

بررسی هیدرودینامیکی و هیدروشیمی در مخازن نفتی (مطالعه موردی: مخزن آسماری میدان رگ سفید)

بهمن سلیمانی^{۱*}، عبدالله مؤمنی فیض آباد^۲، موسی ظهرا ب زاده^۳

۱-استاد گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

۲-کارشناس ارشد زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

۳- کارشناس ارشد مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، اهواز، ایران

soleimani_b@scu.ac.ir*

دریافت مهر ۱۴۰۲، پذیرش دی ۱۴۰۲

چکیده

شناخت ویژگی های هیدرودینامیکی مخازن نفتی در یک میدان می تواند در درک رفتاری میدان و میزان بهره برداری از آن بسیار مفید باشد. این مطالعه در زمره اولین تلاشها برای بررسی جریان هیدرودینامیکی بوده که در مخزن آسماری میدان رگ سفید صورت گرفته است. بمنظور شناسایی تیپ آبها از داده های آنالیز شیمی ۲۵ نمونه آب مربوط به ۱۱ حلقه چاه و ۵ سیال نمونه (سیال حفاری، گچساران، آسماری، بنگستان، و خامی) استفاده شد. براساس نمودارهای استیف، پایپر، و چادها تیپ تمامی نمونه های آب کلروره سدیک است. روند خطی بین تمامی نمونه ها مربوط به تبادلات کاتیونی است. بطوریکه از میزان یون های سدیم و پتاسیم کاسته و بر میزان کلسیم و منیزیم افزوده می شود. این مسئله می تواند ناشی از اختلاط آبهای شور کلروره سدیک با TDI (Total Dissolved Ion) بالا با آبهای بیکربناته کلسیک- منیزیک باشد. منشأ شورابه های کلروره سدیک از بخش های بالای مخزن (و یا سازند گچساران) و منشأ آبهای بیکربناته کلسیک- منیزیک از بخش های آهکی- دولومیتی سازندهای آسماری، بنگستان و در مواردی خامی است. تمامی یون ها نسبت به TDI، بی کربنات و یون Cl الگوی تقریباً خطی مثبتی را نشان می دهند (بجز تغییرات TDI به یون SO_4^{2-}). هر چند بعضی از نمونه ها به دلیل منشا های متفاوت از نظر بعضی از پارامترها مانند SO_4 ، Ca، و Mg موجب بی نظمی در روندها شده اند. در نمودار تغییرات یون کلر به آلکالن، سه گروه با مشارکت سیالات سازند آسماری و تا حدودی بنگستان آشکار است. در نمودار بی کربنات- کلسیم نیز تعدادی از نمونه ها به صورت غیر عادی دارای کلسیم بالایی هستند. نمودارهای تغییرات TDI و SO_4 نسبت به عمق نیز دو گروه سیال را نشان می دهند. با توجه به حضور گسل ها در منطقه، امکان مشارکت نواحی دیگر در تغذیه سیالات مخزنی و عدم ناهماهنگی بعضی از نمونه ها را بدنبال دارند. ارزیابی منحنی های هم تمرکز یونی و TDI نشان داد که کوهانک باختری دارای تمرکز بیشتری می باشد. سطح تماس آب-نفت (WOC) در یال شمالی ۲۰۰ متر بالاتر از یال جنوبی بوده در نتیجه سطح پتانسیومتری آبد به صورت ارب است. مطالعه نقشه هیدرودینامیک و خطوط جریان نشان دهنده یک جریان پیوسته از سمت شمال خاور به سمت باختر و جنوب باختری میدان بصورت جریان نسبتاً قوی در کوهانک باختری و جریان ضعیف تری در بخش یال شمالی می باشد. اندیس تولید و داده های فشاری در بخش جنوبی - جنوب باختری میدان شرایط بهتری را نشان می دهد. با توجه به ورودی جریان از سمت شمال خاور به سمت نواحی باختری و جنوب باختری، قویاً توصیه می گردد حفاری در بخش باختری میدان متمرکز و برنامه تزریق آب در سمت شمال خاوری انجام گیرد.

کلید واژه: میدان رگ سفید، جریان هیدرودینامیکی، مخزن آسماری، هیدروشیمی، نمودار پایپر.

تقریباً از دو دهه گذشته توجه خاصی به تحولات هیدرودینامیکی مخازن بویژه آبی شده است [۵۲، ۸۸]. هر چند آب متحرک بعنوان حامل اصلی هیدروکربن از مدت‌ها پیش شناخته شده بود [۵۲، ۶۴]. لذا، در کل، در مخازن نفتی شرایط هیدرولژیکی و الگوی سطح تماس آب و نفت برای درک مکانیسم‌های جایگزینی و تجمع هیدروکربنی با اهمیت است [۳۲، ۵۵]. تاریخچه ژئودینامیکی و آب و هوایی حاکم بر حوضه مورد مطالعه بر این پارامترها مؤثر است. اطلاعات زیرزمینی حرکت و میزان سیال در مخزن بخشی از اطلاعات مهندسی مخزن محسوب شده که می‌تواند بمنظور دست‌یابی به نحوه توزیع و کیفیت خطوط جریان و نیز مدلسازی مخزن مورد استفاده قرار گیرد [۸۵].

منطقه خاورمیانه با داشتن ۶۵ درصد ذخایر نفت و ۳۵ درصد ذخایر گاز طبیعی جهان مهمترین مرکز تولید و اکتشاف هیدروکربن در جهان است [۲۱]. ایران به عنوان یکی از بزرگترین تولیدکنندگان نفت خاور میانه و دنیا، ۹ درصد ذخایر نفت و ۱۵ درصد ذخایر گاز طبیعی جهان را در خود جای داده است [۱۵]. از نظر تعداد مخازن هیدروکربوری و بدون توجه به حجم هیدروکربورها، تقریباً ۹۰٪ مخازن بزرگ ایران، کربناته و ۱۰٪ ماسه‌سنگی می‌باشند. در این میان، ۵۳٪ مخازن نفتی و ۴۷٪ آنها گازی هستند [۴۲]. مخازن نفتی اهواز، مارون، نوروز، فروزان، ابوزر و سروش از مخازن نفتی بزرگ ماسه‌سنگی بوده و میادین گچساران، آغاچاری و بی‌بی حکیمه از جمله معروفترین مخازن نفتی بزرگ کربناته محسوب می‌شوند [۱۹]. پیگیری و اکتشاف نفت در یک حوضه رسوبی شدیداً متأثر از وضعیت هیدرودینامیک در آن حوضه می‌باشد [۲۶، ۸۸]. اولین مطالعات در زمینه هیدرودینامیک و نفوذ آب از سطح زمین به اعماق و نقش آن در مهاجرت نفت و گاز و توسعه تئوری هیدرولیکی در تجمع هیدروکربن به دهه های اول ۱۹۹۰ برمی‌گردد [۶۰، ۷۱-۷۴]. در سالهای بعد نقش طبقات رسوبی در مناطق مرتفع در انتقال آبهای نفوذی به سمت مناطق پست حوضه و چگونگی افزایش اندازه و مکان تله های نفتی توسط جریان های هیدرولیکی مورد توجه قرار گرفت [۴۵-۴۶]. فرضیه تاثیر توپوگرافی بر حرکت آب‌های زیرزمینی و وضعیت شیمی، ترمودینامیک و سایر خواص مکانیکی نیز در مطالعات بعدی بررسی گردید. نتایج نشان داد که آب‌های جوی ارتفاعات دارای بنیان بی‌کربنات وارد حوضه شده، و بتدریج به سمت بخش های عمیق شیمی آب تغییر نموده، بطوریکه بنیان‌های بی‌کربنات و سولفات و در عمق بیشتر سولفات، سولفات-کلر و بالاخره کلر بترتیب حالت غالب می‌شوند [۸۷]. فرآیند تولید، مهاجرت (اولیه)، تجمع، جابجا شدن نفت (مهاجرت ثانویه) و سرانجام تخریب آن بصورت تجزیه بیوشیمیایی و ... همگی در رابطه مستقیم با آب سازند انجام می‌پذیرد. هر چند در بسیاری از مخازن، ممکن است چندین مکانیسم رانش و یا سازوکار بازیافت هیدروکربن به طور همزمان عمل نماید [۵۸، ۸۰، ۹۲].

مطالعات متعددی در دنیا و به صورت کمتر در ایران انجام شده است. نمونه‌هایی از تله‌های هیدرودینامیکی در حوضه‌ها و ایالت‌های رسوبی نفت‌دار متعددی مانند سکوی شمال آفریقا [۲۵]، سکوی عربی [۱۶]، حوضه پاریس [۵۷]، دریای خزر جنوبی [۲۴، ۳۹]، دلتای ماهاکام [۲۳]، دریای شمال [۲۹، ۶۲، ۷۵]، خلیج مکزیک [۳۸] و در حوضه زاگرس [۲۰، ۲۲، ۳۱، ۴۴، ۸۸] وجود دارد. حتی برای ذخیره سازی CO₂، نیز اصول تله هیدرودینامیکی اعمال می‌شود [۴۳، ۵۱].

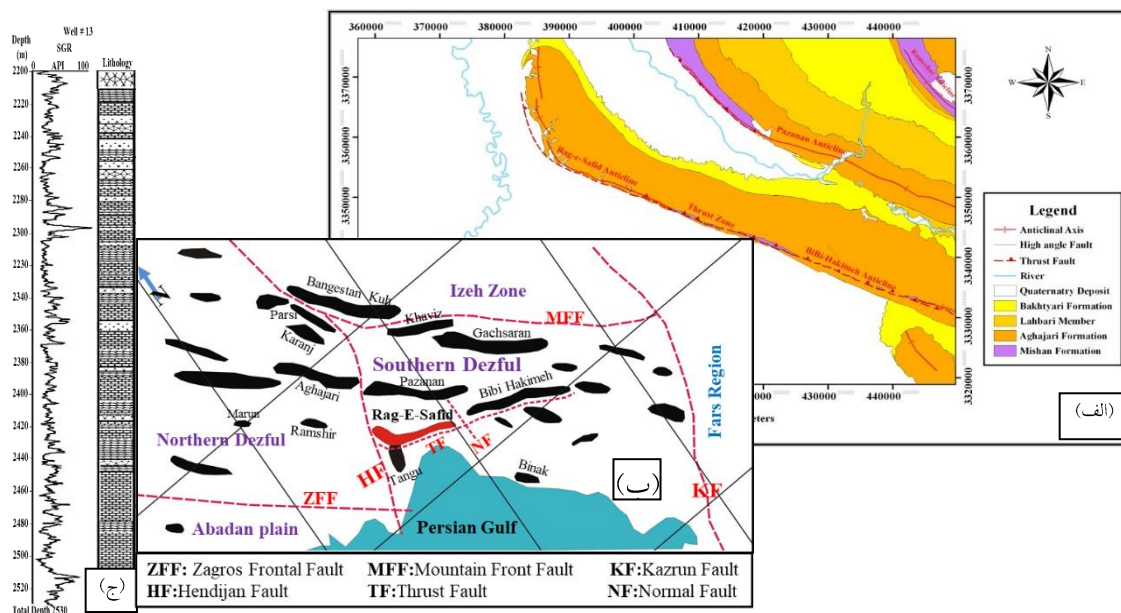
مطالعات چندی در مورد وضعیت هیدرودینامیک و هیدروشیمی سازند آسماری در فروافتادگی دزفول صورت گرفته است [۱، ۳، ۱۰، ۱۱]. این مطالعات نشان داد که در فروافتادگی دزفول، دو جریان متأثر از نیروی ثقلی (هیدرودینامیک همگرا) و تراکمی (هیدرودینامیک واگرا) وجود دارد. در بخش میانی و جنوبی فروافتادگی دزفول، به دلیل حضور طبقات ماسه‌سنگی

با سیمان شدگی ضعیف و جورشدگی خوب و تراوایی بالا، جریان هیدرودینامیک قوی حاکم می‌باشد. در بعضی از میداین نظیر میدان نفتی پارسی و یا کرنج نیز مکانیسم آبران شناسایی نشده و یا جریان هیدرودینامیک ضعیف و ناپایدار وجود دارد. از آنجا که نیروی هیدرودینامیک مهمترین عامل مکانیسم جابجایی سیال برای تولید هیدروکربن با فاکتور بازیابی بیش از ۶۰ درصد است [۱۸، ۷۸]، بنابراین شناخت ویژگی‌های هیدرودینامیک در یک میدان می‌تواند ما را در درک رفتاری میدان و میزان بهره‌برداری از آن یاری رساند. اثبات وجود یا عدم وجود شرایط هیدرودینامیکی در میدان و تعیین مناطق دارای حداکثر پتانسیل بهره‌برداری و کاهش ریسک حفاری از اهداف این مطالعه بشمار می‌رود.

۲- موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی میدان

میدان نفتی رگ سفید تاق‌دیزی است به شکل چکمه‌ای یا جورابی در جنوب‌باختری ایران و در ۱۵۰ کیلومتری جنوب‌خاور اهواز در استان خوزستان قرار دارد. این میدان در منطقه‌ای بین شهر هندیجان و کوه پازنان قرار دارد و در بین میداین نفتی بی‌بی‌حکیمه (جنوب‌خاور)، پازنان (شمال‌خاور)، رامشیر (شمال‌باختر) و زاغه و تنگو (جنوب‌باختر) محصور شده است (شکل ۱). طول تقریبی میدان ۴۵ کیلومتر و عرض آن ۱۶-۷ کیلومتر می‌باشد [۲]. در این میدان سه مخزن آسماری، بنگستان و خامی شناسائی شده است. سازندهای آسماری و بنگستان دارای نفت و گروه خامی دارای گاز می‌باشد. مخزن آسماری به ۸ زون مخزنی تقسیم شده است [۸۹].

مطالعات متعددی در در مخازن آسماری و بنگستان میدان رگ سفید صورت گرفته که در این میان می‌توان به بعضی از این موارد اشاره نمود: توصیف ساختمانی، چینه‌شناسی، خصوصیات پتروفیزیکی و شکستگی‌ها [۵۰، ۶۵، ۸۱]، تأثیر دگرشیبی سنومانین/تورونین در ارتباط با بالآمدگی هندیجان [۱۲-۱۳، ۵]، تحلیل ساختاری به منظور تهیه مدل شدت شکستگی‌ها [۶، ۸-۹]، ریز رخساره و محیط رسوبی [۴، ۳۶]، نمودار تصویرگر [۷۰] و تحلیل تنش‌های درجا در سازند آسماری [۱۴].



شکل ۱- الف) نقشه زمین شناسی، ب) موقعیت میدان نفتی رگ سفید [۷۹]، و ج) ستون چینه‌ای آسماری در یکی از چاه های حفاری شده.

۳- روش مطالعه

مراحل انجام این تحقیق را می‌توان به دو بخش گردآوری اطلاعات، بررسی و آنالیز داده‌ها تقسیم‌بندی نمود. برای دستیابی به اهداف تعیین شده، از کلیه منابع موجود، از جمله موارد زیر بهره گرفته شد:

داده‌های اولیه: شامل اطلاعات چاه (شامل گزارش‌های حفاری)، داده‌های زمین‌شناسی (مانند تغییرات لیتولوژی، مرز سازندها و انتخاب انتروال‌ها)، پارامترهای پتروفیزیکی (مانند لیتولوژی، اشباع سیال (آب-نفت-گاز))، سطوح تماس سیالات (در ۴۱ سال تولید از ۱۳۴۵-۱۳۸۶)، فشار سیالات (فشار نفت میدان از سال ۱۳۴۴ تا سال ۱۳۸۷)، تاریخچه تولید از مخزن (با استفاده از داده‌های ۲۴ حلقه چاه در یک دوره ۲۵ ساله از ۱۳۴۸-۱۳۷۲)، نسبت گاز به نفت تولیدی^۱ (در بازه زمانی از سال ۱۳۴۴ تا ۱۳۸۷).

ترکیب شیمیایی سیالات (هیدروشیمی)- بمنظور بررسی هیدروشیمی آبد مخزن، ۲۵ نمونه آب از ۱۱ حلقه چاه مورد آنالیز شیمیایی قرار گرفت. نتایج آنالیزها در جدول ۱ آمده است. ترکیب هیدروشیمی متوسط سیالات نمونه جهت مقایسه در جدول ۲ آورده شده است. جهت مطالعه نتایج آنالیزهای شیمی آب، ابتدا از طریق فرمول خطای واکنش^۲، موازنه یونی^۳ آنالیز محاسبه شد [۵۶]. برای محاسبه بایستی مقادیر به میلی‌اکی والان بر لیتر تبدیل گردند.

$$R.E = \frac{\sum cations - \sum anions}{\sum ions} \times 100 \quad (1)$$

خطای واکنش بعنوان اندیکاتوری در ارزیابی کیفی داده‌ها بکار برده می‌شود [۳۴]. خطای واکنش مثبت نشانه افزایش کاتیون و خطای منفی نشانه افزایش آنیون است. خطای واکنش قابل قبول ۱۰ درصد می‌باشد [۳۵]. سپس جهت بررسی تیپ آبد مخزن، از نمودار استیف و پایپر و برای بررسی اختلاط احتمالی در آبد مخزن، از نمودارهای ترکیبی استفاده گردید.

جدول ۱- نتایج آنالیز هیدروشیمی (بر حسب mg/l) مخزن آسماری میدان رگ سفید

| شماره نمونه | شماره چاه | عمق | غلظت یونها | | | | | | مجموع کاتیون | مجموع آنیون | TDI | خطای واکنش % | |
|-------------|-----------|------|------------|------|-------|-----|------------------|-----------------|--------------|-------------|--------|--------------|-----------------|
| | | | Ca | Mg | Na+K | Fe | HCO ₃ | SO ₄ | | | | | Cl ⁻ |
| ۱ | ۶ | ۲۶۲۵ | ۱۴۴۰۰ | ۲۴۳۰ | ۷۱۲۱۸ | ۰ | ۳۶۶ | ۵۰۰ | ۱۴۲۰۰۰ | ۸۸۰۴۸ | ۱۴۲۸۶۶ | ۲۳۰۱۹۴ | ۰/۰۰۰۲ |
| ۲ | ۱۱ | ۲۴۸۸ | ۱۳۶۰۰ | ۴۳۷۴ | ۵۲۲۴۴ | ۹۰ | ۱۰۹۸ | ۵۷۰ | ۱۲۷۴۷۷ | ۷۰۳۰۸ | ۱۲۹۱۴۵ | ۱۹۹۴۵۳ | -۴/۴۱۳ |
| ۳ | ۱۱ | ۲۴۷۴ | ۱۲۰۰۰ | ۴۸۶۰ | ۶۰۱۶۲ | ۱۲۵ | ۹۷۶ | ۵۵۰ | ۱۴۵۵۵۰ | ۷۷۱۴۷ | ۱۴۷۰۷۶ | ۲۲۴۲۲۳ | -۶/۵۴۷ |
| ۴ | ۱۴ | ۲۵۹۲ | ۱۲۴۰۰ | ۱۹۴۴ | ۶۴۹۷۴ | ۲۵ | ۹۴۰ | ۷۵۰ | ۱۲۶۰۲۵ | ۷۹۳۴۳ | ۱۲۷۷۱۵ | ۲۰۷۰۵۸ | ۰/۳۴۵ |
| ۵ | ۳۴ | ۲۵۳۵ | ۱۰۰۰۰ | ۳۵۸۹ | ۶۰۹۹۲ | ۱۴ | ۶۱۰ | ۴۰۰ | ۱۲۷۸۰۰ | ۷۴۵۹۵ | ۱۲۸۸۱۰ | ۲۰۳۴۰۵ | -۲/۴۱۴ |
| ۶ | ۵۸ | ۲۵۶۱ | ۱۰۰۰۰ | ۲۴۳۰ | ۶۵۰۸۵ | ۲ | ۱۲۲۰ | ۶۰۰ | ۱۲۴۲۵۰ | ۷۷۵۱۷ | ۱۲۶۰۷۰ | ۲۰۳۵۸۹ | -۰/۰۳۷ |
| ۷ | ۱۰۵ | ۲۷۷۰ | ۵۶۰۰ | ۱۷۰۱ | ۶۳۵۵۱ | ۰ | ۳۶۶ | ۱۳۰۰ | ۱۱۱۸۲۵ | ۷۰۸۵۲ | ۱۱۳۴۹۱ | ۱۸۴۳۴۳ | ۰/۰۰۰۰۵ |
| ۸ | ۱۰۵ | ۲۷۷۸ | ۶۴۰۰ | ۱۲۱۵ | ۶۳۴۵۸ | ۰ | ۲۴۴ | ۱۱۵۰ | ۱۱۸۲۰۵ | ۷۱۰۷۳ | ۱۱۹۵۹۹ | ۱۹۰۶۲۷ | -۲/۷۳ |
| ۹ | ۱۰۵ | ۲۷۸۴ | ۷۲۰۰ | ۱۷۰۱ | ۵۸۰۵۶ | ۰ | ۲۹۳ | ۹۷۵ | ۱۰۶۵۵۰ | ۶۶۹۵۷ | ۱۰۷۸۱۸ | ۱۷۴۷۲۵ | -۰/۰۳۹ |
| ۱۰ | ۱۰۵ | ۲۷۴۳ | ۷۶۰۰ | ۱۲۱۵ | ۶۴۲۸۱ | ۰ | ۲۴۴ | ۱۰۰۰ | ۱۱۵۳۷۵ | ۷۳۰۹۶ | ۱۱۶۶۱۹ | ۱۸۹۷۱۵ | -۰/۰۰۰۱ |

^۱ -GOR-Gas Oil Ratio

^۲ R.E-Reaction error

^۳-Ion balance

^۴ -meq/l

بهمن سلیمانی، عبدالله مؤمنی فیض آباد، موسی ظهراب زاده

| | | | | | | | | | | | | | |
|----|-----|------|-------|------|-------|----|------|------|--------|-------|--------|--------|--------|
| ۱۱ | ۱۰۵ | ۲۷۴۳ | ۶۴۰۰ | ۱۴۵۸ | ۶۶۲۷۵ | ۰ | ۱۲۲ | ۹۰۰ | ۱۱۷۱۵۰ | ۷۴۱۳۳ | ۱۱۸۱۷۲ | ۱۹۲۲۸۷ | ۰/۰۱۲ |
| ۱۲ | ۱۰۸ | ۲۴۶۲ | ۱۲۰۰۰ | ۲۹۱۶ | ۵۵۳۵۰ | ۲۱ | ۶۱۰ | ۷۵۰ | ۱۱۴۴۸۸ | ۷۰۲۸۷ | ۱۱۵۸۴۸ | ۱۸۶۱۳۵ | -۰/۰۵۲ |
| ۱۳ | ۱۰۸ | ۲۴۶۲ | ۱۵۲۰۰ | ۲۱۸۷ | ۶۱۶۷۷ | ۴۵ | ۱۲۲۰ | ۳۰۰ | ۱۲۷۸۰۰ | ۷۹۱۰۹ | ۱۲۹۳۲۰ | ۲۰۸۴۲۹ | -۰/۰۴۲ |
| ۱۴ | ۱۰۸ | ۲۴۶۲ | ۸۰۰۰ | ۳۹۴۵ | ۶۷۶۶۲ | ۲۰ | ۶۱۰ | ۸۰۰ | ۱۲۸۵۱۰ | ۷۹۶۲۷ | ۱۲۹۹۲۰ | ۲۰۹۵۴۷ | ۰/۲۸۱ |
| ۱۵ | ۱۰۸ | ۲۴۶۲ | ۱۰۸۰۰ | ۳۱۵۹ | ۶۸۲۲۵ | ۵ | ۷۳۲ | ۳۷۵ | ۱۳۳۱۳۵ | ۸۲۱۸۹ | ۱۳۴۲۴۲ | ۲۱۶۴۲۱ | -۰/۰۴۸ |
| ۱۶ | ۱۰۸ | ۲۴۶۲ | ۱۲۸۰۰ | ۲۴۳۰ | ۷۴۰۲۷ | ۵ | ۳۹۲ | ۲۷۵ | ۱۴۳۷۷۵ | ۸۹۲۶۲ | ۱۴۴۴۴۲ | ۲۳۳۷۰۴ | -۰/۰۴۲ |
| ۱۷ | ۴۲ | ۲۴۰۵ | ۱۵۲۰۰ | ۴۱۳۱ | ۶۱۱۲۰ | ۵ | ۲۴۴۰ | ۲۲۵۰ | ۱۳۰۴۶۳ | ۸۰۴۵۶ | ۱۳۵۱۵۳ | ۲۱۵۶۰۹ | -۰/۰۵۷ |
| ۱۸ | ۱۲۲ | ۲۵۹۵ | ۱۲۸۰۰ | ۱۴۵۸ | ۶۱۳۵۳ | ۲۸ | ۱۰۹۸ | ۶۰۰ | ۱۲۰۷۰۰ | ۷۵۶۳۹ | ۱۲۲۳۹۸ | ۱۹۸۳۳۳ | -۰/۰۲۹ |
| ۱۹ | ۱۲۲ | ۲۵۹۵ | ۱۴۰۰۰ | ۴۸۶۰ | ۵۵۷۷۷ | ۱۰ | ۹۷۶ | ۷۰۰ | ۱۲۴۲۵۰ | ۷۴۶۴۷ | ۱۲۵۹۲۶ | ۲۰۰۵۷۳ | -۰/۰۷۳ |
| ۲۰ | ۱۲۲ | ۲۵۰۴ | ۱۵۲۰۰ | ۲۹۱۶ | ۶۰۰۳۹ | ۵۳ | ۱۲۲۰ | ۳۰۰ | ۱۲۷۴۴۵ | ۷۸۲۰۸ | ۱۲۸۹۶۵ | ۲۰۷۱۷۳ | -۰/۰۵۵ |
| ۲۱ | ۷۸ | ۲۴۸۷ | ۱۵۶۰۰ | ۱۴۵۸ | ۷۳۰۰۹ | ۰ | ۳۶۶ | ۴۰۰ | ۱۲۰۷۰۰ | ۷۶۸۶۷ | ۱۲۱۴۶۶ | ۱۹۸۳۳۳ | ۸/۸۱۳ |
| ۲۲ | ۷۸ | ۲۶۹۰ | ۱۷۰۰۰ | ۱۲۱۵ | ۵۳۰۸۸ | ۰ | ۲۴۴ | ۲۰۰ | ۱۱۵۳۷۵ | ۷۱۳۰۳ | ۱۱۵۸۱۹ | ۱۸۸۸۹۷ | ۰/۰۰۰۱ |
| ۲۳ | ۷۸ | ۲۶۳۸ | ۱۷۲۰۰ | ۱۲۱۵ | ۵۶۴۰۰ | ۰ | ۴۸۸ | ۲۰۰ | ۱۴۰۲۲۵ | ۷۴۸۱۵ | ۱۴۰۹۱۳ | ۱۹۶۲۰۳ | -۷/۴۶ |
| ۲۴ | ۴ | ۲۸۸۹ | ۱۲۶۴۰ | ۲۳۸۱ | ۷۰۳۱۱ | ۳۸ | ۱۷۰۸ | ۵۵۰ | ۱۳۶۶۷۵ | ۸۵۳۷۰ | ۱۳۸۹۳۳ | ۲۲۴۳۰۳ | -۰/۰۴۰ |
| ۲۵ | ۴ | ۲۸۸۹ | ۱۳۲۰۰ | ۳۸۸۸ | ۷۰۶۱۰ | ۵۰ | ۲۴۴۰ | ۸۰۰ | ۱۴۲۰۰۰ | ۸۷۷۴۸ | ۱۴۵۲۴۰ | ۲۳۲۹۸۸ | -۰/۰۶۰ |

| سیالات نمونه | Ca | Mg | Na+K | HCO ₃ | SO ₄ | Cl | ΣCat. | ΣAni | TDI | R.E% |
|---------------|-------|------|-------|------------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Mud drill | ۲۰۰۰ | ۲۵۰ | ۸۵۰۰۰ | ۶۵۰ | ۴۰۰۰ | ۱۳۰۰۰۰ | ۸۷۲۵۰ | ۱۳۴۶۵۰ | ۲۲۱۹۰۰ | ۰/۷۹۶ |
| Khami Gr. | ۷۵۰ | ۷۵۰ | ۷۵۰۰۰ | ۲۵۰۰ | ۳۵۰۰ | ۱۱۵۰۰۰ | ۷۶۵۰۰ | ۱۲۱۰۰۰ | ۱۹۷۵۰۰ | ۰/۱۰۱ |
| Bangestan Gr. | ۱۸۰۰۰ | ۳۸۸۸ | ۷۰۰۱۷ | ۹۷۶ | ۳۰۰ | ۱۵۰۸۷۵ | ۹۱۹۰۵ | ۱۵۲۱۵۱ | ۲۴۴۳۳۱ | -۰/۰۹۴ |
| Asmari Fm. | ۱۰۰۰۰ | ۲۰۶۵ | ۶۶۰۴۱ | ۳۴۲ | ۶۲۵ | ۱۲۵۱۳۷ | ۷۸۱۰۶ | ۱۲۶۱۰۴ | ۲۰۴۲۱۴ | -۰/۰۳۳ |
| Gachsaran Fm. | ۳۰۰۰۰ | ۵۵۰۰ | ۸۰۰۰۰ | ۸۰۰ | ۲۰۰ | ۱۹۰۰۰۰ | ۱۱۵۵۰۰ | ۱۹۱۰۰۰ | ۳۰۶۵۰۰ | ۰/۵۷۰ |

رسم نمودار تغییرات- براساس داده‌های ذکر شده، نمودارهای مختلف مانند تغییر سطح اساس آب-نفت، شاخص بهره‌دهی، نقشه‌های پتانسیومتریک و هیدرودینامیکی مخزن آسماری و تغییرات هیدروشمی مخزن (و همچنین نمونه‌های از آنالیز آب سازند گچساران جهت مقایسه) تهیه گردید.

نرم افزارهای مورد استفاده-بمنظور تهیه جداول، نقشه‌ها، نمودارها و نیز ویرایش تصاویر از نرم افزارهای مختلفی از جمله RMS (برای رسم نمودارهای شاخص بهره‌دهی)، AqQa (برای رسم تغییرات ژئوشیمی آب مانند نمودارهای تغییرات کاتیون ها و آنیون ها به TDI)، ArcGIS (برای پیدا کردن موقعیت چاهها)، ENVI (جهت استاندارد سازی تصاویر)، Phreeqc (برای دسته بندی و طراحی داده‌های وسیع ژئوشیمیایی)، Surfer (رسم نمودارهای هیدرودینامیکی)، Excel 2007 (برای ذخیره سازی داده‌ها)، Adobe Photoshop و Corel draw (رسم شکل‌ها و ویرایش نقشه‌ها) استفاده شد.

۴- بحث

۴-۱ توصیف زون بندی مخزن:

مخزن آسماری به منظور سهولت مطالعه به سه بخش بالایی (زون ۱ و ۲)، میانی (زون ۳، ۴ و ۵) و پائینی (زون ۶، ۷ و ۸) تقسیم می‌شود.

زون ۱: با ضخامت متوسط ۳۵/۳ متر از نظر سنگ‌شناسی از آهک (۴۴/۵٪)، دولومیت (۴۹٪)، شیل (۵/۵٪)، انیدریت (۲٪) و ماسه (۱٪) تشکیل شده است. متوسط تخلخل و تراوایی آن به ترتیب، ۱۱/۸٪ و ۱/۰۰۳ میلی داری می‌باشد. متوسط اشباع آب ۲۴/۶٪ می‌باشد.

زون ۲: بر اساس تغییرات سنگ‌شناسی و پارامترهای پتروفیزیکی به دو زیرزون ۱-۲ و ۲-۲ تقسیم می‌شود:

زیرزون ۱-۲: با ضخامت متوسط آن ۱۷.۴۱ متر از ماسه سنگ (۳۰٪)، آهک (۲۷٪)، شیل (۲۳٪) و دولومیت (۲۰٪) تشکیل شده است. متوسط تخلخل ۱۵/۱٪، تراوایی ۲/۵ میلی داری و متوسط اشباع آب ۲۴/۷٪ است.

زیر زون ۲-۲: ضخامت متوسط آن ۱۲/۲۶ متر بوده و شامل آهک (۳۳٪)، ماسه (۳۰٪)، شیل (۱۸٪) و دولومیت (۱۸٪) می‌باشد. متوسط تخلخل ۲/۲٪، تراوایی ۲/۴۳ میلی داری و متوسط اشباع آب ۲۶/۸٪ است.

زون ۳: از آهک (۴۳٪)، دولومیت (۴۷٪)، شیل (۵/۵٪)، انیدریت (۴٪) و ماسه سنگ (۰/۵٪) تشکیل شده است. ضخامت متوسط این زون ۳۳/۴ متر است. متوسط تخلخل ۱۱/۲٪ و تراوایی آن ۰/۴۴ میلی داری و متوسط اشباع آب ۲۹/۳٪ می‌باشد.

زون ۴: با ضخامت متوسط ۱۸/۴ متر دارای سنگ آهک (۵۲٪)، دولومیت (۳۲٪)، شیل (۱۵٪)، ماسه سنگ (۰/۵٪) و انیدریت (۰/۵٪) است. متوسط تخلخل این زون ۱۲/۷ درصد، تراوایی ۲/۳۷ میلی داری و متوسط اشباع آب ۲۸/۴٪ می‌باشد.

زون ۵: با ضخامت متوسط ۴۰/۱ متر شامل سنگ آهک (۶۱٪)، دولومیت (۳۴٪)، و شیل (۵٪) می‌باشد. این زون تقریباً فاقد ماسه سنگ و انیدریت است. متوسط تخلخل ۱۳/۸ درصد، تراوایی ۵/۳ میلی داری و اشباع آب ۲۴/۱٪ می‌باشد. این زون بهترین زون مخزن آسماری میدان می‌باشد.

زون ۶: بخش زیرین آسماری میانی را شامل می‌شود. شامل سنگ آهک دولومیتی ضخیم لایه (۵۵٪) و دولومیت (۳۸٪) با میان لایه شیل (۷٪) است. ضخامت متوسط این زون ۸۸/۷ متر است. میانگین تخلخل ۱۲/۵٪، تراوایی ۰/۸۸ میلی داری و اشباع آب ۲۸/۹٪ می‌باشد.

زون ۷: ضخامت متوسط این زون ۸۹ متر بوده و بر اساس تغییرات سنگ‌شناسی و پارامترهای پتروفیزیکی به دو زیرزون ۱-۷ و ۲-۷ تقسیم می‌شود:

زیرزون ۱-۷: با ضخامت ۵۸/۵ متر از آهک (۵۴٪)، دولومیت (۳۴٪)، شیل (۸٪) تشکیل شده است. متوسط تخلخل ۱۲/۳٪، تراوایی ۷/۹ میلی داری و اشباع آب ۳۳/۷٪ می‌باشد. این زیرزون در زمره زون‌های خیلی خوب مخزن می‌باشد.

زیرزون ۲-۷: شامل آهک (۷۸٪)، دولومیت (۱۹٪) و شیل (۳٪) می‌باشد. دارای ضخامت متوسط ۴۹/۶ متر است. متوسط تخلخل ۱۱/۹، تراوایی ۰/۴۵ میلی داری و اشباع آب ۲۷/۱٪ می‌باشد. علیرغم دارا بودن کم‌ترین میزان تخلخل، بدلیل نسبت بالای ضخامت مفید به ضخامت کل، پس از زون ۵ بهترین زون مخزنی میدان می‌باشد.

زون ۸: با ضخامت متوسط ۸۳ متر، از آهک (۸۰٪)، دولومیت (۱۵٪)، شیل (۴٪) و مقدار کمی ماسه سنگ (۱٪) تشکیل شده است. متوسط تخلخل ۱۱/۱٪، تراوایی ۰/۸۴ میلی داری و اشباع آب ۳۱/۴٪ بوده، ضعیف‌ترین زون مخزنی محسوب می‌شود.

۲-۴ بررسی هیدرودینامیک:

هیدرودینامیک، جریان آب در بخش آبدۀ مخازن نفتی نه تنها تحت تاثیر وضعیت چینه‌شناسی، بلکه متاثر از وضعیت ساختمانی حوضه می‌باشد [۳۷]. رژیم هیدرولوژیکی یک حوضه با گذشت زمان از جوانی تا پیری تکامل می‌یابد. حوضه جوان دارای سیستم سیال بسیار پویا، اما حرکت سیال ذاتی عمیق با افزایش سن کاهش می‌یابد. بعد از رسوبگذاری، فشار روباره بواسطه تراکم باعث حرکت گسترده آب به سمت بالا می‌شود. این حرکت معمولاً با مهاجرت و به دام افتادن هیدروکربن‌ها همراه است. حرکت سیال به سمت بالا ممکن است به صورت موضعی توسط مناطق فوق فشاری قطع شود [۷۱، ۷۵]. در حوضه های رسوبی، گرانش و اختلاف پتانسیل فشار بسیار زیاد، مهم ترین مکانیسم رانش جریان آب های زیرزمینی است، اما در بعضی نواحی خاص، گرادیان های حرارتی می توانند جریان همرفتی آب زیرزمینی را القا کنند، مانند سفره های کم عمق عرض های جغرافیایی بالا [۳۱]، یا شیب پتانسیل شیمیایی در حضور گرادیان بالای غلظت املاح [۵۵]. در این مطالعه برای بررسی وضعیت هیدرودینامیکی مخزن از پارامترهای مختلف استفاده گردید.

۴-۲-۱ تغییرات سطح تماس سیالات نسبت به زمان:

تغییرات سطح تماس آب-نفت^۶ نشان می‌دهد که سطح تماس در یال شمالی با یال جنوبی متفاوت می‌باشد. بطوری که سطح تماس اولیه در سال ۱۳۴۵ در یال شمالی در عمق ۲۵۲۰ متری زیر سطح دریا بوده و این در حالیکه این سطح در یال جنوبی در عمق ۲۷۳۰ متری زیر سطح دریا قرار داشته است. پس از ۴۱ سال تولید در سال ۱۳۸۶ سطح تماس یال شمالی و جنوبی و بخشهای چهارگانه دستخوش تغییرات زیادی شده است (شکل ۲). سطح آب-نفت در بخشهای (S-1 و S-2) واقع در یال جنوبی میدان در عمق بیشتری قرار داشته اما در مدت زمان مشابه نسبت به یال شمالی صعود بیشتری داشته و بالاتر آمده است.

داده‌های سطح تماس گاز-نفت^۷ نشان داد که سطح تماس اولیه میدان در عمق ۲۱۴۰ متری زیر سطح دریا بوده است. سطح تماس گاز-نفت میدان در تمام بخش‌های میدان از یک روند پیروی می‌کند، به طوری که بخش خاوری میدان (بخش S-3 و S-4) بیشترین پایین رفتن سطح تماس گاز-نفت را دارا می‌باشند. همان‌گونه که در شکل دیده می‌شود سطح تماس گاز-نفت بخش (S-4) میدان پایین‌تر از سایر بخش‌ها می‌باشد، به عبارتی ضخامت ستون گازی بیشتر می‌باشد.

بررسی ضخامت ستون نفتی میدان نشان می‌دهد که بیشترین و کمترین کاهش ضخامت ستون مربوط به بخشهای (S-3 و S-4) به میزان ۳۶۱ و ۲۵۵ متر می‌باشد.

با توجه به نمودارهای تغییرات سطح تماس سیالات، تغییر سطح تماس آب-نفت و گاز-نفت در گذر زمان ملایم و دارای شیب یکنواخت بوده و تغییرات آن متناسب با نرخ تولید می‌باشد (شکل ۲).

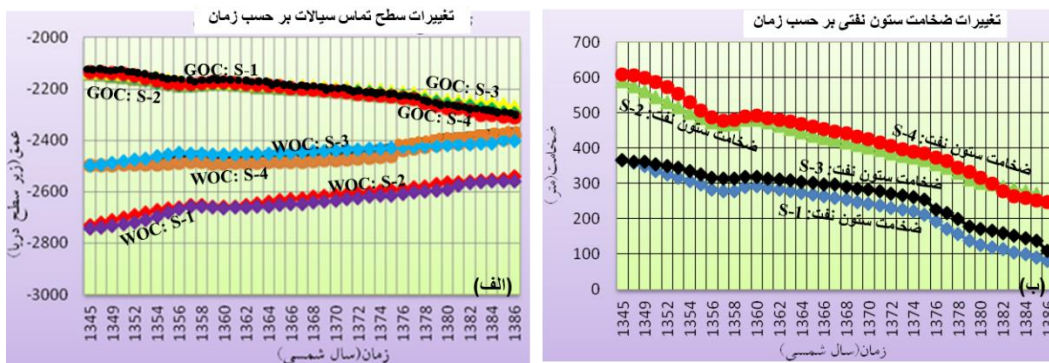
شاخص بهره‌دهی (PI) Productivity Index: نسبت دبی تولید مایع بر حسب روز/STB (بشکه بر روز) به اختلاف فشار متوسط مخزن با فشار تخلیه‌ی چاه در میانه بازه تولید کننده را گویند، و با علامت J نشان داده می‌شود [۲۶]:

$$J = \frac{q}{(P - P_{wf})} \quad (2)$$

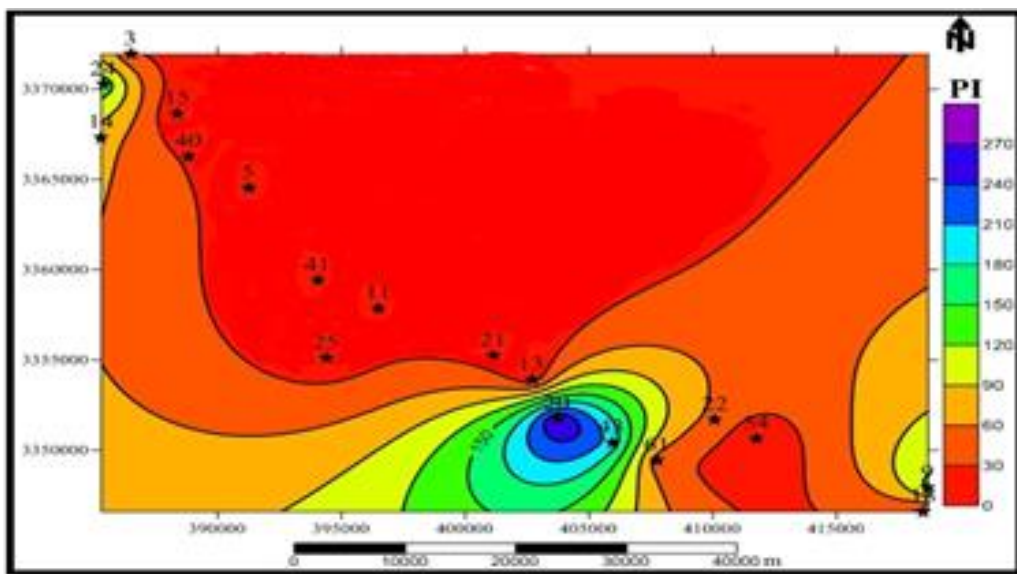
⁵-Aquifer

⁶-WOC-Water Oil Contact

⁷-GOC-Gas Oil Contact



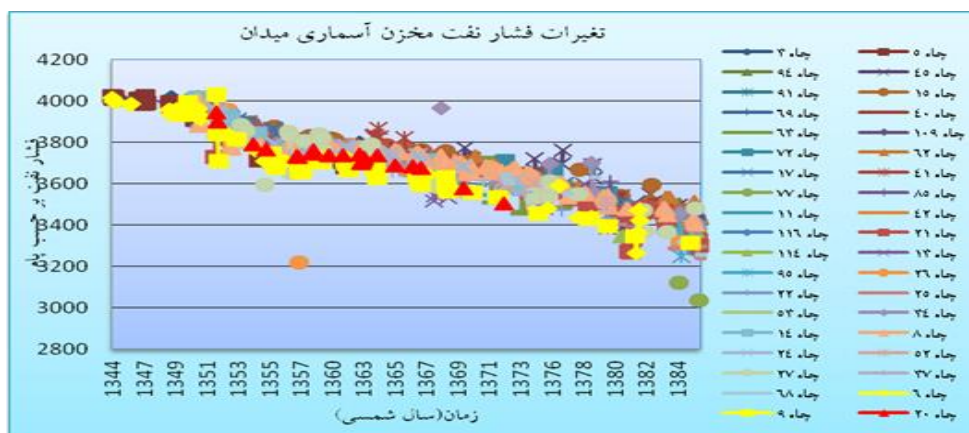
شکل ۲- تغییر سطح تماس سیالات آب- نفت و گاز-نفت (الف) و نیز تغییرات ستون نفتی (ب) نسبت به زمان و تولید.



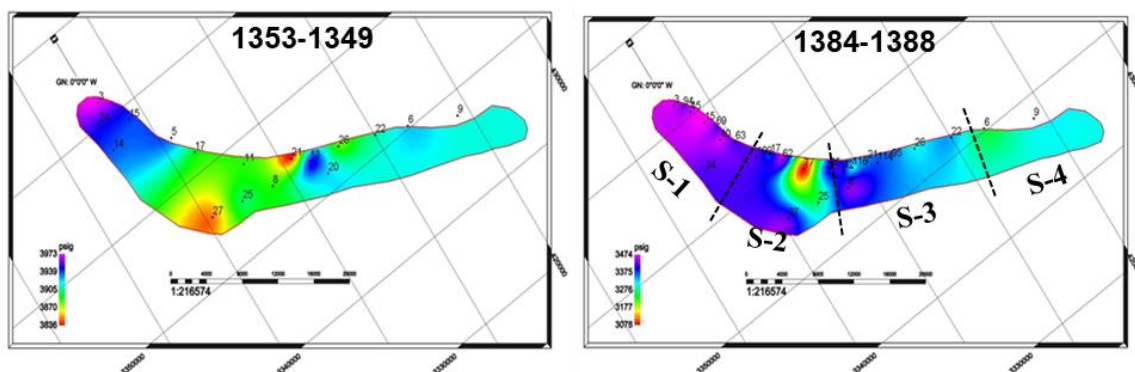
شکل ۳- نقشه شاخص بهره‌دهی میدان در دوره زمانی ۱۳۶۶-۱۳۷۲.

شاخص بهره‌دهی، معیاری برای پتانسیل چاه یا توان چاه برای تولید به‌شمار می‌رود و از جمله خواص کمی چاه است که به‌طور معمول اندازه‌گیری می‌شود. در محاسبه J از یک آزمون تولید، باید چاه را برای مدت زمان طولانی در تولید قرار داد تا زمانی که جریان به حالت شبه‌پایدار برسد. تنها در این بازه زمانی است $\bar{P} - P_{wf}$ ثابت می‌ماند [۲۶]. برای این منظور نتایج حاصل از شاخص بهره‌دهی ۲۴ حلقه چاه در یک دوره ۲۵ ساله مورد استفاده قرار گرفته است. در کل شاخص بهره‌دهی میدان در بخش‌های جنوبی و باختری از سایر نقاط مطلوب‌تر می‌باشد (بعنوان مثال، شکل ۳). فشار نفت میدان: نمودار تغییرات آن با گذشت زمان ترسیم گردید (شکل ۴). روند تغییرات نشان داد که با شروع تولید از میدان، فشار نفت کاهش یافته است. به‌طوریکه از سال ۱۳۴۴ تا ۱۳۸۷ افت فشار نفت میدان در حدود ۸۰۰ پام (پوند بر اینچ مربع) یعنی به‌ازای هر سال ۱۹/۰۴ پام می‌باشد. از لحاظ فشار نفت، میدان قابل تقسیم به دو بخش خاوری و باختری می‌باشد. فشار بخش غربی میدان (بخش S-1 و S-2) ۱۰۰ پام بیشتر از بخش خاوری (بخش S-3 و S-4) می‌باشد. بررسی منحنی‌های هم‌فشار که با استفاده از نرم افزار RMS^۸ رسم شده، نشان داد که بخش باختری و مرکزی میدان (بخش S-1 و S-2) از نظر فشاری وضعیت مطلوب‌تری را دارا می‌باشند (شکل ۵).

^۸ RMS-Reservoir Management System



شکل ۴- نمودار تغییر فشار نفت مخزن آسماری میدان نفتی رگ سفید.

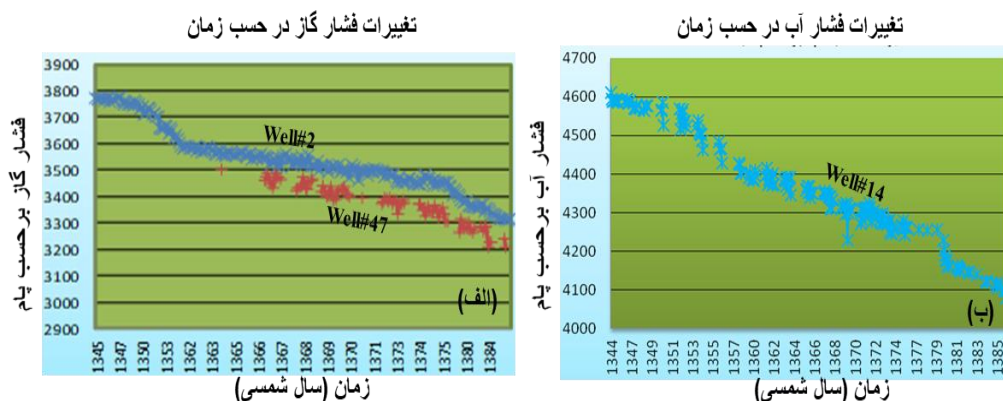


شکل ۵- نقشه منحنی هم فشار نفت برحسب پام نسبی برای دو دوره ۱۳۵۳-۱۳۴۹ و ۱۳۸۸-۱۳۸۴.

تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی: این تغییرات تابع مکانیسم رانش حام بر مخزن است. در طی تولید از یک مخزن با نیروی محرک هیدرودینامیک، فشار مخزن به آرامی، افت می‌کند. بطور کلی تغییر اندکی در نسبت گاز به نفت^۹ رخ می‌دهد. با یک رانش آبی کارآمد، آهنگ جریان در طی حیات میدان ثابت مانده، اما تولید نفت با افزایش تولید آب، کاهش می‌یابد. در مخازن هیدروکربنی اشباع و فاقد هیدرودینامیک فعال، بعد از آغاز تولید، انبساط کلاهک گازی نیرویی را به ستون نفت اعمال می‌کند. در بازه زمانی تولید، فشار مخزن و تولید نفت بطور یکنواخت کاهش ولی پارامتر GOR افزایش می‌یابد. در مخازن غیر اشباعی، نیروی رانش از گاز محلول در نفت حاصل می‌شود. پس از گذشت مدتی از تولید و کاهش فشار مخزن، ممکن است یک فاز گازی به صورت کلاهک در بالای ستون نفت تشکیل شود [۲۷]. میدان رگ سفید دومین کلاهک گازی بزرگ میادین جنوب غربی کشور را پس از میدان پازنان دارد [۲]. لذا با توجه به حجم بودن کلاهک گازی و انبساط آن، مهم‌ترین نقش را در رانش نفت ایفا می‌کند. بررسی فشار گاز در چاه‌های مورد مطالعه نشان داد که در ابتدا فشار بخش شرقی و غربی میدان یکسان بوده، اما با گذشت زمان و افزایش تولید، اختلاف فشاری بین دو بخش بوجود می‌آید، بطوریکه این فشار در سال ۱۳۶۴، در بخش غربی ۵۰ پام بیشتر بوده، اما این اختلاف در سال ۱۳۸۶ به ۱۰۰ پام رسیده است. یکی از

^۹ -GOR-Gas Oil Ratio

عوامل این اختلاف ناشی از کوچک بودن کلاهک گازی بخش شرقی می‌باشد (شکل ۶-الف). بررسی نمودارهای تغییرات فشار گاز نسبت به تولید روزانه نفت نشان داد که فشار کلی گاز متناسب با تولید و دارای نوساناتی است. بررسی فشارهای ساکن آب: نمودار تغییرات فشار آب در طول فعالیت تولیدی مخزن نشان می‌دهد که بطور کلی روند نزولی داشته، و در دوره‌هایی که تولید در بیشترین میزان خود بوده، افت فشار شدیدتر می‌باشد (شکل ۶-ب).



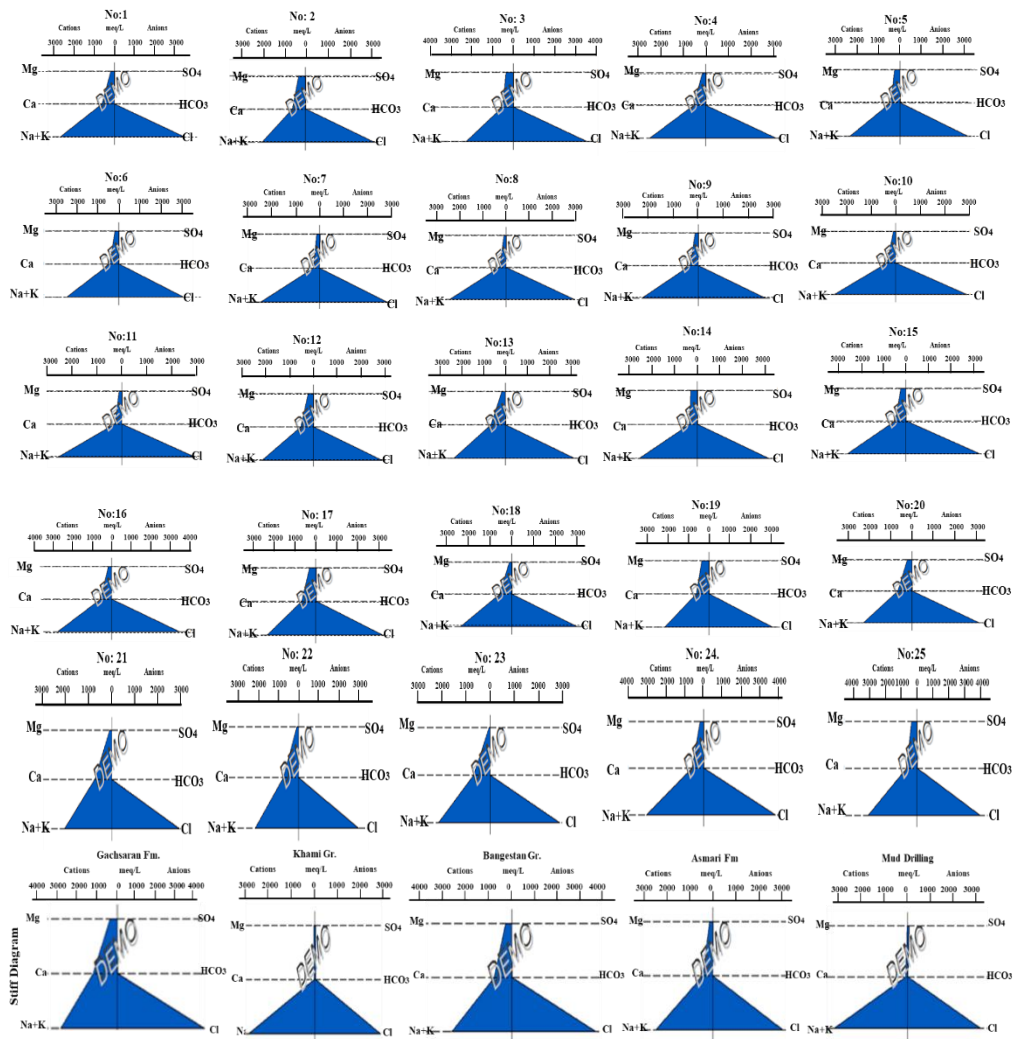
شکل ۶- نمودار تغییرات فشار (الف) گاز در دو چاه (بعنوان مثال) و (ب) آب مخزن آسماری (در یکی از چاه‌ها) میدان نفتی رگ سفید بر حسب زمان.

۳-۴ بررسی تیپ آب

برای تفسیر نتایج آنالیز هیدروشیمی نمونه‌های مورد مطالعه (جدول ۱) از نمودارهای مختلفی استفاده گردید. نمودار استیف-نمودار یا الگوی استیف نمایش تصویری از آنالیز شیمیایی است که اولین بار توسط استیف [۸۳] بکار گرفته شد. این نمودار بطور وسیعی توسط زمین‌شناسان و آب‌شناسان برای نمایش تغییرات یون‌های اصلی نمونه های آب بکار برده می‌شود. این نمودار در شناسایی سریع آب‌هایی با منشا مختلف مفید است [۳۰، ۳۷، ۵۳، ۷۷]. بررسی نمونه آب چاه‌ها در این نمودار نشان می‌دهد که تیپ آب چاه‌ها و نیز سازند گچساران (بعنوان نمونه) از نوع کلروسدیک می‌باشد (شکل ۷).

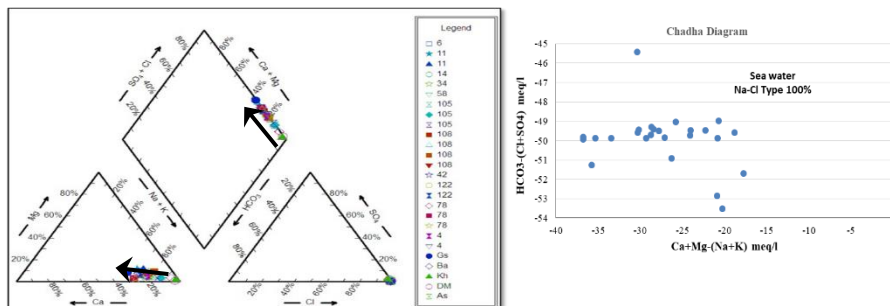
نمودار پایپر-نمودار پایپر که توسط پایپر در سال ۱۹۴۴ پیشنهاد شد جهت نمایش داده های شیمی آب بمنظور شناخت منشا نمک های محلول در آب بکار می رود [۶۷-۶۸]. این شکل الماس گونه تبدیل ماتریسی از آنیون ($SO_4+Cl/Total$) و کاتیون ($Na^+ + K^+/Total\ cations$) است [۶۹]. نمونه های آب در نمودار پایپر می‌تواند بصورت رخساره هیدروشیمی دسته بندی گردند [۲۸، ۵۹، ۷۶، ۹۱]. بنابراین، یکی از ابزارهای مفید جهت تعیین نوع آب‌ها، رخساره‌های هیدروشیمیایی و مسیرهای تکامل هیدروژئوشیمیایی، نمایش تعداد زیادی نمونه در یک دیاگرام، نشان‌دادن تفاوت‌ها و شباهت‌ها، تاثیر اختلاط و بررسی تغییرات زمانی و مکانی نمونه‌ها می‌باشد [۴۰، ۴۷، ۴۹]. بر اساس این نمودار، تیپ تمامی نمونه‌های آب برداشت شده از چاه‌های مختلف همانند نمودار استیف کلروره سدیک است. همچنین در این نمودار یک روند خطی بین تمامی نمونه‌ها دیده می‌شود که مربوط به تبادلات کاتیونی است. بطوریکه در این مسیر خطی از میزان یون‌های سدیم و پتاسیم کم و بر میزان کلسیم و منیزیم افزوده می‌شود. این مسئله می‌تواند به دلیل اختلاط آب‌های شور کلروره سدیک با TDI بالا با آب‌های بیکربناته کلسیک-منیزیک باشد که در عمق بیشتری قرار دارد. اما بدلیل شوری زیاد آب‌های کلروره

سدیک و قابلیت اشباع بالای آنها، اثر آبهای بی‌کربناته کلسیک- منیزیک را نمی‌توان بر روی نمودار آنیونی و لوزی شکل تشخیص داد، ولی در نمودار کاتیونی مشخص است (شکل ۸). همه نمونه‌ها در نمودار چادها (نسبت $Ca+Mg-(Na+K)$ به تفاضل آنیونها از بی‌کربنات) نیز در زمره تیپ کلروره سدیک (آب دریا) قرار می‌گیرند.



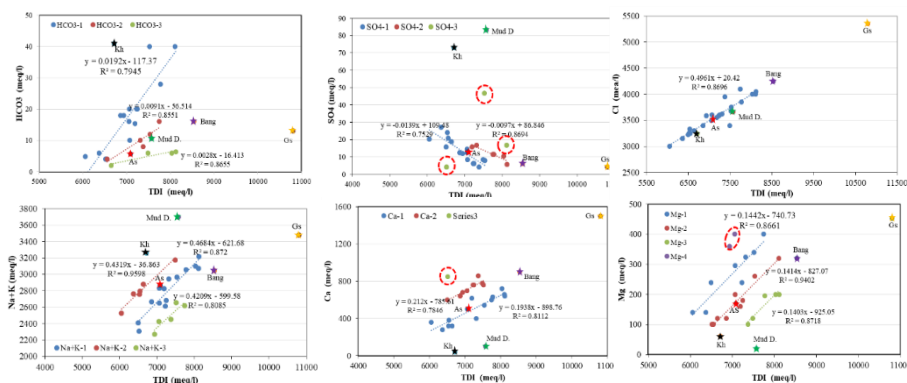
شکل ۷-

نمودارهای استیف تغییرات شیمی آب نمونه‌های مورد مطالعه (جدول ۱) و سیالات مقایسه‌ای (جدول ۲).



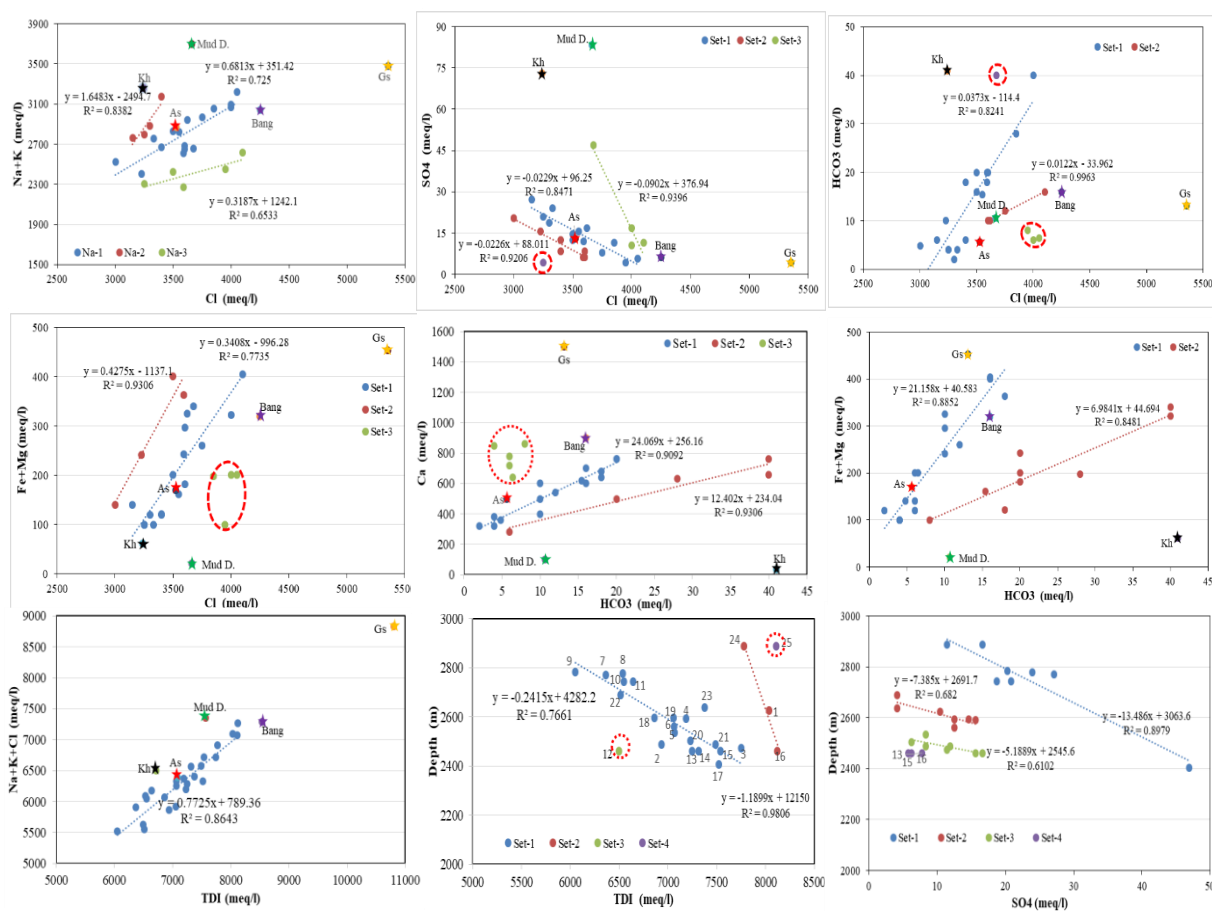
شکل ۸- موقعیت نمونه‌های سیالات بخش آبد میدان در نمودارهای پایپر و چادها.

دیاگرام‌های ترکیبی میدان و تفسیر آن‌ها- این نمودارها جهت شناسایی نوع آبها و بررسی اختلاط در نمونه‌های آب برداشتی چاه‌های مختلف بکار می‌رود. برای این منظور از داده‌های آنالیز شیمی ۲۵ نمونه آب مربوط به ۱۱ حلقه چاه و شیمی ۵ سیال نمونه (سیال حفاری، گچساران، آسماری، بنگستان، خامی) استفاده شد. تمامی یون‌ها نسبت به TDI (شکل ۹) و نسبت به یون بی کربنات و یون Cl (شکل ۱۰) الگوی تقریباً خطی و مثبتی را بجز در نمودار تغییرات یون SO_4^{2-} و آلکالن به TDI (الگوی خطی منفی) با هم نشان می‌دهند. از آنجائیکه با افزایش یون کلر و TDI از غلظت یون سولفات کاسته می‌شود می‌توان نتیجه گرفت که یون کلر یک مانع جنبشی در فرایند انحلال سولفات بحساب می‌آید [۵۴، ۹۰، ۸۴]. بعبارت دیگر بدلیل حضور لایه‌های نمکی که آزاد کننده یون کلر هستند یون سولفات سریع به درجه اشباع رسیده و دیگر به درون آب اضافه نمی‌شود [۶۳]. تغییرات هیدروشیمی می‌تواند برای شناخت جریان هیدرودینامیکی بکار رود [۷]. نمونه‌های مورد مطالعه در چند گروه قرار می‌گیرند. مقایسه تغییرات شیمی آنها با نمونه‌های سیال منتخب (سیال حفاری، خامی، بنگستان، آسماری، و گچساران) نشان داد که باستانای نمودار TDI به Cl همگی در یک راستای خطی قرار می‌گیرند. در نمودارهای دیگر سیال نمونه گچساران (گاهی در راستای روند تغییرات قرار دارد) و سیال حفاری دارای موقعیت متمایزی هستند ولی سایر سیالات مقایسه‌ای شباهتهای ترکیبی را با بعضی از نمونه‌ها نشان می‌دهند. همچنین بعضی از نمونه‌ها از نظر پارامترهای Ca ، SO_4 و Mg به دلیل دارا بودن منسایهای دیگر موجب بی‌نظمی در روندهای شناسایی شده است. بعضی از نمونه‌ها با گروه آسماری و بنگستان ضریب تطابق (R^2) بسیار خوبی دارند. تعداد کمی از نمونه‌ها نیز به ترکیب نمونه خامی نزدیک هستند. این موضوع نشانه تغییر تیپ سیالات از کلروره سدیک به سمت کلسیک-منیزیک می‌باشد. نقش سازند خامی نیز باستانای نمودار TDI-Mg کمرنگ است. این نکته دخالت گروه خامی دارای Mg را محتمل می‌سازد. بطور کلی با توجه به تغییرات پارامترهای ذکر شده، می‌توان نتیجه گرفت که بخش سولفات کلسیم از بخش‌های نزدیک به سازند گچساران منشأ گرفته باشد. همچنین تاثیر بسیار بالای سازند آسماری (As) در تغذیه عناصر آب‌های مخزنی آشکار است. در شکل ۱۰ نیز بر مبنای تغییرات کلر به آلکالن سه گروه با مشارکت پر رنگ سیالات آسماری و تا حدودی بنگستان آشکار است. در نمودارهای بی‌کربنات به کلسیم نیز تعدادی از نمونه‌ها به صورت غیر عادی دارای کلسیم بالایی هستند. از نظر منیزیم-آهن نیز مشارکت سیالات آسماری-بنگستان و بمقدار کم گچساران مشهود است. از نظر تغییرات TDI به آلکالن+کلر همه نمونه‌ها با سیالات نمونه باستانای گل حفاری و گچساران انطباق خوبی را نشان می‌دهند. در نمودارهای تغییرات TDI-Depth و SO_4 -Depth نیز دو گروه سیال متفاوت را نشان می‌دهد. هرچند بعضی از سیالات با منشأ متفاوت وجود دارد. با توجه به حضور گسل‌ها در منطقه، امکان مشارکت آنها در تغذیه سیالات مخزنی وجود دارد.



شکل ۹- نمودار HCO_3^- و Ca^{+2} ، Mg^{+2} ، SO_4^{2-} ، Cl^- ، Na^+ + K^+ در معین

بطور کلی براساس نمودارهای تغییرات شیمیایی سیالات آبی مورد مطالعه حداقل در سه تیپ کلروره سدیک با TDI بالا، متوسط و پایین و تیپ بیکربناته کلسیک- منیزیک (محتوی یون‌های دیگر) شناسایی گردید. با توجه به تغییرات عمقی شیمی آب (پایین آمدن TDI)، منشأ شورابه‌های کلروره سدیک از بخش‌های بالایی مخزن مانند سازند گچساران (بوژه پوش سنگ) و منشأ آبهای بیکربناته کلسیک- منیزیک از بخش‌های آهکی- دولومیتی سازندهای آسماری، بنگستان و در مواردی خامی است. بنابراین مسیر اختلاط از بخش‌های نمکی به سمت بخش آهکی- دولومیتی سازند آسماری پیشنهاد می‌شود (شکل ۱۰).

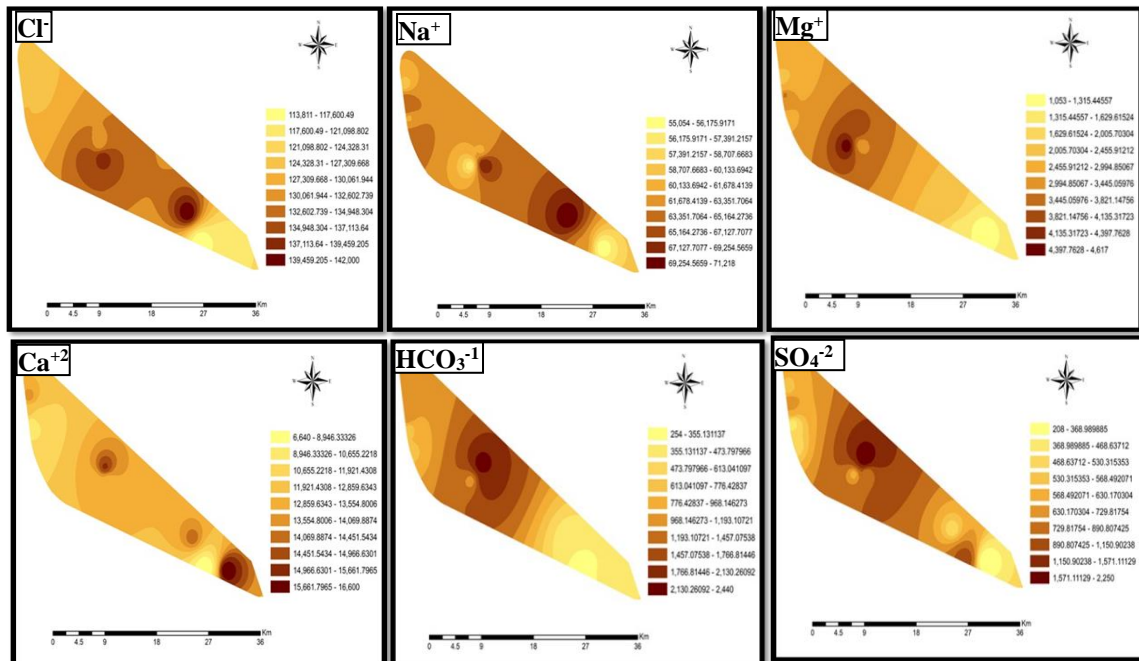


شکل ۱۰- نمودار $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ، SO_4^{2-} نسبت به Cl^- و نمودار $\text{Na}^+ + \text{Cl}^-$ و عمق در مقابل TDI

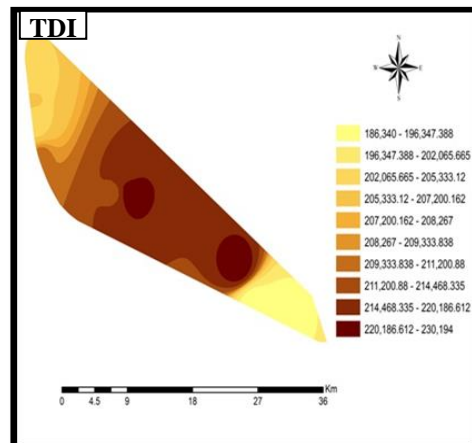
این موضوع یعنی مشارکت منشاهای مختلف در نمودارهای عمق در برابر TDI و پایپر می‌تواند بهتر نمایش داده شود [۱۷]. در نمودارهای ترکیب شیمیایی نیز می‌توان با تفکیک نمونه‌ها و یافتن الگوهای تطابق تغییرات پارامترهای شیمی سیالات، روندهایی را شناسایی و تیپ‌های مختلف را تفکیک نمود.

نقشه منحنی هم‌تمرکز یونی - جهت بررسی روند تغییر غلظت یون‌ها در آبدۀ نقاط مختلف مخزن آسماری میدان، منحنی‌های هم‌تمرکز یونی، ترسیم گردیده است. برای این منظور از داده‌های آنالیز شیمی ۲۵ نمونه آب مربوط به ۱۱ حلقه چاه استفاده شد. منحنی‌های هم‌تمرکز برای یون‌های Na ، Ca ، Mg ، Cl ، HCO_3 ، SO_4 و در مجموع TDI رسم گردید. ارزیابی نقشه‌های

هم‌تمرکز یونی مخزن آسماری میدان نفتی رگ سفید (شکل ۱۱) نشان می‌دهد که کوهانک باختری میدان (بخش S-1 و S-2) دارای تمرکز بیشتری از یون‌های فوق می‌باشند. بررسی نقشه منحنی‌های شوری (شکل ۱۲) مخزن آسماری میدان نیز نشان می‌دهد که کوهانک باختری مخزن آسماری میدان، دارای یون‌های محلول بیشتری است.



شکل ۱۱- نقشه منحنی هم‌تمرکز HCO_3^{-1} ، SO_4^{-2} ، Mg^{+2} ، Ca^{+2} ، Cl^- ، Na^+ در مخزن آسماری.



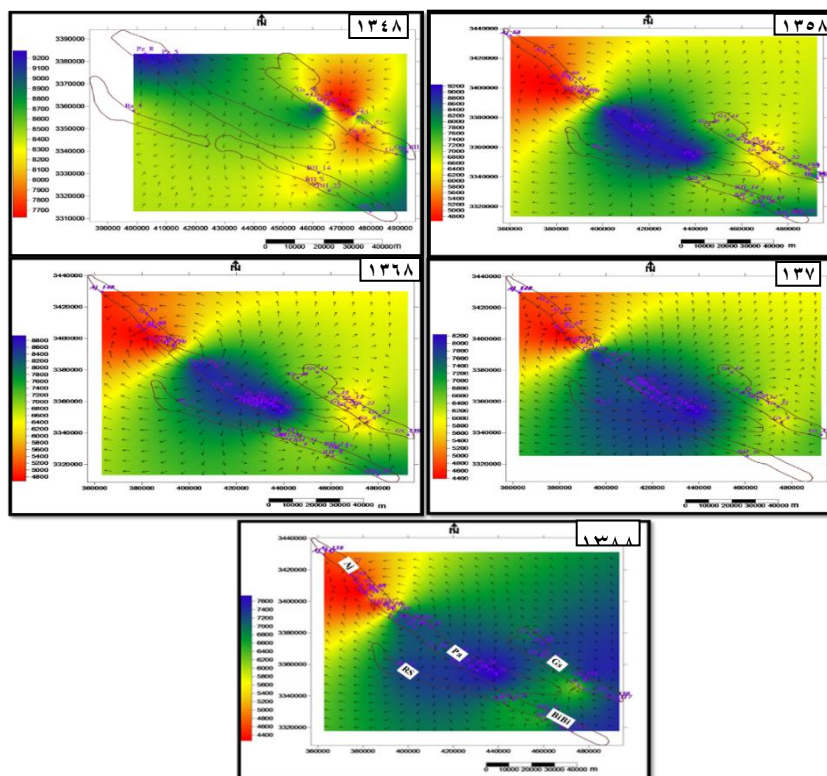
شکل ۱۲- نقشه منحنی شوری (TDS) در مخزن آسماری.

۴-۴ بررسی نقشه‌های جریان و هیدرودینامیک-

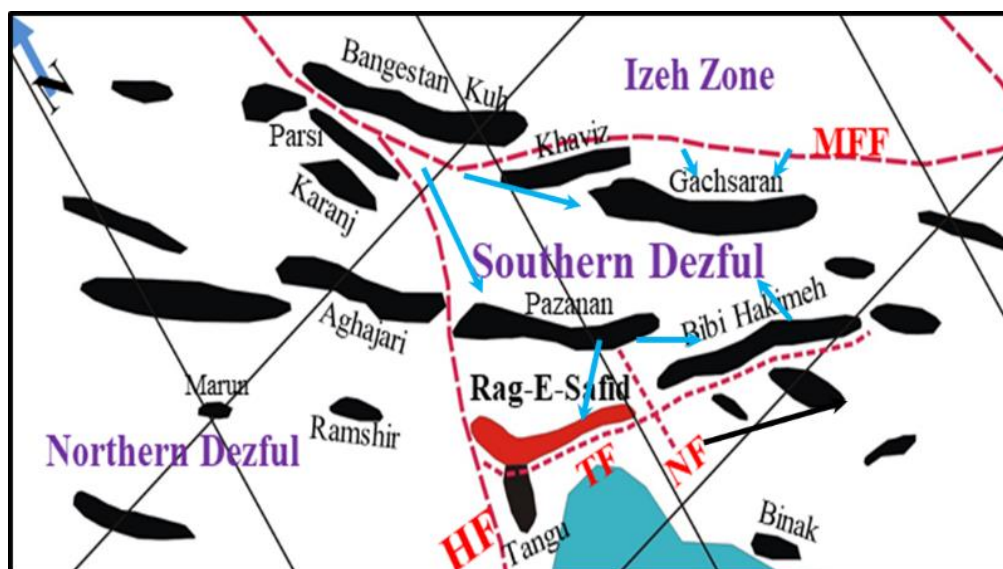
جهت بررسی روند جریان هیدرودینامیک از داده‌های فشار استاتیک آب چاه‌های مشاهده‌ای میدان رگ سفید و میادین مجاور استفاده گردیده تا بتوان مسیرهای جریان آب در این ناحیه از فروافتادگی دزفول جنوبی مورد ارزیابی قرار گیرد. لذا نقشه‌های جریان هیدرودینامیک در دوره‌های ده ساله از سال ۱۳۴۸ تا ۱۳۸۸ بعنوان نمونه آورده شده است (شکل ۱۳).

بهمن سلیمانی، عبدالله مؤمنی فیض آباد، موسی ظهراب زاده

بطور کلی بررسی خطوط جریان و نقشه‌های هیدرودینامیک در دوره ۴۰ ساله نشان دهنده جهت جریان از سمت شمال‌خاور میدان به سمت باختر و جنوب‌باختر میدان و عدم تغییر جهت جریان در دوره زمانی فوق می‌باشد. با توجه به آخرین نقشه هیدرودینامیکی تهیه شده و ترسیم خطوط کلی جریان در سایر میداین (شکل ۱۴) نقش گسلها بویژه گسل MF و NF بعنوان تغذیه کننده و کنترل کننده نیروی هیدرودینامیکی در میداین رگ سفید، بی بی حکیمه، پازنان، و گچساران آشکار می‌شود.



شکل ۱۳- نمودار هیدرودینامیک مخزن آسماری در میدان رگ سفید و میداین مجاور در بازه سالهای مختلف.



شکل ۱۴- جهات کلی هیدرودینامیک (فلش آبی رنگ) ناحیه بر اساس شکل ۱۳ (نقشه هیدرودینامیکی سال ۱۳۸۸) و داده های میدان کرنج [۱].

۵- نتیجه گیری

این مطالعه بمنظور شناسایی تیپ آبها و بررسی مشارکت بخش های مختلف در نمونه های آب مخزنی در چاه های مختلف و نیز تغییرات جریان هیدرودینامیکی انجام گردید. برای این منظور از داده های آنالیز شیمی ۲۵ نمونه آب مربوط به ۱۱ حلقه چاه و ۵ سیال نمونه (سیال حفاری، گچساران، آسماری، بنگستان، و خامی) استفاده شد. در این مطالعه نتایج زیر بدست آمد: براساس نمودارهای تغییرات شیمیایی سیالات آبی استیف، پایپر و چادها مورد مطالعه، تیپ نمونه های آب مورد مطالعه کلروره سدیک است. در این نمودارها، روند خطی بین تمامی نمونه ها مربوط به تبدلات کاتیونی است. بطوریکه از میزان یون های سدیم و پتاسیم کم و بر میزان کلسیم و منیزیم افزوده می شود. این نکته می تواند به دلیل اختلاط آب های شور کلروره سدیک با TDI بالا با آب های بیکربناته کلسیک- منیزیک باشد. منشأ شورابه های کلروره سدیک از بخش های نمکی سازند گچساران و منشأ آب های بیکربناته کلسیک- منیزیک از بخش های آهکی- دولومیتی سازنده های آسماری، بنگستان و در مواردی خامی است. نمودارهای عمق در برابر TDI و پایپر می توانند مسیر اختلاط را بهتر از سایر نمودارها نشان دهند.

- شوری زیاد آب های کلروره سدیک و قابلیت اشباع بالای آنها، اثر آب های بیکربناته کلسیک- منیزیک را نمی توان بر روی نمودار آنیونی و لوزی شکل تشخیص داد، ولی در نمودار کاتیونی مشخص است.

- تمامی یون ها نسبت به TDI، بی کربنات و یون Cl الگوی تقریباً خطی و مثبتی را بجز تغییرات یون SO_4^{2-} و آلکان به TDI (الگوی خطی منفی) با هم نشان می دهند. بعضی از نمونه ها از نظر پارامترهای SO_4 ، Ca، و Mg به دلیل دارا بودن منشاها دیگر موجب بی نظمی در روندهای شناسایی شده است.

- مقایسه تغییرات شیمی نمونه ها با نمونه های سیال منتخب نشان داد که بااستثنای نمودار TDI به Cl (راستای خطی)، سیال نمونه گچساران و سیال حفاری دارای موقعیت متمایزی هستند.

- براساس تغییرات یون کلر به آلکان، سه گروه با مشارکت پر رنگ آسماری و تا حدودی بنگستان آشکار است. در نمودارهای بی کربنات-کلسیم نیز تعدادی از نمونه ها به صورت غیر عادی دارای کلسیم بالایی هستند. از نظر منیزیم-آهن نیز مشارکت سیالات آسماری - بنگستان و بمقدار کم گچساران مشهود است.

- در نمودارهای تغییرات TDI و SO_4^{2-} نسبت به عمق نیز دو گروه سیال متفاوت را نشان می دهند. هرچند بعضی از سیالات با منشا متفاوت وجود دارد. با توجه به حضور گسل ها در منطقه، امکان مشارکت آنها در تغذیه سیالات مخزنی وجود دارد.

- ارزیابی منحنی های هم تمرکز یونی و نقشه منحنی های شوری نشان داد که کوهانک باختری دارای تمرکز بیشتری می باشد. داده های جریان هیدرودینامیک و هیدروشیمی مخزن آسماری نشانه یک جریان پیوسته از سمت شمال خاور به سمت باختر و جنوب باختری میدان است. شاخص بهره دهی بخش باختری و جنوبی میدان وضعیت مطلوب تری را دارا می باشد. جهت کلی جریان هیدرودینامیکی بدلیل بیشتر بودن فشار آبد چاه های یال شمالی، داده های سطح پتانسیومتریک و خطوط جریان، از یال شمالی به سمت داخل میدان است. تراکم یون ها در ورودی جریان آب به میدان پایین می باشد. سطح تماس آب-نفت (WOC) یال شمالی و جنوبی میدان متفاوت می باشد.

با ترسیم خطوط کلی جریان در ناحیه، نقش گسلها بویژه گسل‌های محدود کننده بعنوان تغذیه کننده و کنترل کننده نیروی هیدرودینامیکی در میدان رگ سفید و میادین مجاور نظیر بی بی حکیمه، پازنان، و گچساران آشکار می‌شود. با توجه به ورودی جریان که از سمت شمال‌خاور میدان به سمت نواحی باختری و جنوب‌باختری می‌باشد توصیه می‌گردد حفاری در بخش باختری میدان متمرکز گردد. با در نظر گرفتن جهت جریان آب، موقعیت احتمالی چاه‌های تزریق آب، بایستی در سمت شمال‌خاوری میدان قرار گیرند.

تشکر و قدردانی

بدینوسیله از همکاری و حمایت‌های شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و مدیریت پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و نیز از داوران محترم مقاله آقایان دکتر عزت اله کاظم زاده (هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت) و دکتر پی‌مان رضائی (دانشیار دانشگاه هرمزگان) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] ابراهیمی، ا.، ۱۳۸۹، بررسی رفتار هیدرودینامیک مخزن آسماری میدان نفتی کرنج و کاربرد آن در توسعه میدان، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران. ##
- [۲] ابطحی، س.ت.، ۱۳۸۷، میدان رگ سفید. اکتشاف و تولید، شماره ۵۳، ص. ۲۶-۲۸. ##
- [۳] بتوندی، ا.، ۱۳۸۷، بررسی شیمیایی و ژئوشیمیایی آب‌های سازندی به منظور تعیین وضعیت هیدرودینامیک و کاربرد آن در توسعه میدان پارس، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات. ##
- [۴] بیداروند، ن.ا.، کهنسال قدیم وند، ن.، جهانی، د.، ۱۹۹۰، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری میدان نفتی رگ سفید در جنوب غرب خوزستان. نشریه زمین شناسی محیط زیست، پیاپی ۱۴، ص. ۴۵-۶۰. ##
- [۵] چلداوی، ع.، ۱۳۸۵، لیتواستراتیگرافی و بایواستراتیگرافی رسوبات کرتاسه بالایی در میدان نفتی رگ سفید با تأکید بر عملکرد فاز کوهزایی ساب‌هرسی‌نین. رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۲۲۴ صفحه. ##
- [۶] رضایی، ا.، ۱۳۸۱، تحلیل ساختاری میدان رگ سفید به منظور الگوسازی توزیع شدت شکستگی‌ها در سنگ مخزن سازند آسماری، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران شمال. ##
- [۷] سلیمانی، ب.، ابراهیمی، س.ا.، ظهراب زاده، م.، ۱۳۹۱، کاربرد داده‌های هیدروشیمیایی در مطالعه هیدرودینامیک مخزن آسماری، میدان نفتی کرنج. مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۳، جلد ۱، ص. ۱-۱۳. ##
- [۸] ظهراب‌زاده، م.، ۱۳۸۵، مطالعه زمین‌شناسی مخزن نفت آسماری میدان نفتی رگ سفید. گزارش شماره پ-۵۹۵۴، مناطق نفت خیز جنوب، ۳۷۸ صفحه. ##
- [۹] ظهراب‌زاده، م.، ۱۳۸۴، تحلیل سیستماتیک شکستگی‌های مخزن آسماری میدان رگ سفید، گزارش شماره پ ۵۷۱۸، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب. ##
- [۱۰] قلاوند، ه.، شایسته، م.، سراج، م.، صنوبر لیماکشی، ع.، ۱۳۸۴، مطالعه هیدرودینامیک و هیدروشیمی سازند آسماری در ناحیه فروافتادگی دزفول، ۱۲۸ صفحه. ##
- [۱۱] قلی‌پور، ع.، ۱۳۶۹، مطالعه وضعیت هیدرودینامیک در سازند آسماری در فروافتادگی دزفول، ۸۴ صفحه. ##

- [۱۲] نظراقایی، ع.، ۱۳۶۵، دگرشیمی سنومانین-تورونین در میدان رگ سفید و میادین مجاور در ارتباط با بالاآمدگی هندیجان. گزارش شماره پ-۴۰۰۶، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.##
- [۱۳] نظراقایی، ع.، ۱۳۶۱، مطالعه زمین شناسی مخزن بنگستان میدان رگ سفید، گزارش شماره پ ۳۷۹۵، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.##
- [۱۴] یوسفی، م.، موسوی، س.م.، خطیب، م.م.، ۱۳۹۷، تعیین جهت تنش های برجا در سازند آسماری تاقدیس رگ سفید با استفاده از نمودارهای تصویرگر. مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۲۸، ص. ۲۹-۳۹.##

- [15] ABBASZADEH, P., MALEKI, A., ALIPOUR, M., & MAMAN, Y. K., 2013, Iran's oil development scenarios by 2025: *Energy Policy*, **56**, 612–622. doi:10.1016/j.enpol.2013.01.026.##
- [16] AL-MAHMOUD, M.J., 2012. Hydrodynamic aspects of hydrocarbon trapping in the Arabian Gulf (abstract). In: *AAPG Conference 'Hydrocarbon Trapping Mechanisms in the Middle East'*, (Istanbul, Turkey).##
- [17] AL-MASHREKI, M.H., EID, M.H., SAEED, O., SZÉKÁCS, A., SZŰCS, P., GAD, M., ABUKHADRA, M.R., AL HAMMADI, A.A., ALRAKHAMI, M.S., ALSHABIBI, M.A., ELSAYED, S., KHADR, M., FAROUK, M., and RAMADAN, H.S., 2023, Integration of geochemical modeling, multivariate analysis, and irrigation indices for assessing groundwater quality in the Al-Jawf basin, Yemen: *Water*, **15**, 1496. <https://doi.org/10.3390/w15081496>
- [18] AL-OBAIDI, S.H., 2007, Analysis of hydrodynamic methods for enhancing oil recovery: *Journal of Petroleum Engineering & Technology*, **6** (3), 20-26.##
- [19] ALSHARHAN, A.S., and NAIRN, A.E.M., 1997, Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. *Elsevier*, 843 p.##
- [20] ATASHBARI, V., TINGAY, M., & AMROUCH, K., 2018, Stratigraphy, tectonics and hydrocarbon habitat of the Abadan Plain basin: A Geological review of a prolific Middle Eastern hydrocarbon province: *Geosciences*, **8** (12), 496. doi:10.3390/geosciences8120496.##
- [21] BALAT, M., 2006, The position of oil in the Middle East: Potential trends, future perspectives, market and trade: *Energy Sources*, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, **28**(9), 821–828. doi:10.1080/009083190951384.##
- [22] BITEAU, J.-J., CHEVALLIER, B., COLL, V., CRÉPIEUX, N., BALUSSEAU, B., CHOPPIN DE JANVRY, G., 2009, The Khuff play related petroleum system between the Qatar arch and the Fars area (abstract). In: *International Petroleum Technology Conference*, (Doha, Qatar).##
- [23] BOIS, M., DE PAZZIS, L., GROSJEAN, Y., 1994. Detection and evaluation of overpressures in the offshore Mahakam (abstract). In: *23rd Indonesian Petroleum Association Annual Convention*, (Jakarta, Indonesia).##
- [24] CHEVALLIER, B., SACLEUX, M., ADLER, F., WENDEBOURG, J., 2012. Spotting an “Elephant” using water and seismic waves, an application of hydrodynamic modeling to seismic interpretation. *Technohub* 3. October 2012. ##
- [25] CHIARELLI, A., 1973. Etude des nappes aquifères profondes – contribution de l’hydrogéologie à la connaissance d’un bassin sédimentaire et à l’exploration pétrolière. Doctoral thesis. Bordeaux University, France.##
- [26] CRAFT, B. C., and HAWKINS, M. F., 1991, Applied petroleum reservoir engineering, 2nd Ed, *prentice hall*, 431 p
- [27] DAKE, L.D., 1994, Fundamentals of reservoir engineering, 14th ed., *Elsevier Science B.V.*, 498 p.##
- [28] DARWESH, N., ALLAM, M., MENG, Q., HELFDHALLAH, A.A., NASER RAMZY, S. M., EL KHARRIM, K., AL MALIKI, A.A., and BELGHYTI, D., 2019, Using piper trilinear diagrams and principal component analysis to determine variation in hydrochemical faces and understand the evolution of groundwater in Sidi Slimane Region, Morocco: *Egyptian Journal of Aquatic Biology & Fisheries*, **23**(5): 17 – 30. ##
- [29] DENNIS, H., BAILLIE, J., HOLT, T., WESSEL-BERG, D., 2000. Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea. In: Kittilsen, J.E., Alexander-Marrack, P. (Eds.), Improving the Exploration Process by Learning from the Past. Special Publication 9, *Norwegian Petroleum Society*, Oslo, pp. 171–185.##

- [30] DREVER, J. I., 1997, The Geochemistry of Natural Waters, Surface and Groundwater Environments, Third Edition. Upper Saddle River, NJ: *Prentice Hall*, 437p. ##
- [31] DU, Y., CHEN, J., CUI, Y., XIN, J., WANG, J., LI, Y.-Z., & FU, X., 2016, Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran: *Petroleum Science*, **13**(1), 34–51. doi:10.1007/s12182-016-0077-6.##
- [32] EJEH, C.J., PROSPER, P., WOHEREM, C.E., OLALEKAN, A., MANJUM, D.E., 2020, Effect of hydrodynamic tilting at fluid contacts to reservoir production performance: *Results in Engineering*, **8**, 100184–. doi:10.1016/j.rineng.2020.100184.##
- [33] ENGSTRÖM, M., and NORDELL, B., 2016. Temperature-driven groundwater convection in cold climates: *Hydrogeol. J.*, **24**, 1245–1253.##
- [34] ERLINAWATI, PUTRA, D.P.E., and TITISARI, A.D., 2021, Nitrate in groundwater in the west side Magelang Regency, Central Java, Indonesia. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 926, 012081. doi:10.1088/1755-1315/926/1/012081
- [35] FALOWO, O.O., AMODU, M.B., OLUWASEGUNFUNMI, V., ALIU, A., OUTAGA, M.P., 2019, Groundwater evolution, hydrochemical facies and quality evaluation for irrigation use in Akure, Ondo State, Nigeria: *J. Geosc. Envir. Protection*, **7** (8), 23p. doi:10.4236/gep.2019.78009.
- [36] FATHI ISVAND, R., MOUSSAVI-HARAMI, S.R., MAHBOUBI, A., BEHDAD, A., 2022, Facies analysis and carbonate platform evolution of the Oligo-Miocene deposits in the Aghajari and Rag-e-Safid oil fields, Dezful Embayment, SW Iran: *Journal of African Earth Sciences*, **191**, 104514. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2022.104514>.##
- [37] FETTER, C.W., 2018, Applied Hydrogeology. 4th Edition. *Waveland Press, Inc.*, p. 598.##
- [38] GREEN, S., SWARBRICK, R.E., O'CONNOR, S.A., 2014. The importance of recognizing hydrodynamics for understanding reservoir volumetrics, field development and well placement. In: *OTC-25150-MS, Offshore Technology Conference*, (Houston, USA).##
- [39] GROSJEAN, Y., ZAUGG, P., GAULIER, J.-M., 2009. Burial hydrodynamics and subtle hydrocarbon trap evaluation (abstract). In: *International Petroleum Technology Conference N° 13962*, (Doha, Qatar).##
- [40] GÜLLER, C., THYNE, G. D., MCCRAY, J. E., and TURNER, A. K., 2002, Evaluation of graphical and multivariate statistical methods for classification of water chemistry data: *Hydrogeol. J.*, **10**, 455-474.##
- [41] HAMDİ, M., and GOİTA, K., 2023, Estimation of aquifer storativity using 3D geological modeling and the spatial random bagging simulation method: The Saskatchewan River Basin case study (Central Canada): *Water*, **15**, 1156. <https://doi.org/10.3390/w15061156>.##
- [42] HORN, M.K., 2003, Giant fields 1868-2003 (CD-ROM). In Halbouty, M.K., ed., Giant oil and gas fields of the decade 1990-1999: *AAPG Memoir 78*, Houston, TX, USA, 340 p.##
- [43] HORTLE, A., OTTO, C., UNDERSCHULTZ, J., 2013. A quality control system to reduce uncertainty in interpreting formation pressures for reservoir and basin pressure system analysis: *J. Petrol. Geol.*, **36**, 163–177.##
- [44] HU, J., CAEIRO, M. H., JAGGER, M., NEVES, F., & AL BLOOSHI, A. H., 2016, Hybrid Structural-Diagenetic Trap Related with Zagros Tectonic Movement in Eastern Abu Dhabi. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. doi:10.2118/183400-ms.##
- [45] HUBBERT, M. K., 1940, The theory of ground water motion: *J. of Geol.*, **48**, 785-944.##
- [46] HUBBERT, M. K., 1953, Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition: *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., Bull.*, **37**, 1954-2026.##
- [47] HUSSAIN, M., AHMED, S. M., ABDERRAHMAN, W., 2008, Cluster analysis and quality assessment of logged water at an irrigation project. Eastern Saudi Arabia: *J. Environmental Management*, **86**, 297-307.##
- [48] KACIMOV, A. R., OBNOSOV, YU. V., 2001, Analytical solutions by hodograph method to hydrodynamic problems for oil and gas traps: *J. Hydrology*, **254**, 33-46.##
- [49] KALANTARI, N., and NASSERI, H., 2001, Groundwater quality of Ghereso aquifer system in northern Iran. *Third conference of groundwater quality, Sheffield University*, Sheffield, U.K., 219-225.##
- [50] KISH Petroleum Engineering Co. 2003, Rag-e-Safid full field study & preparation of master development plan, Tehran, Iran, p1-68.##
- [51] LARKIN, R.G., 2010, Hydrodynamic trapping of CO₂ Geosequestered in saline aquifers. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa USA, SPE-128205-MS.##
- [52] LEVORSEN, A. I., 1967, Geology of petroleum. *W. H. Freeman and Company San Francisco*, 724 p.##
- [53] LIU, J., GAO, Z., WANG, M., LI, Y., YU, C., SHI, M., MA, Y., 2019, Hydrochemical and isotopic characteristics of surface water in the Lhasa River basin: *Arabian Journal of Geosciences*, **12**(16). doi:10.1007/s12517-019-4690-8.##

- [54] LU, Z. Y., JEFFREY, M. I., & LAWSON, F., 2000, The effect of chloride ions on the dissolution of chalcopryrite in acidic solutions: *Hydrometallurgy*, **56**(2), 189–202. doi:10.1016/s0304-386x(00)00075-x. 10.1016/s0304-386x(00)00075-x.
- [55] MAGARA, K., 1986, Geological models of petroleum entrapment, *Elsevier*, London.##
- [56] MAZOR, E., 2004, Chemical and Isotopic Groundwater Hydrology, Third Edition, 453 p.##
- [57] MENJOZ, A., LAMBERT, M., MATRAY, J.M., WATER, L.M., EMERY, D., COLEMAN, M.L., 1993, Flow of formation water in the Jurassic of the Paris Basin and its effects: *Phil. Trans. Physical Sci. and Eng.*, **344** (1670), 150–168.##
- [58] MOGHADASI, R., ROSTAMI, A., & HEMMATI-SARAPARDEH, A., 2018, Enhanced oil recovery using CO₂. In book: Fundamentals of enhanced oil and gas recovery from conventional and unconventional reservoirs, 1th edition, **ch. 3**, 61–99. doi:10.1016/b978-0-12-813027-8.00003-5.##
- [59] MORENO MERINO, L., AGUILERA, H., GONZÁLEZ-JIMÉNEZ, M., & DÍAZ-LOSADA, E., 2021, D-Piper, a modified piper diagram to represent big sets of hydrochemical analyses: *Environmental Modelling & Software*, **138**, 104979. doi:10.1016/j.envsoft.2021.104979.##
- [60] MUNN, M. J., 1909, Studeies in the application of anticlinal theory of oil and gas accumulation: *Economic Geol.*, **4**, 14-147.##
- [61] NEUZIL, C., 2001, Osmotic generation of anomalous fluid pressures in geological environments: *Nature*, **403**, 182–184.##
- [62] O'CONNOR, S.A., and SWARBRICK, R.E., 2008. Pressure regression, fluid drainage and a hydrodynamically controlled fluid contact in the North sea, lower cretaceous, Britannia sandstone formation: *Petrol. Geosci.*, **14**, 115–126.##
- [63] ÖZTÜRK, Y., & EKMEKÇI, Z., 2020, Removal of sulfate ions from process water by ion exchange resins: *Minerals Engineering*, **159**, 106613. doi:10.1016/j.mineng.2020.106613
- [64] Pang, X., Lerche, I., Zhou, H., and Jiang, Z., 2003, Hydrocarbon Accumulation Control by Predominant Migration Pathways Source: *Energy Exploration & Exploitation*, **21** (3), 167-186. <https://www.jstor.org/stable/43754025>.
- [65] PETRESIM Integrated Technologies Ltd Co., 1993, Rag-e-Safid full field study, Contract No.34-84-01311 ,Calgary , Canada, p.1-48, 3543p., *NISDC, Ahwaz*, P. 1-29.
- [66] Petty, D.M., 2023, Hydrocarbon trapping in hydrodynamic salinity gradients: Williston Basin case studies: *AAPG Bulletin.*, DOI:10.1306/02242322092
- [67] PIPER, A.M., 1944, A graphic procedure in the geochemical interpretation of water-analyses: *Trans. Am. Geophy. Union*, **25** (6), 914–928. doi:10.1029/TR025i006p00914.##
- [68] PIPER, A.M., 1953, A graphic procedure in the geochemical interpretation of water analysis. Washington D.C.: *United States Geological Survey*. OCLC 37707555. ASIN B0007HRZ36.##
- [69] RAO, N. S., 1998, MHPT.BAS: a computer program for modified Hill–Piper diagram for classification of ground water. *Computers & Geosciences*, **24** (10), 991–1008.##
- [70] REZAIIE, A.H., and NOGOLE-SADAT, M.A., 2004, Fracture modeling in Asmari reservoir of Rag-e Sefid oil field by using multiwell image log (FMS/FMI). *Iranian Int. J. Sci.*, **5**(1), 107-121. ##
- [71] RICH, J. L., 1921, Moving underground water as a primary cause of the migration and accumulation of oil and gas. *Econo. Geol.*, **16** (6), 347-371.##
- [72] RICH, J. L., 1928, Further notes on the Hydraulic theory of oil and migration and accumulation. *AAPG Bull.*, **7** (3), 213-225.##
- [73] RICH, J. L., 1931, Function of Carrier beds in long-distance migration of oil. *AAPG Bull.*, **15**, 91-924.##
- [74] RICH, J. L., 1934, Problems of origin, migration, and accumulation of oil. In: W.E. Wrather and F.H. Lahee eds, Problems of Perol. Geology, *AAPG Pub.*, p. 337-345.##
- [75] ROBERTSON, J., GOULTY, N.R., SWARBRICK, R.E., 2013. Overpressure distributions in Palaeogene reservoirs of the UK Central North Sea and implications for lateral and vertical fluid flow: *Petrol. Geosci.*, **19**, 223–236.##
- [76] SADASHIVAIAH, C., RAMAKRISHNAIAH, C.R., RANGANNA, G., 2008, Hydrochemical analysis and evaluation of groundwater quality in Tumkur Taluk, Karnataka State, India: *International Journal of Environmental Research and Public Health*, **5** (3), 158–164. doi:10.3390/ijerph5030158. PMC 3699986. PMID 19139534.##
- [77] SCHOT, P., BEARD, J., HISSINK, R., SILBERBAUR, M., GRIFFIOEN, J., 2022, Adapting classical water quality diagrams for ecohydrological and policy applications: *Journal of Hydrology*, **X**, **17**, 100137. <https://doi.org/10.1016/j.hydroa.2022.100137>.##
- [78] SELLEY, R. C., & SONNENBERG, S.A., 2023, Elements of petroleum geology, 4th ed. *Elsevier*, 622p.##

- [79] SEPEHR, M., and COSGROVE, J. W., 2004, Structural framework of the Zagros Fold–Thrust Belt, Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 829–843.
- [80] SEYYEDI, M., MAHZARI, P., & SOHRABI, M., 2017, An integrated study of the dominant mechanism leading to improved oil recovery by carbonated water injection: *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, **45**, 22–32. doi:10.1016/j.jiec.2016.08.027.
- [81] SHIRMOHAMMADI, N., VERSTFELT, P., WILEY J., 1974, Geology study of Asmari reservoir in Rag-e-Safid field, report p-2451, *NISOC, Ahvaz*, p90.
- [82] SONNENFELD, P., 1985, Models of upper Miocene evaporite genesis in the Mediterranean region. In book: Stanley, D.J ., & Wezel, F.C. (eds) Geological Evolution of the Mediterranean Basin, *Springer Verlag, Heidelberg-New York*, p. 323-346.##
- [83] STIFF, H.A., JR., 1951, The interpretation of chemical water analysis by means of patterns: *Petroleum Transaction, AIME*, **192**, 376-379.##
- [84] SUN, H., ZOU, H.; LI, X., MEMON, S.A., YUAN, B., XING, F., ZHANG, X., REN, J., 2022, Combined effects of sulfate and chloride attack on steel reinforced mortar under drying–immersion cycles: *Buildings*, **12**, 1252. <https://doi.org/10.3390/buildings12081252>.
- [85] THAI BA, N., VO THANH, H., SUGAI, Y., SASAKI, K., NGUELE, R., PHI HOANG QUANG, T., BAO, M.L., & NGUYEN HAI, N.L., 2020, Applying the hydrodynamic model to optimize the production for crystalline basement reservoir, X field, Cuu Long Basin, Vietnam: *J Petrol Explor Prod Technol.*, **10**, 31–46. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00755-w>.##
- [86] Thara, Y. Y., 2018, Development of a Physical Hydrodynamic Hydrocarbon-Trap Model. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi:10.2118/194048-stu.
- [87] TOTH, J., 1980, Cross formational gravity flow of groundwater. A mechanism of transport and accumulation of petroleum (The generalized hydraulic theory of petroleum migration). In book: W.H. Reberts III and R.J. Cordell edits Problems of Petroleum Migration: *AAPG Studies in Geology*, **10**, p. 121-167. ##
- [88] WENDEBOURG, J., BITEAU, J.-J., & GROSJEAN, Y., 2018, Hydrodynamics and hydrocarbon trapping: Concepts, pitfalls and insights from case studies: *Marine and Petroleum Geology*, **96**, 190–201. doi:10.1016/j.marpetgeo.2018.05.015.##
- [89] WILEY, J., and HABIBI F., 1978, Geology study of Asmari reservoir in Rag-e-Safid field, report p-3543, *NISOC, Ahvaz*, pp1-29.##
- [90] XU, J., MO, R., WANG, P., ZHOU, J., DONG, X., and SHE, W., 2020, Coupled transport of sulfate and chloride ions with adsorption effect: A numerical analysis: *Front. Mater.*, **7**, 536517. doi: 10.3389/fmats.2020.536517
- [91] ZHANG, X., MA, Z., and LU, H., 2018, Analysis of the hydro-chemical characteristics and origin of the karst groundwater, East Jinan city. IOP Conf. Series: *Earth and Environmental Science*, **189**, 032061 doi:10.1088/1755-1315/189/3/032061.##
- [92] ZHANG, Z., AZAD, M. S., & TRIVEDI, J. J., 2021, IFT or wettability alteration: What is more important for oil recovery in oil-wet formation?: *Fuel*, **291**, 119986. doi:10.1016/j.fuel.2020.119986..

Hydrodynamic and hydrochemical study in oil reservoirs: (A case study- Asmari Reservoir, Reg-e-Sefid field)

Soleimani, Bahman^{1*}; Momeni Faizabad², Abdolah; Zohrabzadeh, Mousa³

1*-Professor, Petroleum Geology and Sedimentary Basin Dept., Earth Sciences Faculty, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

2-MSc student, Petroleum Geology and Sedimentary Basin Dept., Earth Sciences Faculty, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

3-N.I.S.O.C., Ahvaz, Iran

soleimani_b@scu.ac.ir*

Received: October 2023, Accepted: January 2024

Abstract

Knowing the hydrodynamic characteristics of oil reservoirs in a field can be very useful in understanding the behavior of the field and its recovery rate. This study is one of the first attempts to investigate the hydrodynamic flow in the Asmari reservoir of Reg-Safid field. In order to identify the type of water, the chemical analysis data of 25 water samples from 11 drilled wells and 5 comparative fluid samples (drilling fluid, Gachsaran, Asmari, Bangestan, and Khami) were used. Based on Stiff, Piper, and Chadha plots, all fluid samples are CL-Na type. The linear trend between all samples is related to cation exchange. So that the amount of Na and K ions decreases and the amount of Ca and Mg increases. This point can be caused by the mixing of Na-Cl brine waters with high TDI with Ca-Mg bicarbonate waters. The origin of Na Cl brine water is from the upper parts of the reservoir (or Gachsaran Formation) and the origin of calcic-magnesian bicarbonate waters is from limestone-dolomite parts of Asmari, Bangistan and in some cases Khami formations. All ions show an almost linear positive pattern when compared to TDI, bicarbonate and Cl ions (except of TDI to SO_4^{2-} variation plot). Although some samples have caused irregularity in the trends due to their different sources in terms of some chemical parameters such as SO_4 , Ca, and Mg.

In the variation plot of Cl-ion to alkaline, three fluid types with the participation of fluids of Asmari and Bangestan formations (to some extent) are evident. In the bicarbonate-calcium plot, some samples have abnormally high calcium. The variation plots of TDI and SO_4 with respect to depth also show two fluid groups. Due to the presence of faults in the region, the fluids of other regions seem to be contribute in feeding reservoir fluids and lack of disharmonic of some samples. Evaluation of ion concentration curves and TDI variation showed that western culminate has more ions concentration.

The water-oil contact surface (WOC) on the northern flank is 200 meters higher than the southern flank, as a result, the water potentiometric surface is oblique. The study of the hydrodynamic map and flow lines shows a continuous flow from the NE to the W and SW of the field in the form of a relatively strong flow in the western culminate and a weaker flow in the northern flank. The production index and pressure data in the south-southwest part of the field show better conditions. Due to the influx of the flow from the north-east side to the west and south-west areas, it is strongly recommended to carry out drilling in the west part of the field and water injection program in the north-east side.

Key words: Rag-e-Safid field, Hydrodynamic current, Asmari reservoir, hydrochemistry, Piper diagram.