بررسی ژئوشیمیایی نمک بخش دو سازند گچساران در چاه شماره یک میدان نفتی آب تیمور

باوی عویدی، عبدالرضا[۲*]؛ موسوی حرمی، سید رضا[۱]؛ محبوبی، اسد ا...[۱]؛ موسوی زاده، محمد علی[۱]؛ امیری بختیار، حسن[۲]
۱- گروه زمین شناسی دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد
۲- شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

چکیده

بخش دو سازند گچساران دارای بیشترین ضخامت نمک (در حدود ۴۰ متر) در این سازند است. تعیین مقدار برم به روش پتانسیومتری در نمک‌های این بخش از چاه شماره یک میدان نفتی آب تیمورنشان داده است که تنها کانی نمک موجود در این بخش هالیت است. فقدان کانی‌های تبخیری غیردریایی و همچنین عدم تشکیل کانی‌های تبخیری دریایی سری پتاس و منیزیم می‌تواند موید تشکیل در یک کفه نمکی دریایی با شدت تبخیر کم یا تغذیه مکرر باشد. مقدار کم برم و نوسانات نامنظم آن در توالی نمک مورد مطالعه نشان دهنده نوسانات شدید درجه شوری شورابه است که به احتمال زیاد می‌تواند نتیجه تاثیر فرایندهایی نظیر دیاپیریسم و یا انحلال پوسته‌های هالیت بستر کفه نمکی و تهنشینی مجدد آن بوسیله آبهای درون حفره‌ای با مقدار برم کم باشد.

Geochemical analysis of halite in the Gachsaran Formation (Member 2) in well No 1 Ab-Teymur Oil Field

Abstract

The Member 2 of Gachsaran Formation has about 40 meter of halite which is maximum in this Formation. Geochemical analysis for determination of Br by potantiometric method in showed that halite is the only mineral in this member. Lack of non-marine as well evaporate minerals and the absence of K and Mg series in the study area showed that theses sediments have been formed in a saline pan with low evaporation or frequently recharge. Low value of Br and it's irregular fluctuation in salt sequences indicated intense fluctuation of saline brines that probably resulted from processes such as diapirism or dissolution of halite crusts in the saline pan substrate and it's redeposition by pore waters with low Br.

بحث

رسوبات تبخیری در حدود ۲۵ در صد نواحی قاره‌ای را تشکیل می‌دهند (وارن، ۱۹۸۹). تبخیری‌ها در محدوده وسیعی از محیط های سطح و نزدیک سطح زمین و در اثرتبخیر و تغلیظ شورابه‌ها حوضه‌های بسته بر اثر تبخیر تشکیل می‌گردند (شریبر و التباخ، ۲۰۰۰). سازند تبخیری گچساران به دلیل پوش سنگ بودن در مخازن نفتی ایران و عراق، یکی از مهمترین واحدهای چینه‌ای در منطقه خاورمیانه محسوب می‌گردد (تاکر، ۱۹۹۹). این سازند در یک حوضه رسوبی باریکی با پهنای ۱۵۰ کیلومتر و طول ۲۰۰۰ کیلومتر از الیگوسن تا میوسن تشکیل گردیده است که به صورت توالی‌های ضخیمی (تا حدود ۱۶۰۰متر) دیده می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۰). سازند گچساران در میدان نفتی آب تیمور واقع در ۲۵ کیلومتری جنوب غرب اهواز(شکل۱) از ۷ بخش با ترکیب سنگ‌شناسی انیدریت، مارنهای رنگین و نمک تشکیل شده است. در بین بخشهای یاد شده، بخش دو حاوی ضخیمترین توالی نمک (حدود ۴۰ متر) می‌باشد (شکل ۲). برای تفکیک تبخیری‌های دریایی و غیردریایی از داده‌های ژئوشیمیایی استفاده می‌شود. این داده‌ها می‌توانند نتیجه مطالعات سیالات درگیر (inclusion)، عناصر کمیاب (trace element)، نسبت‌های ایزوتوپی سولفور، اکسیژن، کربن و استرانسیوم باشند (التباخ و همکاران،۲۰۰۴). هدف از این مطالعه بررسی ژئوشیمیایی نمکهای بخش ۲ (Main salt) چاه شماره یک این میدان به منظور تفسیر شرایط آب و هوایی و محیط رسوبی دیرینه آن است. برای این منظور مقدار برم ۱۰ نمونه از خرده‌های نمک حاصل از حفاری (cutting) در فواصل مختلف این بخش با استفاده از دستگاه پتانسیومتر دیجیتال مدل ۶۳۲ اندازه گیری گردید. تعیین مقدار برم در این روش براساس اندازه گیری اختلاف پتانسیل دو الکترود در محلول نمک انجام شده است. غلظت برم در هالیت می‌تواند اطلاعاتی درمورد منشاء شورابه‌های تبخیری ارائه نماید (هاردی،۱۹۸۴). تبخیریهای دریایی و غیردریایی بوسیله محتوی برم موجود در آنها از یکدیگر قابل تفکیک می‌باشند (تیبرنر و همکاران،۲۰۰۰). دراین مورد نظرات مختلفی وجود دارد. به اعتقاد پرتسمن (۱۹۸۸) هالیت دریایی معمولا از آبهایی با مقدار برم ppm ۲۰۰-۴۰ رسوب می‌کند در حالیکه هالیت مشتق شده از سیکل دوم (غیردریایی) حاصل انحلال

* سخنران