

ازدیاد برداشت نفت از سنگ‌های کربناته به وسیله آشام خودبه‌خودی محلول‌های سورفکتانت

حسین قجاوند*⁺، علیرضا نورمحمد

تهران، شرکت ملی نفت ایران، پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن

چکیده: به منظور ارزیابی ترکیب‌های فعال سطحی در تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته مخازن نفت ایران برای استفاده در عملیات ازدیاد برداشت نفت، دو نمونه سورفکتانت از نوع آنیونی و کاتیونی به ترتیب سدیم دودسیل سولفات و هگزادسیل تری‌متیل آمونیوم برمید مورد آزمایش‌های آشام قرار گرفت. بررسی تغییر ترشوندگی با محلول‌های سورفکتانت و افزایش ضریب برداشت نفت در شرایط شبیه‌سازی شده به یک مخزن نفت در حوزه فلات قاره ایران به عنوان مخزن هدف و با استفاده از نمونه‌های سنگ و سیال مخزن مورد نظر صورت گرفت. محلول‌های سورفکتانت با استفاده از آب تزریقی به این مخزن تهیه شد و نتیجه‌های به دست آمده از آشام خودبه‌خودی آنها و در نتیجه بازده برداشت نفت با نتیجه به دست آمده از بازده برداشت نفت توسط آشام آب تزریقی بدون سورفکتانت مورد مقایسه قرار گرفت. نتیجه‌های به دست آمده نشان دهنده پتانسیل بالای سورفکتانت کاتیونی در غلظت‌های بالای CMC در افزایش برداشت نفت به واسطه آشام خودبه‌خودی است. آشام آب شور در دمای بالای مخزن نیز منجر به بازده برداشت بالایی از نفت شد که میزان آن به تقریب معادل با بازده برداشت نفت به واسطه آشام سورفکتانت آنیونی است. نتیجه‌های پژوهش نشان‌دهنده اهمیت توجه به پدیده آشام در مخازن نفت‌تر به ویژه در حالت شکاف دار می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، آشام، سورفکتانت، کشش سطحی، ترشوندگی.

KEY WORDS: Enhanced oil recovery, Imbibition, Wettability, Surfactant, Surface tension.

مقدمه

افزایش دهند. از آنجایی که ترشوندگی بیشتر مخازن کربناته دنیا به صورت ترشوندگی خنثی تا ترجیحی نفت‌تر شناخته شده است در نتیجه تزریق معمولی آب به عنوان یک روش برداشت موفقیت‌آمیز نفت در نظر گرفته نمی‌شود [۴ - ۱]. در مخازن کربناته شکافدار نفت‌تر، در قسمت‌هایی که مورد سیلاب‌زنی با آب قرار می‌گیرد اغلب درصد اشباع نفت باقیمانده بالا بوده و در نتیجه روش تزریق آب مؤثر نمی‌باشد. در این حالت اعمال یک اختلاف فشار بالا سرتاسر ماتریس امکان‌پذیر نیست و نفت به واسطه فشار مویبندی

تولید طبیعی نفت در مخازن کربناته شکافدار نفت‌تر به طور معمول پایین است. این میزان تولید نفت که به واسطه تخلیه فشار انجام می‌شود، بسته به فشار اولیه و تراکم پذیری سیال‌ها، به کمتر از ۲۰٪ نفت اولیه درجا می‌رسد [۱]. در نتیجه بهبود برداشت نفت از مخازن کربناته شکافدار با تراوایی پایین همواره یک چالش بزرگ فراروی شرکت‌های نفتی بوده است و این شرکت‌ها همواره سعی داشته‌اند تا با به کارگیری روش‌های گوناگون ازدیاد برداشت این میزان کم برداشت از مخازن نفت را به میزان چشمگیری

*E-mail: hosseinghojavand@gmail.com , h_ghojavand@aut.ac.ir

*عهده دار مکاتبات

اخیر این دسته از مواد را به لحاظ کارایی در تغییر ترشوندگی و مکانیسم عمل با گروه‌های دیگری از سورفکتانت‌ها مورد مقایسه قرار داده‌اند. در این زمینه /ستندنس و /وستند در سال ۲۰۰۰ میلادی، مکانیسم شیمیایی تغییر ترشوندگی یک سنگ مخزن گچی با تراوایی پایین با استفاده از مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی از حالت نفت‌تر به آب‌تر را به وسیله محاسبه شاخص آموت - هاروی و زاویه تماس مورد بررسی قرار دادند. نتیجه‌های این پژوهشگران نشان داد که سورفکتانت‌های کاتیونی نوع $R-N(CH_3)_3Br$ و $R-NH_3Cl$ می‌توانند ترشوندگی سطح سنگ را از طریق یک فرایند برگشت‌ناپذیر و اجذبی کربوکسیلات‌های جذب شده در سطح کربناته به وسیله یک مکانیسم جفت - یون ایجاد شده بین سورفکتانت کاتیونی و یون منفی کربوکسیلات، از حالت به طور کامل نفت‌تر به شرایط آب‌تر تغییر دهند. این پژوهشگران همچنین دریافتند که بر خلاف سورفکتانت‌های نوع کاتیونی، سورفکتانت‌های آنیونی به طور کلی قادر به واجذب نمودن کربوکسیلات‌های آلی جذب شده روی سطح سنگ گچی برای تغییر ترشوندگی به یک شکل برگشت‌ناپذیر نمی‌باشند [۱۳].

از آنجایی که ترشوندگی بیش از ۸۰٪ مخازن کربناته دنیا در محدوده خنثی تا نفت‌تر می‌باشد [۱۱] این ویژگی باعث عدم تولید مقدار زیادی از نفت درجا در این مخازن بعد از عملیات سیلابزنی می‌شود. در نتیجه افزودن مواد فعال سطحی به فاز آبی جهت تغییر ترشوندگی سطح این سنگ‌ها می‌تواند منجر به افزایش ضریب برداشت نفت شود. این مواد افزون بر تغییر ترشوندگی باعث کاهش کشش بین‌سطحی و افزایش بازده جابه‌جایی میکروسکوپی نفت نیز می‌شوند. استفاده ترکیبی از این دو مکانیسم در سنگ‌های کربناته در مقاله‌های علمی مورد بحث قرار گرفته شده است [۲۱، ۶].

با توجه به نزدیک شدن مخازن نفت ایران به نیمه دوم عمر خود و در نتیجه کاهش تولید با استفاده از انرژی طبیعی مخزن، توجه به روش‌های گوناگون برداشت نفت و پژوهش بر روی آنها یک ضرورت می‌باشد. در نتیجه انجام این پژوهش به دلیل شرایط مخازن نفت ایران به لحاظ ترشوندگی و شکافدار بودن، از اهمیت بالایی برخوردار خواهد بود.

بخش تجربی

تهیه نمونه سنگ و تعیین ویژگی‌های آن

نمونه‌های سنگ و سیال، از یک مخزن نفت واقع در مجموعه میادین شرکت نفت فلات قاره در شمال غربی خلیج فارس تهیه شد.

در درون ماتریس باقی می‌ماند [۵]. در این مخازن میزان موفقیت فرایند به طور عموم به آشام خودبه‌خودی آب از شکاف‌ها به داخل بلوک‌های ماتریس که به وسیله نیروهای موینگی کنترل می‌شود ارتباط دارد و آن نیز به شدت به شرایط ترشوندگی سنگ مخزن وابسته است [۸ - ۶، ۳، ۱]. مطالعه‌های آزمایشگاهی نشان داده است که در سنگ‌های با ترشوندگی آب‌تر و ترشوندگی مختلط به علت فشار موینگی مثبت زیاد، آشام آب به خوبی انجام می‌شود. در این حالت شکاف‌ها همانند ناحیه‌های انتقال هم برای تزریق آب و هم برای جابه‌جایی نفت عمل خواهند کرد [۹-۱۲]. ولی در حالت مخازن شکافدار نفت‌تر، جابه‌جایی فاز نفت (فاز ترکنده) به وسیله آب باید به واسطه فرایند ریزش صورت بگیرد که تحت تأثیر نیروهای گرانیوی یا ثقل انجام می‌شود. این پدیده نیز به طور معمول در یک فرایند تولید واقعی از یک مخزن شکافدار با تراوایی پایین به لحاظ فیزیکی امکان‌پذیر نیست. در نتیجه آشام خودبه‌خودی آب در این نوع مخازن به علت مقدار فشار موینگی پایین یا منفی به عنوان یک روش بهبود برداشت نفت مورد ملاحظه قرار نمی‌گیرد. در این حالت آب تزریق شده مسیر شکاف‌ها را از چاه تزریق تا چاه تولید بدون جابه‌جا نمودن مقدار زیادی نفت طی خواهد نمود و در نتیجه آب به سرعت از طریق چاه‌های تولید خارج شده و بازده جاروب نفت پایین خواهد بود [۱۴، ۱۳].

در سال‌های اخیر مطالعه‌های آزمایشگاهی نشان داده که افزودن مواد فعال سطحی معینی به آب تزریقی می‌تواند ترشوندگی را از حالت نفت‌تر به شرایط آب‌تر تغییر دهد و این پدیده منجر به آشام خودبه‌خودی فاز آبی به داخل سنگ می‌شود. این آشام خودبه‌خودی که در یک رژیم جریان غیر همسو متاثر از نیروهای موینگی رخ می‌دهد منجر به برداشت حدود ۷۰٪ نفت درجا شده است در حالی که وقتی آب شور بدون مواد فعال سطحی در طی همان مدت زمان تزریق شد تنها ۱۰٪ برداشت نفت به دست آمد [۱۳، ۹، ۳].

آشام خودبه‌خودی به عنوان یک روش مهم برداشت نفت در مخازن با تراوایی پایین در میادین نفت نیز مورد ملاحظه قرار گرفته است که به عنوان مثال می‌توان به میدان Ekofisk در دریای شمال اشاره کرد [۱۷ - ۱۵].

از جمله مواد فعال سطحی که قابلیت تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته نفت‌تر را داشته‌اند سورفکتانت‌های کاتیونی با ساختارهای گوناگون می‌باشند [۱۹، ۱۸، ۱۴، ۱]. پژوهشگران در سال‌های

جدول ۱- تجزیه نمونه سنگ مخزن تحت مطالعه.

میزان (% w/w)	ترکیب	میزان (% w/w)	ترکیب	میزان (% w/w)	ترکیب
۰/۰۱۵	TiO ₂	۰/۴	SO ₃	۵۴/۳	CaO
۰/۰۸۷	Cr ₂ O ₃	۰/۰۳۳	Cl	۰/۲	MgO
۰/۱۳	Fe ₂ O ₃	۰/۰۱۸	K ₂ O	۰/۰۰۲۵	P ₂ O ₅
۰/۰۰۸۳	ZnO	۰/۰۱۲	MnO	۰/۰۰۸۲	Al ₂ O ₃
۴۴/۶	L.O.I *	۰/۰۱۷	CuO	۰/۰۰۲۶	NiO
		۰/۰۳۲	Sc ₂ O ₃	۰/۰۱۷	SrO

* Loss on ignition

جدول ۲- ویژگی‌های سنگ کربناته تهیه شده از مخزن تحت مطالعه مورد استفاده در آزمایش‌های آشام.

شماره نمونه	L (cm)	D (cm)	φ (%)	k (md)	PV (ml)
Dr-1	۶۹/۵	۳۸/۲	۱۳/۷	۰/۸	۱
Dr-2	۶۸/۸	۳۸/۶	۱۴/۸	۱/۱	۱۲
Dr-3	۶۹/۲	۳۸/۵	۱۴	۰/۸۳	۱۱/۳
Dr-6	۶۸/۲	۳۸/۶	۱۴/۶	۱	۱۱/۶
Dr-7	۷۱/۵	۳۸/۶	۱۴/۴	۱	۱۲

و تراوایی مغزه‌های مورد استفاده در آزمایش‌های آشام به ترتیب در بازه‌های ۱۳/۷٪ تا ۱۴/۸٪ و ۰/۸-۱/۱ mD می‌باشند.

تهیه نمونه سیال مخزن (نفت، آب سازند و آب تزریقی به مخزن) و تعیین ویژگی‌های آنها

از آب تزریقی به مخزن مورد بررسی، به منظور تهیه محلول‌های سورفکتانت و همچنین به عنوان شاهد برای بررسی تأثیر سورفکتانت‌های افزوده شده به آن استفاده شد. در مخزن مورد مطالعه، آب تزریقی، آب دریای خلیج فارس می‌باشد که قبل از تزریق جهت جداسازی ذره‌های آن، از بین بردن باکتری‌های موجود و همچنین برای جلوگیری از خوردگی و رسوب؛ مورد تیمار قرار گرفته و سپس با استفاده از پمپ‌های خلاء وارد برج اکسیژن‌زدا شده و اکسیژن از آن جدا می‌شود. سرانجام آب وارد پمپ‌های فشار بالا شده تا فشار آن به ۲۴۰ bar افزایش یابد و از چاه‌های تزریقی وارد مخزن می‌شود. در این پژوهش برای انجام آزمایش‌های آشام، نمونه آب تزریقی از خروجی برج هوازادی واحد تزریق آب تهیه شده است.

دمای لایه نفتی مورد نظر در مخزن تحت بررسی ۱۷۸ °F بود. نمونه سنگ مخزن مورد مطالعه با روش طیف‌سنجی XRF^(۱) به وسیله دستگاه طیف‌سنج مدل Philips X' Unique II مورد تجزیه قرار گرفت. جدول ۱ تجزیه مربوط به نمونه سنگ مورد استفاده در این پژوهش را نشان می‌دهد. همان‌گونه که تجزیه نمونه سنگ نشان می‌دهد، ۵۴/۳٪ از سنگ را CaO تشکیل می‌دهد که نشان دهنده جنس کربناته می‌باشد.

برای انجام آزمایش‌های آشام، از نمونه سنگ‌های تهیه شده، مغزه‌هایی با سطح مقطع دایره‌ای به شعاع ۳/۸۱cm و طول حدود ۱۰cm به شکل استوانه‌ای برش داده شد. مغزه‌ها با یک روش استاندارد با استفاده از دستگاه ساکسوله به طور کامل با استفاده از مخلوط حلال‌های تولوئن و متانول (۷۰ به ۳۰) شستشو داده شدند. پس از شستشو، مغزه‌ها داخل آون در دمای ۱۱۰°C قرار گرفتند تا به طور کامل خشک شوند. سپس، ویژگی‌های تراوایی و تخلخل آنها با استفاده از تزریق نیتروژن به وسیله دستگاه Properm اندازه‌گیری شد. همان‌گونه که در جدول ۲ دیده می‌شود تخلخل

(۱) X-ray fluorescence spectrometer

جدول ۳- ترکیب درصد نمونه آب سازند مخزن تحت مطالعه و آب تزریقی به این مخزن.

یون‌های اصلی	آب سازند (g/L)	آب تزریقی (g/L)
Na ⁺	۵۳	۲۴
K ⁺	۳٫۶	۰٫۴
Ca ⁺²	۴۵	۰٫۴۸
Mg ⁺²	۵٫۴	۲٫۴
Cl ⁻	۱۸۰	۴۴
SO ₄ ⁻²	۰٫۹۲	۱
CO ₃ ⁻²	۰	۰
HCO ₃ ⁻³	۰٫۲۴	۰٫۱۲
TDS	۲۸۸	۷۲
pH	۷	۷٫۹

همچنین برای شبیه‌سازی آزمایش‌ها با شرایط مخزن، از آب سازند این مخزن جهت اشباع مغزه‌ها استفاده شد. تجزیه مربوط به این دو نمونه آب تهیه شده از مخزن (آب تزریقی و آب سازند) در جدول ۳ داده شده است.

همان‌گونه که مشخص است آب سازند و آب تزریقی به ترتیب دارای جامد حل شده کل برابر ۲۸۸ mg/L و ۷۲ g/L و pH خنثی تا حالت قلیایی (۷٫۹) می‌باشند. یون‌های Cl⁻، Na⁺، Mg⁺² و SO₄⁻²، یون‌های غالب در این نمونه آب‌ها می‌باشند.

گرانروی نفت مخزن تحت مطالعه و آب تزریقی به این مخزن که به وسیله دستگاه Jefri High-Pressure Fluid Viscometer (DB Robinson) در دمای مخزن (۸۱ °C) اندازه‌گیری شد به ترتیب برابر ۰٫۳۷۱ cp و ۰٫۱۵۸ cp تعیین شد. API نفت نیز برابر ۳۶ تعیین شد.

اندازه‌گیری میزان آسفالتین نفت مورد استفاده

میزان آسفالتین موجود در نمونه نفت مخزن مورد مطالعه بر اساس روش استاندارد (ASTM D3279-90) IP143/90 تعیین شد [۲۲].

مواد فعال سطحی مورد استفاده جهت تغییر ترشوندگی

دو نمونه سورفکتانت آنیونی و کاتیونی به ترتیب سدیم دودسیل سولفات (SDS) و هگزادسیل‌تری‌متیل آمونیوم برمید (C₁₆TAB) با خلوص بالای ۸۰٪ از شرکت مرک آلمان تهیه شدند.

اندازه‌گیری کشش سطحی آب-نفت و غلظت بحرانی میسل (CMC)
کشش سطحی و بین‌سطحی با استفاده از دستگاه تنسیومتر دیجیتالی (K10ST, Krüss, Germany) با روش De Nouy ring detachment method در دمای ۲۵ °C و به صورت سه بار تکرار برای هر نمونه اندازه‌گیری و میانگین آن به عنوان کشش سطحی یا بین‌سطحی هر نمونه ثبت شد. اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی بین نمونه نفت خام و محلول‌های سورفکتانت صورت گرفت. کشش سطحی آب در دمای ۲۵ °C برابر ۷۲ mN/m بوده و از آن برای درجه‌بندی دستگاه کشش سطحی استفاده شد.

به منظور اندازه‌گیری غلظت بحرانی مایسل، نمونه‌هایی از غلظت‌های گوناگون سورفکتانت تهیه شد و سپس کشش سطحی آنها اندازه‌گیری شد. ترسیم مقدارهای کشش سطحی در برابر غلظت سورفکتانت در یک نمودار نیمه لگاریتمی، غلظت بحرانی مایسل را در نقطه شکست منحنی می‌دهد پس از این نقطه، دیگر کشش سطحی تغییر چندانی نمی‌کند.

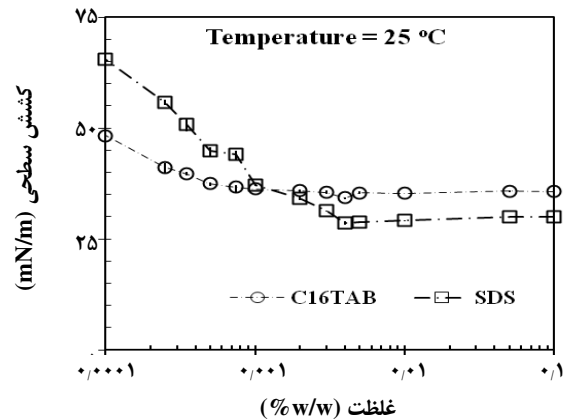
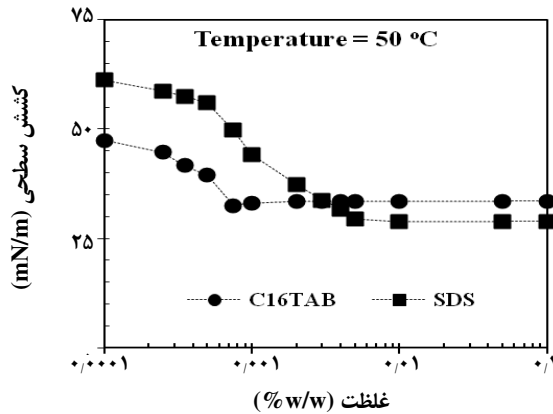
اشباع نمودن مغزه‌ها جهت انجام آزمایش‌های آشام

هر یک از مغزه‌ها در داخل مغزه نگهدار قرار داده شد و ابتدا با آب سازند مورد سیلاب‌زنی قرار گرفت. سپس نفت خام از هر دو جهت به داخل مغزه آن قدر تزریق شد تا آبی از آن خارج نشود. مغزه‌ها از مغزه‌نگهدار خارج شده و به مدت یک ماه در نفت خام با نسبت حجمی دو برابر حجم مغزه‌ها در دمای ۸۱ °C برای کهنه شدن^(۱) قرار داده شدند.

ارزیابی تغییر ترشوندگی بر افزایش ضریب بازیافت نفت

برای بررسی تأثیر محلول‌های سورفکتانت بر تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته و افزایش ضریب برداشت نفت، آزمایش‌های جابه‌جایی نفت از داخل مغزه‌های اشباع شده از سیالات مخزن به روش آشام خودبه‌خودی محلول‌های سورفکتانت بر اساس روش آموت صورت گرفت. با بررسی سرعت آشام از طریق شیب قسمت لگاریتمی منحنی‌های سیگموئیدی تولید و مقدار آشام از طریق میزان نفت جا شده، به ترتیب تغییر ترشوندگی و میزان افزایش برداشت نفت مورد بررسی قرار گرفت و نتیجه‌ها با جابه‌جایی نفت به وسیله آب بدون سورفکتانت مقایسه شد. محفظه‌های آموت

(۱) Aging



شکل ۱- ویژگی‌های فعالیت سطحی و CMC سورفکتانت‌های آنیونی (SDS) و کاتیونی (C₁₆TAB) در دماهای گوناگون.

اشباع مغزه‌ها با سیال‌های مخزن جهت استفاده در آزمایش‌های آشام

مغزه‌های تهیه شده بر اساس روش گفته شده با سیال‌های مخزن اشباع شدند. داده‌های درصد آب غیر قابل تولید هر یک از مغزه‌ها در جدول ۴ داده شده است. غلظت محلول‌های سورفکتانت آنیونی و کاتیونی در نظر گرفته شده برای آزمایش‌های جابه‌جایی خودبه‌خودی نفت و مغزه‌های اشباع متناظر نیز آورده شده است. غلظت‌های آورده شده بر اساس نتیجه‌های ویژگی‌های کشش سطحی هر یک از این سورفکتانت‌ها (شکل ۱) می‌باشد.

تهیه مغزه‌های نفت‌تر همگن

از آنجایی که تمرکز این پژوهش روی تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته نفت‌تر با استفاده از محلول‌های سورفکتانت می‌باشد به دست آوردن سنگ‌های نفت‌تر همگن در آزمایشگاه ضروری می‌باشد. ویژگی‌های شیمیایی گروه‌های عاملی مواد فعال سطحی موجود در نفت خام (به‌ویژه آسفالتین‌ها) در رابطه با قابلیت جذب روی سطوح دیواره تخلخل‌ها و ایجاد شرایط نفت‌تری در سنگ مخزن نقش مؤثری دارند [۲۳، ۲۴]. بنابراین میزان آسفالتین نفت خام بر اساس روش گفته شده اندازه‌گیری شد. آزمایش نشان داد که نفت خام مورد استفاده در این پژوهش دارای ۱/۸۷٪ آسفالتین می‌باشد. از آنجایی که شستشوی کامل مغزه، صرف‌نظر از جنس آن، منجر به ایجاد ترشوندگی آبت‌ر در آن می‌شود [۲۳] در نتیجه برای به‌دست آوردن سنگ‌های نفت‌تر همگن، مغزه‌ها در نفت خام آسفالتینی بالا کهنه شده‌اند.

باکلی در سال ۱۹۹۶ میلادی نشان داد مهمترین مکانیسم تغییر ترشوندگی یک سطح آبت‌ر خشک به یک حالت نفت‌تر،

چنان ساخته شده بود که بتوان حجم نفت خروجی از مغزه‌ها را با دقت بالا (۰/۰۵ mL) تعیین کرد.

نتیجه‌ها و بحث

اندازه‌گیری کشش سطحی و تعیین غلظت بحرانی میسل (CMC)

از آنجایی که در این کار، آزمایش‌های آشام بر اساس غلظت بحرانی میسل پایه‌گذاری شده است در نتیجه ویژگی‌های کشش سطحی نمونه محلول‌های سورفکتانت آنیونی و کاتیونی در دماهای ۲۵ °C و ۵۰ °C تعیین شد. شکل ۱ ویژگی‌های فعالیت سطحی و CMC سورفکتانت‌های آنیونی و کاتیونی مورد استفاده در این پژوهش، در دماهای ۲۵ °C و ۵۰ °C را نشان می‌دهد. همان‌گونه که از این شکل‌ها مشخص است بیشترین کاهش کشش سطحی سورفکتانت کاتیونی C₁₆TAB در دمای ۲۵ °C برابر ۳۵ mN/m و در دمای ۵۰ °C برابر ۳۳ mN/m می‌باشد و بیشترین کاهش کشش سطحی سورفکتانت آنیونی SDS در دمای ۲۵ °C برابر ۲۹ mN/m و در دمای ۵۰ °C برابر ۲۸ mN/m می‌باشد. نتیجه‌ها نشان می‌دهد با افزایش دما، کشش سطحی محلول‌های سورفکتانت بیشتر کاهش یافته است. افزون بر مقدارهای کشش سطحی، CMC هر یک از این سورفکتانت‌ها در آب شور تزریقی به مخزن در دماهای یاد شده نیز از این شکل‌های چشمگیر می‌باشند. بر اساس نتیجه‌های شکل ۱، مقدارهای CMC برای سورفکتانت کاتیونی C₁₆TAB در دمای ۲۵ °C و ۵۰ °C به ترتیب برابر ۰/۰۰۳ (w/w) و ۰/۰۰۲ (w/w) و برای سورفکتانت آنیونی SDS در دمای ۲۵ °C و ۵۰ °C به ترتیب برابر ۰/۰۰۴ (w/w) و ۰/۰۰۵ (w/w) است.

جدول ۴- داده‌های به دست آمده از اشباع هر یک از مغزه‌ها و سیال‌های مورد استفاده در آزمایش‌های آشام.

آزمایش	شماره مغزه	اشباع آب تقلیل‌ناپذیر (%)	سورفکتانت	غلظت	pH
(الف)					
	Dr-1	۳٫۸	بدون سورفکتانت	-	۷٫۹
(ب)					
	Dr-2	۱۳٫۲	SDS	۱ × CMC	۸
	Dr-3	۱۳٫۱	SDS	۲ × CMC	۸٫۱
(ج)					
	Dr-6	۱۱٫۶	C ₁₆ TAB	۱ × CMC	۷٫۹
	Dr-7	۲۶٫۵	C ₁₆ TAB	۲ × CMC	۸

با غلظت‌های گوناگون با گذشت زمان تعیین شد. نمودار آشام آب شور برای مغزه Dr-1 در دمای ۸۱°C در شکل ۲ نشان داده شده است. نتیجه‌ها نشان داد مقدار زیادی (حدود ۴۳٪) نفت در طی ۱۸ روز از مغزه Dr-1 خارج شده است. این میزان برداشت نفت به واسطه آشام خودبه‌خودی آب شور در مقایسه با کارهای انجام شده توسط دیگر پژوهشگران چشمگیر می‌باشد [۱۳] ولی از آنجایی که آزمایش‌ها در دمای بالایی صورت گرفته است ترشوندگی سنگ غوطه‌ور در آب داغ به طرف آب‌تری تغییر یافته است. این امر در شیب منحنی آشام آب داغ در شکل ۲ دیده می‌شود. این تغییر ترشوندگی در سامانه‌های با دمای بالا توسط پژوهشگران قبلی نیز مورد پژوهش قرار گرفته شده است و نشان داده شده که هر چه دما بالاتر رود سامانه به طرف آب‌تری بیشتر سوق پیدا می‌کند [۲۸، ۲۹]. افزون بر دمای بالا، وجود برخی یون‌ها در آب تزریقی نیز می‌تواند منجر به تغییر ترشوندگی سنگ‌های نفت‌تر و در نتیجه آشام آب به درون آنها شود. پژوهش‌ها نشان داده است که یون‌هایی مانند Ca^{2+} و SO_4^{2-} در آب تزریقی بر روی بار سطحی سنگ کربناته و در نتیجه ویژگی‌های ترشوندگی آن تأثیر می‌گذارند. یون سولفات به عنوان عامل اصلاح‌کننده ترشوندگی باعث بهبود ماهیت ترشوندگی آب در سنگ کربناته می‌شود و برداشت نفت با افزایش یون سولفات و همچنین افزایش دما بهبود یافته است [۳۰]. در این کار نیز وجود یون سولفات در آب تزریقی (جدول ۳) به همراه دمای بالا می‌تواند دلیل‌هایی بر آشام آب به درون سنگ کربناته باشند.

تأثیر متقابل بین ترکیب‌های قطبی اسیدی و بازی موجود در نفت خام و سطح کانی می‌باشد. این پژوهشگر نشان داد که تغییر ترشوندگی ایجاد شده به وسیله این حالت خیلی سریع می‌باشد و این سرعت زیاد نیز به وسیله جذب ترکیب‌های قطبی روی دیواره‌های تخلخل‌ها رخ می‌دهد [۲۴]. ولی از آنجایی که در این پژوهش، مغزه‌ها دارای اشباع آب اولیه نیز می‌باشند و یک فیلم آبی بر روی مغزه‌ها قبل از کهنه شدن قرار دارد، زمان زیادی برای اطمینان از نفت‌تری همگن در سرتاسر سنگ لازم است. در این باره نشان داده شده که ترکیب‌های قطبی با وزن مولکولی بالا، بسته به نوع سنگ، درصد اشباع آب اولیه، نوع نفت خام، زمان و دمای کهنه کردن سنگ، ویژگی‌های ترشوندگی سطح کانی را به طرف حالت نفت‌تری بیشتر سوق می‌دهند [۲۷ - ۲۵، ۱۳، ۱۲ و ۸]. بنابراین کهنه کردن مغزه‌ها در دمای مخزن و به مدت ۱۰۰۰ h صورت پذیرفت. این میزان زمان کهنه کردن برای به دست آوردن ترشوندگی نفت‌تر یکنواخت، دلخواه می‌باشد [۲۳].

بازده برداشت نفت به وسیله آشام خودبه‌خودی محلول‌های سورفکتانت

هر یک از مغزه‌های اشباع شده به صورت عمودی در محفظه‌های آموت قرار داده شد و با محلول‌های سورفکتانت (جدول ۴) احاطه شد. حجم نفت جابه‌جا شده به وسیله نفوذ خودبه‌خودی آب شور، محلول‌های سورفکتانت آنیونی و کاتیونی

پتانسیل سورفکتانت‌های کاتیونی و آنیونی برای خارج نمودن خودبه‌خودی نفت از سنگ‌های کربناته نفت‌تر با استفاده از دو نوع سورفکتانت آنیونی و کاتیونی نمونه، به ترتیب SDS و $C_{16}TAB$ ، در شکل‌های ۳ و ۴ نشان داده شده است.

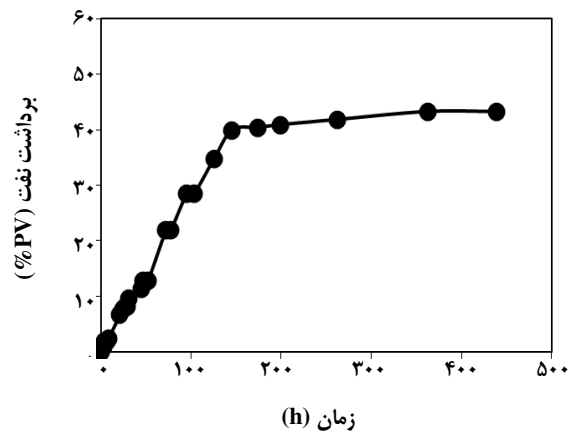
شکل ۳ نمودارهای آشام محلول‌های سورفکتانت آنیونی SDS در غلظت‌های گوناگون در مغزه‌های Dr-2 و Dr-3 (بر اساس جدول ۴) در دمای $81^{\circ}C$ را نشان می‌دهد. برداشت نفت از این مغزه‌ها طی ۱۸ روز در بازه‌ی ۴۰٪ تا ۴۴٪ می‌باشد. که این برداشت در بالاترین حالت معادل برداشت به واسطه آشام خودبه‌خودی آب شور (شکل ۲) می‌باشد.

نمودار آشام محلول‌های سورفکتانت کاتیونی $C_{16}TAB$ در غلظت‌های گوناگون برای مغزه‌های Dr-6 و Dr-7 (بر اساس جدول ۴) در دمای $81^{\circ}C$ نیز در شکل ۴ نشان داده شده است. برداشت نفت از این مغزه‌ها طی ۱۸ روز در بازه‌ی ۴۷٪ تا ۵۰٪ می‌باشد. که این میزان برداشت نفت با وجود کشش سطحی بالاتر سورفکتانت کاتیونی نسبت به آنیونی (شکل ۱) بالاتر است ولی در بالاترین حالت از میزان برداشت نفت به وسیله آشام سورفکتانت آنیونی بیشتر بوده است. این نتیجه با نتیجه‌های کار پژوهشگران دیگر مطابقت دارد [۱۴].

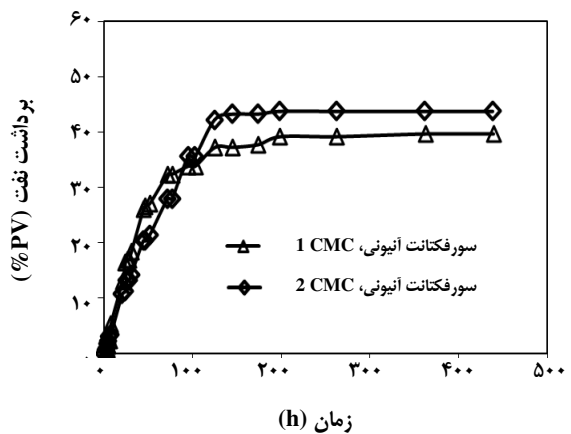
همان‌گونه که از این نتیجه‌ها به‌طور روشن مشخص است سورفکتانت‌های کاتیونی در مقایسه با سورفکتانت‌های آنیونی از پتانسیل بالاتری برای خارج نمودن نفت به وسیله فرایند آشام خودبه‌خودی از سنگ کربناته نفت‌تر برخوردار هستند.

نتیجه‌گیری

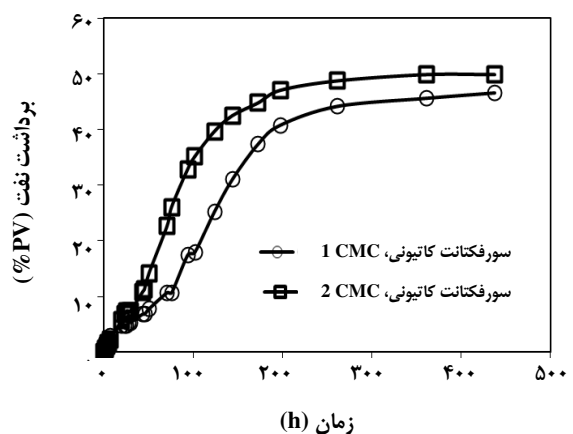
این پژوهش نشان داد که سرعت آشام آب شور تزریقی به میدان مورد بررسی به درون سنگ کربناته نفت‌تر به میزان چشمگیری بالا بوده و منجر به ضریب برداشت بالایی می‌شود. این ضریب برداشت بالا دلایل گوناگونی می‌تواند داشته باشد از جمله ترکیب‌های یونی موجود در آب شور و دمای بالایی مورد استفاده در فرایند آشام که ممکن است بر روی ترشوندگی تأثیر گذار باشند. همچنین افزودن سورفکتانت آنیونی تأثیر زیادی بر افزایش سرعت آشام آب داغ دارای یون‌های مؤثر بر ترشوندگی ندارد. در این میان سورفکتانت کاتیونی هگزادسیل تری‌متیل آمونیوم برمید در مقایسه با سورفکتانت آنیونی سدیم دودسیل سولفات که در این پژوهش مورد استفاده قرار گرفتند از پتانسیل بالاتری برای خارج نمودن نفت از سنگ کربناته نفت‌تر برخوردار بود.



شکل ۲- برداشت نفت به واسطه آشام خودبه‌خودی آب شور در دمای $81^{\circ}C$



شکل ۳- برداشت نفت به‌واسطه آشام خودبه‌خودی سورفکتانت SDS در دمای $81^{\circ}C$



شکل ۴- برداشت نفت به‌واسطه آشام خودبه‌خودی سورفکتانت $C_{16}TAB$ در دمای $81^{\circ}C$

قدردانی

φ	تخلخل (بدون بعد)	از همکاران محترم پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز و به ویژه همکاران آزمایشگاه واقع در پژوهشکده به خاطر کمک در انجام این پژوهش تقدیر و تشکر می‌شود.
PV	حجم تخلخل، mL	
L	طول سنگ	
D	قطر سنگ	
k	تراوایی، md	

فهرست نمادها

غلظت بحرانی میسل‌ها	CMC
اشباع آب تقلیل ناپذیر	Swir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۱/۱۱/۲۸ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۲/۶/۴

مراجع

- [1] Standnes D.C., Austad T., Wettability Alteration in Carbonates Low-Cost Ammonium Surfactants Based on Bio-Derivatives from the Coconut Palm as Active Chemicals to Change the Wettability form Oil-Wet to Water-Wet Conditions. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, **218**, p. 161-173 (2003).
- [2] Al-Hadhrami H.S., Blunt M.J., Thermally Induced Wettability Alteration to Improve Oil Recovery in Fractured Reservoirs, in: Paper *SPE 59289* Presented at the SPE/DOE IOR Symposium at Tulsa, OK, April 3–5 (2000).
- [3] Austad T., Matre B., Milter J., Sævereid A., Øyno L., Chemical Flooding of Oil Reservoirs: 8. Spontaneous Oil Expulsion from Oil- and Water-Wet Low Permeable Chalk Material by Imbibition of Aqueous Surfactant Solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, **137**, p. 117 (1998).
- [4] Chilingar G.V., Yen T.F., Some Notes on Wettability and Relative Permeability of Carbonate Rocks, *Energy Sources*, **7**, p. 67 (1983).
- [5] Zhang D.L., Liu S., Puerto M., Miller C.A., Hirasaki G.J., Wettability Alteration and Spontaneous Imbibition in Oil-Wet Carbonate Formations, *J. Pet. Sci. Eng.*, **52**, p. 213 (2006).
- [6] Hirasaki G., Zhang D.L., Surface Chemistry of Oil Recovery from Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formation, *SPE J.*, **9**(2), p. 151 (2003).
- [7] Morrow N.R., Wettability and Its Effect on Oil Recovery, *J. Pet. Technol.*, **42**, p. 1476 (1990).
- [8] Graue A., Viksund B.G., Baldwin B.A., Reproducible Wettability Alteration of Low-Permeable Outcrop Chalk, in: Paper *SPE 39662* Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium Held in Tulsa, OK, USA, 19–22 April (1998).
- [9] Austad T., Milter J., Spontaneous Imbibition of Water into Low Permeable Chalk at Different Wettabilities Using Surfactants. Paper *SPE 37236* Presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, TX, Feb. 18–21 (1997).
- [10] Cuiec L., Bourbiaux B., Kalaydjian F., Oil Recovery by Imbibition in Low Permeability Chalk, *Soc. Pet. Eng. Form. Eval.*, **9**, p. 200 (1994).

- [11] Downs H.H., Hoover P.D., Enhanced Oil Recovery by Wettability Alteration. Oil-Field Chemistry. Enhanced Recovery and Production Stimulation. In: Borchardt, J.K., Yen, T.F. (Eds.), "ACS Symposium Series", **396**, Washington, DC (1989).
- [12] Jadhunandan P.P., Morrow N.R., Spontaneous Imbibition of Water by Crude Oil-brine-rock Systems. *In Situ*, **15**, p. 319 (1991).
- [13] Standnes D.C., Austad T., Wettability Alteration in Chalk: 1. Preparation of Core Material, *J. Pet. Sci. Eng.*, **28**, p. 111 (2000).
- [14] Standnes D.C., Austad T., Wettability Alteration in Chalk: 2. Mechanism for Wettability Alteration from Oil-Wet to Water-Wet Using Surfactants, *J. Pet. Sci. Eng.*, **28**, p. 123 (2000).
- [15] Thiebot B., Barroux C., Bouvier L., Heugas O., Plazanet V., Improvement of Imbibition Oil Recovery from Chalky Fractured Reservoirs by Additives, Presented at: The Third North Sea Chalk Symposium, Copenhagen, Denmark (1990).
- [16] Thomas L.K., Dixon T.N., Evans C.E., Vienot M.E., Ekofisk Waterflood Pilot, *J. Pet. Technol. Trans.*, AIME **283**, p. 221 (1987).
- [17] Torsæter O., An Experimental Study of Water Imbibition in Chalk from the Ekofisk Field. Paper *SPE/DOE 12688* Presented at the 4th Symposium on EOR, Tulsa, OK, April 15–18 (1984).
- [18] Strand S., Standnes D.C., Austad T., Spontaneous Imbibition of Aqueous Surfactant Solutions into Neutral to Oil-Wet Carbonate Cores: Effects of Brine Salinity and Composition, *Energy Fuels*, **17**, p. 1133 (2003).
- [19] Høgnesen E.J., Standnes D.C., Austad T., Scaling Spontaneous imbibition of Aqueous Surfactant Solution into Preferential Oil-Wet Carbonates, *Energy Fuels*, **18**, p. 1665 (2004).
- [20] Austad T., Strand S., Høgnesen E.J., Zhang P., Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk, in: Paper *SPE 93000* Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry Held in Houston, Texas, USA, 2–4 (2005).
- [21] Spinler E.A., Baldwin B.A., Surfactant Induced Wettability Alteration in Porous Media, in: L. Schramm (Ed.), "Surfactants Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry", Cambridge University Press, pp. 159–202 (2000).
- [22] IP 143/90 or ASTM D3279-90. Asphaltene (Heptane Insolubles) in Petroleum products, in: "Standards for Petroleum and its Products", pp. 143.1-143.7, Institute of Petroleum, London, UK, (1985).
- [23] Anderson W.G., Wettability Literature Survey - Part 1. Rock-oil-brine Interactions and Effects of Core Handling on Wettability, *J. Pet. Technol., Trans.*, AIME **281**, p. 1125 (1986).
- [24] Buckley J.S., "Mechanisms and Consequences of Wettability Alteration by Crude Oils", PhD Thesis, Dept. of Petr. Eng., Heriot-Watt University. Edinburgh, UK (1996).
- [25] Graue A., Tonheim E., Baldwin B., Control and Alteration of Wettability in Low-Permeability Chalk. Paper Presented at: The 3rd Int'l. Symp. on Evaluation of Reservoir Wettability and Its Effect on Oil Recovery, Laramie, WY, Sept. 21–23 (1994).

- [26] Milner J., "Improved Oil Recovery in Chalk. Spontaneous Imbibition Affected by Wettability, Rock Framework and Interfacial Tension", DSc Thesis, Dept. of Chemistry, University of Bergen, Norway (1996).
- [27] Zhou X., Torsæter O., Xie X., Morrow N.R., The Effect of Crude-Oil Aging Time and Temperature on the Rate of Water Imbibition and Long-Term Recovery by Imbibition, *SPEFE*, **10**(4), p. 259 (1995).
- [28] Rao D.N., Wettability Effects in Thermal Recovery Operations, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, **2** (5), p. 420 (1999).
- [29] Tang G., Kovscek A.R., An Experimental Investigation of the Effect of Temperature on Recovery of Heavy-Oil from Diatomite, *SPE Journal*, **9**(1), p. 63 (2004).
- [30] Zhang P. Austad T., Wettability and Oil Recovery from Carbonates: Effect of Temperature and Potential Determining Ions, *Colloids and Surfaces A-Physicochemical and Engineering Aspects*, **279**, p. 179 (2006).