

ارزیابی کیفیت مخزنی سازند آسماری با استفاده از داده های پتروفیزیکی در میدان نفتی پارسی

زیبا دانایی^{۱*}، طاهره حبیبی^۲، امیر کریمیان طرقله^۳، رضا فتحی ایسوند^۴

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، بخش علوم زمین، دانشکده علوم پایه، دانشگاه شیراز
zibadanayi71@gmail.com

۲ و ۳- هیئت علمی گروه زمین شناسی نفت، بخش علوم زمین، دانشکده علوم، دانشگاه شیراز
karimiantorghabehamir@gmail.com-۳ taherehhabibi@gmail.com-۲

۴- شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب
Reza51fathi@gmail.com

چکیده

سازند آسماری به سن الیگو- میوسن سنگ مخزن میدان نفتی پارسی واقع در جنوب فرو افتادگی دزفول را تشکیل می دهد. در این میدان چهار زون پتروفیزیکی شماره ی ۱-۴ تفکیک شده است. این میدان براساس میزان تولید به ترتیب به دو بخش شرقی و غربی تقسیم می شود. در این مطالعه براساس داده های چاه پیمایی و با استفاده از روش ارزیابی پتروفیزیکی گام به گام به بررسی کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی پارسی پرداخته شده است و بخش های غربی و شرقی میدان در دو حلقه چاه شماره ی ۳۳ واقع در غرب میدان و چاه شماره ی ۸۸ واقع در شرق میدان از نظر کیفیت مخزنی با هم مقایسه شده اند. خصوصیات پتروفیزیکی نظیر لیتولوژی، تخلخل، حجم شیل، اشباع آب و نسبت ضخامت ناحیه ی خالص به ناخالص مخزن آسماری در این دو حلقه چاه با استفاده از لاگ های گاماری، نوترون، چگالی، صوتی و لاگ های مقاومت مورد ارزیابی قرار گرفتند. بر اساس نتایج حاصل از این ارزیابی سازند آسماری در چاه ۸۸ به ترتیب دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۹/۴، ۵ و ۴۱/۶ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۶۸ است. در چاه ۳۳ سازند آسماری به ترتیب دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۶/۷، ۵/۲ و ۵۴ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۳۹ است. نتایج حاصل از این ارزیابی نشان می دهد در چاه ۸۸ تمام زون ها با توجه به میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل، اشباع آب مؤثر و نسبت ضخامت خالص به ناخالص زون مخزنی محسوب می شوند. اما در چاه ۳۳ فقط زون های ۱-۱ و ۱-۲ زون مخزنی محسوب می شوند. با این تفاسیر میزان تولید در بخش غربی میدان باید بسیار کم تر از بخش شرقی میدان باشد.

واژگان کلیدی: کیفیت مخزنی، اشباع آب، تخلخل، سازند آسماری، میدان پارسی

Evaluation of reservoir quality of Asmari formation using petrophysical data in Parsi oil field

Abstract

Asmari Formation of Oligo-Miocene age constitutes the reservoir rock of Parsi oil field located in the south of Dezful depression. In this field, four petrophysical zones number 1-4 have been separated. This field is divided into two eastern and western parts, respectively, based on the amount of production. In this study, the reservoir quality of the Asmari Formation in the Parsi oil field has been investigated based on the well survey data and using the petrophysical evaluation method step by step, and the western and eastern parts of the field in two well rings number 33 located in the west of the field and Well No. 88 located in the east of the field have been compared in terms of reservoir quality. Petrophysical characteristics such as lithology, porosity, shale volume, water saturation and net/gross thickness ratio of the Asmari reservoir in these two wells using gamma, neutron, density, acoustic and deep resistivity logs were evaluated. Based on the results of this evaluation, the Asmari Formation in Well 88 has an average effective porosity, shale volume, and effective water saturation of 9.4, 5, and 41.6 percent, respectively, and the net-to-gross thickness ratio is 0.68 meters. In well 33, the Asmari Formation has an average effective porosity, shale volume, and effective water saturation of 6.7, 5.2, and 54%, respectively, and the net-to-gross thickness ratio is 0.39 meters. The results of this evaluation show that in well 88, all zones are considered as reservoir zones according to the average effective porosity, shale volume, effective water saturation and ratio of net to gross thickness. But in well 33, only zones 1-1 and 2-1 are considered reservoir zones. With these interpretations, the amount of production in the western part of the field should be much less than the eastern part of the field.

Keywords: Reservoir quality, water saturation, porosity, Asmari formation, Parsi field

۱- مقدمه

ارزیابی پتروفیزیکی علم تعبیر و تفسیر اطلاعات حاصل از نمودارهای چاه پیمایی است و یکی از مهمترین و پر کاربردترین فاکتورها در تعیین ویژگی های سنگ مخزن می باشد (Senosy et al., 2020; Shehata et al., 2021; Nabawy et al., 2022). بهره وری چاه ها در مخازن هیدروکربن دار به خواص پتروفیزیکی که شامل لیتولوژی، تخلخل، اشباع آب، حجم شیل و نفوذپذیری هستند، بستگی دارد (Senosy et al., 2020). تعیین پارامترهای پتروفیزیکی و بررسی توزیع آنها در فواصل مخزنی می تواند به شناخت بهتر زون های مخزنی و نواحی با پتانسیل تولید بالاتر کمک کند. در این پژوهش با استفاده از روش های ارزیابی گام به گام در نرم افزار ژئولاگ پارامترهای پتروفیزیکی مذکور در میدان پارسی (واقع در جنوب غرب حوضه ی زاگرس و در جنوبی ترین بخش فرو افتادگی دزفول شمالی) مورد ارزیابی قرار گرفتند. میدان مورد مطالعه براساس دبی تولید به دو بخش شرقی و غربی تقسیم شده است. بر اساس ویژگی های پتروفیزیکی سنگ مخزن آسماری در میدان پارسی به چهار زون شماره ی ۱ (بوردیگالین)، شماره ی ۲ و ۳ و ۴ (آکیتانین) تقسیم می شود. زون های شماره ی ۱ و ۴ بر اساس محتوای شیل و کیفیت مخزنی به زیر زون های ۱-۱ و ۱-۲، ۲-۱ و ۲-۲، ۳-۱ و ۳-۲ تقسیم شدند. در این مطالعه با توجه به تولید خیلی کم هیدروکربن در بخش غربی میدان پارسی نسبت به بخش شرقی با استفاده از اطلاعات در دسترس به مقایسه ی کیفیت مخزنی در زون های پتروفیزیکی فوق پرداخته شده است.

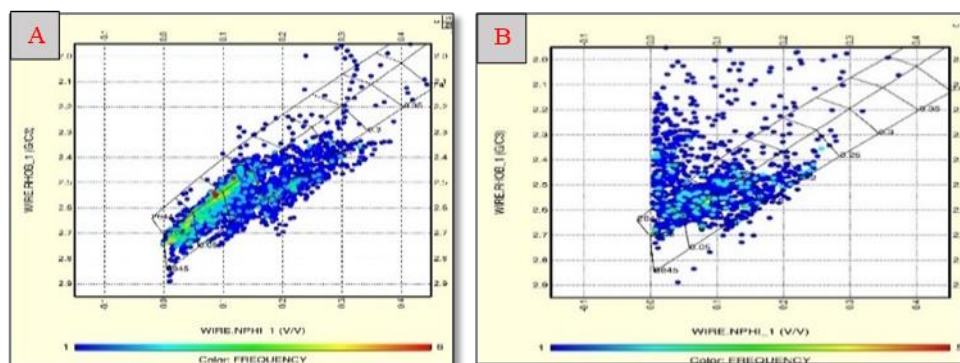
۲- بحث



در این پژوهش جهت مقایسه ی میزان تولید در بخش شرقی و بخش غربی میدان مورد مطالعه به ارزیابی خصوصیات پتروفیزیکی و بررسی کیفیت مخزنی براساس پارامترهای پتروفیزیکی در دو چاه شماره ی ۸۸ و ۳۳ پرداخته شده است. پارامترهای پتروفیزیکی بررسی شده در این مطالعه شامل لیتولوژی، تخلخل، حجم شیل، شایع آب و نسبت ضخامت خالص به ناخالص هستند که در ادامه به توصیف آنها پرداخته می شود.

تعیین لیتولوژی

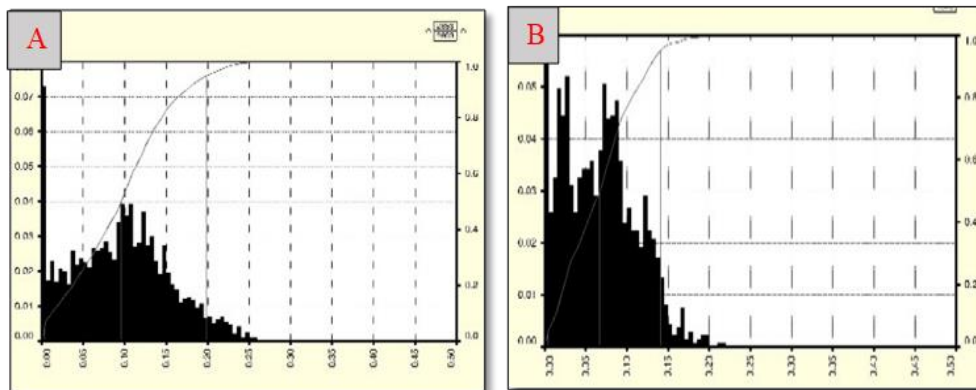
تعیین سنگ شناسی یک گام مهم در ارزیابی خواص مخزنی است و به این منظور از نمودار نوترون-چگالی که یکی از بهترین و با دقت ترین ابزارها برای تعیین لیتولوژی و تخلخل می باشد (Rider, 1986) استفاده شد. در این مطالعه بعد از اعمال تصحیحات محیطی از نمودارهای متقاطع نوترون - چگالی برای تعیین لیتولوژی استفاده شد. براساس نمودار (شکل ۲) لیتولوژی سازند آسماری در دو چاه مورد مطالعه از آهک، آهک دولومیتی، دولومیت، انیدریت و ماسه سنگ تشکیل شده است. لیتولوژی غالب در چاه ۸۸ آهک تا آهک دولومیتی و در چاه شماره ی ۳۳ آهک، آهک دولومیتی و ماسه سنگ است.



شکل ۲: (A) کراس پلات نوترون - چگالی در چاه ۸۸، (B) کراس پلات نوترون - چگالی در چاه

تعیین تخلخل

تخلخل کمیت اصلی محاسبات حجمی مخزن و تشریح فابریک سنگ است (Lucia, 2007) که به دو صورت تخلخل کل و مؤثر بیان می شود. فضاهای خالی در مخزن هیدروکربوری توسط آب، نفت و یا گاز پر شده اند و مقدار تخلخل کل در مخازن بین ۵ تا ۴۰ درصد نوسان دارد ولی معمولاً در اکثر مخازن بین ۱۰ تا ۲۰ درصد است (Tiab and Donaldson, 1996). برای محاسبه ی تخلخل از نمودارهای تخلخل یعنی نمودارهای نوترون، چگالی و صوتی استفاده می شود. تخلخل را می توان از یک نمودار یا ترکیبی از نمودارهای مختلف تخلخل بدست آورد (Hearst et al., 2000). برای محاسبه ی تخلخل باید تصحیحات محیطی، تصحیح اثر هیدروکربن و تصحیح شیل انجام شود (Rezaee and Chehrizi, 2011). در این مطالعه برای محاسبه ی تخلخل پس از انجام تصحیحات محیطی، تصحیح اثر هیدروکربن و تصحیح شیل از لاگ های ترکیبی نوترون - چگالی استفاده شد و تخلخل کل و مؤثر محاسبه گردید. براساس محاسبات انجام شده (شکل ۳) بین تخلخل کل و مؤثر سازند آسماری تفاوت زیادی وجود ندارد. نتایج حاصل از ارزیابی تخلخل در چاههای مورد مطالعه در جدول (۱) و جدول (۲) نشان داده شده است.



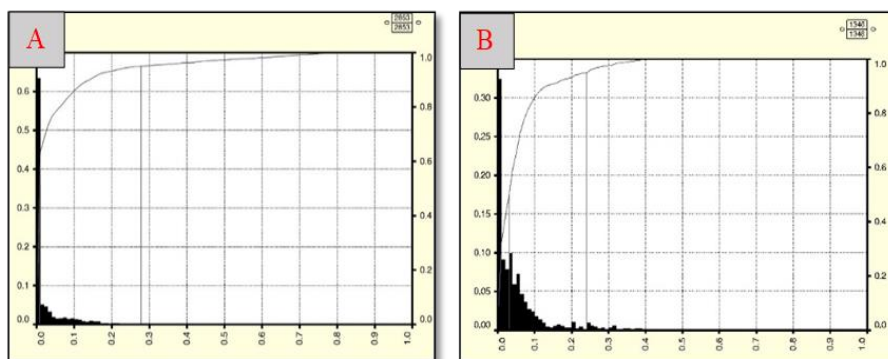
شکل ۳: (A) منحنی هیستوگرام تخلخل مؤثر در چاه ۸۸، (B) منحنی هیستوگرام تخلخل مؤثر در چاه ۳۳

محاسبه ی حجم شیل

افزایش حجم شیل در مخزن باعث کاهش تخلخل و نفوذپذیری مؤثر سنگ می شود. حجم کانی های رسی موجود در مخزن همان حجم شیل است که تعیین دقیق کیفیت مخزنی و سایر پارامترهای پتروفیزیکی مثل لیتولوژی، تخلخل، نوع سیال مخزنی، توزیع سیال مخزنی و تراوایی بر مبنای ارزیابی و تعیین دقیق این پارامتر می باشد. کانی های رسی بخاطر وجود ریز تخلخل های موجود در آنها خواص پتروفیزیکی مخزن را تحت تاثیر قرار می دهند (Tiab and Donaldson, 1996). ذرات رس بسیار دانه ریز هستند و نسبت سطح به حجم آنها خیلی زیاد است، بنابراین می توانند مقدار زیادی آب غیر قابل جریان در خود نگه دارند و بر روی قرائت نمودارها تاثیر بگذارند (Movahed, 2011). روش های متداول محاسبه ی حجم شیل شامل روش خطی، روش نوترون - چگالی و روش مقاومتی است (Kamel et al; 2002). متداول ترین روش محاسبه ی حجم شیل، روش خطی با استفاده از نمودار تصحیح شده ی اشعه ی گاما است.

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

در این رابطه، CGR_{max} مربوط به بخش شیلی، CGR_{min} مربوط به بخش تمییز و CGR قرائت نمودار گاماری در عمق مد نظر است (Rider, 1986). در این پژوهش از همین رابطه برای محاسبه ی حجم شیل استفاده شده است. نتایج حاصل از محاسبه ی حجم شیل در هر چاه در جدول (۱) و جدول (۲) نشان داده شده است.



شکل ۳: (A) منحنی هیستوگرام حجم شیل در چاه ۸۸، (B) منحنی هیستوگرام حجم شیل در چاه ۳۳

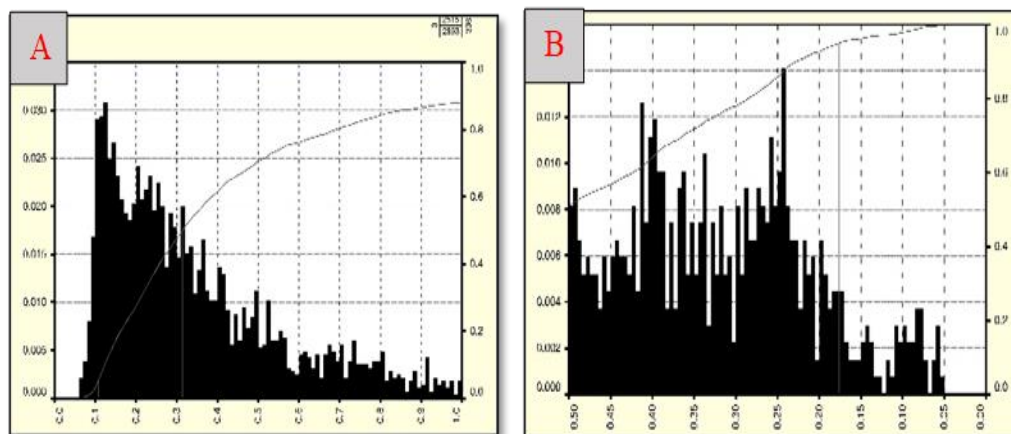


محاسبه ی اشباع آب

اشباع شدگی آب سازند، کسری از حجم منافذ اشغال شده توسط آب است (Schlumberger, 1989). در اشباع شدگی سیال مورد نظر می تواند آب، نفت و یا گاز باشد. بعبارت دیگر اشباع شدگی عبارت است از اشباع شدگی آب (SW)، اشباع شدگی نفت (SO) و اشباع شدگی گاز (Sg) و جمع همه ی این مقادیر در یک سنگ برابر با یک است. در مخازن هیدروکربن دار با تعیین مقدار اشباع آب می توان درصد هیدروکربن موجود در فضاهای خالی را بدست آورد. برای محاسبه ی آب اشباع شدگی سازند از دو روش آرچی و اندونزیا استفاده می شود. در این مطالعه برای محاسبه ی آب اشباع شدگی از روش اندونزیا استفاده شده است.

$$S_w = \left\{ R_t \left[\frac{v_{sh} \left(1 - \frac{v_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e \left(\frac{m}{2} \right)}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right]^2 \right\}^{-\frac{1}{n}} \quad \text{رابطه ی (۲)}$$

که در این رابطه: S_w درصد اشباع آب سازند، R_t مقاومت ویژه ی بخش دست نخورده ی سازند که علاوه بر آب سازندی از هیدروکربور اشباع شده است برحسب اهم متر، R_w مقاومت ویژه ی آب سازند بر حسب اهم متر، ϕ_e تخلخل موثر، n توان اشباع شدگی، m ضریب سیمان شدگی است، R_{sh} مقاومت شیل برحسب اهم متر، v_{sh} حجم شیل و a ثابت آرچی می باشد (Sam- Marcus et al., 2018).



شکل ۵: (A) منحنی هیستوگرام اشباع آب مؤثر در چاه ۸۸، (B) منحنی هیستوگرام اشباع آب مؤثر در چاه ۳۳

باتوجه به نمودارهای شکل (۳)، (۴) و (۵) درصد پارامترهای پتروفیزیکی تخلخل مفید، حجم شیل و اشباع آب مؤثر در هریک از چاه های مورد مطالعه محاسبه شد که نتایج به شرح جداول زیر می باشد:

جدول ۱: میانگین درصد پارامترهای پتروفیزیکی محاسبه شده در چاه ۸۸

چاه ۸۸	تخلخل کل (درصد)	تخلخل مؤثر (درصد)	اشباع آب کل (درصد)	اشباع آب مؤثر (درصد)	حجم شیل (درصد)
کل چاه	۱۰/۲	۹/۴	۴۳/۵	۴۱/۶	۵
زون ۱-۱	۱۶/۷	۱۶/۶	۲۱/۶	۲۱/۳	۰/۴



زون ۱-۲	۱۳/۷	۱۳/۶	۳۸/۲	۳۷/۸	۰/۶
زون ۲	۹/۲	۶/۷	۶۶/۹	۶۰	۱۶/۴
زون ۳	۹/۵	۹/۲	۳۳/۱	۳۲/۵	۱/۹
زون ۴-۱	۷/۱	۶/۹	۵۰/۴	۴۹/۴	۱/۴

جدول ۲: میانگین درصد پارامترهای پتروفیزیکی محاسبه شده در چاه ۳۳

چاه ۳۳	تخلخل کل (درصد)	تخلخل مؤثر (درصد)	اشباع آب کل (درصد)	اشباع آب مؤثر (درصد)	حجم شیل (درصد)
کل چاه	۷/۵	۶/۷	۵۸/۳	۵۴	۵/۲
زون ۱-۱	۹	۸/۴	۳۶/۶	۳۰/۹	۳/۹
زون ۱-۲	۸/۶	۸/۲	۵۲	۵۰/۴	۲/۴
زون ۲	۵/۹	۵/۳	۶۴/۴	۶۳/۳	۳/۵
زون ۳	۸/۴	۷/۶	۶۷/۵	۶۵/۲	۵/۱
زون ۴-۱	۶/۸	۴/۲	۷۶/۳	۶۶/۹	۱۷

محاسبه ی ناحیه ی تولیدی و ناحیه ی ناخالص

یکی از مهم ترین بخش های مطالعات در مخازن برای شناسایی لایه های مخزنی از غیر مخزنی زون بندی است. کل بازه حفاری شده به دو بخش ناحیه ی تولیدی و ناخالص طبقه بندی می شود (Masoudi et al., 2013). زون تولیدی در یک چاه، شامل فواصلی از مخزن است که دارای مقدار زیادی هیدروکربور است و شرایط مخزنی و پتروفیزیکی مناسبی داشته باشد و از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه است (Bayheri and Khoshbakht, 2013). در این مطالعه براساس حدود برش پارامترهای پتروفیزیکی نسبت Net/Gross زون های پتروفیزیکی سازند آسماری در چاه شماره ی ۸۸ و چاه شماره ی ۳۳ برای مقایسه ی کیفیت مخزنی غرب و جنوب میدان محاسبه شد. براساس حدود آستانه ی مناسب (جدول ۳) نتایج ارزیابی سازند آسماری در چاه های ۸۸ و ۳۳ در جدول ۴ و جدول ۵ نشان داده شده است.

جدول ۳: حدود آستانه ی مناسب برای کربنات ها (Worthington and Cosentino, 2005)

پارامتر	نوع	حد آستانه کربنات (درصد)
تخلخل مؤثر	=>	۵
اشباع آب مؤثر	=<	۵۰-۶۰
حجم شیل	=<	۳۵

جدول ۴: نتایج ارزیابی سازند آسماری، چاه ۸۸

Interval	Top	Base	Gross (m)	Net (m)	Net/Gross	PHIE-AV (%)	SWE-AV (%)
----------	-----	------	-----------	---------	-----------	-------------	------------



Well88	۲۰۷۵	۲۵۱۹	۴۴۴	۳۰۱/۹۳	۰/۶۸	۱۲/۷	۲۲/۸
Zone1-1	۲۰۷۵	۲۱۱۰	۳۵	۳۵	۱	۱۶/۶	۲۰/۵
Zone1-2	۲۱۱۰	۲۱۶۵	۵۵	۴۴/۹۴	۰/۸۱	۱۵/۳	۲۹/۴
Zone2	۲۱۶۵	۲۲۶۹	۱۰۴	۴۰/۸۴	۰/۳۹	۱۲/۳	۳۲/۱
Zone3	۲۲۶۹	۲۴۴۴	۱۷۵	۱۳۹/۳۳	۰/۷۹	۱۰/۹	۱۹/۵
Zone4-1	۲۴۴۴	۲۵۱۹	۷۵	۴۱/۸۱	۰/۵۵	۱۲/۸	۱۷/۷

جدول ۵: نتایج ارزیابی سازند آسماری، چاه ۳۳

Interval	Top	Base	Gross (m)	Net (m)	Net/Gross	PHIE-AV (%)	SWE-AV (%)
Well33	۲۰۷۰	۲۳۲۶	۲۵۶	۱۰۰/۱۲	۰/۳۹	۸	۳۱
Zone1-1	۲۰۷۰	۲۱۱۶	۴۶	۳۷/۷۹	۰/۸۲	۹	۲۷
Zone1-2	۲۱۱۶	۲۱۵۷	۴۱	۲۳/۴۷	۰/۵۷	۹	۳۳
Zone2	۲۱۵۷	۲۲۳۸	۸۱	۲۰/۲۶	۰/۲۵	۴/۲	۳۳/۸
Zone3	۲۲۳۸	۲۲۹۴	۵۶	۳/۶۵	۰/۰۶	۱۱	۴۴
Zone4-1	۲۲۹۴	۲۳۲۶	۳۲	۱۴/۹۳	۰/۴۶	۸	۳۳

۳- نتیجه گیری

سازند آسماری در چاه ۸۸ به ترتیب دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۹/۴، ۵ و ۴۱/۶ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۶۸ و در چاه ۳۳ به ترتیب دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۶/۷، ۵/۲ و ۵۴ درصد و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۳۹ می باشد. زون ۱-۱ در چاه ۸۸ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۱۶/۶، ۰/۴ و ۲۱/۳ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۸۲ و در چاه ۳۳ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۸/۴، ۳/۹ و ۳۰/۹ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۸۲ متر می باشد. زون ۱-۲ در چاه ۸۸ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۱۳/۶، ۰/۶ و ۳۷/۸ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۸۱ و در چاه ۳۳ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۸/۲، ۲/۴ و ۵۰/۲ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۵۷ می باشد. زون ۲ در چاه ۸۸ به ترتیب دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۶/۷، ۱۶/۴ و ۶۰ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۳۹ و در چاه ۳۳ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۵/۳، ۳/۵ و ۶۳/۳ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۲۵ می باشد. زون ۳ در چاه ۸۸ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۹/۲، ۱/۹ و ۳۲/۵ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۷۹ و در چاه ۳۳ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۷/۶، ۵/۱ و ۶۵/۲ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۰۶ می باشد. زون ۴-۱ در چاه ۸۸ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۶/۹، ۱/۴ و ۴۹/۴ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۵۵ و در چاه ۳۳ دارای میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل و اشباع آب مؤثر ۴/۲، ۱۷ و ۶۶/۹ و نسبت ضخامت خالص به ناخالص ۰/۴۶ می باشد. بطور کلی با مقایسه ی میانگین پارامترهای پتروفیزیکی کیفیت مخزنی سازند آسماری در چاه شماره ی ۸۸ در بخش شرقی بسیار بالاتر از چاه ۳۳ در بخش غربی می باشد. در چاه ۸۸ تمام زون ها با توجه به میانگین تخلخل مؤثر، حجم شیل، اشباع آب مؤثر و نسبت ضخامت خالص به ناخالص زون مخزنی

محسوب می شوند، اما چاه ۳۳ فقط زون ۱-۱ و زون ۱-۲ زون مخزنی محسوب می شوند. با این تفاسیر میزان تولید در بخش غربی میدان باید بسیار کم تر از بخش شرقی میدان باشد.

۴- منابع و مراجع

- Hearst, J. R., & Nelson, P. H. (1985). Well logging for physical properties. A Handbook for Geophysicists, Geologists, and Engineers, New York, John Wiley and Sons, 483 pp.
- Kamel, M. H., Mabrouk, W. M., & Bayoumi, A. I. (2002). Porosity estimation using a combination of Wyllie–Clemenceau equations in clean sand formation from acoustic logs. *Journal of petroleum Science and Engineering*, 33(4), 241-251.
- Lucia, F. J., Kerans, C., & Jennings Jr, J. W. (2003). Carbonate reservoir characterization. *Journal of petroleum technology*, 55(06), 70-72.
- Movahed, B. (2011). book of Fundamentals of well-log, *University of Amirkabir Press*, 332p.
- Nabawy, B. S., Lashin, A. A., & Barakat, M. K. (2022). Implementation of lithofacies and microfacies types on reservoir quality and heterogeneity of the Late Cretaceous Upper Bahariya Member in the Shourouk Field, Shoushan Basin, North Western Desert, Egypt. *Journal of Asian Earth Sciences*, 224, 105014.
- Sam-Marcus, J., Enaworu, E., Rotimi, O. J., & Seteyeobot, I. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 1009-1015.
- Senosy, A. H., Ewida, H. F., Soliman, H. A., & Ebraheem, M. O. (2020). Petrophysical analysis of well logs data for identification and characterization of the main reservoir of Al Baraka Oil Field, Komombo Basin, Upper Egypt. *SN Applied Sciences*, 2(7), 1293.
- Shehata, A. A., Osman, O. A., & Nabawy, B. S. (2021). Neural network application to petrophysical and lithofacies analysis based on multi-scale data: an integrated study using conventional well log, core and borehole image data. *Journal of natural gas science and engineering*, 93, 104015.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2019). Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. (No Title).