

ارزیابی پتروفیزیکی سازندهای فهلیان و گدوان در یکی از چاه‌های میدان بینک (چاه-A)

لیلا آزاد شهرکی^۱، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران ■ حسین رحیم‌پور بناب^۱، دانشگاه تهران ■ علی امیرخانی^۲، اکبر زمان نژاد، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت

چکیده

سازند فهلیان با سن کرتاسه‌ی زیرین (نئوکومین) و بخش خلیج از سازند گدوان (بارمین)، از مخازن مهم هیدروکربنی گروه خامی بالایی در حوضه‌ی رسوبی زاگرس محسوب می‌شوند. جهت ارزیابی پتروفیزیکی و کیفیت مخزنی سازند فهلیان تا رأس بخش خلیج، یکی از چاه‌های میدان بینک واقع در دزفول جنوبی مطالعه شد. این مطالعات بر اساس پردازش و تفسیر داده‌های چاه‌نگاری و با روش احتمالی انجام شد تا تخمین نسبتاً درستی از ترکیب سنگ‌شناسی، تخلخل، اشباع آب، حجم شیل، ضخامت ناحیه‌ی خالص و ضخامت ناحیه‌ی خالص به ناخالص به دست آید. بر اساس ارزیابی‌های انجام شده در این چاه، بخش خلیج عمدتاً از سنگ‌آهک و کمی شیل، در سازند گدوان زیرین عمدتاً از شیل و آهک و در سازند فهلیان آهک و درصد کمی دولومیت و شیل (به‌ویژه در بخش بالایی سازند) تشکیل شده است. توالی رسوبی سازند فهلیان تا رأس بخش خلیج حجم شیل زیاد، تخلخل مفید کم، اشباع نسبتاً زیاد آب و نسبت ضخامت خالص به ناخالص کم دارد. مجموعه‌ی این عوامل کیفیت مخزنی ضعیف این نهشته‌ها را در این چاه نشان می‌دهد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۶/۱۰/۰۸

تاریخ ارسال به داور: ۹۶/۱۰/۲۴

تاریخ پذیرش داور: ۹۶/۱۱/۲۸

واژگان کلیدی:

سازند فهلیان، بخش خلیج، ارزیابی پتروفیزیکی، کیفیت مخزنی، میدان بینک

مقدمه

کردند. آدابی و همکاران [۶] چینه‌نگاری سکانسی و ژئوشیمی سازند فهلیان در برش نمونه و چاه گچساران-۵۵ را مطالعه نمودند. جمالیان و همکاران [۸] محیط رسوبی سازند فهلیان در کوه‌سیاه را بازسازی کردند. سلیمانی و همکاران [۱] هرزروی گل حفاری مخازن خامی بالایی در میدان بی‌بی حکیمه را مطالعه و آنرا مدل‌سازی کردند. وارسته و همکاران [۴] کاربرد نشانگرهای لرزه‌ای همدوسی در توصیف گسل‌ها و شکستگی‌ها را برای بخش زیرین مخزن نفتی فهلیان مورد مطالعه قرار دادند. صحرايیان و همکاران [۱۵] ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی سازند فهلیان در تقادیس گدوان را بررسی کردند. جمالیان و آدابی [۹] تاریخچه‌ی دیازتزی سازند فهلیان را بر اساس مطالعات سنگ‌نگاری و ژئوشیمیایی در کوه‌سیاه مطالعه کرده‌اند. از آنجا که مطالعه‌ی حاضر در راستای پروژه‌های شرکت نفت تعریف شده، سعی گردیده سازند فهلیان تا بخش آهکی خلیج بر اساس نگارهای پتروفیزیکی و با استفاده از نرم‌افزار ژئولاگ در یکی از چاه‌های میدان بینک ارزیابی شود و خصوصیات پتروفیزیکی و ویژگی‌های مخزنی (تخلخل، حجم شیل، سنگ‌شناسی، اشباع آب، ضخامت ناحیه‌ی خالص و ضخامت ناحیه‌ی خالص به ناخالص) آن استخراج گردد. تقادیس بینک در حاشیه‌ی ساحل شمالی خلیج فارس بین بنادر گناوه و دیلم و در جنوب میادین رگ سفید و بی‌بی حکیمه در ناحیه‌ی نفت‌خیز دزفول جنوبی واقع شده است (شکل-۱). از نظر ساختمانی، تقادیس بینک نامتقارن، مطابق روند کلی زاگرس و بدون پیچیدگی خاصی است. وجود نفت در سازندهای آسماری، سروک و بخشی از کژدمی این میدان اثبات شده و سازند سروک در این میدان از بهره‌دهی خوبی برخوردار است. هدف از حفاری این چاه در

جنوب‌غربی ایران یکی از مهم‌ترین مناطق هیدروکربنی دنیا به‌شمار می‌رود که در حاشیه‌ی شمال‌شرقی پلیت عربی واقع شده است [۱۶]. در این منطقه بخش قابل‌ملاحظه‌ای از ذخایر هیدروکربنی در سنگ مخزن‌های کرتاسه وجود دارد [۵]. سازند فهلیان با سن نئوکومین و بخش خلیج از سازند گدوان (بارمین) از مخازن مهم هیدروکربنی گروه خامی بالایی (کرتاسه زیرین) در حوضه نفتی زاگرس محسوب می‌شوند. سازند فهلیان را می‌توان در تمام مناطق فارس، شمال‌خاوری خوزستان و شمال‌خاوری لرستان مشاهده کرد اما در جنوب‌باختری لرستان و خوزستان این سازند به شیل و آهک‌های رسی سازند گرو تبدیل می‌شود [۵]. در برش نمونه‌ی سازند فهلیان قاعده‌ی این سازند به دولومیت‌های تیره‌رنگ سازند سورمه و حد بالایی آن به‌صورت تدریجی به شیل‌ها و آهک‌های رسی سازند گدوان محدود می‌گردد. در بخش میانی سازند گدوان یک واحد آهکی توده‌ای برجسته به‌نام بخش خلیج وجود دارد که با ضخامت تقریباً یکنواخت در بیشتر نقاط زاگرس گسترش دارد. این واحد آهکی تمیز به‌دلیل داشتن فسیل شاخص (دیکتیوکونوس)، ترکیب سنگ‌شناسی تقریباً یکنواخت و رادیواکتیویته‌ی طبیعی کم (در نمودار پرتو گاما) به آسانی در تفسیر لاگ‌های الکتریکی و در روی زمین قابل‌تشخیص است [۵]. با توجه به اینکه گروه خامی یکی از اهداف اصلی اکتشاف هیدروکربن است مطالعه‌ی دقیق نهشته‌های سازند فهلیان و بخش آهکی خلیج همواره به‌عنوان یک ضرورت، کانون توجه کارشناسان نفت بوده و به‌همین دلیل مطالعات و پژوهش‌های فراوانی روی آنها انجام شده است. مثلاً نخستین بار جیمز و واین [۱۰] گروه خامی را به پنج سازند سورمه، هیث، فهلیان، گدوان و داریان تقسیم

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (leila_azad11@yahoo.com)

نمودارهای پتروفیزیکی) بخش‌هایی از نهشته‌های کرتاسه‌ی زیرین (سازند فهلیان تا رأس آهکی خلیج) در پهنه‌های کوچک‌تر بررسی شده (جدول- ۱). بر این اساس بخش آهکی خلیج به پهنه‌ی (Z1)، سازند گدوان زیرین

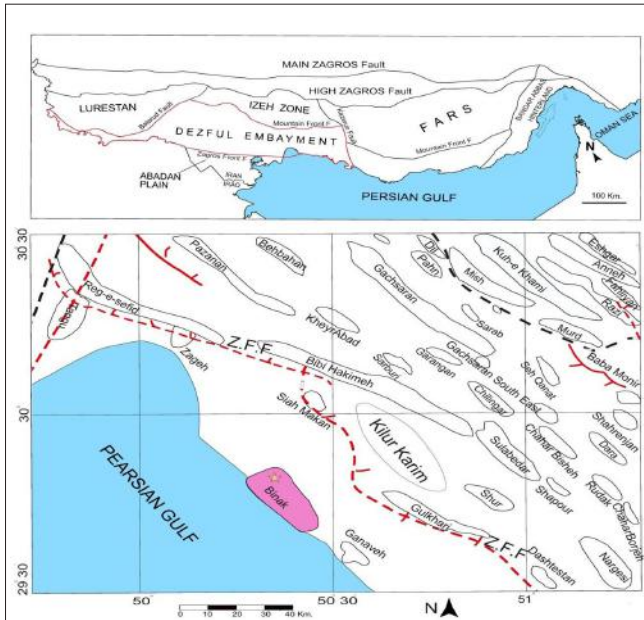
میدان بینک بررسی توان هیدروکربنی سازندهای کژدمی و گروه خامی بوده است. توالی رسوبی سازند فهلیان تا رأس بخش خلیج در چاه مورد مطالعه‌ی این میدان، با ستبرای ۶۱۶ متر به صورت بین لایه‌ای با سازند گرو قرار گرفته و مرز بالایی آن با شیل‌ها و مارن‌های سازند گدوان بالایی به صورت تدریجی است. در این بین از مجموع ۶۱۶ متر ستبرای مورد مطالعه ۹ متر متعلق به بخش آهکی خلیج ۲۷ متر مربوط به سازند گدوان زیرین و ۵۸۰ متر مربوط به سازند فهلیان است حفاری سازند فهلیان در این چاه به طور کامل انجام نشده است.

۱- روش کار

در این پژوهش، از داده‌های خام یک حلقه‌ی چاه حفاری شده در نهشته‌های کرتاسه زیرین (سازند فهلیان تا رأس بخش آهکی خلیج) در میدان بینک استفاده شده است. این داده‌ها شامل نگارهای پرتو گاما (CGR و SGR)، مقاومت (MSFL, LLD, LLS)، چگالی (DRHO) و (RHOB)، نوترون (NPHI)، صوتی (DT)، قطر سنجی (CALIPER) و فتوالکتریک (PEF) است. پس از گردآوری داده‌های خام و داده‌های مربوط به سربرگ^۳ نمودارهای چاه و هم‌عمق‌سازی^۴ میان نگارها داده‌های رقومی حاصل از چاه‌پیمایی در این چاه به فرمت مناسب در نرم‌افزار ژئولاگ تبدیل شد. سپس فواصلی که قرائت نمودارها در آن مشکل‌دار^۵ است؛ مانند بخش‌هایی که ریزش دیواره‌ی چاه در آن دیده می‌شود با استفاده از داده‌های نگار قطر سنج (CALIPER) و نگار تصحیح چگالی (DRHO) تعیین گردید. همچنین تصحیحات محیطی^۶ مربوط به دیواره‌ی چاه نیز انجام شد و بر اساس اطلاعات، رأس (Top) سازند فهلیان و بخش خلیج به کمک نرم‌افزار ژئولاگ ایجاد شد. جهت تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی از روش محاسبات احتمالی^۷ استفاده شده و مدل مناسب با توجه به نوع مخزن و کانی‌های سازنده‌ی آن ساخته شد. مدل پیشنهادی بر داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی اجرا و متغیرهای مورد نیاز شامل ترکیب سنگ‌شناسی، حجم شیل، میزان اشباع آب، مقدار تخلخل مفید، ضخامت ناحیه‌ی خالص و نسبت ضخامت خالص به ناخالص محاسبه شده است. در نهایت ستون چینه‌شناسی بر اساس اطلاعات حاصل از نمودارهای چاه‌نگاری رسم شد.

۲- ارزیابی پتروفیزیکی چاه مورد مطالعه

ارزیابی پتروفیزیکی یک سازند با استفاده از نگارهای پتروفیزیکی می‌تواند نقش مهمی در ارزیابی کمی و کیفی آن سازند داشته باشد؛ چرا که با این ارزیابی می‌توان سازند را از دید مخزنی و غیرمخزنی پهنه‌بندی کرد و در برنامه‌های آینده‌ی توسعه‌ی میدان برای بخش‌هایی از سازند مخزنی که توانایی بهتری در تولید هیدروکربن دارند آگاهانه‌تر تصمیم گرفت و از هدر روی هزینه‌های گزاف در لایه‌های غیرمخزنی جلوگیری کرد. جهت ارزیابی بهتر فواصل بر اساس سنگ‌شناسی و ویژگی‌های مخزنی (رفتار



موقعیت جغرافیایی میدان بینک

پهنه	نام سازند
Z1	خلیج
Z2	گدوان زیرین
Z3	فهلیان
Z4	
Z5	
Z6	
Z7	
Z8	
Z9	
Z10	

از این نمودار کافی است مقادیر چگالی حاصل در برابر نوترون رسم شود. با توجه به فاصله نقطه از خطوط ماتریکس، محل نقطه، نشانگر درصد سنگ‌شناسی است [۲]. بر اساس نمودار متقاطع رسم شده، سنگ‌شناسی بخش خلیج در چاه مورد مطالعه از سنگ آهک تشکیل شده که حضور کمی شیل باعث تمایل برخی نقاط به سمت شرق نمودار متقاطع گردیده است (شکل-۲). نمودار متقاطع نوترون-چگالی در سازند گدوان زیرین عمدتاً شیل با فواصل خیلی کمی آهک را نشان می‌دهد (شکل-۳). سازند فهلیان در این نمودار متقاطع از نظر سنگ‌شناسی عمدتاً از سنگ آهک تا آهک دولومیتی با میان‌لایه‌های دولومیت تا دولومیت آهکی تشکیل شده است. حضور شیل باعث تمایل برخی نقاط به سمت شرق نمودار متقاطع شده است (شکل-۴).

۲-۲- محاسبه حجم شیل

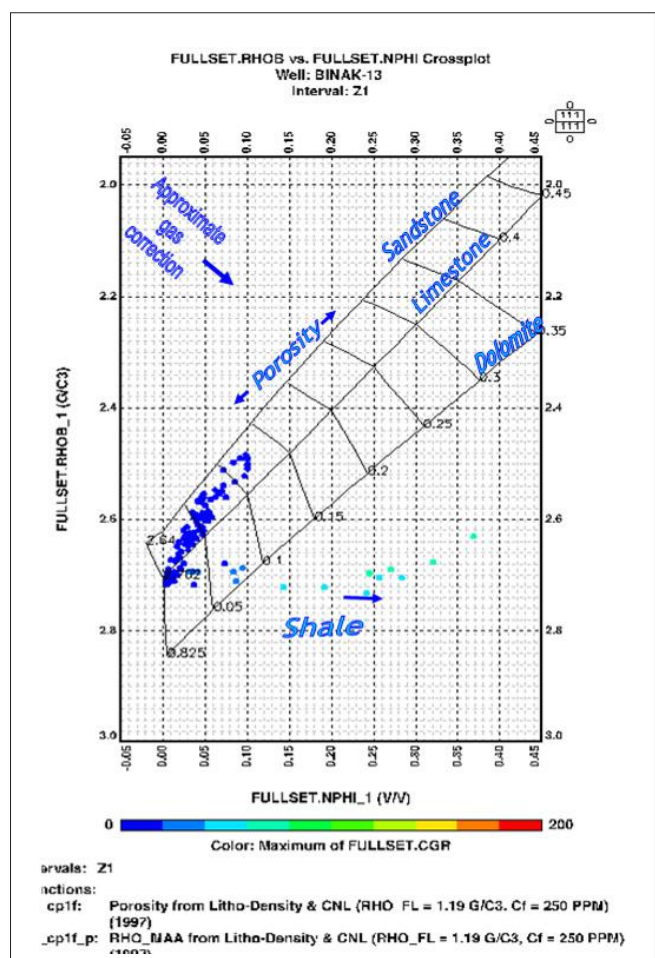
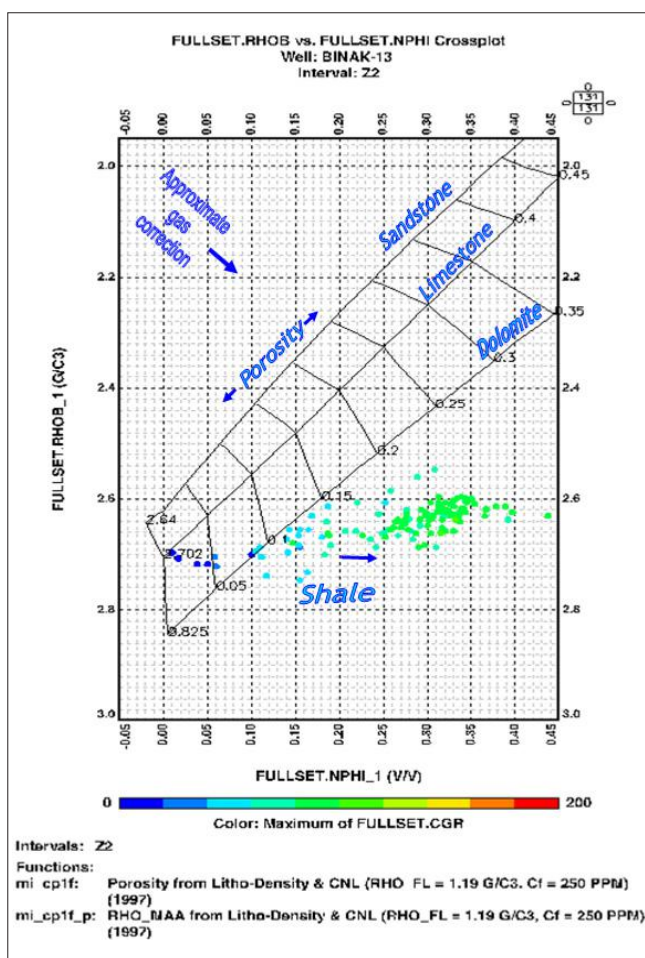
حجم شیل از اساسی‌ترین و مهم‌ترین متغیرهای مورد بررسی در تمامی مطالعات پتروفیزیکی و کیفیت مخزنی است. با محاسبه حجم شیل در

به پهنه‌ی (Z2) و سازند فهلیان به هشت پهنه‌ی (Z3 تا Z10) تقسیم شده است.

در ارزیابی پتروفیزیکی و کیفیت مخزنی چاه مورد مطالعه در میدان بینک موارد زیر مطالعه و بررسی شده‌اند:

۱-۲- بررسی سنگ‌شناسی از طریق نمودار متقاطع نوترون-چگالی

تعیین سنگ‌شناسی مرحله‌ای مهم در ارزیابی خواص مخزنی محسوب می‌شود و می‌تواند به جداسازی مناطق خصوصیات مخزنی از مناطق غیرمخزنی کمک کند. روش‌ها و نمودارهای متقاطع متعددی برای تشخیص سنگ‌شناسی وجود دارد. در این مطالعه پس از انجام تصحیحات محیطی، هم‌زمان از دو نمودار نوترون و چگالی، برای تعیین ترکیب سنگ‌شناسی استفاده شده است. این دو نمودار زمانی که با هم در چاه رانده می‌شوند از جمله دقیق‌ترین ابزار غیرمستقیم موجود برای تعیین نوع سنگ‌شناسی به کار می‌رود [۷]. در نمودار متقاطع نوترون-چگالی سه خط مربوط به ماسه، آهک و دولومیت ترسیم شده‌اند. برای محاسبه تخلخل با استفاده



شکل ۳ | نمودار متقاطع نوترون-چگالی در سازند گدوان زیرین

شکل ۲ | نمودار متقاطع نوترون-چگالی در بخش خلیج

سازندهای شیلی و CGR مقدار گامای خوانده شده توسط ابزار در ژرفای مورد نظر است. جدول ۲- نتایج محاسبه‌ی متوسط حجم شیل در بخش‌های مختلف سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج در چاه مورد مطالعه را نشان می‌دهد. بر این اساس بیشترین حجم شیل در این چاه مربوط به ناحیه‌ی ۲- و کمترین حجم شیل مربوط به ناحیه‌ی ۷- است. بنابراین با توجه به طبقه‌بندی سازندها بر اساس حجم شیل سازند گدوان زیرین (Z2) و ناحیه‌ی ۳- (Z3) متعلق به بخش بالایی سازند فهلیان در این چاه جزء سازندهای شیلی محسوب می‌شود. زیاد بودن حجم شیل در این ناحیه‌ها احتمالاً به دلیل رسوب گذاری آنها در محیطی کم انرژی است.

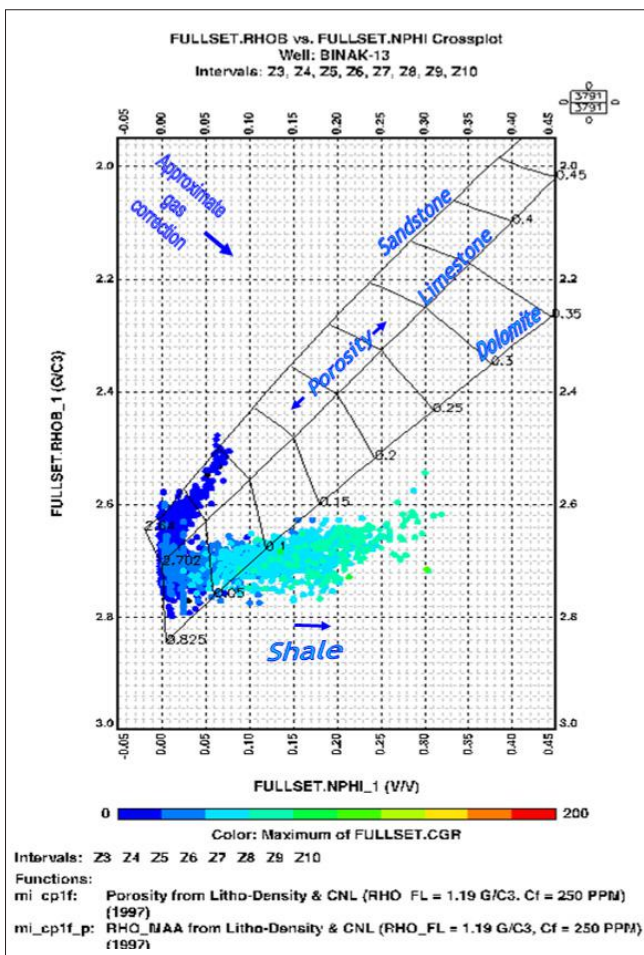
۲-۳- محاسبه‌ی تخلخل

تخلخل از مهم‌ترین متغیرهای سنگ مخزن است؛ زیرا بیانگر مقدار ذخیره‌ی هیدروکربن در مخزن است. مقدار تخلخل در مخازن کربناته از ۱ تا ۳۵ درصد متغیر است [۱۲]. البته تخلخل‌های کمتر از ۵ درصد به ندرت اقتصادی هستند [۳]. روش‌های مختلفی برای محاسبه‌ی تخلخل در ارزیابی

سازند می‌توان ترکیب سنگ‌شناسی مخزن را تفکیک و با دسته‌بندی سازندهای حفاری شده بر اساس میزان حجم شیل، ارزیابی پتروفیزیکی آنها را ساده‌تر کرد. بر همین اساس میروک [۱۱] سازندها را بر اساس مقادیر حجم شیل به سه دسته‌ی تمیز با حجم شیل کمتر از ۱۰٪، شیلی با حجم شیل ۱۰-۳۳٪ و سازند شیلی با حجم شیل بیش از ۳۳٪ تقسیم کرده است. حجم شیل را می‌توان با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی به دست آورد که برای این منظور می‌توان از یک نگار به تنهایی یا از ترکیب چند نگار استفاده کرد [۱۱]. محاسبه‌ی حجم شیل به‌طور معمول از راه نگارهای CGR و GR انجام می‌شود. مقدار شیل محاسبه شده از نگار GR بیشتر از CGR است، زیرا نگار GR، افزون بر توریوم و پتاسیم که توسط نگار CGR ثبت می‌شود، اورانیم، کانی‌های غیررسی رادیواکتیو دار مانند دولومیت را نیز ثبت می‌کند. از آنجا که تشعشع گاما از اورانیم بر خلاف توریوم و پتاسیم شاخص وجود شیل نیست در محاسبات استفاده از نگار CGR نتایج بهتری خواهد داشت. در این مطالعه از داده‌های نمودار CGR و رابطه‌ی ۱- برای تعیین حجم شیل استفاده شده است.

$$V_{sh} = \frac{(CGR - CGR_{min})}{(CGR_{max} - CGR_{min})} \quad (1)$$

که در آن شاخص حجم شیل محاسبه شده، GR_{min} مقدار گامای محاسبه شده در سازندهای تمیز، GR_{max} مقدار گامای خوانده شده در



شکل ۴ | نمودار متقاطع نوترون-چگالی در سازند فهلیان

بخش خلیج		
نام سازند	پهنه	متوسط حجم شیل (%)
فهلیان	Z1	۶/۵
	Z2	۸۵/۵
	Z3	۵۷
	Z4	۲۹
	Z5	۲/۲
	Z6	۲۳
	Z7	۲
	Z8	۲۳
	Z9	۲/۵
	Z10	۲/۳
گدوان زیرین		
خلیج		

۰/۰۱۲۶۶ اهم‌تر محاسبه شده است.

۲-۵- تعیین اشباع آب

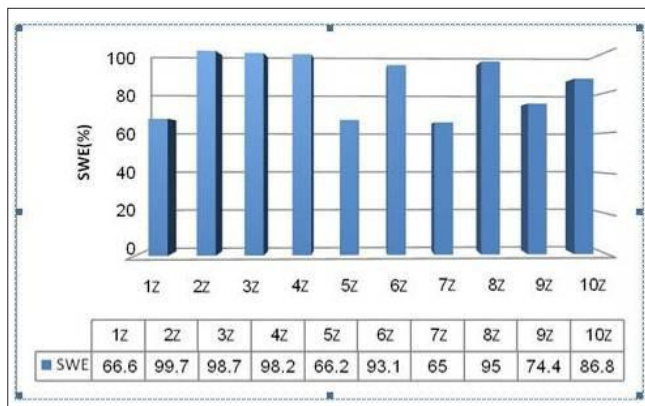
تعیین اشباع‌شدگی آب از متغیرهای بسیار مهم در تعیین اشباع‌شدگی سیال هیدروکربنی در خلل و فرج واحدهای چینه‌شناسی است. در این پژوهش با توجه به اینکه اطلاعات دقیقی از نوع کانی‌های رسی و ظرفیت تبادل کاتیونی^۸ در دست نبود نتایج روش Dual water غیرمنطقی بود. در نتیجه برای به دست آوردن اشباع‌شدگی، رابطه‌ی ۳- موسوم به Indonesia که توسط پوپون و لوکس [۱۴] ارائه شده به کار رفته است. نتایج محاسبه‌ی اشباع آب برای هر پهنه در شکل ۵- آمده است:

$$\sqrt{C_c} = \sqrt{\frac{C_{sw}}{T} S_w^{n/2} + V_{sh}^{1-V_{sh}} / 2 \sqrt{C_{sh}} S_w^{n/2}} \quad (3)$$

در مقایسه‌ی نواحی مختلف پتروفیزیکی، هرچه اشباع آب کمتر باشد توان تولید هیدروکربن ناحیه‌ی بیشتر است؛ زیرا در مخازن نفتی حفرات با هیدروکربن و آب پر شده‌اند. بنابراین کاهش مقدار اشباع آب برابر با افزایش مقادیر اشباع‌شدگی نفت است. با توجه به میانگین اشباع آب حاصل (شکل ۸-) از سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج اشباع آب در بخش‌های مختلف بالا (بیش از ۵۰٪) بوده و بنابراین از نظر اشباع آب چاه مورد نظر ستون هیدروکربن مناسبی ندارد.

۲-۶- اجرای آنالیز^۹

پس از طراحی مدل بر اساس نوع سنگ‌شناسی و سیال سازند و متغیرهای مربوطه، محاسبات همزمان متغیرهای پتروفیزیکی انجام و نتایج به صورت گرافیکی ارائه شده است (شکل ۷-). شکل ۷- ستون اول بخش‌های مربوط به هر یک از سازندها را به تفکیک سازندهای فهلیان پایینی، فهلیان بالایی، گدوان زیرین و بخش خلیج نشان می‌دهد. ستون‌های دو، سه، چهار، پنج، شش و هفت از سمت چپ به ترتیب مربوط به داده‌های چاه‌نگاری طیف‌سنجی گاما و قطر سنج، هسته‌ای، صوتی، اورانیم، پتاسیم و توریم و



شکل ۶ | مقایسه‌ی میانگین اشباع آب حاصل در بخش‌های مختلف چاه

مورد مطالعه

پتروفیزیکی چاه وجود دارد. روشی که به کار می‌رود بستگی به نوع نگارهای موجود دارد. در این مطالعه برای تخمین تخلخل از نمودارهای نوترون، صوتی و چگالی استفاده شده است. پس از ناحیه‌بندی‌های انجام شده در سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج متوسط تخلخل مفید هر ناحیه در چاه مورد مطالعه در جدول ۳- آورده شده است. بر اساس مقادیر حاصل فقط ناحیه‌ی ۸- مربوط به بخش پایینی سازند فهلیان تخلخل ۷ درصد دارد و در سایر ناحیه‌ها تخلخل مفید کم است.

۲-۴- تعیین مقاومت آب سازندی

آبهای سازندی به طور قابل توجهی از نظر شوری و دما متغیرند و این تغییرات بر مقاومت آنها اثرگذار است. برای تعیین مقاومت آب سازندی در این مطالعه با توجه به شوری آب سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج و درجه حرارت آنها، مقاومت آب سازند با استفاده از رابطه‌ی ۲- توسط نرم افزار محاسبه شده است:

$$R_w = \left(0.0123 + \frac{1647.9}{T + 955} \right) + \left(\frac{51.77}{T + 6.77} \right) \quad (2)$$

که در آن R_w مقاومت آب سازند در دمای مورد نظر، T دمای سازند بر حسب فارنهایت P شوری آب سازند بر حسب ppm است. بنابراین با در نظر گرفتن شوری آب و درجه حرارت سازندی مقاومت آب برابر

محاسبه‌ی متوسط تخلخل مفید در سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج		
نام سازند	پهنه	متوسط تخلخل مفید (%)
خلیج	Z1	۳/۴
	Z2	۰/۵
گدوان زیرین	Z3	۰/۵
	Z4	۱/۴
	Z5	۱/۹
	Z6	۱/۲
	Z7	۲/۷
	Z8	۷
	Z9	۱/۵
	Z10	۰/۶

از ۰/۵ درصد و حجم شیل کمتر از ۰/۳ استفاده شده که نتایج آن در جدول ۴-آمده است. بر این اساس از مجموع کل توالی رسوبی سازند فهلیان تا رأس خلیج در چاه مورد مطالعه (۶۱۶ متر ضخامت) تنها ۲۳ متر ناحیه‌ی تولیدی است که نسبت پهنه‌ی خالص به ناخالص (NET/GROSS) آن از ۰/۴ کمتر است. هرچه نسبت پهنه‌ی خالص به ناخالص به عدد یک نزدیک تر باشد نشانگر بهتر بودن کیفیت مخزنی است. در مجموع نهشته‌های سازند فهلیان تا رأس خلیج، حداکثر این نسبت ۰/۴ است که نشان‌دهنده‌ی کیفیت مخزنی نامناسب این نهشته‌هاست.

نتیجه‌گیری

■ ارزیابی پتروفیزیکی و کیفیت مخزنی نهشته‌های کرتاسه‌ی زیرین (سازند فهلیان تا رأس بخش خلیج) در یکی از چاه‌های میدان بینک بر اساس پردازش و تفسیر داده‌های چاه‌نگاری با استفاده از نرم‌افزار ژئولاگ و با روش احتمالی نتایج زیر را در برداشته است:

■ بر اساس نمودار متقاطع نوترون-چگالی، سنگ‌شناسی بخش آهکی خلیج از سنگ آهک و کمی شیل، سازند گدوان زیرین عمدتاً از شیل و مقدار کمی سنگ آهک و سازند فهلیان عمدتاً از سنگ آهک با میان‌لایه‌های دولومیت و مقادیری شیل (به‌ویژه در بخش بالایی سازند) تشکیل شده

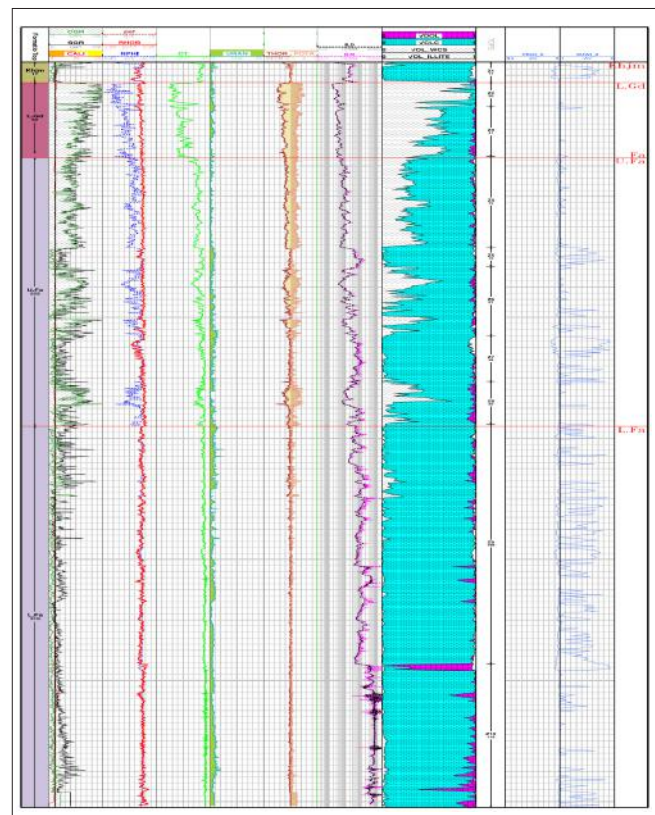
مقاومتی هستند که تصحیحات محیطی روی آنها انجام شده است. ستون هشت از سمت چپ نوع سنگ‌شناسی تشکیل دهنده سازند را نشان می‌دهد که نمودارهای متقاطع رسم شده بیانگر آنست. در ستون نهم ناحیه‌بندی‌های انجام شده در سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج دیده می‌شود. ستون‌های ده و یازده از سمت راست نیز بیانگر نتایج تحلیل پتروفیزیکی است که از ستون هیدروکربن، تخلخل مفید و اشباع آب به‌دست آمده است.

۲-۲- محاسبه‌ی ناحیه‌ی تولیدی و ناحیه‌ی خالص

معمولاً مهندسان مخزن تمامی بازه‌ی حفاری شده‌ی مخزن را به دو قسمت ناحیه‌ی تولیدی^{۱۱} و ناحیه‌ی غیرتولیدی^{۱۱} تقسیم می‌کنند. ناحیه‌ی تولیدی خالص^{۱۲} شاخص مهمی در بررسی کیفیت مخزن به‌شمار می‌رود [۱۳]. این ضخامت در واقع بخشی از مخزن را شامل می‌شود که شرایط مخزنی و پتروفیزیکی قابل قبولی داشته باشد و کل ضخامت سازند از قاعده تا بالای آنرا ناحیه‌ی ناخالص کل^{۱۳} در نظر می‌گیرند. محدوده‌ی ناحیه‌ی تولیدی در هر فاصله که به کمک حدود برش^{۱۴} در نظر گرفته شده متغیرهای مهم مخزنی یعنی تخلخل مفید، حجم شیل و اشباع آب را مشخص می‌کنند. در این مطالعه بر اساس تقسیم‌بندی مخزن به ده ناحیه، میزان حدود برش برای تخلخل بیشتر از ۰/۰۴۵ درصد، اشباع آب کمتر

۴ نتایج ارزیابی پتروفیزیکی سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج در چاه مورد مطالعه

Interval	GROSS	NET	NET/GROSS	PHIE_AV	SWE_AV	VOL_ILLITE
Zone	Metres	Metres	M/M	(V/V)	(V/V)	(V/V)
Z ₁	۱۷	۷	۰/۴۲۱	۰/۰۶۳	۰/۳۹۱	۰/۰۰۵
Z _۲	۲۰	۰	۰	-	-	-
Z _۳	۴۱	۰	۰	-	-	-
Z _۴	۷۵	۰	۰	-	-	-
Z _۵	۱۶	۱	۰/۰۶۳	۰/۰۴۵	۰/۳۲۳	۰
Z _۶	۵۷	۱	۰/۰۱۸	۰/۰۶۵	۰/۲۵	۰/۰۲۱
Z _۷	۳۸	۸	۰/۲۱۱	۰/۰۷	۰/۱۸۳	۰/۰۰۲
Z _۸	۳۵	۰	۰	-	-	-
Z _۹	۱۹۸	۴	۰/۰۲	۰/۰۵۴	۰/۲۶	۰/۰۰۸
Z _{۱۰}	۱۱۹	۲	۰/۱۷۰	۰/۰۴۷	۰/۰۹	۰/۰۳۳



۷ تصویر داده‌های چاه‌نگاری و نتایج ارزیابی پایانی پتروفیزیکی سازند فهلیان تا رأس بخش خلیج به تفکیک بخش‌های Z₁ تا Z₁₀

درجه حرارت آنها، مقاومت آب سازندی در چاه مورد مطالعه ۰/۱۲۶۶ متر محاسبه شد.

■ بررسی متغیرهای اشباع آب با استفاده از معادله‌ی Indonesia نشان می‌دهد که سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج در چاه مورد مطالعه اشباع آب بالایی (بیش از ۵۰٪) دارند و توالی مورد مطالعه‌ی ستون هیدروکربن مناسبی ندارد.

■ از مجموع کل توالی مورد مطالعه (۶۱۶ متر ضخامت) تنها ۲۳ متر ناحیه‌ی تولیدی است که نسبت ضخامت خالص به ناخالص (NET/GROSS) آن از ۰/۴ کمتر بوده و بنابراین کیفیت مخزنی در این چاه ضعیف است.

■ در مجموع نتایج حاصل از ارزیابی پتروفیزیکی مجموعه‌ی نهشته‌های سازند فهلیان تا رأس بخش خلیج نشان‌دهنده‌ی تخلخل مفید کم، حجم زیاد شیل، اشباع نسبتاً زیاد آب و نسبت ضخامت خالص به ناخالص کم در این چاه است. ■

است. بر این اساس می‌توان گفت که بخش پایینی سازند فهلیان آهک‌هایی تمیزتر از بخش بالایی دارد.

■ با توجه به طبقه‌بندی سازندها بر اساس حجم شیل، بخش خلیج و بخش پایینی سازند فهلیان آهک‌های تمیز دارد و در مقابل سازند گدوان زیرین (Z2) و ناحیه‌ی سه (Z3) متعلق به بخش بالایی سازند فهلیان در این چاه جزء سازندهای شیلی محسوب می‌شوند. زیاد بودن حجم شیل در این نواحی احتمالاً به دلیل رسوب‌گذاری آنها در یک محیط کم‌انرژی است.

■ در روش احتمالی پس از ناحیه‌بندی‌های انجام شده در سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج، متوسط تخلخل مفید هر ناحیه به‌روش نوترون، چگالی و صوتی محاسبه شد که نتایج نشان می‌دهد فقط در ناحیه‌ی ۸- مربوط به بخش پایینی سازند فهلیان تخلخل ۷ درصد بوده و در سایر نواحی تخلخل مفید کم است.

■ با توجه به شوری آب سازندهای فهلیان، گدوان زیرین و بخش خلیج و

پانویس‌ها

1. rahimpor@ut.ac.ir
2. amirkhani_ali@yahoo.com
3. Log Header
4. Depth Shifting
5. Bad hole
6. Environmental corrections
7. Multimin

8. CEC
9. Run Analysis
10. Pay Zone
11. Non-Pay Zone
12. Net Pay Zone
13. Gross Zone
14. Cut Offs

منابع

- Carbonates and Evaporites, 30:77-98.
- [10] James, G. A., Wynd, J. G (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG, Bulletin, 49, 2182-2245.
- [11] Kamel, M. & Mabrouk, W., 2003- Estimation of shale volum using a combination of the three porosity logs, *Jornal of petroleum Science and engineering*, v.40,p.145157-.
- [12] Lucia, F. J., 1983, Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space. *Journal of Petroleum Technology* 35, pp. 626637-.
- [13] Masoudi, P., Zahedi, A., Moradzadeh, A., Alirezaei, F., Zamanzadeh, S. M., 2011, Estimation of in place hydrocarbon volum in multilayered reservoirs using deterministic and probabilistic approaches. *Journal of Energy exploration and exploitation* 29(5), pp. 543558-.
- [14] Poupon, A. & Leveaux, J., 1971- Evaluation of Water saturation in Shaly Formation, SPWLA 12th Annual Symposium.
- [15] Sahraeyan, M., Bahrami, M., Hooshmand, M., Ghazi, Sh., Al-Juboury, A (2013) Sedimentary facies and diagenetic features of the Early Cretaceous Fahliyan Formation in the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran, *Journal of Asian Earth Sciences*, 87:5970-.
- [16] Sharland, P.R., R., Archer, D. M., Casey, R. B., S. H., Davies, Hall, A. P., Heward, A., Horbury, Simmons, M. D (2001) Arabian plate sequence stratigraphy. *Journal of GeoArabia, Special Publication*, 2,371p.
- [1] سلیمانی، ب، سلیمانی، ف. و حیدری، خ (۱۳۹۱) مطالعه‌ی مخزن خامی بالایی با استفاده از مقاطع نازک میکروسکوپی، مغزه، هرزروی گل حفاری و مدل‌سازی، میدان بی‌بی حکیمه، پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، شماره‌ی ۴۷، صفحات ۶۸-۵۱
- [۲] رضایی، م. ر. و چهارازی، ع، ۱۳۸۵- اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، صفحه‌ی ۹۹۹
- [۳] رضایی، م. ر.، ۱۳۸۰- زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، صفحه‌ی ۴۷۲
- [۴] وارسته، ع، سیاه‌کوهی، ح.ر.، خامه‌چی، ا. و نوروزی، س (۱۳۹۱) کاربرد نشانگرهای لرزه‌ای همدوسی در توصیف گسل‌ها و شکستگی‌های مخزن، پژوهش نفت، شماره‌ی ۶۹-صفحات ۷۲-۶۴
- [۵] طبعی، ه (۱۳۷۲) زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، صفحه‌ی ۵۸۳
- [6] Adabi, M.H., Salehi, M.A., Ghabeshavi, A (2010) Depositional environment, sequence stratigraphy and geochemistry of Lower Cretaceous carbonates (Fahliyan Formation), south-west Iran, *Journal of Asian Earth Sciences*, 39:148-160.
- [7] Clavier, C., Coates, G., Dumanoir, J (1984) Theoretical and experimental basis for the Dual-Water model for interpretation of shaly sands, *J. Pet. Tech.* April.
- [8] Jamalian, M., Adabi, M. H., Moussavi, M. R., Sadeghi, A., Baghbani, D., Ariyafar, B (2011) Facies characteristic and paleoenvironmental reconstruction of the Fahliyan Formation, Lower Cretaceous, in the Kuh-e Siah area, Zagros Basin, southern Iran. *Journal of Facies*, 57:101-122.
- [9] Jamalian, M., Adabi, M. H (2015) Geochemistry, microfacies and diagenetic evidences for original aragonite mineralogy and open diagenetic system of Lower Cretaceous carbonates Fahliyan Formation (Kuh-e Siah area, Zagros Basin, South Iran), *Journal of*