

تأثیر تغییرات سنگ‌شناسی و پارامترهای پتروفیزیکی بر پتانسیل نفتی مخزن ایلام (کرتاسه بالایی)، در میدان نفتی اهواز، جنوب غرب ایران

بهمن سلیمانی^۱، محمد صادق روانشاد^۲ و احسان لرکی^۳

^۱استاد، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

^۲کارشناسی ارشد، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه شهید چمران، اهواز، ایران

^۳کارشناسی ارشد، اداره نمودارگیری، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۱۲/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۰۹/۱۲

چکیده

بررسی نقش پارامترهای پتروفیزیکی و سنگ‌شناسی در ارزیابی پتانسیل نفتی مخزن ایلام (اواخر کرتاسه) در میدان نفتی اهواز از اهداف این مطالعه است. سازند ایلام از نظر سنگ‌شناسی متشکل از آهک، آهک دولومیتی و همچنین مقدار بسیار ناچیز شیل به صورت پراکنده است. تغییرات رخساره‌ای در طول سازند نیز مشاهده می‌شود. بر اساس توزیع اختصاصات پتروفیزیکی، این مخزن به چهار زون تقسیم شد. نتایج حاصل از بررسی داده‌های موجود نشان داد حجم شیل محاسبه شده با استفاده از لاگ‌های مربوط به پرتو گاما (CGR) به عنوان شاخص شیل، کمتر از ۱۰ درصد است و لذا مخزن ایلام به عنوان یک سازند تمیز محسوب می‌شود. بخش‌های ۲ و ۳ نسبت به بخش‌های ۱ و ۴ دارای شیل کمتری هستند. اگر چه حجم کانی‌های رسی بسیار کم است ولی تأثیر شدیدی بر پارامترهای پتروفیزیکی بخصوص تخلخل و تراوایی دارد. میانگین اشباع آب سازند ایلام ۲۶/۸ درصد و همچنین اشباع آب کاهش نیافتنی آن حدود ۳/۳ درصد تخمین زده شد. بخش میانی مخزن با اشباع آب کمتر نسبت به سایر بخش‌ها و میانگین تخلخل مؤثر حدود ۱۴/۷ درصد توصیف می‌شود. میانگین تراوایی محاسبه شده حدود ۸/۳ میلی داری است و تغییرات آن رابطه مستقیمی با تخلخل مفید نشان می‌دهد. همه این نتایج تأییدی بر این موضوع است که بخش میانی سازند ایلام (زون ۲ و ۳) در مقایسه با بخش‌های دیگر (زون ۱ و ۴) دارای پتانسیل نفتی و ذخیره هیدروکربنی بالاتری است.

کلیدواژه‌ها: میدان نفتی اهواز، سازند ایلام، حجم شیل، پتانسیل نفتی، ویژگی‌های پتروفیزیکی.

*نویسنده مسئول: بهمن سلیمانی

E-mail: soleimani_b@scu.ac.ir

۱- پیش‌نوشتار

مطالعه خواص سنگ‌ها و ارتباط آنها با سیالاتی که درون آنها هستند، هدف اصلی مطالعات پتروفیزیکی است. ارزیابی پتروفیزیکی یعنی همان علم تعبیر و تفسیر اطلاعات حاصل از نمودارهای چاه پیمایی، یکی از مهم‌ترین فاکتورها در تعیین ویژگی‌های سنگ مخزن هیدروکربوری است. علاوه بر موارد فوق عواملی چون وضعیت هندسی مخزن، دما و فشار سازند و سنگ‌شناسی مخزن می‌تواند نقش مهمی در ارزیابی، تکمیل و بهره‌برداری از مخزن ایفا کنند. دلیل اصلی ترجیح استفاده از نگارهای چاه پیمایی بر به کارگیری مغزه، ارزان‌تر بودن هزینه انجام عملیات چاه‌پیمایی نسبت به مغزه‌گیری است. نگارهای چاه‌پیمایی به صورت یک ثبت پیوسته از خواص سنگ‌های درون چاه هستند (Clavier et al., 1984).

تعیین پارامترهای پتروفیزیکی و بررسی توزیع آنها در فواصل مخزنی، می‌توان منجر به زون بندی جدید و تغییر ضخامت تولیدی میادین شود. از آنجایی که سال‌های متعددی است که از میادین برداشت ذخایر هیدروکربوری صورت می‌گیرد، ارزیابی‌های انجام شده در گذشته‌های دور نیاز به بازنگری و بررسی‌های مجدد دارد تا در آینده برای فرایندهای ازدیاد برداشت و یا مدیریت تولید از این میادین مفید واقع شود. تخلخل و تراوایی سنگ‌های مخزنی از مهم‌ترین خواص پتروفیزیکی مربوط به ذخیره‌سازی و انتقال سیالات در مخزن هستند. آگاهی دقیق از این دو ویژگی برای هر مخزن به همراه خواص سیال جهت پیش‌بینی عملکرد آینده نفتی میدان لازم است (Tiab and Donaldson, 2004). نمودارهای پتروفیزیکی مهم که برای تعیین تخلخل به کار می‌روند شامل داده‌های نوترون، چگالی و صوتی هستند. تعیین تراوایی توسط نمودارهای پتروفیزیکی با دقت پایینی همراه است. به همین دلیل می‌توان برای بررسی و تعیین تراوایی از داده‌های مغزه استفاده کرد و همچنین برای مطالعات پتروگرافی و شناسایی انواع تخلخل و بررسی فرایند دیازنری و ارتباط آنها با میزان تخلخل و تراوایی می‌توان از مقاطع نازک استفاده کرد (Borai, 1987).

در این مطالعه سعی شده است که اثرات لیتولوژیکی و پارامترهای پتروفیزیکی بر اختصاصات مخزن ایلام میدان نفتی اهواز مورد بررسی قرار گیرد؛ هر چند این سازند از جنبه‌های مختلفی توسط محققین کشور مطالعه شده است

e.g., Shadizadeh et al., 2009; Ravanshad et al., 2017; Sasaninia et al., 2017;)

(Soleimani et al., 2017).

۲- موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی میدان اهواز

میدان نفتی اهواز (شکل ۱) با عرض جغرافیایی ۳۰° ۴۸' و طول جغرافیایی ۳۰° ۳۰' در جنوب غرب فروافتادگی دزفول قرار گرفته است. رخنمون سطحی این میدان از سازندهای آغاچاری و آبرفت‌های عهد حاضر تشکیل شده است (سراج، ۱۳۸۴). این میدان در افق ایلام طول حدود ۷۵ کیلومتر و عرض متوسط ۸ کیلومتر دارد. میدان اهواز نسبت به میادین مجاور از شمال توسط میادین رامین و سردآباد، از شرق توسط میدان مارون، از غرب توسط میدان بند کرخه و از جنوب توسط میادین سوسنگرد، آب تیمور و منصور می‌شود. گسل‌های عمقی در نزدیکی این میدان مشاهده شده‌اند. شیب سطح آب و نفت در میدان اهواز در حدود ۸ متر در هر کیلومتر در امتداد یال شمالی به سوی یال جنوبی این میدان است (مطیعی، ۱۳۷۴؛ سراج، ۱۳۸۴).

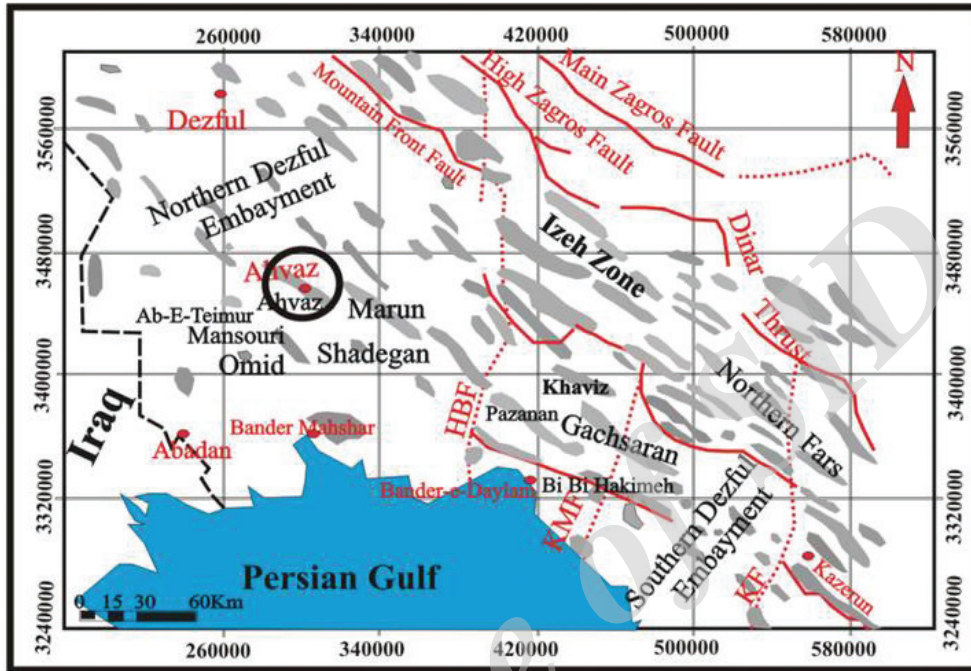
۳- چینه‌نگاری سازند ایلام

برش نمونه این سازند در تنگ گراب واقع در یال جنوب غربی کوه سورگاه و پلانچ شمال غربی کبیر کوه و در ۴۵ کیلومتری جنوب شهرستان ایلام انتخاب و اندازه‌گیری شده است. می‌توان چاه شماره ۱ یا ۲ ماله کوه را به عنوان برش مأخذ زیرزمینی برای این سازند معرفی کرد (James and Wynd, 1965; GSI, 1971). این سازند در ابتدا به نام‌های آهک رودیست‌دار، آهک هیوریت‌دار، آهک لشتگان، آهک بنگستان و بخشی از آهک کرتاسه میانی خوانده شده است.

سازند ایلام در لرستان دارای رخساره پلاژیک نسبتاً عمیق است که مقطع نمونه در این رخساره مشخص شده است. سازند ایلام در خوزستان و فارس با رخساره کم‌عمق مشخص می‌شود. ضخامت ایلام در مقطع نمونه ۱۹۰ متر و همان رخساره پلاژیک و از نظر لیتولوژی شامل آهک‌های رسی دانه‌ریز خاکستری با لایه‌های نازکی از شیل‌های سیاه‌رنگ است (درویش‌زاده، ۱۳۷۰). سن رخساره عمیق

این سازند در میدانی آب‌تیمور، اهواز، امام حسن، منصوری و دارخوین ذخایر فرعی و کوچک نفتی و همچنین در میدان هلوش ذخایر گازی دارد. سازند ایلام در چاه مورد مطالعه از نظر لیتولوژی از آهک، آهک دولومیتی و مقادیر بسیار جزئی و پراکنده شیل تشکیل یافته است.

ایلام با توجه به فسیل‌های موجود در آن، سانتونین، تا کامپانین تعیین شده است (آقناباتی، ۱۳۸۳) (شکل ۲). از لرستان به سوی نواحی جنوب شرقی، سورگانه از بین می‌رود و سازند ایلام به صورت ناهم‌شیب مستقیماً روی سازند سروک قرار می‌گیرد (مطیعی، ۱۳۷۲). تخلخل مفید و مهم این سازند از نوع شکستگی است.



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان اهواز در فروافتادگی دزفول (Sherkati and Letouzey, 2004).

		Lurestan	Dezful Embayment	Coastal Fars	Interior Fars	
Tertiary	Pliocene		Bakhtiyari			
	Miocene	Upper	Agha Jari		Mishan	
		Middle			Gachsaran	Guri
		Lower	Kalbur	Asmari	Abvaz	Kazak
	Eocene	Upper	Pabdeh	Shahbaram	Jahrum	Jahrum
		Middle		Karibak		
Lower		Amiran	Pabdeh	Pabdeh	Sachun	
Cretaceous	Upper	Maastrichtian	Gurpi		Tarbur	
		Campanian		Ilam	Gurpi	
		Santonian	Surgah	Bangestan Group	Sarvak	
	Lower	Coniacian				Kazhdumi
		Turonian				Dariyan
		Albian	Garau		Gadvan	Fahlyan
Jurassic	Upper			Hiith	Surmeh	
	Middle		Sargeh			
	Lower		Najmeh			
			Alar	Adavak	Me	Neyriz
Triassic	Upper		Butman		KhaneKat	
	Middle			Dashtak		
	Lower			Kangan		

Area	Lurestan	Dezful Embayment	Coastal Fars
Maestrichtian	Gurpi		
Campanian			
Santonian	Surgah	Bangestan Group	Ilam
Coniacian			
Turonian			Sarvak
Albian			

شکل ۲- تطابق سنگ‌چینه‌ای کرتاسه در زاگرس (Sepehr and Cosgrove, 2004).

۴- روش کار

را اندازه گیری می کند و مقیاس استاندارد آن API (American Petroleum Institute) است (Hurst, 1990). پرتوهای گاما از عناصر مختلف اورانیم، توریم و پتاسیم ساطع می شوند. این عناصر سطوح انرژی متفاوتی دارند. بر حسب اندازه گیری های مختلف رادیوکتیو گامای طبیعی، انواع مختلف لاگ های پرتوگاما وجود دارد: (۱) لاگ پرتوگاما معروف به GR که اشعه گامای ساطع شده از سازند را به صورت کامل نمایش می دهد؛ (۲) لاگ طیف سنج پرتوگاما معروف به SGR که نموداری مشابه لاگ پرتوگامای کل (GR) تولید می کند؛ (۳) لاگ پرتوی گامای تصحیح شده (CGR) که پرتوهای گامای ساطع شده از اورانیم را فیلتر می کند. از این رو گاهی به U-free GR نیز معروف است. مقدار اندازه گیری شده اشعه رادیوکتیو گامای طبیعی توسط لاگ CGR همیشه کمتر یا مساوی با مقدار لاگ SGR است. تشعشع گاما از اورانیم شاخص وجود شیل نیست، زیرا برخلاف پتاسیم و توریم، اورانیم عموماً در مواد آلی رسوبات تمرکز می یابد. لذا به طور معمول برای اندازه گیری حجم شیل، از مقدار گامای ساطع شده از عناصر پتاسیم و توریم استفاده می شود. بنابراین در صورت وجود لاگ CGR نباید از لاگ های SGR و GR برای تعیین حجم شیل استفاده کرد. طبق رابطه ۱ حجم شیل تعیین شد (Doveton, 1986):

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

در رابطه بالا clean کمترین مقدار خوانده شده در سازندهای غیر شیلی (تمیز) و Sh مقدار خوانده شده در سازند ۱۰۰٪ شیلی و رابطه بدون اندیس یا واحد است. بر همین اساس Kamel and Mabrouk (2003) سازندها را بر اساس مقادیر حجم شیل به ۳ دسته تقسیم کرده اند: (۱) سازند تمیز با حجم شیل کمتر از ۱۰٪ (۲) سازند شیلی با حجم شیل ۱۰ تا ۳۳٪ (۳) سازند شیلی با بیش از ۳۳٪ شیل.

سازند ایلام در این افق دارای کمتر از ۱۰٪ (۷/۵٪) شیل است، بنابراین سازند ایلام در این افق یک سازند تمیز محسوب می شود. در شکل ۳ میزان حجم شیل محاسبه شده در زون های مختلف سازند ایلام در چاه مورد مطالعه در کنار نمودار پرتوگاما جهت مقایسه آورده شده است.

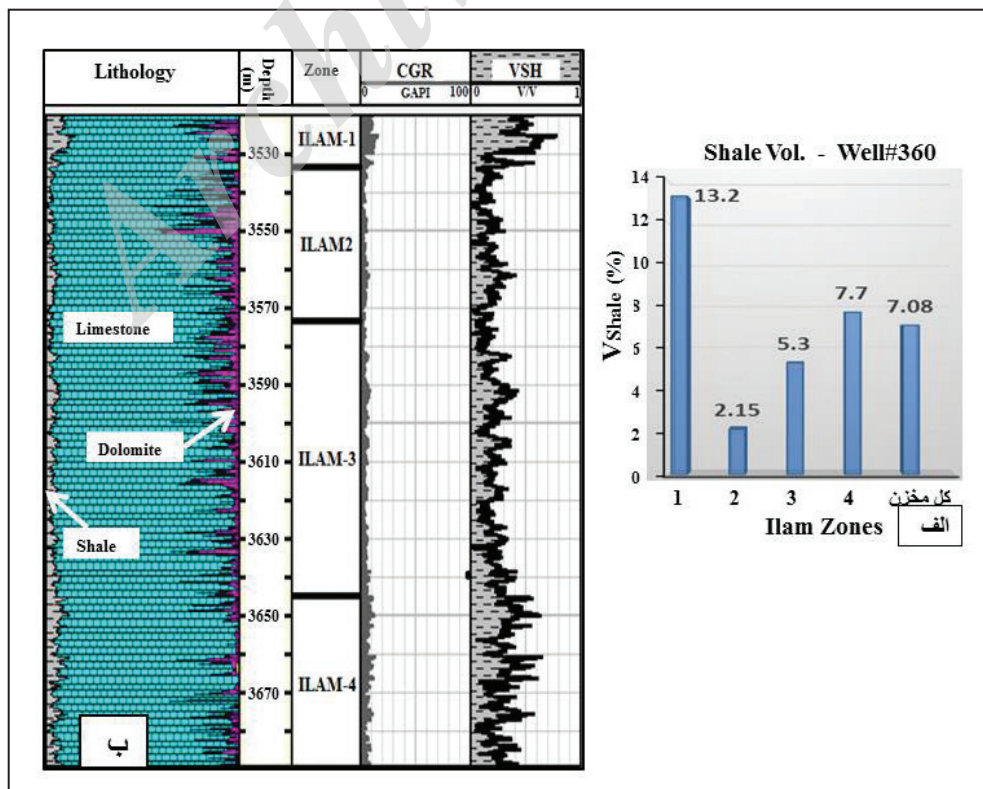
در این مطالعه از نرم افزار Geolog (7.1) برای آنالیز و ارزیابی خواص مخزن استفاده شده است. ابتدا قبل از انجام پردازش کمی، نگارها از نظر عمقی یکسان شده اند. به علت نبود داده های اسکن گامای مغزه، از نمودارهای نوترون و چگالی به عنوان مبنا برای تطابق عمقی دیگر نمودارها استفاده شده است. در ادامه با استفاده از چارت های استاندارد، روی تمامی نمودارها تصحیحات محیطی صورت گرفته است. نرم افزار Geolog دارای دو روش اصلی ارزیابی پتروفیزیکی است که عبارتند از: (۱) روش محاسبه قطعی که به صورت محاسبات مرحله ای و پیوسته شامل محاسبه حجم شیل، تخلخل، اشباع آب و هیدروکربن است؛ (۲) روش احتمالی.

در این مطالعه برای ارزیابی چاه از روش احتمالی استفاده شده است. مدل احتمالی با توجه به سیالات، ماتریکس و نمودارهای موجود و با استفاده از فرمول های مختلف، خصوصیات مجهول مخزن را تعیین می کند. به کمک این مدل می توان تخلخل کل و مؤثر، تراوایی، اشباع شستگی آب، حجم شیل، حجم و نوع کانی رسی و لیتولوژی را تعیین کرد (Darling, 2005). نمودارهای موجود در چاه مورد مطالعه شامل نمودارهای نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، صوتی (DT)، قطریاب (CAL)، پرتوگاما (GR, CGR, SGR) و فتوالکترونیک (PEF) هستند. در این مطالعه برای تعیین تراوایی مخزن از داده های مغزه و مطالعه پتروگرافی و برای تعیین انواع تخلخل از مقاطع نازک استفاده شده است.

۵- خواص پتروفیزیکی سازند ایلام

۵-۱. حجم شیل

حجم شیل، مجموع حجم ذرات رس خشک، سیلت و آب باندی رس ها در سازند است. این کمیت روی سایر خصوصیات پتروفیزیکی نظیر تخلخل و اشباع شستگی آب حاصل از آنالیز لاگ ها تأثیر می گذارد. لذا باید به دقت محاسبه و اثر آن از روی پارامترها حذف شود. محاسبه حجم شیل با استفاده از لاگ پرتوگاما (Gamma Ray Log, GR) انجام می گیرد. این لاگ پرتوهای گامای طبیعی سازندها



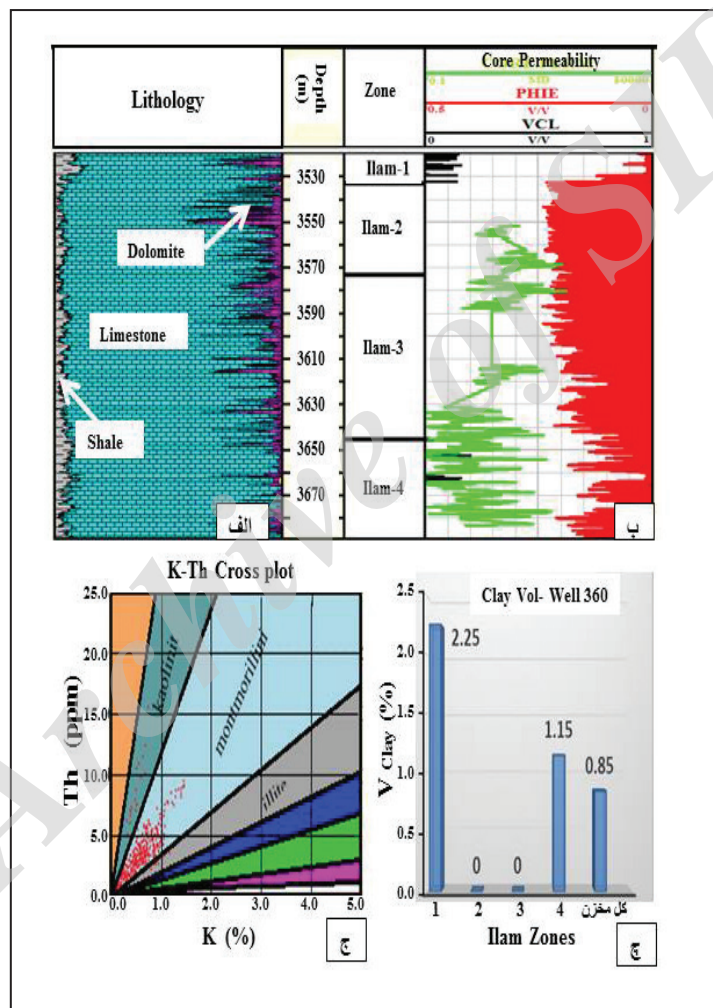
شکل ۳- الف) میزان حجم شیل محاسبه شده در زون های مختلف سازند ایلام در چاه مورد مطالعه؛ ب) نمودار پرتوگاما جهت مقایسه.

فراوانی حجم کانی‌های رسی در مخزن ایلام بسیار ناچیز بوده، ولی تأثیر شدیدی بر تخلخل و تراوایی گذاشته (شکل ۴-ب) و این نشانگر نقش مهم کانی‌های رسی در مخزن است حتی اگر مقدار کمی داشته باشند. پس از بررسی مقادیر حجم کانی‌های رسی (۰/۸۵٪) به دست آمده در چاه‌های مختلف در سازند ایلام می‌توان نتیجه گرفت که متوسط حجم کانی رسی محاسبه شده در زون‌های ۲ و ۳ میزان کمتری نسبت به زون‌های ۱ و ۴ این سازند دارد و این زون‌ها جزو بخش‌های مفید مخزن به حساب نمی‌آیند (شکل ۴-ج). برای سازند ایلام نمودار مقاطع توریم در مقابل پتاسیم ترسیم شد (شکل ۴-ج) و تصحیح داده‌ها نسبت به کانی‌های رسی استفاده شده در گل حفاری امکان‌پذیر بود. کراس پلات توریم-پتاسیم برای تعیین کانی‌های رسی غالب در این چاه‌ها رسم شد که انواع مختلفی از کانی‌ها را نشان می‌دهد که شاخص‌ترین آنها مونت‌موریلونیت، ایلیت و کائولینیت (شکل ۴-چ) هستند.

پس از بررسی مقادیر حجم شیل به دست آمده در سازند ایلام می‌توان نتیجه گرفت که متوسط حجم شیل محاسبه شده در زون‌های ۲ و ۳ میزان کمتری نسبت به زون‌های ۱ و ۴ این سازند دارد. زون‌های ۱ و ۴ این سازند از حجم شیل قابل توجهی برخوردار هستند و بر این اساس جزو بخش‌های مفید مخزن به حساب نمی‌آیند.

۵-۲. حجم و نوع کانی رسی

میزان تأثیر رس‌ها بر خواص مخزنی و نگارها، تابع نوع کانی‌های رسی موجود در سازند است. تشخیص انواع کانی‌های رسی موجود می‌تواند در ارزیابی سازند و مطالعات رسوب‌شناسی و دیاژنز به کار رود. لازمه کاربرد یک نگار در تعیین کانی‌های رسی این است که پاسخ نگار در درجه اول تابع نوع کانی رسی باشد (Neasham, 1977). در این مطالعه برای تعیین نوع کانی‌های رسی، از نگار گامای طبیعی و ترسیم نمودار مقطع Thorium - Potassium استفاده شد.



شکل ۴- الف) تغییرات لیتولوژی در بخشی از ستون چینه‌ای یکی از چاه‌های مورد مطالعه؛ ب) نمودار تخلخل مؤثر و تراوایی مغزه برای همان بخش؛ ج) نمودار تعیین نوع کانی‌های رسی؛ چ) حجم رس در زون‌های مختلف سازند ایلام.

۵-۳. تشخیص لیتولوژی

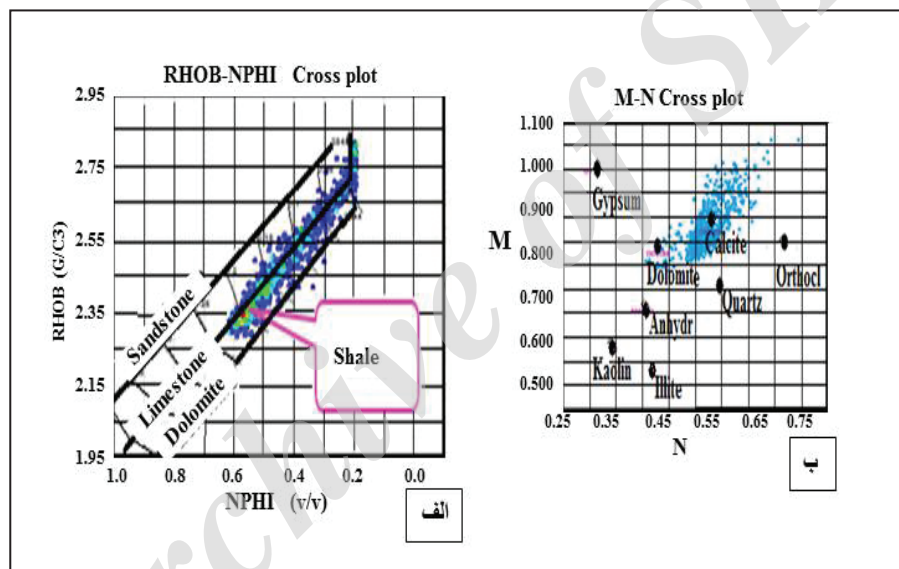
مختلفی برای تعیین لیتولوژی وجود دارد، که کاربرد آنها تابع فراهم بودن، تعداد و نوع نمودارهای حساس به لیتولوژی است (Doveton, 1994). به‌طور کلی حداقل دو نمودار لازم است تا بتوان برآوردی از لیتولوژی را انجام داد. از کراس پلات‌های مختلف مانند نوترون-چگالی، نوترون-سونیک، چگالی-سونیک، چگالی-فتوالکتریک و M-N می‌توان برای تعیین لیتولوژی استفاده کرد. با استفاده از این کراس پلات‌ها می‌توان حداقل دو ترکیب کانی‌شناسی مانند، دولومیت-آهک

یکی از کاربردهای اصلی نمودارهای پتروفیزیکی، تشخیص لیتولوژی است. پاسخ به این سؤال که آیا یک مفسر می‌تواند در یک ناحیه ناشناخته، فقط از روی داده‌های لاگ، لیتولوژی را به دست آورد، منفی است. می‌توان حدس‌هایی زد ولی تعداد متغیرها به قدری زیاد است که در صورتی که اطلاعاتی از لیتولوژی غالب وجود نداشته باشد، نمی‌توان کانی‌شناسی و لیتولوژی را تعیین کرد. از این رو دخالت دادن اطلاعات زمین‌شناسی در تفسیر نمودار لازم است (Hearst et al., 2000). روش‌های

و یا آهک- ماسه تعیین کرد (Gardner and Dumanoir, 1980).

کراس پلات نوترون- چگالی: برای استفاده از این کراس پلات ها لازم است که نگاره های نوترون از نظر شیل و هیدروکربن تصحیح شوند (Kadhim et al., 2016). در این کراس پلات ها ۳ منحنی مربوط به لیتولوژی آهک، ماسه و دولومیت ترسیم شده است که به آنها خطوط ماتریکس گفته می شود. نقاط خارج از این محدوده حاکی از وجود کانی هایی غیر از دولومیت، آهک و کوارتز هستند. تمرکز نقاط در اطراف خط سنگ آهک در این نمودارها، نشان می دهد که لیتولوژی غالب سازند ایلام شامل آهک، آهک دولومیتی و مقدار ناچیزی شیل پراکنده است (شکل ۴) که با نتایج مدل احتمالی پتروفیزیکی و مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک کاملاً همخوانی دارد (Harvey, 2005; Hussein and Bakri Ahmed, 2012; Yang, 2015).

کراس پلات M-N: این کراس پلات برای حذف اثر تخلخل و به دست آوردن ترکیب کانی شناسی سه تایی به کار می رود. همان طور که توسط Ellis and Singer (2007) نیز اظهار شده، تلفیق اندازه گیری چگالی و سونیک برای تعریف پارامتر M (که شیب منحنی $\Delta\rho_b$ است) به کار رفته است.



شکل ۵- الف) نمودار متقاطع نوترون- چگالی؛ ب) نمودار M-N.

۴-۵. پتروگرافی مقاطع نازک و نوع تخلخل

برای بررسی پتروگرافی و نوع تخلخل مخزن ایلام در این مطالعه، ۱۶ مقطع نازک به وسیله میکروسکوپ پلاریزان مورد مطالعه قرار گرفت. در نام گذاری رخساره های آهکی از رده بندی بافتی دانهام (Dunham 1962) استفاده شد. این سازند در زون ۱ از مادستون-و کستون، آهک دولومیتی همراه با مقدار جزئی و پراکنده شیل تشکیل یافته است و در چند متر انتهایی دارای تخلخلی متوسط و هیدروکربن دار به نظر می رسد (شکل ۶). سازند ایلام در زون ۲ از و کستون، پکستون و مادستون دولومیتی تشکیل شده که دارای توسعه تخلخل خوبی است و هیدروکربن دار به نظر می رسد (شکل ۶). در این مخزن، زون ۳ نیز از مادستون، گاهی دولومیتیزه شده تشکیل شده که دارای تخلخل خوبی بوده و هیدروکربن دار است (شکل ۶). مخزن ایلام در زون ۴ شامل لیتولوژی مادستون، گاهی دولومیتیزه شده با مقدار بسیار ناچیز و جزئی شیل و توسعه تخلخل متوسط است (شکل ۶). با توجه به مقاطع نازک لیتولوژی مخزن ایلام عمدتاً آهک، آهک دولومیتی و مقدار بسیار ناچیز و جزئی شیل است و همچنین تخلخل غالب بین دانه ای، حفره ای و شکستگی دارد. با توجه به مقاطع نازک و نمودار انحراف سرعت (شکل ۷- ب)، مخزن ایلام دارای شکستگی زیاد به خصوص در بخش های ۲ و ۳ نسبت به بخش های دیگر است. شکستگی بیشتر در بخش های میانی

کراس پلات نوترون- چگالی (شکل ۵- الف) نیز به شیب مشابه جهت محاسبه پارامتر N منتهی می شود. تفاوت در چگالی، زمان اینتروال و اندیس هیدروژن ماتریکس اصلی باعث تغییر N و M می شود (Burke et al., 1969). از آنجا که در محاسبه هر کدام از M و N از دو نگار استفاده شده است، اثر تخلخل تا حدود زیادی حذف می شود. به این ترتیب تقریباً M و N فقط تابع لیتولوژی خواهند بود. برای استفاده از این کراس پلات، کافی است M و N در مقابل هم پلات شوند (شکل ۵- ب). هر نقطه پلات شده می تواند در چندین مثلث واقع شود که برای کانی های متفاوت ترسیم شده اند. بنابراین برای هر نقطه تعداد زیادی لیتولوژی با ترکیب کانی شناسی متفاوت به دست می آید. انتخاب ترکیب صحیح فقط با فراهم بودن اطلاعات زمین شناسی میسر است. یکی از بهترین کاربردهای این پلات مشخص کردن تخلخل ثانویه است. زیرا تخلخل ثانویه M را تغییر می دهد، ولی برای N بی اثر است. نتایج نشان داد که مخزن عمدتاً از نوع آهکی بوده و میزان دولومیت و شیل در زون های مختلف متفاوت است و مقادیر کمتری را شامل می شوند. به نظر می رسد که حجم دولومیت پراکنده متفوتی در هر اینتروال نیز در گستره میدان دارد.

می تواند ناشی از تغییرات رخساره ها و عکس العمل متفاوت سنگ مخزن نسبت به استرس های وارده باشد و بنابراین با توجه به غالب شکستگی در بخش های میانی به نظر می رسد که علاوه بر تغییرات رخساره ای، تأثیر فرایندهای دیاژنزی نیز شدیدتر بوده و لذا رفتار متفاوت این بخش ها را به دنبال داشته است. این شکستگی ها با افزایش ناهمگنی و نیز فرایند زهکشی باعث افزایش پتانسیل نفتی نسبت به سایر بخش های مخزن شده اند. فرایند انحلال و انحلال فشاری (استیلولیت همراه درزه کششی) باعث افزایش و فرایند سیمانی شدن (به صورت پراکنده) و تراکم مکانیکی (در انتهای مخزن) باعث کاهش کیفیت مخزن شده اند.

۵-۵. اشباع شدگی آب

میزان اشباع یک سازند عبارت است از کسری از فضاهای خالی آن سازند که توسط سیال مورد نظر پر شده باشد. اگر به غیر از آب چیز دیگری مثل نفت در سازند وجود نداشته باشد اشباع از آب ۱۰۰٪ خواهد بود. اشباع را با S نشان می دهند که می توان آن را به صورت معادله کلی زیر بیان کرد (Bradford and Leij, 1995):

$$S_f = \frac{V_f}{P.V} \quad (2)$$

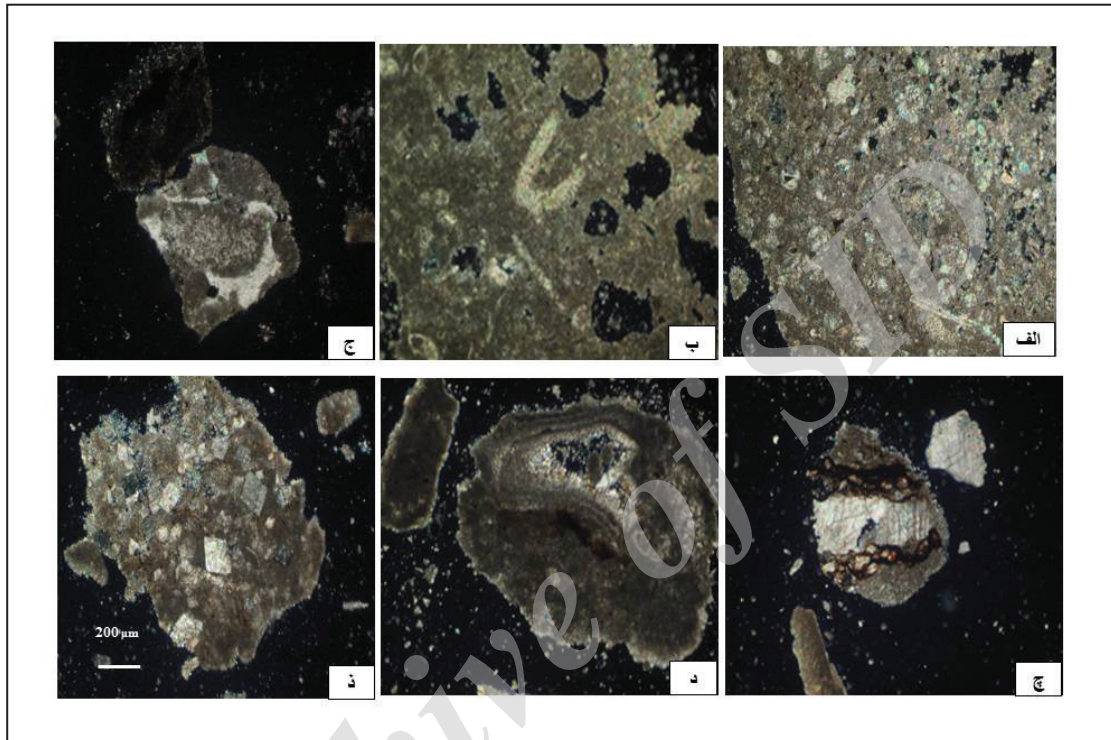
معادله کلی بالا را می توان برای هر ۳ فاز موجود در مخزن به صورت زیر بیان کرد:

$$S_w = \frac{V_w}{P.V}, \quad S_o = \frac{V_o}{P.V}; \quad S_g = \frac{V_g}{P.V} \quad (3)$$

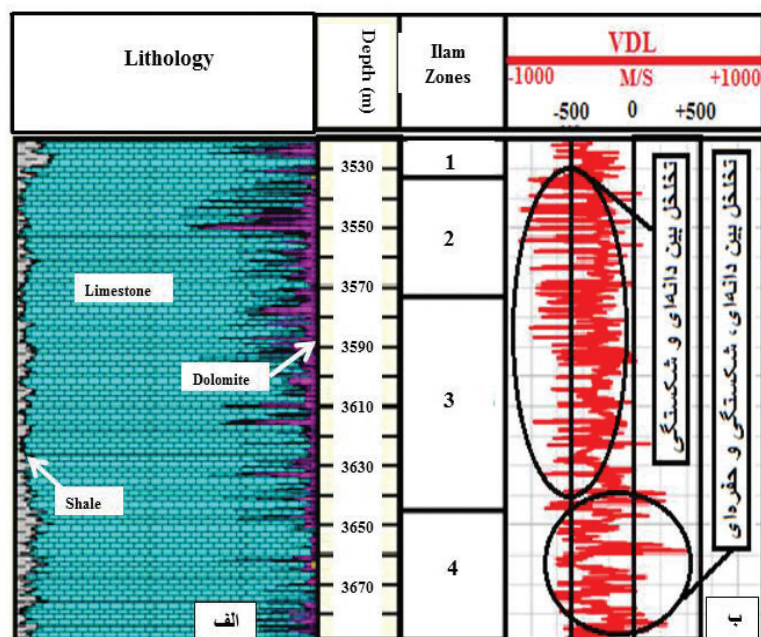
میانگین اشباع آب مفید در زون‌های مختلف این مخزن (۱ تا ۴) به ترتیب ۲۷/۶٪، ۲۱٪، ۲۳/۳٪ و ۳۳/۸٪ است. سازند ایلام اشباع آب میانگین حدود ۲۷٪ دارد و در نتیجه چون اشباع آب مخزن ۱۰۰٪ نیست؛ مخزن حاوی مواد هیدروکربوری است. زون‌های ۱ و ۴ این سازند، از اشباع آب قابل توجهی برخوردار هستند و بر این اساس جزو بخش‌های مفید مخزن به حساب نمی‌آیند.

So، Sg، Sw به ترتیب درجه اشباع نفت، گاز و آب و Vo، Vg، Vw به ترتیب حجم نفت، گاز و آب هستند و p.v حجم منافذ است. بنابراین، همه مقادیر درجه اشباع بر مبنای حجم منافذ هستند و نه حجم ناخالص مخزن. درصد اشباع آب یکی از پارامترهای مهم جهت محاسبه حجم ذخیره مخازن هیدروکربوری است. مجموع درجات اشباع سیالات مختلف یک مخزن همواره برابر یک است:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (۴)$$



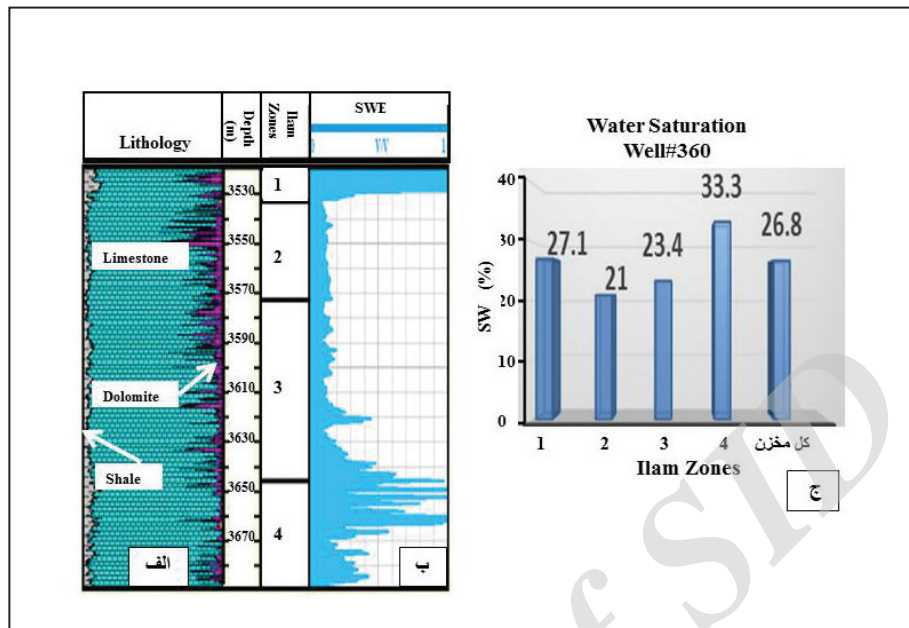
شکل ۶- تصاویر میکروسکوپی نمونه‌های انتخابی سازند ایلام در چاه ۳۶۰. الف) و کستون دارای انیدریت (عمق ۳۵۳۰ متر)؛ ب) و کستون دارای تخلخل و وگی (عمق ۳۵۵۶ متر)؛ ج) و کستون دارای سیمان اطراف دانه (عمق ۳۵۸۰ متر)؛ د) و کستون پر شده توسط هیدروکربن (عمق ۳۶۳۰ متر)؛ و کستون با پرشدگی حفره‌ای (عمق ۳۶۴۱ متر)؛ ز) مادستون دولومیتیزه شده (عمق ۳۶۵۹ متر).



شکل ۷- الف) تغییرات لیتولوژی در بخشی از ستون چینه‌ای یکی از چاه‌های مورد مطالعه؛ ب) نمودار انحراف سرعت.

فشار منفذی (با توجه به درجه اشباع آب) و گرانش ممکن است در این فرایند تأثیر بیشتری داشته باشند. در واقع به نظر می‌رسد که مهاجرت ثانویه درون مخزن رخ داده باشد (e.g. Shepherd, 2009; Dejam et al., 2011; Liu et al. 2012; Feyzullayev, 2013)

در شکل ۸ میزان اشباع آب محاسبه شده در زون‌های مختلف مقایسه شده است. داده‌های تست چاه نشان می‌دهد که نفت سنگین ($API \leq 13$) در قسمت پایین و نفت سبک‌تر در قسمت فوقانی ($API \leq 24$) توزیع یافته است و می‌تواند بیانگر آن باشد که

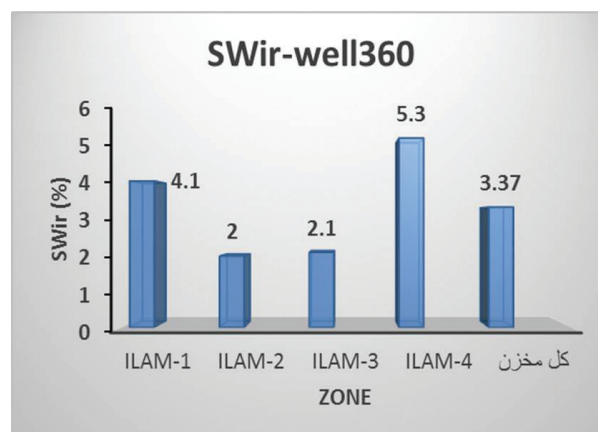


شکل ۸- الف و ب) تغییرات لیتولوژی و اشباع آب در بخشی از ستون چینه‌ای یکی از چاه‌های مورد مطالعه؛ ج) تغییرات اشباع آب در همه زون‌ها.

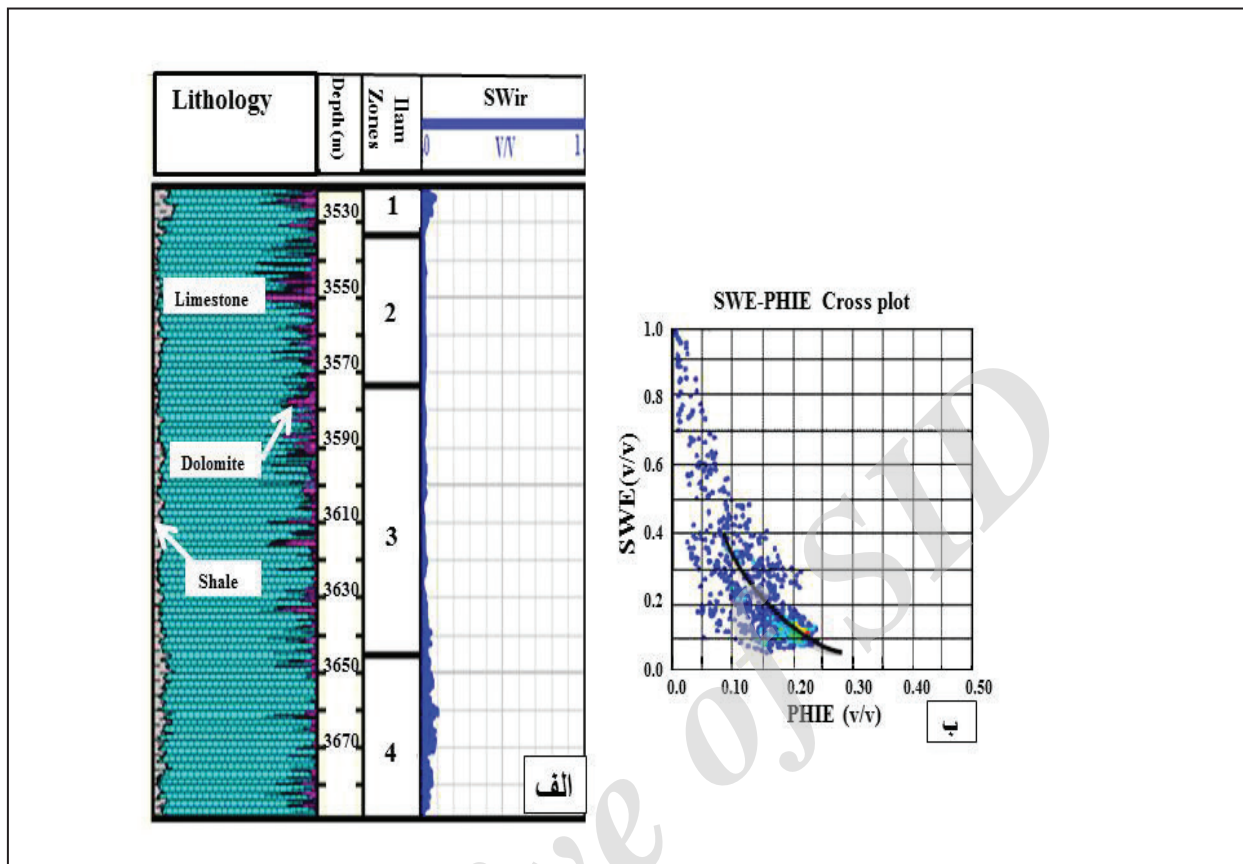
۵-۶. اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی (Swir)

در منافذی با اندازه‌های موین اهمیت می‌یابند. مقدار اشباع آب کاهش نیافتنی یکی از پارامترهای مهم مخزن است. زیرا فضای موجود برای نفت و گاز را در یک محیط متخلخل کاهش می‌دهد (Donaldson and Alam, 2008). پس در نتیجه هر چه اشباع آب کاهش نیافتنی کمتر باشد مخزن از اشباع هیدروکربن بیشتری برخوردار است. اشباع آب کاهش نیافتنی در این مخزن با توجه به نمودارهای موجود ۳/۳۷٪ است. با توجه به شکل‌های ۹ و ۱۰، میزان آب کاهش نیافتنی در بخش‌های ۱ و ۴ بیشتر از بخش‌های ۲ و ۳ است که نشان‌دهنده پتانسیل نفتی پایین‌تر نسبت به بخش‌های ۱ و ۴ است. تغییرات اشباع آب مؤثر نسبت به تخلخل مؤثر روند نزولی نشان می‌دهد (شکل ۹-ب). این موضوع نشان می‌دهد که هر چه تخلخل مؤثر کمتر باشد، اشباع آب مؤثر بیشتر خواهد بود.

به‌طور کلی رفتار سیالات موجود در یک مخزن به گونه‌ای است که تمایل دارند با یکدیگر به حالت تعادل برسند (Poupon and Leveaux, 1971). نحوه به تعادل رسیدن این سیالات در مخزن تابع چگالی آن‌هاست. طوری که، نفت مخزن پایین‌تر از گاز و بالاتر از آب قرار می‌گیرد. در مخازن هیدروکربوری، علاوه بر آب تحتانی، آب همزادی نیز در بخش‌های گازی و نفتی مخزن توزیع شده است. میزان اشباع این آب از مقدار صد در صد در آب تحتانی در قسمت زیرین مخزن به سمت بالای مخزن کاهش می‌یابد تا اینکه در نهایت در بخش کاملاً هیدروکربوری به حداقل مقدار خود می‌رسد، که آب موجود در این نواحی دارای کمترین مقدار و غیر قابل کاهش است. این حداقل مقدار اشباع آب را اشباع آب کاهش نیافتنی می‌گویند. نیروهای نگهدارنده آب در این نواحی به نیروهای موینگی معروف هستند. زیرا تنها



شکل ۹- تغییرات اشباع آب کاهش نیافتنی در زون‌های مختلف.



شکل ۱۰- الف) تغییرات اشباع آب کاهش نیافتنی در زون‌های مختلف نسبت به ستون چینه‌ای مربوطه؛ ب) تغییرات اشباع آب مؤثر نسبت به تخلخل مؤثر.

۵-۷. تخلخل

جریان (Q) یک سانتی‌متر مکعب از سیال با ویسکوزیته (μ) یک سانتی پواز در یک ثانیه، از سطح مقطع (A) یک سانتی‌متر مربع تحت فشار یک اتمسفر (Δp) (Darcy, 1856; Costa, 2006).

رابطه تراوایی به صورت زیر نمایش داده می‌شود:

$$Q = K \frac{A \times \Delta P}{\mu \times L} \quad (5)$$

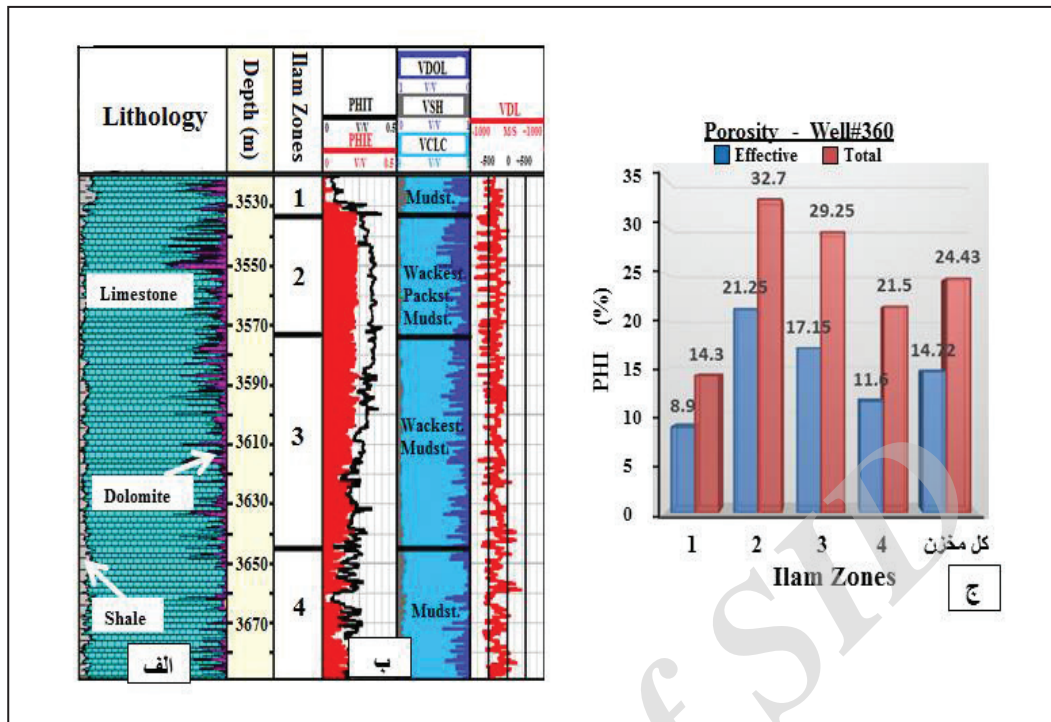
به‌طور معمول میزان تراوایی با آزمایش نمونه‌های مغزه، تست چاه و یا انطباق با سایر پارامترها (نظیر تخلخل) به دست می‌آید (El-Sebakhy et al., 2012). تعیین تراوایی از طریق نمودارهای پتروفیزیکی نیز صورت می‌گیرد. هر چند پارامترهای زیادی مانند خصوصیات ماتریکس، شکستگی، ساختمان‌های رسوبی، خصوصیات سیالات و ... تأثیر بر تغییرات تراوایی تأثیرگذار است (Dandekar, 2013).

در این مطالعه، تراوایی با استفاده از داده‌های مغزه و نمودار پتروفیزیکی مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج به دست آمده (شکل ۱۲) نشان داد که مخزن ایلام در بخش‌های میانی به دلیل عدم وجود رس و شیل، عدم سیمان‌شدگی، شکستگی‌های زیاد و نفت سبک‌تر، دارای تراوایی مناسب و همچنین پتانسیل نفتی بهتری جهت تولید و بهره‌برداری نسبت به بخش‌های دیگر است. همچنین تراوایی با تخلخل مفید رابطه مستقیم دارد. به دلیل اینکه مخزن ایلام یک مخزن تمیز ($sh < 10\%$) بوده و تصحیحات محیطی به خوبی روی لاگ‌ها صورت گرفته است، مقادیر تراوایی حاصل از لاگ‌های پتروفیزیکی تقریباً نزدیک به مقادیر تراوایی مغزه قرار دارند (شکل ۱۲).

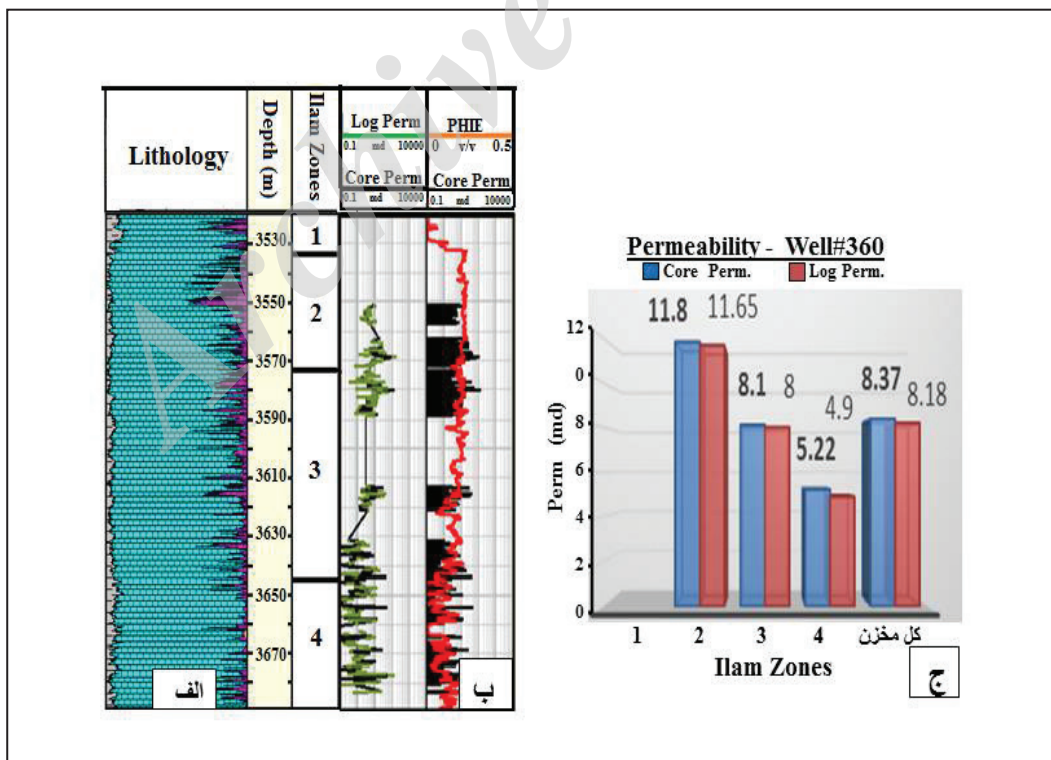
تخلخل را می‌توان با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی، آنالیز مغزه و داده‌های لرزه‌ای محاسبه کرد (Soubotcheva and Stewart, 2004; Adekanle and Enikanselu, 2013). در این پژوهش از لاگ‌های نوترون، چگالی و صوتی برای محاسبه تخلخل به روش احتمالی استفاده شده است. تعیین تخلخل بدون داشتن اطلاعاتی از لیتولوژی دقیق نیست. می‌توان از کراس‌پلات‌های مختلف مانند، نوترون-چگالی، نوترون-صوتی و چگالی-صوتی برای تعیین تخلخل استفاده کرد (Hearst et al., 2000). بررسی تغییرات مقادیر تخلخل حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی (شکل ۱۱) نشان داد که بخش‌های ۲ و ۳ مخزن ایلام به دلیل عدم وجود رس و شیل ناچیز و همچنین به دلیل وجود شکستگی زیاد نسبت به بخش‌های ۱ و ۴ دارای پتانسیل نفتی و کیفیت مخزنی مفیدتری از نظر ذخیره‌سازی هیدروکربن هستند که می‌تواند ناشی از شکستگی‌های بیشتر در بخش‌های ۲ و ۳ و یا تغییرات رخساره‌ای باشد. به عبارت دیگر بخش‌های ۲ و ۳ به واسطه تغییرات رخساره‌ای نسبت به استرس‌های وارده بیشتر شکسته شده‌اند.

۵-۸. تراوایی

تراوایی یا نفوذپذیری یکی از پارامترهای مهم در توصیف خصوصیات مخزن است. نفوذپذیری (K) ارتباط مستقیمی با تخلخل مفید سنگ دارد (Al-Ajmi and Holditch, 2000) و توسط عوامل مختلفی کنترل می‌شود (Haro, 2006). واحد اندازه‌گیری تراوایی، داری است که برابر است با میزان



شکل ۱۱- الف و ب) مقایسه تغییرات پارامترهای پتروفیزیکی در زون‌های مختلف: تخلخل کل، تخلخل مؤثر، حجم شیل، رس و دولومیت همراه با نمودار انحراف سرعت در ستون چینه‌ای مربوطه؛ ج) تغییرات ستونی تخلخل مؤثر و کل.



شکل ۱۲- مقایسه تغییرات تراوایی در زون‌های مختلف: الف و ب) تراوایی مغزه و لاگ در ستون چینه‌ای مربوطه؛ ج) تغییرات ستونی تراوایی.

۶- نتیجه گیری

در بخش میانی مخزن حدود ۸ تا ۱۲ mD است. مقدار اشباع آب با میانگین ۲۷٪ در سازند ایلام نشان می‌دهد که بخش بالای باقیمانده منافذ به هیدروکربن اختصاص یافته است. نیروی فشار منفذی (به دلیل حضور اشباع آب بالا در قسمت پایین سازند و توزیع پراکنده آن) و همچنین نیروی گرانش می‌تواند موجب تفریق شوند.

سیاسگزاری

نویسندگان بر خود لازم می‌دانند از اداره نمودارگیری مناطق نفت‌خیز جنوب اهواز و بخش پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز به خاطر فراهم آوردن امکانات و اطلاعات مورد نیاز این پژوهش تشکر کنند.

بررسی پارامترهای پتروفیزیکی و نتیجه مدل نشان داد که بخش‌های میانی سازند ایلام پتانسیل نفتی بهتری دارند که به علت داشتن مقادیر تخلخل و تراوایی بیشتر و همچنین حجم شیل، کانی رسی و اشباع آب کمتر از بخش‌های دیگر است. این موضوع می‌تواند در برنامه‌های تولید و حفاری مد نظر قرار گیرد.

یکی از عوامل اصلی و مؤثر کنترل کننده خاستگاه شکستگی به عنوان پارامتر مهم در کیفیت مخزنی، لیتولوژی است. مخزن مورد مطالعه متشکل از سنگ آهک و آهک دولومیتی است که دولومیتی شدن به عنوان یک پدیده پراکنده نقش مهمی در ایجاد ناهمگنی مخزن بازی کرده است. ظاهراً شکستگی، ویژگی سنگ‌شناسی و دولومیتی شدن، در بخش میانی سازند ایلام نسبت به سایر بخش‌ها تأثیر بیشتری بر پارامتر نفوذپذیری داشته است. مقدار نفوذپذیری

کتابنگاری

- آقاباتی، س.ع.، ۱۳۸۳- زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۶۰۶ ص.
- درویش زاده، ع.، ۱۳۷۰- زمین‌شناسی ایران، نشر دانش امروز، ۹۰۱ ص.
- سراج، م.، ۱۳۸۴- تحلیل ساختاری مقدماتی میدین نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب (محدوده فروافتادگی دزفول شمالی). گزارش شماره پ-۵۶۱۳، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۲- زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، سازمان زمین‌شناسی کشور، تهران، ۶۸۲ ص.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴- زمین‌شناسی نفت زاگرس ۱ و ۲، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، تهران، ۱۰۲۴ ص.

References

- Adekanle, A. and Enikanselu, P. A., 2013- Porosity prediction from seismic inversion properties over 'XLD' Field, Niger Delta, American Journal of Scientific and Industrial Research, 4(1): 31-35. doi:10.5251/ajsir.2013.4.1.31.35.
- Al-Ajmi, F. and Holditch, S., 2000- Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir, Paper Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, held in Dallas, Texas, 1-4 October.
- Borai, A., 1987- A new correlation for the cementation factor in low-porosity carbonates, J. SPE Formation Evaluation, V. 2 (4), p. 495-499.
- Bradford, S. A. and Leij, F. J., 1995- Wettability Effects on Scaling Two- and Three-Fluid Capillary Pressure-Saturation Relations, Environ. Sci. Technol., V. 29 (6), p. 1446-1455. DOI:10.1021/es00006a004.
- Burke, J. A., Schmidt, A. W. and Campbell, R. L., 1969- The Litho-Porosity Cross Plot, Log Analysis, Vol.10, No.6, P.25.
- Clavier, C., Coates, G. and Dumanoir, J., 1984- Theoretical and experimental basis for the Dual-Water model for interpretation of shaly sands, SPE-06859, April, 153-168.
- Costa, A., 2006- Permeability-porosity relationship: A reexamination of the Kozeny-Carman equation based on a fractal pore-space geometry assumption, Geoph. Research Let., 33 (2), L02318, DOI: 10.1029/2005GL02513.
- Dandekar, A. Y., 2013- Petroleum reservoir rock and fluid properties, CRC Press publishing, Second Edition, 544P. ISBN 1439876452, 9781439876459.
- Darcy, H., 1856- Les fontaines publiques de la Ville de Dijon: Paris, Victor Dalmont, p. 590-594.
- Darling, T., 2005- Well logging and formation evaluation. Gulf Professional Publishing, ISBN: 9780750678834, 336P.

- Dejam, M., Ghaza, M. H., Mashayekhizadeh, V. and Kamyab, M., 2011- Factors affecting the gravity drainage mechanism from a single matrix block in naturally fractured reservoirs, *Porous Media*, 2(2):115-124, DOI: 10.1615.
- Donaldson, E. C. and Alam, W., 2008- Wettability, Gulf Publishing Company, Houston, TX.
- Doveton, J., 1986- Log analysis of subsurface geology, concepts and computer methods, Wiley, New York. 273P.
- Doveton, J., 1994- Geologic log analysis using computer methods: AAPG Computer applications in geology, AAPG Bull., No. 2, 169 p.
- Dunham, R. J., 1962- Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in W. E. Ham, ed., Classifications of carbonate rocks—a symposium: AAPG Memoir 1, p. 108–121.
- Ellis, D. V. and Singer, J. M., 2007- Well logging for earth scientists, Springer Science & Business Media, 697 p.
- El-Sebakhy, E. A., Asparouhov, O., Abdurhaem, A. A., Al-Majed, A. A., Wu, D., Latinski, K. and Raharja, I., 2012- Functional networks as a new data mining predictive paradigm to predict permeability in a carbonate reservoir. *Expert Systems with Applications*. 39, p.10359-10375.
- Feyzullayev, A. A., 2013- Migration pathways of hydrocarbons in South-Caspian Basin , *J Geol. Geosci.*, V. 2 (3), 6p., <http://dx.doi.org/10.4172/2329-6755.1000127>.
- Gardner, J. S. and Dumanoir, J. L., 1980- Litho- density log interpretation, *Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts 21 St Logging Symposium*, Paper N. Geol. Bull., V.65 (7), p.1285– 1298.
- GSI (Geological Survey of Iran), 1971- Stratigraphic lexicon of Iran, Ministry of Industry and Mines, Report No. 18, Second edition, 376P.
- Haro, C., 2006- Permeability modeling in porous media: Setting Archie and Carman-Kozeny right, Paper SPE 100200 Presented at the SPE Europec /EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12-15 June. doi: 10.2118/100200-MA.
- Harvey, P. K., 2005- Petrophysical properties of crystalline rocks, *Geol. Soci. London*, 351P., ISBN 1862391734, 9781862391734.
- Hearst, J. R., Nelson, P. H. and Paillet, F. L., 2000- Well logging for physical properties, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 492P.
- Hurst, A., 1990- Natural gamma ray spectrometry in hydrocarbon- bearing sandstone from the Norwegian Continental Shelf, In A. Hurst, M. A. Lovell, And A. C. Morton(eds), *Geological Application of wire line logs*, *Geol. Soc. Spec. No. 48*, p. 211- 222.
- Hussein, R. A. M. and Bakri Ahmed, M. E., 2012- Petrophysical evaluation of shaly sand reservoirs in Palouge-Fal Oilfield, Melut Basin, South East of Sudan, *Journal of Science and Technology*, V. 13 (2), 20P. ISSN 1605 – 427X, Engineering and Computer Sciences (ECS), www.sustech.edu.
- James, G. A. and Wynd, J. G., 1965- Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area. AAPG.Bull., V. 49 (12), p. 2182e2245.
- Kadhim, F. S., Samsuri, A. and Kamal, A., 2016- Correlation between cementation factor and carbonate reservoir rock properties, *Researcher*, V. 8(1), p. 30-65.
- Kamel, M. H. and Mabrouk, W. M., 2003- Estimation of shale volume using a combination of the three porosity logs: *Journal of Petroleum Science Engineering*, V. 40, p.145-157.
- Liu, K., Tang, X., Rashid, A. and Wei, X., 2012- Hydrocarbon migration and accumulation models revisited from a reservoir engineering perspective, Adapted from oral presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Singapore, September 16-19, 32P.
- Neasham, J. W., 1977- The morphology of dispersed clay in sandstone reservoirs and its effect on sandstone shaliness, pore space and fluid flow properties, in *Proceedings SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, p8.
- Poupon, A. and Leveaux, J., 1971- Evaluation of water saturation in shaley formations. 12th Annual Society of Professional Well Log Analysts Logging Symposium Transactions, Dallas, Texas, May 2-5, Paper 0.2P.
- Ravanshad, M. S., Soleimani, B., Larkee, E. and Soleimani, M., 2017- Petrophysical evaluation and reservoir quality of Ilam Formation (late Cretaceous), Ahvaz Oil Field, Dezful Embayment, SW Iran. *Pet Coal*, V. 59 (2), p.135-145.
- Sasaninia, N., Jahani, D., Habibnia, B. and Kohansal Ghadimvand, N., 2017- Reservoir characterization and geostatistical modeling of Ilam & Sarvak formations in one of oil fields in Southwest of Iran, *Open Journal of Geology* V. 07(06), p. 789-795.
- Sepehr, M. and Cosgrove, J. W., 2004- Structural framework of Zagros fold-thrust belt of Iran, *Marine and Petroleum Geology*, v. 21, p. 829-843.
- Shadizadeh, S. R., Habibnia, B. and Syllabee, R., 2009- Investigation and selection of suitable layers in Bangestan reservoir for hydraulic fracturing operation, *Scientia Iranica. Transaction C, Chemistry, Chemical Engineering*, V. 16 (2), P. 149-160.
- Shepherd, M., 2009- Factors influencing recovery from oil and gas fields, AAPG Memoir, 91, p. 37-46.

- Sherkati, S. and Letouzey, J., 2004- Variation of structural style and basin evolution in in the central Zagros Izeh zone and Dezful Embayment. Iran, Marine and Petroleum Geology, V. 21, p. 535–554.
- Soleimani, M., Soleimani, B., Alizadeh, B. and Veisy, A. R., 2017- Carbonate Tight Zones Detection and Their Impacts on Bangestan Reservoir Quality, Ahvaz Oil Field, SW Iran. Inte. J. of Emerging Research in Management & Technology, V. 6 (3), P. 21-30.
- Soubotcheva, N. and Stewart, R. R., 2004- Predicting porosity logs from seismic attributes using geostatistics, CREWES Research Report, V. 16, 14P.
- Tiab, D. and Donaldson, E. C., 2004- Petrophysics theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, Gulf publishing company Houston, Texas, p.889.
- Yang, L., 2015- A petrophysical evaluation of the Trenton-Black river formation of the Michigan basin", Master's Thesis, Michigan Technological University, 52P.

Archive of SID

Effects of lithological variation and petrophysical parameters on oil potential of the Ilam reservoir (upper Cretaceous), Ahvaz oil field, SW Iran

B. Soleimani^{1*}, M. S. Ravanshad² and E. Larki³

¹Professor, Department of Geology, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

²M.Sc., Department of Geology, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

³M.Sc., Well logging Section, National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

Received: 2017 March 06

Accepted: 2017 December 03

Abstract

Petrophysical and lithological parameters study of Ilam reservoir in Ahvaz oil field is the main aim of the present research work. Ilam Formation consisted lithologically of limestone, dolomitic limestone, and less quantity of scattered shales. Facies changes are also observed through the formation. On the basis of petrophysical parameters distribution the reservoir divided into 4 zones. The results indicated that shale volume calculated by CGR log, as a shale index, is less than 10% and so the Ilam reservoir is clean formation. Shale quantity is low in zones 2 and 3 than zones 1 and 4. However, the shale volume is very less but its effect on petrophysical parameters especially porosity and permeability is intense. The Ilam Formation is estimated to have 26.8 % water saturation and 3.3% of irreducible water saturation. Middle part is characterized by low rate of water saturation compared to other parts and along with effective porosity average in the range of 14.7%. Calculated permeability average is 8.3 mD. Permeability variation is indicating a direct relation with the porosity. All these results are emphasized that the middle part (zones 2 and 3) is in better condition in view of oil potential and hydrocarbon reserve in comparing to other parts.

Keywords: Ahvaz oil field, Ilam Formation, Shale volume, Oil potential, Petrophysical parameters.

For Persian Version see pages 121 to 132

*Corresponding author: B. Soleimani; E-mail: soleimani_b@scu.ac.ir

Archive of SID