بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک با استفاده از داده‌های چاه پیمایی دریکی از میدان‌های نفتی ناحیه دشت آبادان

آراد کیانی[1]، محمدحسین صابری[2*]، بهمن زارع نژاد[3]، الهام اسدی مهماندوستی[4]، نسیم رحمانی[5]

۱. کارشناسی ارشد، گروه اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران.

۲. استادیار، گروه اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران.

۳. دانشیار، گروه اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران.

۴. استادیار، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی ، تهران، ایران.

۵. شرکت مهندسی و توسعه نفت، تهران، ایران.

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: mh.saberi@semnan.ac.ir

مقاله علمی- ترویجی

۱۰ صفحه، از صفحه ۱۸ تا ۲۷

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۰/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۱/۱۷

چکیده

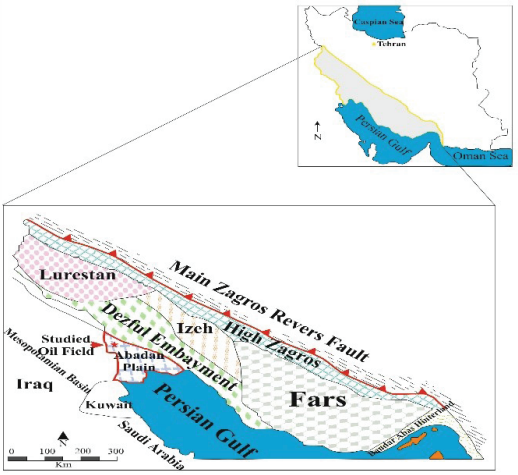
سازند سروک به سن آلبین تا تورونین یکی از مهم‌ترین مخازن نفتی در حوضه رسوبی زاگرس به‌حساب می‌رود. این مطالعه بر اساس داده‌های چاه پیمایی و با استفاده از روش ارزیابی پتروفیزیکی احتمالی در محیط نرم‌افزار ژئولاگ جهت بررسی کیفیت مخزنی سازند سروک دریکی از میدان‌های نفتی ناحیه دشت آبادان صورت گرفته است. در این ارزیابی سنگ‌شناسی، حجم شیل، تخلخل، اشباع آب و نسبت ضخامت ناحیه خالص به ناخالص موردمطالعه قرارگرفته است. پس از ویرایش و اعمال تصحیح‌های موردنیاز بر روی نمودارهای چاه پیمایی، پارامترهای ذکرشده در چاه موردمطالعه بررسی شد. با توجه به ارزیابی صورت گرفته در این چاه سازند سروک شامل سنگ‌شناسی آهک، دولومیت و مقداری میان لایه شیلی است. بر اساس خصوصیات پتروفیزیکی، سازند سروک به ۱۳ زون تقسیم گردید که زون‌های ۱، ۳، ۴، ۵ و ۸ ازلحاظ مقدار اشباع‌شدگی، تخلخل، سنگ‌شناسی و حجم شیل شرایط یک مخزن مناسب را دارند. زون ۸ با نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۹۸ درصد بهترین زون مخزنی است.

کلیدواژه‌ها: ارزیابی پتروفیزیکی، سنگ‌شناسی، مخزن، اشباع‌شدگی، حجم شیل، تخلخل، زون بندی.

۱. مقدمه

جنوب غربی ایران یکی از مهم‌ترین حوضه‌های نفتی در جهان محسوب می‌شود[۱]. کمربند کوهزایی زاگرس در جنوب غربی ایران حاصل باز و بسته شدن پهنه اقیانوسی تتیس جوان و برخورد با صفحه‌های آفریقا - عربستان و اوراسیا است[۲]. ناحیه دشت آبادان یکی از مهم‌ترین نواحی هیدروکربوری ایران محسوب می‌شود که دارای روند شمالی - جنوبی و بر روی بلندای بورگان قرارگرفته است[۳](شکل ۱). سازند سروک به سن آلبین تا تورونین یکی از مهم‌ترین سنگ‌های مخزن خاورمیانه است[۴]. مرز پایینی این سازند در ناحیه دشت آبادان با سازند کژدمی تدریجی و همساز است و مرز بالایی آن شیل و رس سنگ‌های لافان نهشته شده است[۵]. نمودارهای چاه پیمایی اطلاعات مهم و قابل‌توجهی از مخازن نفت و گاز در اختیار ما قرار می‌دهند. این اطلاعات شامل مقدار کمی هیدروکربور، سنگ‌شناسی، سیالات و بخش‌های مفید مخزن است[۶]. برای تعیین کیفیت مخزنی سازند سروک در ناحیه دشت آبادان از داده‌های چاه پیمایی یکی از چاه‌های

مهم استفاده‌شده است. بر روی سازند سروک در ناحیه نفتی موردنظر، مطالعات بسیار محدودی صورت گرفته است[۷] و ضروری است مطالعات جامع‌تری در آن انجام شود. هدف اصلی این مطالعه بررسی ویژگی‌های مخزنی سازند سروک شامل سنگ‌شناسی، حجم شیل، اشباع آب، تخلخل، ضخامت خالص به ناخالص و زون‌بندی مخزنی است.



شکل۱. موقعیت جغرافیایی ناحیه موردمطالعه

۲. ابزار و روش

در این مطالعه از داده‌های چاه پیمایی یک چاه حفاری‌شده در سازند سروک از عمق ۲۷۹۰ تا ۳۳۲۵ متری به ضخامت ۶۱۵ متر دریکی از میدان‌های نفتی ناحیه دشت آبادان استفاده‌شده است. به این منظور از داده‌های خام شامل نمودار گاما ری (CGR-SGR)، مقاومت ناحیه دست‌نخورده (LLD)، چگالی (DRHO, RHOB)، صوتی (DT)، نوترون (NPHI)، قطرسنج (CALIPER) و فتوالکتریک (PEF) استفاده‌شده است. این اطلاعات از شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) تهیه‌شده است. مراحل کلی مطالعه را می‌توان در موارد زیر بیان کرد:

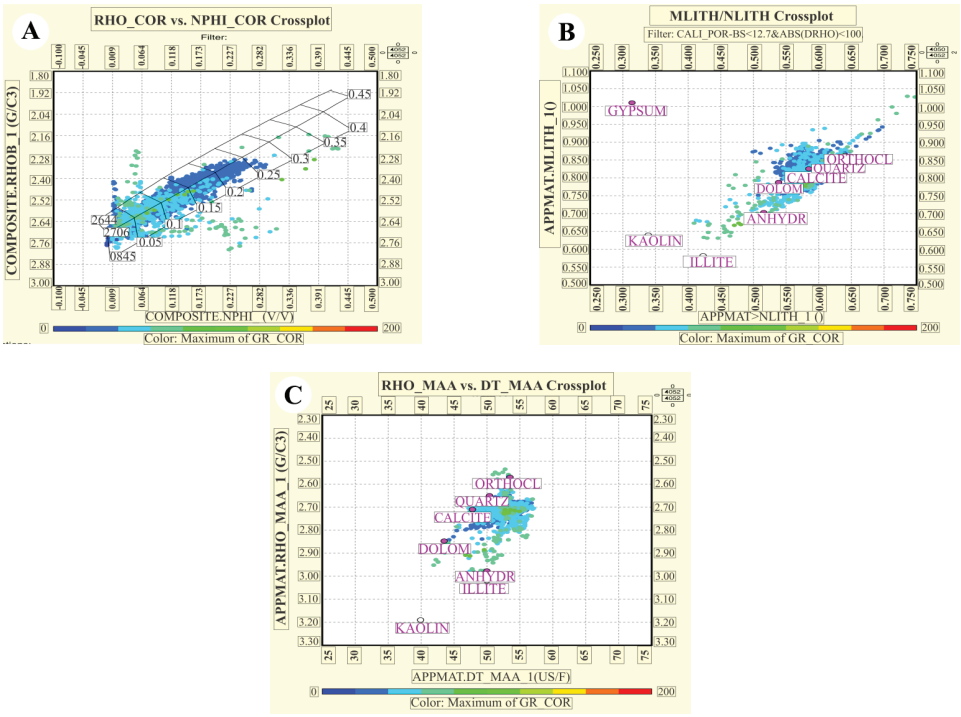
۱. جمع‌آوری داده‌های خام و سربرگ چاه و اعمال تصحیحات مرتبط به انطباق عمق
۲. تبدیل داده‌های رقومی در قالب نرم‌افزار ژئولاگ
۳. اعمال تصحیحات محیطی بر روی نمودارهای چاه پیمایی
۴. تعیین عمق‌های دارای مشکل (Bad Hole) از قبیل ریزشی یا شستگی دیواره چاه با استفاده از نمودارهای قطرسنج (CALIPER) و چگالی (DRHO)
۵. استفاده از روش Multimin (احتمالی) جهت انجام محاسبات
۶. Run Analysis و محاسبات سنگ‌شناسی، حجم شیل، اشباع آب، تخلخل، مقدار کمی هیدروکربور، ضخامت ناحیه خالص به ناخالص
۷. رسم ستون چینه‌شناسی با توجه به داده‌های چاه پیمایی

در این مطالعه برای تعیین تراوایی از داده‌های مغزه و تعیین انواع تخلخل از داده‌های مقاطع نازک استفاده‌شده است.

۳. نتایج و بحث

۱.۳. سنگ‌شناسی

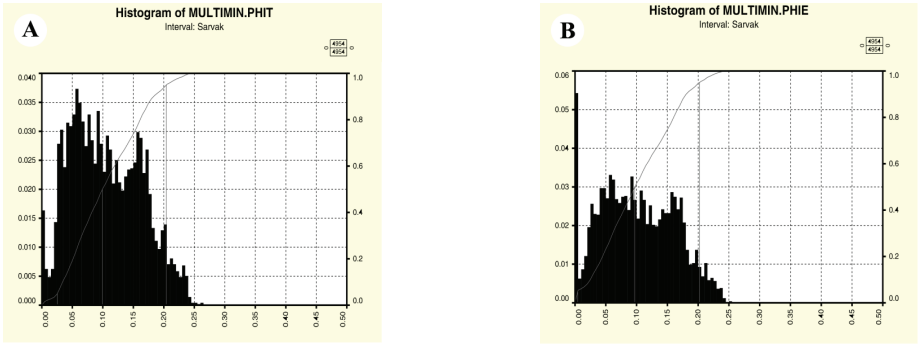
تعیین سنگ‌شناسی یک گام مهم در ارزیابی خواص مخزنی است و بر این اساس می‌توان زون‌های مخزنی را از غیر مخزنی جداسازی کرد [۸]. یکی از روش‌های تعیین تخلخل و سنگ‌شناسی نمودارهای متقاطع هستند[۹]. نمودار نوترون - چگالی یکی از بهترین و با دقت‌ترین ابزارها برای تفسیر سنگ‌شناسی و تخلخل است[۱۰]. در این نمودار سه منحنی سنگ‌آهک، دولومیت و ماسه‌سنگ ترسیم می‌شوند که تحت عنوان خطوط ماتریکس خوانده می‌شود. ویژگی شاخص این نمودار تعیین دقیق سنگ‌شناسی و تخلخل به‌صورت غیرمستقیم، پلات کردن دو نمودار نوترون و چگالی یک چاه است [۱۱]. در پلات N-M، از سه نمودار متخلخل مرتبط به دو پارامتر M و N استفاده می‌کند. مقدار M با استفاده از نمودار متقاطع چگالی - صوتی و مقدار N از نمودار متقاطع نوترون - چگالی محاسبه می‌شود [۱۲]. در این نمودار متقاطع M و N در مقابل یکدیگر رسم شده‌اند. تشخیص سنگ‌شناسی، گاز و تخلخل ثانویه توسط نمودار MID امکان‌پذیر است. جهت بهره‌مندی از این نمودار سه دسته اطلاعات شامل تخلخل ظاهری کل (φ_{ta})، زمان ظاهری عبور صوت در ماتریکس (t_{maa}) و جرم مخصوص ظاهری دانه‌های ماتریکس (ρ_{maa}) موردنیاز است [۹]. برای محاسبه مقادیر ظاهری ماتریکس از نمودار متقاطع نوترون - چگالی و مقدار t_{maa} از نمودار متقاطع نوترون - صوتی استفاده‌شده است[۱۳]. در این مطالعه بعد از اعمال تصحیحات محیطی نمودارهای متقاطع نوترون - چگالی، M-N و MID برای تعیین سنگ‌شناسی استفاده شد. نتایج حاصل از نمودارهای متقاطع بیانگر این است که سنگ‌شناسی سازند سروک در چاه موردمطالعه سنگ‌آهک، آهک دولومیتی، دولومیت آهکی و مقداری میان لایه‌های نازک شیل است (شکل ۲).



شکل ۲. تعیین سنگ‌شناسی A) نمودار متقاطع نوترون-چگالی، B) نمودار متقاطع M-N، C) نمودار متقاطع MID

۳.۲. محاسبه تخلخل

تخلخل کمیت اصلی برای محاسبات حجمی مخزن و تشریح فابریک سنگ است [۱۴]. تخلخل از طریق دو پارامتر اصلی مغزه و نمودارهای پتروفیزیکی قابل‌محاسبه است و مقدار آن بین ۱ تا ۳۵ درصد متغیر است[۱۵]. روش‌های مختلفی برای محاسبه تخلخل وجود دارد که می‌توان به نمودارهای تخلخل شامل چگالی، نوترون و صوتی و نمودارهای متقاطع شامل این نمودارها اشاره کرد. در این مطالعه برای تعیین تخلخل از نمودار متقاطع نوترون - چگالی محاسبه شد. ابتدا تخلخل کل در محیط نرم‌افزار ژئولاگ بررسی شد و بعد از آن انواع تصحیحات شامل تصحیحات محیطی، هیدروکربن و شیل برای روش محاسبه تخلخل اعمال شد. در سازند سروک با توجه به حجم کل شیل اختلاف تخلخل قبل و بعد از تصحیح مربوط به شیل بسیار ناچیز است. میانگین تخلخل کل و مفید به ترتیب ۱۰/۵٪ و ۱۰/۱٪ است (شکل ۳).



شکل ۳. A)هیستوگرام تخلخل کل، B) هیستوگرام تخلخل مفید

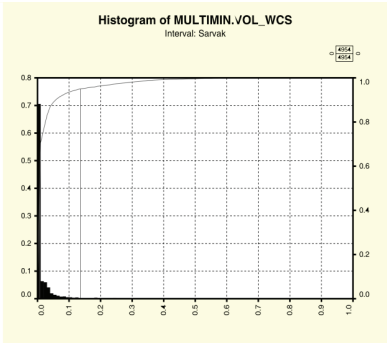
۳.۳. محاسبه حجم شیل

حجم شیل یکی از مهم‌ترین پارامترهای موردبررسی در ارزیابی‌های پتروفیزیکی و متعاقب آن کیفیت مخزنی است [۱۶]. اثر شیل تأثیر قابل‌ملاحظه‌ای بر روی تخلخل و اشباع‌شدگی مخزن می‌گذارد که این به دلیل ریز تخلخل‌های موجود در کانی‌های رسی است[۱۷]. برای محاسبه حجم شیل به‌طور معمول از نمودارهای GR و CGR کمک گرفته

می‌شود. درصورتی‌که نمودار CGR در اختیار باشد بهتر است از آن استفاده شود زیرا نمودار GR مقدار شیل بیشتری را نشان می‌دهد. دلیل آن این است که نمودار GR مجموع پتاسیم، توریوم و اورانیوم را محاسبه می‌کند ولی نمودار CGR تنها پتاسیم و توریوم را اندازه‌گیری می‌کند[۱۰]. محاسبه حجم شیل با استفاده از نمودار CGR طبق رابطه (۱) است. میانگین حجم شیل محاسبه‌شده در سازند سروک، حدود ۴/۲٪ است که نشان از این است که حجم آن را بیشتر آهک‌ها و دولومیت‌های تمیز بدون رس تشکیل داده است (شکل ۴).

$$V_{sh}=\frac{CGR - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \quad (۱)$$

در این رابطه V_{sh} حجم شیل، CGR_{Min} کم‌ترین مقدار ثبت‌شده (بخش تمیز)، CGR_{Max} بیشترین مقدار ثبت‌شده (بخش شیل) و CGR مقدار ثبت‌شده نمودار گاما در عمق موردنظر است.



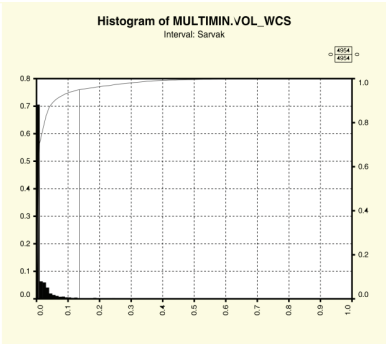
شکل ۴. هیستوگرام حجم شیل برای سازند سروک در میدان نفتی موردمطالعه

۳.۴. محاسبه اشباع آب

در حوضه‌های نفتی با تعیین اشباع آب می‌توان درصد هیدروکربن‌های موجود در خلل و فرج سنگ‌ها را محاسبه کرد. روش‌های مختلفی برای تعیین اشباع آب وجود دارد. در این مطالعه با توجه به حضور کانی‌های رسی از روش ایندونزیا [۱۸]استفاده‌شده است. در این روش اشباع آب از طریق رابطه ۲ محاسبه می‌شود. میانگین اشباع آب در کل سازند سروک ۵۵٪ است (شکل ۵).

$$\sqrt{co}=\sqrt{\frac{CW}{F}}+Vsh^{1-\frac{Vsh}{2}} \quad (۲)$$

در این رابطه CO هدایت الکتریکی هیدروکربور، CW هدایت الکتریکی آب، F ضریب سازندی، V_{sh} حجم شیل، C_{sh} هدایت الکتریکی شیل، C_t هدایت الکتریکی واقعی سازند و S_w اشباع آب است.



شکل ۵. هیستوگرام اشباع آب برای سازند سروک در میدان نفتی موردمطالعه

۳.۵. مقاومت مخصوص آب سازندی

آب سازندی به آبی گفته می‌شود که به‌وسیله گل حفاری آلوده نشده باشد و فضا و منافذ خالی سنگ در زون دست‌نخورده را پر می‌کند. تعیین میزان RW به دلیل تأثیرگذاری آن در محاسبه مقدار اشباع آب سازندی بسیار مهم و تأثیرگذار است. در این پژوهش برای محاسبه آب سازندی از چارت Gen-9 شلومبرژه[۱۲] استفاده‌شده است. اساس کار آن به این صورت است که RW با استفاده از نمودار شوری آب در مقابل دمای سازند محاسبه می‌شود. مقاومت آب سازندی تحت تأثیر تابع شوری و درجه حرارت است. شوری آب سازندی سروک در حدود ۲۰۰۰۰ PPM و دمای ته چاه ۷۷ درجه سانتی‌گراد است و با استفاده از چارت Gen-9، مقاومت آب سازندی معادل ۰/۰۴۳ اهم‌متر است.

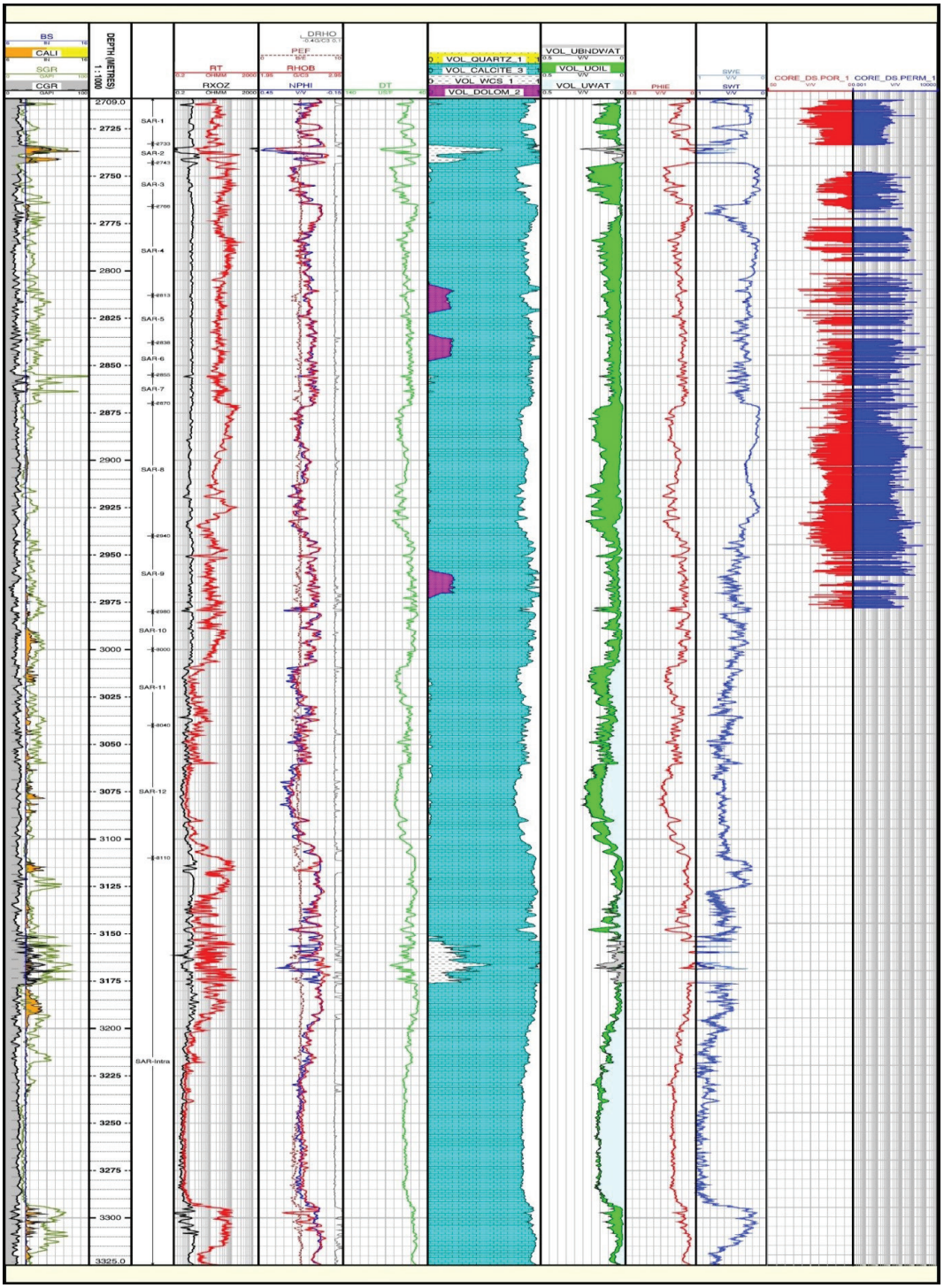
۳.۶. محاسبه ناحیه‌ی تولیدی و ناحیه‌ی ناخالص

زون بندی یکی از مهم‌ترین بخش‌های مطالعات در مخازن برای شناسایی لایه‌های مخزنی از غیر مخزنی است. مهندسین مخزن، کل بازه حفاری‌شده را به دو بخش ناحیه‌ی تولیدی و ناخالص طبقه‌بندی می‌کنند. زون تولیدی در یک چاه، شامل فواصلی از مخزن است که دارای مقدار زیادی هیدروکربور است. زون تولیدی بخشی است که شرایط مخزنی و پتروفیزیکی مناسب داشته باشد و ازلحاظ اقتصادی مقرون‌به‌صرفه است[۱۱]. حدود برش به مقادیر محدودکننده پتروفیزیکی گفته می‌شود که بخش‌های تولیدی را از غیر تولیدی تفکیک می‌کند. محدوده‌ی زون تولیدی به کمک حدود برش شامل تخلخل مفید، اشباع آب و حجم شیل مشخص شد. در این مطالعه بر اساس تقسیم‌بندی مخزن

بـه ۱۳ زون تقسـیم گردیـد. میزان حـدود برش تعیین‌شـده برای تخلخل مفید ۷٪، اشـباع آب کم‌تر از ۵۰٪ و حجم شیل کمتر از ۳۰٪ اسـتفاده شـد که نتایج آن در (جدول ۱) نشان داده‌شـده اسـت. بر این اسـاس در سـازند سـروک از مجموع ۶۱۵ متر ضخامت، ۱۷۹/۵ متر ناحیه تولیدی است که نسبت ضخامت خالص بـه ناخالص آن ۰/۲۹ اسـت. تصویر داده‌های چاه پیمایی و نتایج ارزیابی پایانی پتروفیزیکی سـازند سروک در چـاه نفتـی موردمطالعـه به تفکیـک زون‌هـای مخزنی در (جدول ۱) و (شـکل ۶) ارائه‌شده است. جهت مطالعه جامع‌تر روند تغییرات مخزنی سـازند سـروک در ناحیه دشـت آبادان، نتایـج ایـن تحقیق بـا نتایج مطالعات پیشـین که بـر روی دو چـاه در دو میـدان نفتـی ایـن ناحیه انجام‌شـده اسـت، مورد مقایسـه قرار گرفت [۷]. بر اسـاس انطباق نتایـج با مطالعات قبلی، سازند سروک در میدان‌های نفتی ناحیه دشت آبادان از ترکیب سنگ‌شناسی غالب، آهک و مقداری شیل و دولومیت تشکیل‌شده است. مقدار حجم شیل این سازند در میدان‌های این ناحیه به‌استثنای زون ۲ پایین است که نمایشی از سازند تمیز (عاری از شیل) اسـت. همچنین مقایسه مقادیر تخلخل مفیـد و اشـباع آب در ایـن چاه‌هـا نشـان می‌دهد کـه مقدار تخلخـل مفید به‌غیـر از زون ۲ بین ۱۰ تا ۲۰ درصد و اشـباع آب در زون‌هـای مخزنی کمتر از ۴۰ درصد و در زون‌های غیر مخزنی (مانند زون ۲) بالا اسـت. مقایسـه زون‌های مخزنی و غیـر مخزنی چـاه موردمطالعه بـا تحقیقات پیشـین در ناحیه دشـت آبـادان، حاکـی از انطبـاق قابل‌قبـول زون‌هـا و عـدم تغییرات محسوس ویژگی‌های مخزنی سازند سروک در ناحیه موردمطالعه است.

جدول ۱.نتایج ارزیابی سازند سروک در میدان نفتی موردمطالعه

Interval	Top	Base	Gross	Net	Net/Gross	PHIE-AV	SWE-AV	VOL/WCS	Core Permeability (md)
Sar-1	۲۷۰۹	۲۷۳۳	۲۴	۱۵/۱	۰/۶۳	۰/۱۴	۰/۴۰	۰/۰۰۶	۲/۹۳
Sar-2	۲۷۳۳	۲۷۴۳	۱۰	۰	۰	۰/۰۱	۰/۸۹	۰/۳۱	۶/۰۹
Sar-3	۲۷۴۳	۲۷۶۶	۲۳	۱۹	۰/۸۵	۰/۱۷	۰/۱۹	۰/۰۱۰	۲۶/۵۰
Sar-4	۲۷۶۶	۲۸۱۳	۴۷	۳۱/۵	۰/۶۷	۰/۱۳	۰/۲۸	۰	۳۴/۱۱
Sar-5	۲۸۱۳	۲۸۳۸	۲۵	۱۳/۲	۰/۵۲	۰/۱۲	۰/۳۰	۰/۰۰۲	۳۶/۱۳
Sar-6	۲۸۳۸	۲۸۵۵	۱۷	۳/۸	۰/۲۲	۰/۱۱	۰/۳۲	۰	۱۵/۲۴
Sar-7	۲۸۵۵	۲۸۷۰	۱۵	۰/۱۲	۰/۰۸	۰/۱۲	۰/۳۴	۰/۰۱۰	۹/۴۷
Sar-8	۲۸۷۰	۲۹۴۰	۷۰	۶۸/۹	۰/۹۸	۰/۱۶	۰/۲۰	۰/۰۰۲	۱۳/۰۶
Sar-9	۲۹۴۰	۲۹۸۰	۴۰	۱۰	۰/۲۵	۰/۱۳	۰/۴۲	۰	۱۴/۲۶
Sar-10	۲۹۸۰	۳۰۰۰	۲۰	۵/۳	۰/۲۷	۰/۱۱	۰/۴۲	۰	-----
Sar-11	۳۰۰۰	۳۰۴۰	۴۰	۸/۲۳	۰/۲۰	۰/۱۷	۰/۵۱	۰/۰۰۵	-----
Sar-12	۳۰۴۰	۳۱۱۰	۷۰	۰	۰	۰/۱۳	۰/۶۱	۰/۰۱۱	-----
Sar-Intra	۳۱۱۰	۳۳۲۵	۲۱۵	۲/۷۴	۰/۰۱	۰/۱۵	۰/۶۹	۰/۰۵۴	-----

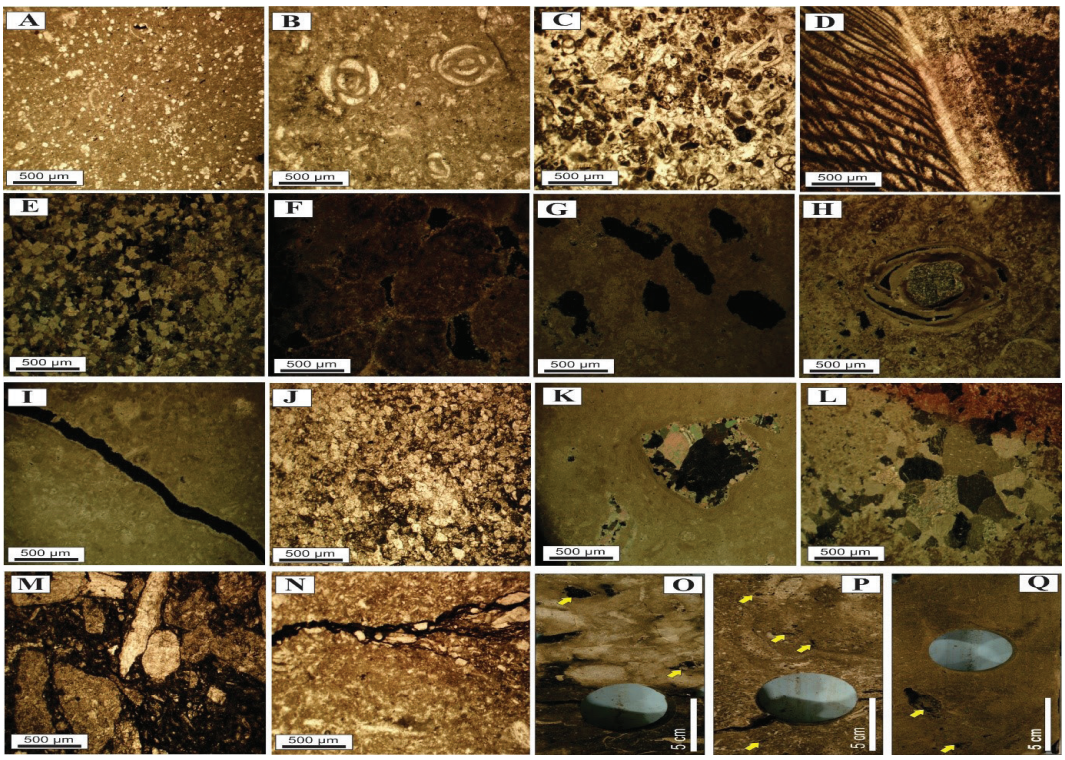


شکل ۶. زون بندی سازند سروک در میدان نفتی موردمطالعه

۳.۷. مطالعات مغزه

تشریح مغزه و مقاطع نازک میکروسکوپی به همراه مطالعات پتروفیزیکی، می‌تواند به‌عنوان شواهد و تأییدکننده نتایج در تمایز و تفکیک زون‌های مخزنی از غیر مخزنی سازند سروک مؤثر باشد. برای بررسی مقاطع نازک از میکروسکوپ پلاریزان استفاده شد. در (شکل ۷) برخی از شواهد رسوبی و دیاژنزی سازند سروک در ناحیه دشت آبادان نشان داده‌شده است. با توجه به مقاطع نازک و مغزه‌های موجود، زون‌های مخزنی (مانند ۳ و ۸) غالباً با بافت رسوبی دانه پشتیبان و فرآیندهای دیاژنزی مانند انحلال، شکستگی و ریزشکستگی‌ها قابل انطباق هستند. این فرآیندهای دیاژنزی باعث افزایش

پتانسیل نفتی این زون‌ها نسبت به سایر زون‌های سازند سروک شده‌اند. این در حالی است که، زون‌های غیر مخزنی یا زون‌های دارای کیفیت مخزنی ضعیف (مانند ۲، ۶ و ۷)، عموماً دارای بافت رسوبی گل پشتیبان هستند و همراه با فرآیندهای دیاژنزی مانند سیمانی شدن و تراکم (مکانیکی و شیمیایی) مشاهده می‌شوند که سبب کاهش کیفیت مخزنی شده‌اند. تفسیر جامع کمربندهای رخساره‌ای، فرآیندهای دیاژنزی و تأثیرات آن‌ها بر کیفیت مخزنی سازند سروک در این ناحیه در مطالعات گذشته به‌صورت جامع ارائه‌شده است [۱۹]. در این مطالعه با استفاده از داده‌های مغزه، تراوایی نیز موردبررسی قرار گرفت. تراوایی یکی از پارامترهای مهم در توصیف ویژگی‌های مخزن است و ارتباط مستقیمی با تخلخل مفید سنگ دارد [۲۰]. مغزه گیری در این سازند در بخش بالایی از عمق ۲۷۰۹ تا انتهای زون ۹ در عمق ۲۹۷۷ انجام گردیده است. نتایج به‌دست‌آمده (جدول ۱) نشان داد که سازند سروک در زون‌های مخزنی نامبرده به دلیل عدم وجود شیل، سیمان‌شدگی و تراکم پایین، انحلال و شکستگی زیاد، دارای پتانسیل نفتی مناسب و همچنین کیفیت مخزنی بهتری برای بهره‌برداری نسبت به زون‌های دیگر است. در (جدول ۱) مقادیر تراوایی حاصل از مغزه برای هر زون سازند سروک در ناحیه موردمطالعه نشان داده‌شده است.



شکل ۷. انواع فرآیندهای رسوبی و دیاژنزی سازند سروک در میدان نفتی موردمطالعه در مقیاس مقاطع نازک و مغزه، A) بافت گل پشتیبان (مادستون دولومیتی)، زون ۲ عمق ۲۷۳۵ متری، B) بافت گل پشتیبان (وکستون حاوی روزن داران کف زی)، زون ۲ عمق ۲۷۴۲ متری، C) بافت دانه پشتیبان (گرینستون پلوئیدی بایوکلاستی حاوی روزن داران کف زی)، زون ۸ عمق ۲۹۳۶ متری، D) بافت دانه پشتیبان (رودستون حاوی خرده‌های رودیست)، زون ۴ عمق ۲۷۹۵ متری، E) تخلخل بین‌بلوری، زون ۸ عمق ۲۹۱۹ متری، F) تخلخل بین‌دانه‌ای، زون ۳ عمق ۲۷۶۴ متری، G) تخلخل حفره‌ای، زون ۸ عمق ۲۹۰۰ متری، H) تخلخل درون‌دانه‌ای، زون ۵ عمق ۲۸۳۲ متری، I) شکستگی، زون ۱ عمق ۲۷۳۱ متری، J) دولومیتی شدن، زون ۶ عمق ۲۸۴۵ متری، K) سیمان دروزی، زون ۲ عمق ۲۷۴۱ متری، L) سیمان بلوکی، زون ۷ عمق ۲۸۶۴ متری، M) تراکم مکانیکی، زون ۶ عمق ۲۸۴۲ متری، N) تراکم شیمیایی، زون ۹ عمق ۲۹۴۴ متری، O, P, Q) انواع منافذ انحلالی مرتبط و غیر مرتبط در مقیاس مغزه در زون ۸.

۴. نتیجه‌گیری

ارزیابی پتروفیزیکی سازند سروک بر اساس تفسیر داده‌های چاه پیمایی دریکی از میدان‌های نفتی ناحیه دشت آبادان منجر به این نتایج شد.

با توجه به نمودارهای متقاطع، سنگ‌شناسی غالب سازند سروک شامل سنگ‌آهک، دولومیت آهکی و مقداری میان لایه‌های نازک شیل است. میانگین حجم شیل در سازند

سـروک با اسـتفاده از نمودار CGR محاسـبه شـد کـه بر این اساس به استثنا زون ۲ بین ۰ تا ۵ درصد است. با توجه به این مطالعه نشـان داد سازند سـروک در میدان نفتی موردمطالعه جز سازندهای تمیز است.

محاسبه اشباع آب به روش ایندونزیا نشان داد که میانگین اشباع آب برای سازند سروک در زون‌های ۱، ۳، ۴، ۵ و ۸ بین ۱۹ تـا ۴۰ درصد اسـت و حاوی هیدروکربور می‌باشـد و دیگر زون‌ها دارای اشـباع آب بالایی هسـتند و به‌عنوان سـازندهای آبده به‌حساب می‌روند. با توجه به شـوری آب و درجه حرارت سـازند سـروک، مقاومـت آب سـازندی در چـاه موردمطالعـه ۰/۰۴۳ اهم‌متـر محاسـبه گردیـد. نمـودار متقاطـع نوتـرون - چگالـی نشـان داد با توجه بـه مقادیر ناچیز شـیل، اختلاف تخلخل مفید و تخلخل کل زیاد نیسـت و مقدار تخلخل مفید در زون‌های سازند سروک در چاه موردمطالعه به‌غیر از زون ۲، بین ۱۱ تا ۱۷ درصد متغیر است.

سازند سروک در ناحیه موردمطالعه به ۱۳ زون تقسیم شد کـه زون‌هـای ۱، ۳، ۴، ۵ و ۸ دارای کیفیـت مخزنی هسـتند. درمجمـوع کل توالـی موردمطالعه ۱۷۹/۵ متـر ناحیه تولیدی اسـت که نسبت ضخامت خالص به ناخالص آن ۰/۲۹ می‌باشد کـه در نتیجه این چـاه دارای کیفیت مخزنی مناسـب اسـت. نسـبت ضخامـت خالص بـه ناخالـص در زون ۸ بیشـتر از ۹۸ درصد اسـت و بیشـترین مقدار هیدروکربور و بهترین کیفیت مخزنی را در بین زون‌های شناسایی‌شده دارد و زون‌های ۱، ۳، ۴ و ۵ دارای استعداد مخزنی مناسبی هستند.

تشکر و قدردانی

در اینجا لازم است از شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) جهت در اختیار قـرار دادن اطلاعات میدان نفتی موردمطالعه جهت نوشتن مقاله تشکر و قدردانی گردد.

مراجع

[1]. Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., Horbury, A. D. and Simmons, M. D., 2001, Arabian Plate Sequence Stratigraphy: GeoArabia, Special Publication 2, 371 pages.

[2]. Berberian, M. and King, G. C. P., 1981, Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran, Canadian Journal of Earth Sciences, Vol. 18, No. 2, pp 210–265.

[3]. Abdollahie Fard, I. A., Braathen, A., Mokhtari, M., and Alavi, S. A., 2006, Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran, Petroleum Geoscience, Vol. 12, No. 4. pp 347–362.

[4]. Hollis, C., 2011, Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate, Petroleum Geoscience, Vol. 17, No. 3, pp 223–241.

[5]. Christian, L., 1997, Cretaceous subsurface geology of the Middle East region, GeoArabia, Vol. 2, No. 3, pp 239–256.

[6]. Serra, O., 1986, fundamentals of well-log interpretation, The interpretation of logging data, Developments in petroleum science, 15B, Elsevier, Amsterdam, 684 pages.

[۷]. حسنی، س. آل علی، س، م، ۱۳۹۵، ارزیابی خصوصیات مخزنی بخش سـروک بالایی در چاه‌های A و B دشـت آبادان، ماهنامه‌ی علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۴۱، ص ۴۷-۵۲.

[۸]. موحـد، ب، ۱۳۷۱، مبانی چاه پیمایی، تهران، انتشـارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ۳۳۰ ص.

[9]. Clavier, C., and Rust, D. H., 1976, MID plot: a new lithology technique, Log Anal., Vol. 17, No. 6.

[10]. Rider, M. H., 1986, The Geological Interpretation of Well Logs, Blackie, Technol. Eng., 175 pages.

[۱۱]. فضلـی، ل. و باقـری، ح، ۱۳۹۲، مرجع آمـوزش نرم‌افزار Geolog: ارزیابـی پتروفیزیکی مخازن هیدروکربوری به روش قطعی و احتمالی، نشر ستایش، ۱۹۶ ص.

[12]. Schlumberger, 1989, Schlumberger Log Interpretation Principles/ Application, July,

Hoston, Texas.

[۱۳]. آرین فـر، ع، ۱۳۹۶، چاه پیمایی و پتروفیزیک کاربردی، نشر آبیژ، ۴۱۰ ص.

[14]. Lucia, F. J., 2007, Carbonate Reservoir Characterization An Integrated Approach, Second Edition, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, New York, Vol. 55, No. 6, 336 pages.

[15]. Lucia, F. J., 1983, Petrophysical Parameters Estimated From Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space, Journal of Petroleum Technology, Vol. 35, No. 03, pp 629–637.

[۱۶]. رضایـی، م. ر، و چهـرازی، ع، ۱۳۸۵، اصـول برداشـت و تفسـیر نگارهای چاه پیمایی، موسسه انتشارات دانشگاه تهران، ۶۹۹ ص.

[17]. Tiab, D. and Donaldson, E. C., 2015, Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition. Gulf Publishing company houston, Texas, 950 pages.

[18]. Poupon, A. and Leveaux, J., 1971, Evaluation of water saturation in shaly formations, in Log Analyst, Vol. 12, No. 4, pp 3–8.

[۱۹]. کیانـی، آ، صابـری، م. ح، زارع نـژاد، ب، اسـدی مهماندوسـتی، ا. و رحمانـی، ن، ۱۳۹۸. تفسـیر محیـط رسـوبی و عوامـل مؤثر بـر کیفیت مخزنـی بخش بالایی سـازند سـروک دریکی از میدان‌های نفتی ناحیه دشـت آبادان، مجله علمی - پژوهشی زمین‌شناسی نفت ایران، شماره ۱۶، ص ۷۸ - ۱۰۳.

[20]. Al-Ajmi, F. and Holditch, S., 2000, Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir, Paper Presented at the SPI Annual Technical Conference and Exhibition, held in Dallas, Texas, 1-4 October.

Investigation of Reservoir Quality of Sarvak Formation Using Well-Logging Data in an Oilfield in the Abadan Plain

Arad Kiani[1], Mohammad Hossein Saberi[2*], Bahman Zarenezhd[3], Elham Asadi Mahmandosti[4], Nasim Rahmani [5]

1. M. Sc, Dept. of Petroleum Exploration, Faculty of Petroleum engineering, Semnan University, Semnan, Iran.
2. Assistant Professor, Dept. of Petroleum Exploration, Faculty of Petroleum engineering, Semnan University, Semnan, Iran.
3. Associate Professor, Petroleum and Gas, Faculty of Chemical Engineering, Semnan University, Semnan, Iran
4. Assistant Professor, Dept. of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran.
5. Petroleum Engineering and Development Company, Tehran, Iran.

Corresponding Author, Email Address: mh.saberi@semnan.ac.ir

Abstract

Dated back to the Albian to the Turonian, Sarvak Formation serves as an important oil reservoir in the Zagros Basin. In this study, well-logging data was used as input for stochastic petrophysical evaluation by means of the Geolog software in an attempt to assess reservoir quality of the Sarvak Formation in an oilfield in the Abadan Plain, Iran. For this purpose, we studied the formation in terms of petrology, shale volume, porosity, water saturation, and net-to-gross pay ratio. Once finished with editing the well logs and applying the required corrections, the mentioned parameters were analyzed along the studied well. Based on the results of the evaluations, at this well, the Sarvak Formation was found to be composed of limestone and dolomite with varying amounts of shale interbeddings. Based on the petrophysical properties, the Sarvak Formation was divided into 13 zones, of which the Zones 1, 3, 4, 5, and 8 characterized a suitable reservoir in terms of saturation, porosity, petrology, and shale volume, with the Zone 8 exhibiting the best reservoir quality with a net-to-gross pay ratio of 98%.

Keywords: *petrophysical evaluation, petrology, reservoir, saturation, shale volume, porosity, zoning.*