

ارزیابی پتروفیزیکی و تعیین گونه های مخزنی عضو غار در میدان نفتی ابوذر خلیج فارس

مهرناز نصیری^{۱*}، محمدرضا کمالی^۲، علی کدخدایی^۳، محمدرضا رجلی نوده^۴

۱. دانش آموخته دانشگاه علوم و تحقیقات تهران nasirimehrnaz@yahoo.com

۲. عضو هیئت علمی پژوهشگاه صنعت نفت

۳. عضو هیئت علمی دانشگاه تبریز

۴. کارشناس ارشد شرکت نفت فلات قاره ایران

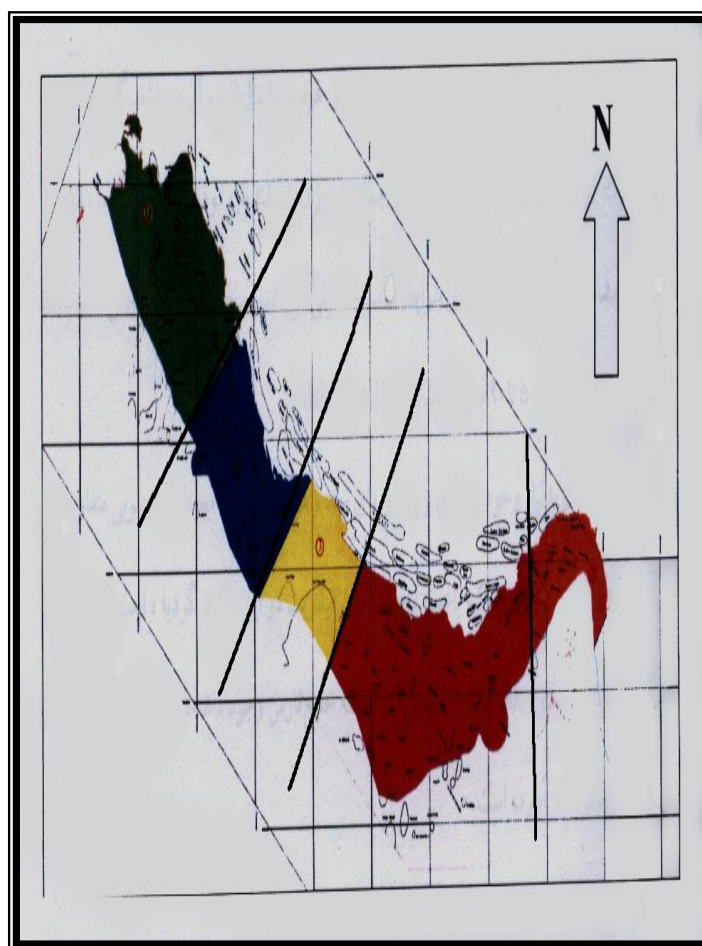
چکیده

این مطالعه به منظور ارزیابی پتروفیزیکی افق غار به روش مولتی مین توسط نرم افزار تخصصی پتروفیزیک، Geolog 6.6، در پنج حلقه از چاه های میدان ابوذر با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی نظیر نگارهای نوترون، چگالی، صوتی، گاما، مقاومت و اثر جذب فتوالکتریک انجام گرفته که منجر به تعیین خواص پتروفیزیکی مخزن شامل دو دسته پارامترهای کمی: تخلخل، حجم شیل، حجم آب، نفت موجود در فضاهای خالی و پارامترهای کیفی: ترکیب سنگ شناسی، نوع یا انواع کانی- های رسی شده است. پس از آنالیز نهایی چاهها افق غار به سه زون A, B, C تفکیک شد و سه میان لایه ی شیلی در اکثر چاهها قابل ردیابی بود. با تعیین حدود برش (cut off) بر اساس حجم ذخیره ی غیر اقتصادی ($OIP < 5\%$) با استفاده از نمودارهای طراحی شده در نرم افزار Excel پارامترهای پتروفیزیکی به صورت زون به زون تعیین شد و بر حسب Net / Gross بدست آمده بهترین زون از لحاظ استعداد مخزنی تعیین شد. در آخر با استفاده از روش الگوریتم خوشه سازی، گونه های مخزنی بر اساس سه گروه از ویژگی ها، یک گروه شامل لاگ چگالی، نوترون، گاماری، یک گروه شامل حجم شیل، اشباع آب، تخلخل و گروه نهایی تلفیقی از شش ویژگی ذکر شده در بالا به دست آمد که این رخساره های مخزنی به ترتیب کیفیت مخزنی ذکر شدند و تاییدی بر خصوصیات مخزنی به دست آمده در ارزیابی پتروفیزیکی می باشد. سنگ شناسی کلی این مخزن در بخش بالایی ماسه روان (Loose sand) است و در بخش های پایینی این ماسه ها توسط سیمان کربناته به همدیگر متصل می گردند، به طور کلی حجم کانی رسی محاسبه شده در بخش تولیدی بسیار پایین می باشد ولی این بخش های تولیدی توسط لایه های نازک رسی از همدیگر جدا می شوند. با توجه به ماهیت سنگ شناسی تخریبی، نوع کانی رسی در لایه های رسی با کانی مشاهده شده در بخش مخزنی یکسان نیست. تخلخل کل و تخلخل موثر تقریباً در بیشتر نقاط با هم برابرند که این به علت پایین بودن حجم شیل است.

واژه های کلیدی: حجم شیل، تخلخل، اشباع آب، لیتولوژی، حدبرش، رخساره های الکتریکی، افق غار، میدان ابوذر

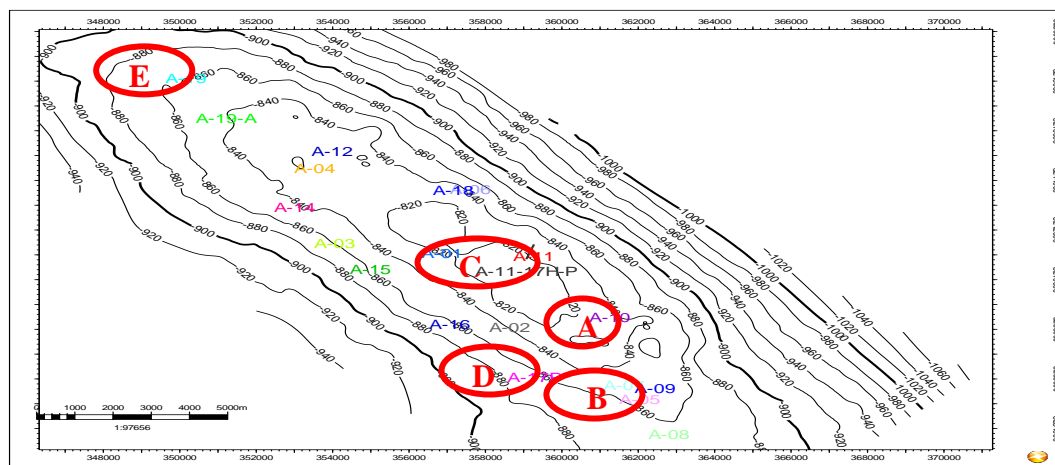
۱. مقدمه

میدان ابوذر در شمال غرب خلیج فارس به فاصله ۷۵ کیلومتری غرب جزیره خارک واقع شده است. ماسه سنگ غار که کل نفت میدان ابوذر را دارا می باشد تا ضخامت ۱۰۰ متر می رسد [۱]، سن آن الیگومیوسن است و از ماسه سنگ غیر متراکم، شیل و دولومیت تشکیل شده است. افق غار تداومی از سازند ماسه سنگی غار از جنوب عراق می باشد که در واقع معادل قسمت بالایی ماسه سنگ اهواز از سازند آسماری است [۲، ۱]. در تقسیم بندی پنج گانه خلیج فارس ماسه سنگ غار در ناحیه ی اول قرار دارد [۳] که در شکل ۱ با فلش قرمز نشان داده شده است و از رسوب گذاری ماسه های دوباره ته نشست شده مربوط به سپر عربی که با ماسه سنگ های دگرگونی با جورشدگی کم مخلوط شده و در محیط نسبتاً پراثری نزدیک ساحل طی سکانس پیشروی - پسروی الیگومیوسن رسوب کرده اند، تشکیل شده است [۴، ۵]. ضخامت عضو غار به سمت شمال کاهش می یابد تا جایی که در میداین رگ سفید و تنگو در شمال هندیجان از بین می رود [۶].



شکل ۱ - نقشه شماتیک پنجناحیه هیدروکربوری خلیج فارس (نجم آبادی، ۱۳۷۲)

موقعیت چاه های مورد مطالعه و فاصله ی چاه ها از یکدیگر در شکل ۲ مشخص شده است.



شکل ۲_ موقعیت چاه های مورد مطالعه

۲. زمین شناسی افق ماسه سنگی غار

سازند آسماری در میدان ابوذر از سه بخش شامل کربنات های آسماری تحتانی، ماسه سنگ غار و کربنات های آسماری فوقانی تشکیل شده است. ماسه سنگ غار معادل ماسه سنگ اهواز است. به نظر می رسد مخلوطی از ماسه سنگ های حاصل از فرسایش سپر آذرین حجاز و ماسه سنگ های دگرگونی با جور شدگی کم طی سکانس پیشروی - پسروی الیگومیوسن در یک محیط پر انرژی نزدیک به ساحل رسوب گذاری و افق ماسه سنگی غار را به وجود آورده اند و نهایتاً تاقدیس ابوذر طی حرکات کوهزایی اواخر ترشیری با روند شمال غربی - جنوب شرقی ایجاد شد.

۳. تعیین دما و RW

برای محاسبه ی دما از فرمول

$$TF = ((BHT - ST) / TD) * FD + ST$$

استفاده شده است [۷]، در این فرمول تمامی عمق ها را بر حسب TVDSS وارد کرده سپس با استفاده از چارت Gen 9 شلومبرژه [۸] و با در نظر داشتن شوری آب سازندی که در این میدان ۲۰۰۰۰۰ ppm است، RW را در هر کدام از چاه ها تعیین نموده که در جدول ۱ نشان داده شده است.

جدول ۱- میزان دما و میانگین RW محاسبه شده در چاه های مورد مطالعه

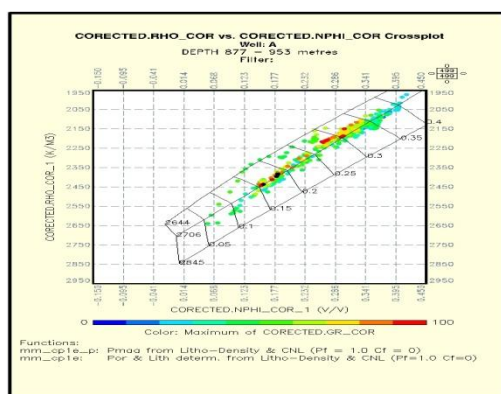
Well name	RW (OHM)	BLIT C
A	0.028	49.2 c
B	0.028	48.04
C	0.023	49.5
D	0.023	48.87
E	0.023	50

۴. تصحیحات لاگ‌ها

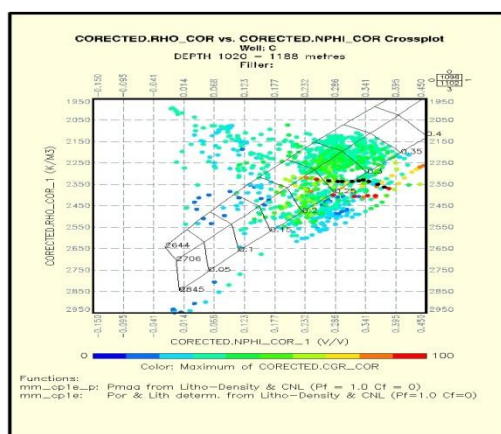
لاگ‌های DRHO, LLS, LLD, DT, RHOB, NPHI, CGR, BS, Cali در تمامی چاه‌ها و لاگ‌های PEF, RXO, POTA, THOR, URAN در تعدادی از چاه‌ها موجود بود. بعد از وارد کردن دپتاهای خام تصحیحاتی از قبیل جابجایی عمق (Depth Shifting)، هموار سازی (Smoothing) و تصحیحات محیطی (Environmental Correction)، بر روی آن‌ها انجام شد.

۵. لیتولوژی

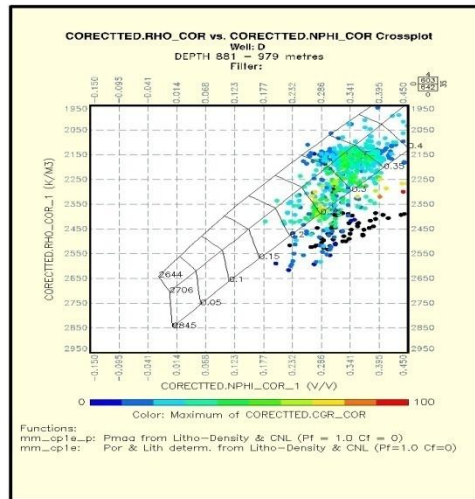
جهت تعیین لیتولوژی از کراس پلات نوترون چگالی [۸] استفاده شده است، حضور ترکیبات آهکی باعث تمایل تمرکز کانی‌های ماسه‌ای از خط مشخص کننده‌ی ماسه [۹] به سمت پایین شده است. لیتولوژی غالب همان گونه که در شکل ۳ نشان داده شده ماسه، ماسه با سیمان کلسیتی و شیل می‌باشد [۱۰].



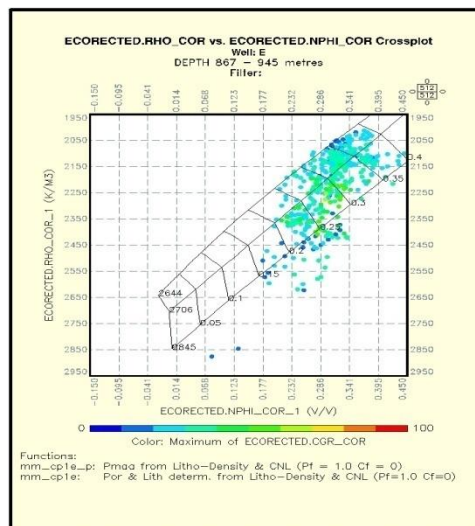
شکل ۳ الف - کراس پلات نوترون_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه A



شکل ۳ ب - کراس پلات نوترون_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه C



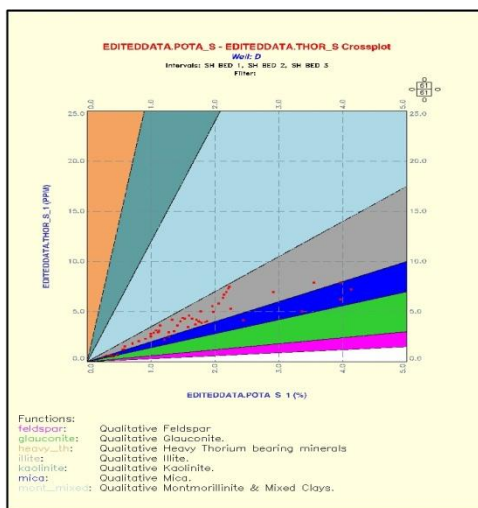
شکل ۳-ج- کراس پلات نوترون_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه D



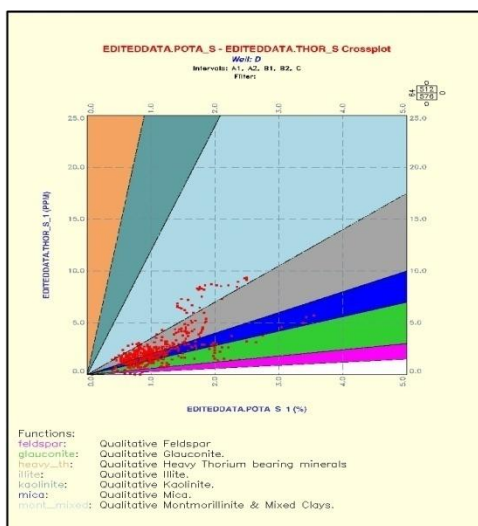
شکل ۳-د- کراس پلات نوترون_چگالی بعد از انجام تصحیحات در چاه E

۶. تعیین نوع کانی رسی

با استفاده از کراس پلات توریم _ پتاسیم نوع کانی های رسی در اینتروال های مخزنی و در میان لایه های شیلی به طور جداگانه مشخص شد که همان گونه که در کراس پلات های شکل ۴ نشان داده شده است و با توجه به نتایج گزارشات شرکتی موجود در این عضو در اینتروال های مخزنی کانی رسی از نوع ایلیت می باشد اما در میان لایه های شیلی، کانی های رسی از مونت موریونیت، میکا، کائولینیت، ایلیت، گلاکونیت و حتی مقداری کانی فلدسپاتی تشکیل شده است که این به خاطر سرسیتی شدن کانی های فلدسپاته است.



شکل ۷الف- کراس پلات تورיום- پتاسیم در میان لایه‌های شیلی



شکل ۷ب- کراس پلات تورיום- پتاسیم در محدوده‌ی مخزنی

۷. تعیین حد برش (cut off)

با محاسبه‌ی ذخیره‌ی نفت درجا با استفاده از فرمول $OIP = A * H * PHIE * (1 - SWE)$ ، میزان هیدروکربن درجا، A : مساحت میدان، H : ضخامت، $PHIE$: تخلخل، SWE : اشباع آب)، در نرم افزار Excel نمودار فراوانی تجمعی برای $phie$ ، vol_wcs ، swe ، بر حسب oip ترسیم شد و حد برش‌ها بر اساس ۵٪ حجم ذخیره تعیین شد، مقادیر حد برش برای $swe=80\%$ ، $phie=18\%$ و $vol_wcs=43\%$ به دست آمد.

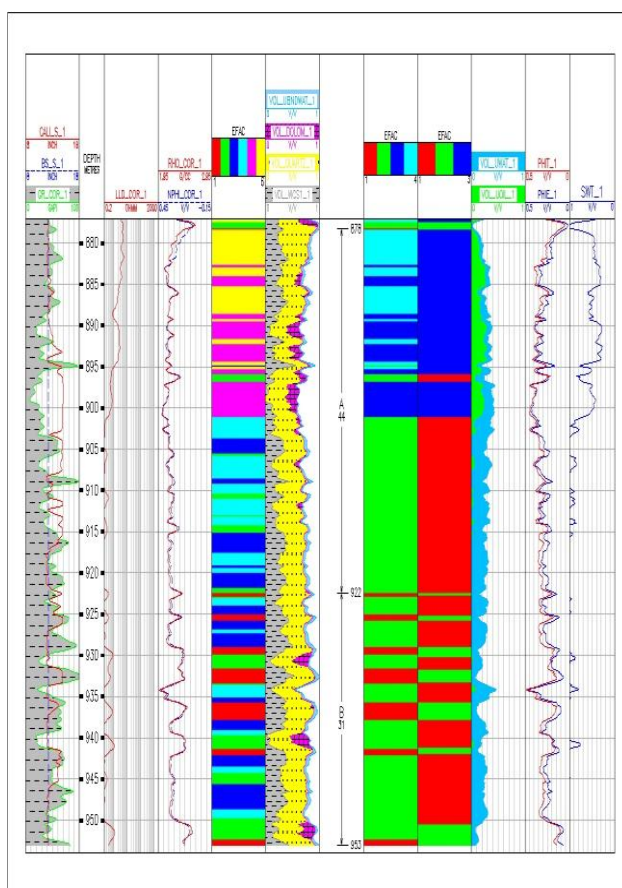
۸. پارامترهای پتروفیزیکی

جهت تعیین SW از مدل اشباع آب اندونزیا [۱۱] استفاده شد که در مقایسه با دیگر مدل‌ها نتایج مناسب‌تری برای افق غار داشت. برای محاسبه‌ی حجم شیل از لاگ گاماری پس از تصحیحات استفاده شده است، میانگین حجم شیل محاسبه شده در افق غار از ۱۲-۲۰ است، وجود میان لایه‌های شیلی در برخی قسمت‌ها کیفیت مخزنی افق غار را کاهش می‌دهد. در این

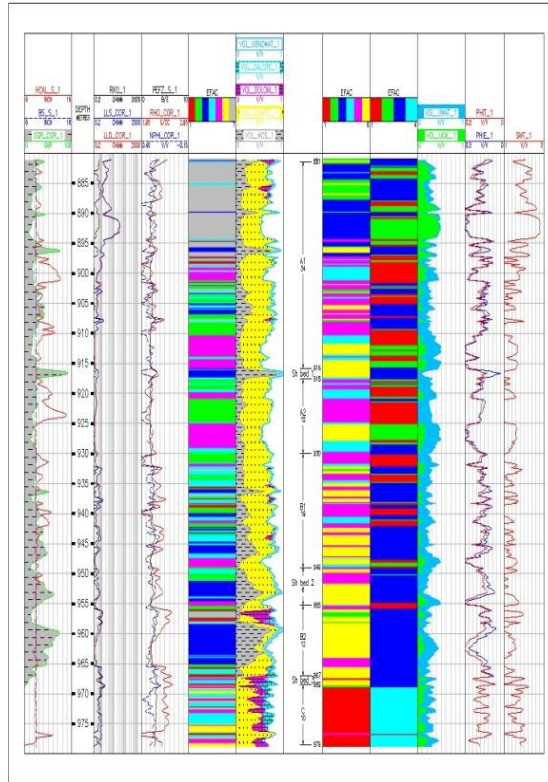
مطالعه محاسبه تخلخل با استفاده از لاگ های تخلخل (چگالی ، نوترون و صوتی) صورت گرفت، در بیشتر نقاط تخلخل کل و موثر با هم برابرند که بیانگر حجم شیل پایین در ایتروال های مخزنی و تخلخل ذاتی ذرات آواری ماسه می باشد. بعد از اعمال حد برش مقادیر $sw, v_{wc}, \phi_{ie}, Net, Gross, N/G$ به صورت زون به زون محاسبه شد که مقادیر آن ها در جداول ۶ تا ۲ آورده شده است.

۹. زون بندی

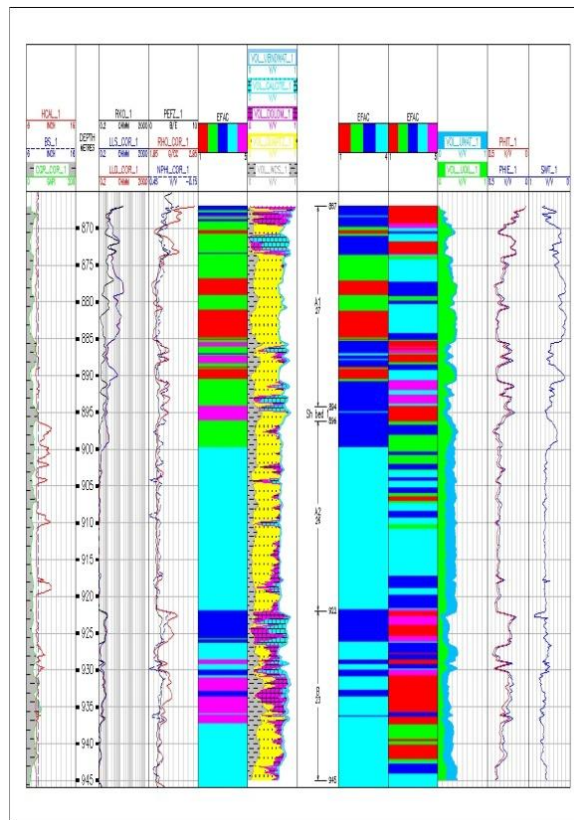
افق غار در این میدان به سه زون A, B, C تفکیک شد و سه میان لایه ی شیلی با نام های shale bed 1, shale bed 2, shale bed 3 در برخی از چاه ها قابل ردیابی است. میان لایه ی شیلی ۱ زون A را به دو زیر زون A1, A2، میان لایه ی شیلی ۲ زون B را به دو زیر زون B1, B2 تفکیک کرده و میان لایه ی شیلی ۳ در بالای زون C قابل ردیابی است. Shale bed 2 از سایر میان لایه های شیلی ضخامت بیشتری دارد. زون A در تمامی چاه ها حاوی نفت است اما در چاه C حاوی گاز می باشد. در زون A میزان ماسه غالب تر است و تخلخل بالای این ماسه کیفیت مخزنی مناسبی را در این زون ایجاد کرده است، در زون B میزان سیمان کربناته و دولومیتی و در زون C میزان شیل بیشتر از سایر زون ها است. زون بندی، OWC و GWC در شکل های زیر مشخص شده است.



شکل ۵ الف - مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه A



شکل ۵- مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه D



شکل ۵- مدل نهایی ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی و الکتروفاسیس ها در چاه E

جدول ۲- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه A

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	45.1	36.62	0.85	41.5	49.7	13.6
A2	6.7	6.2	0.93	42.5	76.7	9.7
B	11	10.39	0.94	39.9	64.5	20.4
TOTA	66	55.26	0.83	41.3	55.5	14.5

جدول ۳- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه B

Zone	GR OS S (m)	NE T (m)	N/G (m/m)	PHI E (%)	SW E (%)	V_ W CS
A	44.1	21.1	0.48	31.8	39	20.5
B	30.6	0	0	-	-	-
TOT A	47.4	21.1	0.48	31.8	39	20.5

جدول ۴- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه C

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	67	54.86	0.8	26	34.3	16.3
A2	8.4	8.4	1	30.3	32.8	14.8
B1	28.6	20.85	0.72	26.3	61.3	18.3
B2	20.5	15.71	0.76	27.6	73.5	16
C	19.8	17.36	0.87	23.4	57.7	10.8
TOTA	164	124.9	0.76	26.2	49.1	16.2

جدول ۵- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه D

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	34.4	21.3	0.61	37.1	40.1	15
A2	12.4	5.18	0.41	43	71.2	14.1
B1	19	4.42	0.23	35.1	67	13.4
B2	11.7	1.06	0.09	27.8	56.2	7.1
C	10	8.24	0.82	31	59.7	0.2
TOTA	97.1	41.7	0.43	36.3	52	12

جدول ۶- میانگین پارامترهای پتروفیزیکی زون به زون افق غار درچاه E

ZONE	GROSS (m)	NET (m)	N/G (m/m)	PHIE (%)	SWE (%)	V_WCS
A1	27.3	25.08	0.91	29.2	28.8	11.1
A2	25.8	7.3	0.28	34.2	59.9	12.2
B	23	8.23	0.35	28.3	71.6	13.3
TOTA	78	42.36	0.54	29.7	44.1	12.2

۱۰. تعیین رخساره های مخزنی

محققین روش های متعددی برای آنالیز داده ها و خوشه سازی جهت تعریف دقیق تر رخساره های الکتریکی بکار برده اند. مهم ترین روش ها عبارتند از:

__ منطق فازی

__ شبکه عصبی

__ روش خوشه بندی چند تفکیکی بر پایه گراف (MRGC)

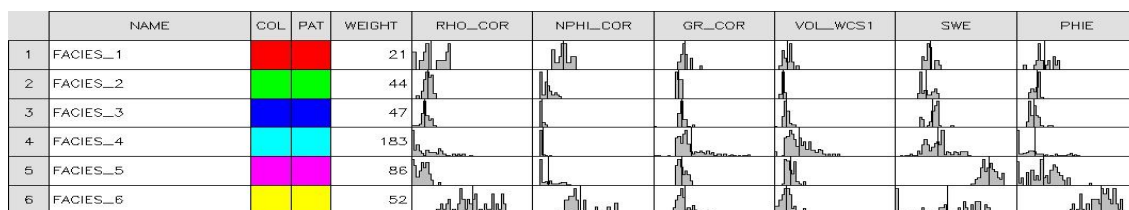
__ روش AHC

__ روش خوشه های دینامیکی

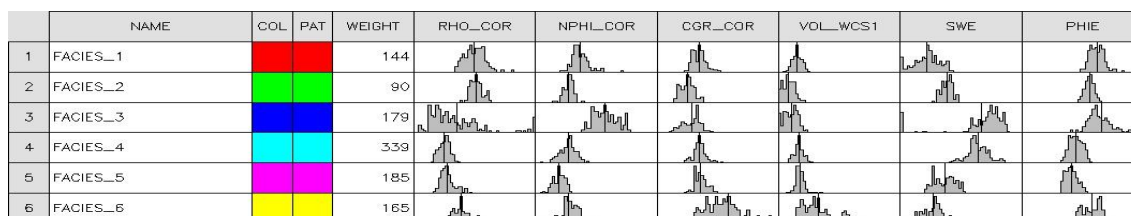
در این مطالعه از روش خوشه بندی بر پایه ی گراف (MRGC) (Multi Resolution Graf Based Clustering) استفاده شده است که پایه ریاضی بسیار قوی دارد، تعداد خوشه های بهینه ای را پیشنهاد می کند و از این جهت در این مطالعه نتیجه مناسبی از نظر تشابه با نتایج ارزیابی پتروفیزیکی نسبت به سایر روش ها ارائه داد، در این روش تعداد خوشه های رخساره ای به صورت خودبه خود با استفاده از Kernel Representative Index Curve انجام می گیرد، هم چنین در این روش امکان تلفیق خوشه های کوچک به خوشه های بزرگ تر وجود دارد. هر خوشه نماینده ی یک زون مخزنی در نظر گرفته می شود. برای این منظور در بخش Facimage نرم افزار Geolog گونه های مخزنی را ابتدا بر حسب دو گروه از ویژگی ها و سپس تلفیقی از هر دو گروه تعیین کرده ایم که در این روش پارامترهای بیشتری در تعیین رخساره ها دخیل بوده بنا بر این امکان دسته بندی کامل تر و دقیق تر رخساره ها را دارد، گروه اول لاگ های چگالی، تخلخل و نوترون که رخساره های به دست آمده در ستون چهارم اشکال ۵ نشان داده شده است. گروه دوم تخلخل، اشباع آب و حجم شیل است که رخساره های به دست آمده از این ویژگی ها در ستون هشتم اشکال ۵ نشان داده شده است. تلفیق هر شش ویژگی، رخساره های ستون هفتم اشکال ۵ را نشان داد. مقادیر مربوط به هر کدام از پارامترها در هر رخساره در جداول زیر نشان داده شده است، در این جداول از بالا به پایین رخساره ها بر حسب بهترین کیفیت مخزنی دسته بندی شده اند. نتایج به دست آمده از این روش نتایج به دست آمده از ارزیابی پتروفیزیکی را تایید می کند.

	NAME	COL	PAT	WEIGHT	PHIE	SWE	VOL_WCS1	GR_COR	NPHL_COR	RHO_COR
1	FACIES_1			51						
2	FACIES_2			303						
3	FACIES_3			74						
4	FACIES_4			71						

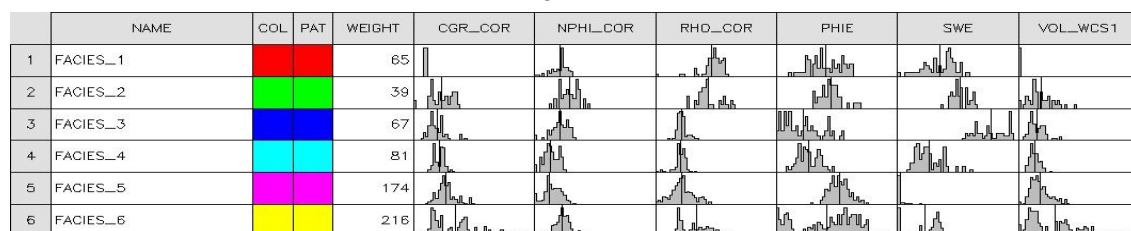
شکل ۶ الف - هیستوگرام و رخساره های الکتریکی توزیع شده در چاه A با استفاده از لاگ های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل



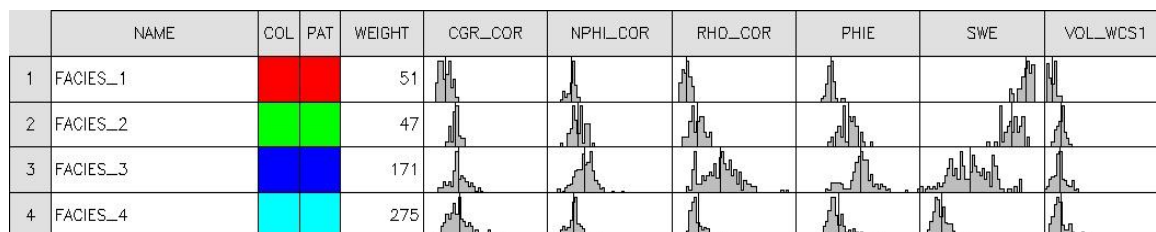
شکل ۶ ب- هیستوگرام رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه B با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل



شکل ۶ ج- هیستوگرام و رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه C با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل



شکل ۶ د- هیستوگرام و رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه D با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل



شکل ۶ ه- هیستوگرام و رخساره‌های الکتریکی توزیع شده در چاه E با استفاده از لاگ‌های چگالی، نوترون، گاماری، اشباع آب، حجم شیل و تخلخل

جدول ۷- مقادیر خصوصیت رخساره‌های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی در چاه A

	RHO-	NPHI-	GR-	PHIE	SWE	VOL	توضیح
Blue	2.13	0.35	26.58	0.37	0.38	0.13	مخزن نفتی
Cyan	2.21	0.28	51.89	0.24	0.37	0.31	
Green	2.21	0.28	49.68	0.26	0.97	0.26	
Red	2.39	0.18	72.1	0.13	1	0.36	

جدول ۸- رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی و مقادیر خصوصیات آن در چاه B

	RHO-	NPHI-	GR-	PHIE	SWE	VOL	
	1.95	39	23.63	0.39	0.23	0.13	مخزن نفتی
	2.09	39.63	20.64	0.42	0.74	0.07	
	2.06	41.44	23.39	0.43	0.69	0.10	
	2.11	33.35	26.18	0.39	0.71	0.11	
	1.93	41.06	31.29	0.42	0.65	0.21	
	2.45	27.11	25.94	0.15	0.57	0.10	

جدول ۹- رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی و مقادیر خصوصیات آن در چاه C

	RHO_	NPHI_	CGR_	PHIE	SWE	VOL_	
	2.20	0.29	35.06	0.28	0.36	0.17	مخزن نفتی
	2.30	0.11	28.5	0.17	0.33	0.10	مخزن گاز
	2.23	0.33	35.81	0.30	0.64	0.17	
	2.47	0.29	24.77	0.22	0.61	0.08	
	2.45	0.23	34.57	0.19	0.78	0.15	
	2.34	0.29	58.37	0.21	0.73	0.33	میان لایه شیلی

جدول ۱۰- رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی و مقادیر خصوصیات آن در چاه D

	RHO-	NPHI-	CGR-	PHIE	SWE	VO-	
	2.17	0.33	19.16	0.39	0.23	0.15	مخزن نفتی
	2.15	0.37	21.46	0.37	0.74	0.13	
	2.16	0.37	26.35	0.24	0.97	0.18	آب شور
	2.39	0.28	22.93	0.28	0.48	0.18	
	2.29	0.31	34.82	0.29	0.77	0.30	میان لایه شیلی

جدول ۱۱- مقادیر خصوصیت رخصاره های الکتریکی به ترتیب کیفیت مخزنی در چاه E

	RHO_	NPHI_	CGR_	PHIE	SWE	VOL_	توضیحات
	2.07	0.33	17.76	0.36	0.15	0.07	مخزن نفتی
	2.17	0.33	29.23	0.33	0.83	0.14	آب شور
	2.15	0.30	25.91	0.29	0.26	0.14	
	2.34	0.27	28.11	0.24	0.60	0.13	

۱۱. نتیجه گیری

با توجه به حضور شیل روش ایندونزیا بهترین روش برای محاسبه پارامتر اشباع شدگی در افق غار است. آنالیز داده های لاگ نشان داد که این مخزن از تخلخل مناسبی برخوردار است، تغییرات تخلخل در سطح این میدان چندان زیاد نمی باشد، تخلخل افق غار با توجه به پایین بودن حجم شیل آن در اینتروال های مخزنی بیشتر از نوع مفید می باشد. تخلخل مناسب در افق غار می تواند متأثر از نوع محیط رسوب گذاری باشد. میانگین حجم شیل در چاه های مطالعه شده ۱۲-۲۰ می باشد ولی در بعضی از قسمت های افق غار وجود میان لایه های نازک شیلی مانع از آن می شود که افق غار را جزو سازندهای تمیز به حساب آوریم.

__ بر اساس کراس پلات‌های ترسیم شده لیتولوژی افق غار ماسه‌سنگ، دولومیت، انیدریت، شیل و مقداری آهک می‌باشد. بیشترین لیتولوژی افق غار ماسه و دولومیت است.

__ کانی‌های رسی افق غار بر اساس کراس پلات توربوم-پتاسیم در میان لایه‌های شیلی متفاوت با محدوده‌های مخزنی است در محدوده‌های مخزنی مخلوطی از کانی‌های رسی وجود دارد که نشان دهنده‌ی شیلی شدن فلدسپات‌ها است. در میان لایه‌های شیلی کانی رسی از ایلیت و مقدار بسیار کمی میکا تشکیل شده است.

__ بعد از ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی، افق غار به سه زون تقسیم گردید. زون‌های A، B و C سه میان لایه شیلی در افق غار در اکثر چاه‌ها قابل ردیابی است که یکی از آن‌ها زون A را به دو زیر زون A1 و A2 تقسیم می‌کند یکی دیگر از میان لایه‌های شیلی زون B را به دو زیر زون B1 و B2 تقسیم می‌کند و یکی از میان لایه‌های شیلی در بالای زون C قابل ردیابی است.

__ بر اساس حد برش‌های تعریف شده جهت تفکیک بخش‌های ناخالص و خالص و تولیدی ضخامت این زون‌ها محاسبه شده است. با توجه به حجم شیل نسبتاً پایین و تخلخل مناسب ضخامت زون خالص در بخش B، A نسبتاً بالا بوده است و در نتیجه نسبت ضخامت خالص به ناخالص که یک پارامتر جهت نشان دادن استعداد مخزنی است نسبتاً بالا می‌باشد. زون‌های A، B غار دارای استعداد مخزنی است اما با توجه به میزان اشباع هیدروکربور ضخامت زون تولیدی که در واقع زون هیدروکربور دار است در چاه‌ها متغیر است و بیشتر زون A به علت لیتولوژی خاص آن که از ماسه سست تشکیل شده است بهترین زون تولیدی است.

__ در مجموع با توجه به پارامترهای اندازه‌گیری شده، افق غار در میدان ابوذر از نظر مخزنی دارای شرایط مناسبی می‌باشد. __ در روش الگوریتم خوشه‌سازی جهت تعیین رخساره‌های مخزنی نیازی نیست که تعداد دقیق خوشه‌ها به الگوریتم داده شود و تنها یک بازه از تعداد بهینه‌ی خوشه‌ها را تعیین می‌کنیم. __ هر خوشه نماینده‌ی یک زون مخزنی است.

__ هر چه لاگ‌های بکار رفته بیشتر باشد رخساره‌های شناسایی شده جزئی تر تقسیم‌بندی می‌شوند. __ رخساره‌های با مقادیر تخلخل بالا و کمترین میزان اشباع آب نشان‌دهنده مخزن نفتی و رخساره‌های با بالاترین میزان گاماری و حجم شیل نشان‌دهنده‌ی میان لایه‌های شیلی است که در زون‌بندی نیز کاملاً مشهود می‌باشد. __ رخساره‌های مخزنی مناسب‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی را نشان می‌دهند که در هیستوگرام‌ها نیز کاملاً مشهود است. __ توزیع رخساره‌های الکتریکی مطابق با خواص مخزنی حاصل از ارزیابی پتروفیزیکی است و تاییدی بر آن می‌باشد.

تشکر و قدردانی

ضمن عرض سپاس از اساتید راهنما و مشاورین محترم که در انجام این پژوهش نهایت همکاری را داشته‌اند از پژوهش و توسعه شرکت فلات قاره ایران نیز که این پژوهش را تحت حمایت مالی قرار داده است سپاس‌گزارم.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان مهندس محمد محمد نیا و دکتر بهرام موحد که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند کمال

تشکر و سپاس را دارد"

منابع و مراجع

- [۱] گزارشات داخلی شرکت نفت فلات قاره ایران
- [2] James, G. A and Wynd, J. G; (1965); Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium agreement Area, A.A.P.G. Bull., v.49, No 12, p.2182-2245
- [۳] نجم آبادی، سیاوش، ۱۳۶۶، "تاریخچه اکتشاف نفت و گاز در آب های فلات قاره ایران در خلیج فارس"، گزارشات داخلی شرکت ملی نفت ایران.
- [4] Alsharhan, A.S; and Nairn, A.E.M; (1997); Sedimentary basin and petroleum of the Middle East, Elsevier 942p
- [5] Koop, W. J., & Stoneley, R. (1982), Subsidence History of the Middle East Zagros Basin, Permian to recent, Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Series A, 305, 149–168
- [۶] مطیعی، همایون، (۱۳۷۴)، "زمین شناسی نفت زاگرس-جلد ۱"، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۱۰۰۹ ص
- [7] Asquith; G.B., And Case, C.R; (1983); CNT-A Dolomite Response, Trans. SPWLA 24th Annual Logging Symposium, paper.
- [8] Schlumberger; (2000); schlumberger log interpretation charts, Houston, Texas
- [9] Brock, J., 1986, Applied Open-hole Log Analysis, Gulf Publishing Company, Houston Texas.
- [۱۰] کمالی، محمدرضا، معلمی، سیدعلی و معین پور، محمد، (۱۳۸۰)، "ویژگی های زمین شناسی مخزن و بررسی شکستگی در بخش بالایی سازند آسماری و سازند غار میدان ابوذر"، مجله علوم دانشگاه تهران، جلد بیست و هشتم، شماره ۱، (۱۹-۳۲).
- [11] Poupon, A; And Leveaux, J; 1971; Evaluation of Water Saturation In Shaly Formation, Trans. SPWLA 12th Annual logging Symposium, O1-2.

Petrophysical evaluation and determination of reservoir rock types in the Ghar member, the Abouzar oilfield, Persian Gulf.

Nasiri M., Kamali M. R., Kadkhodai A., Rajoli Nodeh M.

ABSTRACT

This study is aimed at petrophysical evaluation of the Ghar reservoir using Multimin method by Geolog software in five wells from the Abouzar oilfield. For this purpose, well log data comprising of neutron, density, sonic, gamma, resistivity and photoelectric absorption were utilized and their analysis lead to determination of quantitative petrophysical properties such as porosity, volume of shale, water, oil saturation and qualitative parameters including lithology and clay mineral types. The analyses revealed that three zones could be identified in the Ghar reservoir. Meanwhile, there are three shaly interlayers within the Ghar foemation. By application of the cutoff values on oil in place (OIP), petrophysical properties were determined zone by zone and based on Net to Gross ratio (N/G) high reservoir quality zone was identified. Finally by using clustering algorithm, reservoir rock types were identified based upon six properties including density, neutron, gamma ray, volume of shale, water saturation and effective porosity. The facies were introduced on the basis of their priority in reservoir quality so that there is an agreement between petrophysical evaluation results and electrofacies. General lithology of the reservoir in composed of upper loose sands and consolidated sand in the lower part. The lower sands are consolidated by the calcite cement. Overall, the volume of clay minerals in the lower part is less than that of upper part. However, productive zones were separated by a thin shaly layer. The clay minerals type in the shaly layer differs from those present in the reservoir rocks. Total and effective porosity are almost identical which is due to low volume of shale.

Keywords: volume of shale, porosity, water saturation, lithology, cutoff, electrofacies, Ghar horizon, Abouzar oilfield.