نشریه علمی– پژوهشی زمین شناسی نفت ایران
Iranian Joural of Petrolum Geology

سال هفتم، شماره ۱۴، پائیز و زمستان ۱۳۹۶ص۳۵-۴۸
No. 14, Atumn & Winter 2017, pp 35-48

تغییرات رخساره ای، ضخامتی و سرشت نمایی سازند عرب (سورمه) در بخش شرقی خلیج فارس

علیرضا بشری
رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران
عضو هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت

a_bashari@yahoo.com

bashari@ispg.ir

دریافت آذر ۱۳۹٦، پذیرش خرداد ۱۳۹۷

چکیده

زونهای مخزنی سازند عرب به سن کیمرجین- تیتونین (Kimmeridgian-Tithonian) حاوی هیدروکربور می باشند که در کشورهای ایران امارات قطر و به ویژه عربستان دارای بالاترین پتانسیل نفتی می باشند. این زونها در آب و هوایی بسیار گرم رسوب کرده اند و با گرمتر شدن هوا در زمان تیتونین محیطهای سبخایی گسترش بیشتری پیدا کرده است. سازند متراکم هیث از جنس انیدریت که نقش پوش سنگ سازند عرب را بازی می کند بر روی سازند عرب رسوب کرده است. زونهای مخزنی سازند عرب شامل سیکلهای رسوبی متعددی از محیطهای بین حد جزر ومدی و بالای حد جزر ومدی و محیطهای کم عمق زیر حد جزر و مدی می باشند و از انیدریت توده ای یا بین لایه ای با نسبت های گوناگون از سنگ آهک و دولومیت تشکیل شده اند.

در این مطالعه زونهای مخزنی سازند عرب و هیث یک روند کاهش ضخامتی را از غرب (میادین سلمان، رسالت و رشادت) به سوی شرق (میادین سیری) نشان می دهند که به سوی نواحی شرقی با توجه به ضخامت کم، دور بودن از سنگ منشاء وهمچنین نداشتن پوش سنگ مناسب و نداشتن کیفیت مخزنی مناسب، پتانسیل هیدروکربوری در این افق مخزنی دیده نشده است. سازند عرب تشکیل دهنده تناوب انیدریت با مقادیر گوناگون آهک و دولومیت و عموماً حاوی واحد های پسرونده که در یک پلات فرم کربناته رسوب نموده است. این سازند در میدان سلمان حاوی لایه های مخزنی ضخیم که در بر گیرنده intertidal pack/ grainstones همراه با تخلخل و تراوایی بالا و پوش سنگ مناسب میباشد. مطالعات انجام یافته نوید وجود هیدروکربور در ساختمان های حفاری نشده در بخش هایی از این ناحیه را نشان میدهد.

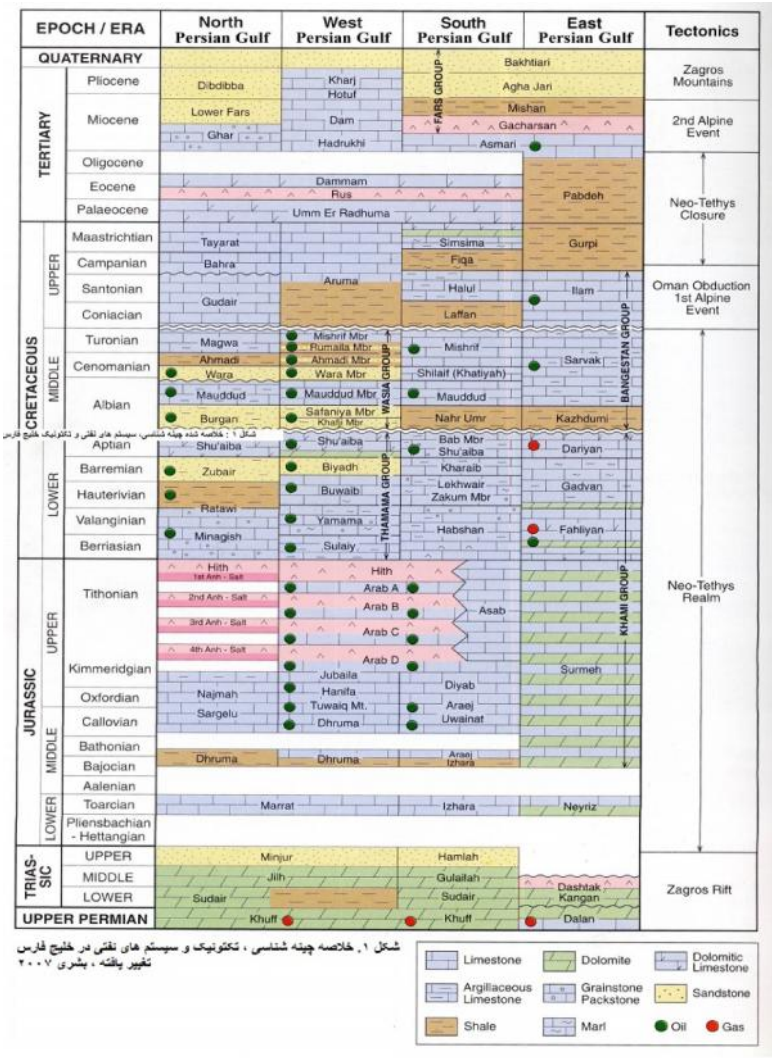
کلیدواژه: خلیج فارس، سازند سورمه، سازند عرب، رخساره، پتروگرافی، سرشت نمایی مخزن، میادین سلمان، رشادت، رسالت.

۱- مقدمه

۱-۱ سازند عرب و کسترش آن در خلیج فارس

بخش انتهایی سازند سورمه در منطقه مرگزی و شرق خلیج فارس و فارس ساحلی و کشور های حاشیه جنوب خلیج فارس تحت عنوان سازند عرب شناخته میشوند. اولین بار مقطع نمونه آن در چاه شماره هفت میدان دامام در شرق عربستان سعودی برسی و مطالعه شده است. به طور کلی سازندعرب در مقطع نمونه شامل چهار زون مخزنی می باشد که از قدیم به جدید عبارت است از:

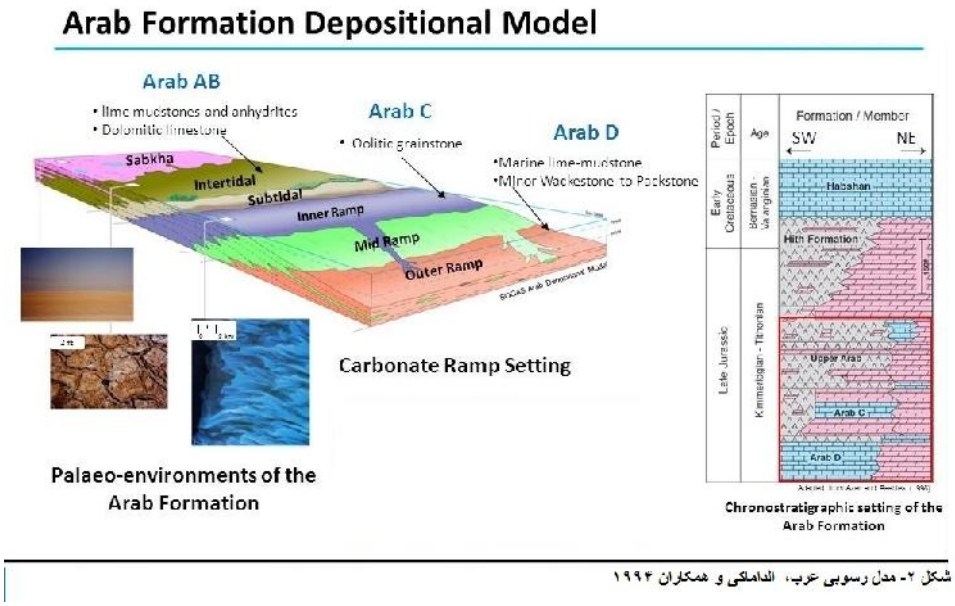
زونِ D : به ضخامت ۵۸,۵ متر شامل تناوب سنگ آهک ریز دانه که بخشی از ان دولومیتی شده است. زون C : به ضخامت ۴۱,۵ متر شامل آهک کالکارنایتی که بخشی از آن دولومیتی شده است همراه با لایه های انیدریتی تا توده ای همراه با لایه دولومیت می باشد. سطح همبری این بخش در قاعده با زون D و در راس با زون B به صورت هم شیب و تدریجی است. زون A با ضخامت ۱۶,۸ متر شامل تناوبی از سنگ اهک متراکم و سنگ آهک کالکرانیتی است که تناوب انیدریت در راس این بخش دیده میشود. سطح همبری در راس با انیدریت هیث بطور همشیب و تدریجی میباشد[۱]. اگر چه در میادین نفتی ایران در خلیج فارس از جمله میادین سلمان، رشادت و بلال [٤] زون بندی عرب متفاوت از مقطع نمونه میباشد لیکن در مجموع این زون ها معادل و هم ارز همین چهار بخش یا زون در مقطع نمونه. (شکل۱)



شکل ۱، خلاصه چینه شناسی ، تکتونیک و سیستم های نفتی در خلیج فارس
تغییر یافته ، بشری ۲۰۰۷

۱-۲ چینه شناسی سازند عرب در بخش جنوب شرقی خلیج فارس

سازند عرب در ابو ظبی و نواحی دریایی آن در خلیج فارس از دید گاه چینه نگاری، محیط رسوبی، چینه نگاری سکانسی و کیفت مخزن، توسط آذر و همکاران [۹]، آذر [۱۰]. ماتوس [۱۰] ، الداماکی وهمکاران [۱۲] مطالعه شده است. هم چنین در این ناحیه بروی سازند عرب مطالعات موردی توسط جهان مهین [۱] پاپی نژاد [۲]، ظهوریان و همکاران[۳]، ظهوریان [٤] یوسف پور [٥] رستگار [۷] رشیدی [۸] انجام گرفته است. سازند عرب به سن ژوراسیک بالایی در ابوظبی بسمت میدان مشترک (سلمان–ابوالبوخوش) اصولا به چهار زون مخزنی تقسیم میگردد [٥] که از بالا به پایین به نامهای D,C,B,A خوانده می شوند. سازند عرب A , B مشتمل برچهار زون بوده که به وسیله انیدرید های متراکم جدا میگردد. عرب C متشکل از سه زیر زون مخزنی که بوسیله لایه های متراکم جدا میگردد. عرب D همچنین به چهار زیر مخزن D2 تا D5تقسیم می گرددکه هریک بوسیله لایه های انیدریتی یا کربناته متراکم جدا میگردد. عرب D بهترین شرایط مخزنی را دارا میباشد. سنگ شناسی سازند عرب متشکل است از لایه های متخلخل دولومیتی و آهک های دولومیتی در زون های B،A ، C و بخش بالایی D میباشد. لیکن بخش میانی و پاینی عرب D بیشتر آهکی بوده است . این کربناتها اصولا عاری از کانیهای رسی می باشد[٦]. سنگ های آهکی غالبا دولومیتی شده و میزان دولومیتی شدن و نوع فابریک سنگ آهک تاثیر مستقیمی بر روی سرشت نمایی مخزن (تخلخل و تراوایی) را دارد. تراوایی بالا اغلب در رخساره های گرینستون که کاملا دولومیتی شده اند رخ میدهد.تخلخل غالب در مخزن عرب اینتر کریستالین و حفره ای میباشد . (Intercrystalline & Vuggy Porosity) که در دولومیت ها گزارش شده است[٦]. در سنگ های آهکی تخلخل از نوع Intergranular & Leached Porosity مشاهده گردیده است. سیمان انیدرید نقش مهمی در کاهش تخلخل در بخش های بالایی مخزن ایفا می نماید. تغییرات رخساره ای در جهت افقی و یا عمودی بسبب شرایط حاکم حوضه رسوبی کم عمق می باشد [٦]. به دنبال رسوب زون عرب D، محیطهای سبخایی تا محیطهای بین حد جزر ومدی بر منطقه حاکم است. لایه های انیدریتی بین زونهای مخزنی C,B,A دیده میشود، (شکل ۲). به سمت نواحی شرقی مورد مطالعه، زون بندی سازند عرب و تعقیب آن با توجه به کاهش ضخامت مشکل بوده و با توجه به فرایند دیاژنز دولومیتی شدن، از میزان انیدریت کاسته شده ودولومیتهای بدون رس کولابی جایگزین آنها شده اند وسازند هیت با توجه به این فرایند، خاصیت پوش سنگی خود رااز دست داده است.



شکل ۲- مدل رسوبی عرب، الداماکی و همکاران ۱۹۹۴

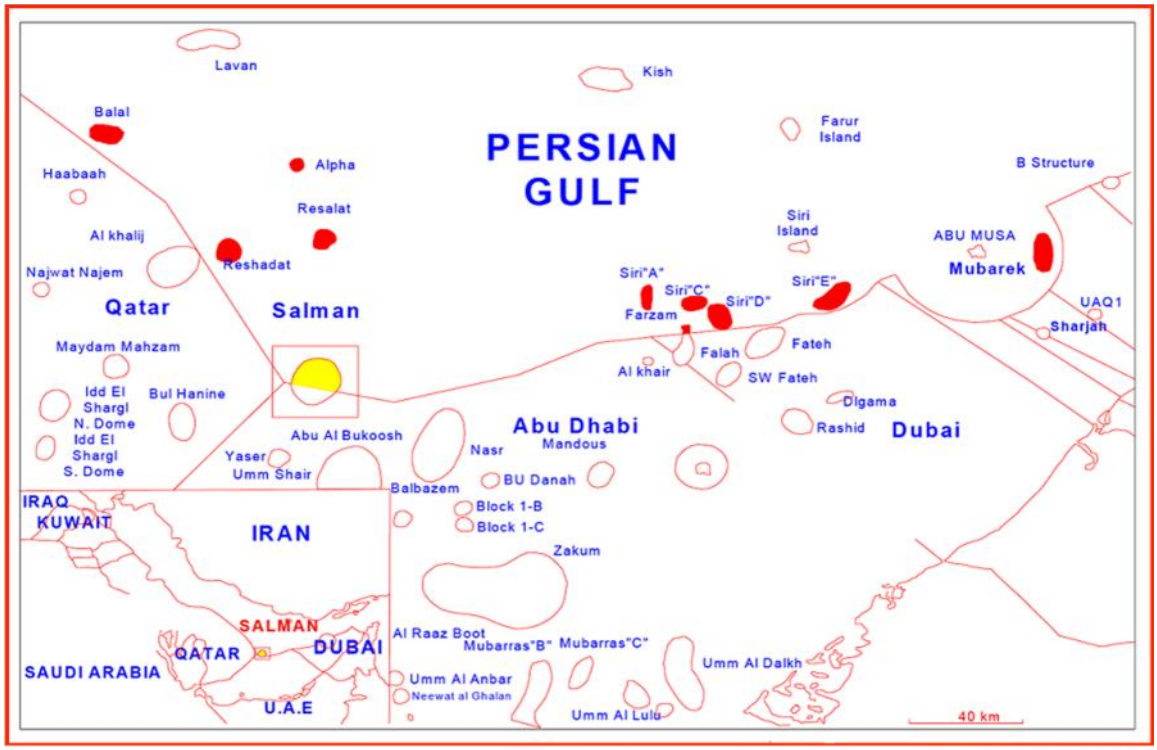
۲- روش کار

در این مطالعه جهت تطابق زیر زمینی چاهها و زون بندی سازند ها بابهره گیری از نمودار های و داده های پترو فیزیکی و مغزه های مربوطه انجام گرفته، همچنین از مقاطع نازک جهت مطالعه سنگ شناسی و رخساره های میکرسکپی و از داده های منتشر در مجلات و کنفرانس های علمی شده میادین نفتی ابوظبی با توجه به اشتراک ان با میدان سلمان استفاده گردیده شده است. تشخیص ضخامتهای زونهای مخزنی سازند عرب با توجه به تمیز بودن سازند عرب (عاری از کانی های رسی) از روی نمودار گاما مشکل بوده واین کار با استفاده از لاگ های سونیک و دانسیته انجام شده است.همچنین با بهره گیری از نرم افزارهای مربوطه جهت رسم نقشه های در صدی ونسبتی وهم عمقی استفاده شده اند ، مجموعا ۱۰ حلقه چاه اکتشافی انتخاب، که سه حلقه چاه از میدان سلمان، سه حلقه چاه از میدان رشادت، دو حلقه چاه از میدان رسالت، و یک حلقه چاه اکتشافی U1 از شرکت نفتی پگوپکو سابق و یک حلقه چاه اکتشافی سیری A1 که تنها چاهی است که در نواحی شرقی (میادین سیری) به سازند عرب برخورد نموده مورد بهره برداری و مطالعه قرارگرفته است.

۳- موقعیت جغرافیایی ناحیه مورد مطالعه

ناحیه مورد مطالعه در بر گیرنده ساختمانهای زمین شناسی حفاری شده در شرق، چاه اکتشافی Si A1 در محدوده میادین نفتی سیری، چاه اکتشاف U 1 از شرکت نفتی سابق پگوپکو و میدان مشترک سلمان –ابوالبوخوش با ابوظبی و بسمت غرب میادین نفتی رشادت و رسالت را در بر میگیرد (شکل ۳) .

هدف از این مطالعه برسی و پی بردن به پتانسیل هیدروکربوری ساختمان های زمین شناسی حفاری نشده موجود در افق عرب در این بخش می باشد.



شکل ۳- نمایش موقعیت جغرافیایی میادین نفتی مورد مطالعه از غرب بسمت شرق میدان سیری آ

۴- شرایط رسوب گذاری سازند عرب، هیث و تغییرات ضخامتی آن در این ناحیه

رسوبات این سازند انعکاسی از یک دوره پسرونده در یک محیط کم عمق می باشد ،این سازند در زونهایC,B,A بیشتر با وکستون ، پکستون،مادستون ومیزان کمی گرین استون شناخته می شوند ولی زون عرب D بیشتر شامل گرین استونهای متخلخل مخصوص محیط کم عمق دارای انرژی بالا در ناحیه مرکزی می باشد وبه سمت غرب تغییر رخساره داده ومادستون لاگونی متراکم دارای انرژی پایین جایگزین آنها می شوند واز کیفیت مخزنی کاسته می شود، (شکل۲)، وبطور کلی مدل رسوبی سازند عرب همراه با ستون چینه شناسی و زیر تقسیمات را در ناحیه مورد مطالعه را به صورت اجمال نشان میدهد.

برسی تطابق شرقی –غربی زونهای مخزنی سازند عرب، یک کاهش ضخامت ناحیه ای را از مرکز به سمت شرق وهمچنین غرب آشکار می سازد بطوری که ضخامت ۵۴۰ فوت در مرکز [۱٤] به ۲۲۰ فوت در شرق و۲۳۰ فوت در غرب کاهش می یاب . (اشکال ۴،۵،۶)

علت کاهش ضخامتها دو عامل پیشنهاد شده است :

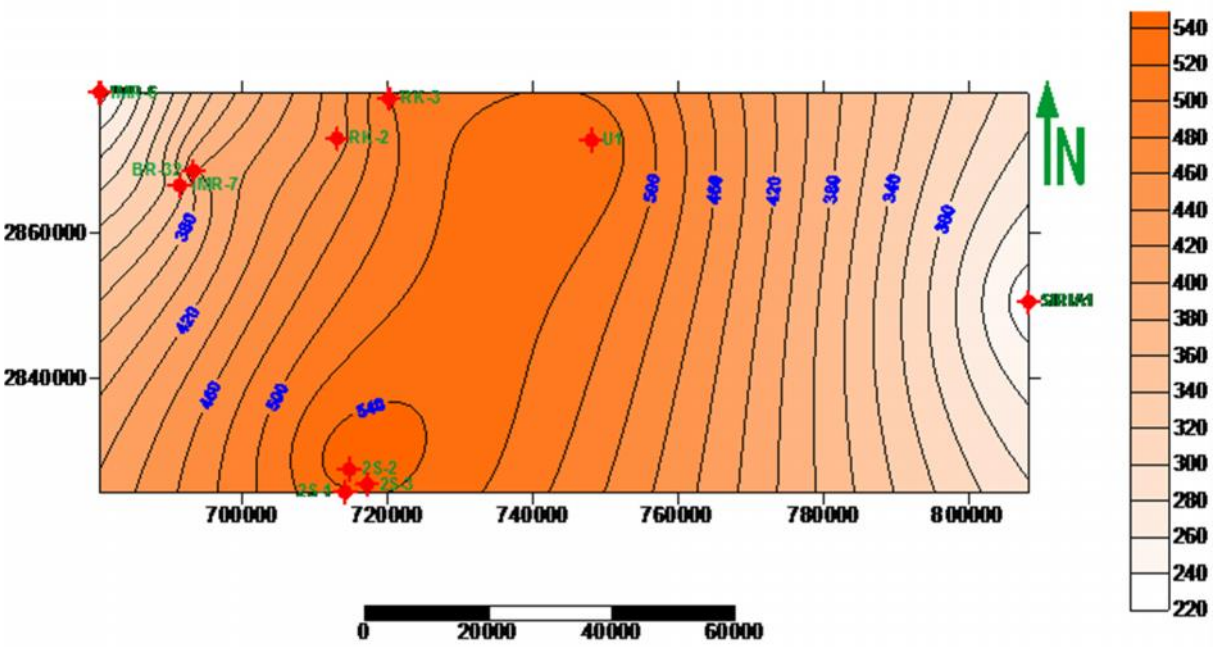
۱) در زمان ژوراسیک بالایی، فرونشینی فعالی در ناحیه در نتیجه پیشروی سریع از شرق به غرب رخداده است ۲) یک پهنه ساحلی با راستای شمالی- جنوبی که به سمت شرق در حرکت بوده است سبب بوجود اوردن یک محیط باز دریایی در شرق شده وسبب کاهش این ضخامت ها شده است[۱].

با تغییر موقعیتهای جغرافیایی از شرق به غرب، تخلخلهای زونهای مخزنی به سمت غرب افزایش یافته که این افزایش تحت تاثیر دولومیتی شدن وتسلط موقعیتهای جزر ومدی بوده است ولی به سمت شرق میزان انیدریت زیاد میگردد که این به نوبه خود سبب کاهش تخلخل وهمچنین باعث پایین آمدن کیفیت مخزن شده است (شکل ۶).

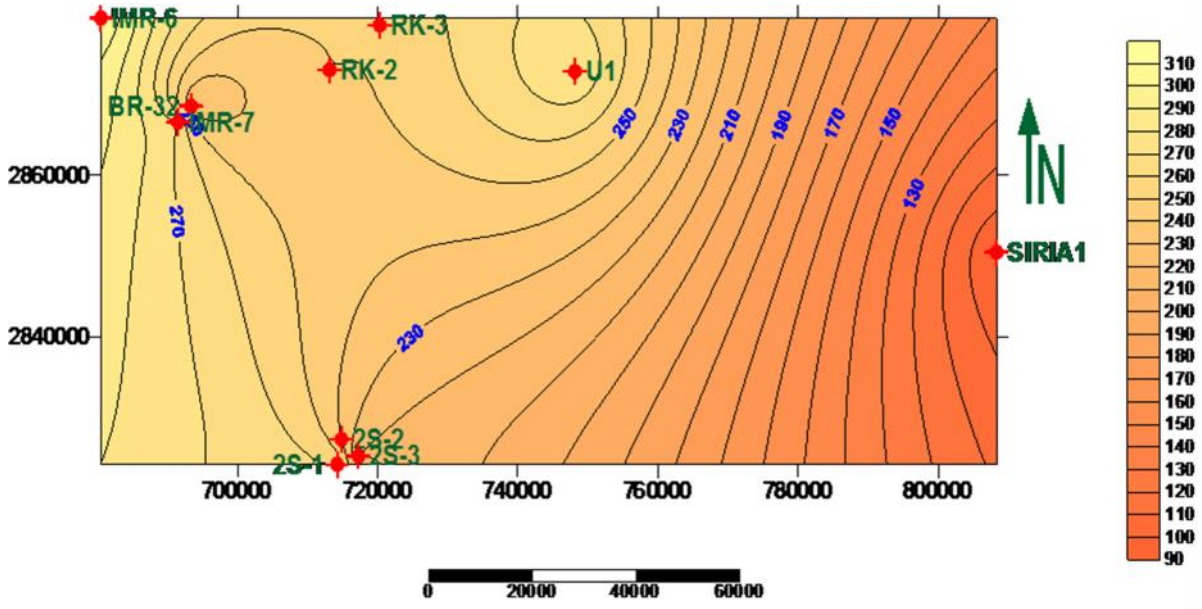
بنابراین زون مخزنی سارند عرب در شرق ناحیه مورد مطالعه به دلایل مختلفی از قبیل کاهش ضخامت (شکل ۴) ،نداشتن پوش سنگ مناسب (شکل ۵) و دور بودن از سنگ منشا فاقد ویزگی های مخزنی جهت تجمع هیدروکربور می باشد.

۵- سازند هیث

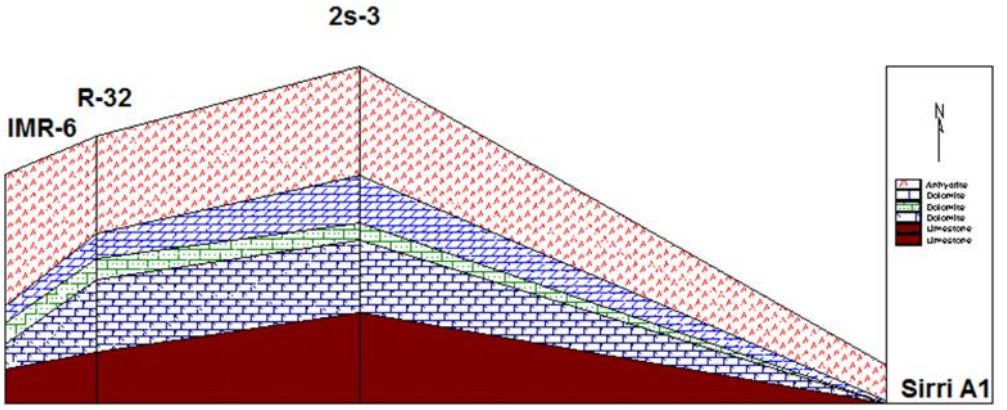
در زمان تیتونین، بر اثر حاکم شدن آب وهوای گرم وگسترش محیطهای سبخایی سازند انیدریت هیت بر روی سازند عرب رسوب کرده است و به عنوان پوش سنگ، نقشی خاص را ایفا می کند. (شکل ۴) مقایسه چیینه شناسی مقطع شرقی – غربی (شکل ۶) این سازند در نواحی شرقی خلیج فارس، افزایش ضخامت ناحیه ای را به سمت غرب نشان می دهد که ، در میدان رشادت بطور متوسط حدود ۲۷۰ فوت ، در میدان سلمان حدود ۲۲۰ فوت و در میدان سیری به ۹۰ فوت تقلیل می یابد (شکل ۵)، در شرق، سازند هیت بیشتر با میان لایه های دولومیتی همراه می باشد ، در بندر عباس ضخامت این سازند به صفر می رسد (شکل۶)



شکل ۴- نقشه هم ضخامت سازند مخزنی عرب



شکل ۵- نقشه هم ضخامت سازند هیث کاهش ضخامت از غرب به شرق ناحیه مورد مطالعه



شکل۶ -مقایسه ضخامتی مخزن عرب و پوش سنگ هیت از میدان رشادت بسمت میدان سیری آ در بخش شرقی خلیج فارس

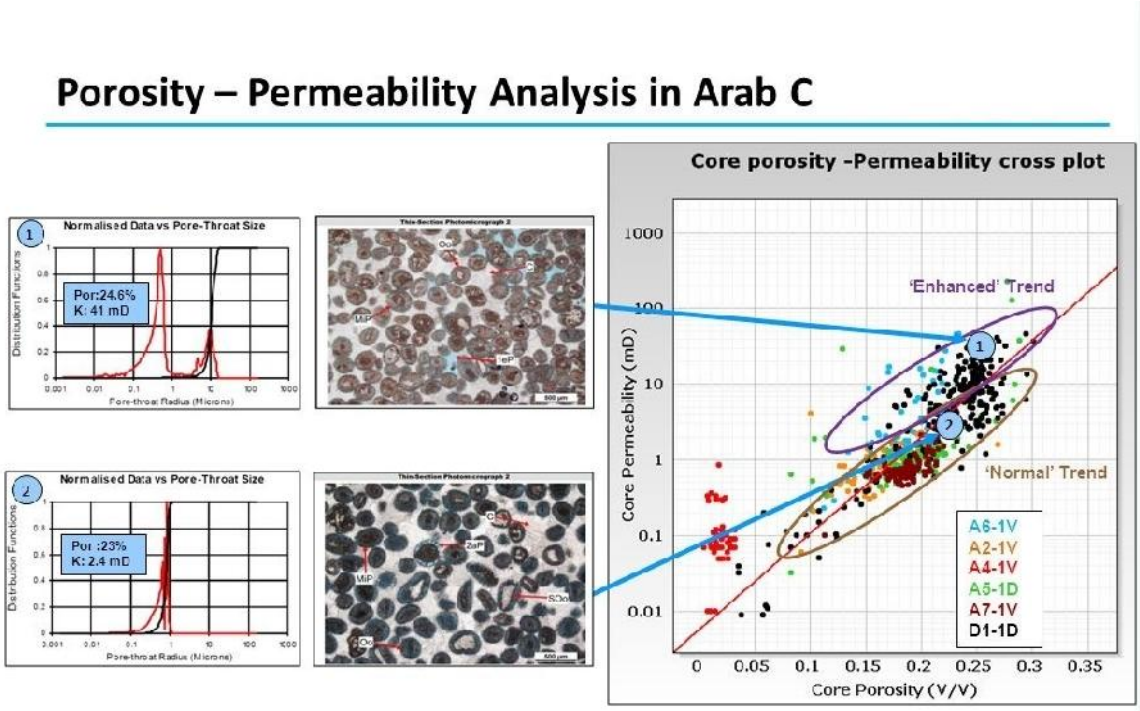
۶- فرآیندهـــای عوامل دیاژنـــزی موثـــر بـــر کیفیت مخزن عرب

متنـوع بـودن خصوصیـات مخزنـی در محیطهـای کم عمـق امـری بدیهی اسـت کـه ایـن امـر تاثیـر فرآیندهـای مختلـف رسـوبی و شـرایط رسـوبی و فرآیندهـای دیاژنـزی را منعکـس میکنـد [٤] فرآیندهـای دیاژنـزی از جملـه مهمتریـن عواملـی هستند که در کنترل کیفیت مخازن کربناته موثـراست.براساس مطالعات پتروگرافی مشخص گردید که هر سه محیط دیاژنزی شامل دریایی، متئوریک و دفنی بر این بخش از سازند عرب مؤثر بوده اند. فرآیندهای دیاژنزی دریایی عموماً به صورت تراکم اولیه، میکریتی شدن و تشکیل سیمانهای دریایی به ویژه در بخش پایینی قابل شناسایی اند. دربخش بالایی سازند عرب به دلیل دولومیتی شدن گسترده، این فرآیندها قابل شناسایی نبودند.

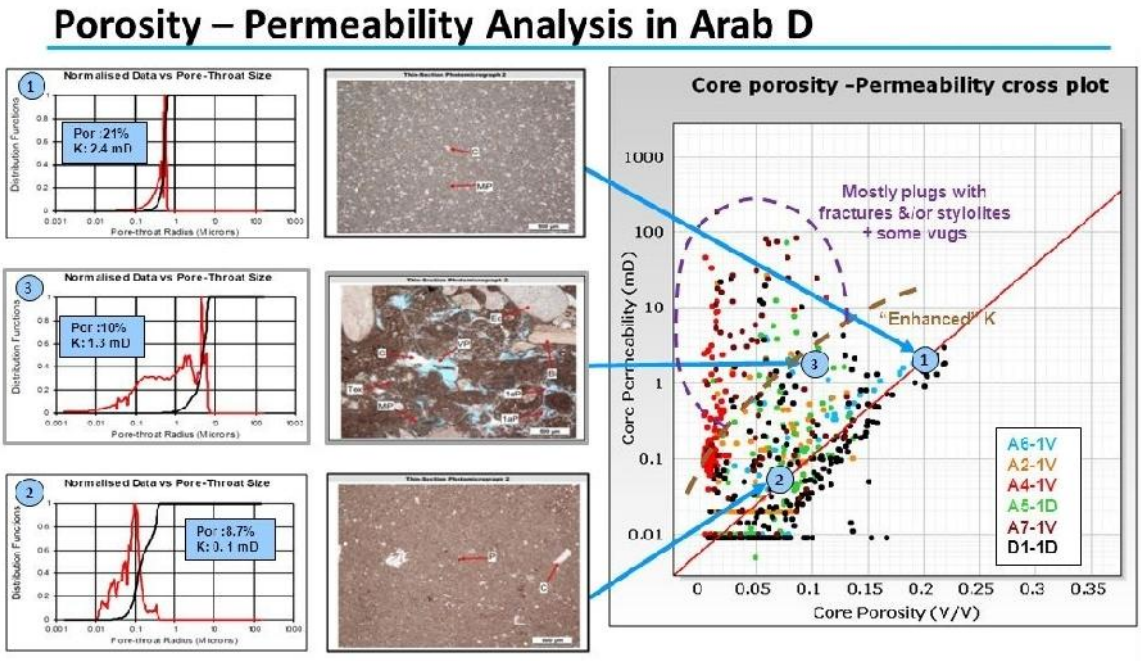
شاید بتوان گفت که دیاژنز متئوریک و دفنی کم عمق مهمترین فرآیندهای شکل دهنده وضعیت کنونی سازند هستند. سیمان انیدریتی بعد از پدیده دولومیتی شدن مهمترین رخداد دیاژنزی در سازند سورمه فوقانی میباشد و فضای بین اغلب آلوکمها و یا فضاهای ناشی از انحلال آلوکمها را پر کرده که سبب کاهش تخلخل و تراوایی میگردد. دولومیتی شدن هم از جمله فرآیندهایی است که بر کیفیت مخزنی سنگ آهک اولیه تأثیر بسزایی دارد. به طور کلی اندازه بلورهای دولومیت میتواند برای تشخیص دولومیتهای دیاژنتیک اولیه از ثانویه مورد استفاده قرار بگیرد. در نمونه های آهکی که به صورت بخشی دولومیتی شده اند سیمان دولومیتی مشاهده میشود (شکل های ۸،۷).

یکی دیگر از فرایند دیازنژ در سازند عرب رخداد درز و شکاف در این سازند میباشد. آنالیز های شکستگی و درز و شکافها در سازند عرب نشانگر آن ست که بیشترین شدت و میزان درز و شکاف در عرب D و متعاقب ان در عرب A,B,C رخ داده است(شکل های ۱۰،۹). اغلب درز و شکاف ها بوسیله استیلولیتها همراه است[۱۲]. اخیراً تخلخل استیلولیتی نیز توسط پتروگرافهای سنگهای کربناته به عنوان شانزدهمین نوع حفرات به طبقه بندی چوکت و پری [۱۳] پیشنهاد شده است (شکل های ۱۱،۱۲) . مقاله ای توسط هیپ و همکاران [۱۳] که نتایج جالبی در بر داشت نشان میدهد که استیلولیت ها نه تنها اثر منفی بر کیفیت مخزن ندارد بلکه میتواند مسیر برای جریان سیال باشد.

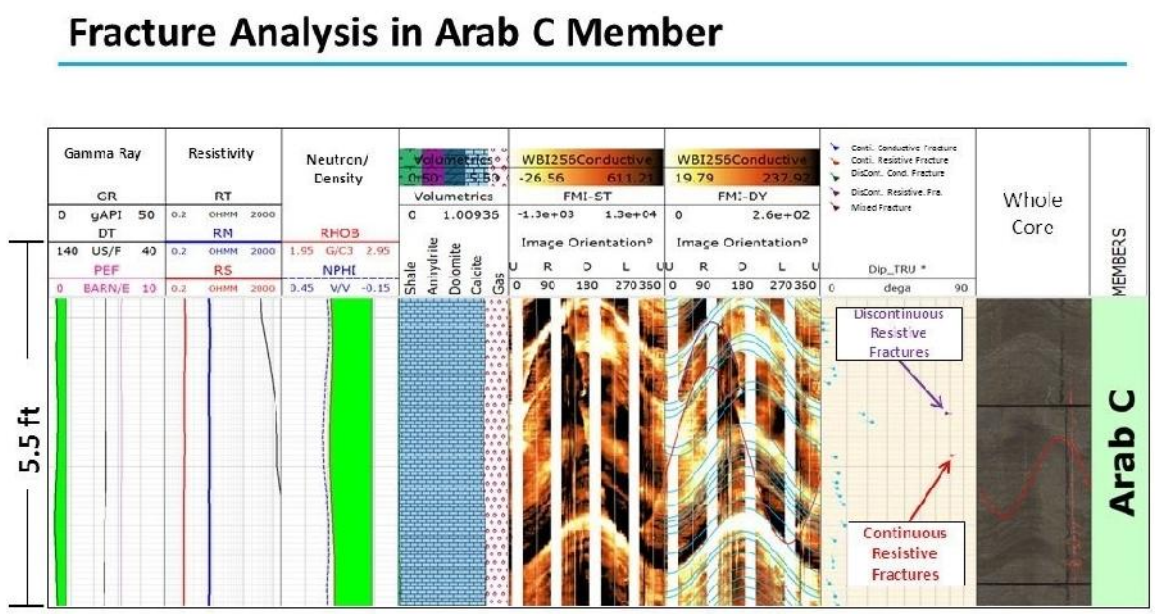
با وجود این هنوز بحث ها در مورد این سطوح در فشار های مخزنی پا برجاست و تمرکز در توالی گل غالب میباشد که با زونهای فاقد کیفیت مخزن همراهی دارد [۱۳].



شکل ۷- مقایسه تخلخل در مقابل تراوایی در رخساره های گوناگون مخزنی عرب سی

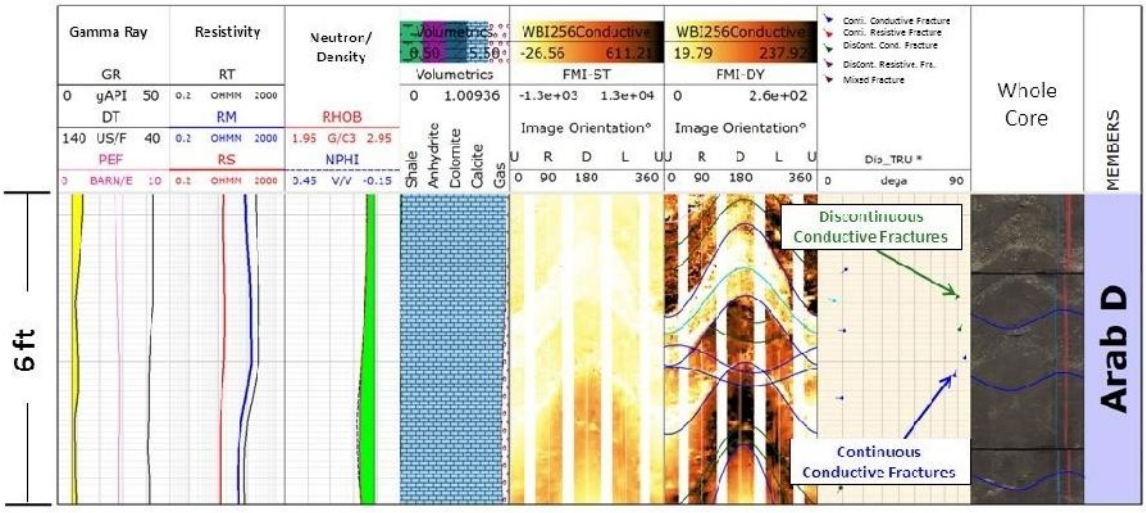


شکل ۸- تخلخل در مقابل تراوایی در رخساره های گوناگون بخش مخزنی عرب دی



Fracture Analysis from Resistivity Image Data Correlated with Core Image and Open Hole Logs

شکل ۹- مقایسه درز و شکاف از نمودار تصویری مقاومت با مغزه های چاه در بخش عرب سی



Fracture Analysis from Resistivity Image Data Correlated with Core Image and Open Hole Logs

شکل ۱۰- مقایسه درز و شکاف از نمودار تصویری مقاومت با مغزه های چاه در بخش مخزنی عرب دی

۷- تغییرات ضخامتی و ویژگی مخزن در ناحیه مورد مطالعه

علاوه بر ضخامت بیشتر زون مخزنی سازند عرب وکیفیت بالای پوش سنگ و سنگ مادر در مرکز و به سوی غرب که تا حدی دلالت بر تجمع بیشتر هیدروکربور می کند عوامل دیگری نظیر تخلخل، تراوایی و در جه اشباع، و دیگر ویژه گی مخزنی نیز نقش به سزایی در تجمع هیدرو کربور در این بخش خلیج فارس را بعهده خواهد داشت.

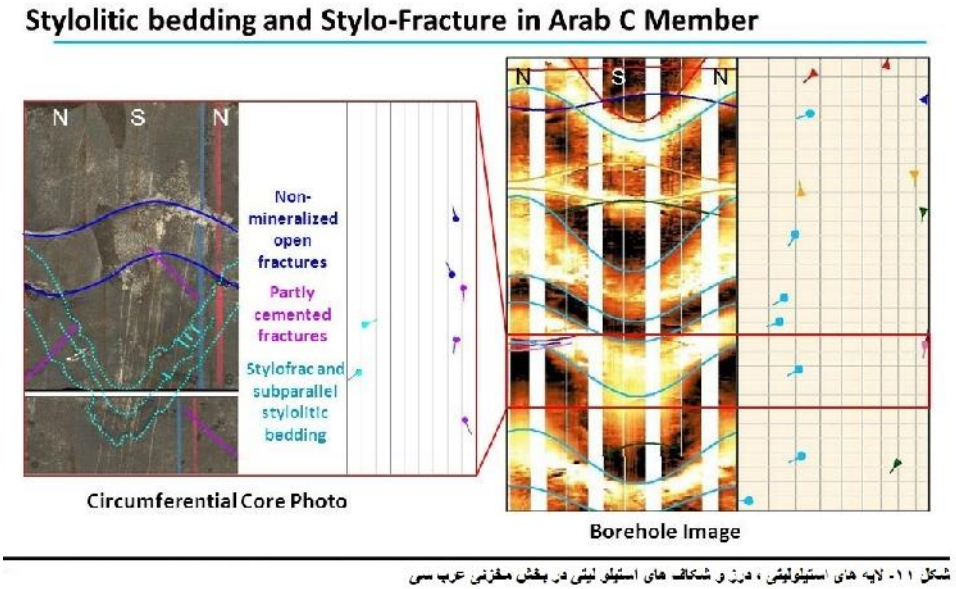
در بررسی کیفیت مخزنی میانگین تخلخل محاسبه شده بوسیله لاگهای تخلخل انجام گرفته ودر نهایت کمترین، بیشترین ومتوسط میزان تخلخل با استفاده از نرم افزار محاسبه شده ودر جدول شما ره ۱ آورده شده است

از غرب منطقه مورد مطالعه به سوی شرق بسب افزایش در صد بالای لایه های انیدریدیتی همراه با کاهش کیفیت مخزن کاملا مشهود است. این امر منتج به عدم تجمع هیدروکربور اقتصادی در بخش شرقی خلیج فارس در این سازند میگردد.

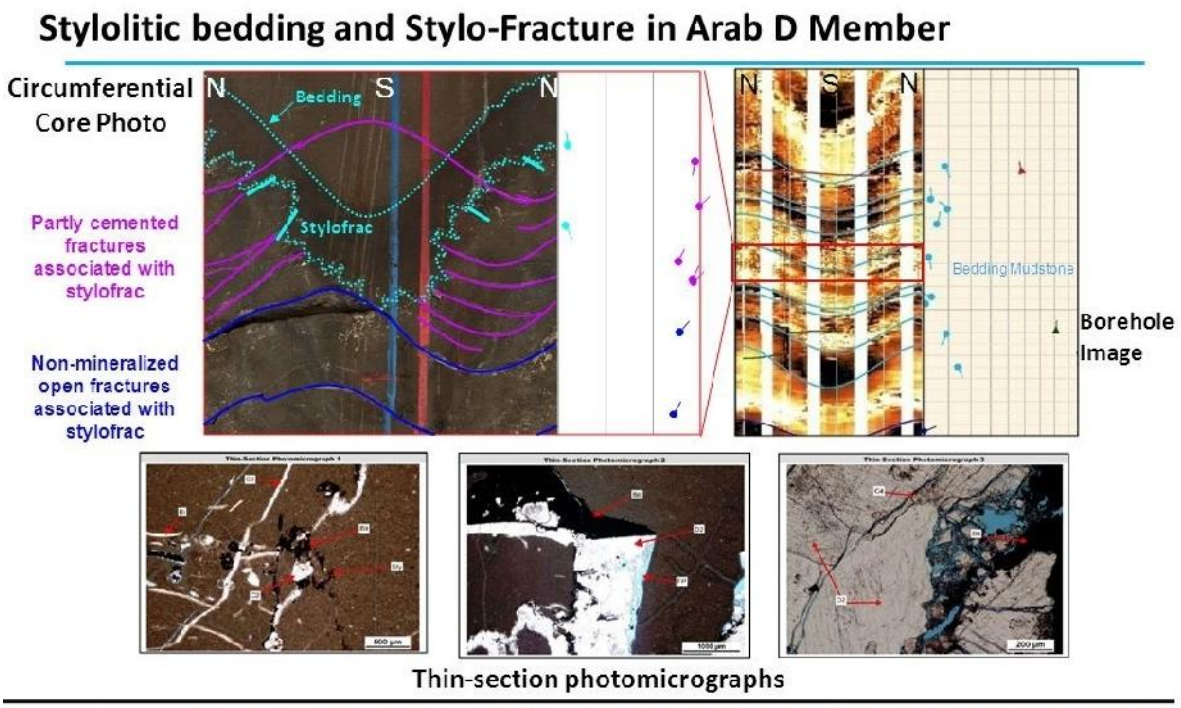
(شکل های ۷و ۸)تاثیر رخساره ها بر روی میزان تخلخل و تراوایی در عرب و همچنین شکل های ۹ و ۱۰ شدت تاثیر درز و شکاف بروی سازند عرب را نمایان می سازد. و شکل های ۱۱و ۱۲ وجود استیلولیت را که در درز و شکاف ها تمرکز پیدا می کند نشان میدهد .همان طور که در قبل بیان شد استیلولیت ها می تواند بر کیفیت مخزن برای جریان سیال مفید باشد [۱۳].

جدول ۱. تخلخل محاسبه شده از طریق داده های پتروفیزیکی

نام چاه	کمترین میزان تخلخل (درصد)	بیشترین میزان تخلخل (درصد)	متوسط تخلخل (درصد)
2S-3 (مرکز)	./۶	۳۲	۱۴/۸
IMR-7(غرب)	۰	۲۳	۷/۶
SIRRI A1(شرق)	۱	۱۸/۶	۱۰



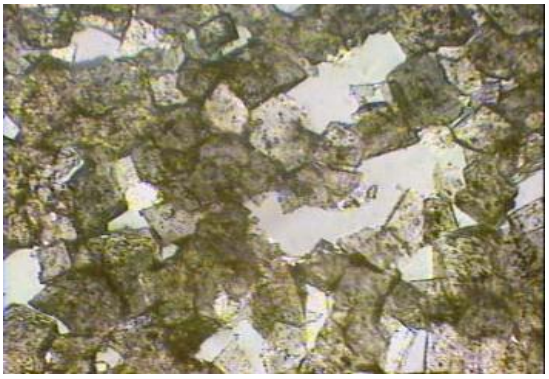
شکل ۱۱- لایه های استیلولیتی ، درز و شکاف های استیلولیتی در بخش مخزنی عرب سی



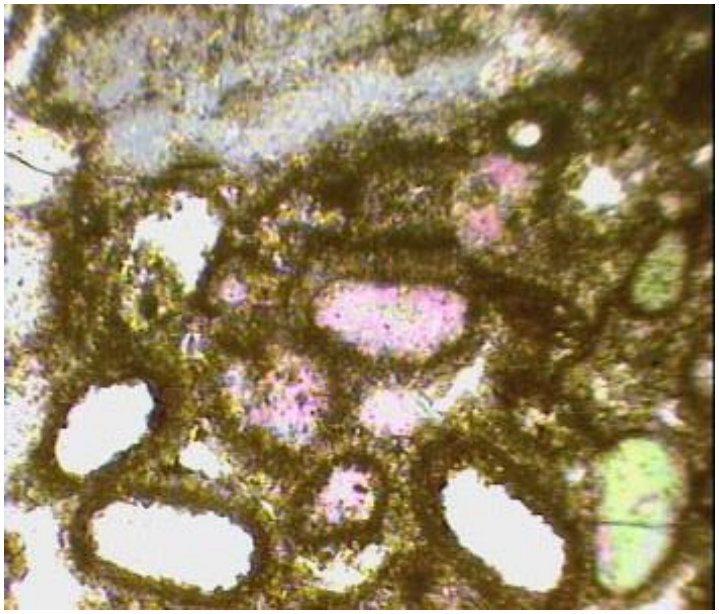
شکل ۱۲- لایه های استیلولیتی، درزه و شکاف های استیلولیتی در بخش عرب دی . مقاطع نازک میکروسکپی از مغزه های مربوطه

۸- پتروگرافی

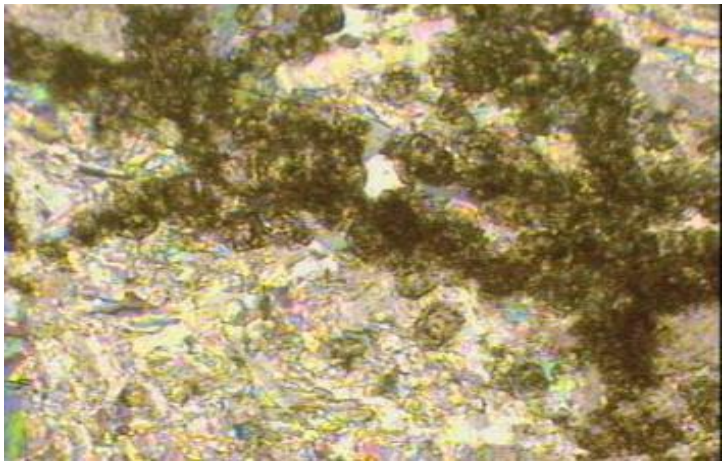
طبق آنچه گفته شد سازند عرب دارای چهار زون مخزنی است که از دولومیت وکلسیت با میان لایه هایی از انیدریت میباشند ودر بعضی مواقع لا یه های انیدریتی جداکننده زون های مخزنی می باشند. مهمترین جزء تشکیل دهنده سازند عرب در میدان رشادت خرده های اسکلتی، پلوئید ها، اائید ها، گل های اهکی و انید رید مورد شناسایی قرار گرفته است . بر اساس این شواهد محیط رسوبی سازند عرب در میدان رشادت یک رمپ کربناته می باشد تنها سه رخساره از مدل کامل آن قابل تشخیص و تعیین میباشد. رخساره بالای جزر و مدی، رخساره لاگون و رخساره سدی که بصورت پشته های ماسه ای اائیتی همراه با رسوبات بین جز ر و مدی و کانی های جزر و مدی وکانالهای جزر و مدی از تخلخل بالایی بر خوردارند [۵]. شواهد پترو گرافی و همچنین نتایج مربوطه به انالیز ایزوتوپ های پایدار اکسیژن و کربن بر روی ۲ نمونه دولومیت نشانگر دولومیتی شدن در محیط سبخای ساحلی هیپرسالین بواسطه پمپ شدن در اثر تبخیر می باشد [۵]. انواع تخلخلهای مشاهده شده در سازند عرب عبارتند از: بین بلوری، قالبی، بین دانه ای و حفره ای بوده و تخلخل های بین بلوری عمدتا از نوع پلانار – S و غیر پلانار هستند (شکل های ۱۳ تا ۱۵).



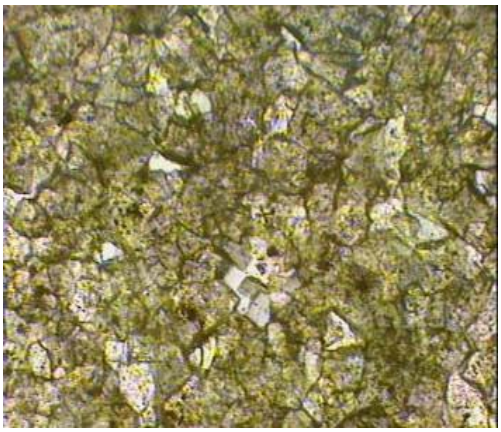
شکل ۱۳.تخلخل پلا نار- E حاصل از دولومیتي شدن



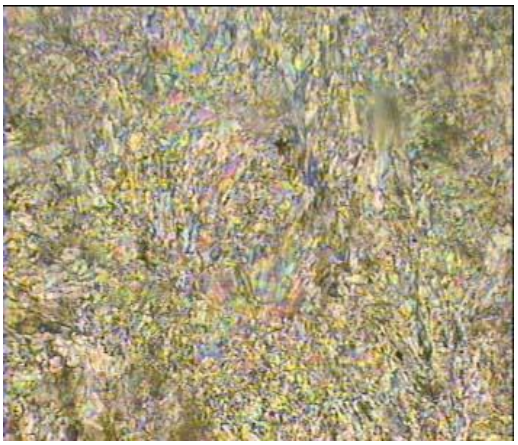
شکل ۱۴. االیتیک گرین استون با تخلخل قالبی



شکل۱۵ دولومیت ثانویه همراه با انیدریت



شکل ١٦ دولومیتهای پلا نار – S همراه سیمان انیدریتی



شکل۱۷ انیدریت با بافت پرمرغی

میزان انیدریت در غرب بیشتر بوده و سبب پایین آمدن کیفیت زون مخزنی سازند عرب شده است باید توجه داشت که زون مخزنی D سازند عرب از بقیه زونهای مخزنی دیگر پربارتر است چرا که ضخامت آن بیشتر بوده و همچنین به دلیل میزان انیدریت کمتر دارای تخلخل بالاتری است.

۹- نتیجه گیری

سازند عرب از سیکلهای رسوبگذاری متعددی تشکیل شده است و این رسوبات در محیطهای بین حد جزر ومدی و محیطهای کم عمق زیر حد جزر ومدی وسبخایی تشکیل شده اند.

در سازند عرب تیپ تخلخل غالب شامل: بین دانه ای اولیه ، تانویه بصورت قالب یا حفره حاصل از انحلال وتخلخل بین بلوری در رسوبات دولومیتی شده میباشد

ضخامت سازند های هیت و عرب از شرق به غرب روند افزایش را نمایان می سازد.

دولومیتی شدن از شرق به غرب افزایش یافته وباعث افزایش تخلخل و تراوایی گردیده است.

بیشترین شدت شکستگی در عرب D متعاقب آن عرب C و A/B رخداده است.

۷) پتانسیل نفتی سازند عرب از مرکز به سمت شرق کاهش می یابد، چراکه افزایش میزان انیدریت باعث پایین آمدن کیفیت مخازن شده است، لیکن به سمت غرب به دو دلیل عمده یعنی داشتن پوش سنگ مناسب ونزدیک بودن به سنگ منشا مناسب با ارزش می گردد.

۸)ساختمانهای زمین شناسی موجود حفاری نشده حواشی مرکز ناحیه مطالعه به احتمال قوی از پتانسیل بالای هیدرو کربوری بر خوردار خواهند بود. چرا که به سمت شرق سازند عرب با میزان بالای درصد انیدریت و کاهش ضخامت پوش سنگ مناسب و ویژگیهای نا مناسب مخزنی روبرواست.

هر چند این پتانسیل در چاه U1 علیرغم مناسب بودن ویژگیهای مخزنی، لیکن با توجه به وجود آثار نفت سنگین در سازند عرب ان نشانگر مهاجرت نفت آن به افق های بالا تر رانمایان می سازد[14]

سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر محمد مختاری و دکتر علی صیرفیان تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

[۱] جهان مهین . ر. ۱۳۸۱ تعقیرات رخساره ای و ضخامتی سازند هیت و عرب از میدان سلمان بسمت میدان سیری و تاثیر ان بر تجمع هیدرو کربور واقع در خلیج فارس. پایان نامه کار شناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده فنی دانشگاه تهران.

[۲] پاپی نژاد . آ. ۱۳۹۰ برسی خواص پتروفیزیکی و تعیین رخساره الکتریکی سازند سورمه فوقانی (عرب) در میدان بلال واقع در خلیج فارس. پایان نامه کار شناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشگاه ازاد اسلامی ، واحد علوم تحقیقات تهران.

[۳] ظهوریان.س. ۱۳۸۵. برسی خواص مخزنی سازند عرب میدان بلال واقع در خلیج فارس.اولین کنگره مهندسی نفت ایران ۱۳۵۸.

[٤] ظهوریان.س. ۱۳۸۵. کاربرد داده های پترو فیزیکی و پتروگرافی جهت مدلسازی سازند سورمه (عرب) در میدان بلال واقع در خلیج فارس. پایان نامه کارشناسی ارشد رشته مهندسی اکتشاف نفت. دانشکده فنی دانشگاه تهران

[۵] یوسف پور. م ،۱۳۸۳. مطالعه محیط رسوبی وکیفیت مخزنی سازند سورمه فوقانی(عرب) در میدان رشادت واقع درخلیج فارس، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.

[6] SCHLUMBERGER WELL EVALUATION CONFERENCE, Abu Dhabi, November 1981.

[7] RASTEGAR,M,. Optimization of Multiple Bit Runs Based on ROP Models and Cost Equation for One of the Persian Gulf Carbonate Reservoirs: MSc. Thesis , Faculty of Graduate Studies, Petroleum University of Technology & University of Calgary.

[8] RASHIDI, B., 2007, Real time bit wear analysis and drilling optimization_ A case study for a well in an Iranian Offshore Field. : MSc. Thesis , Faculty of Graduate Studies, Petroleum University of Technology & University of Calgary (PUT), .

[9] AZAR,S.Peebler,R.1995 .,Sequence stratigraphy of the Hith/Arab formation Off shore Abu Dhabi,U.A.E.

[10] AZAR,S., 1989: "Preliminary investigations into possible stratigraphic traps,Off shore Abu Dhabi. paper SPE presented at the Bahrain MEOS.

[11] MATTOS, ,J.E 1994"Upper Jurassic-Lower Cretaceous stratigraphy: The Arab, Hith and Rayda formations in Abu Dhabi." Micropalaeotology and Hydrocarbon Exploration in the Middle East .

[12] AL DAMAKI, F., LAWRENCE, D, SINGLETON, A, REDDY, B., POPA, G and CORTES, B., 2012 Integrated understanding of Enhanced Reservoir properties through Fracturing and dissolution, Case study from late Jurassic Arab Formation in a Large Gas Field Onshore UAE . GEO 2012.

[13] MICHAEL, J., HEAP,PTRICK BAUD,. THIERRY REUSCHLE and PHILIP, G. MEREDITH,. 2014و Stylolites in limestones: Barriers to fluid flow? Geology, P.51-54

[14] BASHARI, A.,1988. Occurrence of Heavy Crude Oil in the Persian Gulf, in R.F. Myer and E. J. Wiggins, (Eds.): Fourth International UNITAR/ International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, , Edmonton, Alberta, Canada, 2, 204-214, August 1988.

نشریه علمی– پژوهشی زمین شناسی نفت ایران
سال هفتم، شماره ۱۴، پائیز و زمستان ۱۳۹۶ص۳۵-۴۸
Iranian Joural of Petrolum Geology
No. 14, Atumn & Winter 2017, pp 35-48

Facies, thickness variations and reservoir characterization of the Arab Formation (Surmeh), Eastern part of the Persian Gulf

A. Bashari

a_bashari@yahoo.com*
bashari@ispg.ir

Received: December 2017, Accepted: June 2018

Abstract

The (Kimmeridgian-Tithonian) Arab Formation is characterized by prolific hydrocarbon bearing reservoirs in eastern part of the Persian Gulf, offshore of Iran. These zones were deposited in an arid climate which dominated during Late Jurassic. The Berriasian to Thitonian Hith Formation witch overlies the Arab reservoir constitutes the cap rock, which pinches out gradually to the east. a N-S feather adge. The study reveals that Arab zones form a N-S massive to interbedded anhydrite with varying proportion of limestone and dolomite and generally have regressive units which was deposited on a broad carbonate platform .This formations are thick in center (Salman field) and mostly consist of intertidal pack/grainstones with high porosity/permeability, good cap rock and also close to the source rock, which has the most hydrocarbon potential, but towards east the layers getting thinner with unsuitable cap rock and are away from source rock ,so as a result Arab Formation in this part of the Persian Gulf does not seem to be attractive..

This study reveals that there is still some undrilled structure within this area which could be attractive for further exploration drilling. .

Keywords : Persian Gulf, Arab Fm., Surmeh Fm., Petrography, Reservoir characterization, Salman, Reshadat, Resalat fields.