

Review Article



DOI: 10.22034/ijche.2022.337847.1200



DOR: 20.1001.1.17355400.1402.22.128.9.2



This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license (CC BY-NC-ND 4.0).

A Review of Wettability Alteration Methods to a Gas Wet for Underground Natural Gas- Storage

P. Moradi¹, M. Chahardowli^{2*}, M. Simjoo³, B. Kheradmand⁴

1- M. Sc. Student of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology

2- Associate Professor of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology

3- Associate Professor of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology

4- Ph. D. in Geology, Iranian Gas Engineering and Developing Company

Email: chahardowli@sut.ac.ir

Abstract

Considering the need for excessive consumption of hydrocarbon resources and gas fuel supply in the cold seasons of the year, it has been suggested to use the drained oil and gas reservoirs and underground water aquifers to be used as natural gas storage reservoirs. Among the influential factors in natural gas storage are the reactions between fluid-fluid and fluid-rock, which is the most important of these wettability factors. Knowing these factors in the gas storage process will lead to better control and storage of natural gases in geological structures. Underground water aquifers are one of the structures with favorable conditions for natural gas storage which by wettability alteration to gas wetness in these, can be increased the natural gas storage capacity. For this purpose, this study has investigated the laboratory works done on the distribution and behavior of fluid in the samples of carbonate and sandstone in order to wettability alteration to gas wetness for the purposes of underground gas storage.

Received: 19 April 2022

Accepted: 10 October 2022

Page Number: 83-96

Keywords:

Aquifer,
Wettability Alteration,
Gas Wettability,
Underground Natural Gas-
Storage

Please Cite this Article Using:

Moradi, P., Chahardowli, M., Simjoo, M., Kheradmand B., "A Review of Wettability Alteration Methods to a Gas Wet for Underground Natural Gas- Storage", Iranian Chemical Engineering Journal, Vol. 22, No. 128, pp. 83-96, In Persian, (2023).



DOI: 10.22034/ijche.2022.337847.1200



DOR: 20.1001.1.17355400.1402.22.128.9.2

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license (CC BY-NC-ND 4.0).

مروری بر روش‌های تغییر ترشوندگی به گاز دوستی به منظور ذخیره‌سازی گاز طبیعی

پیام مرادی^۱، محمد چهاردولی^{۲*}، محمد سیم‌جو^۳، بابک خردمند^۴

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند

۲- دانشیار مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند

۳- دانشیار مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند

۴- دکتری زمین‌شناسی، شرکت مهندسی و توسعه گاز

پیام نگار: chahardowli@sut.ac.ir

چکیده

با توجه به نیاز بالای مصرفی منابع هیدروکربوری و همچنین تأمین سوخت‌گازی در ماه‌های سرد سال، پیشنهاد شده است که از مخازن تخلیه‌شده نفت و گاز و سفره‌های آب زیرزمینی، به عنوان مخازن ذخیره‌سازی گاز طبیعی استفاده شود. از جمله عوامل مؤثر در ذخیره‌سازی گاز طبیعی، واکنش‌های مابین سیال-سیال و سیال-سنگ است که از این عوامل خاصیت ترشوندگی از اهمیت بیشتری برخوردار است. شناخت این عوامل در فرایند ذخیره‌سازی گاز، باعث کنترل و نگهداری بهتر گازهای طبیعی در ساختارهای زمین‌شناسی می‌شود. سفره‌های آب زیرزمینی یکی از ساختارهای دارای شرایط مطلوب برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی است که با تغییر ترشوندگی آن‌ها به سمت گاز دوستی، می‌توان ظرفیت ذخیره‌سازی گاز طبیعی را در آن‌ها افزایش داد. بدین منظور این مطالعه به بررسی کارهای آزمایشگاهی انجام‌شده بر روی توزیع و رفتار سیال در نمونه‌سنگ‌های کربناته و ماسه‌ای برای تغییر ترشوندگی آن‌ها به سمت گاز دوستی، به منظور اهداف ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز پرداخته است.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۱/۳۰

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۷/۱۸

شماره صفحات: ۸۳ تا ۹۶

کلیدواژه‌ها:

سفره آب زیرزمینی،
 تغییر ترشوندگی،
 ترشوندگی با گاز،
 ذخیره‌سازی گاز طبیعی

* تبریز، دانشگاه صنعتی سهند، گروه مهندسی نفت و گاز

استناد به مقاله:

مرادی، پ.، چهاردولی، م.، سیم‌جو، م.، خردمند، ب.، "مروری بر روش‌های تغییر ترشوندگی به گاز دوستی به منظور ذخیره‌سازی گاز طبیعی"، نشریه مهندسی شیمی ایران، سال بیست و دوم، شماره ۱۲۸، صص. ۹۶-۸۳. (۱۴۰۲).

یکی از چالش‌های مهم در کشور به‌ویژه در سالیان اخیر، افزایش نیاز به مصرف گاز طبیعی در ماه‌های سرد است که گاهی می‌تواند سبب افت فشار زیاد در شبکه توزیع سراسری گاز شود. یکی از راه‌حل‌های مناسب برای ایجاد شرایط پایدار در شبکه توزیع گاز کشور، ذخیره‌سازی گاز در ساختار زمین‌شناسی در روزهای غیر پیک مصرف، تولید گاز ذخیره‌شده و تزریق آن به شبکه توزیع در روزهای پیک مصرف است [۱]. در ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز می‌توان حجم زیادی از گاز طبیعی را با فشار بالا در ساختارهای زیرزمینی از جمله سفره‌های آبی^۱ ذخیره کرد. سفره‌های آب زیرزمینی اگر دارای پوش سنگ مناسب، نفوذپذیری پوش سنگ در حدود ۰/۱ md و عمق مناسب باشند، برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی مناسب‌اند و هم‌چنین آب موجود در این مخازن مانع از فرار گاز می‌شود [۲]. تغییر ترشوندگی سنگ مخزن یکی از راه‌حل‌های مناسب برای افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی و رفع انسداد میعانات گازی^۲ است. مشخصه‌های کلیدی از جمله حالت ترشوندگی سنگ، شعاع درمان^۳ و زمان درمان^۴ چشم‌گیرانه بر این فرایندها تأثیرگذار هستند [۳]. فرایند ترشوندگی بر دینامیک انتقال و ذخیره‌سازی آب و گاز در یک سامانه زیرسطحی^۵ تأثیر می‌گذارد. به‌عنوان مثال، یک پوش سنگ^۶ آب‌دوست مربوط به یک سامانه ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز دی‌اکسید کربن می‌تواند از نفوذ آن به سطح زمین جلوگیری کند. با این حال اگر پوش سنگ، گاز‌دوست باشد، احتمال فرار گاز از راه پوش سنگ کمتر خواهد بود [۴]. در مخازن ذخیره‌سازی گاز با شرایط ترشوندگی آب‌دوست، نیروی موینگی باعث نگه‌داشت آب در فضای حفره‌ها می‌شود که از ورود گاز به‌درون ماتریس سنگ جلوگیری می‌کند. علاوه بر این، هنگام برداشت گاز ذخیره‌شده، میزان دبی چاه تولیدی نیز کاهش می‌یابد. برای بهبود ورود گاز به‌درون ماتریس سنگ و افزایش میزان ظرفیت ذخیره‌سازی می‌توان از مواد شیمیایی، از جمله مواد فعال سطحی، برای تغییر ترشوندگی به‌منظور کاهش تأثیر منفی فشار موینگی و آزادسازی آب درون حفرات استفاده کرد [۵]. یکی از چالش‌های دیگر در فرایند ذخیره‌سازی گاز

در سفره‌های آبی زیرزمینی، غلظت بالای نمک در این آبها است که می‌تواند تأثیر منفی بر عملکرد مواد فعال سطحی در تغییر ترشوندگی سنگ داشته باشد. به‌عنوان مثال مطابق نتایج آزادی تبار و همکاران، غلظت بالای نمک در فاز آبی می‌تواند میزان تغییر ترشوندگی سنگ مخزن را به‌دلیل درمان با ماده فعال سطحی حاوی گروه‌های فلورینه تحت تأثیر قرار دهد. بر این اساس، تجزیه و تحلیل اثر حضور آب نمک بر میزان ترشوندگی سطوح سنگی اصلاح شده با ماده شیمیایی فلورینه مهم است [۶]. مواد فعال سطحی فلورینه‌شده^۷ یکی از عوامل شیمیایی مناسب برای تغییر ترشوندگی سطح سنگ به گازدوستی است. این مواد دارای گروه‌های آنیونی و غیر یونی هستند که باعث انحلال آن‌ها در حلال‌هایی مانند آب می‌شوند. این نوع مواد فعال سطحی انرژی آزاد سطح را به‌دلیل وجود گروه‌های فلئوئور به‌میزان قابل توجهی کاهش می‌دهند و از راه پیوندی که با سطح سنگ ایجاد می‌کنند باعث تغییر ترشوندگی سطح سنگ و در نهایت باعث بهبود تراوایی نسبی^۸ سامانه‌های گاز-مایع می‌شوند [۷]. مشابه این فکر، در معادن زغال سنگ به‌منظور تولید متان با روش شکست هیدرولیکی با استفاده از فناوری تغییر ترشوندگی سطح به‌سمت گازدوستی به‌کار رفته است که با تغییر ترشوندگی به‌سمت گازدوستی، تحرک فاز گاز و آب در طول فرایند آب‌زدایی^۹ در نتیجه تغییر فشار موینگی افزایش می‌یابد [۸]. تأثیر مواد فعال سطحی آلی بر تغییر ترشوندگی سنگ در مطالعه واردلاو و مک کلار^{۱۰} در سال ۱۹۹۸ نیز مشاهده شد، نتایج نشان داد که مخازن گازی با نفت باقی‌مانده، آب را به‌طور مؤثرتری نسبت به مخازن گازی بدون نفت تخلیه می‌کنند. در واقع وجود مواد فعال سطحی آلی در نفت خام سبب شده است که ترشوندگی سنگ مخزن به حالت آب دوستی کمتر متمایل باشد [۹]. لی و همکاران^{۱۱} برای نخستین بار در سال ۲۰۰۰ به مطالعه تغییر ترشوندگی یک سنگ مخزن به‌سمت شرایط گازدوستی پرداختند. در این کار تأثیر مشخصه‌های مختلف از جمله میزان تغییر ترشوندگی، کشش بین سطحی^{۱۲}، نیروهای گران‌رو^{۱۳} و ثقلی بر روی اشباع بحرانی فاز مایع در سنگ بررسی شد. نتایج نشان داد که با دو راهکار می‌توان جریان مایع در فضای حفره‌های

7. Fluorinated Surfactant

8. Relative Permeability

9. Dewatering

10. Wardlaw and McKellar 1998

11. Kewen, Li et al. 2000

12. Inter Facial Tension (IFT)

13. Viscose Force

1. Aquifer

2. Gas Condensate

3. Treatment Radius

4. Treatment Time

5. Subsurface System

6. Cap Rock

سنگ را بهبود بخشید: کاهش فشار مویبندی و افزایش نیروهای گران‌رو. با این حال افزایش نیروهای گران‌رو با افزایش افت فشار همراه است که می‌تواند منجر به مشکلات عملیاتی شود؛ اما کاهش فشار مویبندی می‌تواند با تغییر ترشوندگی سنگ انجام گیرد. با تغییر ترشوندگی محیط از حالت مایع دوست به گاز دوست می‌توان تحرک فاز مایع را بیشتر کرد و باعث افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی گاز در مخازن آبی زیرزمینی و کاهش تجمع میعان‌ات در اطراف چاه‌های گازی می‌گانی^۱ شد [۱۰]. فاس و همکاران^۲ در سال ۲۰۰۷ مطالعه‌ای را برای بررسی تغییر حالت ترشوندگی سنگ‌های ماسه‌ای به حالت گاز دوستی در دمای بالا انجام دادند. در این کار از دو ماده فعال سطحی فلورینه‌شده، استفاده شد. نتیجه مهم این کار عملکرد موفق مواد فعال سطحی به‌کاررفته برای تغییر ترشوندگی سنگ به گاز دوستی در شرایط دمای بالا (۱۴۰ درجه سلسیوس) بود [۱۱]. فنگ و همکاران^۳ در سال ۲۰۱۲ مطالعه‌ای را درباره تغییر ترشوندگی سنگ به سمت گاز دوستی برای نمونه مغزه‌های ماسه‌سنگی میدان سنگلی واقع در چین، انجام دادند. آن‌ها برای بررسی تغییر ترشوندگی نمونه مغزه‌ها از یک کوپلیمر بر پایه آکریلیات استفاده کردند. مطابق نتایج، زنجیره آکریلیک موجود در این ماده باعث ایجاد یک پیوند قوی آب‌گریز با سطح متخلخل شد [۱۲]. موسوی و همکاران^۴ در سال ۲۰۱۳ برای بررسی تغییر ترشوندگی نمونه مغزه‌های آهکی یک مخزن گازی به سمت گاز دوستی، یک نانو سیلیکای فلورینه‌شده، سنتز کردند. نانوذرات سیلیس سنتز شده با استفاده از ماده پرفلوئورو آلکیل سیلان که دارای گروه‌های فلئور است، با استفاده از فرایند آبکافت اصلاح شد و نانوذرات سیلیس فلورینه‌شده در محلولی از اتانول تهیه شد. آن‌ها آزمایش‌های زاویه تماس^۵ و سیلاب زنی مغزه^۶ را برای بررسی تغییر حالت ترشوندگی به گاز دوستی انجام دادند. نتایج زاویه تماس آن‌ها برای سیالات آب و نرمال دکان از صفر درجه قبل از درمان با نانوذرات سیلیس سنتز شده به ۱۴۷ و ۶۱ درجه به ترتیب برای آب و نرمال دکان بعد از درمان تغییر یافت [۱۳]. با این حال درمان با نانوسیال به دلیل جذب عناصر نانوسیال بر روی سطح کلسیت

می‌تواند باعث افزایش زبری سطح کلسیت شود. افزایش زبری نیز می‌تواند باعث افزایش یا کاهش دفع مایع از سطح سنگ شود. اگر مایع به‌طور کامل به بافت سطح سنگ نفوذ کند، باعث کاهش زاویه تماس ظاهری و افزایش ترشدن سطح به سمت آب دوستی می‌شود. در این شرایط می‌توان زاویه تماس را با معادله ونزل تخمین زد [۱۴، ۱۵]. با این حال، اگر هوا در منافذ یک سطح ناهمگن محبوس شود، یک رابط ترکیبی تشکیل می‌شود که می‌تواند زاویه تماس ظاهری را افزایش دهد و قابلیت مایع‌گریزی را افزایش دهد [۱۶، ۱۷]. امین ناجی و همکاران^۷ در سال ۲۰۱۵ برای تغییر ترشوندگی نمونه‌های ماسه‌ای و کربناته از حالت آب دوستی به گاز دوستی از یک نانوسیال تجاری فلورینه‌شده، استفاده کردند. این نانوسیال حاوی ذرات نانوسیلیکا و گروه‌های فلئور دار بود. آزمایش‌های زاویه تماس آن‌ها تغییر زاویه تماس آب از ۵۸ درجه قبل از درمان با نانو سیال به ۱۳۹ درجه بعد از درمان برای نمونه‌های ماسه‌ای و از ۰ درجه به ۱۳۸ درجه بعد از درمان برای نمونه‌های کربناته را نشان داد [۱۸]. نی و همکاران^۸ در سال ۲۰۱۸ برای تغییر ترشوندگی مغزه‌های ماسه‌سنگی به سمت گاز دوستی از یک ترکیب نانوسیال فلورینه‌شده، استفاده کردند. نتایج آزمایش زاویه تماس آن‌ها تغییر زاویه تماس آب و هگزادکان از صفر درجه به ترتیب به ۱۳۳ و ۱۶۰ درجه بعد از درمان با نانوسیال را نشان داد [۱۹].

۲. ماده فعال سطحی فلورینه‌شده به منظور تغییر ترشوندگی به گاز دوستی

یکی از مواد فعال سطحی مؤثر برای افزایش میزان آب‌گریزی سطوح، مواد فعال سطحی فلورین دار است که در مطالعات ذخیره‌سازی گاز نیز به آن‌ها توجه ویژه‌ای شده است. این دسته از مواد از جانشینی یک یا چند اتم هیدروژن در امتداد شاخه‌های کربنی که بخش آب‌گریز ماده فعال سطحی را با فلورین تشکیل می‌دهد، مشتق می‌شوند [۲۰]. در این نوع ساختار، محل قرارگیری فلورین‌ها بر روی شاخه‌های کربنی، عملکرد خواص ماده فعال سطحی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. مواد فعال سطحی پرفلوئورینه‌شده، نوع نهایی از مواد فعال سطحی فلورینه‌شده هستند

1. Gas Condensate Wells
2. Fahes et al. 2007
3. Feng et al. 2012
4. Mousavi et al 2013
5. Contact Angle
6. Core Flood

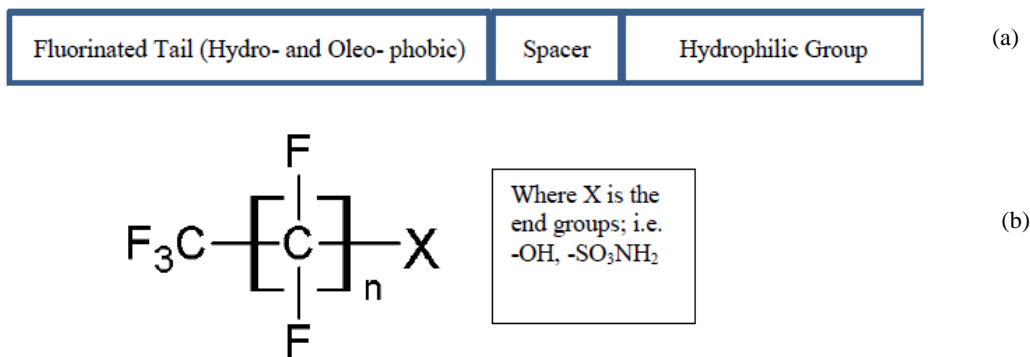
7. Aminnaji et al. 2015
8. Ni et al. 2018

سطحی غیر یونی، کاتیونی و یا آنیونی هستند. در این ساختار گروه X یک گروه دنباله است و ماهیت ترکیب را کنترل می‌کند. در نتیجه مواد فعال سطحی فلورینه‌شده، به دلیل وجود اتم‌های فلورین روی شاخه‌های هیدروکربنی و خواص یگانه آن‌ها، می‌تواند باعث خاصیت مایع‌گریزی شود و ترشوندگی سطح را به گاز دوستی تغییر دهد.

۳. تغییر ترشوندگی سنگ به سمت گاز دوستی

در مخازن گاز میعانی، تغییر ترشوندگی محیط متخلخل از نفت دوستی به سمت گاز دوستی می‌تواند منجر به افزایش دبی تولید گاز از مخزن و کاهش تجمع میعانات گازی در نواحی اطراف چاه تولیدی شود؛ اما برای سفره‌های آبی که از دیدگاه مخزنی دارای شرایط مستعد برای ذخیره‌سازی گاز هستند، هنگام تزریق ماده فعال سطحی در مخزن، امکان ایجاد دو فاز وجود دارد: فاز آبی که محیط متخلخل با آن اشباع شده است و فاز ماده فعال سطحی که با تغییر ترشوندگی محیط از آب دوستی به گاز دوستی باعث رهایی فیلم مایع از سطح سنگ می‌شود. با تزریق گاز به مخزن، فاز آب و فاز گاز در مخزن باهم در تعامل هستند و در اثر تغییر حالت ترشوندگی به حالت گاز دوستی، تمایل سطح سنگ برای دفع فیلم مایع افزایش می‌یابد. در نتیجه با آشام فاز گاز درون ماتریس سنگ، فاز آب موجود درون حفره‌های ماتریس تخلیه و ماتریس با فاز گاز اشباع می‌شود (شکل (۲)).

که در آن تمام اتم‌های هیدروژن که تأثیری بر ماهیت ساختار ترکیب یا گروه‌های عملکردی آن نخواهند داشت، با فلورین جای‌گزین شده‌اند. مواد فعال سطحی فلورین‌شده دارای خواص یگانه‌ای از جمله توانایی کاهش کشش سطحی در سامانه‌های آبی و پایداری شیمیایی و حرارتی بالا به‌ویژه هنگامی که در غلظت‌های پایین استفاده می‌شوند، هستند. در شکل (۱) - (a) شیمی مواد فعال سطح فلورینه‌شده، نشان داده شده است که شامل سه جنبه ساختاری متفاوت است: (۱) دم آب‌گریز/ اولئوفوبیک^۱ که شامل نسبت بالایی از فلورین است، (۲) گروه آب دوست و (۳) جداکننده که یک گروه آلی است و این دو بخش از ماده فعال سطحی را از هم جدا می‌کند [۲۱]. خواص فیزیکی شیمیایی ترکیبات آلی فلورین^۲ (FOCs) و ترکیبات آلی پرفلورین^۳ (PFCs) ناشی از الکترونگاتیوی بالای اتم‌های فلورین، انرژی بالای پیوند فلورین-کربن (C-F) (تقریباً ۴۶۶ kJ/mol) و قطر کوچک اتم‌های فلورین است [۲۲]. در نتیجه، FOCs و به‌ویژه PFCs ترکیبات پایداری است و مقاومت بالایی در برابر تجزیه به‌وسیله میکروبه‌ها، آبکافت و همچنین دماهای بالا دارد. مواد آلکیل‌شده پلی‌فلورین (R-X) ترکیباتی هستند که از یک زنجیره آلکیل آب‌گریز (R) با طول متغیر و یک گروه انتهایی آب دوست (X) تشکیل شده‌اند. زنجیره آلکیل آب‌گریز (R) می‌تواند تا حدی یا به‌طور کامل فلورینه شود. ساختار کلی در شکل (۱) - (b) پیداست. گروه انتهایی آب دوست می‌تواند خنثی، دارای بار مثبت یا منفی باشد و به دلیل ماهیت آمفی‌فیلیکی^۴ خود، عوامل فعال

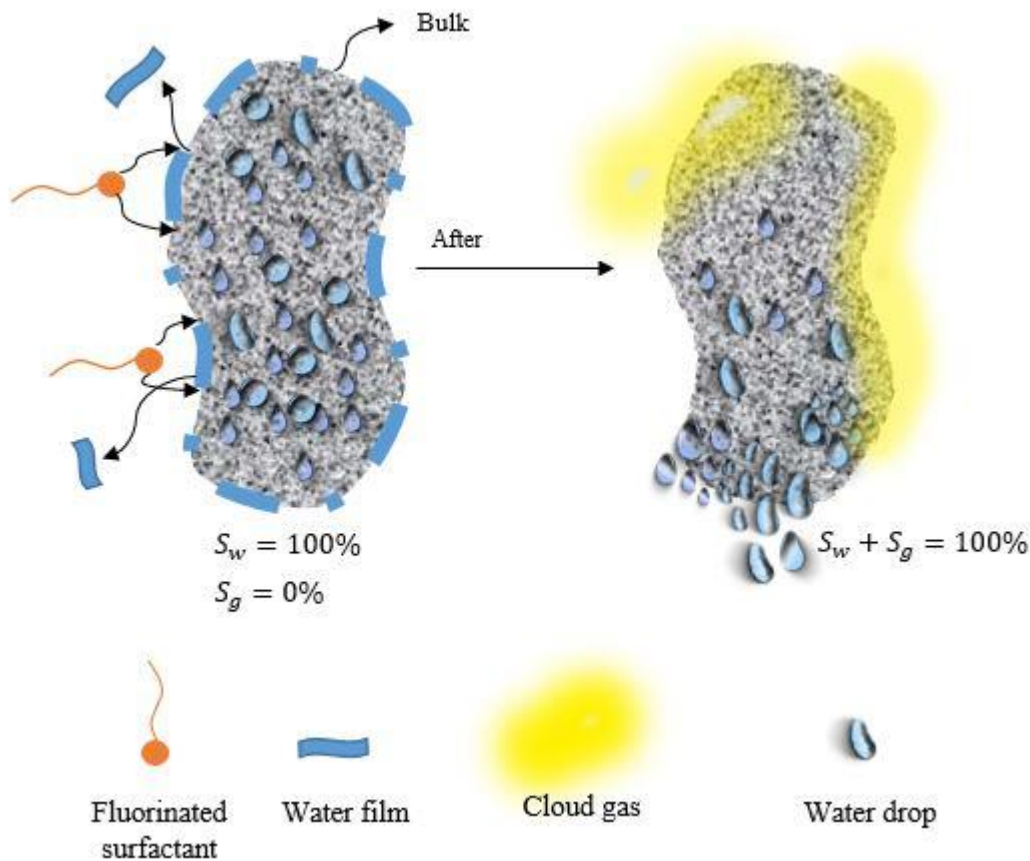


شکل ۱. (a) ساختار شیمیایی ماده فعال سطح فلورینه‌شده و (b) ساختار کلی مواد آلکیل‌شده پر فلورینه [۲۳].

Figure 1. (a) Fluorine surfactant chemical structure and (b) The general structure of perfluorinated alkylated materials [23].

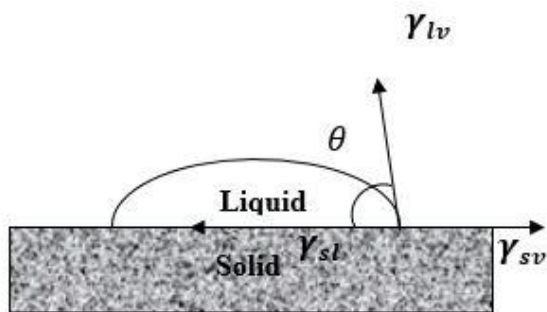
1. Hydrophobic/ Oleophobic Tail
 3. Perfluorine Organic Compounds (PFCs)

2. Fluorine Organic Compounds (FOCs)
 4. Amphiphilic



شکل ۲. تغییر ترشوندگی سطح سنگ با استفاده از ماده فعال سطحی به گاز دوستی: رهاشدن فیلم مایع از سطح سنگ و متعاقباً افزایش میزان ظرفیت ذخیره‌سازی در فضای متخلخل سنگ.

Figure 2. Rock surface wettability alteration to gas wetness: Release of liquid film from the rock surface and as a result increase of gas storage capacity through porous rock.



شکل ۳. طرحواره سامانه زاویه تماس قطره با سطح سنگ [۲۴].

Figure 3. Schematic of the drop contact angle system with the rock surface [24].

$$\gamma_{lv} \cos \theta_Y = \gamma_{sv} - \gamma_{sl} \quad (1)$$

که در آن γ_{lv} ، γ_{sv} و γ_{sl} به ترتیب کشش سطحی مایع-بخار، جامد-بخار و جامد-مایع و θ_Y زاویه تماس است [۲۴]. به‌طور کلی،

۳-۱ مفهوم زاویه تماس

اگر یک قطره سیال روی یک سطح جامد صاف و افقی قرار داشته باشد (شکل (۳))، زاویه تماس به‌عنوان زاویه‌ای است که از تقاطع فصل مشترک جامد-مایع و فصل مشترک بخار-مایع تشکیل می‌شود. این موضوع از نظر هندسی با اعمال یک خط مماس از نقطه تماس در امتداد رابط بخار-مایع در نیمرخ قطره به‌دست می‌آید. رابطی که در آن جامد، مایع و بخار وجود دارد، خط تماس سه‌فاز نامیده می‌شود که در شکل (۳) در قالب روش ترسیمی زاویه تماس نشان داده شده است.

طبق رابطه توماس یانگ^۲، زاویه تماس یک قطره مایع بر روی یک سطح جامد ایده‌آل با تعادل مکانیکی قطره، که تحت تأثیر سه کشش سطحی^۳ قرار دارد؛ به‌صورت رابطه (۱) تعریف می‌شود:

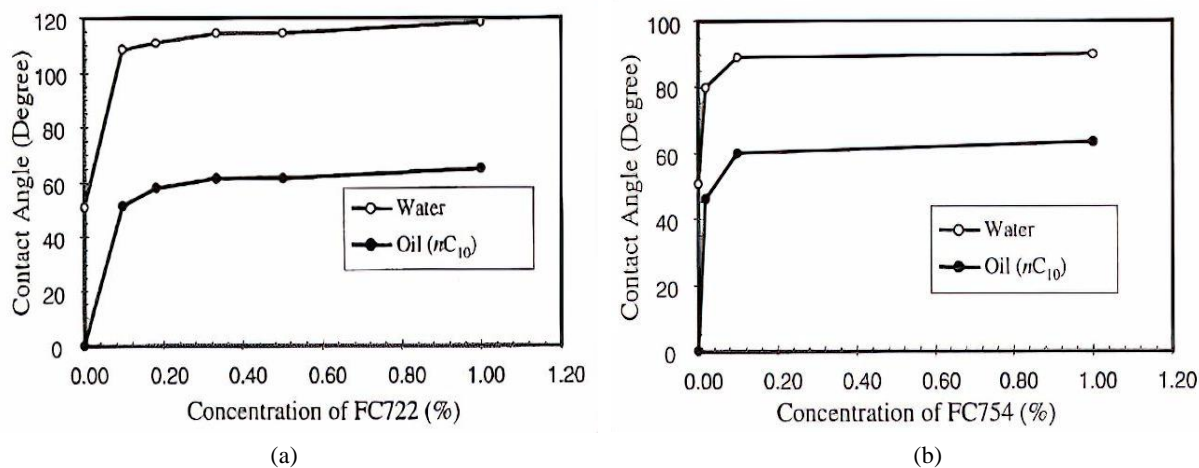
1. Three-Phase Contact Line
2. Thomas Young
3. Surface Tension

و FC-754 با غلظت ۰/۲ درصد وزنی استفاده کردند. آزمایش‌های زاویه تماس برای نمونه‌های کربناته نشان داد که زاویه تماس از ۰ درجه قبل از درمان برای آب و نرمال دکان به ترتیب به ۱۲۵ و ۶۰ درجه بعد از درمان تغییر یافت. آن‌ها تأثیر افزایش غلظت مواد شیمیایی را بر روی تغییرات زاویه تماس بررسی و مشاهده کردند که در غلظت‌های پایین، زاویه تماس به بیشترین مقدار خود می‌رسد (شکل (۴)) [۱۰].

پیشرفت‌های اخیر در زمینه نانوسیال‌ها نشان داده است که ذرات نانوسیلیکا و گروه‌های فلئوئوردار نانوسیال می‌تواند در زمینه تغییر ترشوندگی سطوح متخلخل بسیار کاربردی باشد. امین ناجی و همکاران برای تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته به گاز دوستی از یک نانوسیال استفاده کردند. در این کار بعد از درمان نمونه‌های کربناته در محلول حاوی ۲ درصد وزنی نانوسیال به مدت ۳ روز در دمای ۷۰ °C، نتایج زاویه تماس و انرژی آزاد سطح نمونه‌ها به صورت جدول (۱) گزارش شد [۱۸].

زاویه تماس کمتر از ۹۰ درجه، نشان می‌دهد که ترشوندگی نسبت به مایع مطلوب است و سیال در سطح وسیعی از سطح پخش می‌شود. در حالی که زوایای تماس بیشتر از ۹۰ درجه به این معنی است که ترشوندگی سطح نسبت به فاز مایع نامطلوب است؛ بنابراین سیال تماس خود را با سطح به حداقل می‌رساند و یک قطره مایع کروی شکل تشکیل می‌دهد. برای سطوح فوق آب‌گریز^۱، زوایای تماس مایع معمولاً بیشتر از ۱۵۰ درجه است که تقریباً هیچ تماسی بین قطره مایع و سطح را نشان نمی‌دهد [۲۵].

۳-۱-۱ زاویه تماس سنگ‌های کربناته و اثر دما بر روی زاویه تماس تجربه‌های محققان قبلی از آزمایش‌های زاویه تماس نشان داده است که استفاده از مواد فعال سطحی فلورینه‌شده در غلظت‌های پایین‌تر از غلظت بحرانی مایسل^۲ برای تغییر ترشوندگی به سمت گاز دوستی مؤثر است. لی و همکاران برای تغییر ترشوندگی نمونه‌های کربناته به سمت گاز دوستی از دو ماده فعال سطحی فلورینه‌شده FC-722



شکل ۴. زاویه تماس آب و نرمال دکان در حضور دو ماده فعال سطحی فلورینه مختلف؛
 (a) زاویه تماس FC-722 و (b) زاویه تماس FC-754 [۱۰].

Figure 4. Contact angle of normal decan and water in the presence of two different fluorine surfactants:
 (a) contact angle of FC-722 and (b) contact angle of FC-754 [10].

جدول ۱. زاویه تماس نمونه‌های ماسه‌ای و کربناته قبل و بعد از درمان با نانو سیلیکا.

Table 1. The contact angle of carbonate and sandstone samples before and after treatment with nano silica.

Sample	Carbonate rock				Sandstone			
	Untreated		Treated		Untreated		Treated	
	Water	Oil	Water	Oil	Water	Oil	Water	Oil
Static contact angle	0°	58°	95°	139°	0°	0°	104°	138°
Advancing contact angle	0°	81°	107°	140°	0°	47°	106°	142°
Receding contact angle	0°	0°	90°	110°	0°	0°	43°	115°
Pseudo- contact angle	0°	0°	60°	90°	0°	0°	90°	90°
Surface free energy (mN/m)	50.6		6.7		55.4		4.9	
				4.3			4.9	4.1

فوم برای کاربردهای تغییر ترشوندگی به سمت گاز دوستی بود. نتایج، پایداری مناسب فوم تشکیل شده با ماده فعال سطحی با نیمه عمر ۱۳ دقیقه‌ای را نشان می‌داد [۲۹].

۱-۲- زاویه تماس سنگ‌های ماسه‌ای و اثر زمان بر روی زاویه تماس

در هنگام اندازه‌گیری زاویه تماس، باید مدت زمان خاصی را اختصاص داد تا قطره بر روی سطح جامد به حالت پایدار برسد. حسین‌پور و همکاران در سال ۲۰۱۹ از یک ترکیب شیمیایی فلورین‌دار برای تغییر ترشوندگی یک سطح ماسه‌سنگی، از حالت مایع دوست به گاز دوست استفاده کردند. بعد از درمان نمونه ماسه‌سنگ با غلظت ۵ درصد وزنی از ماده شیمیایی مورد نظر، زاویه تماس آب و نرمال دکان بعد از گذشت یک دوره زمانی برای پایداری شدن قطره‌ها اندازه‌گیری شد. آن‌ها بعد از گذشت ۲۰ دقیقه برای پایداری قطره‌ها، تغییری در زاویه تماس قطره‌ها مشاهده نکردند. زاویه تماس آب بعد از ۱۸۰ دقیقه از قراردادن قطره بر روی بستر ماسه‌سنگی اندازه‌گیری شد و مقدار ۱۵۱ درجه به دست آمد. با این حال زاویه تماس نرمال دکان در دقایق اول ۱۱۰ درجه بود که بعد از گذشت ۲۰ دقیقه از قراردادن نرمال دکان بر روی بستر ماسه‌سنگی مقدار زاویه تماس به ۱۰۵ درجه کاهش یافت. در ادامه بعد از گذشت ۱۸۰ دقیقه، مقدار زاویه تماس نرمال دکان به ۱۰۱ درجه رسید. در این کار نتایج آزمایش‌های ریخت‌شناسی سطح سنگ نشان داد که ماده فعال سطحی در اثر جذب شیمیایی بر روی

محققان زیادی اثر مشخصه‌های فشار و دما را بر روی زاویه تماس بررسی کرده‌اند. نتایج آن‌ها نشان داده که دما عامل مهم‌تری نسبت به فشار در تغییرات زاویه تماس است. افزایش دما سبب تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از حالت آب دوستی به حالت ترشوندگی متوسط^۱ شده است. تأثیر دما بر روی هر سامانه با سامانه دیگر متفاوت است و در بیشتر موارد با افزایش دما زاویه تماس کاهش می‌یابد. هم‌چنین نتایج نشان داده است که افزایش دما علاوه بر کاهش زاویه تماس سامانه‌های کربناته، می‌تواند تأثیر منفی بر عملکرد نانوذرات برای تغییر ترشوندگی به گاز دوستی داشته باشد [۲۸، ۲۷، ۲۶]. نوروزی و همکاران در سال ۲۰۲۰ برای رفع تجمع ناخواسته میعانات گازی در اطراف چاه تولیدی یک مخزن گاز میعانی، شرایط تغییر ترشوندگی سنگ کربناته به حالت گاز دوستی را از راه به‌کارگیری یک ماده فعال سطحی آنیونی سنتز شده، در آزمایشگاه مطالعه کردند. در این کار برای بررسی جذب ماده فعال سطحی در محیط متخلخل از سیلاب‌زنی استفاده شد. اندازه‌گیری تغییرات زاویه تماس نرمال دکان (به‌عنوان فاز آلی مدل) در یک دوره زمانی ۳۰ تا ۲۴۰ دقیقه‌ای در دماهای ۳۱۳ تا ۳۷۳ درجه کلوین، تحت غلظت‌های مختلف از ماده فعال سطحی انجام گرفت. جدول (۲) مقادیر زاویه تماس قطره نرمال دکان را بر روی نمونه‌های کربناته درمان شده در محلول حاوی ماده فعال سطحی در دماهای مختلف نشان می‌دهد. یکی از مهم‌ترین دست‌آوردهای آن‌ها، کارکرد ماده فعال سطحی در خاصیت تشکیل

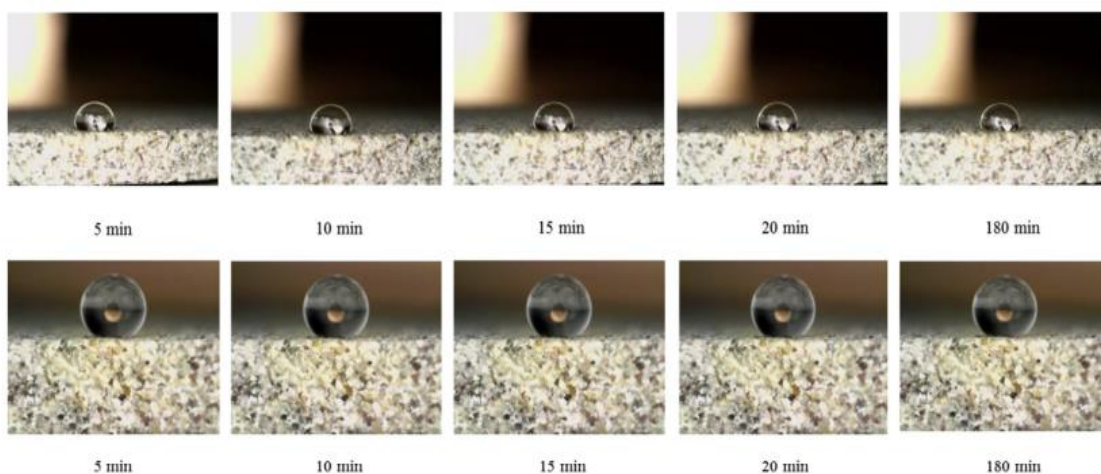
1. Intermediate Wet

بستر ماسه‌سنگی باعث کاهش انرژی آزاد سطح می‌شود و تغییر می‌دهد. در شکل (۵) زاویه تماس آب و نرمال دکان در یک ترشوندگی سطح سنگ را از حالت مایع‌دوست به گاز‌دوستی دوره زمانی ۱۸۰ دقیقه‌ای را نشان می‌دهد [۳۰].

جدول ۲. مقادیر زاویه تماس قطره نرمال دکان بر روی نمونه‌های کربناته درمان شده در محلول ماده فعال سطح با غلظت‌های متفاوت در دماهای ۳۱۳، ۳۴۳ و ۳۷۳.

Table 2. Liquid droplet contacts angle values on treated carbonate sections in surfactant solutions with different concentrations at 313, 343 and 373 K°.

Temperature, K°	Treatment time, min	Contact angle at different surfactant concentrations, degree						
		500 ppm	1500 ppm	2500 ppm	3500 ppm	4500 ppm	5500 ppm	6500 ppm
313	30	75.28	87.29	92.94	101.83	101.94	102.85	103.22
	60	81.67	92.72	98.61	108.04	110.48	111.06	112.76
	120	88.45	100.03	105.39	114.86	115.27	115.97	116.21
	240	94.08	105.56	112.70	121.97	122.17	124.61	124.72
343	30	96.41	81.07	86.05	91.70	91.80	92.45	92.76
	60	72.36	86.65	90.94	100.39	102.14	102.70	103.69
	120	79.01	93.40	101.96	106.80	106.95	107.06	107.77
	240	88.22	100.79	108.71	111.72	113.85	115.77	116.79
373	30	61.14	75.09	86.19	87.94	88.25	88.91	89.20
	60	69.43	81.60	91.32	93.12	93.50	93.81	95.07
	120	73.22	89.15	96.60	99.79	101.39	102.17	102.29
	240	77.08	94.58	100.11	106.03	112.72	114.91	115.48



شکل ۵. زاویه تماس استاتیک در یک دوره زمانی برای سامانه آب- هوا (شکل پایین) و سامانه نرمال دکان- هوا (شکل بالا) بعد از درمان با ماده شیمیایی [۳۰].

Figure 5. Static contact angles over a period of time for water-air system (below) and n-decane-air system (above) on sandstone thin section after treatment [30].

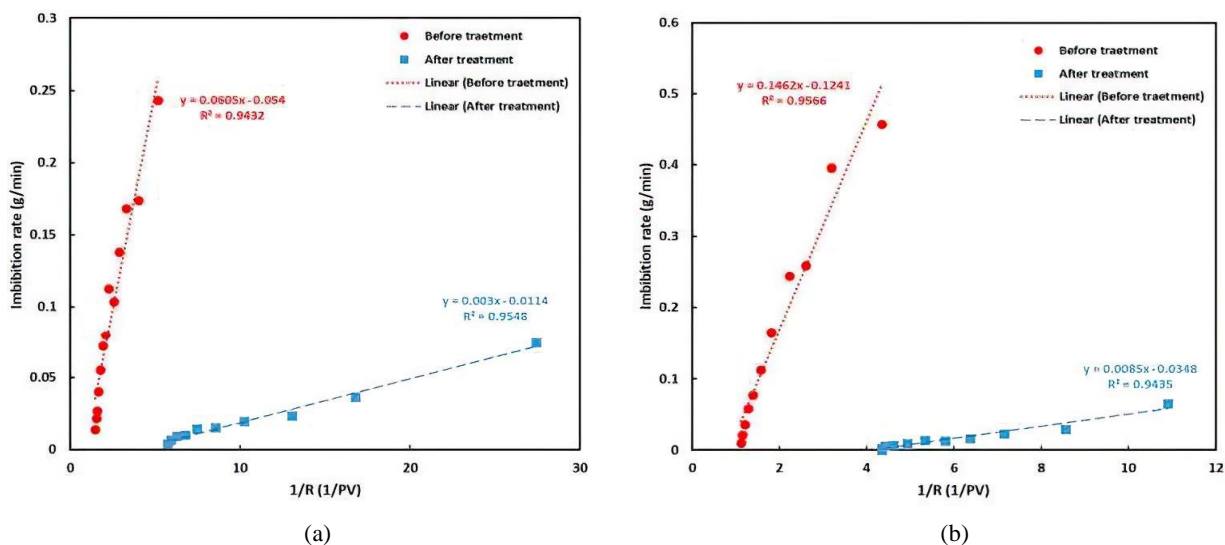
۴. مفهوم آشام خودبه‌خودی

جابه‌جایی فاز غیر ترشونده به‌وسیله فاز ترشونده در یک بلوک ماتریس، پدیده آشام خودبه‌خودی^۱ نامیده می‌شود که در مطالعات تغییر ترشوندگی به سمت گاز دوستی در سفره‌های زیرزمینی دارای شرایط مستعد برای ذخیره‌سازی، فاز گاز فاز تر و فاز آب فاز غیر تر است. آشام خودبه‌خودی یکی دیگر از روش‌های مطمئن‌تر برای بررسی ترشوندگی سنگ مخزن است. معمولاً برای تکمیل مطالعات ترشوندگی، بعد از آزمایش‌های زاویه تماس، آزمایش آشام خودبه‌خودی و سیلاب‌زنی مغزه انجام می‌شود.

شایسته و همکاران در سال ۲۰۲۱ برای تغییر ترشوندگی تکه‌های نازک کربناته به سمت گاز دوستی از یک نانوذره فلورینه‌شده، استفاده کردند. آن‌ها آزمایش آشام آب و نرمال دکان به‌درون نمونه پلاگ کربناته را در دو مرحله انجام دادند؛ مرحله اول قبل از درمان و مرحله دوم بعد از درمان با نانوذره بود. شکل (۶-ا) آشام آب به‌درون نمونه پلاگ را نشان می‌دهد که در یک زمان کوتاه، منحنی آشام یک شیب بسیار تند رو به بالا دارد. بعد از درمان شیب منحنی

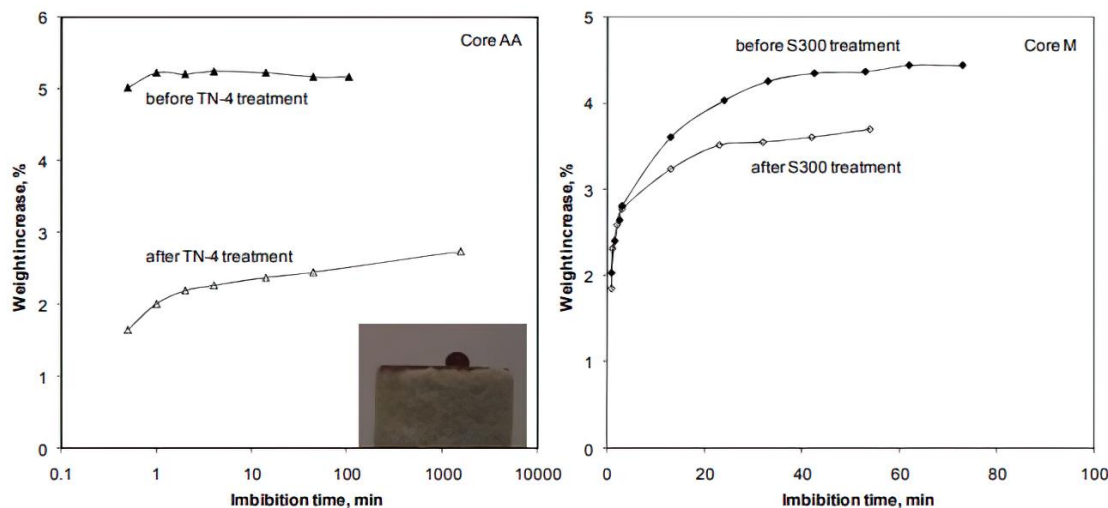
آشام آب، بسیار کاهش می‌یابد و مدت‌زمانی طول می‌کشد تا مایع به‌درون پلاگ نفوذ کند. در شکل (۶-ب) آشام نرمال دکان به‌درون نمونه پلاگ نشان داده شده که مانند قبل، بعد از درمان با نانوذره، شیب منحنی آشام نرمال دکان بسیار کم شده است. با مقایسه شکل‌های (۶-ا و b) آشام آب به‌درون نمونه پلاگ بعد از درمان، نسبت به آشام نرمال دکان مقداری بیشتر بوده است [۳۱].

زی و همکاران در سال ۲۰۰۸ برای بررسی اثر انسداد نواحی اطراف چاه‌های ذخیره‌ساز گاز به‌وسیله آب^۲ راه‌حل تغییر ترشوندگی به سمت گاز دوستی را پیشنهاد دادند. آن‌ها در کار خود از هفت نوع ماده فعال سطح در تغییر ترشوندگی نواحی اطراف چاه‌های ذخیره‌سازی به سمت گاز دوستی استفاده کردند. دو نوع از این مواد فعال سطح با نام‌های تجاری S300 و TN-4 برای تغییر ترشوندگی انتخاب شدند. نتایج آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی آب نشان داد که عملکرد TN-4 نسبت به S300 در تغییر ترشوندگی بهتر بود (شکل (۷)(۳۲)).



شکل ۶. آشام خودبه‌خودی سامانه آب- هوا (a) و سامانه نرمال دکان- هوا (b) [۳۱].

Figure 6. Spontaneous imbibition data and model predictions for (A) water/air system and (B) n-decane/air system [31].



شکل ۷. آشام خودبده خودی آب قبل و بعد از درمان با استفاده از مواد فعال سطح [۳۲].

Figure 7. Spontaneous imbibition of formation water before and after surfactant treatments [32].

جدول (۳) خلاصه‌ای را از مواد فعال سطح مورد استفاده برای خصوصیات پتروفیزیکی و نوع سنگ به همراه شرکت سازنده آن‌ها نشان داده شده است.

گازدوست کردن سطوح متخلخل در کارهای محققان قبلی، نشان می‌دهد. در این جدول انواع مختلف ماده فعال سطحی براساس

جدول ۳. خلاصه‌ای از مواد فعال سطح فلورینه‌شده مورد استفاده در زمینه گازدوستی در تحقیقات پیشین.

Table 3. A summary of fluorinated surfactants used in the field of gas wetness in previous research.

Type of surfactant	Formation	Temp.	Permeability	Porosity%	Manufacturing company	Reference
FC-754	Berea	Room	500 -1000 md	21	3M	Li and Firoozabai (2000b) [17]
11-12P	Berea	140°C	600-700 md	22	3M	Noh and Firoozabai (2008) [33]
A5 , A6	Berea	260°F	0.5-175 md	-	-	Panga et al. (2007) [34]
FC-4430	Berea	275°F	160-270 md	20	Dow chemical company	Bang et al (2010) [35]
Z8	Berea	140°C	600-700 md	21	Dow chemical company	Wu and Firoozabai (2010) [36]
Stepanquat 300	Sandstone	-	63-109 md	11.2-12	Stepan	Xie, Xina et al (2008) [32]
Witcolate 1276	Sandstone	-	63-109 md	11.2-12	AkzoNobel	Xie, Xina et al (2008)
Witconic 1298	Sandstone	-	63-109 md	11.2-12	AkzoNobel	Xie, Xina et al (2008)
FC-4432	Sandstone	-	63-109 md	11.2-12	3M Novec	Xie, Xina et al (2008)
FC-4434	Sandstone	-	63-109 md	11.2-12	3M Novec	Xie, Xina et al (2008)
Tomadry N-4	Sandstone	-	63-109 md	11.2-12	TN-4	Xie, Xina et al (2008)
FG24 and FG90	Quartz	-	150 md	-	Sinopharm chemical	Wang, et al (2015) [37]
Zonyl UR	Carbonate	-	4.59 md	28.3	ABCR Manufacturing	Karandish et al (2015) [38]
FC911	Sandstone	-	-	-	-	Wang, et al (2013) [39]
FG40	Sandstone	-	-	-	-	Wang, et al (2013)

۵. نتیجه‌گیری

- the world", Iranian, Chemical Engineering Journal. Vol. 12, No. 67, pp. 46-56, In Persian, (2013).
- [2] Ben Hania, W., Postec, A., Aullo, T., Ranchou-Peyruse, A., Erauso, G., Brochier-Armanet, C., Hamdi, M., Ollivier, B., Saint-Laurent, S., Magot, M., Fardeau, M., "Mesotoga infera sp. nov., a mesophilic member of the order Thermotogales, isolated from an underground gas storage aquifer", International Journal of Systematic and Evolutionally Microbiology. Vol. 63, pp. 3003-3008, (2013).
- [3] Mohamadi-Baghmolaei, M., Sakhaei, Z., Azin, R., Osfouri, S., Zendejboudi, S., Shiri, H., Duan, X., "Modeling of well productivity enhancement in a gas-condensate reservoir through wettability alteration: A comparison between smart optimization strategies", Journal of Natural Gas Science & Engineering. Vol. 94, pp. 104059-104099, (2021).
- [4] Tuan, A., Yifeng, W., "Molecular Origin of Wettability Alteration of Subsurface Porous Media upon Gas Pressure Variations. ACS Applied Materials and Interfaces", Vol. 34, pp. 41330-41338, (2021).
- [5] Weiss, W., Xie, X., "Field Test of Wettability Alteration to Increase the Flow Rate from Aquifer Gas Storage Wells", SPE Eastern Regional Meeting. Vol. 94, pp. 104059-104099, (2021).
- [6] Azadi Tabar, M., Shafiei, Y., Shayesteh, M., Dehghan Monfared, A., Ghazanfari, M., "Wettability alteration of calcite rock from gas-repellent to gas-wet using a fluorinated nanofluid: A surface analysis study", Journal of Natural Gas Science and Engineering. Vol. 83, pp. 103613-103625, (2020).
- [7] Tang, G., Firoozabadi, A., "Relative Permeability Modification in Gas/Liquid Systems Through Wettability Alteration to Intermediate Gas Wetting", SPE Reservoir Evaluation and Engineering, Vol. 5, pp. 427-436, (2002).
- [8] Lin, J., Kewen, L., Xiaohong S., Lipeng Z., Jianshe, L., "Application of gas wettability alteration to improve methane drainage performance: A case study", International Journal of Mining Science and Technology. Vol. 21, pp. 621-629, (2021).
- [9] Wardlaw, N. C., McKellar, M., "Wettability and Connate Water Saturations in Hydrocarbon Reservoirs with Bitumen Deposits", Journal of petroleum science and engineering. Vol. 20, pp. 141-147, (1998).
- [10] Kewen, L., Firoozabadi, A., "Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects", SPE Reservoir Evaluation Engineering. Vol. 3, pp. 139-149, (2000).
- [11] Fahes, M., Firoozabadi, A., "Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting in Gas-Condensate Reservoirs at High Temperatures", SPE Journal. Vol. 12, pp. 397-407, (2007).
۱. سفره‌های آبی زیرزمینی در صورت داشتن شرایط مستعد برای ذخیره‌سازی از جمله وجود پوشش سنگ در حدود ۰/۱ میلی داری، عمق مناسب و غیره، یکی از گزینه‌های خوب برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی به‌شمار می‌رود؛ زیرا حضور آب موجود در این نوع از مخازن مانع از فرار احتمالی گاز ذخیره‌شده، خواهد شد.
۲. در تغییر ترشوندگی به سمت گاز دوستی مشخصه‌های کلیدی، از جمله حالت ترشوندگی، شعاع درمان و زمان درمان، تأثیر بسزایی در روند ترشوندگی دارد.
۳. با استفاده از مواد فعال سطح فلورینه‌شده می‌توان ترشوندگی سطوح متخلخل را از حالت مایع دوستی به گاز دوستی تغییر داد؛ زیرا این مواد به دلیل حضور اتم‌های فلئور روی شاخه‌های هیدروکربنی باعث کاهش بسیار زیاد انرژی آزاد سطح می‌شود. در نتیجه فیلم مایع از سطح سنگ رها می‌شود و سطح سنگ، پذیرای فاز گاز می‌شود.
۴. زبری سطح یکی از مشخصه‌های مهم در اندازه‌گیری زاویه تماس به‌شمار می‌رود. هرچه زبری سطوح متخلخل بیشتر باشد، اندازه‌گیری زاویه تماس با خطای بیشتری مواجه خواهد بود.
۵. در مواقعی که زاویه تماس آب بیشتر از ۱۵۰ درجه باشد، سطح سنگ فوق آب‌گریز است و حالت گاز دوستی فوق‌العاده^۱ ایجاد می‌شود که تقریباً هیچ تماسی بین سطح و قطره وجود ندارد.
۶. در غلظت‌های پایین از مواد فعال سطح برای درمان نمونه مغزه‌های کربناته و ماسه‌ای به حالت گاز دوستی، زاویه تماس قطره با سطح سنگ معمولاً به بیشترین مقدار خود می‌رسد.
۷. دما نسبت به فشار، یک عامل مهم در اندازه‌گیری زاویه تماس است؛ معمولاً افزایش دما باعث کاهش زاویه تماس می‌شود.
۸. اندازه‌گیری آشام خودبه‌خودی برای بررسی میزان تغییر ترشوندگی یکی از راه‌کارهای مطمئن‌تر نسبت به اندازه‌گیری زاویه تماس به‌شمار می‌رود.

مرجع

- [1] Shafii, N., Pakizeh, M., Razavi Sarasia, A., "Studying and investigating the status of natural gas storage in underground reservoirs in Iran and other countries of

1. Ultra Gas-Wetting

- [12] Chunyan, F., Ying, K., Guancheng, J., Jinrong, Y., Chunsheng, P., Yuzhong, Z., "Wettability modification of rock cores by fluorinated copolymer emulsion for the enhancement of gas and oil recovery", *Applied Surface Science*. Vol. 258, pp. 7075-7081, (2012).
- [13] Mousavi, M. A., Hassanajili, S., Rahimpour, M. R., "Synthesis of fluorinated nano-silica and its application in wettability alteration near-wellbore region in gas condensate reservoirs", *Applied Surface Science*. Vol. 273, pp. 205-214, (2013).
- [14] Drelich, J., Miller, J. D., "Modification of the cassie equation", *Langmuir* Vol. 9, pp. 619-621, (1993).
- [15] Heitich, L., Passos, J., Cardoso, E., da Silva, M., Klein, A., "Nucleate boiling of water using nanostructured surfaces", *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*. Vol. 36, pp. 181-192, (2014).
- [16] Dongsheng, W., Michael, C., Xiao, H., Guiping, L., "Boiling heat transfer of nanofluids: the effect of heating surface modification", *International Journal of Thermal Sciences*. Vol. 50 pp. 480-485, (2011).
- [17] Li, W., Amirfazli, A., "Microtextured superhydrophobic surfaces: a thermodynamic analysis", *Advances in Colloid and Interface Science*. Vol. 132, pp. 51-68, (2007).
- [18] Aminnaji, M., Fazeli, H., Bahramian, A., Gerami, S., Ghojavand, H., "Wettability Alteration of Reservoir Rocks from Liquid Wetting to Gas Wetting Using Nanofluid", *Transport in Porous Media*. Vol. 109, pp. 201-216, (2015).
- [19] Ni, X., Jiang, G., Liu, F., Deng, Z., "The synthesis of an amphiphobic nanofluid with a novel structure and its wettability alteration on low-permeability sandstone reservoirs", *Energy and Fuels*. Vol. 32, pp. 4747-4753, (2018).
- [20] Lehmler, H. J., "Synthesis of environmentally relevant fluorinated surfactants-a review", *Chemosphere* Vol. 58, pp. 1471-1496, (2005).
- [21] Buck, R. C., Murphy, P. M., Pabon, M., "Chemistry, Properties, and Uses of Commercial Fluorinated Surfactants", *Polyfluorinated Chemicals and Transformation Products*. Vol. 17, pp. 1-24, (2011).
- [22] Mikami, K., Itoh, Y., Yamanaka, M., "Fluorinated carbonyl and olefinic compounds: basic character and asymmetric catalytic reactions", *Chemical Reviews*. Vol. 104, pp. 1-16, (2003).
- [23] Pabon, M., Corpart, J. M., "Fluorinated surfactants: synthesis, properties, effluent treatment", *Journal of Fluorine Chemistry*. Vol. 114, pp. 149-156, (2002).
- [24] Kwok, D. Y., Neumann, A. W., "Contact angle measurement and contact angle interpretation", *Advances in Colloid and Interface Science*. Vol. 81, pp. 167-249, (1999).
- [25] Bracco, G., Holst, B., "Contact Angle and Wetting Properties", *Surface Science Techniques*. Vol. 51, pp. 3-34, (2013).
- [26] Najafi, A., Barati, A., Soleymanzadeh, A., Samadi, S. J., Roshani, B., Yari, A., "Experimental investigation of effect of temperature and pressure on contact angle of four Iranian carbonate oil reservoirs", *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 142, pp. 77-84, (2016).
- [27] Wang, W., Gupta, A., "Investigation of the effect of temperature and pressure on wettability using modified pendant drop method," proceedings of the 22nd SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 441, pp. 30544-30554 (1995).
- [28] Taha, M. O., Abdul-Jalil, A. S., "Effect of Temperature and Pressure on Interfacial Tension and contact Angle of Khuff Gas Reservoir, Saudi Arabia," proceedings of the 4th SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 848, pp. 136934-136945 (1995).
- [29] Nowrouzi, I., Mohammadi, A. H., Manshad, A. K., "Effect of a synthesized anionic fluorinated surfactant on wettability alteration for chemical treatment of near-wellbore zone in carbonate gas condensate reservoirs", *Petroleum Science*. Vol. 17, pp. 1655-1668, (2020).
- [30] Hoseinpour, S. A., Madhi, M., Norouzi, H., Soltani Soulgani, B., Mohammadi, A. H., "Condensate blockage alleviation around gas-condensate producing wells using wettability alteration", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Vol. 62, pp. 214-223, (2019).
- [31] Shayesteh, M., Azadi Tabar, M., Shafiei, Y., Fakhroueian, Z., Ghazanfari, M. H., "On the adsorption behavior of a fluorochemical onto carbonate rock with the application of wettability alteration to a gas wetting condition", *Journal of Molecular Liquids*. Vol. 326, pp. 115031-115049, (2021).
- [32] Xie, X., Liu, Y., Sharma, M. M., Weiss, W., "Wettability Alteration to Increase Deliverability of Gas-Storage Wells", proceedings of the 11th SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 200, pp. 211-219 (2008).
- [33] Noh, M. H. Firoozabadi, A., "Wettability Alteration in Gas-Condensate Reservoirs to Mitigate Well Deliverability Loss by Water Blocking", *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. Vol. 11, pp. 676-685, (2008).
- [34] Panga, K. R., Ismail, S., Cheneviere, P., Samuel, M., "Preventive Treatment for Enhancing Water Removal

- from Gas Reservoirs by Wettability Alteration", Proceedings of the 14th SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 187, pp. 152-161 (2007).
- [35] Vishal, B., Sundar, S., Gary, P., Mukul, S., Jimmie, B., Mohabbat, A., "A New Solution to Restore Productivity of Gas Wells with Condensate and Water Blocks", SPE Reservoir Evaluation and Engineering. Vol. 13, pp. 323-331, (2010).
- [36] Wu, S., Firoozabadi, A., "Effect of Salinity on Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting", SPE Reservoir Evaluation and Engineering. Vol. 13, pp. 228-245, (2010).
- [37] Wang, Y., Jin, J., Ma, L., Li, L., Zhao, X., "Influence of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting on Displacement Efficiency at Elevated Temperatures", Journal of Dispersion Science and Technology. Vol. 36, pp. 1274-1281, (2014).
- [38] Karandish, G. R., Rahimpour, M. R., Sharifzadeh, S., Dadkhah, A. A., "Wettability alteration in gas-condensate carbonate reservoir using anionic fluorinated treatment", Chemical Engineering Research and Design. Vol. 93, pp. 554-564, (2015).
- [39] Wang, Y. L., Ma, L., Bai, B. j., Jiang, G., Jin, J. F., Wang, Z. B., "Wettability Alteration of Sandstone by Chemical Treatments", Journal of Chemistry. Vol. 2013, pp. 1-8, (2013).