

مقاله پژوهشی

ارزیابی پتروفیزیکی بخش‌های مخزنی خاتیا و عرب در یکی از چاه‌های میادین خلیج فارس

سعید اشجع*^۱، محسن آل علی^۲، زهرا ملکی^۳

- ۱- دانشجوی دکتری فسیل شناسی و چینه شناسی، گروه زمین شناسی، دانشگاه زنجان، زنجان، ایران.
- ۲- استادیار گروه علوم زمین، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، ایران

تاریخ ارسال: ۱۴۰۴/۰۱/۳۱

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۲/۲۸

*مسئول مکاتبات: سعید اشجع، saeedashjaa@gmail.com

چکیده

یکی از مهمترین مسائل در مخازن کربناته ارزیابی پتروفیزیکی آن است که در تعیین دقیق زون‌های تولیدی نقش مهمی ایفا می‌کند. در این مطالعه تغییر پذیری پارامترهای پتروفیزیکی نظیر تراوایی، تخلخل، تخلخل ثانویه و اشباع آب تعیین و ارزیابی می‌گردد. سپس جهت کاهش عدم قطعیت نتایج حاصل با نتایج نگارهای مرسوم پتروفیزیکی حاصل از مغزه مورد تحلیل و مقایسه قرار می‌گیرد. این مطالعه به بررسی یکی از چاه‌های مخازن نفتی موجود در خلیج فارس که در میدان نفتی بلال قرار دارد پرداخته‌است و به ارزیابی اطلاعات به دست آمده‌ی پارامترهای پتروفیزیکی اشاره شده حاصل از نگارهای چاه پیمایی و نیز مغزه‌ها جهت تعیین کیفیت زون‌های مخزنی نموده‌است. نتایج مطالعات حاضر به طور خلاصه به این صورت بوده که زون‌های کلسیتی و دولومیتی دارای بهترین کیفیت مخزنی و زون‌های انیدریتی و شیلی کمترین کیفیت مخزنی را دارند. سازند خاتیا با لیتولوژی‌های عمده آهک، دولومیت و میان لایه‌های رسی به دو زون خاتیا بالایی و پایینی تقسیم می‌شود. همچنین سازند عرب با لیتولوژی‌های بیشتر دولومیت و انیدریت به شش زون تقسیم بندی می‌شود. **واژه‌های کلیدی:** نگارهای مرسوم پتروفیزیکی، پارامترهای پتروفیزیکی، زون‌های کلسیتی، زون‌های دولومیتی، زون‌های انیدریتی، زون‌های شیلی.

ماخذنگاری: اشجع، س.، آل علی، م. و ملکی، ز. (۱۴۰۳). ارزیابی پتروفیزیکی بخش‌های مخزنی خاتیا و عرب در یکی از چاه‌های میادین خلیج فارس. دوفصلنامه چینه‌نگاری و دیرینه‌شناسی، ۲(۱)، ۴۳-۶۵.
© حقوق معنوی مقاله برای دوفصلنامه چینه‌نگاری و دیرینه‌شناسی و نویسندگان محفوظ است.

doi 10.30470/zpaleo.2025.2051956.1019



This is an open access article under the by-nc/4.0/ License
(<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



Petrophysical evaluation of Khatia and Arab reservoir sections in one of the wells of the Persian Gulf fields

Saeed Ashjaa^{1*}, Mohsen Ale Ali² and Zahra Maleki²

1- PhD candidate of Stratigraphy and Paleontology, Department of Geology, University of Zanjan, Zanjan, Iran.

2- Assistant Professor, Department of Geology, Islamic Azad University, Tehran, Iran

Corresponding author: * Saeed Ashjaa, saeedashjaa@gmail.co

Abstract: One of the most crucial issues in carbonate reservoirs is petrophysical evaluation, which plays a vital role in accurately determining production zones. This study focused on assessing the variability of petrophysical parameters such as permeability, porosity, secondary porosity, and water saturation. To reduce uncertainty, the results were analyzed and compared with petrophysical logs obtained from the core samples. The findings can be summarized as follows: Calcite and dolomite zones exhibit the highest reservoir quality, while anhydrite and shale zones have the lowest quality. The Khatia Formation was subdivided into upper and lower zones, characterized by lime and dolomite as main lithologies with clay layers in between. The Arab Formation was divided into six zones, primarily consisting of dolomite and anhydrite. This study focused on an oil reservoir well in the Persian Gulf within the Bilal oil field. By evaluating information from petrophysical parameters derived from well logs and cores, the quality of reservoir zones was determined.

Keywords: Petrophysical logs, Petrophysical parameters, Calcite zones, Dolomite zones, Anhydrite zones, Shale zones.

مقدمه

دانش ارزیابی پتروفیزیکی در یک مخزن نفتی عبارت است از علم مطالعه خواص فیزیکی و شیمیایی سنگ مخزن و ارتباط آن با سیالات درون مخزن. کاربرد اصلی پتروفیزیک، مطالعه مخازن هیدروکربنی و ویژگی های سنگ مخزن آن است. یکی از این ویژگی های مهم نحوه اتصال حفره های کوچک درون سنگ مخزن است که انباشتگی و انتقال سیالات هیدروکربنی را کنترل می کند. سنگ شناسی، تخلخل، اشباع سیالات، تعیین لایه های تولیدی و چگالی بعضی از ویژگی های بررسی شده در پتروفیزیک است. یکی از جنبه های کلیدی پتروفیزیک، اندازه گیری و ارزیابی این ویژگی های سنگ با فرایندهای نمودارگیری و مغزه گیری است. در نمودارگیری یک رشته ابزار اندازه گیری را وارد چاه می کنند، سپس نمودار یا لاگ های به دست آمده را برای اندازه گیری تخلخل و تراوایی و مقاومت ویژه قسمت های مختلف سنگ مخزن طبقه بندی می نمایند. در مغزه گیری نمونه هایی از سنگ را از اعماق چاه به سطح زمین می آورند. سپس با بررسی های زمین شناسی، ژئوفیزیکی و مهندسی مخزن ترکیب می شود تا تصویر کاملی از مخزن به دست آید (برگرفته از سایت اینترنتی ویکی پدیا، سایت اینترنتی زمین شناسی نفت، ۱۳۹۸). مطالعه پارامترهای پتروفیزیکی یکی از مباحث مهم در مخازن کربناته می باشند و عامل اصلی ایجاد آنها در مخازن، پدیده های زمین شناسی (فرآیندهای تکتونیکی و رسوبی) هستند که تاثیر مستقیمی بر روی پارامترهای استاتیکی و دینامیکی (نظیر تخلخل، تراوایی) دارند (مستوفی، ۱۳۹۵ و اسدی، ۱۳۹۵).

به طور کلی اهداف این مطالعه به شرح زیر است:

بررسی خواص استاتیکی مخزن از جمله تخلخل، تراوایی، اشباع سیالات، حجم شیل و سیالات و غیره از طریق بررسی نمودارگیری (لاگ) و مغزه گیری از چاه به صورت کمی و کیفی است.

روش مطالعه و مرور مطالعات قبلی

برای نگارش این مقاله، ابتدا منابع و مقالات مربوط به موضوع حاضر را مورد مطالعه و بررسی قرار داده و سپس چاه مورد نظر را ارزیابی کرده و مطالعات کتابخانه ای در رابطه با سازند یا سازند های مورد نظر صورت گرفت، سپس با آگاهی کامل از موقعیت و تاریخچه زمین شناسی، اکتشاف و تولید میادین، مراحل بعدی مطالعات انجام گردید. پس از انجام مطالعات مقدماتی، اقدام به تهیه داده های مورد نیاز از میادین مورد نظر می گردد که شامل نمودارهای حاصل از چاه پیمایی و گزارش های زمین شناسی می باشد. نمودارهای چاه پیمایی شامل نمودار گاما (GR)، نمودار قطرسنجی (CALI)، نمودار سائز مته (BT)، نمودار صوتی (DT)، نمودار نوترون (NPHI)، نمودار چگالی (RHOB)، نمودارهای مقاومتی عمیق و کم عمق (RT, RXO) و نمودار فوتوالکتریک (PEF) می باشد (آل علی، ۱۳۹۶). نرم افزار ژئولاگ داده های عددی حاصل از نمودارهای چاه پیمایی را تفسیر و ارزیابی نموده و میزان سیالات موجود در مخزن و همچنین لیتولوژی و تخلخل سازندهای حفاری شده محاسبه می نماید (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۵). مهمترین کاربردهای نرم افزار ژئولاگ ارزیابی پتروفیزیکی پارامترهای مخزنی شامل حجم سیالات و میزان تخلخل و تراوایی موجود در سازند می باشد.

سازند سروک بالایی ترکیبی از سنگ آهک، دولومیت و مقدار کمی از شیل تعیین گردید. سازند سروک بالایی در منطقه مورد مطالعه به ۵ زون S1 تا S5 تقسیم شد. زون S2 با توجه به ویژگی های خاص پتروفیزیکی به ۸ زیر لایه S2a تا S2h تقسیم می شود و در نهایت زون S2 با توجه به خواص پتروفیزیکی مناسب به عنوان بهترین بخش مخزنی تشخیص داده شد.

موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه و زمین شناسی منطقه

میدان نفتی بلال در فاصله حدوداً یکصد کیلومتری جنوب غربی جزیره لاوان با مختصات جغرافیایی ۲۶ درجه و ۱۹ دقیقه شمالی و ۵۲ درجه و ۳۲ دقیقه شرقی در آب های خلیج فارس و در نزدیکی مرز آبی با کشور قطر قرار دارد (مستوفی، ۱۳۹۵). سازند سروک یکی از واحد های گروه بنگستان به سن کرتاسه میانی (سنومانین) است. این سازند در منطقه خلیج فارس از نظر سنگ مخزن دارای اهمیت زیادی است. سازند سروک در خلیج فارس به سه بخش میشریف، خاتیا و مدود تقسیم شده است. مطابق شکل ۱ میدان بلال که یکی از میداین نفتی ایران در محدوده خلیج فارس است که در نزدیکی آبهای قطر واقع شده و شامل دو مخزن شناخته شده عرب و خاتیا می باشد (مستوفی، ۱۳۹۵ و مطیعی، ۱۳۸۷ و ۱۳۷۴).

این مطالعه مربوط به مخزن خاتیا و عرب در یکی از چاه های میدان نفتی بلال می باشد. این میدان یکی از بزرگترین میدان های نفتی ایران است که در خلیج فارس و در آب های سرزمینی ایران و قطر واقع شده است، بازه های مخزنی در این میدان علاوه بر گروه بنگستان، توالی کربناته کنگان و دالان می باشد که حاوی مقادیر قابل توجهی نفت و گاز است. این دو مخزن به وسیله لایه انیدرید نار از هم مجزا گردیده اند.

جهت انجام ارزیابی پتروفیزیکی و محاسبه پارامترهای پتروفیزیکی به طور کلی از دو روش تفسیر قطعی و احتمالی می توان استفاده نمود که روش احتمالی روشی نوین و بر اساس احتمالات آماری می باشد و به دلیل دقت و سرعت بالا، با خطای تجمعی کمتر انجام می گردد (برگرفته از انجمن دانش پژوهان دانشگاه صنعتی شاهرود، ۱۳۹۵ - سایت اینترنتی زمین شناسی نفت، ۱۳۹۸). در همین راستا مطالعات مشابهی در محدوده مورد مطالعه و نیز محدوده های دیگر انجام شده است از جمله مستوفی، آل علی و ملکی (۱۳۹۵) در بررسی بهسازی ارزیابی پتروفیزیکی مخزن عرب در میدان بلال با نگرشی بر تفسیر نمودارهای تصویری پرداخته اند. در این مطالعه سکانس رسوبی کربناته تبخیری سازند عرب در میدان بلال بر اساس داده های پتروفیزیکی و تصویری و نیز داده های مغزه در چاه مورد مطالعه به زون های A1 تا A7 تقسیم بندی شده است. در این مطالعه زون های A4 و A5 با لیتولوژی های دولومیتی و کلسیتی دارای وضعیت پتانسیل خوب و زون های A1 و A2 و A3 با لیتولوژی های دولومیت، کلسیت و اندکی شیل دارای پتانسیل متوسط و نیز زون A7 با لیتولوژی دولومیت و اندکی کلسیت از وضعیت پتانسیل ضعیفی برخوردار است. همچنین موحد، مسیحی و هاشمی (۱۳۹۱) در مقاله ای با عنوان "ارزیابی خواص مخزنی سازند سروک بالایی با استفاده از داده های پتروفیزیکی در یکی از میداین نفتی جنوب ایران" پرداخته اند. در این پژوهش با استفاده از داده های چاه نگاری در یکی از میداین نفتی جنوب ایران و به کمک نرم افزار ژئولاگ، پارامترهای پتروفیزیکی سازند سروک بالایی در دو چاه A و B به روش ارزیابی احتمالی بررسی شد. بر پایه این ارزیابی و با بهره گیری از کراس پلات های مرسوم (نوترون، صوتی، چگالی و غیره) لیتولوژی

ناحیه دوم: در این ناحیه روند طاقدیس ها متأثر از حرکت گنبد های نمکی بوده و با سایر نقاط خلیج فارس متفاوت است.

حرکت نمک ها موجب کاهش ضخامت در بخش های فوقانی طاقدیس، تضعیف پوش سنگ و مهاجرت مواد هیدروکربنی به قسمت های سطحی شده است. در این ناحیه سنگ مخزن عمدتاً کربناته می باشد.

ناحیه سوم: این ناحیه قسمت شمالی و شرقی بلندای قطر را دربردارد. میدان گازی پارس جنوبی در این ناحیه واقع شده است.

ناحیه چهارم: این ناحیه بین بلندای قطر و تنگه هرمز قرار دارد. سنگ مخزن این ناحیه کربناته و بیشتر از سازندهای سروک، داریان و بخش فوقانی سازند سورمه می باشد.

ناحیه پنجم: شامل تنگه هرمز می شود و مخازن آن بیشتر کربناته و از سازندهای سروک و داریان هستند. چاه مورد ارزیابی قرار گرفته در میدان نفتی بلال و در ناحیه چهارم و پنجم تقسیم بندی های اشاره شده قرار دارد (شکل های او و ۲).

چینه شناسی سازندهای چاه مورد مطالعه

سازند خاتیا (Khatiyah)

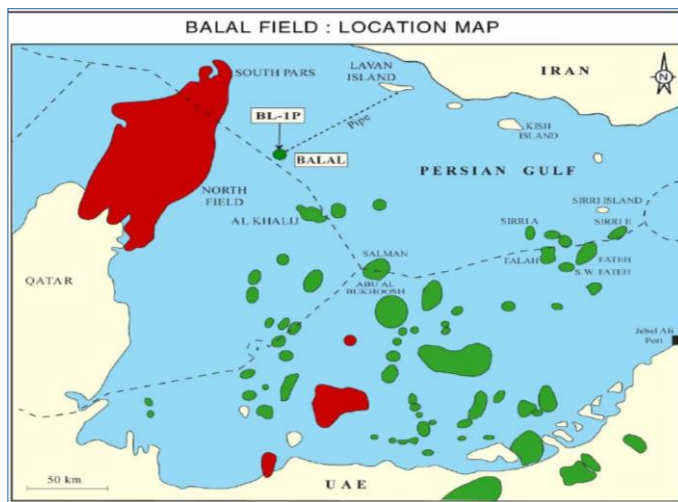
مطابق شکل ۳ این سازند بر اساس خصوصیات زمین شناسی به دو بخش خاتیا از عمق ۱۳۰۹ تا ۱۳۴۳ متری و خاتیا پایینی از عمق ۱۳۴۳ تا ۱۴۳۸ متری تقسیم بندی می شود. این سازند بر روی سازند احمدی قرار گرفته و در بالا که سازند لافان بر روی آن قرار گرفته است، یک ناپیوستگی دارد. عمدتاً از رسوبات کلسیتی با میان لایه های دولومیتی شکل گرفته است. دارای بیوکست، شیل، مادستون، وکستون بی رنگ و یا سفید، ماتریکس میکریتی و نیز بافت چاکلی است. سن این سازند کرتاسه میانی می باشد (گزارش زمین شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳).

میدان بلال در همجواری میدان پارس جنوبی در واقع ادامه پرلانچ شمال شرقی منطقه عظیم گازی ونفتی قطر است. این منطقه دارای امتداد شمال شرقی- جنوب غربی بوده که خود یکی از برجستگی های موجود از بالآمدگی ناحیه های موسوم به کمان پارس جنوبی- قطر است. دامنه جنوب شرقی نسبت به دامنه شمال غربی کم شیب تر بوده و پرلانچ شمالی بلال در داخل آبهای ایران شدیداً گسله می باشد.

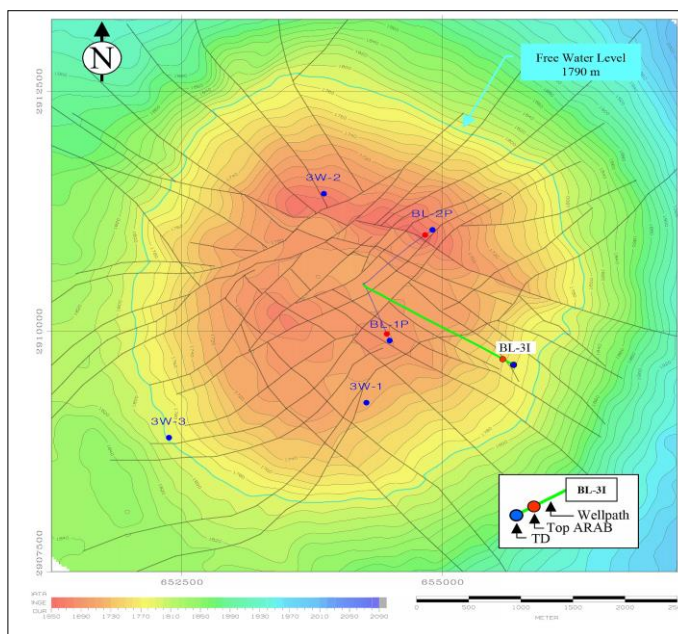
کمان پارس جنوبی- قطر، حوضه پارس جنوبی را به دو بخش شمال غربی و جنوب شرقی تقسیم کرده است. برجستگی مزبور خود توسط یک فرورفتگی از روند عمومی تاقدیس بسیار عظیم گوار در شبه جزیره عربستان جدا شده است و در جهت شمال نیز به کمربند چین خوردگی زاگرس محدود می گردد (مستوفی، ۱۳۹۵). به طور کلی منطقه فلات قاره ایران در خلیج فارس براساس ویژگی های چینه شناسی و ساختمانی سنگ منشأ، سنگ مخزن و پوش سنگ به ۵ ناحیه تقسیم می شود (مستوفی، ۱۳۹۵ و مطیعی، ۱۳۸۷ و ۱۳۷۴):

ناحیه اول: شمال غرب فلات قاره ایران در خلیج فارس است که غنی از منابع هیدروکربوری است. سنگ مخزن این ناحیه عمدتاً ماسه سنگی بوده و شامل سازندهای کزدومی، بورگان، بخش ماسه سنگی اهواز (غار) و گدوان (زیبر) است.

سازندهای آسماری، داریان و فهلیان سنگ مخزن های این ناحیه می باشند. میادین این ناحیه شامل ابوذر، اسفندیار، بهرگانسر، خارک، درود، سروش، فروزان، نوروز و هندیجان است. بعضی از این طاقدیس ها روند شمالی- جنوبی داشته و در راستای ساختار زمین شناسی عربستان هستند و بعضی دارای ساختارهای متفاوت و با دامنه کم شیب می باشند.



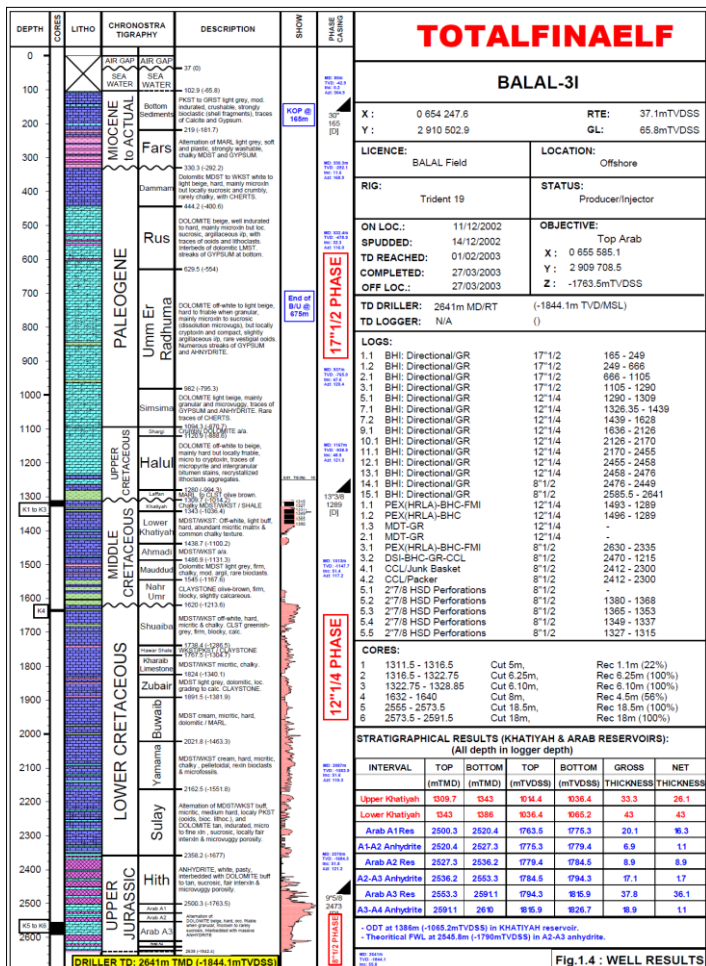
شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میدان نفتی بلال (گزارش زمین‌شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳)



شکل ۲: نقشه تراز جغرافیایی بخش تاپ سازند عرب در چاه BL-3I و چاه‌های اطراف آن (گزارش زمین‌شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳)

سازند عرب
متری ادامه می‌یابد. سن این سازند ژوراسیک پسین است. عمدتاً از توالی کلسیت دولومیتی سخت و شکننده با میان لایه‌های دانه‌های کریستالی انیدریتی در هم آمیخته شکل گرفته‌است. این سازند از لحاظ تعیین خصوصیات پتروفیزیکی و ناهمگنی‌های شکل گرفته در اثر شکستگی‌ها شبیه به سازند سروک می‌باشد (گزارش زمین‌شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳).

مطابق شکل ۳ این سازند یکی از بزرگترین مخزن‌های نفتی چاه مورد مطالعه می‌باشد و بر اساس خصوصیات زمین‌شناسی به ۵ بخش A_5, A_4, A_3, A_2, A_1 تقسیم می‌شود که موقعیت توالی هر کدام از بخش‌ها در شکل ۳ مشخص است. این سازند در زیر سازند هیث قرار گرفته و از عمق حدودی ۲۵۰۰ متری شروع شده و تا عمق ۲۶۳۸



شکل ۳: ستون چینه‌شناسی و موقعیت قرار گیری سازندهای مختلف در چاه BL-3I (گزارش زمین‌شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳)

بحث

لایه بندی مخزنی سازندهای خاتیا و عرب
سکانس رسوبی سازندهای عرب و خاتیا در میدان بلال برپایه داده های حاصل از نگاره های پتروفیزیکی و همچنین توصیف مغزه تهیه شده در چاه BL-3I می باشد و بر اساس زیر است (گزارش زمین شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳):

سازند خاتیا

زون مخزنی خاتیا بالایی از عمق ۱۳۰۹،۷ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۱۳۴۳ متری ادامه می یابد.

دارای ضخامت عمودی ۳۳،۳ متر می باشد. عمدتاً از لایه های سخت آهکی با رسوبات نازک دولومیتی که دارای بافت پکستون و وکستون با تخلخل حفره ای و بین بلوری و تراوایی مناسبی می باشند و لایه های شیلی به ویژه در قسمت های پایینی این زون که میزان تخلخل و تراوایی کم تری دارد تشکیل شده است. این زون دارای تخلخل متوسط در حدود ۳۰ درصد و نیز میزان حجم آب ۱۰ درصد است که به دلیل قرار گیری بر روی رسوبات شیلی منشا زیرین از وضعیت پتانسیل بسیار مناسبی برخوردار است.

زون مخزنی خاتیا پایینی از عمق ۱۳۴۳ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۱۴۳۸،۷ متری ادامه می یابد. دارای ضخامت عمودی ۹۵،۷ متری می باشد.

عمدتاً از رسوبات آهکی با میان لایه های دولومیتی و اندکی شیلی که دارای بافت پکستون و وکستون با تخلخل حفره ای و بین بلوری و میکرو کریستال های پیریت تشکیل شده است. این زون دارای تخلخل در حدود ۳۰ درصد و میزان حجم آب ۱۰ درصد و میزان حجم شیل تا حدود ۲۰ درصد است و از وضعیت پتانسیل متوسطی برخوردار است (شکل های ۶، ۷ و ۱۳).

این مقاله به مطالعه چاه BL-3I میدان نفتی بلال در افق عرب و خاتیا پرداخته است. اطلاعات نمودارهای پتروفیزیکی به دست آمده از این سازند ها به صورت خام بوده و با فرمت DLIS و LAS پردازش و ذخیره شده و در نرم افزار بارگذاری گردید. پس از بارگذاری اطلاعات در نرم افزار ژئولاگ ۷، بر روی داده های خام ورودی ابتدا تصحیحات محیطی، ویرایش و پردازش اولیه انجام و سپس تفسیر و تحلیل نمودارهای پتروفیزیکی و ساختاری صورت می گیرد. در مرحله بعدی تفسیر و تحلیل تخلخل، تراوایی، اشباع آب محاسبه می شود. ارزیابی صورت گرفته نقش تعیین کننده ای در میزان تولید از مخزن را دارا می باشد (مستوفی، ۱۳۹۵ و العسکری، ۱۳۸۹).

داده های استفاده شده

* لاگ های تخلخل به ویژه PHIE برای ارزیابی تخلخل.

* لاگ های مربوط به مقاومت، به ویژه لاگ های های کم عمق شونده جانبی (RLA3) برای کالیبراسیون مقاومت و تجزیه و تحلیل میزان تخلخل و نفوذ پذیری استفاده می شود.

* اشباع آب (هر دو SW و SXO) برای تعیین نفوذ پذیری و تغییر در اشباع و نوع مایعات مخزن (هیدروکربن یا آب).

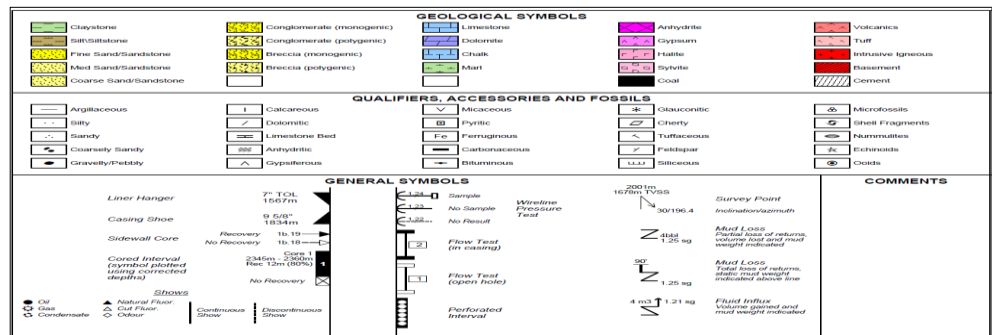
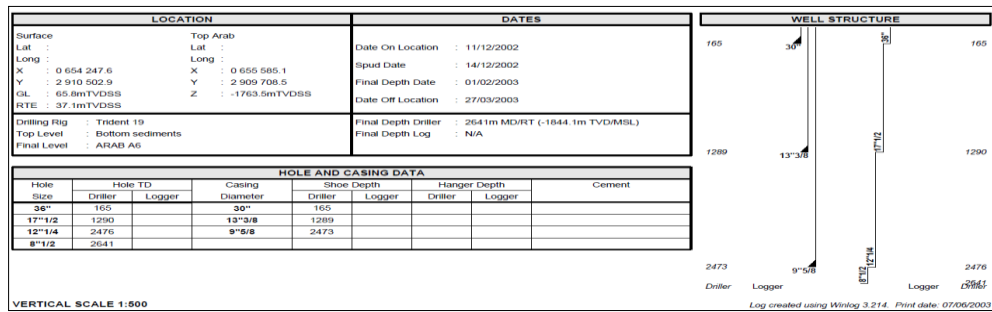
* لاگ های مرسوم پتروفیزیکی برای ارزیابی خواص پتروفیزیکی سازندهای مورد مطالعه.

علاوه بر داده های فوق، اطلاعات اصلی بعد از ارائه نتایج اولیه تجزیه و تحلیل داده ها ارائه شده است:

* تخلخل حاصل از پلاگ مغزه.

* تراوایی حاصل از پلاگ مغزه.

* عکس های گرفته شده از مغزه در فواصل ۱۳۱۶ تا ۱۳۲۶،۲۵ متری از سازند خاتیا و نیز ۲۵۴۹ تا ۲۵۸۵،۵ متری از سازند عرب در طول عمق حفاری.



شکل ۴: راهنمای اطلاعات کلی از چاه BL-3I: موقعیت جغرافیایی، تاریخ، اطلاعات حاصل از لوله گذاری در داخل چاه، ساختار چاه، نشانه های زمین شناسی، مواد معدنی، فسیل ها و نشانه های عمومی (گزارش زمین شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳)

سکانس رسوبی کربناته- تبخیری سازند عرب در میدان بلال براساس داده های نگار پتروفیزیکی و تصویری و نیز داده های مغزه تحلیل شده است، که دارای مخازن کربناته حاوی هیدروکربن می باشد این سازند بر اساس خصوصیات زمین شناسی و پتروفیزیکی و نیز اطلاعات به دست آمده از گزارش زمین شناسی چاه BL-3I شرکت نفت فلات قاره (2003)، به زونهای مخزنی A1 تا A6 تقسیم بندی شده است. در این سازند هر کدام از زون ها به طور جداگانه که دارای پوش سنگ انیدریتی هستند زون جوانتر می باشند.

در شکل ۵ ستون ها به ترتیب از چپ به راست: ستون اول: نام سازند، ستون دوم: میزان لاگ های گامای چاه و مغزه، لاگ قطر چاه و لاگ قطر مته، ستون سوم: میزان عمق حفاری، عمق چاه و انواع لیتولوژی ها، ستون چهارم: میزان انواع لاگ های مقاومت، ستون پنجم: میزان لاگ های فوتوالکتریک، صوتی، چگالی و نوتون، ستون ششم: میزان کل گاز موجود در سازند و ستون هفتم اطلاعات حاصل از بافت سازند را نمایش می دهد.

سازند عرب

سازند عرب در چاه BL-3I عمدتاً از رخساره های کربناته - تبخیری تشکیل شده است.

این زون دارای متوسط تخلخل ۲۵ درصد و نیز ۱۵ درصد اشباع شدگی آب می‌باشد. میزان حجم شیل کمتر از ۲۰ درصد است و از وضعیت پتانسیلی متوسطی برخوردار می‌باشد.

*زون مخزنی A3

از عمق ۲۵۵۳,۳ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۲۶۱۰ متری ادامه می‌یابد. دارای ضخامت عمودی ۵۶,۷ متر می‌باشد. قسمت‌های بالایی این زون از رسوبات بزرگ دولومیتی بی رنگ تا بژ حاوی انواع بیوکلس‌ها تشکیل شده است که عمدتاً میزان تخلخل و تراوایی مناسبی دارند.

بخش‌های پایینی این زون عمدتاً از رسوبات سخت و فشرده انیدریتی سفید رنگ و خمیری با میان لایه‌های دولومیتی تشکیل شده است که میزان تخلخل و تراوایی سطح پایینی دارند. این زون دارای متوسط تخلخل ۳۵ درصد و نیز ۱۰ درصد اشباع شدگی آب می‌باشد. میزان حجم شیل در حدود ۲۰ درصد است و از وضعیت پتانسیلی متوسطی برخوردار می‌باشد.

*زون مخزنی A4

از عمق ۲۶۱۰ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۲۶۲۶,۵ متری ادامه می‌یابد. دارای ضخامت عمودی ۱۶,۵ متر می‌باشد. قسمت‌های بالایی این زون از رسوبات دولومیتی روشن سفید تا زرد رنگ با میان لایه‌های انیدریتی تشکیل شده است که عمدتاً میزان تخلخل و تراوایی مناسبی دارند. بخش‌های پایینی این زون عمدتاً از رسوبات سخت و فشرده انیدریتی تشکیل شده است که میزان تخلخل و تراوایی سطح پایینی دارند. این زون دارای متوسط تخلخل ۴۰ درصد و نیز ۱۵ درصد اشباع شدگی آب می‌باشد. میزان حجم شیل در حدود ۲۰ درصد است و از وضعیت پتانسیلی خوبی برخوردار می‌باشد.

زون‌های انیدریتی که از اشباع شدگی آب و چگالی بالایی برخوردار است، دارای تخلخل کمتر از یک درصد تا صفر می‌باشند و فاقد شیل در حدود کمتر از یک درصد تا صفر هستند. بخش‌های هیدروکربوری توسط زون‌های انیدریتی و دولومیتی با تخلخل کم در حدود دو تا بیست درصد تفکیک شده است. زون‌های خوب مخزنی عرب ۴ (A4) و عرب ۵ (A5) ، دارای تخلخل متوسط ۲۰ تا ۵۰ درصد از نوع تخلخل حفره‌ای و بین بلوری بوده است (شکل‌های ۶ و ۱۲).

*زون مخزنی A1

از عمق ۲۵۰۰,۳ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۲۵۲۷,۳ متری ادامه می‌یابد. دارای ضخامت عمودی ۲۷ متر می‌باشد. عمدتاً از رسوبات بزرگ دولومیتی قهوه ای روشن تا کرم رنگ حاوی انیدریت با میان لایه‌های انیدریتی سفید رنگ و مقداری گچ تشکیل شده است. قسمت‌های دولومیتی میزان تخلخل و تراوایی بسیار مناسبی دارد ولی قسمت‌های انیدریتی میزان تخلخل و تراوایی کم تری دارند. این زون دارای متوسط تخلخل ۲۵ درصد و نیز ۶ درصد اشباع شدگی آب می‌باشد. میزان حجم شیل کمتر از ۱۵ درصد است و از وضعیت پتانسیلی متوسطی برخوردار می‌باشد.

*زون مخزنی A2

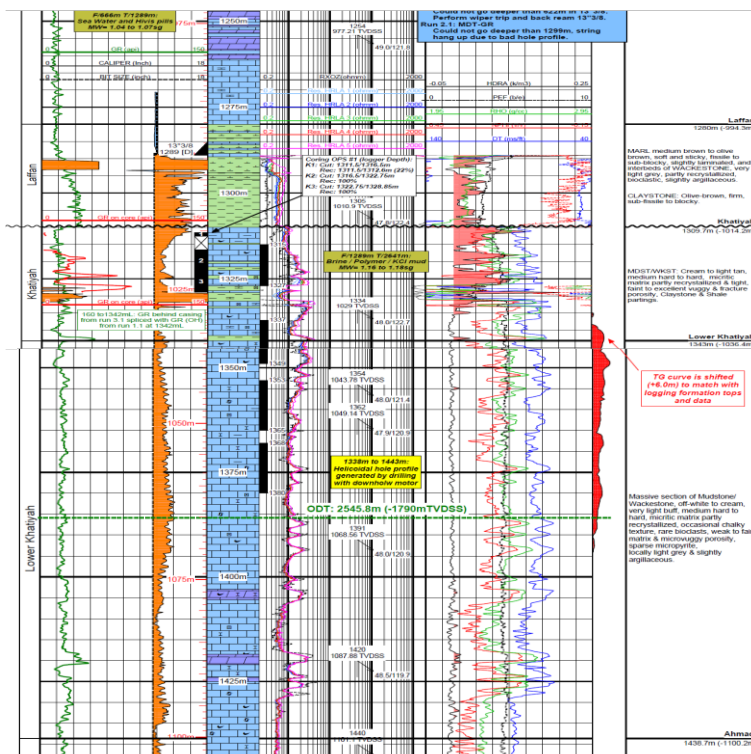
از عمق ۲۵۲۷,۳ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۲۵۵۳,۳ متری ادامه می‌یابد. دارای ضخامت عمودی ۲۶ متر می‌باشد. قسمت‌های بالایی این زون عمدتاً از رسوبات بزرگ دولومیتی قهوه‌ای روشن تا بژ رنگ با میان لایه‌های انیدریتی سفید رنگ آمورف که میزان تخلخل و تراوایی مناسبی دارند تشکیل شده است. قسمت‌های پایینی این زون عمدتاً از رسوبات انیدریتی سخت و فشرده تشکیل شده است که میزان تخلخل و تراوایی سطح پایینی دارند.

*زون مخزنی A5

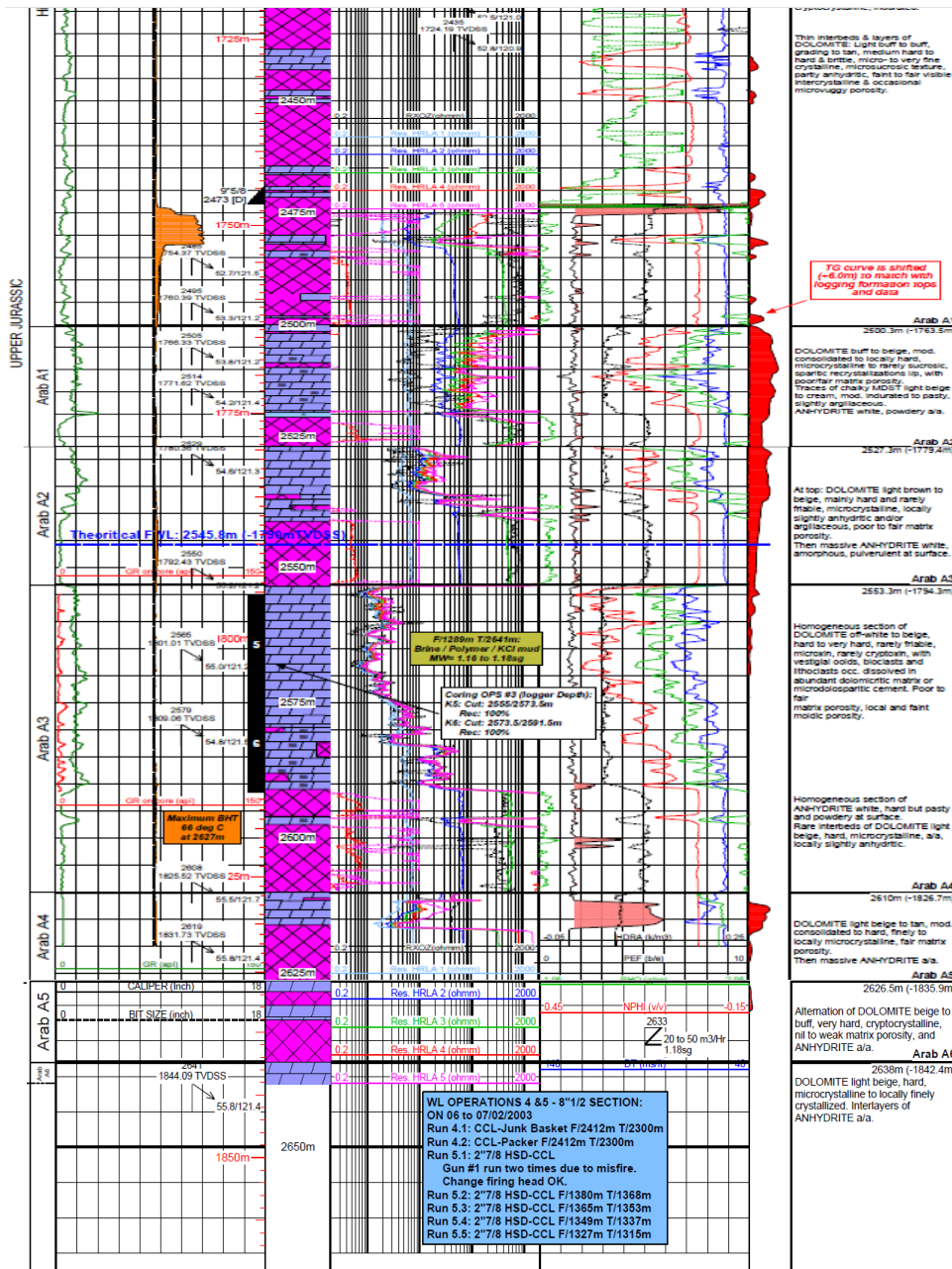
از عمق ۲۶۲۶٫۵ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۲۶۳۸ متری ادامه می‌یابد. دارای ضخامت عمودی ۱۱٫۵ متر می‌باشد. عمدتاً از رسوبات و کریستال‌های سخت انیدریتی با میان لایه های دولومیتی بژ رنگ تشکیل شده‌است. قسمت‌های دولومیتی از میزان تخلخل و تراوایی بسیار مناسب برخوردار است ولی قسمت‌های انیدریتی میزان تخلخل و تراوایی سطح پایینی دارند. این زون دارای متوسط تخلخل ۳۰ درصد و نیز ۱۵ درصد اشباع شدگی آب می‌باشد. میزان حجم شیل در حدود ۲۰ درصد است و از وضعیت پتانسیلی خوبی برخوردار می‌باشد.

*زون مخزنی A6

از عمق ۲۶۳۸ متری از درون چاه شروع شده و تا عمق ۲۶۴۱ متری ادامه می‌یابد. دارای ضخامت عمودی ۳ متر و عمدتاً از رسوبات دولومیتی سبک و سخت و میکرو کریستال‌های ریز و متبلور انیدریتی تشکیل شده‌است. قسمت‌های دولومیتی از میزان تخلخل و تراوایی بسیار مناسب برخوردار است ولی قسمت‌های انیدریتی میزان تخلخل و تراوایی سطح پایینی دارند. این زون دارای متوسط تخلخل ۳۵ درصد و نیز ۶۰ درصد اشباع شدگی آب می‌باشد. میزان حجم شیل در حدود ۲۰ درصد است و از وضعیت پتانسیلی ضعیفی برخوردار می‌باشد.



شکل ۵: زون بندی سازند خاتیا با استفاده از اطلاعات پتروفیزیکی به دست آمده (۱۳۰۹٫۷ تا ۱۴۳۸٫۷ متری) (گزارش زمین‌شناسی چاه BL-31 توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳):



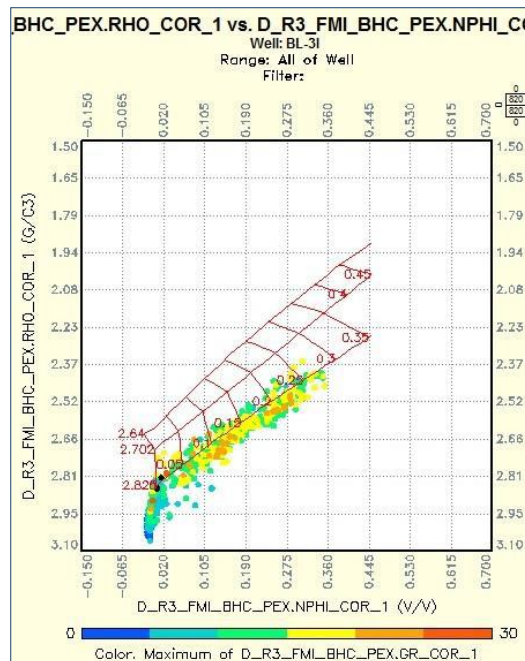
شکل ۶: زون بندی سازند عرب با استفاده از اطلاعات پتروفیزیکی به دست آمده (۳، ۲۵۰۰ تا ۲۶۳۸ متری) (گزارش زمین شناسی چاه BL-3I توسط شرکت نفت فلات قاره، ۲۰۰۳):

سیال و تراوایی می‌باشد. اطلاعات حاصل از لاگ‌ها به شناخت مخزن و بخش مفید آن، تشخیص نفت، گاز و آب در سازند و نیز تخمین مقدار ذخیره هیدروکربن کمک شایانی می‌کند. خصوصیات پتروفیزیکی مستقیماً قابل اندازه‌گیری نیستند بنابراین باید آنها را از اندازه‌گیری پارامترهای دیگر سنگ مخزن مانند مقاومت الکتریکی، چگالی، زمان عبور صوت، خواص رادیو اکتیویته و محتوای هیدروژن سنگ نتیجه‌گیری کرد. همچنین مطابق شکل‌های ۷ و ۹ به منظور تعیین لیتولوژی، بافت، حجم شیلی و نیز نوع کانی های رسی موجود در چاه مورد مطالعه می‌توان از کراس پلات های به دست آمده از اطلاعات پتروفیزیکی تفسیر و تعیین نمود (Schlumberger, 2017).

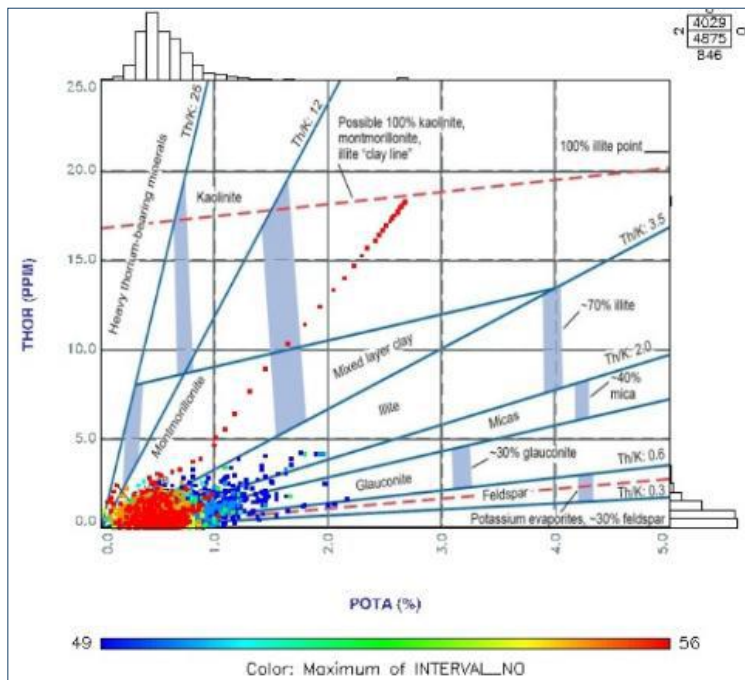
در شکل ۶ ستون‌ها به ترتیب از چپ به راست: ستون اول: نام سازند، ستون دوم: میزان لاگ‌های گامای چاه و مغزه، لاگ قطر چاه و لاگ قطر مته، ستون سوم: میزان عمق حفاری و عمق چاه و انواع لیتولوژی‌ها، ستون چهارم: میزان انواع لاگ‌های مقاومت، ستون پنجم: میزان لاگ‌های فوتوالکتریک، صوتی، چگالی و نوتون، ستون ششم: میزان کل گاز موجود در سازند و ستون هفتم: اطلاعات حاصل از بافت سازند را نمایش می‌دهد.

تفسیر پتروفیزیکی چاه BL-3I در افق خاتیا و عرب

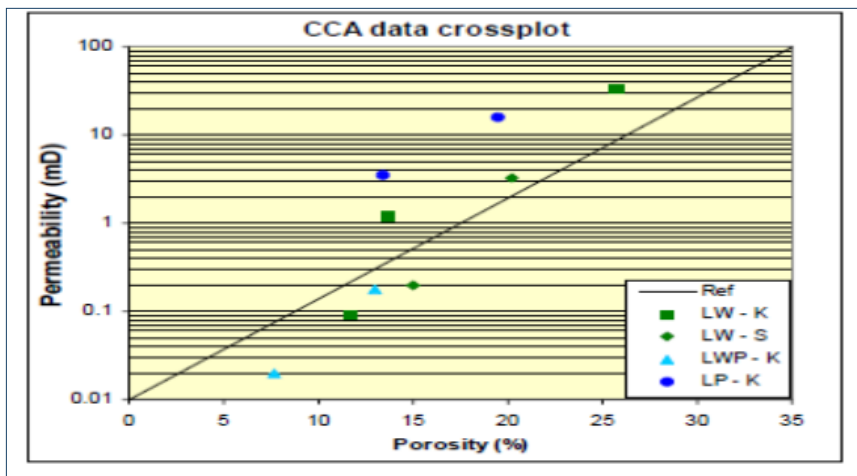
روش‌های مورد استفاده برای ارزیابی پتروفیزیکی با مطالعاتی بر روی نمودارهای چاه پیمایی (لاگ‌ها) جهت تطابق لایه‌ها و شناخت خواص پتروفیزیکی سنگها شامل لیتولوژی، تخلخل و انواع آن، محتوای



شکل ۷: تعیین لیتولوژی چاه BI-3I در افق عرب و خاتیا بر اساس نمودار (RHOZ-NPHI) درمیدان بلال



شکل ۸: کراس پلات پتاسیم در مقابل توریم (THOR-POTA) در چاه BL-3I میدان بلال



شکل ۹: کراس پلات تراوایی در برابر تخلخل در چاه BL-3I میدان بلال

ارزیابی پتروفیزیکی با استفاده از نمودارهای

پتروفیزیکی

تحلیل و تفسیر نموداری از مهمترین بخش های ارزیابی یک سازند می باشد که با استفاده از آن می توان درصد اشباع نفت و آب و میزان توان تولیدی هر زون را مشخص نمود (یوسف پور، ۱۳۸۳).

سازند عرب

بر اساس اطلاعات به دست آمده از شکل ۱۰:

* کم ترین میزان لاگ گامای حاصل از مغزه به دلیل حضور توالی های دولومیتی و انیدریتی در سازند عرب دیده می شود. به دلیل وجود لایه بندی ها و گره های انیدریتی فراوان در شکستگی های این سازند میزان نوسان های جریان الکتریکی بالا بوده که باعث تشکیل ناهمگنی فراوان در این سازند شده است.

لایه های انیدریتی بیشترین کاهش مقاومت الکتریکی را دارند. هم چنین در این سازند به دلیل اندک بودن میزان لایه های رسی و عدم تغییر در اندازه لاگ قطر چاه، کم ترین میزان ریزش دیواره چاه وجود دارد. بخش هایی از سازند که دارای لایه های مقاوم انیدریتی هستند کم ترین میزان لاگ نوترون و صوتی و بیشترین میزان لاگ چگالی را دارند.

* در عمق حدود ۲۵۲۰ تا ۲۵۲۵ متری از زون عرب ۱ به دلیل کاهش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ صوتی، لاگ درجه تخلخل موثر و حجم آب و افزایش میزان لاگ های مقاومت، چگالی و لایه های انیدریتی، کیفیت مخزنی نامناسبی دیده می شود. میزان تخلخل کم تر از ۲ در صد و میزان حجم آب صفر درصد است.

* در عمق حدود ۲۵۴۰ تا ۲۵۵۵ متری از زون عرب ۲ به دلیل کاهش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ صوتی، لاگ درجه تخلخل موثر و حجم آب و افزایش میزان لاگ های مقاومت، چگالی

و لایه های انیدریتی، کیفیت مخزنی نامناسبی دیده می شود. میزان تخلخل کم تر از ۲ در صد و میزان حجم آب صفر درصد است.

* در عمق حدود ۲۵۹۰ تا ۲۶۱۰ متری از زون عرب ۳ به دلیل کاهش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ صوتی، لاگ درجه تخلخل موثر و حجم آب و افزایش میزان لاگ های مقاومت، چگالی و لایه های انیدریتی، کیفیت مخزنی نامناسبی دیده می شود.

میزان تخلخل کم تر از ۲ در صد و میزان حجم آب صفر درصد است.

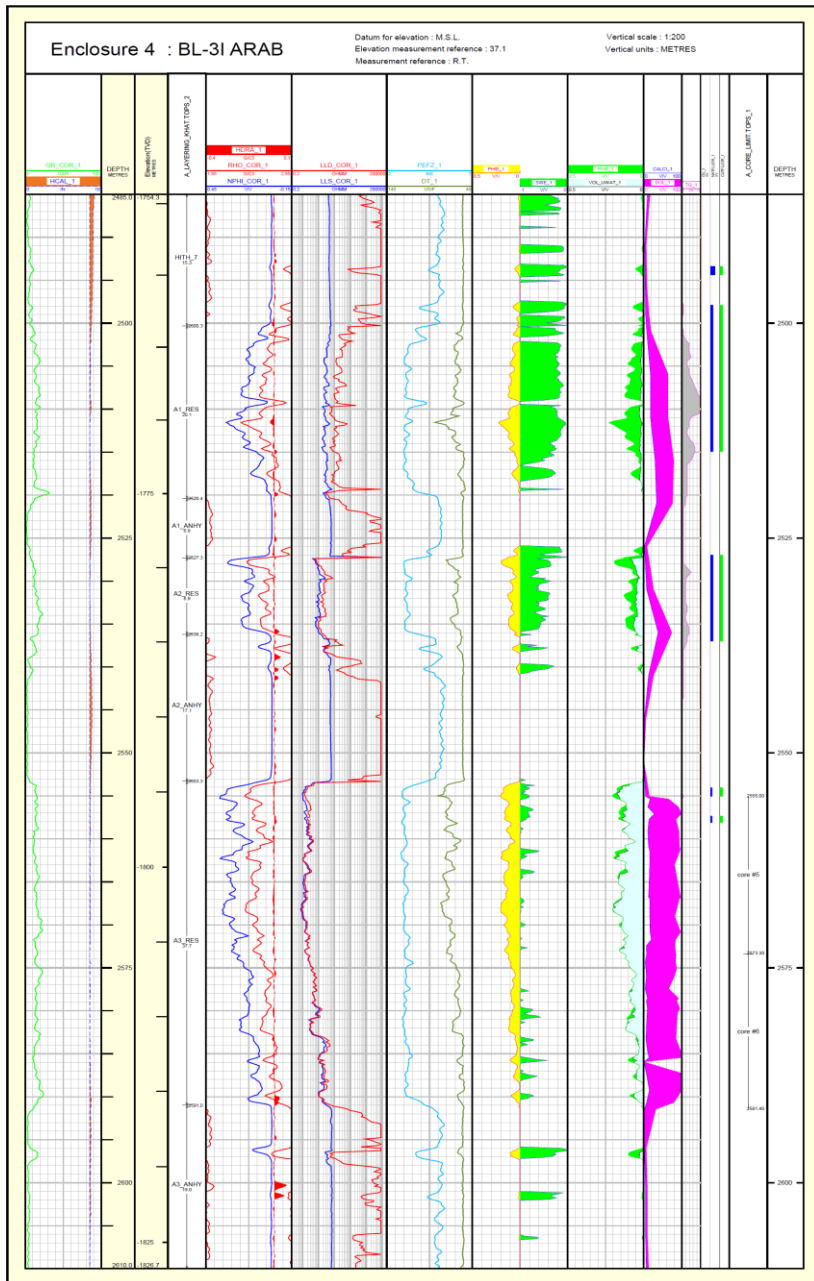
* در عمق حدود ۲۵۰۰ تا ۲۵۲۰ متری از زون عرب ۱ به دلیل افزایش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ صوتی، لاگ درجه تخلخل موثر، حجم آب و لایه های دولومیتی و کاهش میزان لاگ های مقاومت و چگالی، کیفیت مخزنی خوبی دیده می شود.

میزان تخلخل در حدود ۳۰ در صد و میزان حجم آب ۵ درصد است.

* در عمق حدود ۲۵۲۵ تا ۲۵۴۰ متری از زون عرب ۲ به دلیل افزایش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ صوتی، لاگ درجه تخلخل موثر، حجم آب و لایه های دولومیتی و کاهش میزان لاگ های مقاومت و چگالی، کیفیت مخزنی خوبی دیده می شود.

میزان تخلخل در حدود ۳۰ در صد و میزان حجم آب ۱۰ درصد است.

* در عمق حدود ۲۵۵۵ تا ۲۵۹۰ متری از زون عرب ۳ به دلیل افزایش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ صوتی، لاگ درجه تخلخل موثر، حجم آب و لایه های دولومیتی و کاهش میزان لاگ های مقاومت و چگالی، کیفیت مخزنی خوبی دیده می شود. میزان تخلخل بیش از ۳۰ در صد و میزان حجم آب تا حدود ۳۰ درصد است.



شکل ۱۰: انواع لاگ‌های به دست آمده از سازند عرب در چاه BL-3I

*در عمق ۱۳۳۵ تا ۱۳۴۳ متری از زون مخزنی خاتیا بالایی به دلیل افزایش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ تخلخل موثر، حجم آب، حجم نفت، لایه‌های آهکی و میان لایه های دولومیتی کیفیت مخزنی مناسب دیده می‌شود. میزان تخلخل در حدود ۳۰ درصد و میزان حجم آب ۱۰ در صد است.

*در عمق ۱۳۴۳ تا ۱۴۰۰ متری از زون مخزنی خاتیا پایینی به دلیل افزایش میزان لاگ‌های تخلخل حاصل از نوترون، تخلخل موثر، حجم آب، حجم نفت، لایه‌های آهکی و میان لایه‌های دولومیتی کیفیت مخزنی مناسب دیده می‌شود. میزان تخلخل در حدود ۳۰ درصد و میزان حجم آب ۱۰ در صد است. در شکل ۱۱، انواع لاگ‌های پتروفیزیکی به دست آمده از مغزه و چاه مورد مطالعه که شامل لاگ‌های قطر چاه و مته، لاگ‌های گاما، چگالی، نوترون، صوتی، لاگ‌های فوتوالکتریک و نیز پارامترهای پتروفیزیکی که شامل عمق حفاری چاه، زون بندی سازندی، تخلخل موثر و اشباع موثر و نیز میزان حجم شیل، کلسیت، دولومیت، آب، گاز و نفت به نمایش در آمده است. نتایج پتروفیزیکی به دست آمده از سازند عرب در چاه مورد مطالعه به طور خلاصه شده در جدول شماره ۱ آورده شده است.

جدول ۱: نتایج ارزیابی پتروفیزیک درزون‌های مخزنی

عرب در چاه BI-3I

زون مخزنی	درصد تخلخل	درصد حجم اشباع آب
A1	٪۲۵	٪۶
A2	٪۲۵	٪۱۰
A3	٪۳۰	٪۱۰
A4	٪۴۰	٪۱۵
A5	٪۳۰	٪۱۵
A6	٪۲۰	٪۶۰

در شکل ۱۰، انواع لاگ‌های پتروفیزیکی به دست آمده از مغزه و چاه مورد مطالعه که شامل لاگ‌های قطر چاه و مته، لاگ‌های گاما، چگالی، نوترون، صوتی، لاگ‌های مقاومت و فوتوالکتریک و نیز پارامترهای پتروفیزیکی که شامل عمق حفاری چاه، زون بندی سازندی، تخلخل موثر و اشباع موثر و نیز میزان حجم شیل، کلسیت، دولومیت، آب، گاز و نفت به نمایش در آمده است.

بر اساس اطلاعات به دست آمده از شکل ۱۱:

*در عمق حدودی ۱۳۳۵ تا ۱۳۲۵ متری و ۱۳۴۳ تا ۱۳۴۵ متری از زون خاتیا بالایی، میزان لاگ‌های گامای مغزه و چاه به علت حضور میان لایه‌های رسی افزوده می‌شود.

همچنین به دلیل وجود میان لایه‌های رسی میزان قطر چاه از قطر مته بیشتر شده و در نتیجه در این عمق بیشترین ریزش دیواره چاه وجود دارد. در این عمق به دلیل رسانایی الکتریکی بالای چاه کم‌ترین میزان مقاومت الکتریکی دیده می‌شود. در این بازه‌ها بیشترین میزان لاگ صوتی (به علت حضور میان لایه‌های رسی) و کم‌ترین میزان لاگ نوترون، تخلخل موثر و چگالی دیده می‌شود که نشان دهنده کیفیت مخزنی نامناسب می‌باشد.

میزان تخلخل و حجم آب در این بازه‌ها صفر درصد و میزان حجم شیل در حدود ۵۰ تا ۱۰۰ در صد متغییر است.

*در عمق ۱۳۰۹ تا ۱۳۲۵ متری از زون مخزنی خاتیا بالایی به دلیل افزایش میزان لاگ تخلخل حاصل از نوترون، لاگ تخلخل موثر، حجم آب، حجم نفت، لایه‌های آهکی و میان لایه‌های دولومیتی کیفیت مخزنی مناسب دیده می‌شود. میزان تخلخل در حدود ۳۰ درصد و میزان حجم آب ۱۰ در صد است.

پارامترهای تخلخل، تراوایی، چگالی دانه‌ها و عناصر رادیواکتیو افزایش پیدا می‌کند که نشان دهنده کیفیت مخزنی مناسب در این زون می‌باشد. میزان عنصر توریم در حدود ۲ ppm و میزان عنصر اورانیوم در حدود ۵ ppm است. میزان چگالی در حدود ۲,۶۵ تا ۲,۹۰ گرم بر سی سی متغیر است. میزان تخلخل افقی ۱۵ تا ۳۰ درصد و میزان تراوایی افقی تا ۱۰۰ میلی داری متغیر است. همچنین میزان تخلخل عمودی ۵ تا ۱۰ درصد و میزان تراوایی عمودی تا ۰,۵ میلی داری متغیر است (شکل‌های ۱۲ و ۱۳)

بر اساس شکل ۱۳ با استفاده از داده‌های به دست آمده از مغزه در سازند خاتیا، بیشترین فراوانی تخلخل افقی ۱۰ درصد، بیشترین فراوانی تراوایی افقی ۲,۵ میلی داری و بیشترین فراوانی چگالی ۲,۸۹ گرم بر سی سی می‌باشد.

نتایج پتروفیزیکی به دست آمده از سازند خاتیا در چاه مورد مطالعه به طور خلاصه شده در جدول شماره ۲ آورده شده است

جدول ۲: نتایج ارزیابی پتروفیزیکی در زون های مخزنی

خاتیا در چاه BI-3I

زون مخزنی	درصد تخلخل	درصد حجم اشباع آب
شیلی خاتیا بالایی	صفر	صفر
غیر شیلی خاتیا بالایی	٪ ۳۰	٪ ۱۰
خاتیا پایینی	٪ ۳۰	٪ ۱۰

ارزیابی پتروفیزیکی داده‌های حاصل از مغزه سازند خاتیا

بر اساس آنالیز حاصل از پلاگ مغزه در عمق ۱۳۱۴ تا ۱۳۲۴ متری از زون مخزنی خاتیا بالایی که عمدتاً از توالی آهکی شکل گرفته‌است، میزان

CORE LABORATORIES (U.K.) Limited Advanced Technology Centre									
Company : Elf Petroleum Iran			Field : Balal			File No. : 332 - 03023			
Well : BL - 3 I			Formation : Khatiyah/Shuaiba/Arab (A 3)			Date : 8-Sep-2003			
Country : Islamic Republic of Iran						Analyst : MH/VM/AM			
CONVENTIONAL CORE ANALYSIS									
Sample No.	Depth (m)	NOB 961 psi for Khatiyah/1718 psi for Shuaiba and Arab (A3)			Grain Density g/cc			Description	
		$\phi(H_e)$ (%)	Kinf (Hz)	Kair (Hz)	$\phi(H_e)$ (V) %	Kinf (V) mD	Kair (V) mD		
Khatiyah									
CORE # 1 DEPTH INTERVAL (1309.00 to 1310.00 m)									
1	1309.32	25.2	-	-	-	-	2.687	2.687	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
2	1309.44	13.4	-	-	-	-	2.678	2.678	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
CORE # 2 DEPTH INTERVAL (1314.00 to 1320.25 m)									
3	1314.07	13.7	1.6	1.9	-	-	2.698	2.698	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky, closed frac
4	1314.40	15.7	-	-	-	-	2.698	2.698	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
5	1314.67	27.2	-	-	-	-	2.693	2.693	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
6	1315.33	17.5	3.2	4.0	-	-	2.702	2.702	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky
7	1315.68	16.4	-	-	-	-	2.707	2.707	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
8	1315.97	9.1	0.09	0.15	-	-	2.706	2.706	Ls, gry, Wkst-Pkst, hd, chky, closed frac
9	1316.11	15.8	-	-	-	-	2.707	2.707	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
10	1316.44	13.0	0.09	0.18	-	-	2.706	2.706	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky
11	1316.79	16.8	-	-	-	-	2.699	2.699	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
12	1316.95	11.7	0.23	0.28	-	-	2.701	2.701	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky
13	1317.41	25.7	27.	33.	-	-	2.700	2.700	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky, mold, biol, p p vug
14	1317.83	30.0	-	-	-	-	2.699	2.699	Ls, bu, Wkst-Pkst, chky (NPP)
15	1317.94	26.0	9.9	12.	-	-	2.698	2.698	Ls, gry, Wkst-Pkst, hd, chky, closed frac
16V	1318.04	-	-	-	7.5	0.02	0.04	2.702	Ls, gry, Pkst, hd, chky
16	1318.16	26.2	-	-	-	-	2.692	2.692	Ls, bu, Pkst, chky (NPP)
17	1318.01	9.6	<0.01	<0.01	-	-	2.688	2.688	Ls, gry, Pkst, hd, opt
18	1319.10	11.9	0.10	0.16	-	-	2.715	2.715	Ls, gry, Pkst, hd, opt, biol
19	1319.32	8.9	0.29	0.36	-	-	2.703	2.703	Ls, gry, Pkst, hd, opt, biol
20	1319.66	11.7	0.04	0.09	-	-	2.701	2.701	Ls, gry, Pkst, hd, opt, biol
21	1319.95	20.9	-	-	-	-	2.699	2.699	Ls, gry, Pkst, hd, opt, (NPP)

شکل ۱۲: بررسی اندازه‌های انواع تخلخل، تراوایی و چگالی حاصل از مغزه در زون خاتیا

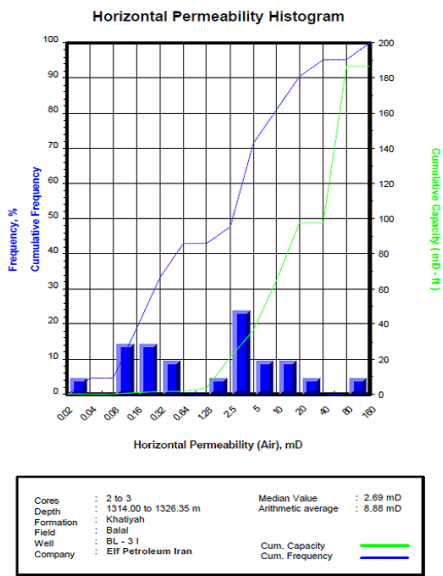


Fig. KH 3

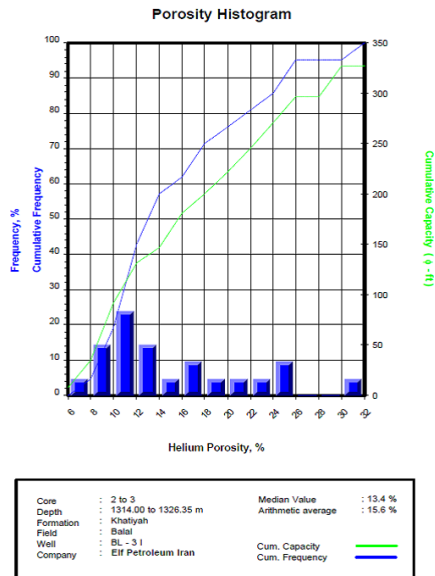


Fig. KH 2

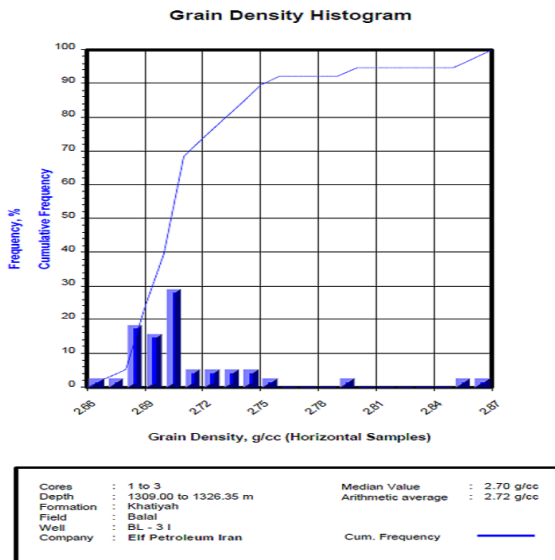


Fig. KH 4

شکل ۱۳: هیستوگرام توزیع پارامترهای پتروفیزیکی حاصل از مغزه در سازند خاتیا (از بالا راست به چپ: هیستوگرام توزیع تخلخل، تراوایی و شکل پایین چگالی)

سازند عرب

متغیر است. میزان تخلخل افقی ۱۵ تا ۲۵ درصد و میزان تراوایی افقی تا ۱۰۰۰ میلی داری متغیر است. همچنین میزان تخلخل عمودی ۵ تا ۲۵ درصد و میزان تراوایی عمودی ۵۰ تا ۹۰۰ میلی داری متغیر است (شکل های ۱۴ و ۱۵).
بر اساس شکل ۱۵ با استفاده از داده های به دست آمده از مغزه در زون عرب ۳، بیشترین فراوانی تخلخل افقی ۲۰ درصد، بیشترین فراوانی تراوایی افقی ۱۰ میلی داری و بیشترین فراوانی چگالی ۲,۸۲ گرم بر سی سی می باشد.

بر اساس آنالیز حاصل از پلاگ مغزه در عمق ۲۵۴۹ تا ۲۵۸۵ متری از زون مخزنی عرب ۳، که عمدتاً از توالی دولومیتی شکل گرفته است، میزان لاگ گاما و عناصر رادیو اکتیویته آن پایین است اما سایر پارامترهای یاد شده از جمله تخلخل، تراوایی و چگالی دانه ها در این عمق افزایش پیدا می کند که نشان دهنده کیفیت مخزنی مناسب در این عمق می باشد. میزان عنصر اورانیوم در حدود ۱ ppm است. میزان چگالی در حدود ۲,۹۰ گرم بر سی سی

CORE LABORATORIES (U.K.) Limited									
Advanced Technology Centre									
Company : Elf Petroleum Iran			Field : Balal				File No. : 332 - 03023		
Well : BL - 31			Formation : Khadiyah/Shuaiba/Arab (A 3)				Date : 8-Sep-2003		
Country : Islamic Republic of Iran							Analyst : MH/VM/AM		
CONVENTIONAL CORE ANALYSIS									
Sample No.	Depth (m)	NOB 961 psi for Khadiyah/1718 psi for Shuaiba and Arab (A3)			Grain Density			Description	
		Ø(He) (Hz) %	Kinf (Hz) mD	Kair (V) mD	Ø(He) (V) %	Kinf (V) mD	Kair (V) mD		
Arab (A.3)									
CORE # 5 DEPTH INTERVAL (2549.00 to 2567.32 m)									
43	2549.14	24.6	2.6	3.5	-	-	-	2.830	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd, chky
44	2549.51	17.6	13.	15.	-	-	-	2.875	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd, closed frac, anhy nodule
45	2549.80	11.8	1.4	1.6	-	-	-	2.868	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd, anhy nodule
46	2550.27	22.0	51.	55.	-	-	-	2.826	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd, chky
47	2550.50	13.8	0.33	0.42	-	-	-	2.829	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd
48	2550.93	28.3	32.	37.	-	-	-	2.824	Dol. bu, v-f gr, p p vug, hd, chky
49	2551.19	17.0	5.3	6.2	-	-	-	2.869	Dol. bu, v-f gr, hd, p p vug, anhy
50	2551.58	22.8	8.3	10.	-	-	-	2.803	Dol. bu, v-f gr, hd
51	2551.91	16.8	12.	14.	-	-	-	2.807	Dol. bm, v-f gr, hd
52V	2552.03	-	-	-	14.1	4.0	4.7	2.824	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd
52	2552.06	14.6	-	-	-	-	-	2.821	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd (NPP)
53	2552.37	7.4	2.4	2.5	-	-	-	2.829	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd
54	2552.83	18.2	43.	48.	-	-	-	2.818	Dol. brn, Wkst-Pkst, vug, hd, chipped
55	2553.12	13.5	21.	24.	-	-	-	2.829	Dol. brn, Wkst-Pkst, vug, hd
56	2553.46	8.2	4.2	4.5	-	-	-	2.831	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd
57	2553.81	9.0	2.5	2.9	-	-	-	2.838	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd, styl
58	2554.18	9.6	1.8	2.1	-	-	-	2.838	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd, styl
59	2554.54	11.8	18.	19.	-	-	-	2.820	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd, carb, closed frac
60	2554.90	8.3	10.	11.	-	-	-	2.821	Dol. brn, Wkst-Pkst, hd
61	2555.07	12.7	0.88	1.0	-	-	-	2.819	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd, chky
62	2555.25	14.7	0.47	0.58	-	-	-	2.820	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd, chky
63	2555.82	5.3	0.46	0.52	-	-	-	2.819	Dol. bu, Wkst-Pkst, hd
64	2556.14	28.1	37.	42.	-	-	-	2.829	Dol. bu, Fkst-Grst, hd, p p vug
65	2556.49	16.6	15.	17.	-	-	-	2.857	Dol. brn, Fkst-Grst, hd, p p vug
66	2556.86	18.7	5.2	6.1	-	-	-	2.827	Dol. bu, Fkst-Grst, hd

شکل ۱۴: بررسی اندازه های انواع تخلخل، تراوایی و چگالی حاصل از مغزه در زون عرب ۳

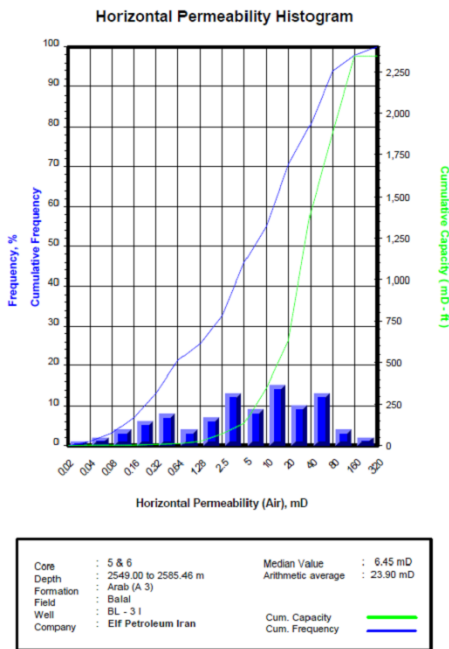


Fig. AR 3

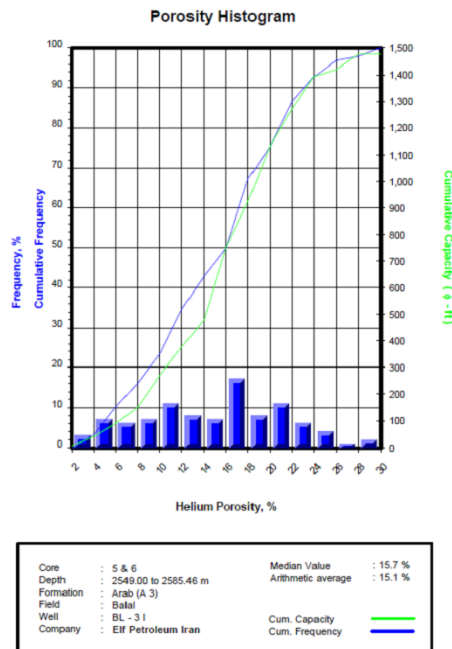
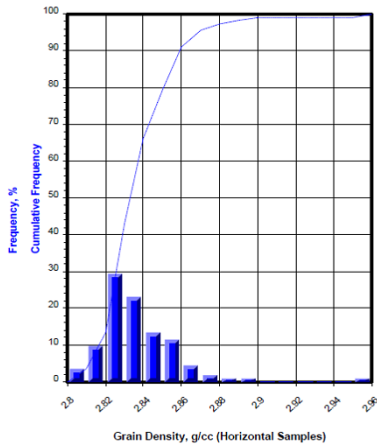


Fig. AR 2

Grain Density Histogram



Cores	: 5 & 6	Median Value	: 2.83 g/cc
Depth	: 2549.00 to 2585.46 m	Arithmetic average	: 2.84 g/cc
Formation	: Arab (A 3)		
Field	: Balal		
Well	: BL - 3 I	Cum. Frequency	— (Blue line)
Company	: Elf Petroleum Iran		

Fig. AR 4

شکل ۱۵: هیستوگرام توزیع پارامترهای پتروفیزیکی حاصل از مغزه در زون عرب ۳ (از بالا راست به چپ: هیستوگرام توزیع تخلخل، تراوایی و شکل پایین چگالی)

بحث

بر اساس مطالعات انجام شده در این مقاله هدف اصلی بررسی خواص مخزنی، بازسازی اختصاصات پتروفیزیکی نظیر تخلخل و نفوذپذیری می باشد که می تواند نحوه توزیع آنها را به صورت کمی و کیفی نشان دهد. در این ارتباط نمودارهای چاه پیمایی ابزار مناسبی است. ترکیب سازندها به کمک نمودارهای چاه پیمایی نظیر دانسیته نوترون و اشعه گاما می تواند به صورت کانی و یا عناصر شیمیایی بیان می شود و بنابراین میان پارامترهای پتروفیزیکی و ترکیب سنگ رابطه وجود دارد. اطلاعات به دست آمده می تواند منجر به تفسیر بهتر جهت اکتشاف و تولید و لذا اختصاصات پیشرفته مخزن شود. سنگ های کربناته و ماسه سنگی، سنگ های مخزنی نفت و گاز عمده دنیا را تشکیل می دهند که دو سوم نفت خاورمیانه در سنگ های کربناته جای گرفته است و مخازن کربناته و دولومیتی خاتیا و عرب ایران در زمره این مخازن هستند. (مستوفی، ۱۳۹۵ و علیزاده پیرزمان و سلیمانی، ۱۳۸۵).

۸- نتیجه گیری

۱- بر اساس داده های پتروفیزیکی حاصل از چاه BL-3I در سازندهای عرب و خاتیا، زون های شیلی در سازند خاتیا و زون های انیدریتی در سازند عرب کم ترین میزان کیفیت مخزنی را دارند. همچنین زون های آهکی در سازند خاتیا و زون های دولومیتی در سازند عرب بهترین کیفیت مخزنی را دارند.

۲- سازند خاتیا در چاه BL-3I (معادل سازند سروک) بر اساس اطلاعات پتروفیزیکی و زمین شناسی موجود به دو زون تقسیم بندی گردید. زون خاتیا بالایی با لیتولوژی آهک، شیل و مقدار اندکی دولومیت با بافت پکستون و وکستون و نیز تخلخل حفره ای و بین بلوری تشکیل شده است. قسمت های آهکی به دلیل قرار گیری بر روی

رسوبات شیلی منشا زیرین از وضعیت پتانسیل بسیار مناسبی برخوردار است. زون خاتیا پایینی با لیتولوژی آهک و میان لایه های دولومیتی و مقدار اندکی شیل از وضعیت پتانسیل متوسطی برخوردار است.

۳- سازند عرب در چاه BL-3I (مشابه سازند سروک) عمدتاً از رخساره های کربناته - تبخیری تشکیل شده است. سکانس رسوبی کربناته-تبخیری سازند عرب بر اساس اطلاعات موجود دارای یک مخزن کربناته متخلخل هتروژن (ناهمگن) که حاوی هیدروکربن می باشد. این سازند بر اساس اطلاعات پتروفیزیکی و زمین شناسی موجود به زون های A1 تا A6 تقسیم بندی شده است. در این سازند هر کدام از زون ها به طور جداگانه دارای پوش سنگ انیدریتی هستند، زون جوانتر می باشند. زون های خوب مخزنی عرب ۴ (A4) و عرب ۵ (A5)، بوده است.

تعارض منافع

نویسندگان اعلام می دارند که هیچ تضاد منافی در رابطه با نویسندگی یا انتشار این مقاله ندارند.

سپاسگزاری

از مساعدت سرکار خانم ها عاطفه عامل و میترا یزدی و آقای مهندس غلامرضازار در تنظیم مقاله حاضر سپاسگزاریم.

فهرست منابع

اسدی، ب. (۱۳۹۵)، خواص پتروفیزیکی و کیفیت مخزنی سازندهای کنگان و دالان در میدان گازی پارس جنوبی خلیج فارس، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات.

انجمن دانش پژوهان دانشگاه صنعتی شاهرود، (۱۳۹۵)، آشنایی با نرم افزار ژئولاگ ۷.

آقانباتی، س.ع. (۱۳۸۹)، زمین شناسی ایران، انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، چاپ سوم.

مستوفی، و، (۱۳۹۵)، بهینه سازی ارزیابی پتروفیزیکی مخزن عرب، میدان بلال با نگرشی بر تفسیر نمودارهای تصویری، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده علوم زمین دانشگاه علوم و تحقیقات. مطیعی، ه، (۱۳۷۴)، زمین شناسی ایران، زمین شناسی نفت زاگرس ۱ و ۲، طرح تدوین کتاب، سازمان زمین شناسی کشور.

مطیعی، ه، (۱۳۸۷)، زمین شناسی نفت سنگ های کربناتی، انتشارات آریز زمین، چاپ اول، ۲۵. یوسف پور، م.ر، (۱۳۸۳)، مطالعه محیط رسوبی و بررسی خصوصیات مخزنی بخش بالایی سازندسورمه (سازندعرب) درمیدان رشادت، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده علوم دانشگاه تهران. موحد عطا، مسیحی محسن و هاشمی عبدالنبی، ۱۳۹۱. ارزیابی خواص مخزنی سازند سروک بالایی با استفاده از داده های پتروفیزیکی در یکی از میداین نفتی جنوب ایران.

منابع لاتین:

Schlumberger website: www.slb.com. (06.2017)
Schlumberger “ DSI Dipole Shear Imager”, www.slb.com.

آل علی، م، (۱۳۹۶)، جزوه ارزیابی سازندهای نفتی، فصل چهارم و پنجم. خسروتهرانی، خ، (۱۳۸۹)، چینه‌شناسی ایران، انتشارات دانشگاه تهران، چاپ سوم. رضایی، م.ر؛ چهرازی، ع، (۱۳۸۵)، اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران.

سایت اینترنتی زمین‌شناسی نفت، ۱۳۹۸

<http://petroleum-geology.blogfa.com/post/13>

سایت اینترنتی ویکی پدیا فارسی، ۱۳۹۸

<https://fa.wikipedia.org/wiki>

علیزاده پیرزمان، س؛ سلیمانی، ب، (۱۳۸۹)، مقایسه پارامترهای پتروفیزیکی و لیتولوژی سازند آسماری در میداین نفتی شادگان و منصوری، دهمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، دانشگاه تربیت مدرس.

قاسم العسکری، م.ک، (۱۳۸۹)، اصول پتروفیزیک، انتشارات ستایش.

قاسم العسکری، م.ک؛ معصومیان، م.ح، (۱۳۸۹)، اصول مهندسی مخازن هیدروکربوری، انتشارات ستایش.