



Wettability Alteration in the Gas Condensate Reservoirs to Intermediate Gas-wet During Gas Recycling Process via Gas-soluble Non-ionic Surfactants

Mohammad amin Ghiasei, Aidina Khajeali, Iman Khonsha and Asghar Gandomkar*

Department of Chemical and Petroleum Engineering, Shi.C., Islamic Azad University, Shiraz, Iran

agandomkar@shirazu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5655.3506

Received: March 28, 2025

Accepted: August 27, 2025

Introduction

Gas condensate reservoirs are typically found at greater depths and at higher temperatures and pressures compared to oil reservoirs. In the early stages of production, these reservoirs behave like single-phase gas reservoirs. However, over time and with continuous production from the reservoir, pressure decreases, causing heavier components of the gas phase to separate and form a collection of valuable condensates near the wellbore [1]. As time passes, these condensates accumulate around the well and lead to the formation of a mass of condensate gas, which causes narrowing of the gas flow pathways and bottlenecks between the pore spaces in the rock, reducing gas permeability and, consequently, decreasing the well's deliverability. Additionally, the remaining valuable condensates in the reservoir lead to significant economic losses. Therefore, identifying and studying the behavior of condensate gas reservoirs is essential for both economic and technical reasons [2].

One of the recent methods to enhance the production of condensates formed at the wellhead of condensate gas wells is the alteration of the rock's wettability from liquid-wet to gas-wet [3]. Several laboratory studies and modeling have been conducted on condensate gas reservoirs to improve condensate production by changing the wettability of the reservoir rock [4-6].

Based on the studies conducted on the wettability alteration of condensate gas reservoirs from liquid-wet to gas-wet, it can be concluded that all studies so far have utilized water-soluble chemicals. In this method, production from condensate gas reservoirs must be stopped first, after which a chemical solution to alter wettability is injected into the reservoir. After injection, the required time for wettability alteration must be considered, and then production from the reservoir is resumed. Under these conditions, some of the injected chemicals will return to the surface and cause production fluid loss. Therefore, the use of water-soluble chemicals can lead to the loss of part of the produced fluid and the closure of the well during the process, which can result in economic losses. As a result, this technical and economic challenge can be improved through an alternative method. To address this, the current study attempts to alter the wettability of the reservoir rock through gas-soluble chemicals. Nonionic surfactants, as gas-soluble chemicals, can first dissolve in the injected gas and then the single-phase solution of gas/surfactant can be injected into the condensate gas reservoir during the gas recycling process to alter the wettability. As long as the reservoir pressure is higher than the surfactant's solubility pressure, the gas/surfactant solution will remain single-phase. In this study, the temperature and pressure conditions for the solubility of nonionic surfactants

in methane have been evaluated by measuring the cloud point pressure, ensuring that the surfactant is dissolved in the gas under reservoir conditions and that the gas/surfactant solution remains single-phase in the reservoir. Furthermore, the changes in the wettability of the carbonate reservoir rock, interfacial tension, and the recovery of condensates have been examined through core flooding experiments. The use of gas-soluble chemicals to alter the wettability of condensate gas reservoirs can reduce both the technical and economic challenges compared to water-soluble chemicals.

Material and Methods

In this study, carbonate rock was used during the wettability alteration and core flooding tests. Also, the salinity of formation water was 197255, and the reservoir pressure and temperature were 2800 psi and 70 oC respectively. The nonionic surfactant ($C_{41}H_{83}O_{15}$) was considered to change the wettability of gas condensate reservoir to gas-wet during gas recycling process. During this study, at first the dissolution of nonionic surfactant was investigated via cloud point pressure measurement to provide the modified CO_2 . After that, the single-phase solution of $CO_2/C_{41}H_{83}O_{15}$ was considered during the IFT, contact angle, and core flooding tests at different surfactant concentrations. Moreover, the condensate recovery was investigated during the gas recycling process via $CO_2/C_{41}H_{83}O_{15}$ solution at reservoir conditions [7].

Results and Discussion

According to the results of the cloud point pressure, the solubility of nonionic surfactant in methane decreases with increasing temperature and surfactant concentration. In other words, with an increase in temperature and concentration, a higher pressure is required for the solubility of the surfactant in methane. Furthermore, the cloud point pressure of the solution at a constant temperature increases with increasing surfactant concentration. Additionally, the cloud point pressure increases with rising temperature. Furthermore, based on the contact angle data, the wettability of the reservoir rock changes from liquid-wet (contact angle of 18°) to intermediate gas-wet (contact angles between 60° and 90°). After 24 hours of contact between the calcite core and the methane/surfactant solution, the contact angle at surfactant concentrations of 500, 1000, 2000, 3000, 4000, and 5000 ppm changes from 18° to 4° , 50° , 69° , 80° , 83° , and 86° , respectively. This indicates that the wettability of the calcite reservoir rock has shifted from strongly oil-wet to intermediate gas-wet. According to the decrease in the slope of the graph in Fig. 1 and the slight improvement in the wettability of the calcite core from the concentration of 3000 ppm to 4000 and 5000 ppm, and considering the high cost of nonionic

surfactants, it would be economically impractical to increase the surfactant concentration beyond 3000 ppm. Therefore, an optimal surfactant concentration of 3000 ppm is considered, which was also used in other experiments [8].

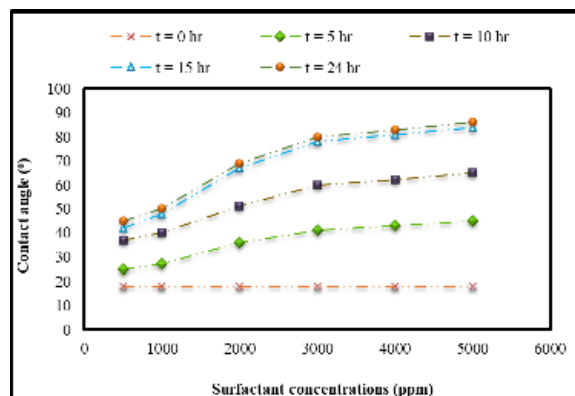


Fig. 1 Contact angle measurements at different surfactant concentrations over the time.

Additionally, as the concentration of nonionic surfactant increases, the interfacial tension between the phases decreases. With an increase in surfactant concentration, the amount of work required to detach an oil droplet from the surface of the carbonate core decreases, indicating the effect of reduced interfacial tension and the wettability alteration power of nonionic surfactant at higher concentrations [9]. Moreover, the changes in interfacial tension at concentrations higher than 3000 ppm are negligible, suggesting that the critical micelle concentration for this nonionic surfactant under the temperature and pressure conditions of the reservoir is 3000 ppm. Furthermore, since all interfacial tension values are higher than zero, so, gas injection into the core occurs in immiscible conditions.

The relative permeability curve obtained from core flooding experiments shown in Fig. 2 indicates that at reservoir conditions, the intersection points of the relative permeability of oil and gas in the pure methane process and the $CH_4/C_{41}H_{83}O_{15}$ solution with a 3000 ppm surfactant concentration are 0.88 for oil and 0.69 for gas, respectively. This reflects a shift in the intersection point to the left on the graph due to the wettability alteration to an intermediate gas-wet state by the methane/surfactant solution. Additionally, according to the core flooding test results, Fig. 2 shows that at the end point of the relative permeability curves, the remaining condensate saturation decreases from 0.52 (for the pure methane process) to 0.4 (for the $CH_4/C_{41}H_{83}O_{15}$ solution). Therefore, the production of gas condensates has improved by 12% due to the wettability alteration of the reservoir rock to the gas-wet and the reduction of interfacial tension, compared to the pure methane gas process.

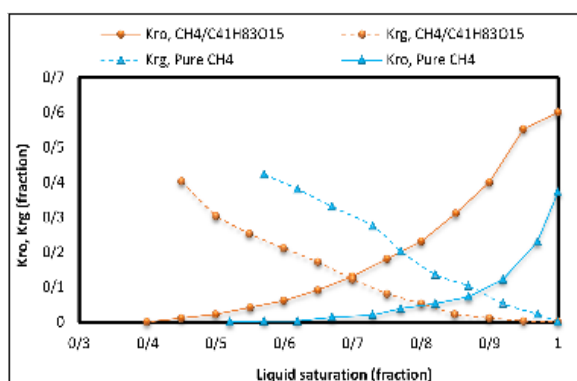


Fig. 2 Two phase relative permeability measurements (Oil-CH₄ and Oil-CH₄/(CH₄/C₄₁H₈₃O₁₅)) at reservoir conditions and 3000 ppm surfactant concentration.

Conclusions

- The dissolution pressure of nonionic surfactant in methane ranged between 1610 to 2310 psi, which are commensurate with pressures of CO₂ injection scenario.
- The presence of nonionic surfactant changed the wettability of gas condensate reservoir to intermediate gas-wet, so it can improve the condensate recovery.
- The IFT reduction occurred during the CH₄/C₄₁H₈₃O₁₅ solution scenario.
- The synergy of IFT reduction and wettability alteration increased the 12% condensate recovery compare to pure CO₂ scenario during the gas recycling process.

References

1. Dorhjie, D. B., Aminev, T., Gimazov, A., Khamidullin, D., Kuporosov, D., Maerle, K., Grishin, P & Cheremisin, A. (2025). Impact of depletion rate on the thermodynamics of gas condensates: Experimental insights and analysis. *Gas Science and Engineering*, 134, 205534. doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205534.
2. Lei, W., Chen, D., Cheng, M., Cai, C., & Wang, Q. (2025). Combined use of petroleum inclusion analysis, PVT simulation, and basin modeling for

reconstruction of deep fluid phase evolution in condensate gas reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 171, 107210. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107210.

3. Fussell, D. D. (1973). Single-well performance predictions for gas condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 25(07), 860-870. doi.org/10.2118/4072-PA.
4. Hosseinzadegan, A., Mahdiyar, H., Raoof, A., Nikooee, E., & Qajar, J. (2023). The pore-network modeling of gas-condensate flow: Elucidating the effect of pore morphology, wettability, interfacial tension, and flow rate. *Geoenergy Science and Engineering*, 229, 211937. doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211937.
5. Kazemnia, A., Gerami, Sh., Ghotbi, C., Hashemi, A., (1390). Compositional Modeling of Molecular Diffusion in Natural Gas Injection of Tight Gas and Gas-Condensate Fractured Reservoirs-Single Block Approach, *Petroleum Research*, 21,65, 3-17.
6. Nasirpour, A., & Fahimpour, J. (2024). Experimental Measurement of Gas Relative Permeability-PSS Method. *Journal of Petroleum Research*, 34(1403-3), 3-15.
7. Gandomkar, A., Torabi, F., Nasriani, H. R., & Enick, R. M. (2023). Decreasing asphaltene precipitation and deposition during immiscible gas injection via the introduction of a CO₂-soluble asphaltene inhibitor. *Spe Journal*, 28(05), 2316-2328. doi.org/10.2118/214698-PA.
8. Torabi, F., & Gandomkar, A. (2024). Experimental evaluation of CO₂-soluble nonionic surfactants for wettability alteration to intermediate CO₂-oil wet during immiscible gas injection. *Spe Journal*, 29(09), 5071-5086. doi.org/10.2118/221487-PA.
9. Gandomkar, A., Torabi, F., Nasriani, H. R., & Enick, R. M. (2025). Maximising CO₂ sequestration efficiency in deep saline aquifers through in-situ generation of CO₂-in-brine foam incorporating novel CO₂-soluble non-ionic surfactants. *Chemical Engineering Journal*, 166102. doi.org/10.1016/j.cej.2025.166102.

تغییر ترشوندگی مخازن گاز میعانی به گاز-دوست در حین فرآیند بازگردانی گاز با استفاده از مواد فعال سطحی غیریونی محلول در گاز

محمدامین غیاثی، آیدینا خواجه علی، ایمان خنشا و اصغر گندم‌کار*

گروه مهندسی شیمی و نفت، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۱/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۶/۰۵

چکیده

تشکیل میعانات گازی در دهانه چاه تولیدی موجب کاهش تولید گاز و همچنین از دست رفتن ترکیبات با ارزش می‌گردد. تغییر ترشوندگی از حالت مایع-دوست به گاز-دوست یکی از روش‌های تقریباً دائمی به منظور رفع این چالش می‌باشد. در این مطالعه سعی شده است از طریق حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی، ۲-اتیل ۱-هگزانول-(پروپیلن اکسید) ه- (اتیلن اکسید)؛ در گاز متان، فرایند بازگردانی گاز به مخازن گاز میعانی را بهبود بخشید. برای این منظور، ابتدا فشار حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی از طریق محاسبه فشار نقطه ابری شدن مورد ارزیابی قرار گرفته است. در ادامه، کشش بین سطحی و تغییرات ترشوندگی در حضور محلول‌های مختلف متان/مواد فعال سطحی اندازه‌گیری شده است. در آخر نیز، میزان بهبود باز یافت میعانات گازی از طریق آزمایش سیلاب‌زنی به مغزه (اندازه‌گیری تراوایی نسبی دو فازی) مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که زاویه تماس بین نفت و سنگ مخزن، پس از گذشت ۲۴ h از در تماس بودن نمونه کربناته با محلول متان/مواد فعال سطحی با غلظت ۵۰۰ ppm، از ۱۸ درجه به ۸۶° تغییر یافته که بیانگر تغییر ترشوندگی به حالت گاز-دوست میانی می‌باشد. علاوه بر آن، میزان کشش بین سطحی نیز در شرایط مخزن، ۷۰ °C و ۲۸۰۰ psi از ۵۲ به ۸ dyne/cm کاهش یافته است. همچنین، میزان اشباع میعانات باقیمانده، پس از سیلاب‌زنی مغزه با محلول متان/مواد فعال سطحی (غلظت ۳۰۰ ppm)، نسبت به سیلاب زنی مغزه با گاز متان خالص، ۱۲٪ کاهش پیدا کرده که نمایانگر تأثیر قابل توجه این روش در افزایش بهره‌وری از مخازن گاز میعانی می‌باشد.

کلمات کلیدی: مخازن گاز میعانی، بازگردانی گاز، تغییر ترشوندگی، گاز-دوست، مواد فعال سطحی محلول در گاز

*مسئول مکاتبات

aganomkar@shirazu.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5655.3506)

مقدمه

سهم کشور ایران از منابع گازی در دنیا بسیار زیاد بوده به نحوی که از نظر ذخایر اثبات شده گازی در دنیا در رتبه دوم قرار گرفته است. لذا، ایران می‌تواند نقش بسزایی در تأمین انرژی مورد تقاضای جهان ایفا نماید. برای این منظور می‌بایست تولید صیانتی از میادین گازی ایران به خوبی انجام گیرد. در بین انواع مخازن گازی، تولید از میادین گاز میعانی، با چالش‌های فنی متفاوتی همراه خواهد بود. مخازن گاز میعانی عمدتاً در عمق بیشتر و در دما و فشاری بالاتر از مخازن نفتی یافت می‌شوند. در ابتدای بازه زمانی تولید، این مخازن مانند مخازن گازی تک‌فاز رفتار می‌کنند، اما با گذشت زمان و برداشت از مخزن، فشار کاهش یافته و اجزای سنگین‌تر از فاز گازی جدا شده و تجمعی از میعانات گرانبهای میانی شامل مولکول‌هایی که تعداد اتم کربن آن‌ها بین ۲ تا ۶ است را شکل می‌دهند [۱]. بیش از سه دهه تولید از این نوع مخازن در دنیا، پیچیدگی‌های خاصی در برداشت بهینه و مدیریت این مخازن را نشان می‌دهد. در مخازن گاز میعانی با افت فشار به زیر نقطه شبنم، میعانات گازی در اطراف چاه تشکیل می‌شود. با گذشت زمان این میعانات در نواحی اطراف چاه تجمع یافته و منجر به تشکیل توده‌ای از میعانات گازی می‌شود که خود باعث تنگ‌تر شدن مسیر جریان گاز و گلوگاه‌های رابط میان منافذ سنگ، کاهش تراوایی گاز و در نتیجه کاهش قابلیت تحویل‌دهی چاه می‌گردد. به عبارت دیگر، تشکیل توده میعانات گازی یا پدیده مسدودسازی ناشی از میعانات در اطراف چاه می‌تواند به عنوان یک ضریب پوسته اضافی تصور کرد [۲]. همچنین، باقی ماندن این میعانات بسیار ارزشمند تشکیل شده در مخزن ضررهای اقتصادی زیادی را به بار می‌آورد. لذا، شناسایی و بررسی رفتار مخازن گاز میعانی به دلایل اقتصادی و مهندسی حائز اهمیت می‌باشد. یکی از روش‌های نوین جهت افزایش تولید میعانات گازی تشکیل شده در دهانه

چاه‌های گاز میعانی، تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از مایع-دوست به حالت گاز-دوست می‌باشد [۳]. مطالعات آزمایشگاهی و مدل‌سازی متعددی بر روی مخازن گاز میعانی به منظور بهبود تولید میعانات با استفاده از تغییر ترشوندگی سنگ مخزن انجام گرفته است [۴-۷]. در ادامه مطالعات آزمایشگاهی در زمینه تغییر ترشوندگی مخازن گاز میعانی آورده شده است. لی و فیروزآبادی برای اولین بار به بررسی تغییر ترشوندگی سنگ از حالت مایع-دوست به گاز-دوست پرداختند. آن‌ها به صورت تئوری نفوذپذیری‌های نسبی سیستم‌های گاز میعانی در یک شبکه ساده را مدل کردند. نتایج آن‌ها نشان می‌داد هنگامی که ترشوندگی محیط متخلخل از مایع‌دوست شدید به گاز‌دوست تغییر کند، افزایش چشمگیری در قابلیت تحویل‌دهی چاه گازی مشاهده می‌شود. در مخازن گاز طبیعی بسیاری از سنگ‌ها در حالت طبیعی مایع‌دوست هستند. در ادامه آن‌ها به صورت تجربی و با آزمایش نشان دادند که ترشوندگی سنگ مخزن می‌تواند در سامانه‌های گاز-مایع-سنگ از شدیداً مایع-دوست (نفت-دوست یا آب-دوست) به گاز-دوست تغییر کند. آن‌ها از مواد شیمیایی با نام‌های تجاری FC-722 و FC-754 استفاده کردند [۸]. علاوه بر آن لی و همکاران با سنتز یک ماده شیمیایی که پایداری خود را در دمای بالا 170°C نیز حفظ می‌کند، ترشوندگی سنگ مخزن کربناته را به حالت گاز-دوست تغییر دادند. در این مطالعه و در حین آزمایش سیلاب‌زنی به مغزه، میزان نفت تولیدی (نرمال دکان) افزایش یافته و همچنین میزان آب باقیمانده برای نمونه سنگ گاز-دست نیز کاهشی بوده است [۹]. در مطالعه دیگری، کاراندیش و همکاران از مواد فعال سطحی آنیونی فلوئور دار پایه آبی به منظور تغییر ترشوندگی سنگ مخزن کربناته استفاده نمودند. بر اساس نتایج به دست آمده از آزمایش سیلاب‌زنی به مغزه، میزان تراوایی نسبی حدود $1/7$ برابر افزایش یافته که نماینگر تغییر ترشوندگی به حالت گاز دوست می‌باشد [۱۰].

همچنین، حسین پور و همکاران از محلول پایه آبی فلوئوروکربن به منظور تغییر ترشوندگی مخزن گاز میعانی ماسه سنگی استفاده کردند. نتایج آزمایش ترشوندگی آنها نشان داد که زاویه تماس بین آب و نرمال دکان از صفر به 101° تغییر یافته که نشانگر تغییر ترشوندگی به سمت گاز-دوست می باشد. همچنین با توجه به میزان ترشوندگی سنگ مخزن، میزان تحرک پذیری فاز مایع در حین آزمایش سیلاب زنی افزایش یافت [۱۱]. در سال ۲۰۱۸ تحقیقی مبنی بر برهمکنش مواد فعال سطحی آنیونی و نانوذرات برای تغییر ترشوندگی در مخازن گاز میعانی توسط آگیره و همکارانش صورت گرفت. یکی از شایع ترین عوامل آسیب سازند در مخازن گاز میعانی توده میعانات است. هدف اولیه این تحقیق توسعه یک نانوسیال براساس برهمکنش بین یک مواد فعال سطحی آنیونی و نانوذرات سیلیکا برای تغییر ترشوندگی مخزن از مایع-دوست به گاز-دوست است. نانوسیال ابتدا در دمای اتاق به وسیله آزمایش زاویه تماس و آزمایش آشام روی نمونه ماسه سنگی نفت دوست و آب دوست برای به دست آوردن بهترین نسبت ترکیب نانوذرات و مواد فعال سطحی ارزیابی شد. بهترین عملکرد در تغییر ترشوندگی برای نانوسیال در غلظت 500 mg/L نانوذرات در مواد فعال سطحی ۵ درصد وزنی در آب دیونیزه به دست آمد. در نمونه آب-دوست، زاویه تماس از صفر به 118° و از 32° به 95° به ترتیب برای آب/سنگ/هوا و نفت/سنگ/هوا تغییر کرد و همچنین مشابه آن در نمونه نفت-دوست از 123° به 115° و از 0° به 93° تغییر یافت [۱۲]. در یکی از تازه ترین تحقیق ها که العجمی انجام داده است، تأثیر مواد شیمیایی فلوئوردار در تغییر ترشوندگی ماسه سنگ مخزن گاز میعانی از حالت مایع-دوست به گاز-دوست میانه در آزمایشگاه بررسی شده است. ماسه سنگ بره آ استفاده شده در این تحقیق دارای میانگین تخلخل ۲۰٪ و میانگین تراوایی 100 mD است. او از نرمال دکان به عنوان نماینده میعانات گازی و آب جهت

تعیین میزان تغییرات ترشوندگی استفاده کرد. نتایج حاصل از تغییر زاویه تماس قطره آب و نرمال دکان با سطح سنگ را بر مبنای درصدهای مختلفی از مواد فعال سطحی حل شده در حلال اتانول و ۲-بوتوکسی اتانول ارائه کرد. حالت بهینه تغییرات زاویه تماس در ترکیب ۴ درصد وزنی از مواد فعال سطحی در حلال اتفاق افتاد. همچنین براساس نتایج آزمایش های سیلاب زنی و آشام خود به خودی نشان داد که تراوایی نسبی نفت در این ترکیب درصد از مواد فعال سطحی افزایش می یابد [۱۳]. با توجه به مطالعات انجام شده در زمینه تغییر ترشوندگی مخازن گاز میعانی از مایع-دوست به گاز-دوست، می توان نتیجه گرفت که کلیه مطالعات انجام شده تاکنون با استفاده از مواد شیمیایی محلول در آب می باشد. بر اساس این روش، ابتدا می بایست تولید از مخازن گاز میعانی را متوقف کرده و سپس محلول شیمیایی به منظور تغییر ترشوندگی را به مخزن تزریق نمود. پس از تزریق نیز می بایست مدت زمان لازم به منظور ایجاد تغییر ترشوندگی در نظر گرفته شود و سپس تولید از مخزن مجدد از سر گرفته شود. در این شرایط، مقداری از مواد شیمیایی تزریق شده، به سطح آمده و موجب هدر رفت سیال تولیدی می گردد. لذا، استفاده از مواد شیمیایی محلول در آب، می تواند موجب هدر رفت بخشی از سیال تولیدی و همچنین بسته بودن چاه برای انجام فرآیند مذکور گردد که از لحاظ اقتصادی می تواند ضررهایی را ایجاد کند. در نتیجه می توان از طریق یک روش جایگزین، این چالش فنی و اقتصادی را بهبود بخشید. برای این منظور در این مطالعه سعی شده است که تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از طریق مواد شیمیایی محلول در گاز انجام گیرد. مواد فعال سطحی غیریونی به عنوان یک ماده شیمیایی محلول در گاز می تواند ابتدا در گاز تزریقی حل شده و سپس محلول تک فاز گاز/مواد فعال سطحی در حین فرآیند بازگردانی گاز به منظور تغییر ترشوندگی به مخازن گاز میعانی تزریق

که بیانگر شرایط دما و فشاری یکی از مخازن گاز میعانی در جنوب غرب ایران می باشد.

جدول ۱ خواص سنگ و سیال مخزن

ترکیب نمونه سنگ مخزن	
کانی	درصد ترکیب
کلسیت (CaCO_3)	۷۶
دولومیت ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)	۱۵
انیدریت (CaSO_4)	۵
رس	۴
خواص نمونه سنگ مخزن	
طول (cm)	۷/۲
قطر (in)	۱/۵
تخلخل (%)	۱۲/۵
تراوایی (mD)	۸/۳
آب همزاد (%)	۲۸/۱
ترکیب آب سازندی	
یون ها	غلظت (ppm)
Na^+	۵۹۱۱۶
Mg^{2+}	۲۳۸۳
Ca^{2+}	۹۵۶۲
Cl^-	۱۲۶۱۱۸
HCO_3^-	۵۷
SO_4^{2-}	۱۱
K^+	۸
کل ذرات جامد	۱۹۷۲۵۵

جدول ۲ آنالیز اشباع، آسفالتین، رزین و آروماتیک و سایر خواص نفت خام مخزن

خواص نفت خام مخزن		آنالیز SARA	
درجه API	۳۳	ترکیبات	درصد وزنی
وزن ملکولی (g/mol)	۱۰۳/۷	اشباع	۳۵/۲
ویسکوزیته (cp)	۴/۱	آروماتیک	۵۷/۵
عدد اسیدی	۱/۱۲	رزین	۶/۱
عدد بازی	۰/۸۶	آسفالتین	۱/۲

گردد. مادامی که شرایط فشار مخزن بیشتر از فشار حلالیت مواد فعال سطحی در گاز می باشد، محلول گاز/مواد فعال سطحی به صورت تک فاز خواهد بود. در این مطالعه ابتدا شرایط دما و فشاری، به منظور حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی در گاز متان، از طریق اندازه گیری فشار نقطه ابری شدن مورد ارزیابی قرار گرفته است؛ به طوری که مواد فعال سطحی مورد نظر در شرایط مخزن محلول در گاز باشد و محلول گاز/مواد فعال سطحی به صورت تک فاز درون مخزن وجود داشته باشد. در ادامه، میزان تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن کربناته، کشش بین سطحی، و میزان بازیابی میعات گازی از طریق آزمایش سیلابزنی به مغزه مورد بررسی قرار گرفته است. استفاده از مواد شیمیایی محلول در گاز به منظور تغییر ترشوندگی سنگ مخازن گاز میعانی، می تواند چالش های فنی و اقتصادی را در مقایسه با مواد شیمیایی محلول در آب کاهش دهد.

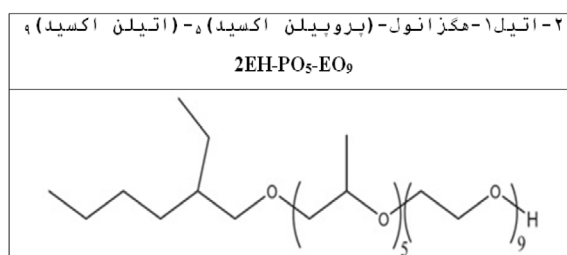
مواد، تجهیزات و روش ها

در این مطالعه از سنگ کربناته جهت آزمایش های ترشوندگی و سیلابزنی به مغزه استفاده شده است. کانی شناسی، خواص فیزیکی نمونه کربناته سنگ مخزن، و ترکیب آب سازندی در **جدول ۱** ارائه شده است. همچنین آزمایش آنالیز اشباع، آسفالتین، رزین و آروماتیک (SARA) و سایر خواص نفت خام مخزن در **جدول ۲**، برای نمونه نفت مرده در شرایط محیط گزارش شده است. در این مطالعه از نفت مرده به عنوان میعانات گازی استفاده شده است. شاخص ناپایداری کلئیدی ($\text{CII} = \frac{\text{آسفالتین} + \text{اشباع}}{\text{رزین} + \text{آروماتیک}}$) که در این مطالعه برابر با ۰/۵۷ است، نشان می دهد که در هنگام فرایند تزریق CH_4 مواد فعال سطحی ممکن است رسوب آسفالتین رخ ندهد [۱۴]. علاوه بر آن، در هنگام آزمایش سیلابزنی، آب سازندی با میزان شوری ۱۹۷۲۵۵ ppm، استفاده شد. در این مطالعه در حین کل آزمایش ها، دمای مخزن 70°C و فشار مخزن ۲۸۰۰ psi در نظر گرفته شده است

از جمله مواردی که در انتخاب این نوع مواد فعال سطحی در نظر گرفته شده است می‌توان به غیر فلئوئوردار بودن آن اشاره کرد که از لحاظ محیط زیستی و همچنین اقتصادی، نسبت به مواد فعال سطحی فلئوئوردار مناسب‌تر می‌باشد. علاوه بر آن، با توجه به اینکه در ساختار این مواد فعال سطحی هر دو گروه پروپیلن و اتیلن وجود دارد، عملکرد بهتری، در شرایط دما و شوری بالا و همچنین میزان حلالیت آن در گاز؛ نسبت به مواد فعال سطحی که تنها یکی از این گروه‌های شیمیایی را دارند، می‌تواند داشته باشد [۱۶].

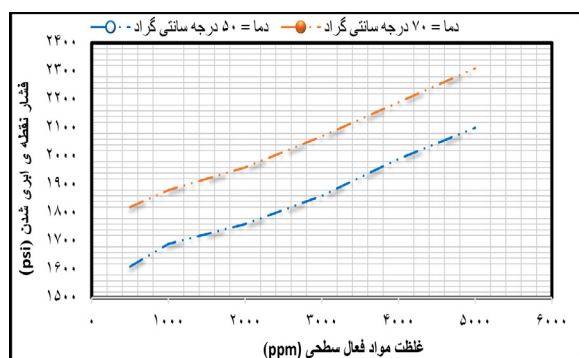
در این مطالعه سعی شده است از طریق حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی در گاز متان، فرایند بازگردانی گاز به مخازن گاز میعانی را بهبود بخشید. برای این منظور، ابتدا فشار حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی از طریق محاسبه فشار نقطه ابری شدن، در یک محفظه شفاف (PVT Cell) که قابلیت تحمل دما و فشار بالا را دارد؛ مورد ارزیابی قرار گرفته است. در ادامه، کشش بین سطحی و تغییرات ترشوندگی در حضور محلول‌های مختلف متان/مواد فعال سطحی با استفاده از دستگاه IFT700 اندازه‌گیری شده است. برای این منظور، کشش بین سطحی از روش قطره آویزان اندازه‌گیری شده است. همچنین برای بررسی ترشوندگی سنگ مخزن به روش زاویه تماس، از مقاطع نازک سنگ مخزن که ابتدا به حالت نفت-دوست درآمده است؛ استفاده گردیده تا تأثیر محلول متان/مواد فعال سطحی بر روی تغییرات زاویه تماس بین سنگ و نفت مخزن مورد ارزیابی قرار گیرد. در آخر نیز، میزان بهبود بازیافت میعانات گازی از طریق آزمایش سیلابزنی به مغزه و اندازه‌گیری تراوایی نسبی دو فاز، مورد ارزیابی قرار گرفته است. در حین آزمایش سیلابزنی میزان نفت و گاز تولیدی و میزان تغییرات گرادیان فشار در هر فرایند اندازه‌گیری شده و جهت محاسبه تراوایی نسبی دوفازی گاز و نفت به روش ناپایدار استفاده شده است. جزئیات

علاوه بر آن، با توجه به اینکه تنها مواد فعال سطحی غیریونی در گازها انحلال‌پذیر می‌باشند، لذا جهت تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به گازدوست در حین فرایند بازگردانی گاز به مخازن گاز میعانی، یک مواد فعال سطحی غیریونی محلول در گاز، حاوی اکسیژن و بدون فلئور، در نظر گرفته شده است. این مواد فعال سطحی غیریونی ۲-اتیل ۱-هگزanol-(پروپیلن اکسید) ه- (اتیلن اکسید) ۴، $(Mw = 815 \text{ C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15} \text{ g/mol})$ می‌باشد. مواد فعال سطحی $\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$ دارای ۵ گروه اتصال‌دهنده POx و ۹ گروه EOx بوده که ساخت شرکت سیگما آلد ریچ می‌باشد. مواد فعال سطحی غیریونی شامل یک زنجیره هیدروکربن هستند که می‌تواند به عنوان یک بخش نفت-دوست در فصل مشترک سیستم نفت-گاز رفتار کند. در ساختار شیمیایی مواد فعال سطحی غیریونی دو اتم اکسیژن الکترون‌گاتیو و یک اتم کربن الکتروپوزتیو وجود دارد که منجر به افزایش تمایل حل شدن در گاز می‌شوند. همچنین، با توجه به اینکه این مواد فعال سطحی دارای یک زنجیره هیدروکربن هستند، با کاهش فشار بر روی سطح از فاز گاز جدا شده و در صورتی که در میعانات تولیدی حل شوند کیفیت آن را تغییر نخواهند داد. در شرایط مخزن نیر این مواد فعال سطحی در فاز گاز محلول می‌باشد و تأثیر بر روی میعانات ایجاد شده در دهانه چاه نخواهد داشت. شکل ۱ ساختار شیمیایی مواد فعال سطحی غیریونی $\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$ را نشان می‌دهد [۱۵].

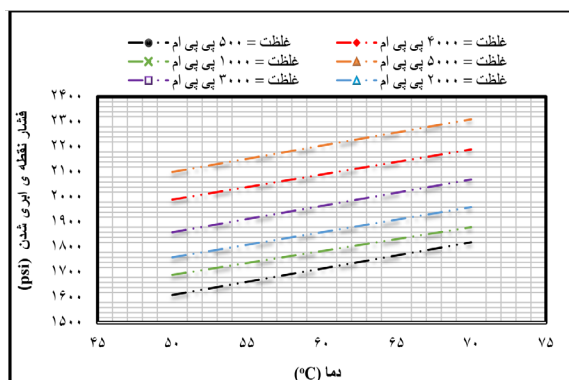


شکل ۱ ساختار شیمیایی مواد فعال سطحی غیریونی $\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$ [۱۵].

سطحی به رنگ ابری دیده شده و از حالت تک فاز خارج می‌شود. به منظور بررسی تأثیر دما، در حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی در متان؛ اندازه‌گیری میزان فشار نقطه ابری شدن، علاوه بر دمای مخزن 70°C در دمای 50°C نیز انجام گرفت. با توجه به نتایج فشار نقطه ابری شدن، حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی در گاز متان با افزایش دما و افزایش غلظت مواد فعال سطحی، کاهش می‌یابد. به عبارت دیگر، با افزایش دما و غلظت، برای حلالیت مواد فعال سطحی در گاز متان، فشار بیشتری مورد نیاز می‌باشد. همچنین، در **شکل‌های ۲ و ۳** به ترتیب نمودارهای فشار نقطه ابری شدن بر حسب غلظت مواد فعال سطحی غیریونی در دو دمای ثابت 50°C و 70°C و فشار نقطه ابری شدن بر حسب دمای آزمایش در غلظت‌های ثابت از مواد فعال سطحی غیریونی ترسیم شده است.



شکل ۲ فشار نقطه ابری شدن بر حسب غلظت‌های مواد فعال سطحی



شکل ۳ فشار نقطه ابری شدن بر حسب دمای آزمایش

روش کار به همراه تجهیزات مورد استفاده در کلیه آزمایش‌ها، در مطالعه قبلی ما آورده شده است [۱۴].

بحث و نتایج

در این تحقیق آزمایش‌های حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی در گاز متان، زاویه تماس، کشش بین سطحی و سیلاب‌زنی به مغزه مورد ارزیابی قرار گرفته است. ماده مورد استفاده در این مطالعه مواد فعال سطحی غیریونی $\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$ می‌باشد که در غلظت‌های 500 ، 1000 ، 2000 ، 3000 ، 4000 و 5000 ppm استفاده شده و نتایج آن در ادامه آورده شده است.

حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی در گاز متان

مواد فعال سطحی غیر یونی به عنوان یک ماده شیمیایی محلول در گاز می‌توانند ابتدا در گاز تزریقی حل شده و سپس محلول تک فاز گاز/مواد فعال سطحی در حین فرایند بازگردانی گاز به منظور تغییر ترشوندگی به مخازن گاز میعانی تزریق گردند. برای این منظور، در این مطالعه ابتدا حلالیت مواد فعال سطحی غیریونی در گاز متان در دما و فشارهای مختلف اندازه‌گیری شده است.

جدول ۳ فشار نقطه ابری شدن مواد فعال سطحی غیریونی در گاز متان

غلظت مواد فعال سطحی (ppm)	فشار نقطه ابری شدن (psi)	
	50°C	70°C
۵۰۰	۱۶۱۰	۱۸۲۰
۱۰۰۰	۱۶۹۰	۱۸۸۰
۲۰۰۰	۱۷۶۰	۱۹۶۰
۳۰۰۰	۱۸۶۰	۲۰۷۰
۴۰۰۰	۱۹۹۰	۲۱۹۰
۵۰۰۰	۲۱۰۰	۲۳۱۰

این نتایج به واسطه اندازه‌گیری فشار نقطه ابری شدن در دمای 50°C و 70°C بر حسب غلظت‌های مختلف مواد فعال سطحی در **جدول ۳** آورده شده است. فشار نقطه ابری شدن به بالاترین فشاری اطلاق می‌شود که در آن فشار، محلول گاز/مواد فعال

فعال سطحی به صورت تک فاز در سیستم وجود دارد. علاوه بر آن، در مطالعه دیگری که اخیراً گروه تحقیقاتی ما بر روی این نوع مواد فعال سطحی به منظور ذخیره سازی گاز دی اکسید کربن در لایه های آبی مخازن ماسه سنگی انجام داده است؛ میزان پایداری این نوع مواد فعال سطحی در شرایط دما و شوری بالا مورد ارزیابی قرار گرفته است که نشان داده شده است این نوع مواد فعال سطحی تا دمای حدود 90°C در آب با شوری 211846 ppm می تواند پایدار بماند و عملکرد خود را از دست ندهد [۱۶].

بررسی تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن از نفت دوست به گاز-نفت دوست میانی

جهت انجام آزمایش ترشوندگی، مقاطع نازک مغزه آهکی در تماس با محلول متان/مواد فعال سطحی، با غلظت های متفاوت به مدت 24 h در شرایط مخزن ($T = 70^{\circ}\text{C}$ ، $P = 2800\text{ psi}$) قرار گرفته و نتایج به دست آمده از اندازه گیری زاویه تماس در طول این مدت در جدول ۴ گزارش شده است.

براساس داده های مربوط به زاویه تماس، ترشوندگی سنگ مخزن از حالت مایع-دوست با زاویه 18° به حالت گاز-دوست میانی با زوایای بین 60° الی 90° تغییر می یابد. همچنین، شکل های ۴ و ۵ تغییرات زاویه تماس بر حسب زمان و غلظت مواد فعال سطحی غیریونی را نشان می دهند.

با توجه به نمودار شکل ۲ فشار نقطه ابری شدن محلول در دمای ثابت، با افزایش غلظت مواد فعال سطحی افزایش می یابد. همچنین طبق شکل ۳ در غلظت های ثابت از مواد فعال سطحی استفاده شده، فشار نقطه ابری شدن با بالا بردن دما افزایش پیدا می کند. در ساختار شیمیایی مواد فعال سطحی غیریونی اتم های الکترون گاتیو اکسیژن و الکتروپوزتیو کربن وجود دارند که در غلظت های بالا، برهمکنش های الکتروستاتیک را افزایش می دهند و سبب کاهش تمایل مواد فعال سطحی برای حل شدن در CH_4 می شوند. بنابراین به فشار بیشتری برای انحلال نیاز است. با توجه به نتایج فشار نقطه ابری شدن، به منظور اینکه یک محلول تک فاز متان/مواد فعال سطحی در حین فرایند بازگردانی گاز در اختیار داشته باشیم، می بایست مواد فعال سطحی غیریونی در فشاری کمتر از فشار مخزن در گاز متان حل شده تا در حین تزریق، محلول مواد فعال سطحی و گاز در شرایط دوفازی قرار نگیرند. با توجه به دمای مخزن مورد مطالعه (70°C)، حداکثر فشار حلالیت مواد فعال سطحی در گاز متان در این دما، در فشار 2310 psi اتفاق می افتد که کمتر از فشار مخزن (2800 psi) می باشد. نتایج به دست آمده همخوانی مناسبی با مطالعات سایر محققین [۱۵ و ۱۴] دارد. در نتیجه در سایر آزمایش ها مانند کشش بین سطحی، ترشوندگی و سیلاب زنی به مغزه؛ محلول متان/مواد

جدول ۴ زاویه تماس گاز خالص و محلول گاز/مواد فعال سطحی در شرایط مخزن

زمان ppm	زاویه تماس محلول گاز/مواد فعال سطحی و نفت ($^{\circ}$)						
	متان خالص	500 ppm	1000 ppm	2000 ppm	3000 ppm	4000 ppm	5000 ppm
۰	۱۸	۱۸	۱۸	۱۸	۱۸	۱۸	۱۸
۵	۱۸	۲۵	۲۷	۳۶	۴۱	۴۳	۴۵
۱۰	۱۸	۳۷	۴۰	۵۱	۶۰	۶۲	۶۵
۱۵	۱۸	۴۲	۴۸	۶۷	۷۸	۸۱	۸۴
۲۴	۱۸	۴۵	۵۰	۶۹	۸۰	۸۳	۸۶

گازدوستی و کاهش شرایط مایع-دوستی سنگ مخزن می‌گردد [۱۶].

با توجه به نمودار شکل ۴، شیب افزایشی زاویه تماس بعد از ۱۵ h کمتر می‌شود و بعد از این مدت، زاویه تماس قطره نفت تغییرات بسیار کمی دارد. این موضوع در نمودار شکل ۵ نیز دیده می‌شود. در این نمودار دو خط بالایی که مربوط به تغییرات زاویه تماس در زمان‌های ۱۵ و ۲۴ h هستند، نسبت به سایر خطوط نمودار به یکدیگر نزدیک‌ترند. لذا بیشترین میزان تغییر ترشوندگی سنگ مخزن در ۱۵ h اولیه خیساندن مغزه اتفاق می‌افتد [۱۵].

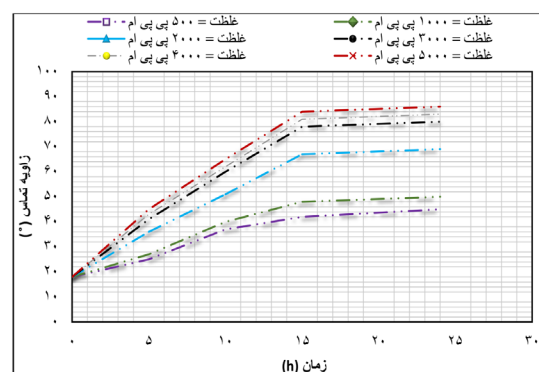
با توجه به کاهش شیب نمودار در شکل ۵ و بهبود اندک ترشوندگی مغزه آهکی از غلظت ۳۰۰۰ ppm به غلظت‌های ۴۰۰۰ و ۵۰۰۰ ppm و همچنین بالا بودن ارزش قیمتی مواد فعال سطحی غیریونی، از نظر اقتصادی افزایش غلظت مواد فعال سطحی بیشتر از ۳۰۰۰ ppm به صرفه نخواهد بود. لذا حالت بهینه غلظت مواد فعال سطحی را می‌توان ۳۰۰۰ ppm در نظر گرفت که در سایر آزمایش‌ها نیز استفاده شده است. قیمت مواد فعال سطحی غیریونی با گروه‌های پروپیلن/اتیلن در حدود ۲ تا ۳ دلار به ازای هر پوند می‌باشد [۱۶].

تأثیر محلول متان/مواد فعال سطحی بر کشش بین سطحی

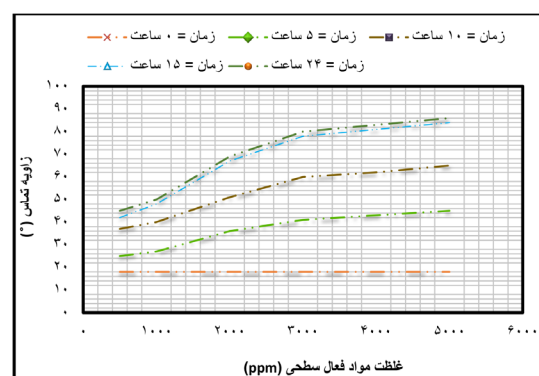
کار چسبندگی (WOA) برابر با میزان کار مورد نیاز برای جداکردن یک مایع از سطح جامد است. از دیدگاه یک مهندس مخزن، کار چسبندگی یک قطره نفت که در یک محیط گاز/نفت به سطح جامد چسبیده است می‌تواند با یک فرمول ساده طبق رابطه ۱ محاسبه شود:

$$W = \sigma_{sg} + \sigma_{og} + \sigma_{so} \quad (1)$$

W بیانگر کار چسبندگی و σ_{og} ، σ_{sg} و σ_{so} به ترتیب کشش سطحی سنگ-گاز، نفت-گاز و سنگ-نفت هستند. علی‌رغم واضح بودن پارامترها در معادله



شکل ۴ زاویه تماس قطره نفت با مغزه کربناته بر حسب زمان در غلظت‌های مختلف از مواد فعال سطحی غیریونی



شکل ۵ زاویه تماس قطره نفت با مغزه کربناته بر حسب غلظت مواد فعال سطحی غیریونی در زمان‌های مختلف

براساس نتایج به‌دست آمده از نمودار شکل ۴، پس از ۲۴ h از در تماس بودن مغزه آهکی با محلول متان/مواد فعال سطحی، زاویه تماس در غلظت‌های ۵۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰، ۳۰۰۰، ۴۰۰۰ و ۵۰۰۰ ppm از مواد فعال سطحی غیریونی به ترتیب از 18° به 4° ، 50° ، 69° ، 80° ، 83° و 86° تغییر یافته است که نشان می‌دهد ترشوندگی سنگ مخزن آهکی از به شدت نفت-دوست به گاز-دوست میانی تغییر پیدا کرده است. همچنین این نمودار نشان می‌دهد که با افزایش غلظت مواد فعال سطحی، تمایل سنگ به گاز-دوست میانی بیشتر می‌شود. جذب مواد شیمیایی بر روی سطح سنگ می‌تواند به عنوان یک سازوکار جهت تغییر ترشوندگی سنگ مخزن در نظر گرفته شود. در این مطالعه جذب گروه پروپیلن/اتیلن موجود در ساختار شیمیایی مواد فعال سطحی غیریونی بر روی سطح سنگ؛ موجب افزایش شرایط

مواد فعال سطحی و همچنین کار نیروی چسبندگی محاسبه شده بر اساس زاویه‌های تماس مربوط به گذشت ۲۴ h از زمان آزمایش برای غلظت‌های مختلف مواد فعال سطحی، در شرایط مخزن، 70°C و ۲۸۰۰ psi ارائه شده است. زاویه تماس در رابطه بالا می‌بایست بر حسب رادیان در نظر گرفته شود.

در شکل ۶ نمودار کشش بین سطحی (IFT) و کار چسبندگی (WOA) بر حسب غلظت مواد فعال سطحی، مطابق با داده‌های به‌دست آمده از آزمایش کشش بین سطحی که در جدول ۵ آورده شده، ترسیم شده است.

بالا، اندازه‌گیری مستقیم آزمایشگاهی تنش بین فازهای جامد-مایع غیرممکن است و برای کاربردی شدن نیاز به اصلاحاتی مطابق با معادله ۲ دارد:

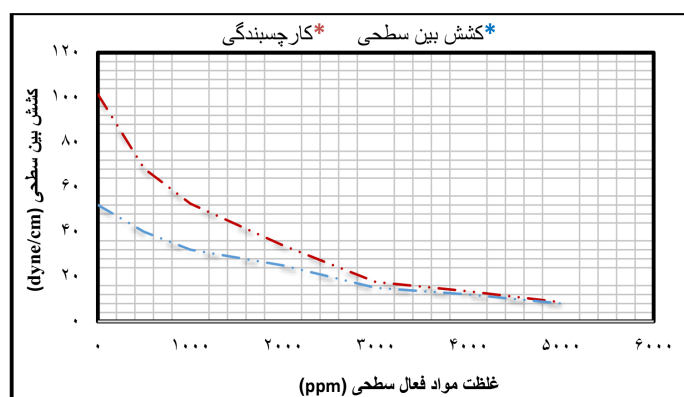
$$W = \sigma_{og}(1 + \cos\theta) \quad (2)$$

θ زاویه تماس فاز نفت با مغزه کربناته است. این معادله به وضوح نشان می‌دهد که کار چسبندگی با کسینوس زاویه تماس نسبت مستقیم دارد و زاویه تماس کوچک‌تر به تلاش بیشتری برای جداکردن یک قطره نفت از سطح در سیستم گاز-نفت نیاز دارد.

در جدول ۵ نتایج به‌دست آمده از آزمایش کشش بین سطحی (IFT) در غلظت‌های مختلف از مواد فعال سطحی غیریونی در گاز خالص متان و محلول متان/

جدول ۵ کشش بین سطحی و کار چسبندگی محلول گاز/مواد فعال سطحی

آزمایش‌ها	غلظت مواد فعال سطحی (ppm)	IFT (dyne/cm)	زاویه تماس ($^{\circ}$)	کار چسبندگی $IFT*(1 + \cos(\theta))$
متان خالص	۰	۵۲	۱۸	۱۰۱/۴
$\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$	۵۰۰	۴۰	۴۵	۶۸/۲
$\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$	۱۰۰۰	۳۲	۵۰	۵۲/۵
$\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$	۲۰۰۰	۲۵	۶۹	۳۳/۹
$\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$	۳۰۰۰	۱۵	۸۰	۱۷/۶
$\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$	۴۰۰۰	۱۲	۸۳	۱۳/۴
$\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$	۵۰۰۰	۸	۸۶	۸/۵



شکل ۶ کشش بین سطحی و کار چسبندگی بر حسب غلظت مواد فعال سطحی

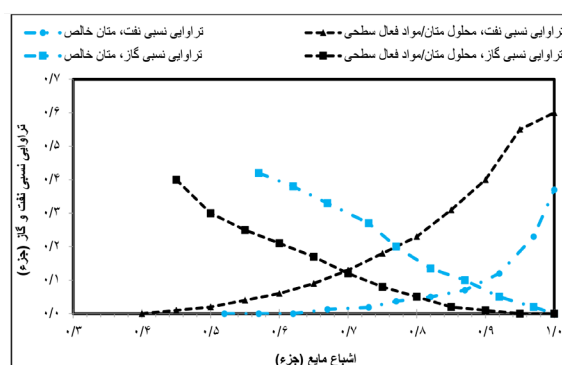
اصلاح شده استفاده شد [۱۵]. پارامترهای ng و no در مدل آنالیزی پیشنهاد شده توسط بروکس و کوری به ترتیب ۲/۶۷ و ۳/۸۵ تخمین زده شد که همخوانی مناسبی با مطالعه قبلی ما دارد [۱۵]. آزمایش‌های سیلابزنی به مغزه در هر دو فرآیند با دبی تزریق cc/min ۰/۴ انجام گرفت. جهت تزریق محلول متان/مواد فعال سطحی، مغزه مورد نظر پس از آماده‌سازی شرایط اشباع اولیه سیال مخزن، به مدت حدود ۲۰ روز در مجاورت محلول متان/مواد فعال سطحی در یک محفظه دما-فشار بالا قرار گرفته تا ترشوندگی سنگ مخزن به حالت گاز-دوست تغییر یافته و سپس تزریق محلول متان/مواد فعال سطحی انجام گرفت. در این مطالعه به منظور ایجاد شرایط دینامیکی مخزن در مقیاس آزمایشگاهی، شاخص ارائه شده توسط آقای راپاپورت و لیز را در آزمایش‌های سیلابزنی به مغزه مد نظر قرار داده تا مواردی مانند کوتاه بودن طول مغزه، ایجاد شرایط داری در حین تزریق، و تاثیر فشار مویینگی انتهایی به حداقل رسیده و مطابق با مقیاس مخزن واقعی باشد [۱۶].

نمودار تراوایی نسبی به‌دست آمده از آزمایش سیلابزنی در شکل ۷ نشان می‌دهد که در شرایط مخزن نقاط تقاطع تراوایی نسبی نفت و گاز در فرآیند متان خالص و $\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$ با غلظت ppm ۳۰۰۰ مواد فعال سطحی به ترتیب $S_L = 0/88$ و $S_L = 0/69$ است که بیانگر جابه‌جایی محل تقاطع به سمت چپ نمودار به علت تغییر ترشوندگی به حالت گازدوست میانی توسط محلول متان/مواد فعال سطحی است. همچنین با توجه به نتایج آزمایش سیلابزنی به مغزه، نمودار شکل ۷ نشان می‌دهد که در نقطه پایانی تراوایی‌های نسبی، میزان اشباع باقیمانده میعانات از $S_{Ir} = 0/52$ (برای فرآیند متان خالص) به $S_{Ir} = 0/4$ (برای محلول $\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$) کاهش یافته است. لذا، میزان تولید میعانات گازی به دلیل تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به حالت گازدوست و همچنین کاهش کشش بین سطحی،

شکل ۶ نشان می‌دهد که با افزایش غلظت مواد فعال سطحی غیریونی، کشش بین سطحی فازها کاهش می‌یابد. همچنین از این نمودار مشخص می‌شود که با افزایش غلظت مواد فعال سطحی، میزان کار مورد نیاز برای جدا کردن قطره نفت از سطح مغزه کربناته کاهش پیدا می‌کند که بیانگر تاثیر کاهش کشش بین سطحی و قدرت تغییر ترشوندگی مواد فعال سطحی غیریونی در غلظت‌های بالاتر می‌باشد [۱۵]. علاوه بر آن، میزان تغییرات کشش بین سطحی در غلظت‌های بالاتر از ۳۰۰۰ ppm، ناچیز می‌باشد که می‌توان غلظت بحرانی مایسل را برای این مواد فعال سطحی غیریونی در شرایط دما و فشار مخزن، ۳۰۰۰ ppm در نظر گرفت. همچنین با توجه به اینکه تمامی مقادیر کشش بین سطحی در شرایط مخزن، مخالف صفر می‌باشد، لذا تزریق گاز به مغزه، به صورت غیرامتزاجی می‌باشد.

تراوایی نسبی سیستم دوفازی متان-نفت

دو فرآیند برای بررسی تاثیر محلول متان/مواد فعال سطحی بر روی جریان سیال در محیط متخلخل در نظر گرفته شد (شکل ۷).



شکل ۷ تراوایی‌های نسبی دوفازی سیستم نفت و گاز متان خالص و محلول متان/مواد فعال سطحی در شرایط مخزن و غلظت ۳۰۰۰ ppm

برای اندازه‌گیری تراوایی نسبی دوفازی در هنگام تزریق امتزاج‌ناپذیر گاز متان خالص و محلول $\text{CH}_4/\text{C}_{41}\text{H}_{83}\text{O}_{15}$ با غلظت ppm ۳۰۰۰ مواد فعال سطحی در شرایط مخزن، از روش JBN

نتیجه گیری

۱- براساس اندازه گیری های فشار نقطه ابری شدن، فشار حلالیت مواد فعال سطحی غیر یونی $C_{41}H_{83}O_{15}$ در گاز متان، در بازه ۱۶۱۰ psi تا ۲۳۱۰ psi قرار دارد. بنابراین همه فشارهای حلالیت که در آن محلول متان/مواد فعال سطحی در شرایط تک فاز قرار دارد، کمتر از فشار مخزن (Pres = ۲۸۰۰ psi) هستند و هیچ مواد فعال سطحی در حین تزریق به مخزن مورد نظر، از محلول خارج نخواهد شد.

۲- با افزودن مواد فعال سطحی غیر یونی $C_{41}H_{83}O_{15}$ به متان خالص، ترشوندگی سنگ کربناته از شدیداً نفت دوست به حالت گاز دوست میانی تغییر می کند و همچنین با بالا بردن غلظت مواد فعال سطحی، میزان این تغییرات بیشتر می شود که می تواند موجب بهبود تولید میعانات گازی گردد.

۳- با تزریق محلول متان/مواد فعال سطحی، کشش بین سطحی کاهش یافته که در بهبود بازیابی میعانات گازی تاثیر گذار است.

۴- کاهش کار چسبندگی که برای جدایی قطره نفت از سطح مغزه کربناته مورد نیاز است، نشان می دهد که هر دوی زاویه تماس و کشش بین سطحی در تغییر ترشوندگی به سمت گاز دوستی میانی سهمیم هستند.

۵- از آزمایش سیلاب زنی به مغزه می توان نتیجه گیری کرد که میزان بازیابی نهایی میعانات گازی به علت تغییر ترشوندگی به گاز دوستی میانی، بعد از تزریق محلول گاز/مواد فعال سطحی، به میزان ۱۲٪ افزایش می یابد.

به میزان ۱۲٪ در مقایسه با فرآیند گاز متان خالص بهبود یافته است. از این گذشته، میزان گرادیان فشار در حین تزریق محلول تک فاز متان/مواد فعال سطحی، بیشتر از فرآیند تزریق متان خالص بود که همگی تاییدیه ای بر تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به حالت گاز-دوست میانی می باشد. علاوه بر بهبود میزان میعانات تولیدی در فرآیند متان/مواد فعال سطحی نسبت به فرآیند متان خالص، به این نکته نیز می بایست اشاره کرد که تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به حالت گاز-دوست در حین فرایند فرآیند متان/مواد فعال سطحی، به عنوان یک راه حل تقریباً دائمی برای بهبود تولید میعانات گازی پیشنهاد می شود. در صورتی که در روش تزریق گاز متان خالص، ابتدا میعانات ایجاد شده در دهانه چاه، تحت سازوکار رانش گاز تبخیری به فاز گاز انتقال یافته و پس از توقف فرایند بازگردانی گاز، با شروع تولید گاز از چاه، بر روی سطح تولید می شوند. پس از مدتی مجدداً میعانات گازی در دهانه چاه تولیدی، ایجاد شده و نیاز به تزریق گاز به منظور بهبود آسیب سازند می باشد. لذا فرایند بازگردانی گاز برای فرآیند گاز متان خالص می بایست چندین بار در حین تولید از مخزن تکرار گردد. در نتیجه در نظر گرفتن یک روش دائمی، که موجب تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به حالت گاز دوست می شود، می تواند از لحاظ فنی و اقتصادی نسبت به روش های متداول بازگردانی گاز مناسب تر باشد.

مراجع

- [1]. Dorhjie, D. B., Aminev, T., Gimazov, A., Khamidullin, D., Kuporosov, D., Maerle, K., Grishin, P. & Cheremisin, A. (2025). Impact of depletion rate on the thermodynamics of gas condensates: Experimental insights and analysis. *Gas Science and Engineering*, 134, 205534. doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205534.
- [2]. Lei, W., Chen, D., Wang, Q., (2025). Combined use of petroleum inclusion analysis, PVT simulation, and basin modeling for reconstruction of deep fluid phase evolution in condensate gas reservoirs, *Marine and Petroleum Geology*, 171, 107210. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107210.
- [3]. Fussell, D. D. (1973). Single-well performance predictions for gas condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 25(07), 860-870. doi.org/10.2118/4072-PA.
- [4]. Hosseinzadegan, A., Mahdiyar, H., Raoof, A., Nikooee, E., & Qajar, J. (2023). The pore-network modeling

- of gas-condensate flow: Elucidating the effect of pore morphology, wettability, interfacial tension, and flow rate. *Geoenergy Science and Engineering*, 229, 211937. doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211937.
- [5]. Mohamadi-Baghmolaei, M., Sakhaei, Z., Azin, R., Osfouri, S., Zendehboudi, S., Shiri, H., & Duan, X. (2021). Modeling of well productivity enhancement in a gas-condensate reservoir through wettability alteration: A comparison between smart optimization strategies. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 94, 104059. doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104059.
- [6]. Ajagbe, O., & Fahes, M. (2020). Establishing screening criteria for field application of wettability alteration in gas-condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107342. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107342.
- [7]. Ali, N. E. C., Zoghbi, B., Fahes, M., Nasrabadi, H., & Retnanto, A. (2019). The impact of near-wellbore wettability on the production of gas and condensate: Insights from experiments and simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, 215-223. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.029.
- [8]. Firoozabadi, A., & Li, K., (2000). Experimental study of wettability alteration to preferential gas-wetting in porous media and its effects. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 3(2): 139-149. doi.org/10.2118/62515-PA.
- [9]. Li, k., Liu, Y., Huang, G., (2011). Enhanced gas-condensate production by wettability alteration to gas wetness, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78, 505-509. doi.org/10.1016/j.petrol.2011.08.001.
- [10]. Karandish, G.R., Rahimpour, M.R., Sharifzadeh, S., (2015). Wettability alteration in gas-condensate carbonate reservoir using anionic fluorinated treatment, *Chemical Engineering Research and Design*, 93, 554-564. doi.org/10.1016/j.cherd.2014.05.019.
- [11]. Hoseinpour, S.A., Madhi, M., Norouzi, H., Mohammadi, A.M., (2019). Condensate blockage alleviation around gas-condensate producing wells using wettability alteration, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 62, 214-223. doi.org/10.1016/j.jngse.2018.12.006.
- [12]. Franco-Aguirre, M., Zabala, R., Lopera, S.H., Franco, C.A., Cortés, F.B., (2018). Interaction of anionic surfactant-nanoparticles for gas-wettability alteration of sandstone in tight gas-condensate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 17: 1-41. doi.org/10.1016/j.jngse.2017.12.027.
- [13]. Alajmei, Sh., (2023). Wettability alteration of Berea sandstone for gas condensate applications. *ACS Omega*, 8:43690–43697. doi.org/10.1021/acsomega.3c05364.
- [14]. Gandomkar, A., Torabi, F., Nasriani, H., Enick, R.M., (2023). Decreasing asphaltene precipitation and deposition during immiscible gas injection via the introduction of a CO₂-soluble asphaltene inhibitor, *SPE Journal*, SPE-214698-PA. doi.org/10.2118/214698-PA.
- [15]. Torabi, F., Gandomkar, A., (2024). Experimental Evaluation of CO₂-Soluble Nonionic Surfactants for Wettability Alteration to Intermediate CO₂-Oil Wet during Immiscible Gas Injection, *SPE Journal*, SPE-221487-PA. doi.org/10.2118/221487-PA.
- [16]. Gandomkar, A., Torabi, F., Nasriani, H., Enick, R.M., (2025). Maximising CO₂ sequestration efficiency in deep saline aquifers through in-situ generation of CO₂-in-brine foam incorporating novel CO₂-soluble non-ionic surfactants, *Chemical Engineering Journal*. doi.org/10.1016/j.cej.2025.166102.