهیل در تصمیم‌گیری‌های تکنیکی و اقتصادی در مقیاس مخزن مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: پلیمر، مخازن نفت سنگین، مدل تحلیلی، شوری، ناهمگنی مخزن

مقدمه

سنگین از طریق روش‌های تزریق آب پایه، تولید زود هنگام آب تزریقی و عدم تولید مناسب نفت است [۱]. در حین سیلاب‌زنی آب در مخازن نفت سنگین، پدیده انگشتی شدن منجر می‌شود که

یکی از چالش‌های پیشرو در توسعه میادین نفت

مقدار قابل توجهی نفت به صورت دست نخورده در مخزن باقی بماند که می تواند هدف سیلاب زنی پلیمر باشد [۲]. معمولاً سیالاتی مانند محلول های پلیمر به مخزن تزریق می شوند تا تحرک پذیری سیال تزریقی را در قسمت های جاروب نشده مخزن کم نمایند. ناهمگنی مخزن باعث می شود حتی با وجود تزریق پلیمر نیز، بازده جاروبی نهایی عالی نداشته باشیم. سیلاب زنی پلیمر یک روش قابل اعتماد از دیداد برداشت است که با استفاده از سه روش: جابه جا کردن منحنی جریان جزئی، کاهش تحرک پذیری آب نسبت به نفت و منحرف کردن آب تزریقی از نقاط جاروب شده به جاروب نشده، باعث بهبود بازده نفت نسبت به فرآیند سیلاب زنی آب می گردد [۳ و ۴]. تزریق ثانویه آب با شوری بالا تنها نفت را از قابل دسترس ترین حفرات خارج می کند؛ اما اگر تزریق آب باعث تغییر ترشوندگی سیستم از طریق کاهش شوری شود، آن گاه ترکیب روش از دیداد برداشت آب کم شور-پلیمر از طریق مکانیسم های تغییر ترشوندگی و بهبود بازده جاروبی تأثیر گذاری بیشتری خواهد داشت [۵-۷]. مطالعات بسیاری در سال های اخیر بر روش از دیداد برداشت آب کم شور-پلیمر به عنوان افزایش باز یافت مخازن نفت سنگین ناهمگن متمرکز گردیدند [۵-۱۲]. سیلاب زنی های ثانویه و ثالثیه به عنوان سیلاب زنی های امتزاج ناپذیر و امتزاج پذیر تقسیم بندی می شوند. جابه جایی امتزاج ناپذیر توسط باکلی-لورت در مقیاس مغزه بررسی شد [۱۳]. محاسبات یک بعدی تئوری جریان جزئی در سیلاب زنی پلیمر، تنها تخمینی از بازده فرآیند جابه جایی ارائه می نماید؛ نتایج در مقیاس میدان نیازمند در نظر گرفتن ناهمگنی مخزن می باشد [۱۴-۱۶]. این جابه جایی ها در مقیاس مخزن به عنوان جابه جایی جدا شده با دو ناحیه در نظر گرفته می شوند. جابه جایی های ثالثیه همچون سیلاب زنی پلیمر در مقیاس مغزه مطالعه شده است. در مقیاس مغزه سیلاب زنی پلیمر به وسیله ترکیب جبهه و موج های پراکنده مشخص می شود.

این جابه جایی ها در مقیاس مخزن به عنوان جریان جدا شده با سه ناحیه مجزا در نظر گرفته می شوند [۱۷ و ۱۴]. پیش بینی عملکرد پروژه های سیلاب زنی بسیار مهم است؛ بدین منظور می توان از روش های تحلیلی درست و سریع که بیانگر پدیده فیزیکی است، استفاده نمود. یکی از قدیمی ترین مدل ها برای این هدف توسط کوال توسعه پیدا کرده است. پارامتر کوال بیانگر تأثیر انگشتی شدن^۱ و کانالی شدن بر باز یافت نفت به وسیله تزریق حلال امتزاج پذیر است [۱۶]. مولایی و همکاران یک ابزار پیش بینی سیلاب زنی توسعه دادند که نتایج داده های میدانی و شبیه سازی های عددی را به خوبی برای فرآیندهای سیلاب زنی و فرآیندهای از دیداد برداشت شامل: سیلاب زنی حلال (گاز)، سیلاب زنی حلال پلیمر و ASP^۲ باز تولید کرده و یک رابطه قوی بین پارامترهای مدل پیش بینی و پارامترهای مخزن به وجود آمد [۱۴]. جین و همکاران روشی برای انواع مختلف جریان های جزئی با ناهمگنی مختلف استفاده کردند. این روش اطلاعاتی در ارتباط با ناهمگنی مخزن و نسبت تحرک پذیری فراهم نمود و به عنوان یک ابزار برای پیش بینی مؤثر بودن فرآیندهای سیلاب زنی امتزاج پذیر استفاده شد که ناهمگنی مخزن را با اطلاعات در مقیاس مغزه مرتبط می کرد [۱۸ و ۱۷]. در این مطالعه از مدل تحلیلی باکلی-لورت و ترکیب آن با مدل ظرفیت ذخیره جریان کوال برای پیش بینی سریع سیلاب زنی فرآیند تزریق پلیمر در یک مخزن نفت سنگین در مقیاس مغزه و مخزن (ناهمگن) استفاده شده است. ایجاد ناهمگنی در مقیاس مخزن نسبت به مقیاس مغزه، به وسیله پارامتر کوال صورت پذیرفته است. در مقیاس مغزه ابتدا کنترل نسبت تحرک پذیری برای غلظت پلیمر صورت گرفت تا تزریق پایدار داشته باشیم. انواع سناریوهای تزریق بررسی و بر پایه محاسبات اقتصادی، سناریو تزریق مناسب انتخاب گردید.

1. Fingering

2. Alkaline Surfactant Polymer

اثر تزریق شوری کم-پلیمر بر نتایج بازیافت نفت، برش آبی و پروفایل اشباع صورت پذیرفت و با نتایج شوری بالا مقایسه شد. تأثیر مکانیسم‌های حاکم بر افزایش بازیافت نفت در مقیاس مغزه و مخزنی (با احتساب ناهمگنی) مقایسه شدند که اهمیت حضور و عدم حضور ناهمگنی را بر عملکرد روش ازدیاد برداشت تزریق پلیمر بیان می‌کند.

تئوری و روابط مورد نیاز برای حل مسئله

به‌منظور به‌دست آوردن مدل تحلیلی لایه‌ای در مقیاس مخزن زمانی که تزریق آب همراه با ماده شیمیایی (پلیمر) داشته باشیم، ابتدا از روابط جابه‌جایی آب و نفت در مقیاس مغزه به‌صورت تک جبهه آغاز کرده، سپس روابط شامل ماده شیمیایی همراه با حلال آبی در مقیاس مغزه دو جبهه‌ای را به‌دست آورده و در نهایت روابط را با روش موجود که توسط جین و مولایی ارائه شده به مقیاس قابل استفاده در مخزن تأمیم می‌دهیم [۱۳-۱۵ و ۱۷].

روابط مورد نیاز در مقیاس مغزه

در این روش با استفاده از روابط تحلیلی و روش‌های حل گرافیکی در مقیاس مغزه (فرضیات باکلی-لورت) در یک سیستم یک‌بعدی و دوفازی و با فرض این‌که سیال‌ها تراکم‌ناپذیر باشند، تخمینی از بازیافت نفت، برش آبی و پروفایل اشباع به‌دست خواهد آمد [۱۳]. محاسبات مربوط به کنترل تحرک‌پذیری به‌منظور یافتن مناسب‌ترین ویسکوزیته پلیمر مخزن که پایداری در جبهه را داشته باشیم، صورت می‌پذیرد. رابطه تحرک‌پذیری کل به‌صورت رابطه زیر می‌باشد [۲۰ و ۲]:

$$\lambda_T(S_W) = \frac{k_{rw}(S_W)}{\mu_w} + \frac{k_{ro}(S_O)}{\mu_o} \quad (1)$$

به‌منظور این‌که جبهه پایدار باشد، نسبت تحرک‌پذیری در امتداد جبهه باید کوچک‌تر از یک باشد. اگر نقطه A پشت جبهه و B جلو جبهه باشد، باید رابطه زیر بین نسبت تحرک‌پذیری کل برقرار باشد [۱۹]:

$$\frac{\lambda_T(S_W^A)}{\lambda_T(S_W^B)} \leq 1 \quad (2)$$

این روش نیاز به حدس و خطا دارد چراکه مکان A و B وابسته به منحنی جریان جزئی است که به ویسکوزیته پلیمر به‌عنوان ورودی نیاز دارد. شیب مماس بر منحنی جریان جزئی نفت-پلیمر، بیانگر سرعت حرکت جبهه ماده شیمیایی است. زمانی‌که جذب در پلیمر را در نظر بگیریم، این خط از نقطه $(0, -D_s)$ رسم می‌شود و این تأخیر در جبهه ناشی از جذب ماده شیمیایی را می‌توان از رابطه زیر به‌دست آورد [۲۰ و ۱۳]:

$$D_S = \frac{1-\phi}{\phi} \times \frac{\rho_s}{\rho_w} \times \frac{\Gamma_S}{C_{inj}} \quad (3)$$

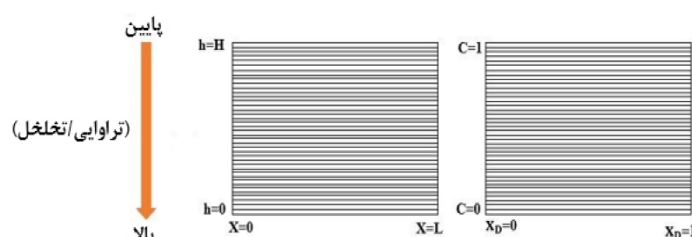
در رابطه بالا، ϕ تخلخل سنگ، ρ_s چگالی سنگ، ρ_w چگالی محلول پلیمر، Γ_S ماده شیمیایی جذب شده بر سطح سنگ با واحد $(\frac{\mu g}{gr \text{ rock}})$ و C_{inj} غلظت تزریقی ماده شیمیایی به واحد ppm است.

روابط مورد نیاز در مقیاس مخزن (با احتساب ناهمگنی):

در این بخش هدف این است که با استفاده از تئوری باکلی-لورت و استفاده از روابط و فرضیات مقاله جین، نمودارهای مربوط به جابه‌جایی نفت توسط آب کم‌شور-پلیمر را برای مقیاس مخزنی (بین‌چاهی) مدل‌سازی کنیم [۱۸ و ۱۷]. در این روش، مدل در یک مخزن لایه‌ای دوبعدی توسعه پیدا کرده است با رابطه بی‌نهایت طول در جهت جریان تا در یک مخزن واقعی نیز کاربرد داشته باشد (شکل ۱) [۱۷]. نتایج به‌دست آمده توسط تئوری باکلی-لورت، در مقیاس مغزه کاربرد دارد. با ادغام اطلاعات در مقیاس مغزه و در مقیاس مخزنی، می‌توانیم کاربرد جابه‌جایی نفت با آب دریا، محلول پلیمر، و محلول کم‌شور-پلیمر را در مقیاس بین‌چاهی داشته باشیم. رابطه ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان تجمعی برای نقاط مجزا به صورت رابطه ۴ است:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}, \quad F = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^N k_i h_i} \quad (4)$$

$$F = \frac{1}{1 + \frac{1-C}{H_K C}} \quad (5)$$



شکل ۱ رابطه سرعت بینابین و لایه‌های مخزن در ارائه بی‌بعد مخزن [۱۷]

نظر گرفته می‌شوند (شکل ۲-ج). زمانی که تزریق محلول پلیمر را در جابه‌جایی نفت داشته باشیم، با در نظر گرفتن پارامتر کوال برای بانک پلیمر و بانک نفتی به عبارت‌های زیر می‌رسیم:

$$F_J = \frac{C_J}{C_J + \frac{K_b}{K_f}}, MR_b = \frac{\lambda_J}{\lambda_B}, K_b = Hk \times MR_b \quad (7)$$

$$F_I = \frac{(1-C_I)}{K_f C_I + (1-C_I)}, MR_f = \frac{\lambda_B}{\lambda_I}, K_f = Hk \times MR_f \quad (8)$$

در رابطه ۷، پارامتر کوال پلیمر، λ_J تحرک‌پذیری ناحیه است که پلیمر در آن تزریق شده، λ_B تحرک‌پذیری ناحیه است که بانک نفت را داریم. در رابطه ۸، پارامتر کوال بانک نفتی، λ_I تحرک‌پذیری ناحیه است که نفت باقی‌مانده از تزریق ثانویه آب در آنجا حضور دارد [۱۵].

مسئله مورد بررسی

در این بخش، تزریق آب دریا، محلول پلیمر و محلول کم‌شور-پلیمر با استفاده از مدل تحلیلی در مقیاس مغزه و مخزنی در سناریو تزریق انتخاب شده بر پایه محاسبات اقتصادی صورت می‌پذیرد. نتایج دو مقیاس در شوری بالا و پایین مقایسه شده و اثر ناهمگنی در مقیاس مخزن بر مکانیسم‌های حاکم بر فرآیندهای ازدیاد برداشت بررسی می‌شود.

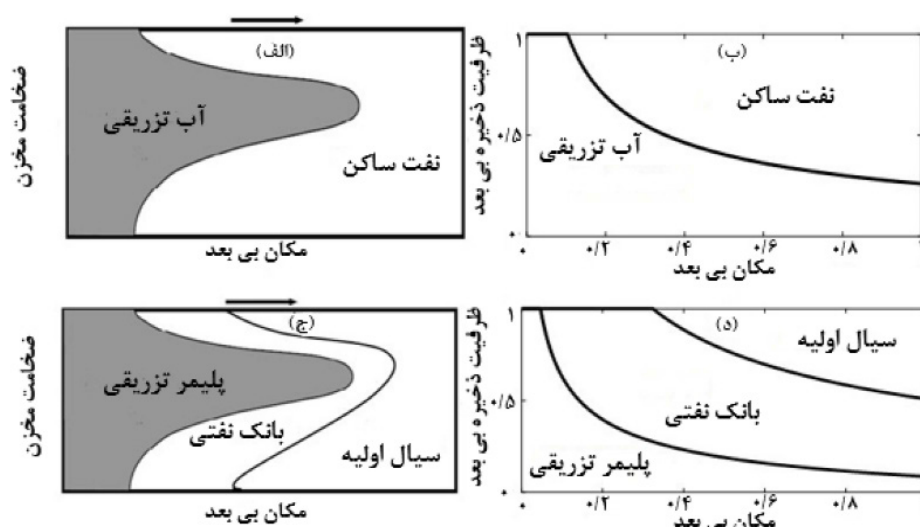
داده‌های مورد نیاز برای حل مسئله

در مدل تحلیلی توسعه داده شده، به ورودی‌های جدول ۱ برای تزریق محلول پلیمر (۴۲۰۰۰ ppm) و محلول کم‌شور-پلیمر (۴۰۰۰ ppm) در دو مقیاس نیاز است. تغییرات نمودار تراوایی نسبی از شوری بالا به شوری پایین در مقیاس مغزه به‌صورت شکل ۳ می‌باشد.

در رابطه ۴، C ضخامت بی‌بعد و یا ظرفیت ذخیره جمعی و F ظرفیت جریان جمعی تا هر ارتفاع دل‌خواهی می‌باشد. F را می‌توان نسبت جریان کل در نظر گرفت که رابطه آن با ظرفیت ذخیره بر پایه رابطه کوال به‌صورت رابطه ۵ است. مزیت رابطه فوق این است که درجه آزادی مسئله را از N که تعداد لایه‌ها است به یک کاهش داده و فضای حل مسئله را از دو بعد به یک بعد می‌رساند [۱۷]. جابه‌جایی نفت توسط آب در مقیاس مخزن و در حضور ناهمگنی به‌عنوان جابه‌جایی جدا شده با دو ناحیه در نظر گرفته می‌شود (شکل ۲-الف). یک ساده‌سازی کلیدی آن است که گنجایش ذخیره‌سازی که در واقع ضخامت بی‌بعد است را جایگزین ضخامت مخزن کرده و ارائه بی‌بعد مخزن به‌صورت ظرفیت ذخیره (C_D) صورت می‌گیرد (شکل ۲-ب). رابطه مدل به‌دست آمده در مقیاس مخزن برای جابه‌جایی نفت و آب وابسته به پارامتر کوال و به‌صورت زیر است [۱۵]:

$$F_J = \frac{1}{1 + \left[\frac{1}{K} \right] \left[\frac{1-C_J}{C_J} \right]}, M = \frac{\lambda_I}{\lambda_J}, K = H K \times M \quad (6)$$

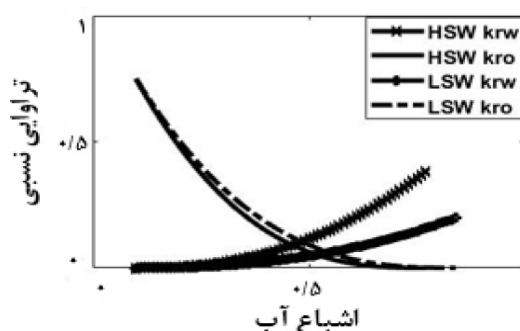
در رابطه بالا، K پارامتر کوال سیلاب‌زنی آب است. با استفاده از رابطه ۶ می‌توانیم F_J را برحسب C_J در مقادیر ورودی K رسم کنیم. λ_I تحرک‌پذیری در ناحیه‌ای است که نفت ساکن قرار دارد و λ_J تحرک‌پذیری ناحیه است که سیال تزریقی جریان دارد. H_K برابر است با ناهمگنی میدان و M نسبت تحرک‌پذیری است [۱۵]. جابه‌جایی‌های ثالثیه هم‌چون سیلاب‌زنی پلیمر در مقیاس مخزن به‌عنوان جریان جدا شده با سه ناحیه مجزا در



شکل ۲ ناحیه جدا شده در فرآیند تزریق آب بر حسب ضخامت مخزن (فیزیک دوبعدی) (a) و بر اساس ظرفیت ذخیره (فیزیک یکبعدی) (b) و ناحیه جدا شده در فرآیند تزریق پلیمر بر حسب ضخامت مخزن (فیزیک دوبعدی) (c) و بر اساس ظرفیت ذخیره (فیزیک یکبعدی) (d)

جدول ۱ ورودی‌های مسئله مورد بررسی (سیلاب‌زنی محلول پلیمر و محلول کم‌شور-پلیمر)

مقدار		واحد		پارامتر		گروه
$3/77 \times 10^5$				مساحت		ناحیه پابلوت
۹	۱۰۱/۷	(ft)	-	تعداد لایه ها	ضخامت	
1×10^7	۲۲۳۴	(ft)		حجم حفرات	فاصله چاه تزریق و تولید	
۰/۳۸	۱۴۰۰۰	۰/۲۶	(-)	(/.)	ضریب دیکاسترا-پاراسون	خصوصیات سنگ
۰/۰۹		(/.)		اشباع آب اولیه		شرایط اولیه
۰/۶	۳۶	(cp)		ویسکوزیته آب	ویسکوزیته نفت	خصوصیات سیال
۲۰۰۰		(bbl/day)		نرخ تزریق		پارامتر طراحی مهندسی



شکل ۳ تغییرات نمودار تراوایی نسبی از شوری بالا به شوری پایین

مقایسه نتایج برای سیلاب‌زنی محلول پلیمر/ محلول کم‌شور-پلیمر، و بررسی تأثیر مکانیسم‌های حاکم صورت می‌پذیرد تا تأییدکننده پتانسیل مثبت این هم‌افزایی باشد.

نتایج مدل تحلیلی در مقیاس مغزه (بدون احتساب ناهمگنی)

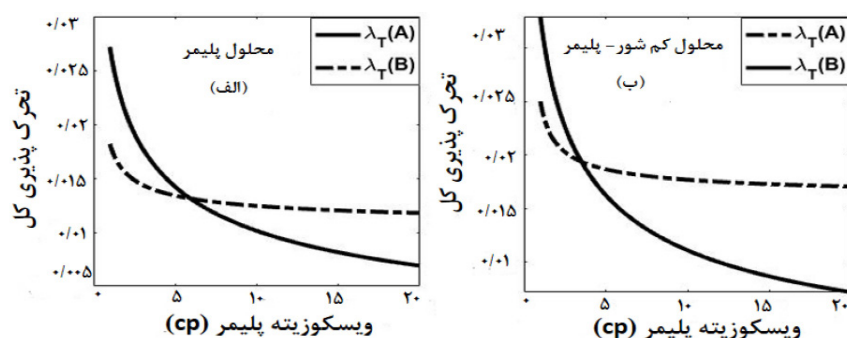
در این بخش، محاسبات کنترل تحرک‌پذیری به‌منظور یافتن غلظت بهینه پلیمر تزریقی، انتخاب سناریو تزریق مناسب بر پایه محاسبات اقتصادی،

مطابق شکل ۵ رسم گردید. هم‌چنین تزریق‌پذیری پلیمر در نرخ تزریق گزارش شده با گذر زمان کنترل گردید. مطابق شکل ۵-الف، در تزریق آب دریا، $PV 0/5$ تزریق آب دارای بیشترین سود نسبی می‌باشد؛ بنابراین پس از آن پلیمر تزریق شده و $PV 0/4$ تزریق پلیمر پس از آب دریا، بالاترین سود نسبی را دارا است. زمانی که از ابتدا شروع به تزریق پلیمر نمایم، همچنان $PV 0/5$ تزریق پلیمر بیشترین سود نسبی را دارا است. علت پرش ناگهانی در نمودار سود نسبی، تغییر از تزریق آب به پلیمر است. با توجه به محاسبات اقتصادی، در $PV 0/5$ تزریق پلیمر از ابتدا فرآیند، معادل $0/41$ بازیافت نفت به‌دست آمده است. درحالی که در $PV 0/5$ تزریق آب دریا و $PV 0/4$ تزریق پلیمر (در ادامه تزریق آب)، $0/46$ بازیافت به‌دست آمده است (شکل ۵-ب)؛ بنابراین تزریق پلیمر از ابتدا فرآیند سناریو اقتصادی بوده و سایر بررسی‌ها در بحث سیلاب‌زنی پلیمر با این سناریو تزریق و با ویسکوزیته پلیمر ۷ سانتی پوآز (محاسبات کنترل تحرک‌پذیری) صورت می‌پذیرد.

محاسبات کنترل تحرک‌پذیری: نمودارهای کنترل تحرک‌پذیری برای دستیابی به حداقل ویسکوزیته پلیمر برای پایداری برای شوری بالا (سیال تزریقی 4000 ppm) و شوری کم (سیال تزریقی 4000 ppm) تخمین زده شده در مسئله مورد مطالعه به‌صورت شکل ۴-الف و شکل ۴-ب می‌باشد: مطابق شکل ۴-الف و شکل ۴-ب، حداقل ویسکوزیته پلیمر برای داشتن جبهه پایدار با احتساب جذب پلیمر در محلول پلیمر برابر با $6/1$ سانتی پوآز و برای محلول آب کم‌شور-پلیمر برابر با $3/67$ سانتی پوآز می‌باشد. با کاهش شوری، حداقل ویسکوزیته پلیمر به‌منظور داشتن جبهه پایدار کاهش می‌یابد.

انتخاب سناریو تزریق مناسب بر پایه محاسبات اقتصادی

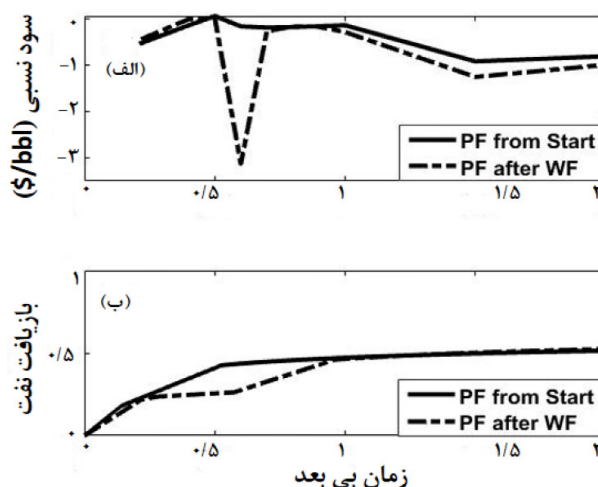
سناریو تزریق بر پایه محاسبات اقتصادی انتخاب گردید؛ مبنای سنجش محاسبات اقتصادی سود نسبی به‌ازای هر بشکه نفت در نظر گرفته شد که با توجه به بازیافت نفت و برش آبی به‌دست آمده در هر حجم تزریقی و مقادیر ارائه شده در جدول ۲،



شکل ۴ نمودار کنترل تحرک‌پذیری برای سیلاب‌زنی محلول پلیمر (a) و محلول کم‌شور-پلیمر (b)

جدول ۲ ورودی‌های مورد نیاز برای محاسبات اقتصادی تزریق آب و پلیمر

پارامتر	مقدار
قیمت نفت ($\$/\text{bbl}$)	۹۰
هزینه تزریق آب ($\$/\text{bbl}$)	۰/۸۴۲
هزینه مرتبط با جداسازی آب ($\$/\text{bbl}$)	۰/۱۲۶
هزینه تزریق پلیمر ($\$/\text{kg}$)	۵
Capex-Opex ($\$/\text{bbl}$)	۱۰



شکل ۵ نمودار تغییرات سود نسبی برحسب حجم تزریقی در سناریوهای مختلف تزریق (a) و مقایسه بازیافت نفت در تزریق پلیمر از ابتدا و پس از تزریق آب (b)

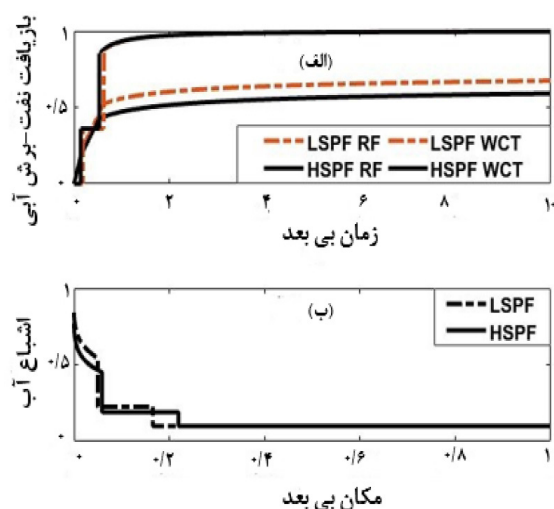
بررسی تأثیر مکانیسم‌های حاکم

به‌منظور بررسی اثر مکانیسم‌های مختلف، تأثیر تزریق آب دریا، تزریق پلیمر (بهبود بازده جاروبی) و تزریق آب کم‌شور-پلیمر (ترکیب مکانیسم تغییر ترشوندگی و بهبود بازده جاروبی) بر بازیافت نفت بررسی گردید. مطابق شکل ۷، در حجم تزریق اقتصادی، سیلاب‌زنی آب کم‌شور-پلیمر، سیلاب‌زنی پلیمر و سیلاب‌زنی آب دریا به‌ترتیب دارای بازیافت نفت ۰/۵۲، ۰/۴۲ و ۰/۳۵ می‌باشند؛ بنابراین این نتیجه به‌دست می‌آید که در مخازن نفت سنگین، سیلاب‌زنی پلیمر بازیافت بیشتری نسبت به تزریق آب دریا خواهد داشت (۷٪ بازیافت نفت بالاتر به‌دلیل کنترل تحرک‌پذیری از طریق افزایش ویسکوزیته سیال تزریقی). سیلاب‌زنی پلیمر با آب کم‌شور منجر به ۱۰٪ افزایش در بازیافت نفت بدون احتساب ناهمگنی مخزن شده است.

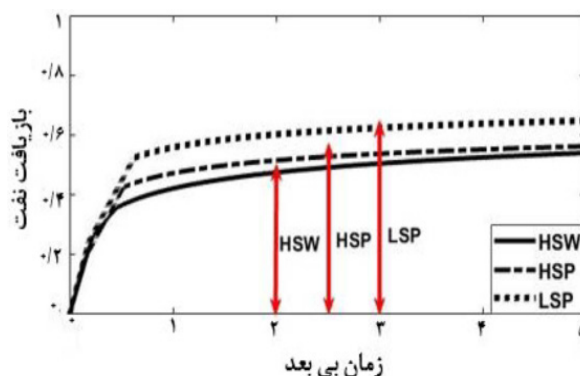
نتایج محاسبات جریان جزئی مقیاس مخزن (با در نظر گرفتن ناهمگنی)

در این روش از ترکیب مدل تحلیلی باکلی-لورت و مدل ظرفیت ذخیره جریان کوال برای پیش‌بینی فرآیند سیلاب‌زنی آب دریا، محلول پلیمر و محلول کم‌شور-پلیمر در یک مخزن نفت سنگین ناهمگن استفاده شده است.

مقایسه نتایج سیلاب‌زنی محلول پلیمر و محلول کم‌شور پلیمر: در یک ویسکوزیته ثابت، مقایسه نمودار بازیافت نفت، برش آبی و پروفایل اشباع برای محلول پلیمر و محلول کم‌شور-پلیمر در شکل ۶ صورت گرفته است. با توجه به شکل ۶-الف، در شوری آب کمتر، آب دیرتر میان‌روی کرده و بازیافت نفت بالاتری را در یک ویسکوزیته ثابت پلیمر (۷ سانتی پواز) به‌دلیل مکانیسم تغییر ترشوندگی خواهد داشت. با توجه به نتایج به‌دست‌آمده، بازیافت نفت مرتبط با محلول پلیمر در لحظه میان‌روی پلیمر (حجم تزریق اقتصادی) برابر با ۰/۴۲ است. برای ترکیب آب کم‌شور-پلیمر در لحظه میان‌روی پلیمر بازیافت نفت برابر با ۰/۵۲ است؛ بنابراین طبق نتایج به‌دست‌آمده، در مسئله ما با کم کردن شوری (حدوداً ده برابر از شوری سیال ۴۲۰۰۰ ppm به ۴۰۰۰ ppm) بازیافت نفت تقریباً ۱۰٪ افزایش پیدا نمود. علاوه‌بر آن، در محلول پلیمر، افزایش سریع‌تر و بالاتر برش آبی را در مقایسه با ترکیب کم‌شور-پلیمر شاهد می‌باشیم. همچنین جبهه پیش‌رونده سیال تزریقی در سیلاب‌زنی پلیمر با آب کم‌شور، دارای اشباع بالاتری است و دیرتر از محلول پلیمر تولید آب را در چاه تولیدی خواهیم داشت (شکل ۶-ب).



شکل ۶ مقایسه نمودار بازیافت نفت، برش آبی (a) و پروفایل اشباع (b) برای محلول پلیمر و محلول کم-شور-پلیمر



شکل ۷ بررسی تأثیر مکانیسم‌های حاکم بر افزایش بازیافت نفت در مدل مقیاس مغزه بدون احتساب ناهمگنی

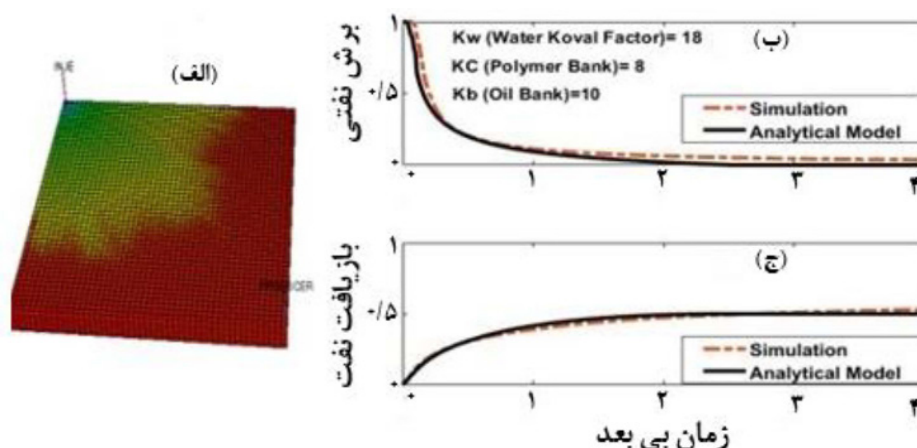
و پارامتر کوال بانک نفتی به‌دست آمدند. هر چه کوال عدد بالاتری باشد، بیانگر ناهمگنی بالاتر در سیستم است.

انتخاب سناریو تزریق مناسب بر پایه محاسبات اقتصادی

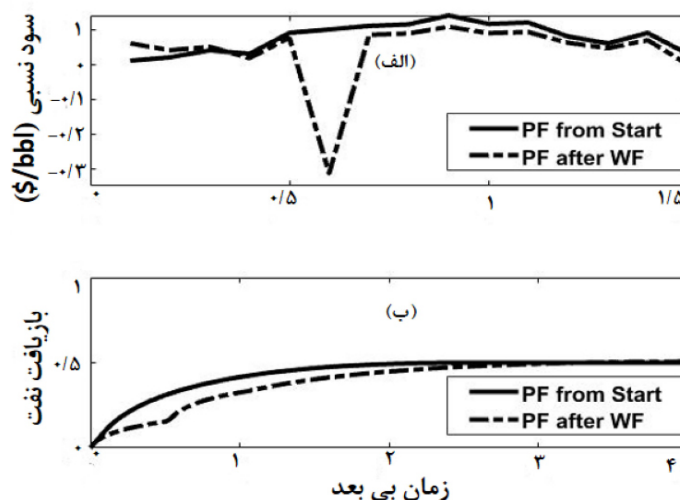
اگر محاسبات اقتصادی را برای مقیاس مخزنی با در نظر گرفتن ناهمگنی تکرار کنیم، نمودار سود نسبی در تزریق آب دریا و پلیمر به‌صورت **شکل ۹-الف** خواهد بود. مطابق **شکل ۹-الف**، در مقیاس میدان نیز تزریق پلیمر از ابتدا به‌صرفه‌تر بوده و حجم تزریقی مناسب پلیمر، $PV \ 0/9$ می‌باشد. طبق مطالعات مروری انجام شده در مقیاس مخزنی حجم تزریق پلیمر بین $PV \ 0/4$ تا $PV \ 1/2$ متغیر است [۲۰].

انطباق‌سنجی نتایج مدل تحلیلی در مقیاس مخزن با شبیه‌ساز اکلیپس^۱ به منظور تعیین پارامترهای کوال

به‌منظور به‌دست آوردن پارامترهای انطباق‌سنجی (ناهمگنی مخزن) در فرآیند تزریق آب دریا، محلول پلیمر و محلول کم‌شور-پلیمر، انطباق‌سنجی نتایج با خروجی شبیه‌ساز اکلیپس صورت پذیرفت. در شبیه‌ساز، مدل ۹ لایه میدان در نظر گرفته شد که توزیع تراوایی در هر لایه نمایانگر ناهمگنی میدان بود (**شکل ۸-الف**). نتایج انطباق‌سنجی برای برش نفتی و بازیافت نفت در شوری بالا در **شکل ۸** نشان داده شده است. پارامتر کوال بیانگر ناهمگنی و نسبت تحرک‌پذیری می‌باشد که برای تزریق آب دریا مقدار ۱۸، و برای فرآیند سیلاب‌زنی پلیمر، مقادیر ۸ و ۱۰ به‌ترتیب پارامتر کوال پلیمر



شکل ۸ جبهه حرکت پلیمر در شبیه‌ساز (a) و انطباق سنجی نتایج برای برش نفتی (b) و بازیافت نفت (c) مدل تحلیلی و شبیه‌ساز



شکل ۹ نمودار تغییرات سود نسبی برحسب حجم تزریقی (a) و بازیافت نفت در سناریوهای مختلف تزریق در مقیاس مخزن (b)

ناهمگنی در مقیاس میدان حدوداً ۸٪ بازیافت کمتری در حجم تزریقی اقتصادی پلیمر (۰/۹ PV) به‌دست آمده است. به‌صورت مشابه مقایسه برش آبی در مقیاس مغزه و بین‌چاهی در هنگام تزریق پلیمر بیانگر آن است که در مقیاس مخزن در حضور ناهمگنی، برش آبی بالاتری را در هنگام تزریق پلیمر داریم.

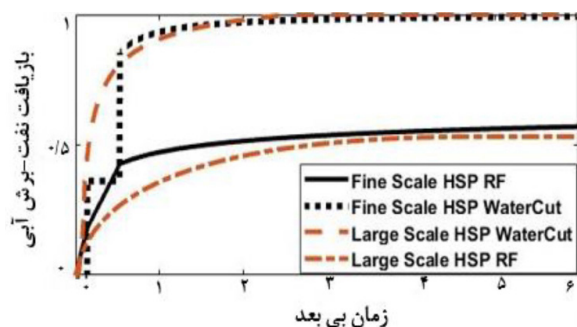
بررسی تأثیر مکانیسم‌های حاکم

به منظور بررسی اثر شوری کم بر نتایج به‌دست آمده در مقیاس مخزن، از نقاط انتهایی تراوایی نسبی آب کم‌شور استفاده گردید؛ هم‌چنین پارامتر کوال برای پلیمر و نفت به ترتیب ۶ و ۱۰ به‌دست آمد.

مطابق شکل ۹-ب، در تزریق ۰/۹ PV پلیمر ۷ سانتی پوآز، تقریباً معادل ۳۶٪ بازیافت نفت به‌دست آمده است. تقریباً پس از ۴ PV تزریق محلول پلیمر، بانک نفتی تخلیه شده است. جبهه حرکت بانک نفتی و پلیمر در زمان‌های مختلف به‌صورت شکل ۱۰ است. تخلیه کامل بانک نفتی در ۴ PV علاوه‌بر شکل ۹-ب، در شکل ۱۰ نیز مشهود می‌باشد.

مقایسه نتایج مدل تحلیلی مقیاس مغزه و مقیاس مخزنی

مقایسه سناریو تزریق اقتصادی برای بازیافت نفت و برش آبی در مقیاس میدان و مغزه به‌صورت شکل زیر است: مطابق با شکل ۱۱، با در نظر گرفتن



شکل ۱۱ مقایسه نتایج بازیافت نفت و برش آبی در سناریو تزریق اقتصادی در مقیاس میدان و مغزه

دو روش ازدیاد برداشت است. بنابراین این نتیجه حاصل می‌گردد که مکانیسم غالب افزایش بازیافت نفت در مخازن نفت سنگین ناهمگن، بهبود بازده جاروبی در نتیجه تزریق پلیمر است.

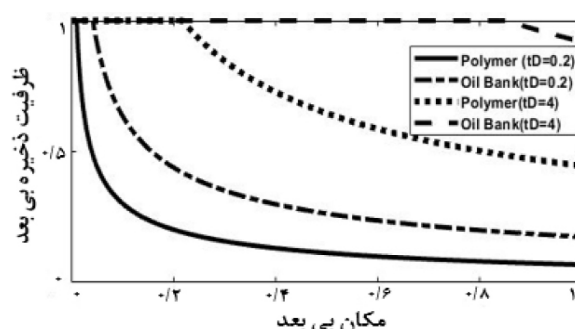
نتیجه‌گیری

در این مطالعه از ترکیب مدل تحلیلی باکلی-لورت و مدل ظرفیت ذخیره جریان کوال برای پیش‌بینی سریع سیلاب‌زنی فرآیند تزریق محلول پلیمر/کم‌شور پلیمر در یک مخزن نفت سنگین، در مقیاس مغزه و مخزن (ناهمگن) استفاده شده است:

۱- طبق نتایج کنترل تحرک‌پذیری صورت گرفته در مقیاس مغزه، با کاهش شوری، حداقل ویسکوزیته پلیمر برای داشتن جبهه پایدار (از ۶/۱ cP به ۳/۶۷) کاهش می‌یابد. علت آن است که در شوری کمتر، ترشوندگی آبدوست تر شده، جبهه آب آرام‌تر حرکت کرده و کاهش در نسبت تحرک‌پذیری بیشتر خواهد بود؛ بنابراین شرایط مطلوب‌تر بوده و به ویسکوزیته کمتری برای پایداری نیاز است.

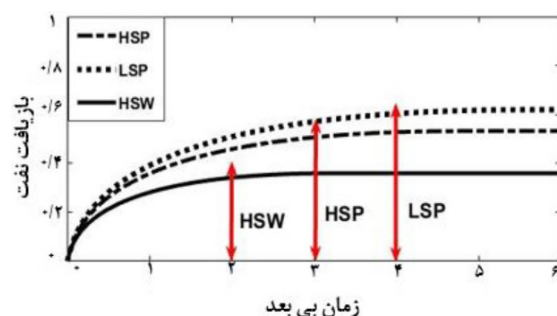
۲- سناریو تزریق بر پایه محاسبات اقتصادی انتخاب گردید، در مقیاس مغزه و بدون احتساب ناهمگنی، ۰/۵ PV تزریق پلیمر بالاترین سود نسبی را داشت. سناریو تزریق اقتصادی در مقیاس مخزن شامل ۰/۹ PV تزریق پلیمر بود.

۳- در مقیاس مغزه، در تزریق محلول کم‌شور-پلیمر، آب دیرتر میان‌روی کرده و بازیافت نفت بالاتری را



شکل ۱۰ تغییرات مرز بین سه ناحیه محلول پلیمر تزریقی، بانک نفتی و نفت باقی‌مانده در دو زمان مختلف

تأثیر تزریق آب دریا، سیلاب‌زنی پلیمر (بهبود بازده جاروبی) و تزریق آب کم‌شور-پلیمر (ترکیب مکانیسم تغییر ترشوندگی و بهبود بازده جاروبی) بر بازیافت نفت در مقیاس مخزن و با احتساب ناهمگنی مطابق شکل ۱۲ بررسی گردید. مطابق شکل ۱۲، در حجم تزریق اقتصادی، سیلاب‌زنی محلول کم‌شور-پلیمر، تزریق پلیمر و تزریق آب دریا به‌ترتیب دارای بازیافت نفت ۰/۳۹، ۰/۳۵ و ۰/۲۳ می‌باشند.



شکل ۱۲ بررسی تأثیر مکانیسم‌های حاکم بر افزایش بازیافت نفت در مقیاس مخزن (ناهمگن)

همان‌طور که اشاره شد، در مخازن نفت سنگین، سیلاب‌زنی پلیمر بازیافت بیشتری نسبت به تزریق آب دریا خواهد داشت که در شرایط مخزن ناهمگن، این عملکرد مثبت چشم‌گیرتر بوده و در نتیجه کنترل تحرک‌پذیری و بهبود بازده جاروبی، منجر به ۱۲٪ تولید نفت اضافی نسبت به آب دریا گردید. سیلاب‌زنی محلول کم‌شور-پلیمر منجر به ۴٪ افزایش در بازیافت نفت نسبت به سیلاب‌زنی پلیمر شده که تأییدی بر هم‌افزایی مثبت ترکیب این

به دلیل مکانیسم تغییر ترشوندگی خواهیم داشت (حدوداً ۱۰٪)؛ هم‌چنین جبهه پلیمر معادل اشباع آب بالاتری بود. در این حالت، عملکرد بهبود بازده جاروبی در نتیجه تزریق پلیمر بیشتر از تزریق آب دریا بود و ترکیب آب کم‌شور-پلیمر تأثیر بسزایی در افزایش بازیافت نفت داشت.

۴- در مقیاس مخزن و در حضور ناهمگنی، بازیافت نفت به صورت قابل‌توجهی کمتر از مقیاس مغزه در سناریو تزریق اقتصادی (بدون در نظر گرفتن ناهمگنی) به‌دست آمده است (حدوداً ۸٪).

۵- در حضور ناهمگنی و در مقیاس مخزن، عملکرد مثبت تزریق پلیمر چشم‌گیرتر بوده و منجر به ۱۲٪ تولید نفت اضافی نسبت به آب دریا گردید. سیلاب‌زنی محلول کم‌شور-پلیمر منجر به ۴٪ افزایش در بازیافت نفت نسبت به سیلاب‌زنی پلیمر شده که تأییدی بر هم‌افزایی مثبت ترکیب این دو روش ازدیاد برداشت است. بنابراین بیشترین مکانیسم همکاری‌کننده افزایش بازیافت نفت در مخازن نفت سنگین ناهمگن، بهبود بازده جاروبی به‌وسیله تزریق پلیمر بیان گردید.

علائم و نشانه‌ها

λ_B : تحرک‌پذیری نسبی ناحیه بانک نفتی (-)

H_K : فاکتور ناهمگنی کوال برای میدان (-)

C : ظرفیت ذخیره (ضخامت بی‌بعد) (-)

λ_1 : تحرک‌پذیری نسبی ناحیه نفت ساکن (-)

K : پارامتر کوال (-)

C_{inj} : غلظت تزریقی ماده شیمیایی (ppm)

λ_1 : تحرک‌پذیری نسبی ناحیه سیال تزریقی (-)

K_b : پارامتر کوال پلیمر (-)

C_1 : ظرفیت ذخیره در ناحیه نفت ساکن (-)

λ_1 : تحرک‌پذیری نسبی کل (-)

K_f : پارامتر کوال بانکی نفت (-)

F_1 : ظرفیت ذخیره در ناحیه سیال تزریقی (-)

Γ_s : ماده شیمیایی جذب شده بر سطح سنگ $\mu\text{g/gr rock}$

MR_b : نسبت تحرک‌پذیری پلیمر (-)

D_s : تأخیر در جبهه شیمیایی (-)

ρ : چگالی (kg/m^3)

MR_f : نسبت تحرک‌پذیری بانک نفتی (-)

F : ظرفیت جریان (-)

μ : گرانیوی (mPa.s)

ppm: واحد اندازه‌گیری حجم (یک در میلیون) (-)

F_1 : ظرفیت جریان در ناحیه نفت ساکن (-)

ϕ : تخلخل (-)

PV: حجم خالی حفرات

F_1 : ظرفیت جریان در ناحیه سیال تزریقی (-)

مراجع

- [1]. Saboorian-Jooybari, H., Dejam, M., & Chen, Z. (2016). Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 142, 85-100, doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.023.
- [2]. Wang, J., & Dong, M. (2009). Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 67(3-4): 155-158, doi.org/10.1016/j.petrol.2009.05.007.
- [3]. Lewandowska, K. (2007). Comparative studies of rheological properties of polyacrylamide and partially hydrolyzed polyacrylamide solutions. *Journal of Applied Polymer Science*, 103(4): 2235-2241, doi.org/10.1002/app.25247.
- [4]. Kyani, A., & Hashemizadeh, A. (2022). Successful Case Studies on the Use of Polymers to EOR by Polymer Flooding. *Journal of Petroleum Research*, 32(1401-1): 24-50, doi:10.22078/pr.2022.4508.3033.
- [5]. Kozaki, C. (2012). Efficiency of low salinity polymer flooding in sandstone cores, hdl.handle.net/2152/ETD-UT-2012-05-4974.
- [6]. Shaker Shiran, B., & Skauge, A. (2013). Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding. *Energy & Fuels*, 27(3): 1223-1235, doi.org/10.1021/ef301538e.
- [7]. Nazarisaram, M. (2021). The effect of low-salinity water on wettability and oil recovery by core flooding test: a case study in the shadeegan oil field. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 11(2): 53-62, doi: 10.22078/jpst.2021.4636.1763.

- [8]. Vermolen, E. C., Pingo Almada, M., Wassing, B. M., Ligthelm, D. J., & Masalmeh, S. K. (2014). Low-salinity polymer flooding: improving polymer flooding technical feasibility and economics by using low-salinity make-up brine. In International Petroleum Technology Conference (IPTC-17342). IPTC, doi.org/10.2523/IPTC-17342-MS.
- [9]. Almansour, A. O., AlQuraishi, A. A., AlHussinan, S. N., & AlYami, H. Q. (2017). Efficiency of enhanced oil recovery using polymer-augmented low salinity flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4): 1149-1158.
- [10]. Unsal, E., Ten Berge, A. B. G. M., & Wever, D. A. Z. (2018). Low salinity polymer flooding: Lower polymer retention and improved injectivity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 671-682, doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.069.
- [11]. Tahir, M., Hincapie, R. E., Foedisch, H., Strobel, G. J., & Ganzer, L. (2019, October). Potential benefits of fluid optimization for combined smart-water and polymer flooding: Impact on remaining oil saturation. In SPE Russian Petroleum Technology Conference? (D023S014R002). doi.org/10.2118/196763-MS.
- [12]. Kakati, A., Kumar, G., & Sangwai, J. S. (2020). Low salinity polymer flooding: effect on polymer rheology, Injectivity, Retention, and Oil Recovery Efficiency. *Energy & Fuels*, 34(5): 5715-5732, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c00393.
- [13]. Dake, L. P. (1983). *Fundamentals of reservoir engineering*. Elsevier.
- [14]. Mollaei, A., & Delshad, M. (2011, October). General isothermal enhanced oil recovery and waterflood forecasting model. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (SPE-143925). doi.org/10.2118/143925-MS.
- [15]. Mollaei, A., & Delshad, M. (2019). Introducing a novel model and tool for design and performance forecasting of waterflood projects. *Fuel*, 237, 298-307, doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.125.
- [16]. Koval, E. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(02): 145-154, doi.org/10.2118/450-PA.
- [17]. Jain, L., & Lake, L. W. (2014, April). Surveillance of Secondary and Tertiary Floods: Application of Koval's Theory to Isothermal Enhanced Oil Recovery Displacements. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (SPE-169055).doi.org/10.2118/169055-MS.
- [18]. Jain, L., & Lake, L. W. (2013, September). Upscaling of miscible floods: An extension to Koval's theory. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (D021S030R001). doi.org/10.2118/166400-MS.
- [19]. Farajzadeh, R., Wassing, B. L., & Lake, L. W. (2019). Insights into design of mobility control for chemical enhanced oil recovery. *Energy Reports*, 5, 570-578, doi.org/10.1016/j.egyr.2019.05.001.
- [20]. Lake, L. W. (1989). *Enhanced oil recovery*.