

کاربرد داده‌های هیدروشیمیایی در مطالعه هیدرودینامیک مخزن آسماری، میدان نفتی کرنج

بهمن سلیمانی

دانشیار گروه زمین‌شناسی دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز

سید احسان ابراهیمی

دانشجوی کارشناسی ارشد زمین‌شناسی نفت دانشگاه شهید چمران اهواز

موسی ظهراب زاده

کارشناس ارشد مناطق نفت خیز جنوب

تاریخ دریافت: ۹۰/۵/۵ تاریخ پذیرش: ۹۰/۱۲/۲۳

soleimani_b@scu.ac.ir

چکیده

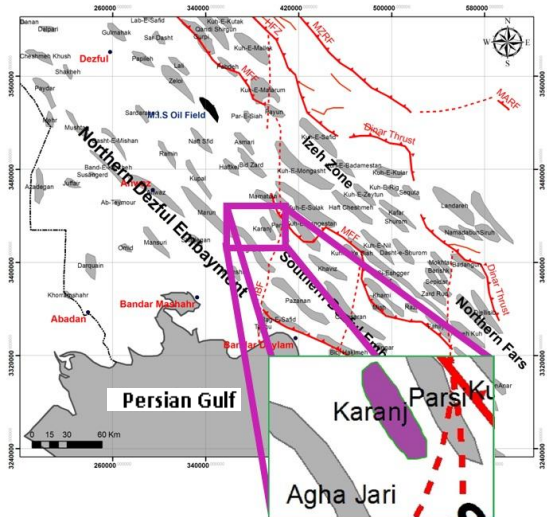
هیدرودینامیک مهمترین عامل مکانیسم جابجایی سیال در مخازن تولیدی هیدروکربن است. در بررسی هیدروشیمیایی مخزن از نمودار پایپر و نمودار ترکیبی استفاده شد. داده‌های هیدروشیمیایی تیپ آب مخزن را از نوع کلروه-سدیک نشان داده و از اختلاط آب با منشاهای مختلف در آبد میدان، حکایت می‌کنند و وجود یک جریان هیدرودینامیک را نشان می‌دهند. شدت جریان و اختلاط جزئی نمایش داده شده با این نمودارها، حکایت از ضعیف بودن جریان می‌نماید. ورود یک آب با TDS کمتر، TDI کلی میدان را به بطور محسوسی کاهش نداده است. فشار آب در چاه‌های مورد مطالعه همانند نفت، با گذشت زمان کاهش نشان داده و بهترین همبستگی را در چاه‌های ۷ و ۱۴ نشان می‌دهد. در حالت کلی، نتایج شاخص بهره دهی و فشار در چاه‌هایی که در نیمه جنوبی میدان قرار دارند، وضعیت بهتری را نشان می‌دهند. نتایج مطالعه نشان داد که سطح پتانسیومتریک آبخوان مخزن بصورت کج و غیر افقی است. بررسی مدل هیدرودینامیکی نشان دهنده وجود دو ناحیه با هد بالا در نزدیکی چاه-های ۴ و ۵ است و از این مکانها آب بسمت سایر نقاط جریان می‌یابد. انبساط آب و فشار سر باره بعنوان عامل جریان هیدرولیکی پیشنهاد می‌شود. واژه‌های کلیدی: هیدرودینامیک، مخزن آسماری، هیدروشیمی، دیاگرام پایپر.

مقدمه

فرایند، سیال بر اثر الف (انبساط؛ ب) نیروی ثقل و یا د) کشش حاصل از نیروی موئینه‌ی، به سمت چاه‌های تولیدی رانده می‌شوند (Craft and Hawkins, 1991). در مرحله تولید؛ نفت، گاز و اغلب مقداری آب تولید شده که در نتیجه‌ی آن فشار مخزن کاهش می‌یابد و سیالات مخزن برای پر کردن فضای خالی ایجاد شده، شروع به انبساط می‌کنند. کاهش فشار در مخازنی که دارای ارتباط هیدرولیکی با لایه‌های آبدار یا سفره‌های آب هستند، سبب ورود آب به مخزن جهت جبران این افت می‌شود. نیروی هیدرودینامیک مهمترین عامل مکانیسم جابجایی سیال برای تولید هیدروکربن با فاکتور بازیابی (Recovery Factor) بیش از ۶۰ درصد است (Craft and Hawkins, 1991; Selley, 1998). مطالعات هیدرودینامیکی متعددی در دنیا انجام گرفته (بعنوان مثال Anissimov et al., 2000). هدف این گونه مطالعات تهیه مدل دینامیکی مخزن است که ساختار مخزن، تاریخچه آن و توزیع مناطق تولیدی را منعکس

پیگیری و اکتشاف نفت در یک حوضه رسوبی شدیداً متأثر از وضعیت هیدرودینامیک در آن حوضه می‌باشد، زیرا فرایند تولید، مهاجرت اولیه، تجمع، جایجا شدن نفت (مهاجرت ثانویه) و سرانجام تخریب آن بصورت تجزیه بیوشیمیایی و ... همگی در رابطه مستقیم با آب سازند انجام می‌پذیرد (قلی پور، ۱۳۶۹). هیدرودینامیک، جریان آب در آبخوان مخازن نفتی را مورد بحث قرار می‌دهد (مطیعی، ۱۳۷۴). آب‌های جوی از طریق رخنمون‌ها وارد طبقات تراوا شده و به سمت نقاط پست جریان می‌یابند (Hubbert, 1940). مطالعات هیدرودینامیکی مخزن در تولید، مدیریت و صیانت از میداین نفتی، از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است. تولید اولیه هیدروکربن‌ها از مخازن زیرزمینی که با استفاده از انرژی طبیعی صورت می‌گیرد، بازیافت اولیه محسوب شده و در این

بیشتر از یال شمالی است که به حدود ۴۵ درجه می رسد. ضخامت ۲۶۹ متری پوش سنگ در حفاری چاه شماره ۲۰ بر روی یال شمالی شیپی بیش از ۵۰ درجه را ارائه می دهد. که محدود و محلی بوده و ناشی از عملکرد گسلی است که از مجاورت چاه می گذرد در بخش مرکزی عرض ساختار باریکتر و بسته تر از دیگر قسمتهای آن است و در نتیجه افزایش غیر عادی شیب در ناحیه ستیغ در همین بخش را باعث شده، به طوریکه مقدار شیب ۲۵ درجه در محل چاه ۱۲ و حدود ۱۶ درجه در محل چاه ۱۹ از روی نمودار شیب سنج بدست آمده است. کمترین مقدار شیب در حدود ۲/۵ درجه در منطقه وسیع و گسترده در ناحیه ستیغ و بین چاههای ۳ و ۱۱۸ (حدود ۱۸۳ متر) در فاصله ۱/۵ کیلومتری ورودی به مخزن در چاههای ۳ و ۱۱۸ (حدود ۱۸۳ متر) در فاصله ۱/۵ کیلومتری از یکدیگر مبین شیب بسیار کم در این ناحیه است.



شکل ۱. موقعیت میدان مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول (Letouzey and Sherkati, 2004).

روش مطالعه

مبنای این مطالعه مبتنی بر داده‌های زیرزمینی و سرچاهی ۹ حلقه چاه میدان است. مراحل انجام این تحقیق را می‌توان به دو بخش تقسیم نمود: الف) گردآوری اطلاعات؛ برای دستیابی به اهداف تعیین شده از کلیه منابع موجود، از جمله نقشه‌ها، گزارش‌های داخلی منتشر شده و منتشر نشده‌ی شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، کتب، مجلات، مقالات، پایان‌نامه‌های مرتبط با موضوع و (ب) بررسی و آنالیز داده‌های هیدروشیمی سیالات موجود در بایگانی مناطق نفتخیز جنوب و استفاده از نرم افزارهای مختلف به منظور تهیه جدول، نقشه‌ها و نمودارها که از جمله آنها می‌توان به نرم افزارهای AqQa، Phreeqc و Excel اشاره نمود. موقعیت چاههای مورد مطالعه در شکل (۲) ارائه شده است. مبنای تفسیر نتایج و بررسی وضعیت کلی آبخوان و تغییرات آن، داده‌های موجود برداشت شده در طول عمر تولیدی مخزن از چاههای مورد مطالعه است.

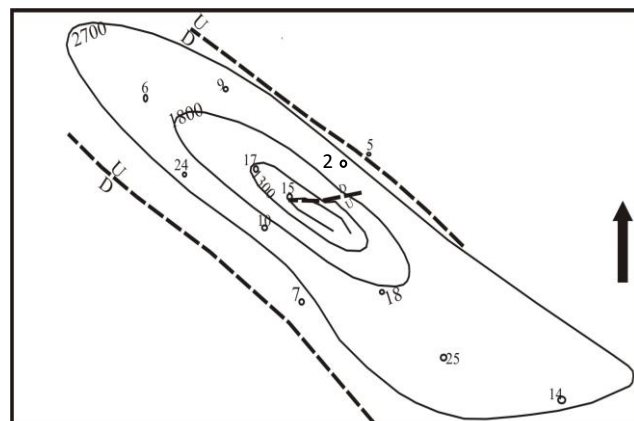
می‌سازد. مکانیسمهای متعددی جهت فعالیت هیدرودینامیک مطرح شده است نظیر ریزش جوی (Bjørlykke, 1996)، و یا تراکم رسوبی بواسطه فرونشست بدلیل فشار بالای سرباره و نرخ بالای رسوبگذاری در بعضی از حوضه‌ها (Anissimov et al., 2000) و یا تراکم مکانیکی همراه با آبدزایی ستون رسوبی (Dias et al., 2009). هر عاملی که در این زمینه دخالت داشته باشد موجب تغییر فشار در مخزن شده (King, 1967) و موجب کج شدگی سطح تماس می‌گردد که نشانه وجود سیستم هیدرودینامیکی است (Dennis et al., 1998). نقش تغییرات فشار بر کج شدگی سطح تماس آب-نفت موضوعی است که از نقاط مختلف گزارش شده است: میدان کراکا در دریای شمال (Thomassen and Jacobsen, 1994)، قطر (Wells, 1987)، پاپوآ در نیو گینه (Eisenberg et al., 1994) و کلمبیا (Estrada and Mantilla, 2000). استفاده از تغییرات هیدروشیمی بیشتر بمنظور شناخت و رده بندی چرخه هیدروژئولوژی و رده بندی سیستم آب زیر زمینی انجام شده (Dilsiz, 2006) و تنها در موارد معدودی در مخازن نفتی (Castany, 1981) با بینش هیدروژئولوژی و ارائه مدل فرضی برای آبخوان با تطابق داده‌های زمین شناسی، هیدرودینامیک و هیدروشیمی استفاده شده است. زیرا این مخازن تجدید ناپذیر بوده و ممکن است در شرایط بحرانی مورد استفاده قرار گیرند. در ایران بدلیل عدم وجود یا دسترسی به اطلاعات مخزنی تاکنون مطالعه‌ای در این خصوص منتشر نگردیده است. اهداف این مطالعه بطور خلاصه عبارتست از: الف) بررسی شدت و ضعف جریان هیدرودینامیکی در مخزن؛ ب) تعیین مناطق دارای حداکثر جریان و ج) در نتیجه حداکثر پتانسیل بهره برداری و کاهش ریسک حفاری.

منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی کرنج از لحاظ تقسیم بندی ساختاری ناحیه‌ای زاگرس، در امتداد محور حداکثر فرو نشست فرو افتادگی دزفول واقع است، این منطقه با وسعت شصت هزار کیلومتر مربع دارای حدود ۸٪ از ذخایر هیدروکربنی کل دنیاست (Bordenave and Hegre, 2005). زمان فروافتادگی پس از آکی-تائین (Adams and Bourgeois, 1967)، بوردیگالین (مطیعی، ۱۳۷۴) دانسته شده است. تایید یکی از این نظرها دشوار است (آقباتی، ۱۳۸۵). میدان کرنج در بین میدان‌های کوپال و مارون (غرب-شمال غرب)، آغا جاری (جنوب-غرب) و پارسی (شرق-شمال شرق) واقع شده است (شکل ۱). با استفاده از آخرین اطلاعات موجود لرزه نگاری و نقشه‌های همتراز زیر زمینی در افق آسماری و همچنین آخرین اطلاعات بدست آمده از حفر چاههای این میدان ساختمان کرنج را تاقدیسی نامتقارن و کشیده به طول ۳۰ کیلومتر و عرض ۶ کیلومتر (سطح تماس آب و نفت به عنوان آخرین منحنی بسته قلمداد گردیده است) و با امتداد شمال غربی- جنوب شرقی معرفی می‌نماید که ستیغ آن در عمق حدود ۱۱۰۰ متری زیر سطح دریا قرار دارد. شیب ساختمانی در نقاط مختلف متفاوت بوده و بطور کلی مقدار آن در مناطقی بر روی یال جنوبی

بررسی تیپ آب

دیاگرام پایپر در مقایسه با نمودارهایی مانند دورو، پای، رادیال، استیف، ضمن نمایش تعداد زیادی نمونه در رده بندی آب می تواند در تعیین اختلاط مورد استفاده قرار گیرد (Kehew, 2001). این نمودار شامل دو مثلث جهت نمایش داده های کاتیونی و آنیونی و یک مثلث مرکزی الماسی شکل است. اگرچه این نمودار نمی تواند بسادگی آبهایی را نشان دهد که کاتیون و یا آنیونهای غالب دیگری دارند. تیپ آب (شکل ۳) از نوع کلروره سدیک است. این دیاگرام حضور بیشتر (بیش از ۵۰ درصد) قلیایی های غیر کربناته (قلیایی ها و اسیدهای قوی) را نشان می دهد که مشخصه ویژه آب های خیلی شور و آب اقیانوس هاست.



شکل ۲. نقشه کانتوری (UGC) راس سازند آسماری و موقعیت چاه های مورد مطالعه

بررسی اختلاط

بررسی پدیده اختلاط در دیاگرام پایپر (شکل ۳) دو روند خطی را در مثلث کاتیونی و قسمت لوزی دیاگرام نشان می دهد اما در مثلث آنیونی قدری تفسیر پیچیده تر می باشد. بیشترین یون حاضر در آبخوان مخزن Cl است که درصد بالایی از TDI میدان را به خود اختصاص می دهد. چنانچه درصد آب ورودی (اختلاط) با TDI پایین، کم باشد، نمی تواند درصد Cl را چندان مورد تاثیر قرار دهد از این رو در این بخش از دیاگرام که Cl وجود دارد و در مقابل آن دو یون SO₄ و HCO₃ قرار دارد که مقدار آن ها به نسبت بسیار کم است؛ تفسیر قدری پیچیده و مشکل است. در مثلث آنیونی، نمونه ها بمقدار جزئی از رأس فاصله گرفته که شاید بتوان یک روند خطی بسیار کوچک را برای آن در نظر گرفت؛ و لذا اختلاط بسیار ضعیفی را از این نظر نشان می دهد.

بحث و بررسی داده ها

از آنجا که ترکیب مواد به نسبت وزن اکی والان گرم آنها صورت می گیرد، بنابراین در آزمایش کامل شیمیایی یک نمونه آب، وقتی که مقادیر برحسب میلی اکی والان گرم در لیتر یا epm بیان شود، مجموع مقادیر آنیون ها و کاتیون ها باید مساوی باشد. عدم تساوی این دو مقدار در یک آزمایش کامل شیمیایی ناشی از خطای آزمایش است (صدافت، ۱۳۸۵). خطا نباید از ۲ تا ۵ درصد بیشتر باشد (Mazor, 2004). ابتدا از طریق فرمول "خطای واکنش"، توازن یونی آنالیزها محاسبه شده و سپس جهت بررسی تیپ آبد مخزن و اختلاط، از نمودار پایپر و نمودارهای ترکیبی استفاده گردید.

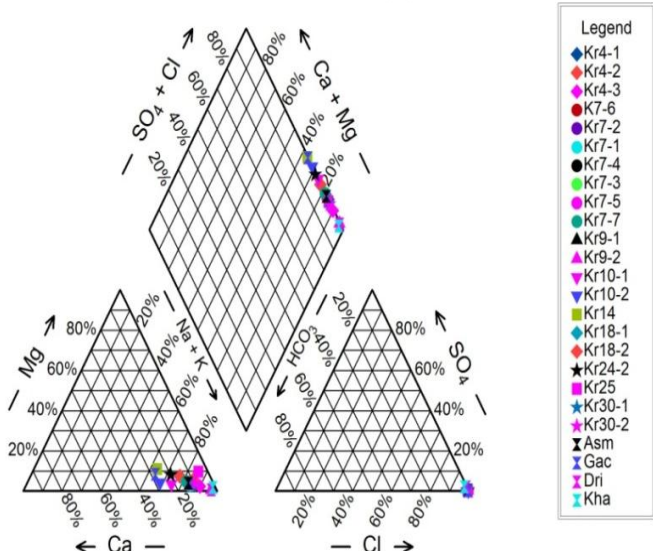
$$\text{خطای واکنش} = \left(\frac{\sum \text{Caution} - \sum \text{Anion}}{\sum \text{Ion}} \right) \times 100$$

داده های آنالیزهای هیدروشیمی و خطای واکنش آن ها به طور خلاصه

در جدول (۱) آمده است.

جدول ۱. آنالیزهای هیدروشیمیایی میدان

شماره چاه	تاریخ نمونه گیری	عمق (متر)	ظرف یونتها بر حسب mg/l							مجموع کاتیونها	مجموع آنیونها	TDI	خطای واکنش %
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ , K ⁺	Fe ²⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻				
۱	۱۳۶۶/۱/۶	۳۰.۶۰	۳۱۰	۱۵۰	۱۵۶۰	۱/۷	۱/۳۷	۱۶/۳	۲۰۰۰	۲۰۲۱/۸	۲۰۲۴/۷	۴۰۴۷/۴	-۰/۷
۲	۱۳۶۶/۱/۶	۳۰.۶۰	۳۱۰	۱۵۰	۱۵۷۰	۱/۴	۱/۳۹	۱۶/۷	۲۰۲۰	۲۰۲۷/۴	۲۰۴۳/۸	۴۰۸۱/۳	-۰/۶
۳	۱۳۶۶/۹/۲۴	۳۰.۶۰	۲۴۰	۱۲	۲۸۵۰	۰/۷	۱۴	۱۸/۷	۳۱۳۰	۳۱۶۶/۲	۳۱۶۶/۲	۶۳۵۰/۴	۰
۴	۱۳۶۹/۱/۱۱	۲۱۹.۰	۴۳	۹۸	۲۹۰۰	۱۶	۵/۸	۹/۹۹	۴۴۰	۴۴۵۰/۳	۴۴۵۰/۳	۶۹۰۰/۷	-۰/۷
۵	۱۳۶۹/۱/۱۲	۲۱۹.۰	۲۹۱	۱۱۰	۲۸۱۰	۱۴	۵	۹/۹۹	۳۳۱۰	۳۳۲۴/۸	۳۳۲۴/۸	۶۶۴۸/۸	۰
۶	۱۳۶۹/۱/۱۶	۲۱۹.۰	۴۰۰	۱۱۲	۲۸۵۰	۱۶	۵/۳۹	۱۲	۳۳۷۰	۳۳۸۵/۸	۳۳۸۵/۸	۶۷۰۰/۲	-۰/۷
۷	۱۳۶۹/۱/۱۶	۲۱۹.۰	۳۷۷	۱۱۰	۲۹۲۰	۱۴	۵/۳۹	۱۲	۳۴۰۰	۳۴۲۰/۵	۳۴۱۷/۳	۶۸۳۷/۹	-۰/۵
۸	۱۳۶۹/۱/۲۵	۲۱۹.۰	۴۴۴	۱۱۵	۲۸۲۰	۰	۸	۸/۹۹	۳۳۵۰	۳۳۶۹	۳۳۶۹/۹	۶۷۳۶	-۰/۳
۹	۱۳۶۹/۱/۲۵	۲۱۹.۰	۴۴۴	۱۱۵	۲۸۲۰	۰	۸	۸/۹۹	۳۳۵۰	۳۳۶۹	۳۳۶۹/۹	۶۷۳۶	-۰/۳
۱۰	۱۳۸۳/۱/۱۶	۲۱۹.۰	۵۱۹	۱۸۰	۳۱۶۰	۲/۷	۴	۱۲	۳۸۱۰	۳۸۶۱/۴	۳۸۶۱/۴	۷۷۳۷/۷	-۰/۸
۱۱	۱۳۶۹/۳/۲۷	۲۲۳۰	۱۰۶	۳۰	۵۰۴۰	۰	۸/۵۱	۱۲	۴۱۶۰	۴۱۶۶	۴۱۸۱/۵	۸۴۴۱/۵	-۰/۹
۱۲	۱۳۶۹/۳/۲۷	۲۲۳۰	۱۰۶	۳۰	۵۰۴۰	۰	۸/۵۱	۱۲	۴۱۶۰	۴۱۶۶	۴۱۸۱/۵	۸۵۵۱/۵	-۰/۵
۱۳	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۹۸	۱۴۰	۳۰۸۰	۲/۶	۵	۶/۲۵	۴۱۱۰	۴۱۲۰/۶	۴۱۲۰/۶	۸۲۱۹/۹	۰
۱۴	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۱۵	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۱۶	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۱۷	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۱۸	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۱۹	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۲۰	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۲۱	۱۳۸۵/۵/۴	۱۱۹۵/۹	۱۱۲۰	۱۱۴	۲۸۲۰	۲/۳	۵	۱/۲۵	۴۱۲۰	۴۱۱۷/۶	۴۱۲۱/۶	۸۲۴۵/۹	-۰/۷
۲۲	متوسط میدان		۴۲۴	۱۶۱	۲۷۸۰/۸	۶/۹	۹/۵۱	۱۲/۲	۳۳۶۶	۳۳۵۰/۴	۳۳۵۰/۴	۶۷۰۰/۹	۰



شکل ۳. دیاگرام پایپر آبخوان مخزن و موقعیت سیالات مورد مطالعه

تفسیر نمودارهای ترکیبی

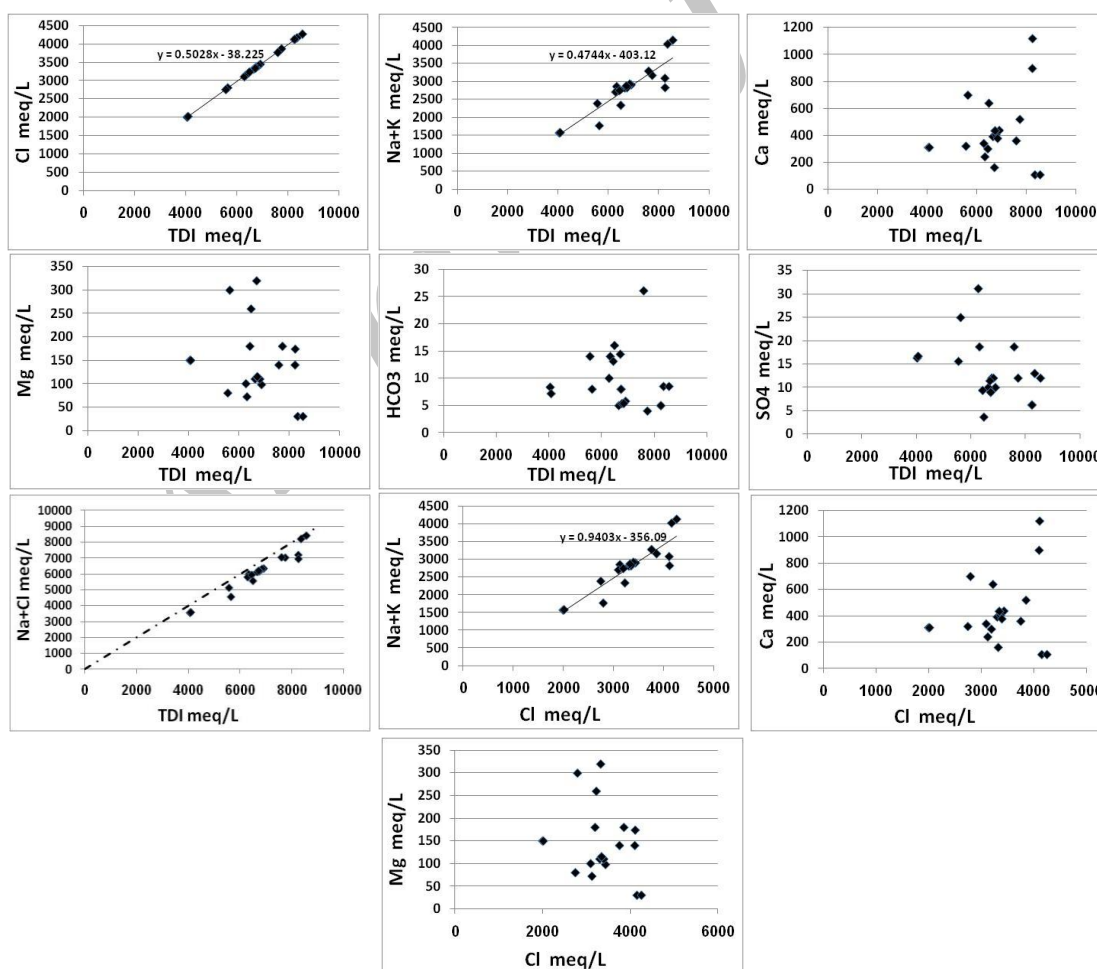
۱- آب دارای بیکربنات، سولفات نسبتاً کم، کلسیم بالا و منیزیم متوسط، که نشان دهنده آب با تیپ بیکربناته کلسیک - منیزیک از بخش‌های آهکی-دولومیتی آسماری است.

۲- آب دارای بیکربنات نسبتاً کم، سولفات بالا، کلسیم متوسط (غلظت کلسیم متوسط از منیزیم بالا نیز بیشتر است به همین خاطر کلسیم بر منیزیم غلبه دارد) و منیزیم بالا، که نشان دهنده آب با تیپ سولفاته کلسیک از بخش‌های انیدریتی سازند گچساران است.

۳- آب دارای بیکربنات، سولفات، کلسیم و منیزیم کم، کلر و سدیم زیاد که نشان دهنده شورابه کلروره سدیک از بخش‌های نمکی احتمالاً سازند گچساران و یا شورابه‌های مخازن مجاور است.

طبق نظر میزر (Mazor, 2004)، نمودارهای ترکیبی جهت تعیین منشأ و اختلاط آب‌های زیرزمینی حائز اهمیت می‌باشند. محققین مختلفی همچون (Stober and Bucher, 1999)، (Marie and Vengosh, 2001)، (Cloutier, 2004)، رضایی و همکاران (۱۳۸۷) از نمودارهای ترکیبی به منظور شناخت فرآیندهای ژئوشیمیایی مؤثر بر شوری آب‌زیرزمینی در مناطق مختلف دنیا استفاده نموده‌اند. این آب‌ها از لحاظ میزان TDS که بیش از ۳۵۰۰ ppm است، بر اساس طبقه‌بندی (Hem, 1970) جز شورابه‌های نمکی بحساب می‌آیند (جدول ۲) اما در میزان TDI و غلظت یون‌ها با هم متفاوت هستند. نمودارهای ترکیبی آب‌های مخزنی مورد مطالعه همراه نفت در شکل (۴) نمایش داده شده است.

عمده‌ترین الگوهای مشاهده شده در نمودارهای ترکیبی الگوهای خطی و مثلثی می‌باشند. بطوریکه از تقابل اکثر یون‌های عمده بغیر از Na+K، Cl، Na+Cl در برابر TDI؛ Na در مقابل Cl، الگوهای مثلثی حاصل شده است. الگوهای مثلثی مشاهده شده، نشان دهنده اختلاط سه نوع آب می‌باشند:



شکل ۴. نمودارهای ترکیبی آب‌های مخزنی مورد مطالعه همراه نفت

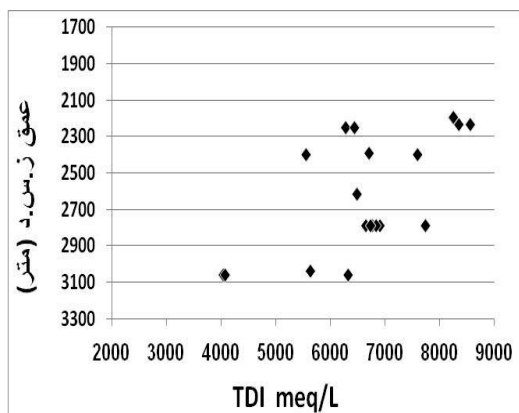
TDI پایین تر اختلاط حاصل می‌نماید. بررسی تغییرات TDI، تغییر جهت‌داری را با زمان نشان نمی‌دهد (شکل ۶).

بررسی تغییرات زمانی پارامترهای اندیس اشباع کلسیت، دولومیت و انیدریت

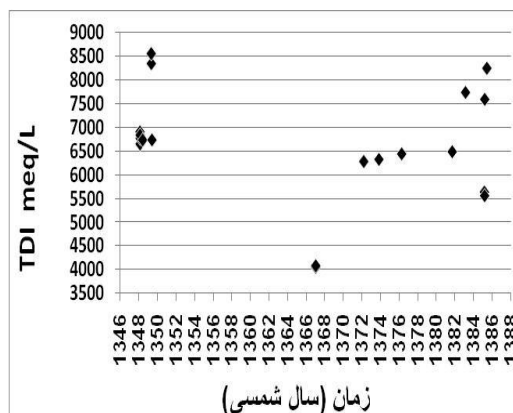
محاسبه اندیس اشباع کانی‌های عمده و متداول در آبخوان بمنظور پی بردن به تعادل ترمودینامیکی محیط انجام گردید. در ابتدا این اندیس‌ها توسط نرم‌افزار PHREEQC I محاسبه و تنظیم شد و نمودار اندیس‌های اشباع کلسیت (SI c)، دولومیت (SI d) و انیدریت (SI anhy) برای زمان‌های مختلف ترسیم گردید (شکل ۷-الف، ب، ج). در این نمودارها دامنه اندیس‌های اشباع تعادلی کلسیت، دولومیت و انیدریت برابر با ± 0.5 در نظر گرفته شده است و چنین عدم قطعیتی عمدتاً می‌تواند ناشی از خطای سنجش غلظت بی‌کربنات، و یا سولفات باشد. اندیس اشباع فقط نشان می‌دهد که چه واکنشی به لحاظ ترمودینامیکی اتفاق می‌افتد، ولی نرخ انجام فرآیند را مشخص نمی‌نماید. در موارد زیادی ممکن است کانی در آب دارای اندیس اشباع کمتر از صفر، به آهستگی حل شود یا اصلاً حل نشود. در جهان واقعی، عوامل کینتیکی مختلفی می‌توانند باعث شوند که سیستم آب زیرزمینی متفاوت از حالت پیش بینی شده توسط مدل ژئوشیمیایی عمل نماید. اندیس‌های اشباع کلسیت و دولومیت تمام چاه‌ها در دوره‌های زمانی، بجز سال ۸۵، مثبت بوده و تغییرات آنها بسیار شبیه به یکدیگر می‌باشند. نکته مهمی که می‌توان به آن اشاره نمود این است که تغییرات اندیس اشباع انیدریت نسبت به تغییرات اندیس‌های اشباع کلسیت و دولومیت قابل ملاحظه بوده و با آنها رابطه معکوس نشان می‌دهد (شکل ۷-د)، بطوریکه در زمان‌هایی که چاه‌های میدان نسبت به کلسیت و دولومیت در حالت فوق اشباع قرار دارند، نسبت به انیدریت به حالت تحت اشباع میل می‌کند و بنابراین شرایط برای انحلال مجدد آن فراهم می‌گردد. (اگر میزان اندیس اشباع بیشتر از صفر باشد، کانی در حالت اشباع و فوق اشباع است و کمتر از صفر در حالت تحت اشباع قرار می‌گیرد). این مسئله بدلیل نفوذ آب‌هایی با تیپ بی‌کربناته کلسیک-منزیک است که با شورابه سولفات کلسیک لایه‌های انیدریتی سازند گچساران و آسماری فوقانی، اختلاط حاصل نموده و بدین ترتیب با هم خوردن تعادل ترمودینامیکی محیط شرایط مجدداً برای انحلال انیدریت مهیا شده است. همچنین عکس این موضوع نیز دیده می‌شود بطوریکه با نفوذ شورابه‌های سولفات کلسیک و اختلاط آن با آب‌های بی‌کربناته کلسیک-منزیک تعادل ترمودینامیکی محیط تغییر می‌کند و این بار شرایط برای انحلال کانی‌های کلسیت و دولومیت فراهم شده و انیدریت در حالت اشباع و فوق اشباع قرار می‌گیرد.

جدول ۲. طبقه‌بندی آب‌های زیرزمینی بر حسب میزان TDS (Eisenberg et al., 1994)	
آب شیرین	TDS < 1000 ppm
آب نسبتاً شور	1000 < TDS < 3000 ppm
آب خیلی شور	3500 < TDS < 10000 ppm
شورابه نمکی	TDS > 35000 ppm

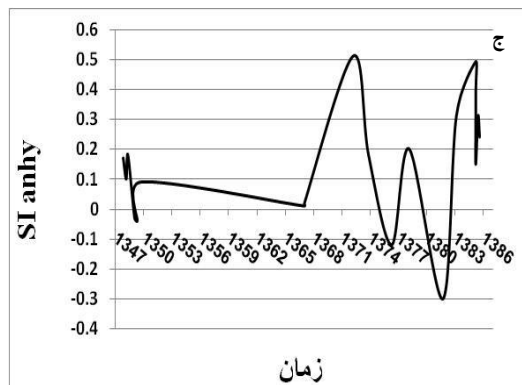
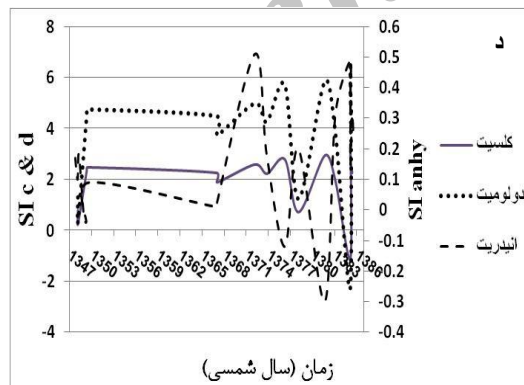
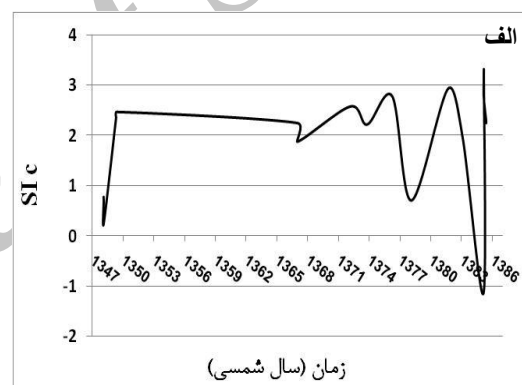
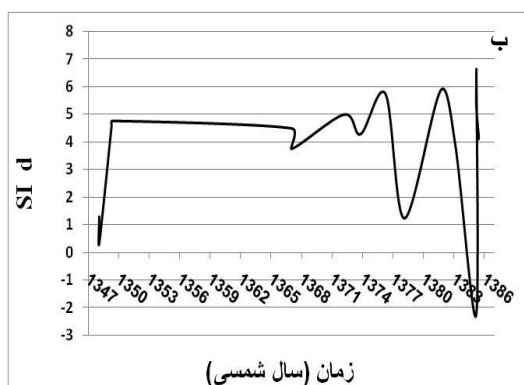
شواهد زیر نشان می‌دهد که آب‌های نوع اول و دوم در عمق‌های متوسط تا زیاد قرار گرفته‌اند: (۱) همانطور که نمودار عمق در برابر TDI نشان داده شده است (شکل ۵) می‌توان گفت که با افزایش عمق، از میزان TDI کاسته می‌شود. این موضوع می‌تواند به ۳ دلیل زیر شکل گرفته باشد: ۱- در اعماق بیشتر مخزن که مقدار جریان هیدرودینامیک بیشتر است، سبب کاهش TDI شده است. اما به سمت بالای مخزن و به سمت رأس طاق‌دیس که از شدت جریان آب بعثت محصور بودن آب، کاسته شده و در نتیجه با نزدیک شدن به همبری آب و نفت میزان شرکت آب در چرخه هیدرودینامیکی کاهش یافته و حرکت آن منحصر به مولفه عمودی می‌شود، افزایش نسبی TDI مشاهده می‌شود؛ ۲- انیدریت در آسماری بالایی بیشتر و در آسماری میانی میدان به مقدار کمتری وجود دارد و در آسماری پایینی وجود ندارد (صابری، ۱۳۸۶)؛ ۳- اختلاط آب‌های نوع اول و دوم با شورابه کلروهایی که TDI بسیار بالایی دارد از لایه‌های نمکی سازند گچساران (اعماق کمتر) صورت می‌گیرد که به زون اختلاط نفوذ می‌کند؛ لذا TDI به ظاهر کاهش چندانی از خود نشان نمی‌دهد. (۲) بررسی‌های لیتولوژیکی سازند گچساران و آسماری در برش نمونه که بر پایه اطلاعات حاصله از حفاری‌های نفتی بدست آمده نشان می‌دهد؛ بخش اول سازند گچساران از انیدریت ضخیم لایه و لیتولوژی سازند آسماری از آهک و دولومیت تشکیل شده است. از طرف دیگر با ترسیم نمودارهای ترکیبی کلر و سدیم+ پتاسیم در برابر هم و در برابر TDI، یک الگوی خطی مشاهده می‌شود. برونیایی خط اختلاط دیاگرام‌های ترکیبی مذکور به ترتیب نقاطی را بر روی محور کلر و TDI قطع می‌کنند که این موضوع بیانگر این مطلب است که شورابه کلروه سدیک حاوی TDI بالا با شورابه کلروه سدیک دیگری با TDI پایین تر اختلاط حاصل نموده که به غیر از یون‌های کلر و سدیم حاوی غلظت-های مهمی از یون‌های دیگر نیز می‌باشد. همانطور که نمودار عمق در برابر TDI نشان می‌دهد، شورابه کلروه سدیک با TDI بالاتر از عمق کمتری منشأ می‌گیرد، بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که شورابه کلروه سدیک با TDI بالاتر از عمق کمتر به سمت عمق بیشتر حرکت نموده و با شورابه کلروه سدیک با



شکل ۶. نمودار رابطه TDI و زمان



شکل ۵. نمودار ترکیبی عمق در مقابل TDI



شکل ۷. نمودارهای اندیس اشباع کلسیت (الف)، دولومیت (ب)، انیدریت (ج) و مقایسه آنها (د)

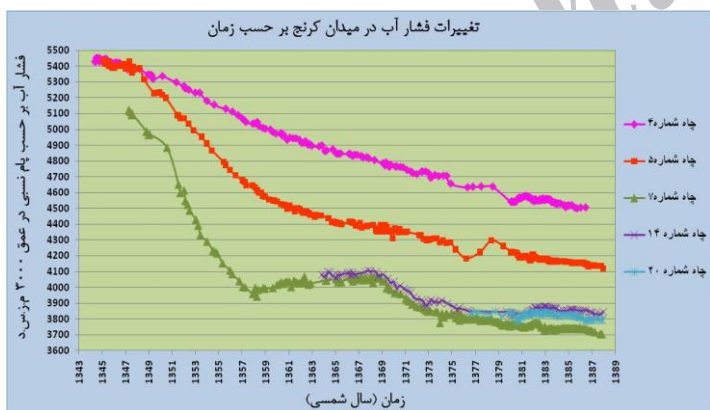
بررسی تغییر سطوح تماس سیالات

بر اساس مطالعات انجام شده در دوره زمانی تولید از مخزن در دو دهه گذشته تغییر همبندی آب و نفت در گذر زمان ملایم و تقریباً دارای شیب یکنواختی است و تغییرات، آن پیوستگی چندانی را با تغییر نرخ تولید نشان نمی‌دهد (شکل ۸). در حالت مقایسه‌ای، انتظار می‌رود که در مخازن با مکانیسم رانش آبران قوی، تغییر بیشتر سطح WOC مانع از گسترش شدید سطح OGC شود که این موضوع چندان در میدان دیده نمی‌شود. تغییر سطح تماس سطح آب-نفت (WOC) نسبت به تغییر سطح تماس نفت-گاز (OGC) بسیار کم است. تغییر سطح تماس نفت-گاز حدود ۹ برابر تغییر سطح تماس آب-نفت است. ضخامت کلاهک گازی رشد قابل ملاحظه داشته است. چاه‌های ۴ و ۵ در ابتدا دارای فشارهای تقریباً یکسانی بوده‌اند (شکل ۹) اما در ادامه، کاهش فشار آب چاه ۵ بیشتر بوده و به احتمال قوی، نزدیکی چاه ۵ به چاه‌های تولیدی و تاثیر پذیری بیشتر، دلیل این امر است. فشار آب چاه‌های ۷ و ۱۴ همبستگی خوبی را با هم نشان می‌دهند و روند تغییر فشار آنها مشابه است. فشار آب چاه‌های میدان نیز همانند فشار نفت، با گذشت زمان کاهش نشان می‌دهند که در این میان بهترین همبستگی را با روند تغییرات فشار نفت، چاه‌های ۷ و ۱۴ نشان می‌دهند (شکل ۱۰). در این شکل فشار چاه‌هایی که با حرف "آ" آمده مربوط به فشار آب و سایرین مربوط به فشار نفت است. فشار آب چاه‌های ۷ و ۱۴ در دوره زمانی که میزان تولید روزانه در پایین‌ترین مقدار خود بوده و از

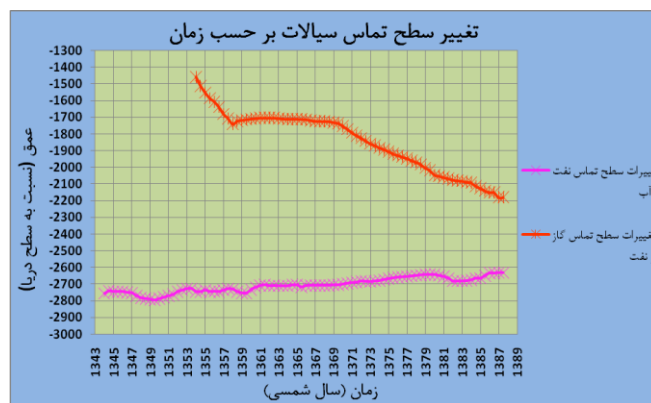
برخی از چاه‌ها تولیدی صورت نمی‌گرفته، افزایش چندانی را نشان نمی‌دهد. چاه‌های ۴ و ۵ با وجود نشان دادن ارتباط با میدان و متاثر شدن فشار آبخوان آنها تحت تاثیر تولید نفت، روند کاهش فشار آنها همانند چاه‌های ۷، ۱۴ و روند کاهشی فشار نفت نیست، این موضوع می‌تواند شاهدی بر وجود هیدرودینامیک قوی‌تر در این بخش میدان باشد که سبب جبران بخشی از افت فشار مخزن گردیده و مانع از طی مسیر افت فشاری همانند چاه‌های ۷ و ۱۴ گردیده است. بررسی دو سری نقشه منحنی‌های هم‌فشار نفت و منحنی‌های هم‌تولید نفت، نشان می‌دهد که نیمه‌جنوبی میدان، بهتر از نیمه‌شمالی و در نیمه‌جنوبی، یال شمالی آن وضعیت بهتری دارد بدین معنا که با وجود تولید بیشتر نفت (شکل ۱۱)، دارای فشار بالاتری می‌باشد.

بررسی شاخص PI و آنالیز ساخت فشار

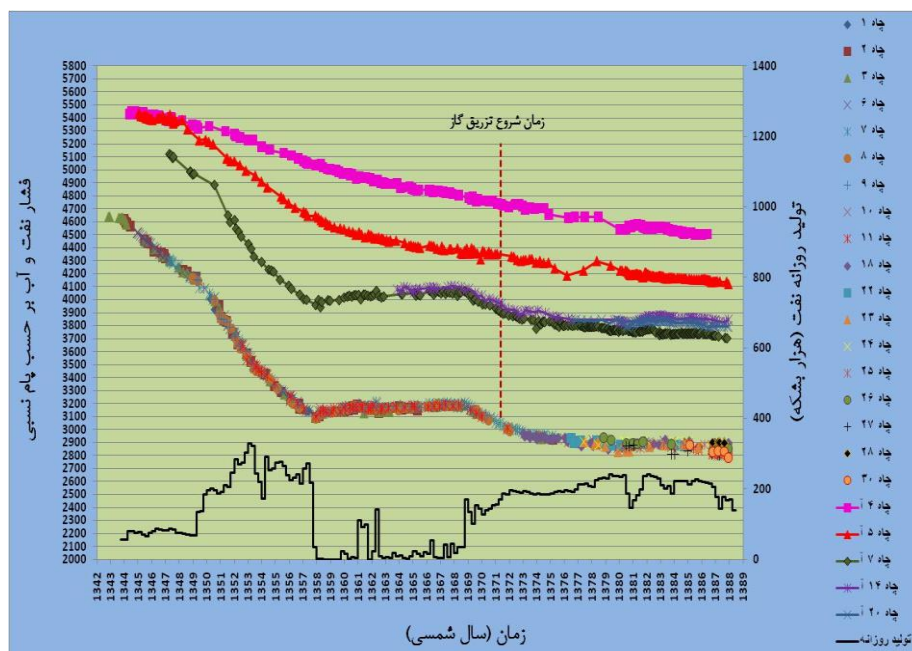
برای این منظور نتایج حاصل از آزمایش‌های شاخص بهره‌دهی (PI) و ساخت فشار مورد ارزیابی قرار گرفت. در این ارزیابی نتایج حاصل از چاه‌ها در غالب دسته‌بندی مورد ارزیابی قرار گرفت. دسته بندی (۱) بر اساس موقعیت ساختاری: محل ورود چاه به میدان، براساس منحنی‌های تراز نقشه UGC و (۲) موقعیت چاه در صفحه افقی میدان صورت گرفت. از این دسته‌بندی، ۲ گروه کلی تشکیل شد که گروه اول شامل چاه‌های ۳ و ۶، گروه دوم شامل چاه‌های ۸، ۹، ۱۰ و ۱۱ هستند (جدول ۳).



شکل ۹. فشار آب در میدان کرنج و تغییر آن با گذشت زمان



شکل ۸. تغییر سطح سیالات مخزن با گذشت زمان تحت تاثیر تولید

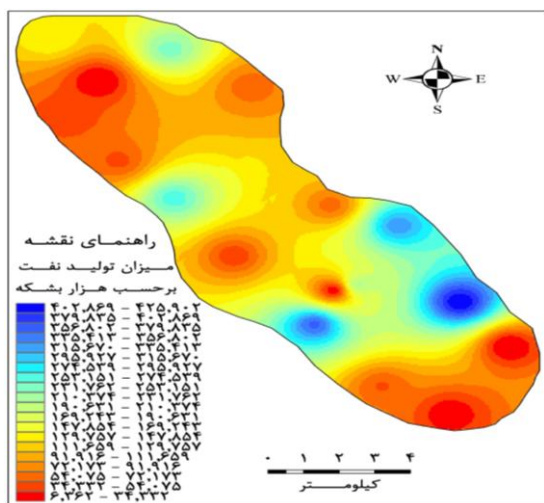


شکل ۱۰. فشار نفت و آب مخزن آسماری میدان و میزان ارتباط آنها با هم

مربوط به چاه شماره ۴ بوده که در بازه زمانی پایانی با ۷۲۸ فوت کاهش به ۹۳۶۵ فوت رسیده است که ۷/۲ درصد کاهش نشان می‌دهد. در بازه‌های زمانی مشابه، ارتفاع پیژومتریک چاه شماره ۷، از ۸۴۰۴ فوت با ۷/۹ درصد کاهش، به ۷۷۴۰ فوت رسیده که در طول کل دوره زمانی مورد مطالعه، کمترین ارتفاع پیژومتریک را داشته است. به استثنای چاه شماره ۲۵، سایر چاه‌ها درصد افت ارتفاع پیژومتریک تقریباً نزدیک و مشابه‌ای را نشان می‌دهند، $7/9\%$ ، $7/2\%$ ، $6/2\%$ ، $5/8\%$ که به ترتیب مربوط به چاه‌های ۷، ۴، ۵، ۱۴ هستند که نشان دهنده تبعیت نسبی این چاه از هم است. چاه ۲۰ تغییر چندانی را در ارتفاع پیژومتریک خود با گذشت زمان نشان نمی‌دهد و پس از گذشت حدود ۱۱ سال تنها ۱/۱۵ درصد افت در ارتفاع پیژومتریک خود دارد. این چاه از روند تغییرات سایر چاه‌ها تبعیت نمی‌کند. با توجه به اطلاعات موجود، می‌توان دو ناحیه با هد هیدرولیکی بالا را در نظر گرفت، بیشترین هد در محل چاه شماره ۴ و ناحیه دیگر در محل چاه شماره ۵ است. از نکات قابل توجه، ایجاد آنومالی در سطح پتانسیومتریک پس از بدست آمدن اطلاعات از چاه شماره ۲۵ است. این نکته قابل توجهی برای مطالعات آینده خواهد بود که برای یک ارزیابی دقیق و صحیح، به اطلاعات بیشتر و جامع‌تری از کل میدان نیاز است، توزیع داده‌ای باید مناسب باشد و نباید به بخش خاصی از میدان محدود گردد. همانطور که از شکل‌ها بر می‌آید، با وجود نزدیکی دو چاه ۵ و ۲۰، اختلاف شدیدی در ارتفاع پیژومتریک این دو چاه مشاهده می‌شود که نشان دهنده عدم ارتباط و یا ارتباط بسیار کم این دو چاه است. شاید بتوان این آنومالی را به وجود یک گسل ناتراوا ارتباط دارد که با توجه به نقشه تراز ساختمانی (UGC) محتمل به نظر می‌رسد.

در درون هر دسته‌بندی، نیمی از چاه‌ها متعلق به نیمه‌جنوبی میدان و نیمه دیگر متعلق به نیمه‌شمالی میدان است. بررسی‌ها نشان می‌دهد که در حالت کلی، چاه‌هایی که در نیمه‌جنوبی میدان قرار دارند از نظر این دو پارامتر، ویژگی‌های بهتری دارند. جهت ترسیم نقشه پتانسیومتریک میدان، ابتدا داده‌ها مورد ارزیابی و بررسی اولیه قرار گرفت. نتایج بررسی اولیه، بدین صورت می‌باشد: ۱- داده‌های فشار آب یکی از چاه‌ها به علت عدم ارتباط آب موجود در چاه با آبخوان مخزن، حذف گردید. آب موجود در زیر زون تولیدی این چاه، ساکن است. ۲- داده‌ها از سال ۱۳۶۴ تا ۱۳۷۵ از چهار چاه و از سال ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۷ از پنج چاه است. ۳- داده‌های فشار آب، روند کاهشی پیوسته و تقریباً منظم و یکنواختی را نشان می‌دهد و این روند در مورد تمامی چاه‌ها صادق است. با توجه به این ویژگی داده‌های موجود، ارتفاع پیژومتریکی، بصورت ۲ سالانه (میانگین ۲ سال پایانی) از سال ۱۳۶۴ تا سال ۱۳۸۷ برای هر چاه محاسبه گردید. عمق مینای محاسبه فشار آب، ۹۸۴۳ فوتی (۳۰۰۰ متری) زیر سطح دریا (ز.س.د) است که در نهایت با توجه به ارتفاع پیژومتریکی آب هر چاه و خطوط هم‌پتانسیل، نقشه‌های پتانسیومتریک میدان ترسیم گردید (شکل ۱۲).

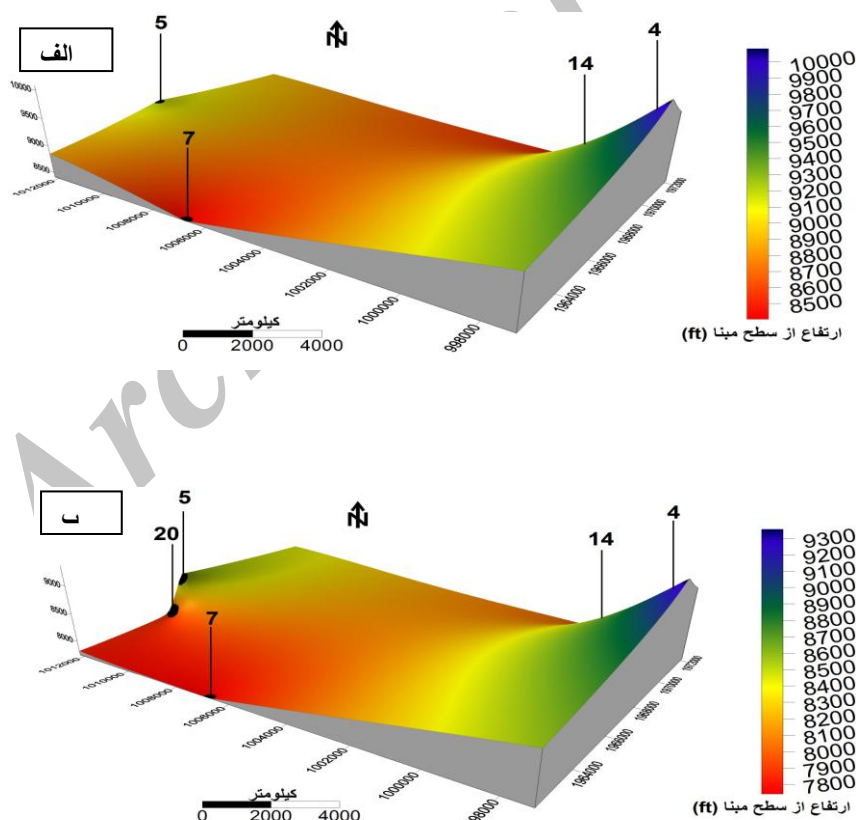
نتایج حاصله از بررسی نقشه‌های پتانسیومتریک میدان نشان داد که: سطح پتانسیومتریک آبخوان میدان کج و غیر افقی است. برخی چاه‌ها دارای هد هیدرولیکی بیشتر و برخی کمتر هستند. نهایتاً تا سال ۱۳۷۲ آب آبد مخزن (در شرایط استاتیک) امکان صعود بیشتر از سطح دریا را داشته است و پس از آن با افت بیشتر فشار توانایی صعود بیش از سطح دریا را ندارد. در دوره زمانی مورد مطالعه، بیشترین ارتفاع پیژومتریک ۱۰۰۹۳ فوت در بازه زمانی ابتدایی و



جدول ۳. نتایج آزمایش‌های شاخص بهره دهی و ساخت فشار در بعضی از چاه‌ها

شماره چاه	ساخت فشار (دقیقه)	شاخص بهره‌دهی (بشکه بر روز بر psi)
۳	۴۴	۱۴۴/۸
۶	۳۶۰	۱۱۴/۵ - ۴۶/۵ - ۳۸/۴۶
۸	۱۵	
۹	۴۸۰	۴۴۶/۴
۱۰	۲	۶۹۸
۱۱	۸۸	۱۲۹۶/۳ - ۱۰۰۰

شکل ۱۱. تولید انباشتی نفت میدان



شکل ۱۲. نقشه پتانسیومتریک دوسالانه (الف) ۶۵-۶۴ و (ب) ۸۶-۸۷ میدان برحسب فوت

بررسی نقشه‌های جریان هیدرودینامیک

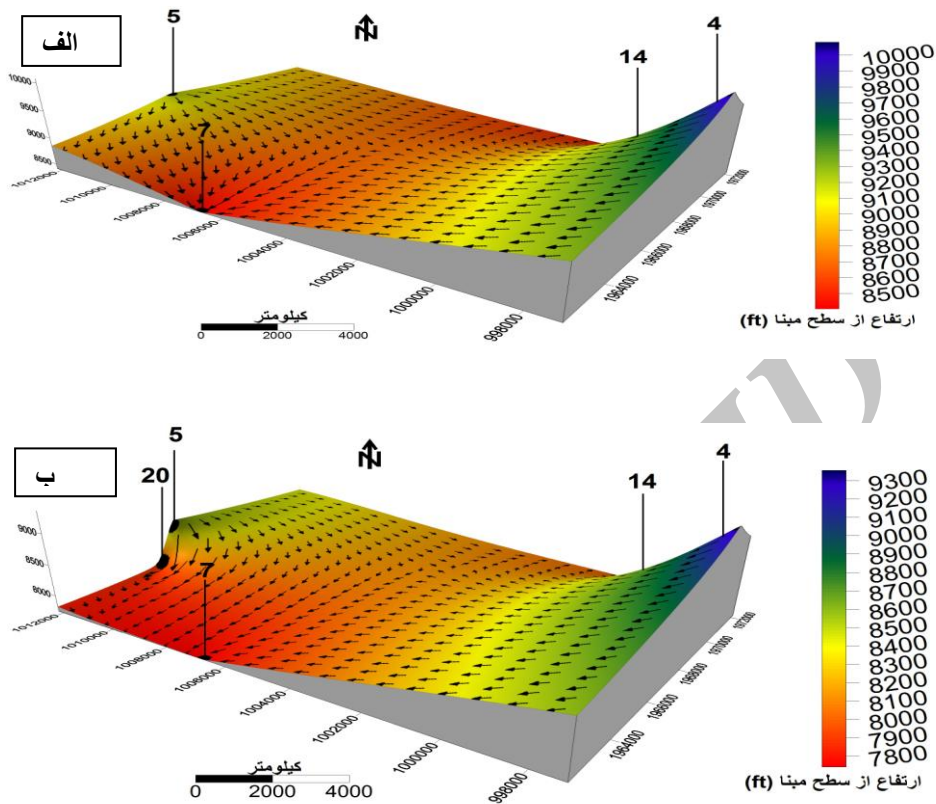
جهت هیدرودینامیکی معمولاً از نواحی با سطح پتانسیومتریک زیاد بطرف نقاط با سطح پتانسیومتریک کم صورت می‌گیرد. پس از رسم نقشه سطوح هم‌پتانسیل، با استفاده از آن، نقشه هیدرودینامیک میدان ترسیم گردید. این نقشه‌ها (شکل ۱۳) بر مبنای نقشه پتانسیومتریک و در همان بازه زمانی است. بررسی نقشه هیدرودینامیکی نشان می‌دهد که در محدوده مورد مطالعه به صورت غالب، دو ناحیه با هد بالا وجود دارد. این مناطق در نزدیکی چاه‌های ۴ و ۵ قرار دارد و از این دو ناحیه آب بسمت سایر نقاط جریان می‌یابد. جریان آب تحت تاثیر دو ناحیه عمده با هد پایین قرار می‌گیرد. یکی از این مناطق کم‌هد، تقریباً در قسمت جنوبی میدان و در نزدیکی چاه شماره ۱۴ و دیگری در شمال نیمه جنوبی میدان و در حد فاصل چاه‌های شماره ۵ و ۲۰ و ۷ قرار دارد. تا قبل از وجود اطلاعات چاه ۲۰ (قبل از ۱۳۷۶)، می‌شد بیان کرد که جهت حرکت آب از سمت چاه شماره ۵ بسمت چاه‌های ۱۴ و ۷ است که به خوبی این موضوع را می‌توان در نقشه‌ها دید اما پس از اضافه شدن اطلاعات چاه ۲۰ مسیر حرکت دستخوش تغییر گردیده و تغییر نشان می‌دهد. با این وجود امکان وجود یک جریان در بین چاه‌های نامبرده (چاه ۵ و ۷) بعید به نظر نمی‌رسد که روند تقریباً مشابه افت فشار تا حدودی آن را تایید می‌کند و می‌توان گفت که در حالت کلی، آب می‌تواند از سمت چاه شماره ۵ و شمال یال شمالی نیمه جنوبی میدان، در جهت کلی چاه شماره ۷ حرکت کند که احتمالاً یک سد تراوایی مانند یک گسل مانع از وجود یک جریان قوی شده است. هرچند وضعیت جریان در جهت چاه شماره ۱۴ بهتر است ولی این جریان احتمالاً دارای تداخل با جریان چاه شماره ۴ است. جریان آب از چاه ۵ در جهت چاه ۲۰ غیرمحمول‌تر و محدودتر بنظر می‌رسد و وجود یک سد تراوایی را بصورت شدیدتری نشان می‌دهد. تقریباً وضعیت مشابهی در مورد قسمت جنوبی میدان و چاه‌های ۴ و ۱۴ وجود دارد که سد تراوایی همانند یک گسل، ارتباط جریانی بین دو چاه را متاثر و محدود ساخته، با این تفاوت که جریان آب از سمت چاه ۴ به سوی چاه ۱۴ قوی‌تر و محتمل‌تر است. شکل (۱۴) نقشه هیدرودینامیکی میدان را از دید بالا برای دو دوره ۱۳۶۵-۱۳۶۴ و ۱۳۸۷-۱۳۸۶ نشان می‌دهد.

نتیجه‌گیری

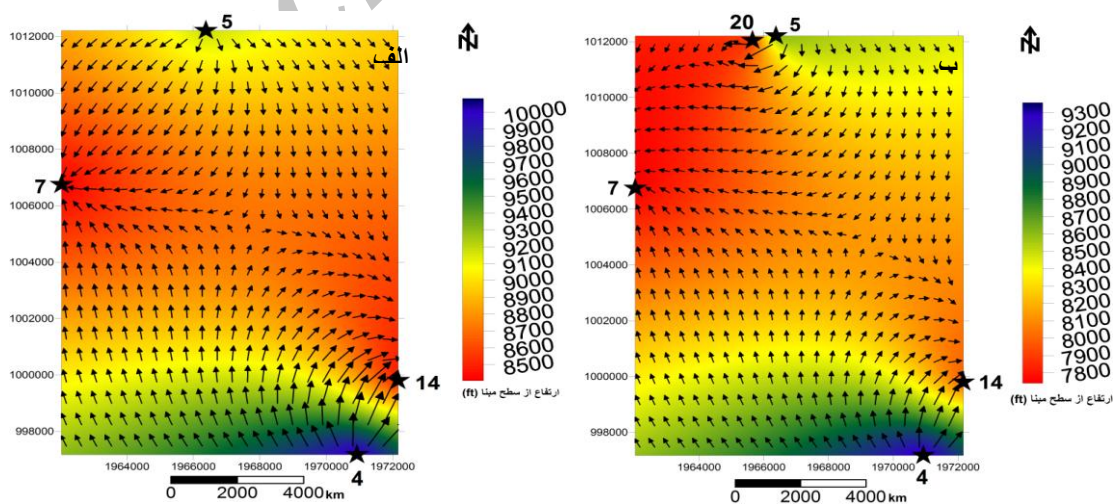
بررسی هیدروشیمیایی از اختلاط آب با منشاهاى مختلف در آبد میدان، حکایت داشته و وجود یک جریان هیدرودینامیک را نشان می‌دهند. در مکانیزم‌های رانش میدان و محاسبه ضرایب بازیافت نفت میدان، هیدرودینامیک موثر است ورود جریانی با TDS کمتر و عدم تغییر زیاد TDI کلی میدان، دلیلی بر ضعیف بودن جریان آب ورودی و جریان هیدرودینامیک میدان است که سبب می‌شود هیدرودینامیک میدان به عنوان یک مکانیزم رانش فرعی مدنظر قرار گرفته شود. با بررسی نقشه سطح پتانسیومتریک میدان می‌توان جهت جریان را دریافت و حفاری‌های آینده را جهت داد. بررسی فشار آب و نفت در چاه‌های مورد مطالعه، با بهترین همبستگی در چاه‌های ۷ و ۱۴ با گذشت زمان کاهش نشان می‌دهد. در حالت کلی، نتایج شاخص بهره دهی و فشار در چاه‌های حفر شده در نیمه‌جنوبی نسبت به نیمه شمالی، وضعیت بهتری را دارا هستند. نتایج سطح پتانسیومتریک آبخوان، سطح تماس آب-نفت مخزن را بصورت کج و غیر افقی معرفی می‌کند. مدل هیدرودینامیکی وجود دو ناحیه با هد بالا را در نزدیکی چاه‌های ۴ و ۵ نشان می‌دهد. عامل جریان هیدرولیکی انبساط آب و فشار سرباره پیشنهاد می‌شود. با توجه به ارتباط بخش‌های مختلف آبخوان مخزن میدان و وجود جریان هیدرودینامیک، تزریق آب در آبخوان به عنوان یک روش بازیافت ثانویه امکان‌پذیر خواهد بود. نتایج حاضر نشان می‌دهد که می‌توان از ارزیابی‌های هیدروشیمیایی برای بررسی رفتار آبخوان مخزن که در مطالعات جامع میدانی نفتی نقش مهمی دارد، استفاده گردد.

تشکر و قدردانی

این بررسی با همکاری شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و معاونت پژوهشی و فناوری دانشگاه شهید چمران صورت گرفته است.



شکل ۱۳. نقشه هیدرودینامیک دوسالانه (الف) ۶۴-۶۵ و (ب) ۸۶-۸۷ میدان



شکل ۱۴. دید از بالای نقشه هیدرودینامیکی میدان در بازه سال‌های (الف) ۱۳۶۴-۱۳۶۵ و (ب) ۱۳۸۶-۱۳۸۷

منابع

- آقاباتی، ع.، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، چاپ دوم، ۶۰۳ صفحه.
- رضایی، م.، نخعی، م.، مصطفوی، ر.، مطالعه ویژگیهای هیدروشیمیایی دشت ساری، دوازدهمین همایش انجمن زمین شناسی ایران - اهواز، ۱۳۸۷.
- صابری، ا.، مشخصات سنگ شناسی، محیط رسوبگذاری و چینهنگاری سکانسی سازند آسماری در میدان نفتی کرنج، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ۱۳۸۶، ۱۰۰ صفحه.
- صدقات، م.، ۱۳۸۵، زمین و منابع آب (آبهای زیرزمینی)، انتشارات دانشگاه پیام نور، ۳۶۸ صفحه.
- قلی پور، ع.، مطالعه وضعیت هیدرودینامیک در سازند آسماری در فرافتادگی دزفول، ۱۳۶۹، ۸۴ صفحه.
- مطیعی، ه.، زمین شناسی نفت زاگرس ۱ و ۲، چاپ نخست، سازمان زمین شناسی کشور، ۱۳۷۴، ۱۰۰۹ صفحه.
- Adams, C.G., Bourgeois, E., 1967. Asmari Formation, Biostratigraphy. Geological and Exploration Division, Iranian Oil Offshore Co., Rep. No. 1074.
- Anissimov, L., Postnova, E., and Merkulov, O., 2000, Tengiz oilfield: geological model based on hydrodynamic data, *Petroleum Geoscience*, v. 6 no. 1 p. 59-65.
- Bjørlykke, K., 1996, Lithological control on fluid flow in sedimentary basins: *in* Fluid flow and transport in rocks – Mechanisms and effects, B. Jamtveit and B.W.D. Yardley (eds.): Chapman and Hall, p. 15-34.
- Bordenave, M. L., Hegre, J. A., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment, Zagros Fold belt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 28(4), October, p. 339 – 368.
- Castany, G., 1981, Hydrogeology of deep aquifers the hydrogeological basin as the basis of groundwater, management, *Episodes*, v.4, no. 3, p.18-22.
- Cloutier, V., Origin and geochemical evolution of groundwater in Paleozoic Bases –Laurentides sedimentary rock aquifer system St. Lawrence Lowlands, Quebec, Canada. PhD Thesis, INRS –Eau, Terre & Environment, Quebec, Canada (in French and English), (2004).
- Craft, B. C, Hawkins, M. F., Applied petroleum reservoir engineering, 2nd Ed, prentice hall, (1991) 431
- Dennis, H., J. Baillie, T. Holt, and D. Wessel-Berg, 1998, Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea: presented at NPF Conference, Haugesund.
- Dias, T.A., Tett, D.L., and Croasdaile, M.T., Evidence for a Hydrodynamic Aquifer in the Lower Miocene Sands of the Mad Dog Field, Gulf of Mexico, Search and Discovery Article #10221 (2010), Adapted from extended abstract from AAPG Convention, Denver, Colorado, June 7-10, 2009
- Dilsiz, C.N., 2006, Conceptual hydrodynamic model of the Pamukkale hydrothermal field, southwestern Turkey, based on hydrochemical and isotopic data, *Hydrogeology J.*, v.14, no. 4, p. 562-572.
- Eisenberg, L.I., M.V. Langston, and R.E. Fitzmorris, 1994, Reservoir Management in a Hydrodynamic Environment, Iagifu-Hedinia Area, Southern Highlands, Papua New Guinea: SPE 28750, presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference held in Melbourne, Australia, November 7-10, 1994.
- Estrada, C. and C. Mantilla, 2000, Tilted oil water contact in the Cretaceous Caballos Formation, Puerto Colon Field, Putumayo Basin, Colombia: SPE 59429, presented at the 2000 SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management held in Yokohama, Japan, April 25-26, 2000.
- Hem, J. D., Study and interpretation of the chemical characteristics natural water. U.S Geological Survey Water Supply Paper, (1970) 1473.
- Hubbert, M. K., The theory of ground water motion, *J. Geol.* 48 (1940) 785-944.
- Kehew, A.E., 2001, Applied chemical hydrogeology, Prentice Hall, Inc., 368P.
- King, H.M., 1967, Application of hydrodynamics to oil exploration: Proceedings of the Seventh World Petroleum Congress: v. 1b, p. 59-75.
- Letouzey, J., Sherkati, S., 2004. Salt movement, tectonic events, and structural style in the central Zagros fold and thrust belt (Iran), paper presented at Salt Sediments Interactions and Hydrocarbon Prospectivity: Concepts,

- Applications, and Case Studies for the 21st Century, 24th Bob F. Perkins Research Conference, article Gulf Coast Sect., Soc. Sediment. Geol., Houston, Tex.
- Marie, A., and Vengosh, A., Sources of salinity in groundwater from Jericho area, Jordan Valley, Groundwater, 39(2) (2001), 240-248.
- Mazor, E., Chemical and Isotopic Groundwater Hydrology, Third Edition, (2004) 453.
- Selley, R. C., Elements of petroleum geology, 2nd ed, 1998.
- Stober, I. and Bucher, K., Deep groundwater in the crystalline basement of the Black Forest region. Applied Geochemistry, 14 (1999) 237-254.
- Thomasen, J.B. and N.L. Jacobsen, 1994, Dipping Fluid Contacts in the Kraka Field, Danish North Sea: SPE 28435, presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, U.S.A. September 25-28, 1994.
- Wells, P.R.A., 1987, Hydrodynamic Trapping in the Cretaceous Nahr Umr Lower Sand of the North Area, Offshore Qatar: SPE 15683, presented at the Middle East Oil Show held in Bahrain, March 7-10.

Archive of SID