

افزایش حجم و شوری آبهای تولیدی چاههای نفت و گاز،

مطالعه موردی: مخزن گازی مزدوران

مهدی میری^۱، رحیم باقری^{۲*}، فرشید خیبری^۳، محمدرضا اخلاقی^۳

۱-دانشجوی کارشناسی ارشد هیدروژئولوژی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران

۲- استادیار دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود، ایران

۳-شرکت بهره برداری نفت و گاز شرق، مشهد، ایران

* rahim.bagheri86@gmail.com

دریافت تیر ۱۳۹۷، پذیرش آبان ۱۳۹۷

چکیده

تولید نفت و گاز در میداین نفتی و گازی همراه با تولید آب (Produced Water) می‌باشد. اکثر مخازن در ابتدای تولید، حاوی آب تولیدی شیرین بوده که با گذر زمان و افزایش برداشت و افت فشار، شوری آب تولیدی افزایش یافته است. تولید آب شور باعث ایجاد خوردگی و گرفتگی در تاسیسات سرچاهی و در نتیجه کاهش تولید گاز می‌گردد. منشایابی این پدیده به منظور ارائه راهکار مناسب جهت کم کردن شوری امری ضروری است. میدان گازی خانگیران واقع در شمال شرق ایران دارای دو سازند گازی مجزای مزدوران در پایین و شوربچه در قسمت بالاتر می‌باشد. نمونه آب تولیدی سرچاهی از چاههای شور و شیرین در مخزن مزدوران و ۲ نمونه درون چاهی از آبران زیر مخزن (عمق حدود ۳ کیلومتری) جهت مقایسه و آنالیزهای مختلف گرفته شد. مخزن مزدوران دارای دو مشکل عمده شوری بالای آب تولیدی و همچنین حجم آب تولیدی زیاد بوده که در برخی از چاهها باعث مرگ آنها شده است. نتایج نشان داد که دو نمونه عمقی آبران رفتار متفاوتی نشان می‌دهند. بطوریکه نمونه عمقی شماره ۱۷ که در ارتفاع بالاتری از نمونه شماره ۱۳ گرفته شده است، منشا انحلال نمک را نشان داده است، در حالیکه نمونه ۱۳، منشا آب دریای قدیمی تبخیر شده را نشان می‌دهد. بنابراین در مخزن خانگیران، آبرانهای مختلفی وجود دارد که می‌توانند هر کدام منشا احتمالی آبهای تولیدی سرچاهی باشند. نمونه‌های آب تولیدی سرچاهی شور رفتاری مشابه با آبران شماره ۱۳ را نشان دادند. منشا آب تولیدی شیرین نیز حاصل میعان بخارات آب موجود در مخزن در طی تولید است. بنابراین آبهای تولیدی شور سرچاهی حاصل اختلاط آب شورابه با ترکیب مشابه آبران شماره ۱۳ با آب شیرین مانند بخار آب مایع شده موجود در مخزن می‌باشند.

کلیدواژه: آب تولیدی، شورابه، منشا شوری، مخزن گاز مزدوران

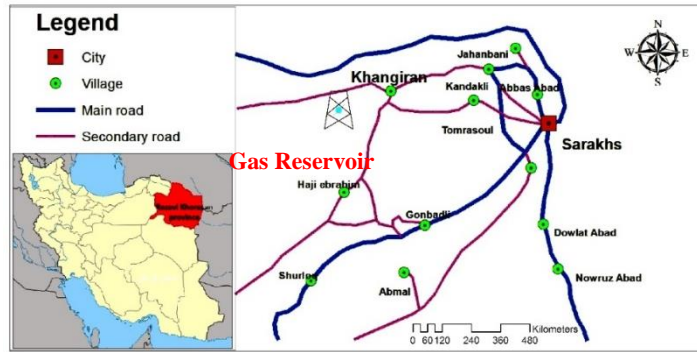
۱- مقدمه

تولید نفت و گاز در میادین نفتی و گازی تقریباً همراه با تولید آب سازندی (Formation Water) یا شورابه‌های نفتی (Oilfield brine) می‌باشد (باقری، ۱۳۹۴). اکثر چاه‌های نفت و گاز به محض شروع تولید، و در برخی موارد نیز پس از گذشت مدتی از تولید، شروع به تولید آب نیز می‌کنند. همزمان با تولید نفت و گاز، مقداری آب بصورت آب همراه (Produced Water) تولید شده که این آب‌ها می‌توانند شور یا شیرین باشند (Worden et al., 2005). بیشتر مخازن در ابتدای تولید و بهره‌برداری، حاوی آب تولیدی شیرین هستند. اما با گذر زمان و افزایش برداشت و افت فشار در مخازن، آب شور نیز تولید می‌گردد. شوری آبهای تولیدی از حدود ۱۰۰ تا بیش از ۲۰۰۰۰۰ میلی گرم بر لیتر نیز می‌رسد (میری و همکاران، ۱۳۹۶). آب‌های تولیدی شیرین می‌تواند همان بخارات آب درون مخزن گاز بوده که در هنگام تولید گاز به همراه آن به سطح زمین می‌رسد و در اثر افت فشار و کاهش دما این بخارات تبدیل به مایع شده و تولید آب شیرین می‌کند (Birkle et al., 2009; Bagheri et al., 2014). یکی از مهمترین سوالات در مورد آبهای سازندی عمیق در حوضه‌های رسوبی، مربوط به منشاء آبهای شور می‌باشد. منشاء آب‌های شور درون مخزن (آب بین دانه‌ای) به مکانیسم تشکیل مخزن در زمان‌های قدیم بر می‌گردد. هنگام تشکیل نفت و گاز، بعد از مهاجرت ثانویه، نیروی موینگی سبب حرکت سیال در خلل و فرج می‌شود و در نهایت با وجود سنگین‌تر بودن آب نسبت به نفت، آب به سمت پایین رانده می‌شود. نیروی چسبندگی باعث جلوگیری از رانده شدن تمامی آب شور درون مخزن به زیر نفت می‌گردد. به این آب شوری که در درون مخزن در محیط غیراشباع می‌ماند، آب همراه درون حفره‌ای و یا آب بین دانه‌ای گفته می‌شود. هرچه خلل و فرج سنگ کوچک‌تر باشد، درصد آبی که در آن باقی می‌ماند نسبت به نفت یا گاز بیشتر می‌شود. آب شور رانده شده به سمت پایین، تشکیل سفره‌ی آب شور تحت فشار در زیر مخزن نفت و یا گاز را می‌دهد که در صنعت نفت به آن آبد و یا آبران گفته می‌شود (راهرو و همکاران، ۱۳۹۵). به آب شور درون و زیر مخازن نیز آب ذاتی و یا آب سازندی بیان می‌شود. تعیین منشاء شوری و منشاء آب‌های تولیدی به عنوان اولین راهکار جهت مدیریت مخازن و افزایش تولید، امری مهم می‌باشد. عمق زیاد، عدم مشاهده مستقیم، درجه حرارت و فشارهای بالای این مخازن، میزان املاح محلول زیاد و ماهیت ناهمگن و شکاف‌دار آنها باعث شده است تا شناخت پدیده‌های حاکم بر انتقال آب و تعیین شوری به راحتی انجام پذیر نباشد. محیط تشکیل مخازن گازی و نفتی در دنیا بیشتر از نوع محیط رسوبی دریایی-لاگونی می‌باشد (Kharaka et al., 2006). مطالعات اندکی در زمینه تعیین منشاء شوری در مخازن در ایران انجام شده است و این مطالعات جدید و در ابتدای کار می‌باشد. میدان گازی خانگیران در شمال شرق کشور و در فاصله ۱۳۵ کیلومتری از مشهد در مرز ایران و ترکمنستان نیز با گذشت زمان و افزایش برداشت دچار مشکل تولید آب شور شده است. مخزن از نوع گاز میعانی بوده است و از سازند مزدوران و شورچه تولید می‌نماید. در سال‌های اخیر تولید آب شور در تعدادی از چاه‌های میدان گازی خانگیران باعث ایجاد خوردگی و گرفتگی در تاسیسات سرچاهی و پالایشگاه و بالتبع کاهش تولید گاز در این مخزن گازی گردیده است. به دلیل تولید آب نمک همراه در چاههای شماره ۴۳، ۴۰، ۴۴، ۵۷، ۲۱ واقع در سازند گازی مزدوران در این میدان، دبی تولیدی این چاهها با محدودیت مواجه شده، بطوریکه در پیش بینی بهره‌برداری چاهها، دبی پیش بینی برای این چاهها به شدت محدود به تولید نمک اضافی گردیده است که به منظور کنترل وضعیت تولید آب نمک، دبی چاهها کاهش داده شده است. این کاهش به دلیل عدم توانایی تسهیلات مورد نیاز گاز با میزان نمکی بالاتر از ۳۵۰۰ میلی‌گرم در لیتر بوده که در

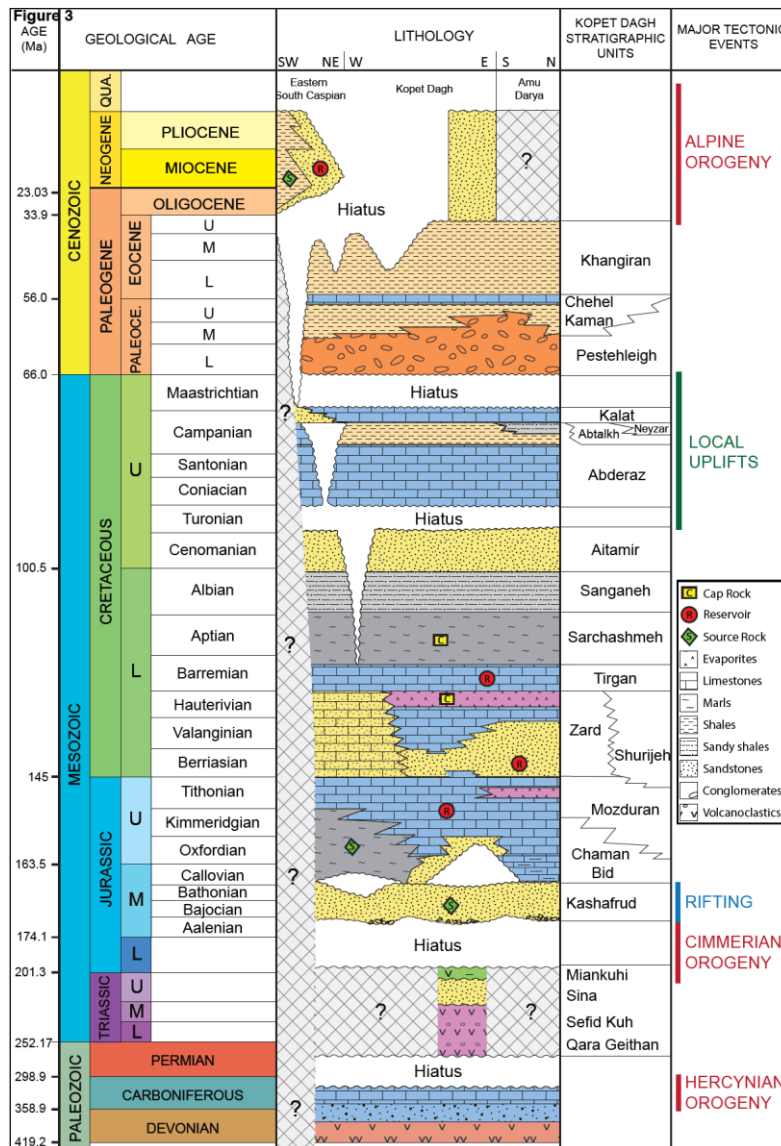
صورت تولید نمک بیش از حد، مشکلات فراوانی نظیر خوردگی و کاهش بازدهی تاسیسات ایجاد می گردد. بنابراین هدف از این مطالعه بررسی اولیه و تعیین منشا شوری آبهای تولیدی در سازند گازی مزدوران در مخزن خانگیان با استفاده از روشهای مختلف می باشد.

۲- زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

مخزن گازی مزدوران واقع در میدان گازی خانگیان در نزدیکی شهرستان سرخس، در شمال شرق ایران و در کمر بند چین خورده کپه داغ واقع شده است (شکل ۱). نیمه جنوبی این کمر بند در ایران و نیمه شمالی آن در ترکمنستان قرار دارد. این کمر بند از دیدگاه هیدروکربوری به عنوان دومین حوضه مهم ایران به شمار می آید (شرکت نفت کاو، ۱۳۸۹). دوران دوم زمین شناسی، دوران مهم ترین تحولات زمین شناسی ایران به شمار می آید که طی رخداد سیمین پیشین و پسین و همچنین لارامید، حوادثی چون تشکیل حوضه های رسوبی کپه داغ و زاگرس و گسترش آنها رخ داده است. حوضه رسوبی کپه داغ پس از کوهزایی سیمین، که سبب بسته شدن اقیانوس تیس کهن در تریاس پسین-ژوراسیک پیشین شد، با رسوبگذاری سازند کشف رود در یک حوضه کششی پس از برخورد در ژوراسیک میانی پدید آمد. سازند کشف رود با یک ناپوستگی زاویه ای بر روی واحدهای کهن تر (تریاس و پالئوزوئیک) جای گرفته است. در حوضه کپه داغ، پیشروی دریا از باتونین پسین تا کالوین پیشین آغاز شده و به این ترتیب سازندهای چمن بید، مزدوران و شورجه نهشته شده اند. با گذر زمان گاز در سنگ منشا تشکیل شده و به سمت این لایه های فوقانی حرکت کرده و آب شور درون حفرات به سمت پایین رانده شده و در نهایت مخزن گاز تشکیل شده است، بطوریکه گاز در بالا و آب شور در پایین قرار می گیرد، گاز توانایی راندن تمام آب به سمت پایین را ندارد و مقداری آب شور در بین حفرات ریز به صورت آب بین دانه ای در محیط غیر اشباع قرار می گیرد. سازند مزدوران و شورجه سنگ مخزن اصلی در منطقه کپه داغ هستند (شکل ۲). قسمت های مارن، شیلی و تبخیری شورجه، پوشش مناسبی برای مخازن مزدوران در خانگیان فراهم کرده است. حوضه کپه داغ شامل مخلوطی بسیار ناهمگن از شیل، ماسه سنگ، سیلت استون، کربنات و کانیهای تبخیری مانند انیدریت است که به دلایل ضخامت زیاد طبقات رسوبی شامل لایه های ضخیم شیلی، لایه های کربناتی و ماسه سنگ متخلخل و تکنونیک نسبتاً آرام میتواند به عنوان یک منطقه پتانسیل دار نفت و گاز مورد توجه قرار گیرد. به دلیل اکتشاف گاز از رسوبات سیلیسی-آواری سازند شورجه و نهشته های کربناته سازند مزدوران در میدان های خانگیان و گندلی حوضه کپه داغ در کشور پس از حوضه زاگرس در جایگاه دوم از نظر اکتشافات هیدروکربوری است (قربانپور، ۱۳۹۳). حوضه کپه داغ دارای سیستم های نفتی مختلفی شامل پوش سنگ، سنگ مخزن و سنگ منشا می باشد. سنگ های مخزن و پوش سنگ آنها در منطقه به دو گروه سنگ مخزن های مربوط به دوران مزوزوئیک است که احتمالاً در تمام حوضه کپه داغ گسترش و توسعه یافته اند و دیگری سنگ مخزن های دوران پالئوزوئیک است که تنها در محدوده ی جنوب غرب کپه داغ شناسایی شده اند.



شکل ۱: نقشه راههای دسترسی به منطقه مورد مطالعه



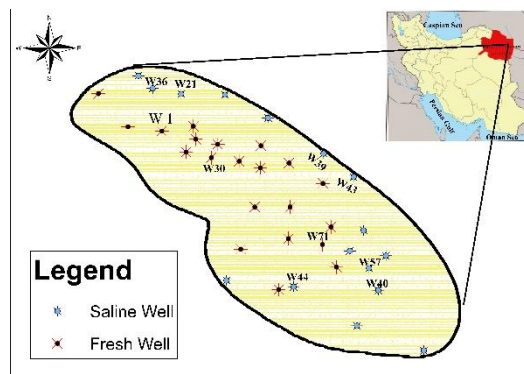
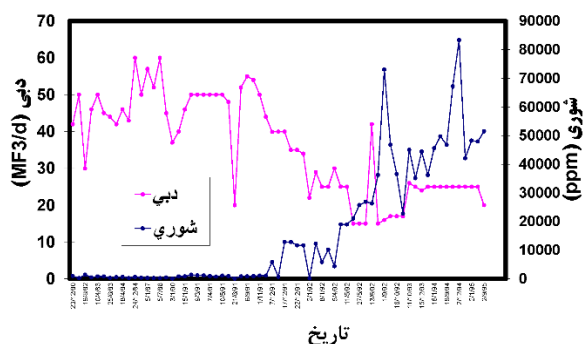
شکل ۲: توالی چینة شناسی و سیستم نفتی سازندهای حوضه کپه داغ (Robert, 2014)

۳- مواد و روش انجام کار

در این مطالعه از آب تولیدی ۷ چاه گاز شور و شیرین در مخزن مزدوران طی دو مرحله زمانی، در پاییز و زمستان سال ۱۳۹۶ از تفکیک گرهای (Separators) سرچاهی جهت آنالیزهای مختلف نمونه‌گیری انجام شده است. بطوریکه چاه‌های شماره ۴۰، ۴۳، ۴۴، ۵۷، ۱۰ دارای آب تولیدی شور و چاه‌های شماره ۲۱ و ۷۱ نمایانگر چاه‌های شیرین مخزن بوده است. همچنین جهت مقایسه و تعیین منشا آب‌های تولیدی، از دو چاه گاز شماره ۱۷ و ۱۳ که به عنوان چاه مشاهده‌ای تا آبران (شورابه) سفره تحت فشار زیر مخزن شورریجه (واقع در بالای مخزن مزدوران) حفاری شده است، نمونه درون چاهی از شورابه زیر مخزن با استفاده از راندن نمونه‌گیر به دورن چاه تا عمق حدود ۳ کیلومتری گرفته شده است به طوری که نمونه چاه شماره ۱۳ از شورریجه B و نمونه چاه ۱۷ از شورریجه D گرفته شده است. موقعیت چاه‌ها در شکل ۳ نشان داده شده است. مقادیر pH و دما در محل نمونه‌برداری و غلظت یونهای اصلی و TDS در آزمایشگاه آب و زیست محیطی دانشگاه صنعتی شاهرود جهت بررسی کیفیت آب به روش تبخیر، تیتراسیون و استفاده از دستگاه IC انجام گرفت. همچنین برای تفسیر دقیق‌تر، نتایج این مطالعه با سایر مطالعات انجام شده در ایران و جهان مقایسه شده است.

۴- بحث و نتیجه‌گیری

جهت بررسی تغییرات میزان شوری و رابطه آن با دبی تولیدی از چاه‌ها، میزان شوری و دبی برخی از چاه‌های تولیدی در زمان‌های مختلف اندازه‌گیری شده است. با توجه به شکل ۴ در یکی از چاه‌های مخزن مزدوران، مشاهده گردید که با افزایش میزان تولید، مقدار شوری آب‌های تولیدی با گذر زمان افزایش یافته است. بطوریکه از سال ۱۳۹۴ با کاهش و دوباره افزایش میزان تولید از ۱۵ به ۳۵ میلیون فوت مکعب در روز، میزان شوری اولیه از ۲۰۰۰ به ۵۰۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر رسیده است. این روند افزایش شوری در چند چاه دیگر نیز مشاهده شده است که احتمالاً افزایش برداشت و بالتبع نفوذ آب شور از آبران به صورت پدیده مخروط شدگی عامل اصلی این افزایش شوری می‌باشد. در چاه‌هایی که با مشکل شوری مواجه هستند، با کم کردن دبی تولیدی، مقدار شوری تا حدودی کمتر شده است، اما این چاه‌ها دیگر به حالت اولیه با دبی تولیدی زیاد بر نمی‌گردند، ولی با مدیریت درست می‌توان از شور شدن بیشتر و حتی شور شدن دیگر چاه‌های شیرین در آینده جلوگیری کرد. در چاه‌های مخزن مزدوران در مقایسه با دیگر مخازن همچون کنگان، علاوه بر مشکل افزایش شوری آب تولیدی، حجم آب تولیدی نیز به نسبت حجم گاز تولیدی زیاد بوده و ایجاد مشکل مضاعف کرده است.

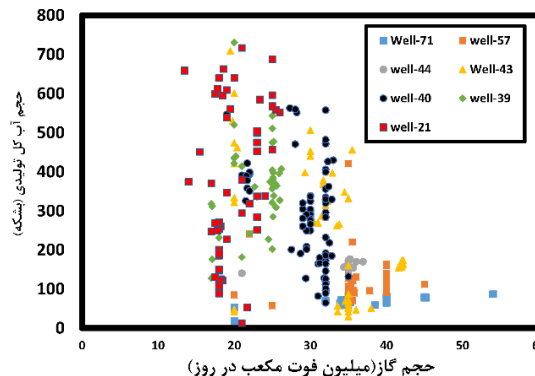
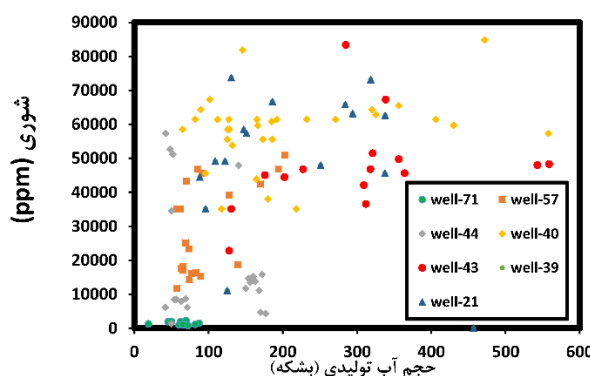


شکل ۴: تغییرات شوری و دبی چاه گاز شماره ۴۴ مخزن

شکل ۳: موقعیت چاههای نمونه برداری شده در منطقه مورد مطالعه

مزدوران

با توجه به شکل ۵، در چاههای گازی مورد مطالعه، با افزایش دبی گاز برداشتی حجم آب کل تولیدی (مجموع حجم آب شیرین و شور) چاه افزایش یافته است و این افزایش حجم آب به مرور زمان سبب افزایش شوری در چاههای میدان خانگیران شده است. البته این عامل در چاههای که در حال افزایش شوری بوده اند و شوری آب تولیدی آنها کمتر از آب آبران است، باعث افزایش شوری شده است. در برخی از چاهها نیز با گذشت زمان و بدون افزایش دبی گاز تولیدی، مقدار حجم آب تولیدی و بالتبع شوری افزایش یافته است. بنابراین به دو دلیل افزایش دبی گاز و همچنین گذر زمان، حجم آب تولیدی و مقدار شوری افزایش یافته است.

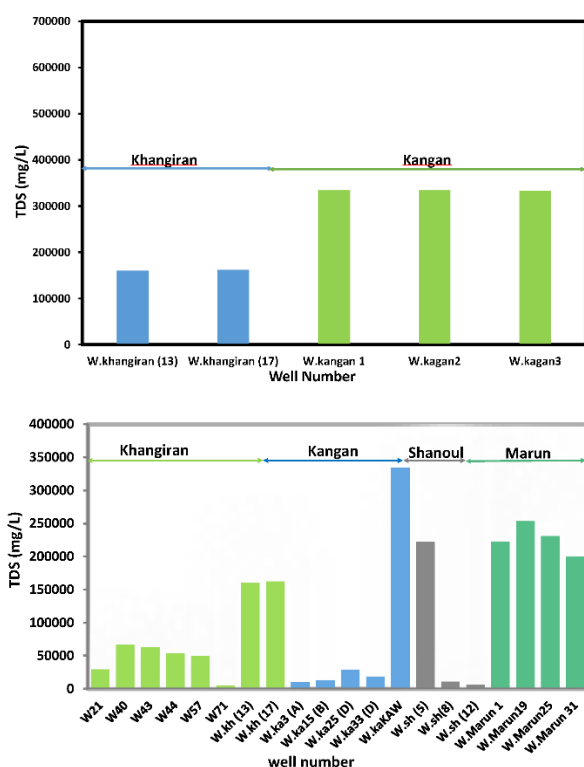


شکل ۵: نمودار حجم آب کل تولیدی در مقابل حجم گاز و مقدار شوری آب تولیدی

۴-۱- خصوصیات هیدروشیمیایی عمومی:

مقدار شوری آبران موجود در سفره تحت فشار زیر مخزن گاز شورچی در منطقه مورد مطالعه مشابه با مخازن جنوب ایران بالای ۱۰۰۰۰۰ میلی گرم بر لیتر بوده است. لازم به ذکر است که آب دریای معمولی توانایی ایجاد چنین شوری را ندارد، ولی در طی پدیده تبخیر، میزان شوری آب باقی مانده افزایش پیدا کرده است. محیطهای لاگونی که از آب دریای اصلی جدا شده اند دچار پدیده تبخیر شده و شوری را تا این حد می توانند افزایش دهند؛ بنابراین با توجه به مطالعات انجام شده، شرایط تشکیل این مخازن احتمالاً محیط لاگونی است و مقدار شوری آنها با توجه به مقدار تبخیر در زمان

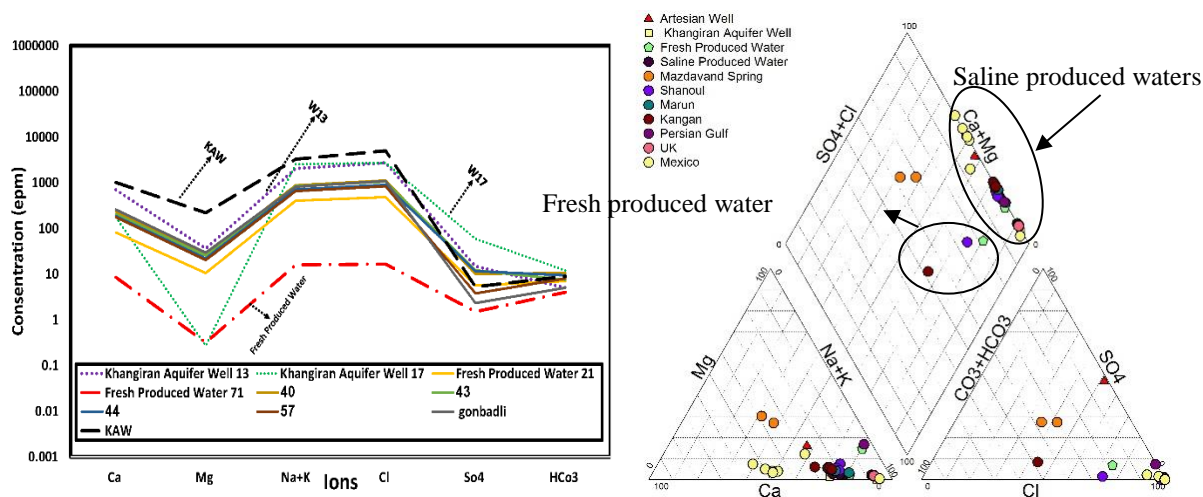
قدیم افزایش یافته است. جهت مقایسه مقدار شوری مخازن مختلف در ایران، با نمونه‌های گرفته شده از آبهای تولیدی مخازن گاز کنگان، مارون و شانول در شکل ۶ ارائه شده است. مقدار شوری آبهای تولیدی مخزن مزدوران کمتر از سایر مخازن می‌باشد. مقادیر TDS اندازه‌گیری شده از نمونه‌های سرچاهی با دو نمونه گرفته شده از آبران شور زیر مخزن (شماره ۱۷ و ۱۳ خانگیران) نشانگر این است که آبران زیر مخزن بسیار شور تر و دارای TDS بالاتری از نمونه‌های سرچاهی است (شکل ۶). این موضوع نشانگر این است که آبهای تولیدی سرچاهی حاصل اختلاط آب آبران شور سفره تحت فشار زیر مخزن با بخارات میعان شده درون مخزن گاز با نسبت‌های مختلف می‌باشد. با تغییر سهم آب شور در این چاهها، مقدار شوری آبهای تولیدی آنها نیز تغییر کرده است.



شکل ۶: مقایسه مقدار شوری آبهای تولیدی و آبران موجود در سفره تحت فشار زیر مخازن گاز مختلف

جهت بررسی هیدروشیمیایی آبهای تولیدی و سفره تحت فشار عمیق در مخزن گازی مزدوران و همچنین مقایسه نتایج با سایر مخازن از دیاگرامهای پایپر و شولر نیز استفاده شده است. یکی از نمودارهایی که جهت نشان دادن و تفسیر نتایج شیمیایی بکار می‌رود، نمودار پایپر است. این دیاگرام عمدتاً برای تشخیص تیپ آب، رخساره‌های هیدروشیمیایی و مسیر تکامل ژئوشیمیایی در سفره‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد (Rittenhouse, 1967). آبهای تولیدی چاههای گازی سازند مزدوران شیرین و در حدود ۱۰۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر بوده و در چاههای شور در حدود ۱۰۰۰۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر متغییر بوده است. تمامی نمونه‌های آبهای تولیدی شور دارای آنیون غالب کلر و کاتیون غالب ما بین سدیم و کلسیم بوده که در زون آب شور قرار گرفته‌اند و در نتیجه دارای تیپ آب بین کلروه-کلسیک و کلروه-سدیک می‌باشد (شکل ۷). اما آبهای شیرین با توجه به شیرین

بودن و کم بودن شوری، در نزدیکی زون شور قرار گرفته‌اند که می‌تواند به دلیل اختلاط کم آب شور در این چاهها باشد. با توجه به اینکه بخارات میعان شده دارای مواد محلول نمی‌باشند، در نتیجه اختلاط خیلی کم آب شور در این آبها نیز حتی می‌تواند غالب بوده و تیپ آب را نزدیک به شور نشان دهند. آبهای تولیدی شور و شیرین سایر مخازن و همچنین آب شور مخزن تحت فشار زیر مخزن گازها نیز رفتاری مشابه را نشان می‌دهند.



شکل ۷: دیاگرام پایپر (سمت راست) و دیاگرام شولر (سمت چپ) نمونه‌های آبهای تولیدی مخازن مختلف

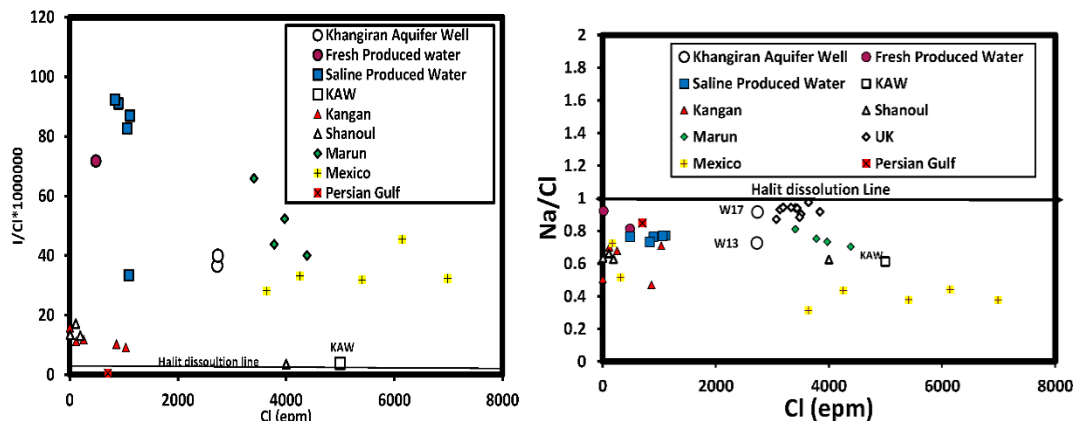
دیاگرام شولر نیز جهت مقایسه بین نمونه‌ها، تعیین منشأ اولیه، طبقه‌بندی و تعیین غلظت یون غالب استفاده می‌شود. این نمودار بر حسب میزان غلظت آنیونها و کاتیون‌های اندازه‌گیری شده، رسم شده است. تقریباً تمامی نمونه‌ها آب شور مخزن مزدوران رفتار و روند یکسانی دارند که گواه بر منشأ یکسان آنها می‌باشد که با روند تغییرات یونهای سایر مخازن نیز مشابه است (شکل ۷). کلر و سدیم و کلسیم یونهای غالب یونی در این آبها می‌باشند. علت زیاد بودن کلسیم می‌تواند واکنش‌های بین آب و سنگ، آلبیتی شدن فلدسپار پلاژیوکلاز، ددولومیتی شدن کلسیت، تبدیل کانی اسمکتیت به ایلیت و یا فیلتر شدن غشایی باشد. در ادامه به بررسی منشأ اولیه آبران زیر مخزن گاز و همچنین منشأ آبهای تولیدی سرچاهی بطور همزمان پرداخته شده است. منشأ شوری آب‌های تولیدی به طور کلی می‌تواند انحلال نمک، آب دریای قدیمی تبخیر شده یا عهد حاضر، آب جوی یا فیلتراسیون باشد. در این مطالعه از روش‌های مختلف هیدروژئوشیمیایی و عناصر فلزات سنگین جهت تفکیک این منشأها استفاده شده است. همچنین جهت تفسیر بهتر و درک عمیق‌تر، نتایج با سایر مخازن ایران و دنیا مقایسه شده است.

۴-۲- منشأ آب و شوری آبهای تولیدی

الف- روش هیدروژئوشیمیایی

عوامل متعدد مانند تبادل کاتیونی، نفوذ آب شور دریا و آب‌های محبوس یا فسیلی و قدیمی (Formation water) که غالباً حاوی مواد معدنی زیادی هستند می‌توانند بر شوری آب تأثیر گذارند. ترکیب شیمیایی آب شور برای هر حوضه بسته

به شرایط هیدرولوژی قدیمی منطقه، متفاوت می‌باشد. عناصر اصلی در شورابه‌های نفتی کلسیم، سدیم، سولفات و کلر بوده و سایر یون‌ها دارای غلظت کمتری هستند (Rittenhouse, 1967). شورابه‌های نفتی نسبت به آب دریا دارای غلظت بیشتری از عناصر مانند کروم، لیتیم، منگنز، سیلیس و استرانسیم می‌باشند. در طی واکنش سنگ-آب و یا تخریب فلدسپارها، مقادیر زیادی یونهای پتاسیم، استرانسیم، باریم و لیتیم به آب‌های تولیدی اضافه می‌گردد؛ درحالی که عناصری مانند مس، پتاسیم و نیکل دارای فراوانی حدود نصف آب دریا هستند. با استفاده از نسبت‌های I/Cl ، Na/Cl ، Br/Cl می‌توان منشا شوری حاصل از انحلال نمک را از دیگر منشاهای جدا کرد (Fontes and Matray, 1993). در ابتدا با استفاده از نسبت Na/Cl به بررسی منشا شوری این مخزن پرداخته شده است. اگر این نسبت یک باشد نشانگر انحلال نمک بوده که بصورت خط مستقیم در شکل ۸ نشان داده شده است؛ اما اگر این نسبت کمتر از $0/65$ باشد و قسمت پایین خط انحلال واقع شود، منشا شوری می‌تواند آب دریای قدیمی تبخیر شده باشد و همچنین اگر نسبت Na/Cl حدود $0/85$ باشد، منشا شوری می‌تواند آب دریا عهد حاضر باشد (Holser, 1979; Sanders, 1991) که از نمونه آب خلیج فارس جهت مقایسه نیز استفاده شده است. نمونه‌ی آبران زیر مخزن گاز از دو چاه شماره ۱۷ و ۱۳ رفتاری متفاوت دارند. این دو چاه در دو عمق مختلف قرار دارند. چاه شماره ۱۷ رفتاری مشابه با انحلال نمک را نشان می‌دهد و دارای نسبت نزدیک به انحلال می‌باشد اما چاه شماره ۱۳ دارای نسبت Na/Cl کمتر از $0/85$ بوده و منشا آب دریای قدیمی تبخیر شده را نشان می‌دهد. بنابراین اگر منشا نمونه آبهای تولیدی سرچاهی آبران زیر مخزن گاز باشد، بایستی رفتاری مشابه با آبران را نشان دهند. در این مطالعه در تمام نمونه‌های سرچاهی چاه‌های شور، نسبت Na/Cl محاسبه شده حدود $0/75$ می‌باشد که نشان می‌دهد انحلال نمک و آب دریای عهد حاضر نمی‌تواند منشا شوری آن‌ها باشد و احتمالاً آب دریای قدیمی تبخیر شده منشا اولیه این آبها می‌باشد. این نسبت یونی مربوط به مخازن گازی دیگر در ایران همچون کنگان، مارون و شانول و در دنیا مربوط به مخازن تکومیناسان مکزیک و انگلستان جهت مقایسه در شکل ترسیم شده اند. مخازن مارون کنگان و شانول دارای نسبت مولی Na/Cl تقریباً نزدیک بهم بوده که نشانگر عدم منشا بودن هالیت می‌باشد و منشا آن شورابه‌های نفتی یا همان آب دریای قدیمی می‌باشد. KAW نیز که از آبران کنگان گرفته شده است دارای منشا آب دریای قدیمی تبخیر شده می‌باشد (Bagheri et al., 2014). اما مخزن گازی در انگلستان (Uk) با توجه به نمودار نشان از انحلال نمک دارد. این نسبت در مخزن مکزیک در محدوده شورابه نفتی و آب دریای قدیمی قرار گرفته است.

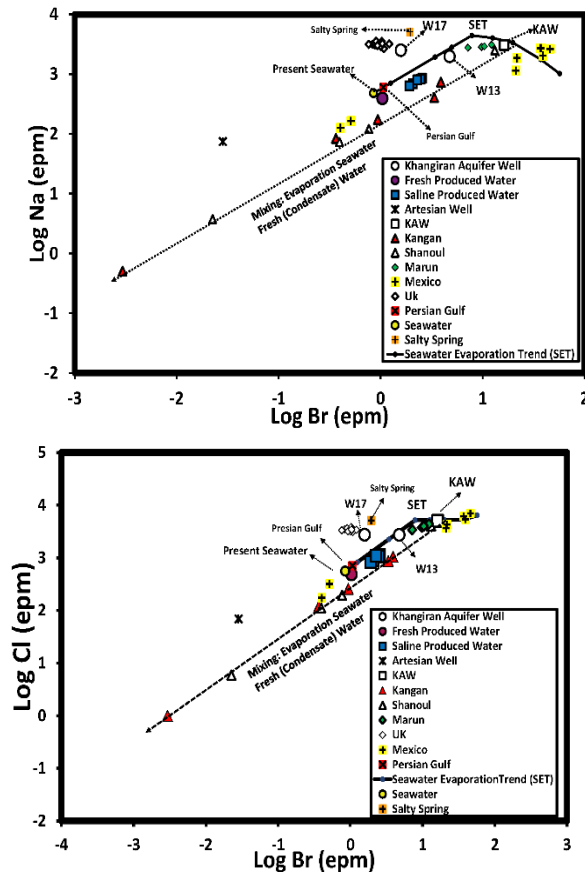


شکل ۸: نمودار نسبت Na/Cl به Cl و نسبت وزنی I/Cl در برابر Cl در شورابه تولیدی مخازن ایران و دنیا

غلظت ید محلول در آبهای شور عمیق از کمتر از ۰/۰۱ تا ۱۰۰ میلی گرم در لیتر تغییر می کند (Carpenter, 1987). آب های قدیمی دارای مقدار ید بیشتری نسبت به آب های عهد حاضر و آب های حاصل از انحلال نمک می باشند. (Carpenter et al., 1974; Birkle et al., 2002) نسبت وزنی I/Cl نیز جهت تشخیص و تمایز بین منشاهای شوری استفاده می شود. در این نمودار نسبت وزنی I/Cl در برابر Cl مخازن مزدوران، شانول، مارون، کنگان، و تکومیناسان در مکزیک و انگلستان در شکل ۸ نمایش داده شده است. اگر منشأ شوری انحلال نمک باشد مقدار نسبت ید به کلر از نظر وزنی کمتر از 1×10^{-5} خواهد بود در حالی که این نسبت در شورابه های نفتی بیشتر از 2×10^{-5} است (Bagheri et al., 2014). مقدار نسبت I/Cl در آب فسیلی حدود ۰/۰۰۱ می باشد، بطوریکه در شورابه با تیپ $Ca-Cl$ ، مقدار نسبت I/Cl حدود ۰/۰۰۰۱ بوده ولی در شورابه های $Na-Cl$ این نسبت به ۰/۰۰۳ افزایش می یابد (White, 1957). مقایسه مقادیر نسبت I/Cl در شورابه های مخزن گازی مورد مطالعه با مقادیر فوق، انحلال نمک را به عنوان منشأ شوری رد می کند. مقادیر نسبت I/Cl در آب های تولیدی مخزن مزدوران کمی بیشتر نسبت به شانول و کنگان است که نشانگر این است که انحلال نمک نمی تواند منشأ شوری آب های تولیدی مخزن مزدوران باشد.

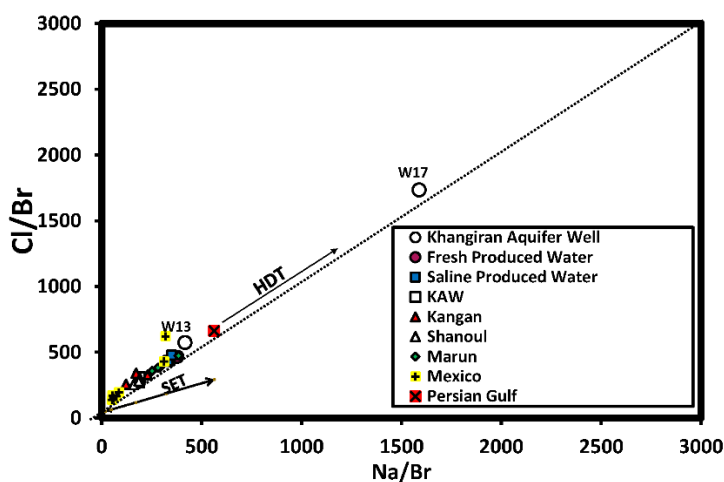
برم بهترین ردیاب برای تعیین منشأ شوری می باشد زیرا این یون پایستار بوده و از محلول به راحتی حذف نمی شود و به دلیل داشتن شعاع یونی بزرگ، وارد واکنش شیمیایی نمی شود (Shouakar-Stash et al., 2007). برم بیشتر در آب های شور عمیق (مناطق نفتی و گازی) وجود دارد و دارای غلظت بین ۱ تا ۶۰۰ میلی گرم بر لیتر است (McCaffrey et al., 1987). به طور کلی برای بررسی منشأ و تکامل شورابه ها، غلظت یون های اصلی را در مقابل غلظت برم ترسیم و تفسیر می کنند (Kharaka and Hanor, 2004). با استفاده از نسبت برم به کلر می توان منشاهای شوری همچون انحلال نمک، آب دریای تبخیر شده، اختلاط بین آب شیرین و شورابه، اختلاط بین شورابه با انحلال نمک و اختلاط بین آب دریا با دیگر آب ها را تشخیص داد. تبخیر آب دریا باعث افزایش خطی برم و کلر تا زمان رسیدن به اشباع هالیت در مقدار کلر برابر با ۱۶۲۰۰۰ می شود که بصورت خط ضخیم در شکل ۹ نشان داده شده است و به عنوان خط تبخیر آب دریا (Sea

(SET) water Evaporation Trend نام برده شده است (Carpenter, 1987). در طول تبخیر آب دریا غلظت برم و کلر تا زمان اشباع شدن آب نسبت به هالیت و رسوب اولین بلور نمک اضافه می‌شود و روی خط تبخیر آب دریا قرار می‌گیرد. زمانی که غلظت کلر برابر با ۱۶۲۰۰۰ میلی‌گرم در لیتر و برم برابر با ۵۰۰ میلی‌گرم در لیتر گردید، محلول نسبت به هالیت اشباع شده و کلر و سدیم به صورت بلور نمک رسوب می‌کند در این شرایط با افزایش تبخیر، کلر افزایش نیافته و برم تغلیظ می‌گردد (Birkle et al., 2002 and 2009). افزایش برم به صورت یک خط افقی روی نمودار مشاهده می‌شود. پس با زیاد شدن تبخیر آب دریا، غلظت برم در آب باقی مانده زیاد می‌شود زیرا برم انحلال‌پذیری بیشتر و شعاع یونی بزرگتری نسبت به یون کلر دارد (Walter et al., 1990). خط روند تبخیر آب دریا (SET) به صورت خط ممتد و ضخیم در نمودار شکل ۹ نشان داده شده است (Carpenter, 1987). پایین‌ترین نقطه این خط مربوط به آب دریا می‌باشد که در شکل مشخص است. اگر نمونه‌ای بالا خط تبخیر آب دریا قرار بگیرد، نشانگر منشا شوری انحلال نمک می‌باشد. نمونه‌های با منشا آب دریای تبخیر شده قدیمی، بر روی خط تبخیر آب دریا قرار می‌گیرند. نمونه آب‌های جوی و شیرین-تر و آب‌هایی که در اثر اختلاط آب‌های جوی قدیمی و شورابه قدیمی باقی مانده از تبخیر و آب‌های شیرین به وجود آمده باشند به دلیل غلظت کمتر کلر و برم، زیر خط تبخیر آب دریا قرار می‌گیرند (Bagheri et al., 2014). برای بررسی انحلال نمک به عنوان منشا شوری یک نمونه آب شور حاصل از انحلال نمک گنبد نمکی نیز پلات شده است. نقطه مربوط به چشمه شور گنبد نمکی در بالای خط تبخیر مشاهده می‌شود و انحلال نمک برای این چشمه را نشان می‌دهد. نمونه آبران شماره ۱۷ و نمونه‌های مخزن انگلستان در بالای خط قرار گرفته و این حاکی از آن دارد که منشا آن‌ها انحلال نمک می‌تواند باشد. نمونه‌های آبران شماره ۱۳ مزدوران و نمونه آبران زیر مخزن کنگان که با KAW نشان داده شده بر روی خط تبخیر آب دریای قدیمی (SET) و بعد از مرحله رسوب نمک قرار گرفته است که نشان از منشا آب دریای قدیمی تبخیر شده دارد. نمونه‌های سرچاهی مخزن مزدوران، شانول و کنگان در زیر خط تبخیر آب دریا (SET) بر روی خط اختلاط آب شیرین و یک شورابه با منشا آب دریای تبخیر شده، قرار گرفته است. این شورابه می‌تواند ترکیبی مشابه به آبران داشته باشد. با توجه به محل آبران و نمونه‌های مخزن مزدوران می‌توان نتیجه گرفت که منشا شوری آب‌های تولیدی می‌تواند اختلاط بین آب شور مانند آبران با آب شیرین درون مخزن مزدوران باشد. شورابه دیگر مخازن همچون تکومیناسان مکزیک، مارون و کنگان نیز تقریباً دارای منشا آب دریای تبخیر شده قدیمی می‌باشند.



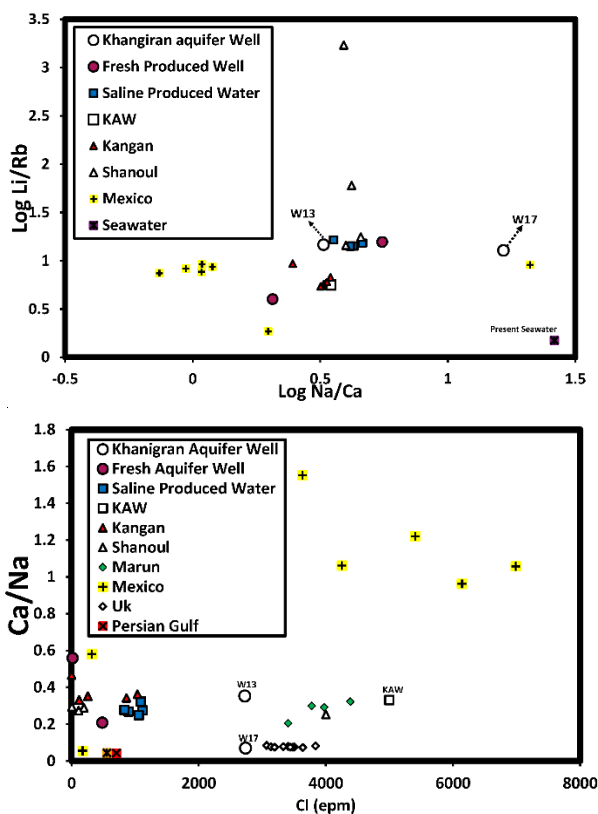
شکل ۹: نمودار لگاریتم یون برم در مقابل کلر و سدیم در آب های تولیدی مخزن مزدوران و دیگر مخازن ایران و دنیا

از رابطه بین سدیم در مقابل برم نیز جهت تفکیک منشأها استفاده شده است. خط تبخیر آب دریا (SET) با خطی ضخیم در شکل ۹ نشان داده شده است. با افزایش تبخیر و رسوب نمک در آب باقی مانده روند تغییرات سدیم مسیر نزولی پیدا می کند که علت آن می تواند کم بودن نسبت سدیم به کلر ۰/۸۵ در آب دریا باشد (Bagheriet al., 2014). این رابطه نیز نتایج مشابه با رابطه کلر در مقابل برم را نشان می دهد. رابطه Cl/Br در مقابل Na/Br جهت تفکیک منشأ انحلال نمک ((Halit Dissolusion Trend (HDT)) و آب دریای تبخیر شده قدیمی (SET) استفاده می شود. خط تبخیر آب دریا و خط انحلال نمک با شیب ۱:۱ با داده های استاندارد ترسیم گردیده است. شورابهایی که از انحلال نمک نشأت می گیرند، دارای غلظت بیشتر Cl/Br و Na/Br نسبت به آب دریا می باشند. این در حالی است که شورابهایی که نشأت گرفته از آب دریا تبخیر شده دارای Cl/Br و Na/Br کمتر از آب دریا هستند. Cl/Br آب دریا حدود ۲۸۶ می باشد (Walter et al., 1990; Sanders, 1991). نمونه های آبران شماره ۱۷ و مخزن انگلستان در مسیر خط انحلال نمک قرار گرفته است اما نمونه های آب تولیدی مخزن مزدوران به همراه دیگر مخازن در مسیر خط تبخیر آب دریا (SET) قرار گرفته اند که نشانگر این است که انحلال نمک منشأ شوری نیست و همه آن ها منشأ یکسانی داشته اند.



شکل ۱۰: مقادیر Cl/Br در مقابل Na/Br

یکی از منسب‌های محتمل دیگر شوری در مخازن عمیق، در اثر فیلتر شدن توسط رس‌ها می‌باشد. برای بررسی این موضوع در آب تولیدی از نمودار نسبت Ca/Na در برابر Cl و رسم نمودار نسبت Li/Rb در مقابل Na/Ca استفاده شده است. اثر غشایی توسط رس‌ها و سنگ‌هایی مثل شیل به وجود می‌آید. وقتی آب تحت فشار از شیلها عبور می‌کند، شیلها مانعی برای حرکت عنابر با شعاع یونی بزرگتر را ایجاد می‌کنند و باعث فیلتر شدن برخی از یونها و کاهش غلظت آنها در آب عبوری از شیل می‌گردد. درباره عناصر کلسیم و کلر بدین گونه است که چون اندازه کلسیم بزرگتر از سدیم است مقداری از کلسیم و کلر به دلیل شعاع یونی بزرگتر توسط رس و شیل فیلتر می‌شود، پس مقدار غلظت کلسیم و کلر در آب باقی مانده پشت شیل، افزایش یافته و بالتبع نسبت کلسیم به سدیم با افزایش شوری در آب باقی مانده نیز زیاد می‌گردد (Kharaka and Thordsen, 1992). با افزایش شوری آب ورودی، کارایی اثر فیلتر شدن غشایی کمتر می‌شود (Kharaka and Berry, 1973). در اثر عمل فیلتر شدن (اثر غشایی)، نسبت Li/Rb همراه با نسبت Na/Ca افزایش می‌یابد (Birkle et al., 2002). نمونه‌های آب تولیدی مخزن مزدوران به همراه دیگر مخازن جهت مقایسه در شکل ۱۱ پلات شده‌اند. با توجه به شکل، با افزایش نسبت Na/Ca ، نسبت Li/Rb ثابت باقی مانده است که این نشانگر عدم اثر غشایی در مخزن مورد مطالعه است. در مخزن کنگان، مارون و شانول نیز این روند مشاهده می‌شود. اما در منطقه مکزیک در میدان تکومیناسان، روند مثبت در نمونه‌ها آشکار است و تصدیقی برای وجود اثر غشایی در این مخزن می‌باشد. فرایند غشایی توانایی افزایش شوری را تا این اندازه ندارد. زیرا رس‌ها در طی گذر زمان توانایی فیلتراسیون خود را از دست داده و یونهای کلر و سدیم نیز عبور می‌دهند.



شکل ۱۱: نمودار نسبت Ca/Na در برابر Cl و نسبت Rb/Li در برابر Ca/Na به منظور بررسی اثر فیلتر شدن غشایی

ب) روش زمین‌شناسی و بررسی محیط رسوبی

سازند مزدوران عمدتاً کربناته با تخلخل و خواص مخزنی خوب که از سنگ‌های کربناته ضخیم لایه و صخره ساز تشکیل شده است. میان لایه‌های مارن و شیل نیز به صورت لایه‌های فرعی در آن دیده می‌شود. در شرق منطقه لایه‌هایی ضخیم دولومیت در سازند مشاهده می‌گردد که دارای تخلخل قابل توجهی است. با توجه به وجود ناپیوستگی در قاعده سازند شورپیجه و همبری تدریجی آن با آهک تیرگان به نظر می‌رسد که با کاهش ناگهانی سطح آب دریا رسوبات سازند مزدوران در انتهای ژوراسیک از آب خارج شده است. با پایین آمدن سطح آب دریا منطقه شرایط رودخانه‌ای پیدا کرده و در آن رسوبات قاره‌ای و رودخانه‌ای گسترش یافته‌اند. پیشروی و بالا آمدن سطح آب دریا در زمان بارمین-آپسین سبب نهشته شدن آهک تیرگان در منطقه گردیده است. ماهیت لیتوفاسیس‌ها و میکروفاسیس‌های سازند مزدوران نشانگر رسوبگذاری در یک پلاتفرم کربناته در زیر محیط‌های بین جزر و مدی، سابخا لاگون و سد می‌باشد (Afsha Harab, 1979). نتایج حاصل از بررسی مغزه‌های موجود از سازند مزدوران در چاه‌های ۱ و ۳۰ در زمان اکتشاف واقع در میدان خانگیان شرایط محیطی مشابه با انواع توصیف شده را به خوبی نشان می‌دهد (شرکت نفت کاو، ۱۳۸۹) بنابراین با توجه به شرایط محیط رسوبی سازند مزدوران می‌توان بیان کرد که بخشهایی از توالی مزدوران در یک محیط لاگونی و پهنه جزرومدی کم عمق تشکیل شده است که دارای ریز رخساره گرینستون بایوکلاستی (رخساره A محیط لاگونی)، گرینستون

اووئیدی ماسه‌ای و گرینستون بایوکلاست دار (رخساره B مربوط به محیط سدی)، رخساره سیلسی آواری عمده چرت آرنایت و ساب ارنایت (رخساره C جزرو مدی) می‌باشند. در محیط لاگون آب دریای باقی مانده، تبخیر شده و شوری آن افزایش یافته است و همزمان با رسوبگذاری در بین رسوبات باقی مانده است. با توجه به شواهد زمین‌شناسی و محیط تشکیل بخشهایی از توالی سازند مزدوران در زیر محیط‌های پهنه جزرو مدی و لاگون یک پلاتفرم کربناته می‌توان بیان کرد که شورابه مخزن می‌تواند منشا لاگونی و یا همان آب دریای تبخیر شده قدیمی باشد.

۵- نتیجه‌گیری

تولید آب شور در مخازن خانگیران و دیگر مخازن ایران سبب بروز مشکلات فراوانی از جمله خوردگی و گرفتگی در تاسیسات سرچاهی و کاهش اجباری تولید گاز شده است. روش‌های مختلفی مانند هیدروژن‌شیمیایی، ایزوتوپی و زمین‌شناسی جهت تعیین منشا آب و شوری وجود دارد که در این مطالعه از روش‌های هیدروژن‌شیمیایی و زمین‌شناسی استفاده شده است. میدان گازی خانگیران واقع در شمال شرق مشهد دارای دو سازند گازی مجزای مزدوران در پایین و شوربیجه در قسمت بالاتر می‌باشد. مخزن مزدوران در مقایسه با دیگر مخازن گازی، دارای دو مشکل عمده شوری بالای آب تولیدی و همچنین حجم آب تولیدی زیاد بوده که در برخی از چاهها باعث مرگ آنها شده است. در این مخزن، دو نوع آبران مختلف با منشا متفاوت وجود دارد که هر کدام می‌تواند منشا احتمالی آب تولیدی شور سرچاهی باشند. در مخزن مزدوران، برخی از چاههای واقع در یال شمالی دچار شوری بالا شده‌اند. با استفاده از نسبت‌های یونی I/Cl ، Na/Cl و Br/Cl و ... می‌توان نتیجه گرفت که آبهای تولیدی شور سرچاهی دارای منشا یکسان با آبران شماره ۱۳ می‌باشند که می‌توان آب دریای تبخیر شده قدیمی باشد. با توجه به اینکه آبهای تولیدی حاصل اختلاط آب شور و شیرین هستند، بنابراین می‌توان بیان کرد که آبهای تولیدی حاصل اختلاط شورابه‌ای با رفتاری مشابه با آبران شماره ۱۳ و آبهای شیرین درون مخزنی می‌باشند. با توجه به شرایط محیط رسوبی مخزن مزدوران می‌توان بیان کرد که این مخزن در یک محیط لاگونی تشکیل شده است و در محیط لاگونی نیز آب دریای باقی مانده، تبخیر شده و شوری آن افزایش یافته است و همزمان با رسوبگذاری در بین رسوبات ته نشین شده‌اند و تشکیل مخزن و آبران را داده‌اند. پس با استفاده از نتایج زمین‌شناسی می‌توان بیان کرد که آبران زیر مخزن می‌تواند منشا لاگونی و یا همان آب دریای تبخیر شده قدیمی را داشته باشد. شیمی آب تولیدی مخازن نفت و گاز در طول زمان می‌تواند به وسیله فرایندهای تبخیر و واکنش‌های دیاژنتیک ثانویه مانند واکنش بین سنگ و آب و یا واکنش بین آب و گاز دچار تغییر گردد. عمق زیاد و عدم مشاهد مستقیم، دما و فشار بالای آب در مخزن، میزان املاح محلول زیاد و ماهیت ناهمگن و شکافدار این میدان گازی باعث شده است تا شناخت پدیده‌های حاکم بر انتقال آب و تعیین منشا شوری به راحتی انجام پذیر نباشد. منشا یابی بروز این پدیده به منظور ارائه راهکار مناسب جهت کم کردن شوری آب تولیدی و پیشگیری از وقوع آن در چاهایی که بالقوه آماده تولید آب و نمک اضافی هستند ولی این پدیده در آنها بروز نکرده است در جهت مدیریت بهتر مخزن و افزایش تولید گاز امری ضروری است.

سیاس و قدردانی

از شرکت بهره برداری نفت و گاز شرق مشهد به خاطر در اختیار قرار دادن اطلاعات اولیه و همچنین مساعدت در نمونه برداری و همچنین از دانشگاه صنعتی شاهرود به دلیل در اختیار گذاشتن امکانات لازم در طول این تحقیق قدردانی می-گردد. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر عزیز اله طاهری و دکتر رضا جهانشاهی تشکر و قدردانی می گردد.

منابع:

- [۱] باقری، ر.، ۱۳۹۴، "چالش جدید شرکت ملی نفت: شوری آبهای تولیدی"، کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت، تهران ۹ ص.
- [۲] باقری، ر.؛ ندری آ.؛ رئیسی، ع.، (۱۳۹۴)، " خصوصیات هیدروشیمیایی ایزوتوپی آبهای فسیلی ذاتی و عهد حاضر" سی دومین گردهمایی علوم زمین، شیراز، ایران. ۱۰ ص.
- [۳] راهرو، م.، باقری ر.، میرباقری م.، (۱۳۹۵)، "منشا شوری آب های تولیدی مخزن گازی شانول، جنوب ایران، روش هیدروشیمیایی و ایزوتوپی"، کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت، تهران ۱۰ ص.
- [۴] راهرو، م.، باقری ر.، میرباقری، م.، (۱۳۹۵)، "مطالعه و بررسی تکامل ژئوشیمیایی شورابه های تولیدی مخزن گازی شانول"، کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت، تهران ۱۰ ص.
- [۵] قربان پور، ح.، (۱۳۹۳)، " بررسی سنگ شناسی و پتانسیل مخزنی بخش مخزن ماسه سنگی زون ۱-۱ سازند مزدوران در میدان گازی خانگیران"، کنفرانس ملی زمین شناسی و اکتشاف منابع، تهران ۸ ص.
- [۶] شرکت نفت کاو، (۱۳۸۹)، "کلیات زمین شناسی میادین خانگیران و گنبدلی" ۱۹۴ ص.
- [۷] میری، م.؛ باقری، ر.؛ طاهری، ع.؛ خیبری، ف.؛ (۱۳۹۶)، " منشا آبهای ذاتی در سفره عمیق تحت فشار مخزن گازی مزدوران، شمال شرق ایران"، سی ششمین گردهمایی علوم زمین، تهران، ایران. ۸ ص.
- [8] AFSHAR-HARB, A. (1979). The stratigraphy, tectonics and petroleum geology of the Kopet Dagh region, Northern Iran, Unpublished PhD thesis, Imperial College of Science and Technology, London. 316 pp.
- [9] BAGHERI, R., NADRI, A., RAEISI, E., SHARIATI, A., MIRBAGHERI, M., & BAHADORI, F. (2014). Chemical evolution of gas-capped deep aquifer, Southwest of Iran. *Environmental earth Sciences*, **71**(7):3171-3180.
- [10] BAGHERI, R., NADRI, A., RAEISI, E. EGGENKAMP, H.G.M., KAZEMI, G.A., & MONTASERI A. (2014). Hydrochemical and isotopic ($\delta^{18}\text{O}$, $\delta^2\text{H}$, $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $\delta^{37}\text{Cl}$ and $\delta^{81}\text{Br}$) evidence for the origin of saline formation water in a gas reservoir, *Chemical Geology*. **384**:62–75.
- [11] BAGHERI, R., NADRI, A., RAEISI, E., SHARIATI, A., MIRBAGHERI, M., & BAHADORI, F. (2014). Chemical evolution of gas-capped deep aquifer, Southwest of Iran. *Environmental earth Sciences*, **71**(7):3171-3180.

- [12] BIRKLE, P., ARAGON, J.R., PORTUGAL, E., & AGUILAR, J.F. (2002). Evolution and origin of deep reservoir water at the active Luna oil field, Gulf of Mexico, *AAPG bulletin*, **86(3)**:457-484.
- [13] BIRKLE, P., GARCIA, B.M., & PARDON, C.M.M. (2009). Origin and evolution of formation water at jujo Tecominoacan oil reservoir, Gulf of Mexico. Part 1: Chemical evolution and water-rock interaction. *Applied Geochemistry*, **24(4)**:543-554.
- [14] CARPENTER, A.B., (1987). Origin and Chemical evolution of brines in sedimentary basins. In SPE annual Fall Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [15] CARPENTER, A.B., Trout, M.L., & Pickett, E.E. (1974). Preliminary report on the origin and chemical evolution of lead and zinc rich oil field brines in central Mississippi. *Economic Geology*, **69(8)**:1191-1206.
- [16] FONTES, J.Ch., MATRAY, J.M. (1993). Geochemistry and origin of formation brines from the Paris Basin, France, 1. Brines associated with Triassic salts. *Chemical Geology*, (**109**):149–175.
- [17] HOLSER, W.T., (1979). Trace elements and isotopes in evaporites. In: Burns RG (ed) Reviews in mineralogy, marine minerals. Mineral Society of America, Washington DC, 295–346.
- [18] KHARAKA, Y.K., HANOR, J.S. (2004). Deep fluids in the continents: I. Sedimentary basins. In: Drever JI (ed) Treatise in Geochemistry, vol 5 Holland HD, Turekian KK (Exec. Eds.), Elsevier, New York, 499–540.
- [19] KHARAKA, Y.K., THORSEN, J.J. (1992). Stable isotope geochemistry and origin of water in sedimentary basins. In: Clauer N, Chaudhuri S (eds) Isotope signatures and sedimentary records. Springer, Berlin, 411–466.
- [20] KHARAKA, Y.K., BERRY, F.A. (1973). Simultaneous flow of water and solutes through geological membranes. Experimental investigation. *Geochimica et cosmochimica Acta*, **37(12)**:2577-2603.
- [21] KHARAKA, Y.K., COL BE, D.R., HOVORKA, S.D., GUNTER, W.D., KNAUSS, K.G., & FREFIELD, B.M. (2006). Gas-Water-Rock interactions in Frio Formation following CO₂ injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins. *Geology*, **34(7)**:577-580.
- [22] MAC CAFFREY, M.A., LAZAR, B., & HOLLAND, H.D. (1987). The evaporation path of seawater and the coprecipitation of Br- and K with halite. *J. Sed. Petrol.*, (**57**):928–937.
- [23] RITTENHOUSE, G., (1967). Bromine in oil-filed waters and its use in determining possibilities of origin of these waters. *AAPG Bulletin* 51 (12), 2430-2440.
- [24] ROBERT, A., LETOUZEY, J., KAVOOSI, M.A., SHERKATI, S., MULLER, C., VERGAS, J., & AGHABABAEI, A. (2014). Structural evolution of Kopeh Dagh fold-and-thrust belt and

interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin. *Journal of Marine and Petroleum Geology*, 32.

[25] SANDERS, L.L., (1991). Geochemistry of formation waters from the lower Silurian Clinton Formation (Albion Sandstone), Eastern Ohio (1) *AAPG Bulletin*, 75(10):1593-1608.

[26] SHOUAKAR-STASH, O., ALEXEEV, S.V., FRAPE, S.K., ALEXEEVA, L.P., & DRIMMIE, R.J. (2007). Geochemistry and stable isotopic signatures, including chlorine and bromine isotopes of the deep groundwaters of the Siberian Platform, Russia. *Applied geochemistry*, 22(3):589-605.

[27] WALTER, L.M, STUBER, A.M., & HUSTON, T.J. (1990). Br-Cl-Na Systematics in Illinois basin fluids: Constraints on fluid origin and evolution. *Geology*, 18(4):315-318.

[28] WHITE, D.E., (1957). Magmatic, connate, and metamorphic waters. *Geological Society of America Bulletin*, 68 (12):1659-1682.

[29] WORDEN, R., MANNING, D.A.S., & BOTTRELL, S.H. (2005). Multiple generations of high salinity formation water in the Triassic Sherwood Sandstone: Wytch Farm oilfield, onshore UK. *Applied Geochemistry*, 455-475.

Enhancing volume and salinity of production water in oil and gas wells, Case study: Mozduran gas reservoir

M. Miri, R. Bagheri, F. Kheybari, M.R. Akhlaghi

* rahim.bagheri86@gmail.com

Received: July 2017, Accepted: November 2018

Abstract

The production of oil and gas in oil and gas fields is accompanied by production of water (Produced Water). Most of the reservoirs at the beginning of production have fresh water; but with passing time due to the increase in productions and decrease in pressure of reservoir, the produced water gradually becomes saline. The saline Production water causes severe corrosion in pipelines and well head facilities leading to reduction in gas production. Determining the origin of salinity for reducing the salinity is most important. Khangiran gas field is located in the northeast of Iran which composed of two separate gas formations, Mozduran at lower and Shurijeh at the upper part. The produced water samples were collected from fresh and salty wells in the Mozduran reservoir as well as two deep samples from brine below the gas reservoir (at depth of 3 km) for comparison and different analyzes. The Mozduran reservoir has two major problems, high salinity of the produced water, as well as the volume of water produced, rendering some wells unexploitable. The results revealed that two deep water samples have different behaviors. The deep sample No. 17, taken at a higher elevation than sample No. 13, showed the signs of salt dissolution; whereas the brine from sample no.13 had the origin of the evaporated old sea water. Therefore, any of these brines in the Khangiran reservoir can be the possible source of salinity in produced waters. The saline produced water samples showed a similar behavior to brine sample no.13. The source of fresh produced water is also the condensation of water vapor in the reservoir during production.

Keywords: Map produced water, Brine, Salinity origin, Mozduran gas reservoir.