

بررسی تزریق آب هوشمند به مخازن آب دوست کربناته

رامتین حمیدیان، زهرا تقی زاده فرح آبادی، مصطفی لشکربولوکی*

آزمایشگاه ازدیاد برداشت نفت (EOR) و فرآوری گاز، دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه صنعتی نوشیروانی، بابل، ایران

چکیده: در سال‌های اخیر، تزریق آب هوشمند به عنوان یک روش کارآمد ازدیاد برداشت نفت مورد توجه ویژه پژوهشگران قرار گرفته است. از جمله عوامل مهم و تاثیرگذار بر تعادل ترمودینامیکی، کشش بین سطحی، ترشوندگی و غلظت و نوع نمک می‌باشند. در این پژوهش، تاثیر تزریق آب هوشمند بر ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی سنگ مخزن و تغییر این تعادل در جهت مطلوب و افزایش تولید نفت مورد بررسی قرار گرفته است. برای رسیدن به این هدف، اندازه‌گیری کشش بین سطحی و زاویه تماس و آزمایش سیلاب زنی مغزه انجام شده است. در ابتدا، پس از تهیه سنگ از رخنمون باباکوهی استان فارس و انجام تست‌های میکروسکوپ الکترونی روبشی (SEM) و طیف‌نگاری فلورسانس اشعه ایکس (XRF)، اثر نمک‌های KCl ، $NaCl$ و Na_2SO_4 و $MgCl_2$ و ترکیب نمک‌های $MgCl_2/NaCl$ با قدرت یونی یکسان ۰/۷ بر تغییر ترشوندگی سنگ کربناته دولومینه آب دوست مورد بررسی قرار گرفته است. اثر نمک‌های فوق بر میزان کاهش کشش بین سطحی نیز مورد بررسی قرار گرفته است. علاوه بر آن، با کمک کشش بین سطحی و زاویه تماس اندازه‌گیری شده، ضریب پخش شونده‌گی محاسبه شد تا آب تزریقی مناسب برای تست‌های سیلاب زنی انتخاب شود. در انتها، آزمایش‌های سیلاب زنی با مغزه‌هایی با تراوایی و تخلخل نزدیک به هم انجام شد. طبق نتیجه‌ها، نوع نمک تاثیر بسزایی بر تغییر ترشوندگی سنگ کربناته آب دوست ندارد. با وجود مشاهده کاهش کشش بین سطحی در حضور نمک، این تاثیر بر ضریب پخش شونده‌گی قابل توجه نبوده است. با وجود این، تزریق محلول آبی شامل نمک $MgCl_2$ باعث برداشت ۶/۱٪ نفت در جای باقی‌مانده (OOIP) در مرحله سوم شده است که نشان از پیچیدگی مکانیسم غالب در حین تزریق آب هوشمند به مخازن آب دوست دارد. نتیجه‌های این پژوهش نشان می‌دهد که زمان پیرشدگی پارامتر موثر و مفیدی در میزان برداشت نفت می‌باشد.

واژگان کلیدی: کربناته دولومیتی، سیلاب زنی، آب هوشمند، کشش بین سطحی، زاویه تماس

KEYWORDS: Dolomite carbonate, Flooding, Smart water, IFT, Contact angle

مقدمه

برای بازیافت نفت درجای باقی‌مانده در مرحله برداشت سوم صورت می‌گیرد [۱]. تاکنون روش‌های متعددی برای افزایش برداشت پیشنهاد شده است. یکی از روش‌های پیشنهادی ازدیاد برداشت از مخازن نفتی تغییر ترکیب نمک و کاهش شوری آب تزریقی

در یک مخزن نفتی پس از اکتشاف و عملیات حفر چاه، برداشت اول و برداشت دوم با مکانیسم اصلی فشار موجود در چاه‌های نفتی صورت می‌گیرد. مابقی نفت تحت عنوان نفت باقی‌مانده درون مخزن باقی می‌ماند؛ از این رو، عملیات ازدیاد برداشت نفت

*Email: m.lashkarbolooki@nit.ac.ir

* عهده‌دار مکاتبات

گونگون از جمله کلوئیدی، موئینه، گرانروی، IFT نفت و آب بستگی دارد. تئوری DLVO به واسطه پژوهش‌های انجام شده توسط چهار دانشمند به نام‌های دریاگین، لاندو، وروی و اوربیک (Derjaguin, Landau, Verwey, Overbeek) به این اسم نام‌گذاری شده است [۲]. این نیرو به این اشاره دارد که در زمان تماس چند مایع امتزاج ناپذیر و جامد با یکدیگر در بین سطوح باردار نیروهای جذب و اندروالس^۱ و نیروهای دفع الکترواستاتیکی^{۱۱} فعال بوده و این خود تعیین کننده پراکندگی مواد قطبی و پایداری سیستم‌های کلوئیدی است. نیروی کلوئیدی مجموع این دو نیروی جذب و دفع است. در سیستم نفت - آب - سنگ نیروهای جذب و اندروالس و دفع الکترواستاتیکی بین سطوح نفت- آب و آب-سنگ، شرایط پایداری و یا گسیختگی فیلم آب را در سطح سنگ تعیین می‌کنند. نیروهای جذب می‌توانند باعث ناپایداری فیلم نازک آب شده و شرایط رسوب مواد فعال سطحی و آسفالتین نفت را در سطح سنگ مخزن فراهم کنند همچنین برعکس، اگر نیروی لایه الکتریکی مضاعف نیروی دفع باشد، نسبت به نیروهای جذب و اندروالس و موئینه برتری داشته و فیلم آب پایدار می‌ماند. مک‌گری^{۱۲} و همکاران [۱۱] تغییر ترشوندگی و کاهش IFT را مکانیسم اصلی ازدیاد برداشت نفت در فرایند سیلاب زنی آب نمک با شوری کم گزارش دادند. طبق مطالعه‌های انجام شده توسط هامود^{۱۳} و همکاران [۱۲] یون Mg^{2+} اثر بیش‌تری بر تغییر IFT نسبت به یون SO_4^{2-} دارد. نتیجه‌های مشاهده شده توسط سرانو-سالدانا^{۱۴} و همکاران [۱۳] نشان دادند که افزایش شوری آب نمک باعث کاهش IFT شده است. ژو^{۱۵} و همکاران [۱۴] با تغییر شوری و ترکیب نمک فاز آبی، اثر ترکیب‌های آب نمک را بر IFT بررسی کرد. ۵ نوع محلول فاز آبی در تماس با نفت خام زنده شامل آب یونیزه، NaCl، کلرید کلسیم $CaCl_2$ ، آب سازند و محلول آبی که از ۵۰٪ آب سازند و ۵۰٪ آب مقطر بوده مورد بررسی قرار گرفت. نتیجه‌های آن‌ها نشان داد که افزایش رقت آب سازند باعث افزایش IFT شده است. در این مطالعه IFT نمک $CaCl_2$ و نفت خام زنده^{۱۶} دارای بیش‌ترین مقدار است. از طرف دیگر،

به صورت همزمان یا جدا می‌باشد [۲] که به آن آب هوشمند^۱ گفته می‌شود [۳]. روش تزریق آب با شوری کم به عنوان یکی از روش‌های مورد اعتماد در ازدیاد برداشت نفت عنوان شده است [۴]. سیلاب زنی با آب هوشمند^۲ یک روش جدید در ازدیاد برداشت نفت محسوب می‌شود. براساس آزمون ردیاب شیمیایی تک چاهی^۳ به‌دست آمده از مطالعه‌های سیلاب زنی مغزه این نتیجه اثبات شده است که سیلاب زنی با آب هوشمند دارای پتانسیل زیادی برای افزایش برداشت نفت در بعضی از مخازن است [۵، ۶]. نصرالله و همکاران [۷] آزمایش‌های سیلاب زنی را با درجه شوری متفاوت بر مغزه نفت دوست^۴ یکی از میادین خاورمیانه انجام دادند. بر اساس نتیجه‌های به‌دست آمده تزریق آب یونیزه^۵ تولید نفت بیش‌تری در مقایسه با آب دریا در مرحله دوم سیلاب زنی داشته است ولی هیچ‌گونه افزایش برداشتی در مرحله سوم مشاهده نشده است. طبق پژوهش‌های صورت گرفته به دلیل عدم توزیع یکسان سیالات در محیط متخلخل و یکسان نبودن ترشوندگی^۶ در سنگ‌های آب دوست و نفت دوست میزان برداشت نفت در شرایط مشابه، یکسان نمی‌باشد. استاد و همکاران [۸] میزان ازدیاد برداشت را به واکنش‌های موجود در سامانه آب/سنگ/نفت مرتبط دانسته‌اند. آن‌ها مشاهده کردند که حضور یون‌های سولفات (SO_4^{2-})، منیزیم (Mg^{2+}) و کلسیم (Ca^{2+}) و همچنین کاهش شوری آب تزریقی باعث افزایش تولید نفت شده است. یوسف و همکاران [۹] با مطالعه آزمایش‌های سیلاب زنی بر سنگ‌های کربناته نفت دوست با استفاده از آب دریا و آب دریای رقیق شده مشاهده کردند که در مرحله سوم، آب دوبار رقیق شده و ۲۰ بار رقیق شده به ترتیب باعث تولید تقریباً ۷٪ و ۱٪ نفت در جای باقی‌مانده (OOIP)^۷ شده است. همچنین، بر اساس آزمایش‌های زاویه تماس^۸ (CA) سنگ/نفت/آب نمک و رزونانس مغناطیسی هسته‌ای^۹ (NMR) مکانیسم اصلی ازدیاد برداشت تغییر ترشوندگی و تغییر بار سطح بیان شده است.

بر اساس مطالعه صورت گرفته توسط بهین [۱۰] در فرایند سیلاب زنی آب در سنگ مخزن بنگستان و آسماری نفت دوست، میزان تولید نفت به تاثیر متقابل سنگ و سیالات و برتری نیروهای

(۱) Smart water

(۳) Single well chemical tracer

(۵) Deionized water

(۷) Original oil in place

(۹) Nuclear magnetic resonance

(۱۱) Electrostatic repulsion

(۱۳) Hamouda

(۱۵) Xu

(۲) Smart water flooding

(۴) Oil wet

(۶) Wettability

(۸) Contact angle

(۱۰) Van der Waals attractive forces

(۱۲) McGuire

(۱۴) Serrano-Saldana

(۱۶) Live crude oil

سنگ کربناته آب دوست بررسی شد. طبق نتیجه‌های به دست آمده نوع نمک‌های تاثیر چندانی بر ترشوندگی نداشته است. همچنین حضور یون کلرید (Cl^-) باعث کاهش قابل توجه IFT نفت اسیدی شده است به طوری که بیشترین کاهش مقدار IFT در شرایط شوری زیاد و برای نمک $MgCl_2$ مشاهده شده است [۲۱]. در مطالعه‌ای دیگر لشکرلوکی و همکاران [۲۲]، اثر همزمان IFT و CA سنگ/نفت/آب از روش محاسبه ضریب پخش‌شوندگی^۴ (SC) مورد بررسی قرار گرفت. حضور یون SO_4^{2-} در شوری بالا و کاهش شوری آب دو پارامتر مهم برای تغییر ترشوندگی عنوان شد.

بر اساس مطالعه‌های انجام شده بر پژوهش‌های صورت گرفته این نتیجه مهم به دست آمده که کاهش شوری آب تزریقی و استفاده از آب با شوری کم باعث افزایش برداشت نفت شده است [۹،۸]. اما توجه به موضوع کمبود آب‌های شیرین و پرهزینه بودن استفاده از آن برای رقیق کردن آب تزریقی، استفاده از آب دریا به عنوان تزریق آب هوشمند با شوری بالا را جایگزین آن کرده است. به همین دلیل اثر یون‌های گوناگون در شوری بالا و نزدیک به شوری آب‌های در دسترس مانند آب دریا بسیار دارای اهمیت می‌باشد. از سوی دیگر، مکانیسم‌های موثر در ازدیاد برداشت نفت به وسیله تزریق آب هوشمند کاهش IFT و ترشوندگی عنوان شده است؛ [۵] اما تغییرهای IFT با شوری برای نفت‌های گوناگون متفاوت عنوان شده است. به طوری که، در برخی مقاله‌ها آب با شوری کم را باعث افزایش IFT [۱۵،۱۳] و برخی دیگر باعث کاهش آن دانسته‌اند [۱۶،۱۴،۱۱]. علاوه بر این، علیرغم اعتقاد عمومی مبنی بر افزایش ضریب بازیافت نفت هنگام تزریق آب کم شور، نتیجه‌های متناقضی در آزمایش‌های گوناگون مشاهده شده است [۲۳]. همچنین، مکانیسم تغییر ترشوندگی برای آب هوشمند و اثر ترکیب‌های آب هوشمند و تغییرهای ترشوندگی مربوط به سنگ کربناته آب دوست بر ازدیاد برداشت نفت ناشناخته و نامشخص است. اگر چه پژوهش‌های گوناگونی برای شناختن هر چه بیشتر واکنش‌های شیمیایی موجود در سطوح مشترک آب نمک/نفت خام/سنگ انجام شده است اما اثر نوع نمک بر روی انرژی‌های آزاد سطح^۵ (SFE) که شامل کار نیروی چسبندگی و پیوستگی و همچنین ضریب پخش‌شوندگی (SC) است کمتر مورد بررسی قرار گرفته و به خوبی بررسی نشده است. در بیش‌تر مطالعه‌های صورت گرفته

مطالعه‌های یوسف و همکاران [۱۵] نتیجه‌های متفاوتی را با مطالعه‌های ژو [۱۴] و ایساکس^۱ [۱۶] نشان داد. آن‌ها IFT نفت خام مخازن کربناته را با آب نمک‌های گوناگون، آب دریا و رقت‌های گوناگون آب دریا بررسی کردند. در این مطالعه IFT با کاهش شوری کم شد. چاندراکسار^۲ [۱۷] با اندازه‌گیری CA سنگ/نفت/آب، سیلاب زنی مغزه و آنالیز یون مخازن سنگ آهک در دمای بالاتر از ۲۴۸ درجه فارنهایت بر روی تاثیر شوری در بهبود برداشت نفت و مکانیسم‌های موجود پژوهش کرد. طبق نتیجه‌ها آب دریایی رقیق شده و آب دریایی بهبود داده شده شامل یون‌های Mg^{2+} و SO_4^{2-} سبب تغییر ترشوندگی سنگ نفت دوست به آب دوست^۳ شده است. و یون Ca^{2+} در تغییر ترشوندگی بی‌تاثیر بوده است. آن‌ها مکانیسم‌های تبادل چند یونی و انحلال مواد معدنی را موجب دفع گروه‌های اسید آلی و باعث بهبود ترشوندگی برای رسیدن به حد مطلوب ذکر کرده‌اند. طبق پژوهش‌های منتظری و همکاران [۱۸] بر روی سنگ کربناته نفت دوست، آب دریا با چهار برابر غلظت SO_4^{2-} و آب دریا با دو برابر غلظت SO_4^{2-} موثرترین یون در تغییر ترشوندگی بوده است. احمدی و همکاران [۱۹] با مطالعه مخازن کربناته شکافدار نفت دوست، به این نتیجه رسیدند که افزایش غلظت یون Ca^{2+} و Mg^{2+} و همچنین مقدار ماده فعال سطحی به دست آمده از برگ سدر در آب تزریقی موجب تغییر قابل توجه CA نفت/آب نمک/سنگ شده است به طوری که ترشوندگی از نفت دوست به آب دوست تغییر کرده است. مطالعه‌های انجام شده توسط پژوهشگران گوناگون بیانگر این نکته مهم می‌باشد که موفقیت فرایند تزریق آب هوشمند وابسته به شرایط ترشوندگی سنگ مخزن می‌باشد [۲۰]، بنابراین بررسی این فرایند در مخازن آب دوست کربناته می‌تواند تا حدودی مکانیسم‌های غالب این فرایند را بهتر آشکار سازد. از مطالعه‌های انجام شده بر روی مخازن کربناته آب دوست، می‌توان به مطالعه صورت گرفته به وسیله لشکرلوکی و همکاران اشاره کرد. در این مطالعه برای رسیدن به درکی عمیق از اثر هر یون و شوری آن بر روی تغییر ترشوندگی سنگ مخزن کربناته IFT و CA نمک‌های گوناگون شامل $NaCl$ ، $CaCl_2$ ، کلرید پتاسیم (KCl)، کلرید منیزیم ($MgCl_2$)، سولفات سدیم (Na_2SO_4)، سولفات منیزیم ($MgSO_4$) و سولفات کلسیم ($CaSO_4$) با غلظت‌های گوناگون ۰ تا ۴۵۰۰۰ ppm به عنوان تابعی از زمان، بر روی سطح

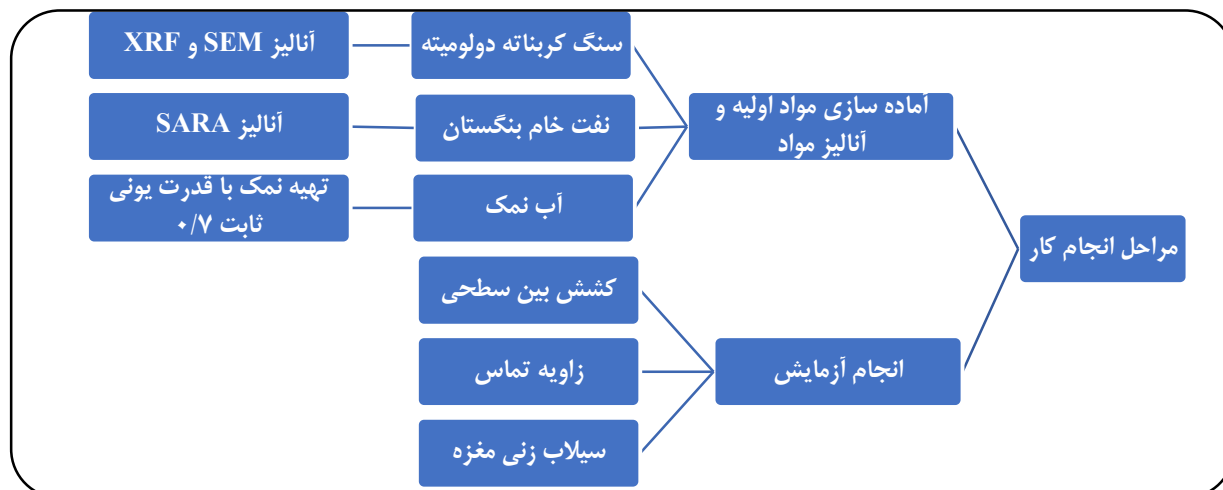
(۱) Isaacs

(۳) Water wet

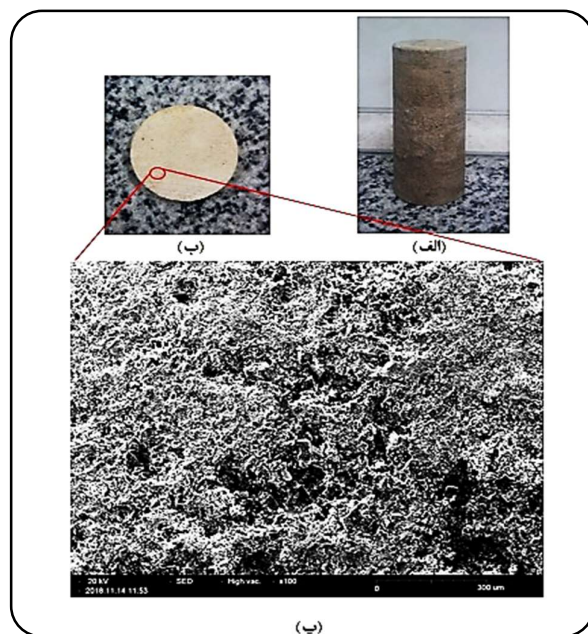
(۵) Surface free energies

(۲) Chandrasekhar

(۴) Spreading coefficient



شکل ۱ - شماتیک مرحله‌ها انجام پژوهش



شکل ۲ - (الف) مغزه‌های استوانه‌ای شکل (ب) مقاطع نازک (پ) تصویر SEM سطح سنگ

مقاطع نازک^۳ برش داده شده است (شکل ۲ الف و ب)، به عنوان سنگ مخزن استفاده شده است. مطابق با تصویر SEM در شکل ۲ پ سطح سنگ از خلل و فرج زیادی تشکیل شده است.

علاوه بر آن، مشخصه‌های فیزیکی دو نمونه مغزه استفاده شده در آزمایش‌های سیلاب زنی در جدول ۱ آمده است. با توجه به

در فرایند سیلاب زنی از مغزه نفت دوست استفاده شده است [۷-۱۰] و مکانیسم ترشوندگی به عنوان مکانیسم غالب معرفی شده است [۲۶-۲۴] اما در این مطالعه با انتخاب سنگ آب دوست و بررسی انرژی آزاد سطح اثر همزمان IFT و ترشوندگی آب نمک‌های منفرد NaCl ، KCl ، MgCl_2 و Na_2SO_4 و دوتایی NaCl/MgCl_2 با قدرت یونی ثابت و برابر با آب خلیج فارس مورد مطالعه قرار گرفته است. علاوه بر بررسی عملکرد یون‌ها و اثر هم افزایی نمک‌ها در فرایند سیلاب زنی مغزه، مکانیسم‌های غالب نیز مورد ارزیابی قرار گرفته است. لازم به ذکر است در مطالعه‌های انجام شده برای فرایند ازدیاد برداشت نفت توسط سیلاب زنی مغزه اثر هم افزایی نمک کمتر به صورت نظام‌مند مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین از دیگر نوآوری‌های این مطالعه می‌توان به بررسی تاثیر زمان پیرشدگی^۱ به وسیله توقف تزریق در مرحله‌های سیلاب زنی مغزه بر روی مکانیسم‌های ازدیاد برداشت نفت اشاره نمود.

مواد و روش

مرحله‌های انجام کار و آزمایش‌ها و آنالیزهای مورد استفاده به صورت شماتیک در شکل ۱ آورده شده است.

سنگ

در این آزمایش از سنگ رخنمون باباکوهی استان فارس (سنگ کربناته دولومیت) که به صورت مغزه‌های استوانه‌ای شکل^۲ و

(۱) Aging time
(۳) Thin section

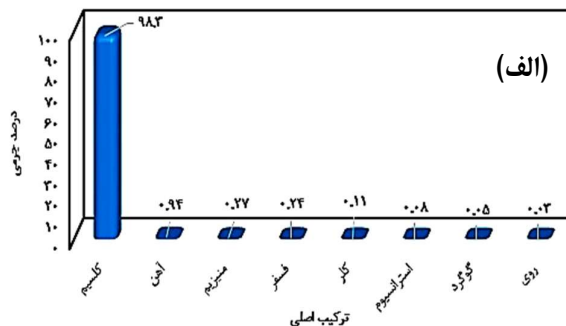
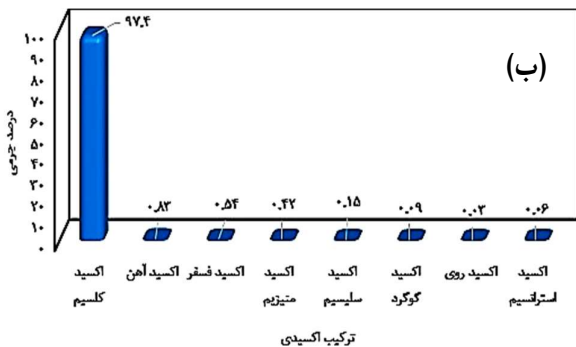
(۲) Core

جدول ۱ - مشخصه‌های فیزیکی مغزه‌ها

| مغزه | فضای خالی (cc) | تخلخل (%) | وزن (g) | ارتفاع (cm) | قطر (cm) | تراوایی مطلق |
|------|----------------|-----------|---------|-------------|----------|--------------|
| ۱ | ۱۶/۳۹ | ۱۵/۴ | ۲۵۴/۷۰ | ۹/۳۴ | ۳/۸۱ | ۱۷/۸۳ |
| ۲ | ۱۵/۹۲ | ۱۵/۰ | ۲۵۳/۵۳ | ۹/۳۱ | ۳/۸۱ | ۱۵/۹۹ |

جدول ۲ - نتیجه‌های تست SARA نفت بنگستان

| ترکیب | اشباع | آروماتیک | رزین | آسفالتین |
|---------------|-------|----------|------|----------|
| درصد وزنی (%) | ۴۲/۶۸ | ۴۰/۶۹ | ۷/۶۳ | ۹/۰۰ |



شکل ۳ - (الف) درصد جرمی ترکیب‌های اصلی سنگ، (ب) درصد جرمی ترکیب‌های اکسیدی سنگ

رابطه قدرت یونی بر اساس غلظت برای محلول‌های نمکی دارای n یون (کاتیون و آنیون) از معادله (۱) به دست می آید [۲۷].

$$I = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n C_i Z_i^2 \quad (1)$$

در این معادله C_i غلظت مولی یون i (mol/L) و Z_i تعداد بار هر یون است. با توجه به ترکیب‌های نمکی موجود در آب خلیج فارس و غلظت آن‌ها [۲۸]، قدرت یونی آب خلیج فارس با استفاده از معادله (۱) محاسبه شده است. بر اساس محاسبه انجام شده قدرت یونی آب خلیج فارس در حدود ۰/۷ به دست آمده است. بنابراین، برای به دست آمدن آب نمک‌هایی با قدرت یونی در حدود ۰/۷، محلول‌های نمکی شامل NaCl، KCl، MgCl₂ و Na₂SO₄ و ترکیبی NaCl/MgCl₂ به ترتیب با غلظت ۴۰۹۰۸ ppm، ۵۲۱۸۵ ppm، ۲۲۱۸۴ ppm و ۳۳۰۹۵ ppm و ۳۴۶۶۹ ppm ساخته شده است.

روش انجام آزمایش

CA و IFT سنگ/نفت/آب

برای اندازه‌گیری IFT با استفاده از روش قطره آویزان و CA سنگ/نفت/آب، از دستگاه ساخت شرکت فناوری آتیه پویندگان اکسیر^۴

اطلاعات موجود در جدول دو مغزه دارای ویژگی‌های نزدیک به هم هستند. همچنین، طبق شکل ۳ الف و ب به دست آمده از تست‌های XRF قسمت اعظم سنگ‌های مورد استفاده از پایدارترین کربنات کلسیم یعنی کلسیت (CaCO₃) تشکیل شده است.

نفت خام

در این آزمایش از نفت مرده^۱ نیمه سنگین بنگستان با درجه API ۲۶/۹ به عنوان فاز نفتی مورد استفاده قرار گرفته است. نتیجه‌های آزمایش SARA^۲ برای این نمونه نفت در جدول ۲ آورده شده است.

نمک‌ها

برای تهیه فاز آبی از نمک‌های NaCl، KCl، MgCl₂.6H₂O و Na₂SO₄ استفاده شده است. تمامی نمک‌ها از شرکت مرک (Merck) آلمان با خلوص بالا تهیه شده است.

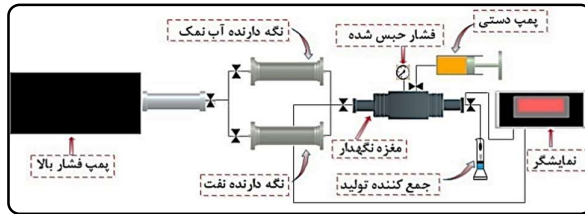
در این مطالعه برای همانندسازی محلول‌های مورد بررسی با آب دریا (خلیج فارس)، اثر نمک‌های گوناگون با قدرت یونی^۳ تقریباً برابر با قدرت یونی آب خلیج فارس مورد بررسی قرار گرفته است.

(۱) Dead oil

(۳) Ionic strength

(۲) Saturated Aromatic Resin Asphaltene

(۴) Apex Technologies Co



شکل ۵ - شماتیک دستگاه سیلاب زنی مغزه

یک ماده برای تشکیل سطح جدید باید صرف کند و از نظر کمی دو برابر انرژی آزاد سطح کل از یک ماده است [۳۱]. کار پیوستگی از معادله (۲) محاسبه می‌شود.

$$W_C = 2\gamma_{cb} \quad (2)$$

در این معادله W_C کار پیوستگی و γ_{cb} کشش بین سطحی نفت خام و محلول آب نمک است.

کار چسبندگی کاری است که باید برای جداسازی دو فاز مجاور در فصل مشترک سیال/جامد از یکدیگر صرف شود که توسط CA سنگ/نفت/آب و معادله یانگ-دوپر^۳ (معادله (۳)) محاسبه می‌شود [۳۱].

$$W_A = \gamma_{cb}(1 + \cos(\theta)) \quad (3)$$

در این معادله W_A کار چسبندگی، γ_{cb} کشش بین سطحی نفت خام و محلول آب نمک و θ زاویه تماس سنگ/نفت/آب نمک است. اختلاف کار این دو نیرو معرف ضریب پخش شونده گی (SC) است [۳۲]:

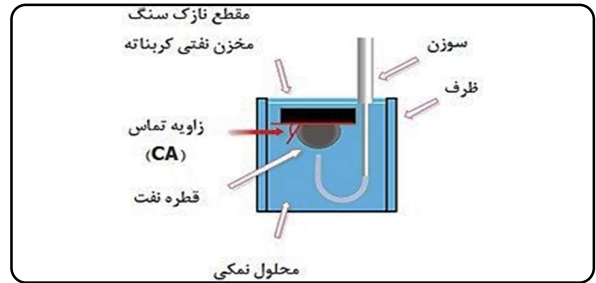
$$SC = W_A - W_C \quad (4)$$

سیلاب زنی با استفاده از مغزه آب دوست

در ابتدا مغزه‌های مورد نظر به طور کامل تمیز (Clean) شده‌اند. به منظور از بین رفتن کامل ناخالصی‌ها (نفت به تله افتاده)، مغزه در دستگاه سوکسله^۴ قرار گرفته و توسط تولون شستشو داده شد. این روند تا زمان شفاف شدن رنگ حلال ادامه یافت. برای اطمینان از تمیز شدن مغزه‌ها، پس از خشک کردن، مغزه‌ی مورد نظر درون دستگاه سیلاب زنی (شکل ۵) قرار گرفت و به میزان ۶ برابر فضای حفره‌ها^۵ آب مقطر تزریق شد. سپس، مغزه درون آن با دمای ۱۲۰ درجه سلسیوس قرار گرفت، تا جایی که با چند بار وزن کردن از خشک شدن کامل آن اطمینان به دست آمد. پس از اطمینان از تمیز شدن مغزه‌ها و ایجاد شرایط اشباع با تزریق آب نمک و نفت، تست‌های سیلاب زنی انجام شد.

جدول ۳ - ترشوندگی بر اساس CA سنگ/نفت/آب

| ترشوندگی | CA سنگ/نفت/آب |
|--------------------|---------------|
| آب دوست | ۰ تا ۷۵ |
| درجه میانی یا خنثی | ۷۵ تا ۱۱۵ |
| نفت دوست | ۱۱۵ تا ۱۸۰ |



شکل ۴ - شماتیک چگونگی اندازه‌گیری CA بین سنگ/نفت/آب

استفاده شده است. فناوری آنالیز شکل قطره یکی از پیشرفته‌ترین و دقیق‌ترین فناوری‌ها برای اندازه‌گیری IFT است [۳۹].

برای اندازه‌گیری CA مقاطع نازک تمیز برای انجام آزمایش مورد استفاده قرار گرفته است. به این صورت که ابتدا ظرف مورد نظر از محلول آبی پر شده و مقطع نازک سنگ درون آن به صورت کامل افقی قرار داده شده است. سپس قطره نفت به وسیله سوزن باریک U شکل مطابق شکل ۴ بر روی سنگ قرار گرفته است. پس از پایدار شدن قطره نفت بر روی سنگ زاویه تماس توسط نرم‌افزار پردازش تصویر اندازه‌گیری شده و ترشوندگی سنگ بر اساس جدول ۳ مشخص شده است. لازم به ذکر است که هر آزمایش حداقل ۳ بار تکرار شده است و خطای استاندارد هر تست گزارش شده است.

کار نیروهای پیوستگی و چسبندگی

اثر همزمان IFT و CA سنگ/نفت/آب به کمک محاسبه اختلاف کار پیوستگی^۱ و چسبندگی^۲ در سطح مشترک‌های سامانه سه تایی آب نمک/نفت/سنگ میسر خواهد شد. کار چسبندگی و پیوستگی به ترتیب به جداسدن ماده در یک سامانه غیر همگن و همگن اشاره دارد [۳۰]. کار نیروی پیوستگی به کار مورد نیاز برای تولید قطره از حجم مشخصی از مایع اسپری شده گفته می‌شود. در واقع کار پیوستگی در مفهوم انرژی آزاد سطح است و همان انرژی است که

(۱) Cohesion work

(۳) Young-Dupre equation

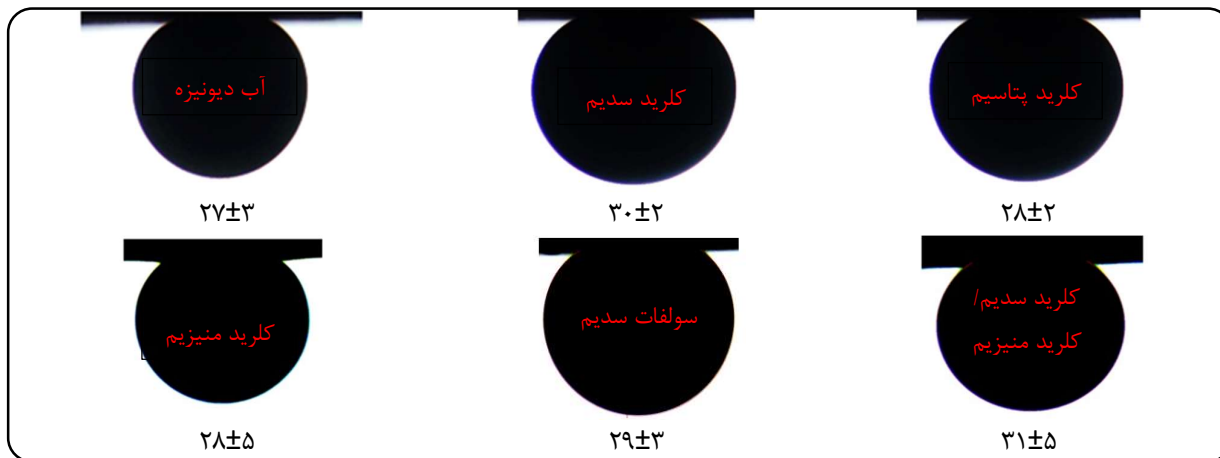
(۵) Pore volume

(۲) Adhesion work

(۴) Soxhlet extractor

جدول ۴ - مشخصه‌های آزمایش سیلاب زنی

| شماره آزمایش | اشباع اولیه آب در تزریق اولیه (%) | نوع نمک در تزریق دوم | نوع نمک در تزریق سوم | مغزه |
|--------------|-----------------------------------|----------------------|---------------------------|------|
| ۱ | ۴۳/۷۸ | کلرید سدیم | کلرید سدیم + کلرید منیزیم | ۱ |
| ۲ | ۴۰/۹۱ | کلرید سدیم | کلرید منیزیم | ۲ |
| ۳ | ۳۸/۳۷ | کلرید سدیم | سولفات سدیم | ۱ |



شکل ۶ - تصویر قطره نفت بر روی سنگ در حضور DW و نمک‌های گوناگون

استفاده شده است. بدین صورت که مغزه ۱ پس از انجام آزمایش ۱ با توجه به رویه ذکر شده (یعنی با شستشو در دستگاه سوکسله) به حالت تمیز (Clean) در آمده است و سپس آزمایش ۳ بر روی آن انجام شده است. نوع تزریق محلول نمکی برای دو مغزه ۱ و ۲ در آزمایش‌های ۱ تا ۳ در جدول ۴ آمده است.

نتیجه‌ها و بحث

ترشوندگی آب نمک / نفت خام / سنگ کربناته

همان‌گونه که از شکل قطره نفت بر روی سطح سنگ در تماس با مواد گوناگون نمایان است (شکل ۶) CA تعادلی سنگ/نفت/آب در دمای محیط اندازه‌گیری شده و طبق جدول ۳ ترشوندگی سنگ به شدت آب دوست است. همچنین طبق انتظارات، CA سنگ/نفت/آب با غوطه‌ور ساختن^۲ مقطع نازک سنگ درون آب نمک‌های گوناگون با گذشت زمان تغییر نکرده است. لازم به ذکر است که در تمام آب نمک‌های استفاده شده، قطره نفت گذاشته شده بر روی سطح سنگ کربناته پس از مدت زمان کوتاهی به پایداری رسیده است. با بررسی دقیق‌تر مقدارهای CA اندازه‌گیری شده برای DW و آب نمک مشهود است که حضور نمک در آب باعث افزایش اندک

تست سیلاب زنی برای هر مغزه شامل ۳ مرحله می‌باشد. در مرحله اول ابتدا با تزریق آب نمک NaCl با شوری ۴۰۹۰۸ ppm و شدت جریان ۰/۳ cc/min، مغزه از آب نمک اشباع شده و پس از آن نفت با شدت جریان ۰/۱ cc/min تزریق شده است. با تزریق نفت، آب نمک NaCl از مغزه خارج شده و تزریق تا حصول اطمینان از اشباع کامل مغزه با نفت خام (۴ برابر حجم فضای خالی^۱) ادامه یافته است. بدین صورت در مرحله اول با تزریق پیوسته و غیر همزمان آب و نفت مغزه ابتدا به‌طور کامل از آب نمک و در ادامه مغزه از آب نمک و نفت اشباع شده است. در ادامه تزریق مرحله‌های دوم و سوم انجام شده است، به‌طوری که در مرحله دوم، آب نمک برای برداشت دوم و در مرحله سوم آب هوشمند به منظور ازدیاد برداشت نفت به مغزه تزریق می‌شود. در مرحله‌های دوم و سوم آب نمک با شدت جریان ۰/۳ cc/min تزریق شده است. لازم به ذکر است که آزمایش‌های سیلاب زنی در دمای محیط (۲۵°C) انجام شده است. در این مطالعه مرحله‌های ۱ و ۲ برای هر سه آزمایش انجام شده مشابه بوده است. در مرحله اول و دوم از نفت مشابه و آب نمک NaCl استفاده شده است. اما ماده تزریقی در مرحله سوم متفاوت بوده است. ضمن این که از مغزه ۱ دو مرتبه

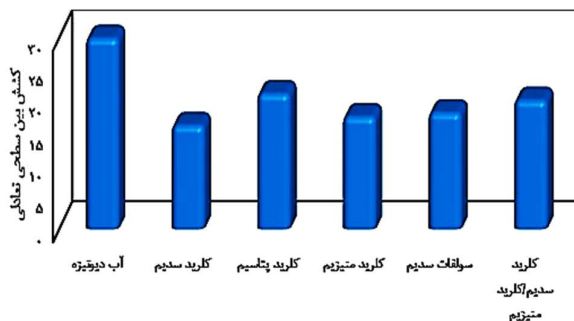
(۱) Pore volume

(۲) Soak

انجام شده این خود نشان از موثر بودن استفاده از آب نمک در کاهش IFT محلول آبی و نفت خام در تماس است [۳۵-۳۷،۲۱]. با بررسی مقادیرهای IFT برای محلول‌های نمکی منفرد این نتیجه به دست آمده است که بر همکنش مواد فعال سطحی نفت خام با یون Na^+ بیش‌تر از سایر کاتیون‌های تک ظرفیتی و دو ظرفیتی استفاده شده در آزمایش بوده است که در نتیجه آن آب نمک NaCl باعث کاهش بیشتر IFT شده است، این در حالی است که طبق مطالعه صورت گرفته توسط لشکرلوکی و همکاران یون Mg^{2+} به عنوان قوی‌ترین یون در تشکیل پیوند یونی با مواد فعال سطحی موجود در نفت خام گزارش شده است زیرا در بین نمک‌های منفرد مشابه استفاده شده در مطالعه صورت گرفته توسط لشکرلوکی و همکاران، نمک MgCl_2 دارای کم‌ترین IFT است [۲۱]. در ادامه بررسی مقادیرهای تعادلی اندازه‌گیری شده IFT در شکل ۷ برای دو نمک NaCl و Na_2SO_4 که دارای کاتیون تک ظرفیتی مشترکی هستند این نتیجه را داده است که آنیون دو ظرفیتی SO_4^{2-} دارای برهمکنش سطحی کم‌تری در مقایسه با یون تک ظرفیتی Cl^- است. همچنین در این آزمایش با توجه به بیش‌تر شدن مقدار IFT در آب نمک NaCl/MgCl_2 در مقایسه با آب نمک منفرد NaCl این نتیجه به دست آمده که کاتیون دو ظرفیتی Mg^{2+} باعث کاهش برهمکنش مثبت برای کاهش IFT شده است. به عبارت دقیق‌تر وجود Mg^{2+} باعث ضعیف شدن پیوند یونی نمک‌های موجود در آب با ترکیب‌های قطبی موجود در سطح نفت خام شده است. بنابر نتیجه‌های به دست آمده در آزمایش اندازه‌گیری IFT آب نمک منفرد NaCl به عنوان آب نمک برگزیده انتخاب شده است، زیرا طبق مطالعه‌های صورت گرفته کاهش IFT باعث افزایش تحرک پذیری نفت خام باقی‌مانده در فرایند ازدیاد برداشت نفت شده است، مخصوصاً برای مخازن کربناته شکاف‌دار [۳۹،۳۸].

ضریب پخش‌شوندگی آب نمک/نفت

بر اساس شکل ۸ مشهود است که در محلول‌های استفاده شده، NaCl دارای کم‌ترین SC به مقدار $1/64 \text{ mN/m}$ و DW و دارای بیش‌ترین SC به مقدار $3/02 \text{ mN/m}$ بوده است. مقایسه شکل‌های ۷ و ۸ نشان می‌دهد که روند SC با EIFT تفاوتی ندارد که دلیل آن عدم تاثیرپذیری ترشوندگی سنگ آب دوست با نوع نمک (شکل ۶) است. این در حالی است که بر اساس مطالعه صورت گرفته توسط لشکرلوکی و همکاران [۲۲]، نمک NaCl



شکل ۷ - کشش بین سطحی تعادلی در سامانه آب نمک/نفت خام

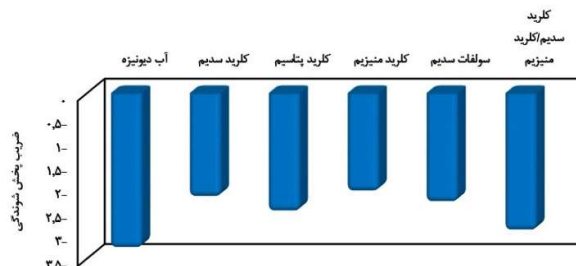
CA شده است. برای توجیه این افزایش، مکانیسم (Bridging) مطرح شده است [۳۳،۳۴]. بر این اساس چندین بر همکنش بین یون‌های باردار آب نمک، مواد قطبی نفت خام و مواد معدنی باردار سطح سنگ می‌تواند اتفاق بیافتد. بر اساس این برهمکنش‌ها بار مثبت موجود در آب نمک می‌تواند به سه حالت گوناگون توسط عناصر باردار نفت خام یا سنگ احاطه شود. در حالت اول برای مثال کاتیون Mg^{2+} توسط مواد فعال سطحی نفت خام احاطه می‌شود، در حالت دوم توسط مواد معدنی سنگ کربناته و در حالت سوم هم توسط نفت خام و هم توسط سنگ کربناته احاطه می‌شود. لازم به ذکر است که حالت‌های اول و دوم باعث افزایش CA می‌شود و حالت سوم باعث کاهش آن. برای چگونگی شکل‌گیری این سه حالت باید به این موضوع توجه کرد که با واکنش سطحی یون‌های مخالف موجود در سطح مشترک آب نمک و نفت، این یون‌ها باعث اجبار سورفکتانت‌ها^۱ برای ایجاد پیوند با سطح سنگ می‌شوند و یا این که سورفکتانت‌های موجود در نفت خام به سمت بارهای مخالف سطح سنگ جذب شده تا جذب بارهای مخالف موجود در آب نمک بر روی سطح سنگ را به همراه داشته باشد. بنابراین کاتیون‌ها با ایجاد پیوند بر روی سطوح سنگ و نفت خام باعث ایجاد بار مثبت در سطوح می‌شوند. در مطالعه صورت گرفته شاید حالت‌های اول و دوم بر حالت سوم غلبه ناچیزی داشته که باعث افزایش اندک CA شده است.

IFT آب نمک/نفت خام

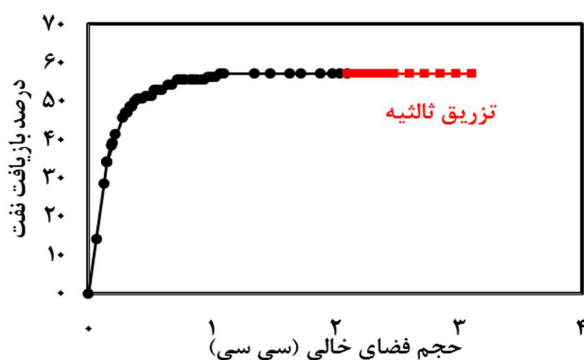
بر اساس آزمایش‌های IFT و رسم نمودار تعادلی (شکل ۷) مقدار کشش بین سطحی تعادلی^۲ (EIFT) برای $29/93 \text{ mN/m}$ DW است که با مقایسه آن با سایر نمک‌ها در شکل ۷ پیداست که وجود نمک در آب باعث کاهش EIFT شده که به مانند بسیاری از مطالعه‌های

(۱) Surfactant

(۲) Equilibrium interfacial tension



شکل ۸ - ضریب پخش شونده در سامانه آب نمک/نفت خام



شکل ۹ - میزان باز یافت بر اساس کسر حجمی فضای خالی در مرحله دوم و سوم در آزمایش ۱

با آب نمک $MgCl_2$ با ازدیاد برداشت $4/6\%$ OOIP همراه بوده است در حالی که سیلاب زنی با آب نمک Na_2SO_4 تأثیری بر ازدیاد برداشت نداشته است. پس از توقف تزریق به مدت دو روز و ادامه تزریق، تولید نفت برای هر دو مورد مشاهده شده است. میزان تولید نفت در ادامه فرایند سیلاب زنی مغزه پس از توقف، برای $MgCl_2$ به مقدار $1/5\%$ OOIP و برای Na_2SO_4 به مقدار $3/2\%$ OOIP مشاهده شده است که حاکی از آن است که زمان پیر شدگی در برداشت نفت تأثیر گذار بوده و باعث افزایش باز یافت نفت شده است. به طور کلی مشاهده شده است که سیلاب زنی آب نمک $MgCl_2$ به مقدار $0/4\%$ و آب نمک Na_2SO_4 به مقدار $0/2\%$ ازدیاد برداشت نفت را به همراه داشتند. پس $MgCl_2$ میزان برداشت بیشتری نسبت به Na_2SO_4 داشته است. مقدار ازدیاد برداشت نفت برای $MgCl_2$ به مقدار $6/1\%$ OOIP و برای Na_2SO_4 به میزان $3/2\%$ OOIP است.

به طور کلی، میزان آب غیر قابل کاهش^۲ و نفت به ترشوندگی، ساختار حفره ها، و اشباعیت بستگی دارد. طبق پژوهش های

دارای بیشترین SC است. این تفاوت می تواند به دلیل تأثیر پذیری بیش تر CA بر روی SC باشد. زیرا در این آزمایش از مقاطع نازک آب دوست و در آزمایش های صورت گرفته توسط لشرکریلوکی و همکاران از مقاطع سنگ نفت دوست استفاده شده است.

تست های سیلاب زنی مغزه برای سنگ آب دوست

در این مطالعه تست های سیلاب زنی مغزه آبدوست برای بررسی شرایط گوناگون در دو دسته متفاوت و در ۳ آزمایش انجام شده است. در آزمایش سیلاب زنی میزان باز یافت نفت توسط حجم نفت خارج شده از مغزه محاسبه شده است. این حجم نفت در استوانه مدرج ۵ ml با دقت ۰/۱ ml جمع آوری شده است.

زمان پیر شدگی

در این آزمایش با تزریق بدون توقف نمک $NaCl/MgCl_2$ به بررسی تأثیر زمان پیر شدگی^۱ بر میزان برداشت نفت پرداخته شده است. برای تأثیر زمان پیر شدگی، تزریق پس از مرحله های دوم و سوم متوقف شود تا به وسیله تماس بیشتر تر نفت با سنگ ترشوندگی آن به سمت نفت دوست شدن تغییر کند و بر همکنش آب نمک مورد نظر با سنگ بررسی شود.

نمودار درصد باز یافت نفت بر اساس حجم فضای خالی (PV) تزریق شده در شکل ۹ آورده شده است. بر اساس نتیجه های به دست آمده در مرحله دوم سیلاب زنی مغزه با تزریق آب نمک $NaCl$ به میزان دو برابر برابر PV، $57/14\%$ OOIP نفت تولید شده است؛ در حالی که در مرحله سوم تزریق آب نمک $NaCl/MgCl_2$ بدون زمان توقف هیچگونه ازدیاد برداشت نفتی مشاهده نشده است.

نوع نمک

در این قسمت با انجام آزمایش های ۲ و ۳ به بررسی و مقایسه نمک های $MgCl_2$ و Na_2SO_4 با قدرت یونی یکسان $0/7$ در میزان ازدیاد برداشت نفت پرداخته شده است. در شکل ۱۰ میزان درصد باز یافت نفت فقط در مرحله سوم بر اساس PV مغزه رسم شده است. همان گونه که گفته شده است مرحله های اشباع اولیه و تزریق دوم برای هر ۳ آزمایش یکسان بوده است (به همین دلیل میزان درصد باز یافت نفت در مرحله دوم برای هر دو آزمایش تقریباً مشابه بوده و از رسم نمودار در این مرحله خودداری شده است). در مرحله سوم سیلاب زنی مغزه با تزریق آب نمک مشاهده شده است که سیلاب زنی

(۱) Aging time

(۲) Irreducible water

بنابراین نتیجه‌گیری شد که تغییر ترشوندگی مکانیسم غالب در ازدیاد برداشت از مخازن آب دوست کربناته به روش آب هوشمند نمی‌باشد. با توجه به آزمایش‌های اندازه‌گیری IFT، بیش‌ترین IFT برای DW به مقدار $29/93 \text{ mN/m}$ و کم‌ترین IFT برای NaCl به مقدار $16/27 \text{ mN/m}$ به‌دست آمد. اگرچه استفاده از آب نمک به طور نسبی باعث کاهش IFT شده است؛ ولی به‌دلیل عدم کاهش IFT به زیر 1 mN/m ، کاهش کشش بین سطحی نیز نمی‌تواند مکانیسم غالب در روش سیلاب زنی با آب هوشمند باشد.

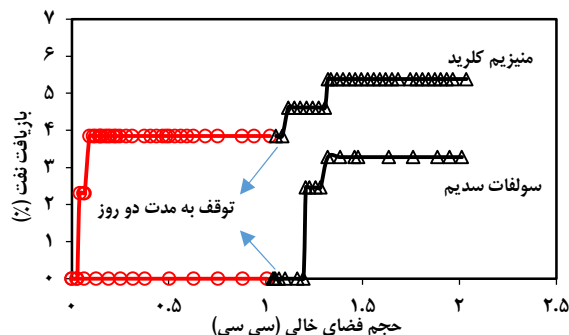
بر اساس نتیجه‌های به‌دست آمده از محاسبه SC، در بین نمک‌های مورد بررسی، آب نمک NaCl دارای کم‌ترین SC است. با وجود مشاهده کاهش کشش بین سطحی در حضور آب نمک، این تاثیر بر SC قابل توجه نبوده است.

با تزریق نمک NaCl/MgCl₂ بدون زمان توقف هیچ گونه ازدیاد برداشتی صورت نگرفته است. در حالی که زمان پیرشدگی برای آب نمک Na₂SO₄ و MgCl₂ موثر بوده است. میزان ازدیاد برداشت نفت برای MgCl₂ به مقدار $6/1 \%$ OOIP و برای Na₂SO₄ به میزان $3/2 \%$ OOIP بوده است. به نظر می‌رسد که به دلیل توقف تزریق و افزایش زمان ماند نفت موجود در خلل و فرج سنگ، ترشوندگی سنگ در تماس با نفت به سمت خنثی تغییر کرده است به طوری که با ایجاد Oil bank در مغزه، افزایش میزان برداشت نفت را به همراه داشته است.

قدردانی

این تحقیق با استفاده از گرنت اعطایی دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل با شماره BNUT/393055/98 انجام شده است.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۲/۰۵؛ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۶/۲۲



شکل ۱۰ - میزان درصد بازیافت نفت فقط در مرحله سوم بر اساس کسر حجمی فضای خالی مغزه

اندرسون^۱ و همکاران [۴۰] در مغزه‌های بدون شکاف بیش‌ترین برداشت و کم‌ترین مقدار نفت غیر قابل کاهش در ترشوندگی خنثی^۲ مغزه اتفاق می‌افتد. با توجه به آزمایش‌های سیلاب زنی پس از تزریق آب نمک با شوری بالا در مرحله سوم، می‌توان پیشنهاد داد که با توقف تزریق و افزایش زمان برهمکنش نمک/نفت/سنگ این فرصت به قطره‌های نفت موجود در خلل و فرج داده شده تا با ایجاد لخته نفتی، مغزه آماده برداشت باشد. به این تجمع نفت بر اثر اقدامات ازدیاد برداشتی انجام شده، بانک نفتی^۳ گفته می‌شود [۱]. دلیل ایجاد این بانک نفتی می‌تواند تغییر ترشوندگی سنگ در حضور نفت به سمت بازه خنثی باشد.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش، به رویکرد آب هوشمند در ازدیاد برداشت نفت از روش بررسی مکانیسم‌های IFT و ترشوندگی و اندازه‌گیری بازیافت نفت با انجام تست‌های سیلاب زنی مغزه پرداخته شد. بدین منظور، IFT و CA سنگ/نفت/آب نمک با قدرت یونی یکسان اندازه‌گیری شد. همچنین تست‌های سیلاب زنی مغزه برای مغزه‌های آب دوست کربناته برای بررسی شرایط گوناگون در دو دسته متفاوت و در ۳ آزمایش انجام شده است. نتیجه‌های به‌دست آمده از این پژوهش به شرح زیر است:

بر اساس آزمایش CA سنگ/نفت/آب نمک، برای تمام محلول‌های استفاده شده، CA سنگ/نفت/آب در بازه ۲۷ تا ۳۱ درجه می‌باشد و ترشوندگی اولیه به شدت آب دوست بوده و با گذشت زمان تغییر محسوسی در زاویه تماس مشاهده نشده است.

(۱) Anderson

(۳) Oil bank

(۲) Intermediate or neutral wet

مراجع

- [1] Green D., Willhite G., [Enhanced Oil Recovery](#), Volume 6. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA, (1998).
- [2] Tang G.-Q., Morrow N.R., [Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery](#), *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **24(2-4)**: 99-111 (1999).
- [3] Austad T., "Water-Based Eor in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the Eor Potential Using "Smart Water"", Elsevier, (2013).
- [4] Ebrahimpzadeh Rajae S., Safekordi A.A., Gerami S., Bahramian A., Ganjeh-ghazvini M., [Experimental Study on Enhanced Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding on the Fractured Dolomite Reservoir](#), *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)* **40(5)**: 1703-1719 (2020).
- [5] Secombe J.C., Lager A., Webb K.J., Jerauld G., Fueg E., "Improving Waterflood Recovery: Losaltm Eor Field Evaluation", *Society of Petroleum Engineers*, Oklahoma, USA, 20-23 April, (2008).
- [6] Rivet S., Lake L.W., Pope G.A., [A Coreflood Investigation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery](#), Society of Petroleum Engineers, Florence, Italy, 19–22 September, (2010).
- [7] Nasralla R.A., Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A., [Efficiency of Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs](#), Society of Petroleum Engineers, Anchorage, Alaska, USA, 7–11 May, (2011).
- [8] Austad T., RezaeiDoust A., Puntervold T., [Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs](#), Society of Petroleum Engineers, Tulsa, Oklahoma, USA, 24–28 April, (2010).
- [9] Yousef A.A., Al-Saleh S., Al-Kaabi A.U., Al-Jawfi M.S., [Laboratory Investigation of Novel Oil Recovery Method for Carbonate Reservoirs](#), Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta, Canada, 19–21 October, (2010).
- [۱۰] بهین ر.، اصفهانی م.ر.، مطالعه و بررسی اثرات متقابل اجزای مختلف سیستم «نفت-آب-سنگ» در فرآیند تزریق آب در سنگ مخزن بنگستان و آسماری، پژوهش نفت، (۶۸) ۲۱: ۹۸ تا ۱۰۹ (۱۳۹۰).
- [11] McGuire P., Chatham J., Paskvan F., Sommer D., Carini F., [Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New Eor Opportunity for Alaska's North Slope](#), Society of Petroleum Engineers, Irvine, California, USA, 30 April-1 March (2005).
- [12] Hamouda A.A., Karoussi O., [Effect of Temperature, Wettability and Relative Permeability on Oil Recovery from Oil-Wet Chalk](#), *Energies*, **1(1)**: 19-34 (2008).
- [13] Serrano-Saldaña E., Domínguez-Ortiz A., Pérez-Aguilar H., Kornhauser-Strauss I., Rojas-González F., [Wettability of Solid/Brine/N-Dodecane Systems: Experimental Study of the Effects of Ionic Strength and Surfactant Concentration](#), *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **241(1-3)**: 343-349 (2004).

- [14] Xu W., [Experimental Investigation of Dynamic Interfacial Interactions at Reservoir Conditions](#), Master Thesis, Louisiana State University and Agricultural & Mechanical College, USA, (2005).
- [15] Yousef A.A., Al-Saleh S., Al-Jawfi M.S., [Smart Waterflooding for Carbonate Reservoirs: Salinity and Role of Ions](#), Society of Petroleum Engineers, Manama, Bahrain, 25–28 September, (2011).
- [16] Isaacs E., Smolek K., [Interfacial Tension Behavior of Athabasca Bitumen/Aqueous Surfactant Systems](#), *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, **61(2)**: 233-240 (1983).
- [17] Chandrasekhar S., [Wettability Alteration with Brine Composition in High Temperature Carbonate Reservoirs](#), Society of Petroleum Engineers, September 30–October 2, New Orleans, Louisiana, USA, (2013).
- [۱۸] منتظری م.، شهرآبادی ع.، نورعلی‌شاهی ع.، موسویان م.ع.، حلاج ثانی ا.، بررسی پدیده تغییر ترشوندگی در فرآیند تزریق آب هوشمند به مخازن کربناته با استفاده از آزمایش پتانسیل زتا و زاویه تماس، پژوهش نفت، **(۴) ۲۸: ۳۹ تا ۳۹ (۱۳۹۷)**.
- [۱۹] احمدی ص.، سفتی م.، شادمان م.، رستگار س.ا.، مطالعه آزمایشگاهی تزریق آب هوشمند و برگ سدر به عنوان ماده فعال سطحی طبیعی به منظور ازدیاد بردشت نفت از مخازن کربناته، پژوهش نفت، **(۶) ۲۶: ۸۳ تا ۹۰ (۱۳۹۵)**.
- [20] Newcombe J., McGhee J., Rzasza M., [Wettability Versus Displacement in Water Flooding in Unconsolidated Sand Columns](#), *Transactions of the AIME*, **204(01)**: 227-232 (1955).
- [21] Lashkarbolooki M., Ayatollahi S., Riazi M., [The Impacts of Aqueous Ions on Interfacial Tension and Wettability of an Asphaltenic–Acidic Crude Oil Reservoir During Smart Water Injection](#), *Journal of Chemical & Engineering Data*, **59(11)**: 3624-3634 (2014).
- [22] Lashkarbolooki M., Ayatollahi S., [Investigating Injection of Low Salinity Brine in Carbonate Rock with the Assist of Works of Cohesion and Adhesion and Spreading Coefficient Calculations](#), *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **161**: 381-389 (2018).
- [۲۳] ابراهیم زاده ش.، سیف کردی ع.ا.، گرامی ش.، گنجه قزوینی م.، مروری بر مطالعات تزریق آب کم شور در مخازن کربناته و چالش‌های موجود، نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران، **(۳) ۲۸: ۳۰۵ تا ۳۱۷ (۱۳۹۸)**.
- [24] AlShaikh M., Mahadevan J., [Impact of Brine Composition on Carbonate Wettability: A Sensitivity Study](#), Society of Petroleum Engineers, Al-Khobar, Saudi Arabia, 21–24 April, (2014).
- [25] Lashkarbolooki M., Ayatollahi S., Riazi M., [Mechanistical Study of Effect of Ions in Smart Water Injection into Carbonate Oil Reservoir](#), *Process Safety and Environmental Protection*, **105**: 361-372 (2017).
- [26] Al-Khafaji A., Neville A., Wilson M., Wen D., [Effect of Low Salinity on the Oil Desorption Efficiency from Calcite and Silica Surfaces](#), *Energy & Fuels*, **31(11)**: 11892-11901 (2017).
- [27] Bureau C., [A Division of Plenum Publishing Corporation](#), 227 West 17th Street, New York, NY, **10011**: (1974).
- [28] Lashkarbolooki M., Riazi M., Hajibagheri F., Ayatollahi S., [Low Salinity Injection into Asphaltenic-Carbonate Oil Reservoir, Mechanistical Study](#), *Journal of Molecular Liquids*, **216**: 377-386 (2016).

- [29] Xing W., Song Y., Zhang Y., Nishio M., Zhan Y., Jian W., Shen Y., [Research Progress of the Interfacial Tension in Supercritical CO₂-Water/Oil System](#), *Energy Procedia*, **37**: 6928-6935 (2013).
- [30] Tan Y., Guo M., [Using Surface Free Energy Method to Study the Cohesion and Adhesion of Asphalt Mastic](#), *Construction and Building Materials*, **47**: 254-260 (2013).
- [31] Lamperti R., Grenfell J., Sangiorgi C., Lantieri C., Airey G.D., [Influence of Waxes on Adhesion Properties of Bituminous Binders](#), *Construction and Building Materials*, **76**: 404-412 (2015).
- [32] Kakar M.R., Hamzah M.O., Akhtar M.N., Woodward D., [Surface Free Energy and Moisture Susceptibility Evaluation of Asphalt Binders Modified with Surfactant-Based Chemical Additive](#), *Journal of cleaner production*, **112**: 2342-2353 (2016).
- [33] Yu L., Buckley J., [Evolution of Wetting Alteration by Adsorption from Crude Oil](#), *SPE Formation Evaluation*, **12(01)**: 5-12 (1997).
- [34] Anderson W.G., [Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability](#), *Journal of petroleum technology*, **38(10)**: 1125-1144 (1986).
- [35] Lashkarbolooki M., Ayatollahi S., Riazi M., [Mechanistic Study on the Dynamic Interfacial Tension of Crude Oil+ Water Systems: Experimental and Modeling Approaches](#), *Journal of industrial and engineering chemistry*, **35**: 408-416 (2016).
- [36] Hamouda A.A., Bagalkot N., [Experimental Investigation of Temperature on Interfacial Tension and Its Relation to Alterations of Hydrocarbon Properties in a Carbonated Water/Hydrocarbon System](#), *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, **9(2)**: 58-63 (2018).
- [37] Kumar B., "Effect of Salinity on the Interfacial Tension of Model and Crude Oil Systems", Master Thesis, Graduate Studies, University of Calgary, Calgary, Canada (2012).
- [38] Chow R.S., Takamura K., [Electrophoretic Mobilities of Bitumen and Conventional Crude-in-Water Emulsions Using the Laser Doppler Apparatus in the Presence of Multivalent Cations](#), *Journal of colloid and interface science*, **125(1)**: 212-225 (1988).
- [39] Lashkarbolooki M., Ayatollahi S., [Evaluation of Effect of Temperature and Pressure on the Dynamic Interfacial Tension of Crude Oil/Aqueous Solutions Containing Chloride Anion through Experimental and Modelling Approaches](#), *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, **96(6)**: 1396-1402 (2018).
- [40] Anderson W., [Wettability Literature Survey-Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure Literature](#), *Journal of petroleum technology*, **39(10)**: 1283-1300 (1986).