

# مطالعه آزمایشگاهی تاثیر تزریق آب هوشمند بر روی بازیابی ثانویه نفت در یکی از مخازن شکافدار جنوب غرب کشور

<sup>۱</sup> مجتبی رحیمی ، <sup>۲</sup> امیر محسن جعفری

<sup>۱</sup> استادیار، گروه مکانیک، واحد خمینی شهر، دانشگاه آزاد اسلامی، خمینی شهر، اصفهان، ایران

<sup>۲</sup> کارشناسی ارشد، گروه مکانیک، واحد خمینی شهر، دانشگاه آزاد اسلامی، خمینی شهر، اصفهان، ایران

[rahimi2726@gmail.com](mailto:rahimi2726@gmail.com) , [rahimi@iaukhsh.ac.ir](mailto:rahimi@iaukhsh.ac.ir)

## چکیده

عمده مخازن هیدروکربوری کشور، در آستانه ورود به نیمه دوم عمر تولیدی خود بوده و یا هستند. معمولاً بعد از مرحله برداشت اولیه، تزریق آب برای برداشت بیشتر نفت از مخازن اجرا می شود. در مخازن شکافدار، آب تزریق شده با عبور از شکافهای موجود در مخزن و کنار زدن نفت موجود در بلوکها به چاههای تولیدی می رسد. در صورت آب دوست بودن سنگ مخزن، آب به صورت خودبه خودی جذب بلوکها شده و نفت را به سمت شکافها خارج می کند. اگرچه این روش برای مخازن نفت دوست به دلیل فشار مویینگی منفی و عدم جذب آب به درون بلوکها چندان مؤثر نمی باشد، می توان با جایگزینی آب یونیزه شده با آب همجوار هیدروکربن مقدار هیدروکربن بیشتری استحصال نمود که این فرآیند به تزریق آب هوشمند شناخته می شود. با استفاده از تکنیکهای آب هوشمند و تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به وضعیت آب دوستی بیشتر، فشار مویینگی افزایش یافته و به موجب آن فرآیند آشام خودبخودی افزایش و میزان برداشت نفت نیز بهبود می یابد. در این پژوهش، مطالعاتی روی تزریق آب یونیزه شده، به عنوان یکی از تکنیکهای نوین بهبود برداشت، روی یکی از مخازن جنوب غرب ایران انجام می گیرد. میزان کشش سطحی بین فازهای نفت و آب با شوریهای مختلف در دو دمای مخزن و محیط و برای هر نمک در ۸ نقطه (۴ نقطه شوری پایین و ۴ نقطه شوری بالا) و میزان نفت بازیافت شده به روش آشام خودبخودی برای ۱۲ ترکیب آب یونیزه شده اندازه گیری می شود. نمکهای استفاده شده شامل NaCl، CaCl<sub>2</sub>، Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> و MgCl<sub>2</sub>.6H<sub>2</sub>O می باشند.

**واژگان کلیدی:** برداشت ثانویه نفت، آب یونیزه شده، کشش سطحی، آشام خودبخودی.

## ۱. مقدمه

تقاضای روزافزون انرژی باعث افزایش قیمت نفت در سالهای گذشته شده است. این عامل باعث انگیزش کشورهای تولیدکننده نفت شده تا بیشتر روشهای ثانویه و ثالثیه برداشت را مورد بررسی قرار دهند. مطالعات انجام شده در گذشته بیانگر این امر است که بیشتر از دو سوم از نفت اولیه بعد از تولید اولیه با انرژی طبیعی مخزن در درون مخزن باقی مانده و تولید نمی شود.

از طرف دیگر شانس کم برای اکتشاف میدانهای نفتی بزرگ و هزینه بسیار زیاد عملیات اکتشاف میادین نفتی کوچک، صنعت نفت را به سمت تحقیقات گسترده در زمینه روشهای ثانویه و ثالثیه برداشت از مخازن نفتی موجود سوق داده است.

یکی از روش‌های ثانویه برداشت نفت، تزریق آب با شوری کنترل شده به درون مخزن است که اخیراً بسیار مورد توجه محققان بوده و پیشرفت‌های پیدا کرده است. برای تولید مقدار قابل ملاحظه نفت باقیمانده، فهم دقیق مشخصه‌های زیر سطحی علی‌الخصوص برهم کنش میان سطحی بین نفت، آب و سنگ مخزن ضروری است [1].

در این پروژه تأثیر کاهش کشش بین سطحی با استفاده از تغییر در ساختار یونی و غلظت یونی آب تزریقی و همچنین تأثیر یون‌های مختلف بر روی میزان تولید نفت به وسیله آشام خودبخودی مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است.

## ۲. روش تحقیق

### ۲-۱ آنالیز آب سازند

- برای اندازه‌گیری میزان غلظت یون‌های موجود در آب سازند و در نهایت TDS آن از دستگاه‌ها و روش‌های مختلفی استفاده شد. شرح دستگاه‌ها و روش‌های استفاده شده به صورت مختصر در این قسمت آورده شده است:
- اندازه‌گیری غلظت یون کلر به روش تیتراسیون با نیترات نقره و طبق دستورالعمل مور انجام شد.
  - میزان یون سولفات براساس روش وزن سنجی و تولید رسوب باریم سولفات اندازه‌گیری شد.
  - غلظت یون نیترات توسط دستگاه اسپکتروفتومتر شرکت هاش آمریکا در طول موج ۵۰۰ nm اندازه‌گیری شد.
  - میزان یون نیترات توسط دستگاه اسپکتروفتومتر شرکت هاش آمریکا در طول موج ۴۱۰ nm اندازه‌گیری شد.
  - اندازه‌گیری غلظت یون کلسیم به روش تیتراسیون با EDTA<sup>۴</sup> در PH=۱۲ انجام گرفت.
  - میزان یون سدیم توسط دستگاه فتومتر شعله‌ای شرکت جنوایا انگلستان محاسبه شد.
  - هدایت و TDS توسط دستگاه کانداکتومتر شرکت هانا<sup>۷</sup> پرتقال اندازه‌گیری شد.
  - از دستگاه PH سنج شرکت هاش آمریکا برای اندازه‌گیری PH استفاده شد.

از دستگاه دوبار تقطیر برای بدست آوردن آب مقطر استفاده گردید.

برای اندازه‌گیری دقیق وزن مواد مختلف، یک ترازوی دیجیتالی با دقت سه رقم اعشار مورد استفاده قرار گرفت.

از Dual Pump برای تزریق نمونه با فشار مخزن به درون سل دستگاه اندازه‌گیری کشش سطحی استفاده شد.

قبل از انجام آزمایش بر روی نمونه مغزه، باید آن را شستشو کرد. برای شستشوی مغزه با استفاده از دستگاه Soxhlet، ابتدا از تولوئن بعنوان حلال استخراج کننده استفاده می‌شود، به گونه‌ای که این قدر صبر می‌شود که تولوئن میعان شده درون محفظه نمونه مغزه بی‌رنگ شود. سپس شستشو با متانول برای برداشتن نمک‌های باقی‌مانده در نمونه مغزه ادامه می‌یابد.

---

Total Dissolved Solid

Spectrophotometer

HACH

Ethylene Di-Amine Tetra-Acetic Acid

Flame Photometer

7enwaya

HANNA

بعد از شست‌وسو نمونه مغزه توسط دستگاه Soxhlet، نمونه در درون فرار دمای ۹۰ درجه سانتیگراد به مدت حداقل ۲۴ ساعت گذاشته می‌شود. این کار به منظور خشک شدن نمونه مغزه انجام می‌گیرد.

بعد از خشک شدن نمونه، با استفاده از دستگاه تخلخل سنج هلیومی<sup>۹</sup> شرکت وینچی فرانسه تخلخل نمونه مغزه بدست آمد.

اشباع کردن مغزه با استفاده از دسیکاتور و پمپ خلاء صورت گرفت.

بعد از این که مغزه با آب اشباع شد، آن را در دستگاه کپری شرکت وینچی فرانسه قرار داده و به اشباع آب باقیمانده رسانیده می‌شود.

از دستگاه سل اموت برای بدست آوردن میزان تولید به روش آشام خودبخودی استفاده می‌شود.

در این تحقیق از روش قطره معلق برای اندازه‌گیری کشش سطحی بین نفت و آب با ترکیب یونی مختلف استفاده شده است.

## ۲-۲ کشش سطحی در ترکیب نمک‌های مختلف

در این بخش ۱۸ ترکیب محلول از نمک‌های مختلف معرفی شده در بخش قبل، ساخته شده و برای بررسی اثر نمک‌ها در کنار یکدیگر مورد ارزیابی قرار گرفت. برای بررسی اثر هر نمک مقدار ۳ نمک دیگر ثابت در نظر گرفته شد. با در نظرگیری آزمایش شماره ۱ به عنوان مبنای مقایسه، آزمایشات ۲ تا ۷ برای بررسی اثر NaCl، آزمایشات ۹ تا ۱۳ برای بررسی اثر CaCl<sub>2</sub>، آزمایش ۱۴ برای بررسی اثر MgCl<sub>2</sub>.6H<sub>2</sub>O و آزمایشات ۱۵ تا ۱۸ نیز برای بررسی اثر نمک Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> معرفی شدند. در این بین نمک‌های آماده شده برای آزمایش شماره ۱۷ در دمای مخزن و آزمایش شماره ۱۸ نیز در دماهای محیط و مخزن با رسوب همراه بوده و نتایج آن‌ها قابل استناد نمی‌باشد.

همانگونه که در جدول ۱ دیده می‌شود، در دمای محیط و مخزن با افزایش غلظت NaCl تا ۱۰۰۰۰ ppm میزان کشش سطحی کاهش یافته و سپس رو به افزایش گذاشته است. برای CaCl<sub>2</sub>، در دمای محیط (حدود ۳۰ درجه سانتی‌گراد) و مخزن (۹۰ درجه سانتی‌گراد) با افزایش غلظت ۱۷۰۰۰ ppm مقدار کشش سطحی روند افزایشی داشته و سپس با نوسان مواجه می‌شود.

از نتایج آزمایشات می‌توان نتیجه گرفت که افزایش میزان غلظت نمک MgCl<sub>2</sub>.6H<sub>2</sub>O از ۴۴۰۰ ppm به ۸۴۰۰ موجب کاهش میزان کشش سطحی میان آب و نفت شده است. در غلظت‌ها بالای ۴۰۰۰ ppm رسوب در محلول Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> مشاهده شد. از این رو نتایج کشش سطحی در این غلظت‌ها قابل استناد نمی‌باشد. در شوری‌های پایین‌تر با افزایش شوری در دمای محیط، میزان کشش سطحی کاهش یافته است. این در حالی است که در دمای مخزن با افزایش میزان شوری، روند ثابتی نداشته و در شوری ۱۰۰۰ بیشترین مقدار کشش سطحی را نشان داده و سپس رو به کاهش گذاشته است.

---

Oven

Helium Porosimeter

Vinci

CAPRI

Pendant Dr

جدول (۱): مقادیر کشش سطحی اندازه‌گیری شده برای ترکیبات نمک مختلف

| Name | NaCl (ppm) | Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (ppm) | MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O (ppm) | CaCl <sub>2</sub> (ppm) | $P$<br>$g/cm^3$   | IFT<br>mN/m<br>(دمای<br>محیط) | IFT<br>mN/m<br>(دمای<br>مخزن) |
|------|------------|---------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 1    | 10000      | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/0242            | 37                            | 43/21                         |
| 2    | 40000      | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/0538            | 34/4                          | 39/7                          |
| 3    | 60000      | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/0644            | 32/15                         | 37/24                         |
| 4    | 80000      | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/0741            | 31/43                         | 36                            |
| 5    | 100000     | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/0896            | 30/02                         | 33/9                          |
| 6    | 120000     | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/1025            | 36/5                          | 41/6                          |
| 7    | 150000     | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/121             | 37                            | 44/95                         |
| 8    | 200000     | 1000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/143             | 37/44                         | 45/22                         |
| 9    | 100000     | 1000                                  | 8400                                       | 27000                   | 1/085             | 37/28                         | 39/4                          |
| 10   | 100000     | 1000                                  | 8400                                       | 22000                   | 1/078             | 32/55                         | 38/4                          |
| 11   | 100000     | 1000                                  | 8400                                       | 17000                   | 1/07              | 35/3                          | 40/62                         |
| 12   | 100000     | 1000                                  | 8400                                       | 10000                   | 1/068             | 35/3                          | 38                            |
| 13   | 100000     | 1000                                  | 8400                                       | 0                       | 1/0593            | 30                            | 36                            |
| 14   | 100000     | 1000                                  | 4400                                       | 33000                   | 1/087             | 35/53                         | 40                            |
| 15   | 100000     | 0                                     | 8400                                       | 33000                   | 1/0893            | 35/37                         | 30/91                         |
| 16   | 100000     | 1300                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/09              | 28/45                         | 32/82                         |
| 17   | 100000     | 4000                                  | 8400                                       | 33000                   | 1/0914            | 28/5                          | رسوب                          |
| 18   | 100000     | 6000                                  | 8400                                       | 33000                   | تشکیل رسوب می دهد |                               |                               |

## ۲-۳ آماده‌سازی مغزه‌ها

### ۲-۳-۱ اشباع با آب مخزن

اشباع مغزه‌ها با آب مخزن آماده شده توسط دستگاه دسیکاتور انجام گرفت. این عمل همزمان به خلا نمودن مغزه‌ها انجام گرفت.

### ۲-۳-۲ سیلاب‌زنی نفت خام

برای توزیع مناسب نفت خام در حفرات سنگ، نفت از دو جهت مغزه به آن تزریق می‌شود. بدین منظور، پس از اشباع اولیه نفت، مغزه همانگونه که ذکر شد در دستگاه کپری قرار داده شد. تزریق نفت با دبی ۱۲ mL/h تا مقدار ۳ برابر

حجم فضای خالی نمونه<sup>۳</sup> از هر دو طرف مغزه صورت پذیرفت.

## ۲-۳-۳ زمان استراحت<sup>۴</sup>

در این مرحله برای دستیابی به یک تعادل ترمودینامیکی از نفوذ نفت خام به تخلخل مغزه، نمونه‌های سنگ مخزن به مدت ۳۰ شبانه روز درون ظرفی حاوی نفت خام با دمای ۵۰°C مستغرق گردیدند.

## ۲-۴ آماده‌سازی سیال مورد استفاده در آشام خودبخودی

برای انجام آزمایشات آشام، از بین ۱۸ نمونه آب نمک که تست کشش سطحی بر روی آنها انجام گرفته شده بود، ۱۲ نمونه که کمترین کشش سطحی را داشتند در کنار آب خالص مورد استفاده قرار گرفته‌اند. همانگونه که قبلاً گفته شد، نمک‌های آماده شده مخلوطی از مقادیر مختلف نمک‌های سدیم کلراید، منیزیم کلراید شش آب، کلسیم کلراید و سدیم سولفات می باشند. در هر محلول صرفاً غلظت یکی از نمک‌ها تغییر داده شده و غلظت سه نمک دیگر ثابت تنظیم گردید. از یک نمونه محلول آب مقطر نیز برای انجام آزمایشات آشام خودبخودی در کنار سایر محلول‌ها مورد استفاده قرار گرفت و با نام DW نام‌گذاری گردید. جدول (۲) غلظت نمک‌های موجود در سیالات آشام را نشان می‌دهد.

جدول (۲): غلظت نمک‌های موجود در سیالات آشام

| Name | NaCl(ppm) | Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (ppm) | MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O(ppm) | CaCl <sub>2</sub> (ppm) | TDS (ppm) |
|------|-----------|---------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------|-----------|
| DW   | 0         | 0                                     | 0                                         | 0                       | 0         |
| P1   | 40000     | 1000                                  | 8400                                      | 33000                   | 82400     |
| P2   | 60000     | 1000                                  | 8400                                      | 33000                   | 102400    |
| P3   | 80000     | 1000                                  | 8400                                      | 33000                   | 122400    |
| P4   | 100000    | 1000                                  | 8400                                      | 33000                   | 142400    |
| P5   | 100000    | 1000                                  | 8400                                      | 27000                   | 136400    |
| P6   | 100000    | 1000                                  | 8400                                      | 22000                   | 131400    |
| P7   | 100000    | 1000                                  | 8400                                      | 17000                   | 126400    |
| P8   | 100000    | 1000                                  | 8400                                      | 10000                   | 119400    |
| P9   | 100000    | 1000                                  | 8400                                      | 0                       | 109400    |
| P10  | 100000    | 1000                                  | 4400                                      | 33000                   | 138400    |
| P11  | 100000    | 0                                     | 8400                                      | 33000                   | 141400    |
| P12  | 100000    | 1300                                  | 8400                                      | 33000                   | 142700    |

## ۲-۵ انجام آزمایشات آشام خودبخودی

در این مرحله، ۱۳ نمونه سنگ مخزن پس از طی مراحل آماده‌سازی، اشباع و استراحت در سل‌های آشام قرار داده شدند. پس از اضافه کردن محلول آب نمک، سل‌ها در حمام دماساز قرار گرفتند. آزمایشات آشام در ۴ سطح دمایی ۴۰، ۶۰، ۸۰ و ۹۰ درجه سانتیگراد، انجام شد. ابتدا دمای حمام در سطح ۴۰°C قرار گرفت. (جدول (۳))

<sup>1</sup> Pore Volume 3

<sup>1</sup> Aging Time 4

با گذشت زمان آب به آرامی جایگزین نفت می‌شود و نفت از حفرات سنگ خارج شده و در سطح سنگ تجمع می‌یابد. به مرور زمان با افزایش حجم قطره نفت، نیروی ارشمیدس<sup>۵</sup> وارد بر آن نیز افزایش یافته و زمانی که این نیرو بتواند بر چسبندگی بین نفت و سنگ غلبه کند، نفت وارد فاز آب می‌شود و در سطح بالای آب در لوله مدرج قرار می‌گیرد.

در ادامه، حجم نفت خروجی در زمان‌های مختلف ثبت گردید. پس از توقف نسبی قطرات نفت خروجی از نمونه‌های سنگ مخزن، دمای حمام به سطح بالاتر افزایش یافت. در پایان آزمایشات آشام، وزن مغزه‌ها مجدداً اندازه‌گیری گردید.

### ۳. نتایج و بحث

آزمایشات کشش سطحی توسط دستگاه قطره معلق انجام می‌گیرد. در این پروژه آزمایشات کشش سطحی در دو مرحله انجام می‌گیرد. در مرحله اول ۴ نوع نمک  $\text{NaCl}$ ،  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ،  $\text{CaCl}_2$  و  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  در غلظت‌های مختلف بطور خالص با یکدیگر مقایسه شدند. در مرحله بعد تاثیر ترکیب نمک‌ها بر روی کشش سطحی در کنار یکدیگر بررسی شد.

#### ۳-۱- کشش سطحی در نمک‌های خالص

در این بخش در دو دمای محیط و مخزن، آزمایشات کشش سطحی در دو سطح شوری پایین و بالا انجام گرفت. آزمایشات شوری پایین و بالا در ۴ نقطه انجام گرفت. برای تشخیص بهتر تاثیر تغییرات شوری هر نمک، نمودارهای کشش سطحی براساس شوری ترسیم شده‌اند که در شکل‌های ۱ تا ۴ دیده می‌شوند.

#### ۳-۱-۱ بررسی اثر نمک $\text{NaCl}$

در دمای محیط، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار کشش بین‌سطحی (IFT) در شوری ۳۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۷۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوری، کشش سطحی تا شوری ۳۰۰۰ ppm افزایش یافته و سپس روند کاهشی را در پیش گرفته است. (شکل ۱)

در دمای مخزن، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار IFT در شوری ۳۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۱۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای مخزن تغییرات شوری روند نوسانی از IFT را نشان داد. (شکل ۳)

در دمای محیط، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوری ۵۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۱۲۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوری، کشش سطحی تا شوری ۵۰۰۰۰ ppm افزایش یافته و سپس روند کاهشی را در پیش گرفته است. (شکل ۲)

در دمای مخزن، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوری ۱۲۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۳۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای مخزن با افزایش شوری میزان IFT افزایش می‌یابد. (شکل ۴)

#### ۳-۱-۲ بررسی اثر نمک $\text{CaCl}_2$

در دمای محیط، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار IFT در شوری ۳۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۱۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوری، کشش سطحی تا شوری ۵۰۰۰ افزایش یافته و سپس روند کاهشی را در پیش گرفته است. (شکل ۱)

در دمای مخزن، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار IFT در شوری ۱۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۵۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای مخزن با افزایش شوری، کشش سطحی تا شوری ۵۰۰۰ کاهش یافته و سپس روند افزایشی را در پی می‌گیرد. (شکل ۳)

<sup>1</sup> Buoyancy

در دمای محیط، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۵۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۳۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای مخزن تغییرات شوریه روند نوسانی از IFT را نشان داد. (شکل ۲)

در دمای مخزن، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۱۲۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۳۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای مخزن تغییرات شوریه روند نوسانی از IFT را نشان داد. (شکل ۴)

### ۳-۱-۳ بررسی اثر نمک $MgCl_2 \cdot 6H_2O$

در دمای محیط، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۱۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۵۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوریه، کشش سطحی تا شوریه ۵۰۰۰ کاهش یافته و سپس روند افزایشی را در پیش گرفته است. (شکل ۱)

در دمای مخزن، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۵۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۱۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای مخزن با افزایش شوریه، کشش سطحی تا شوریه ۵۰۰۰ افزایش یافته و سپس روند کاهشی را در پی می‌گیرد. (شکل ۳)

در دمای محیط، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۱۲۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۸۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوریه، کشش سطحی تا شوریه ۸۰۰۰۰ کاهش یافته و سپس روند افزایشی را در پیش گرفته است. (شکل ۲)

در دمای مخزن، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۳۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۸۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای مخزن با افزایش شوریه، کشش سطحی تا شوریه ۸۰۰۰۰ کاهش یافته و سپس روند افزایشی را در پیش گرفته است. (شکل ۴)

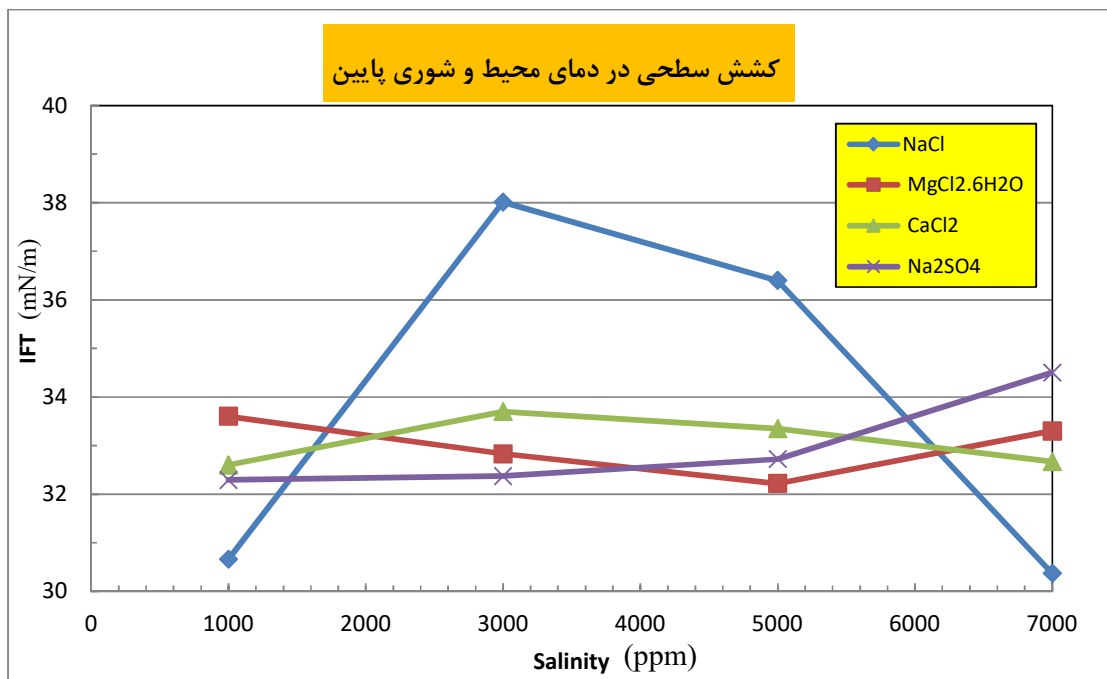
### ۴-۱-۳ بررسی اثر نمک $Na_2SO_4$

در دمای محیط، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۷۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۱۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوریه، کشش سطحی روند افزایشی خواهد داشت. البته روند تغییرات بسیار جزئی است. (شکل ۱)

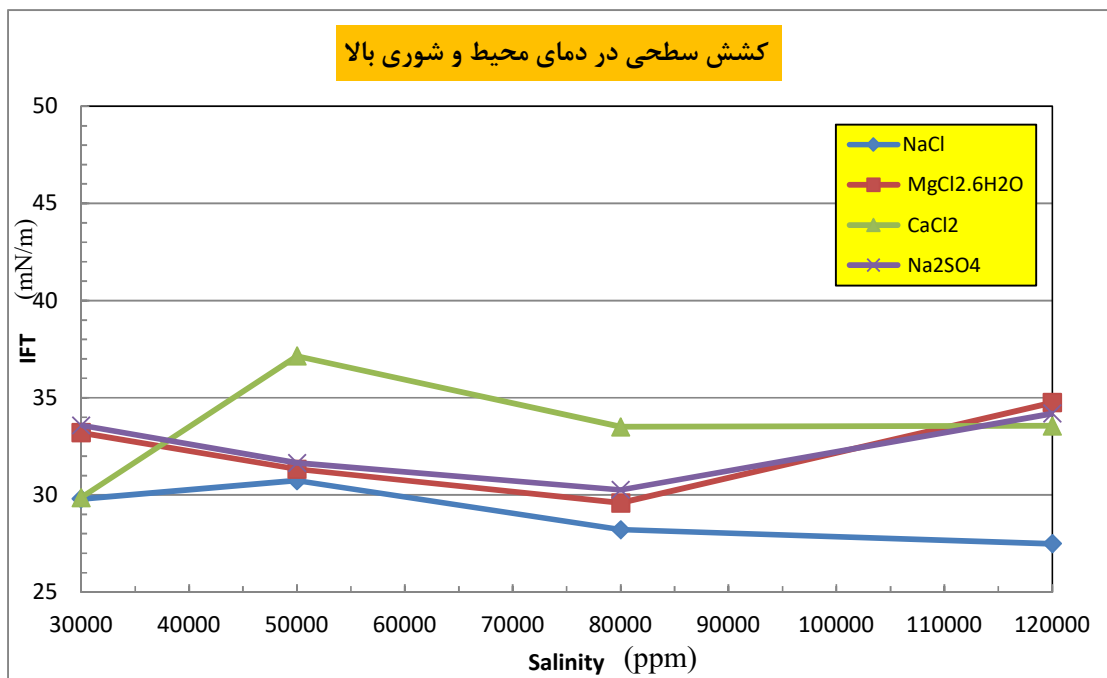
در دمای مخزن، در شوریه‌های پایین، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۷۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۱۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوریه، کشش سطحی روند افزایشی خواهد داشت. (شکل ۳)

در دمای محیط، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۱۲۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۸۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. در واقع در دمای محیط با افزایش شوریه، کشش سطحی تا شوریه ۸۰۰۰۰ کاهش یافته و سپس روند افزایشی را در پیش گرفته است. (شکل ۲)

در دمای مخزن، در شوریه‌های بالا، بیشترین مقدار IFT در شوریه ۵۰۰۰۰ ppm و کمترین مقدار IFT در ۸۰۰۰۰ ppm دیده می‌شود. البته روند تغییرات بسیار جزئی است. (شکل ۴)



شکل ۱: کشش سطحی در دمای محیط و شوری پایین

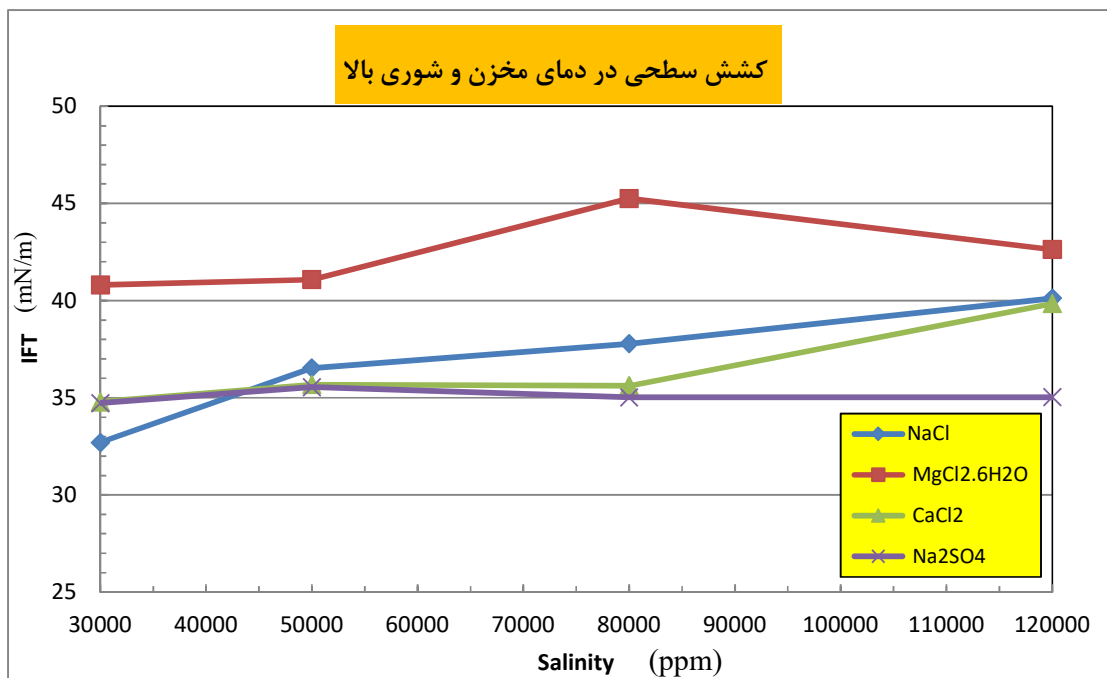


شکل ۲: کشش سطحی در دمای محیط و شوری بالا





شکل ۳: کشش سطحی در دمای مخزن و شوری پایین



شکل ۴: کشش سطحی در دمای مخزن و شوری بالا

### ۳-۲ محاسبه میزان برداشت نفت از سنگ مخزن طی آزمایش آشام

این آزمایش، طی ۴۶۸ ساعت انجام گرفت. در طی این مدت در زمان‌های مختلف میزان نفت خارج شده از سنگ اندازه‌گیری و ثبت گردید.

در نهایت می‌توان بیان کرد که افزایش غلظت NaCl موجب کاهش بازیابی نفت شده است. بیشترین میزان بازیابی نفت به میزان ۷۵ درصد و در سلی که NaCl با غلظت ۱۰۰۰ ppm بوده است، حاصل شد. (شکل ۵)

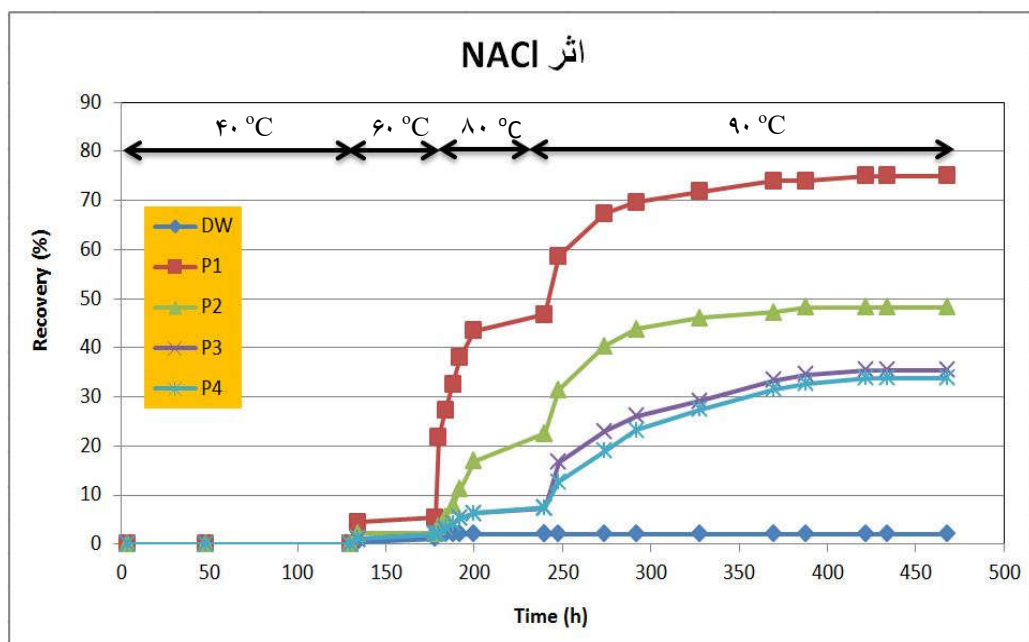
در نهایت می‌توان بیان کرد که افزایش غلظت CaCl<sub>2</sub> موجب افزایش بازیابی نفت شده است. بیشترین میزان بازیابی نفت به میزان ۳۳/۸ درصد حاصل شد. کمترین میزان بازیابی نفت به میزان ۱۶ درصد و در سلی که غلظت CaCl<sub>2</sub> صفر بوده است، حاصل شد. (شکل ۶)

هم چنین می‌توان بیان کرد که افزایش غلظت Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> موجب افزایش بازیابی نفت شده است. بیشترین میزان بازیابی نفت به میزان ۶۴ درصد حاصل شد. کمترین میزان بازیابی نفت به میزان ۳۱ درصد و در سلی که غلظت Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> صفر بوده است، حاصل شد. (شکل ۷)

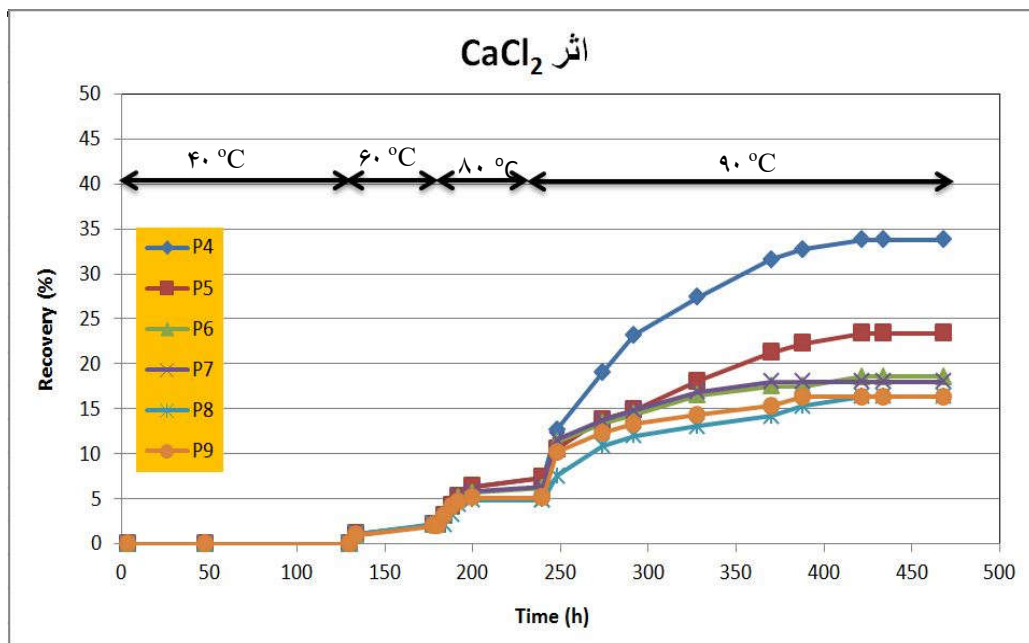
همانگونه که در جدول ۱ نیز دیده می‌شود، با افزایش غلظت MgCl<sub>2</sub>.H<sub>2</sub>O، میزان تولید افزایش می‌یابد. میزان بازیابی نفت در نمونه P10 با غلظت ۴۴۰۰ ppm، ۱۴ درصد و بسیار کمتر از زمانی است که غلظت این نمک ۸۴۰۰ می‌باشد. (شکل ۸)

| جدول (۳): درصد نفت خارج شده از نمونه‌های سنگ مخزن در دماها و مدت زمان‌های مختلف |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |      |      |
|---------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|
| R (درصد نفت برداشت شده از نمونه سنگ‌ها) (%)                                     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |      |      |
| دما (°C)                                                                        | ۴۰  | ۴۰  | ۴۰  | ۴۰  | ۶۰  | ۶۰  | ۸۰  | ۸۰   | ۸۰   | ۸۰   | ۸۰   | ۸۰   |
| زمان آشام (h)                                                                   | ۴   | ۴۸  | ۱۳۰ | ۱۳۰ | ۱۳۴ | ۱۷۸ | ۱۷۸ | ۱۸۰  | ۱۸۰  | ۱۸۴  | ۱۸۸  | ۱۹۲  |
| DW با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۵ | ۱/۱ | ۲/۱ | ۲/۱  | ۲/۱  | ۲/۱  | ۲/۱  | ۲/۱  |
| P1 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۴/۴ | ۵/۴ | ۵/۴ | ۲۱/۸ | ۲۶/۲ | ۳۲/۶ | ۳۸/۱ | ۴۳/۵ |
| P2 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۲/۲ | ۲/۲ | ۲/۲ | ۳/۴  | ۵/۶  | ۷/۹  | ۱۱/۲ | ۱۶/۹ |
| P3 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۰ | ۲/۱ | ۲/۱ | ۲/۱  | ۳/۱  | ۴/۲  | ۵/۲  | ۶/۳  |
| P4 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۱ | ۲/۱ | ۲/۱ | ۲/۱  | ۳/۲  | ۴/۲  | ۵/۳  | ۶/۳  |
| P5 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۱ | ۲/۱ | ۲/۱ | ۲/۱  | ۳/۲  | ۴/۳  | ۵/۳  | ۶/۴  |
| P6 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۰ | ۲/۱ | ۲/۱ | ۲/۱  | ۳/۱  | ۴/۱  | ۵/۲  | ۵/۷  |
| P7 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۱ | ۲/۱ | ۲/۱ | ۲/۱  | ۳/۲  | ۴/۲  | ۵/۳  | ۵/۸  |
| P8 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۱ | ۲/۲ | ۲/۲ | ۲/۲  | ۲/۲  | ۳/۳  | ۴/۴  | ۴/۹  |
| P9 با SI                                                                        | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۰ | ۲/۰ | ۲/۰ | ۲/۰  | ۳/۱  | ۴/۱  | ۴/۶  | ۵/۱  |
| P10 با SI                                                                       | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۱ | ۲/۲ | ۲/۲ | ۲/۲  | ۳/۳  | ۴/۴  | ۵/۵  | ۶/۰  |
| P11 با SI                                                                       | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۱ | ۲/۲ | ۲/۲ | ۲/۲  | ۳/۳  | ۴/۵  | ۵/۶  | ۶/۱  |
| P12 با SI                                                                       | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۰/۰ | ۱/۱ | ۲/۱ | ۲/۱ | ۹/۶  | ۱۲/۹ | ۱۸/۱ | ۲۱/۳ | ۲۶/۷ |
|                                                                                 |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |      | ۲۸/۸ |

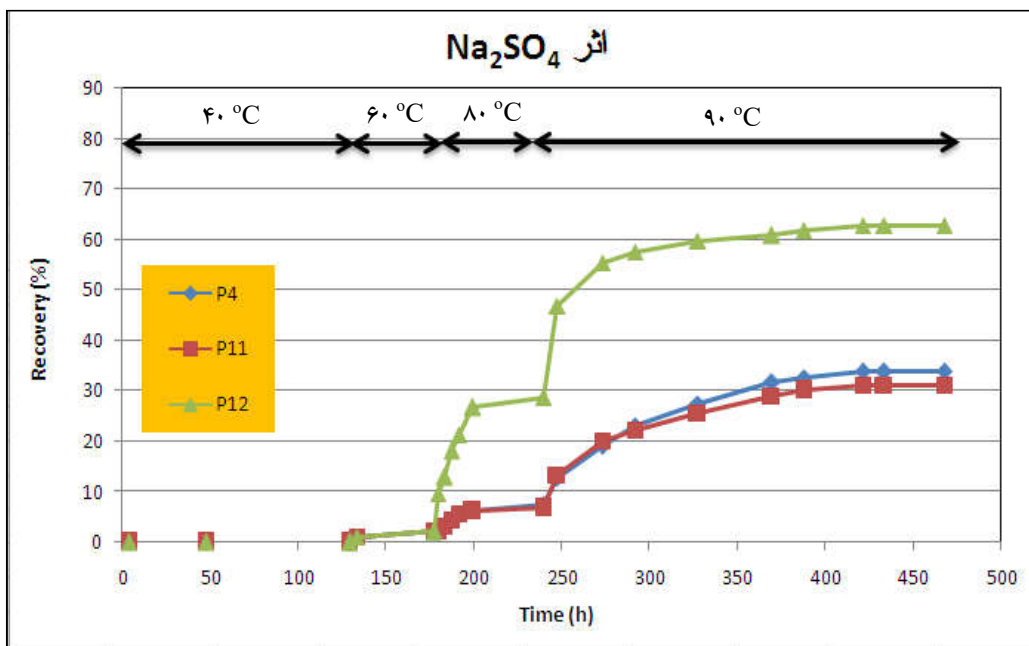
|      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |
|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|
| ۹۰   | ۹۰   | ۹۰   | ۹۰    | ۹۰   | ۹۰   | ۹۰   | ۹۰   | ۹۰   | ۹۰   |
| ۲۴۰  | ۲۴۸  | ۲۷۴  | ۲۹۲   | ۳۲۸  | ۳۷۰  | ۳۸۸  | ۴۲۲  | ۴۴۴  | ۴۶۸  |
| -    | -    | -    | -     | -    | -    | -    | -    | -    | -    |
| ۴۹/۸ | ۵۸/۷ | ۶۷/۴ | ۶۹/۶  | ۷۱/۸ | ۷۴/۰ | ۷۴/۰ | ۷۵/۰ | ۷۵/۰ | ۷۵/۰ |
| ۲۲/۵ | ۳۱/۵ | ۴۰/۴ | ۴۳/۸  | ۴۶/۱ | ۴۷/۲ | ۴۸/۳ | ۴۸/۳ | ۴۸/۳ | ۴۸/۳ |
| ۷/۳  | ۱۶/۷ | ۲۳/۰ | ۲۶/۱  | ۲۹/۲ | ۳۳/۴ | ۳۴/۵ | ۳۵/۵ | ۳۵/۵ | ۳۵/۵ |
| ۷/۴  | ۱۲/۷ | ۱۹/۰ | ۲۳/۲  | ۲۷/۴ | ۳۱/۶ | ۳۲/۷ | ۳۳/۸ | ۳۳/۸ | ۳۳/۸ |
| ۷/۴  | ۱۰/۶ | ۱۳/۸ | ۱۴/۹  | ۱۸/۱ | ۲۱/۳ | ۲۲/۳ | ۲۳/۴ | ۲۳/۴ | ۲۳/۴ |
| ۶/۲  | ۱۱/۳ | ۱۳/۴ | ۱۴/۴  | ۱۶/۵ | ۱۷/۵ | ۱۷/۵ | ۱۸/۶ | ۱۸/۶ | ۱۸/۶ |
| ۶/۳  | ۱۱/۶ | ۱۳/۷ | ۱۴/۸  | ۱۶/۹ | ۱۸/۰ | ۱۸/۰ | ۱۸/۰ | ۱۸/۰ | ۱۸/۰ |
| ۴/۹  | ۷/۶  | ۱۰/۹ | ۱۲/۱۰ | ۱۳/۱ | ۱۴/۲ | ۱۵/۳ | ۱۶/۴ | ۱۶/۴ | ۱۶/۴ |
| ۵/۱  | ۱۰/۲ | ۱۲/۳ | ۱۳/۳  | ۱۴/۳ | ۱۵/۳ | ۱۶/۳ | ۱۶/۳ | ۱۶/۳ | ۱۶/۳ |
| ۶/۶  | ۸/۸  | ۹/۹  | ۱۱/۰  | ۱۳/۲ | ۱۴/۳ | ۱۴/۳ | ۱۴/۳ | ۱۴/۳ | ۱۴/۳ |
| ۶/۷  | ۱۳/۴ | ۲۰/۰ | ۲۲/۳  | ۲۵/۶ | ۲۹/۰ | ۳۰/۱ | ۳۱/۲ | ۳۱/۲ | ۳۱/۲ |
| ۲۸/۸ | ۴۶/۹ | ۵۵/۴ | ۵۷/۶  | ۵۹/۷ | ۶۰/۸ | ۶۱/۸ | ۶۲/۹ | ۶۲/۹ | ۶۲/۹ |



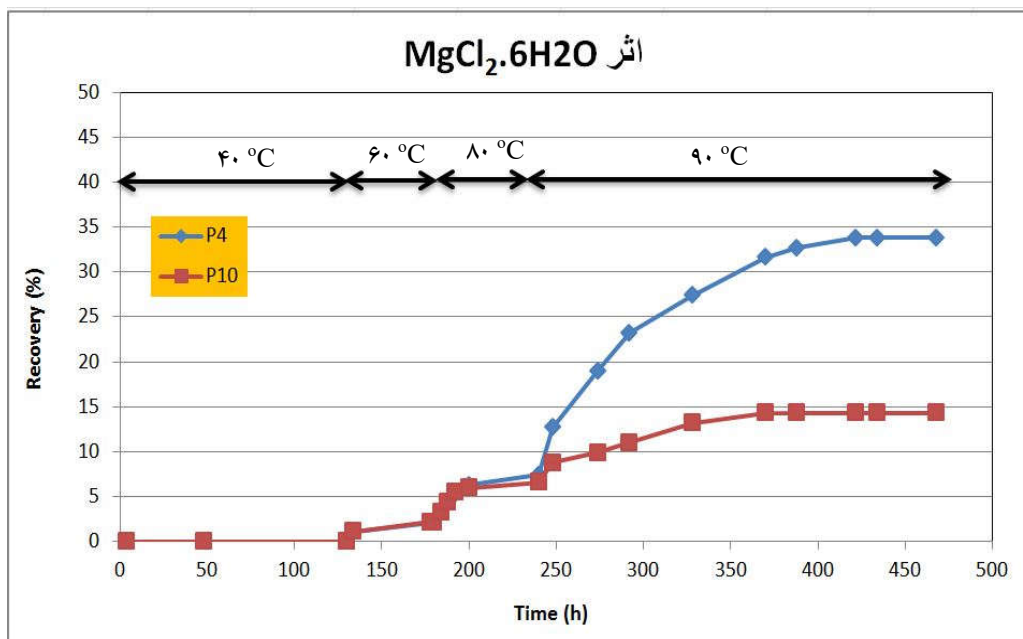
شکل (۵): نمودار نتایج آشام خودبخودی در دماهای ۴۰، ۶۰، ۸۰ و ۹۰ درجه سانتیگراد بر حسب غلظت NaCl موجود در محلول آشام.



شکل (۶): نمودار نتایج آشام خودبخودی در دماهای ۴۰، ۶۰، ۸۰ و ۹۰ درجه سانتیگراد بر حسب غلظت  $\text{CaCl}_2$  موجود در محلول آشام.



شکل (۷): نمودار نتایج آشام خودبخودی در دماهای ۴۰، ۶۰، ۸۰ و ۹۰ درجه سانتیگراد بر حسب غلظت  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  موجود در محلول آشام.



شکل (۸): نمودار نتایج آشام خودبخودی در دماهای ۴۰، ۶۰، ۸۰ و ۹۰ درجه سانتیگراد بر حسب غلظت  $MgCl_2 \cdot H_2O$  موجود در محلول آشام.

#### ۴. نتیجه‌گیری

در این مطالعه، علاوه بر محاسبه میزان نفت بازیابی شده، میزان کشش سطحی بین فازهای نفت و آب با شوری‌های مختلف نیز اندازه‌گیری شد. از این رو، به دو صورت میزان کشش سطحی محاسبه گردید. بخش اول آب نمک‌های خالص و در بخش دوم ترکیبات این نمک‌ها مورد محاسبه قرار گرفت. لازم به ذکر است که مقادیر اندازه‌گیری شده در دو دمای مخزن و محیط و برای هر نمک در ۸ نقطه (۴ نقطه شوری پایین و ۴ نقطه شوری بالا) بوده‌است. نمک‌های استفاده شده شامل  $\text{NaCl}$ ،  $\text{CaCl}_2$ ،  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  و  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  می‌باشند.

در بخش دوم که درباره تاثیر هر نمک در حضور مابقی نمک‌ها بود، ۱۸ ترکیب آزمایش شد که دو ترکیب به دلیل رسوب در دمای محیط و مخزن، داده‌های حاصل از کشش سطحی (جدول ۱) قابل اطمینان نبودند.

از میان ۱۸ ترکیب آب نمک، ۱۲ ترکیب که کمترین IFT را نشان می‌دادند در کنار آب خالص برای انجام آزمایشات آشام خودبخودی انتخاب شدند. نتایج حاصل از این آزمایشات در زیر بطور خلاصه آورده شده است:

- بیشترین بازیافت در محلولی که کمترین  $\text{NaCl}$  را داشت دیده شد
- با افزایش غلظت  $\text{CaCl}_2$  در نمونه آب‌ها، میزان نفت بازیافت شده افزایش یافت.
- با افزایش غلظت  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  در نمونه آب‌ها، میزان نفت بازیافت شده افزایش یافت.
- با افزایش غلظت  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  در نمونه آب‌ها، میزان نفت بازیافت شده افزایش یافت.
- می‌توان گفت که مخازن کربناته با دماهای بالاتر برای استفاده از روش آب هوشمند مناسب‌تر می‌باشند.

#### مراجع

- [۱] ر. خراط، م. اسدالهی، م. نعمانی، ازدیاد برداشت نفت، انتشارات نهر دانش، تهران، ایران، ۱۳۸۷.
- [2] Ramez A. Nasralla, SPE, and Hisham A. Nasr-El-Din, SPE, Texas A&M University, Core flood Study of Low Salinity Water Injection in Sandstone Reservoirs, 149077-MS, SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, 15-18, Saudi Arabia, 2011.
- [3] Eric P. Robertson, Idaho National Laboratory, Low-Salinity Water flooding To Improve Oil Recovery—Historical Field Evidence, SPE 109965, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, U.S.A., 11–14, 2007.