

بررسی عوامل کنترل کننده کیفیت مخزنی و معرفی واحدهای جریان‌ی سازند فهلیان در یکی از میادین نفتی دشت آبادان، جنوب غرب ایران

امیر کاظمی^۱، محمدعلی صالحی^{۱*}، حمیدرضا پاکزاد^۱، جواد هنرمند^۲ و نواب خدایی^۲

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، ایران

۲- واحد زمین‌شناسی، پژوهشکده علوم زمین، پردیس توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۸/۱۴ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۱۰/۲۳

چکیده

سازند فهلیان (کرتاسه آغازین) از مخازن مهم نفتی در بسیاری از میادین حوضه زاگرس به‌ویژه فروافتادگی دزفول و دشت آبادان محسوب می‌شود. به منظور بررسی ویژگی‌های رخساره‌ای، محیط رسوبی و کیفیت مخزنی این سازند در یک چاه از یکی از میدان‌های واقع در دشت آبادان، نتایج مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک میکروسکوپی، آنالیز معمول مغزه (تخلخل - تراوایی) و نمودارهای پتروفیزیکی تلفیق شده است. آنالیز رخساره‌ای منجر به شناسایی ۹ ریزرخساره در توالی کربناته و ۲ پتروفاسیس در بخش کربناته- آواری توالی مورد مطالعه گردید. ریزرخساره‌های کربناته در زیرمحیط‌های لاگون و شول، درحالی‌که پتروفاسیس‌های مرتبط با بخش کربناته- آواری در زیر محیط پهنه جزر و مدی تفسیر شده‌اند. براساس شواهد به‌دست آمده در این مطالعه و مقایسه با نتایج مطالعات گذشته، می‌توان پیشنهاد نمود که سازند فهلیان در بخش کم‌عمق یک سکوی رمپ کربناته همشیب نهشته شده است. بررسی‌های پتروگرافی نشان می‌دهد که دیاژنز تأثیر عمده‌ای به‌صورت مثبت و منفی در سازند فهلیان داشته و به‌میزان عمده‌ای توزیع سیستم منافذ را کنترل نموده است. روش پتروفیزیکی لورنز اصلاح‌شده بر مبنای چینه‌نگاری جهت تعیین واحدهای جریان‌ی استفاده گردید. نتایج نشان داد که این روش به‌خوبی ارتباط رخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی را با واحدهای جریان‌ی مختلف نشان می‌دهد و می‌تواند به‌طور مؤثر در واحدبندی مخزن استفاده گردد. براساس روش لورنز اصلاح‌شده، ۱۰ واحد جریان‌ی شامل ۴ واحد مخزنی (۲ واحد سرعت و ۲ واحد معمولی)، ۳ واحد جریان‌ی آشفته، ۲ واحد جریان‌ی سدی و ۱ واحد جریان‌ی حد واسط مخزنی/ بافلی شناسایی شد.

کلمات کلیدی: سازند فهلیان، دشت آبادان، رخساره‌ها، واحد جریان‌ی، کیفیت مخزنی

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: ma.salehi@sci.ui.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.3977.2812)

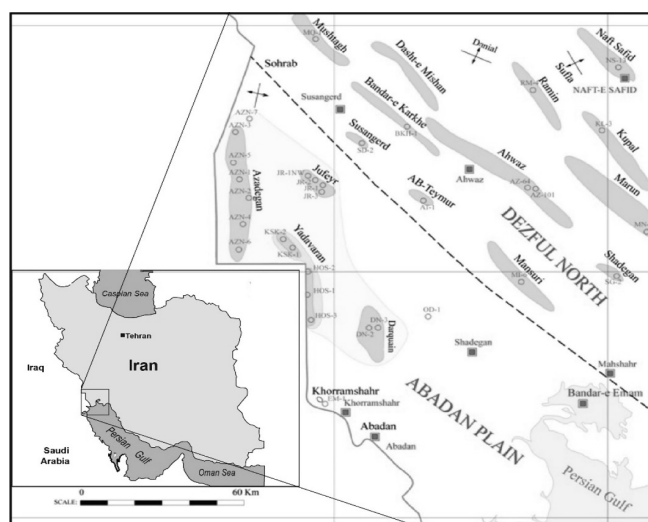
مقدمه

که به نام واحدهای جریان‌ی شناخته می‌شوند، به‌طور گسترده‌ای در توصیف مخازن به‌کار می‌روند [۸-۱۲]. روش نمودار لورنز اصلاح‌شده بر مبنای چینه‌نگاری (SMLP)^۱ روش متداولی در تعیین واحد جریان‌ی است [۱۳]. هدف این پژوهش، بررسی نوع رخساره‌ها و محیط رسوبی، شناخت سیستم منافذ، تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی، شناخت واحدهای جریان‌ی و ارزیابی کیفیت مخزنی است که با توجه به مشترک بودن اغلب مخازن غرب دشت آبادان با کشور عراق، در شناخت دقیق مخازن این میدان در راستای افزایش تولید از آنها کاربرد دارد و از اهمیت به‌سزایی برخوردار است.

موقعیت زمین‌شناسی و چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه

دشت آبادان به‌عنوان بخشی از حوضه پیش‌گودال مزوپتامین در گوشه جنوب غربی فروافتادگی دزفول، بخش شمال شرقی صفحه عربی را تشکیل داده و ویژگی‌های زمین‌شناسی آن بیشتر شبیه صفحه عربی است. میدان نفتی مورد مطالعه ترکیبی از تاکدیس‌های با روند عربی و روند زاگرس است [۱۴] (شکل ۱).

کشف منابع جدید هیدروکربوری در حوضه رسوبی دشت آبادان در طی چند سال گذشته تاکنون بیانگر ضرورت انجام مطالعات جامع‌تر زمین‌شناسی در این حوضه رسوبی به منظور شناخت بهتر نحوه رسوب‌گذاری به‌جهت دستیابی به مدل رسوبی دقیق‌تر، پیگیری تغییرات رخساره‌ها و عملکرد فرآیندهای دیاژنزی در ایجاد مخازن چینه‌ای در مطالعات اکتشافی و توسعه‌ای حائز اهمیت است. سازند فهلیان یکی از سازندهای گروه خامی با سن کرتاسه زیرین است که از سنگ مخزن‌های مهم شناخته شده در میادین نفتی دشت آبادان محسوب می‌شود. مخزن فهلیان به‌دلیل ناهمگنی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی تنوع زیادی در سیستم منافذ و ویژگی‌های مخزنی نشان می‌دهد [۱]. علاوه‌بر شناخت رخساره‌ها و محیط رسوبی و بررسی فرآیندهای دیاژنزی، تعیین گونه‌های سنگی نیز از ابتدایی‌ترین مراحل شناخت خصوصیات مخزنی در جهت توسعه مخازن نفت و گاز به‌شمار می‌رود [۲-۴]. در تعیین گونه سنگی می‌توان منابع مختلفی از داده‌ها را با یکدیگر تلفیق کرد [۴-۶]. مهم‌ترین گام برای مدل‌سازی سه‌بعدی مخازن، رده‌بندی مخزن به واحدهای تراوا و ناتراوا است [۷]. این واحدها



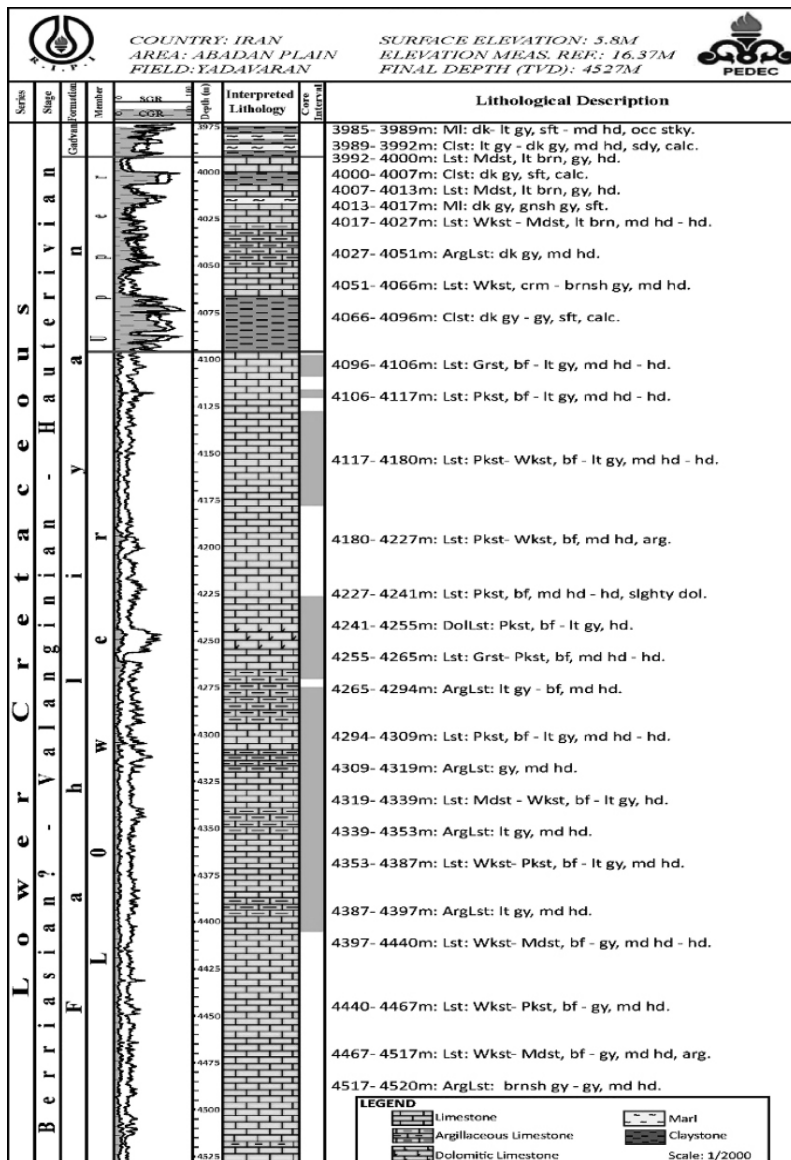
شکل ۱ موقعیت میادین نفتی در دشت آبادان (اقتباس از [۲۰])

به صورت همساز روی سازند فهلیان قرار می‌گیرد. سازند فهلیان به سن بریازین؟- هوتروین^۱، در چاه مورد مطالعه دارای ضخامت ۵۳۸ m (با توجه به عمق نهایی لاگ) است که به دو بخش فهلیان بالایی و فهلیان پائینی تقسیم می‌گردد (شکل ۲).

داده‌ها و روش مطالعه

در این پژوهش سازند فهلیان در یکی از چاه‌های میدان نفتی واقع در دشت آبادان مورد مطالعه قرار گرفته است.

به طور کلی کرتاسه آغازین یکی از با اهمیت‌ترین چرخه‌های رسوبی در خاورمیانه از لحاظ حجم ذخیره هیدروکربن است [۱۵]. کرتاسه در دشت آبادان با رسوبگذاری سازند گرو آغاز می‌گردد و این سازند در بخش بالایی به صورت تدریجی با سازند فهلیان تداخل داشته، و بخش فهلیان/گرو نام‌گذاری شده است اما در برخی از چاه‌ها این مرز با قطعیت قابل مشاهده نیست و تفکیک مرز بین آنها از جمله در چاه مورد مطالعه امکان‌پذیر نیست (شکل ۲). سازند گدوان به سن بارمین-آپتین



شکل ۲ ستون چینه‌شناسی سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه

1. Berriasian? -Hauterivian

بوده و نشانگر رسوب‌گذاری در بخش مرکزی و پر انرژی تپه‌های ماسه‌ای زیر آبی (شول) است (شکل ۳- الف). ریزرخساره MF2 دارای درصد زیادی اینتراکلست و پلویید است و خوردشدگی قطعات اینتراکلست و بهبود جورشدگی آن‌ها حاکی از نهشته شدن ریزرخساره MF2 در بخش پر انرژی حوضه (احتمالاً مربوط به کانال‌های قطع کننده سد) است (شکل ۳- ب).

ب- کمربند رخساره‌ای لاگون شامل رخساره‌های MF3-MF9 با بافت گل پشتیبان (به جز MF3 و MF4) بوده و بیشترین فراوانی اجزای اسکلتی را دارد. ریزرخساره MF3 بافت پکستونی داشته و دارای درصد نسبتاً بالایی از قطعات اینتراکلست و پلویید با جورشدگی ضعیف و خوردشدگی متوسط بوده و محیط نزدیک سد (شول) را نشان می‌دهد (شکل ۳- ج). ریزرخساره MF4 با بافت پکستونی دارای فراوانی بالایی از پلویید بوده و مربوط به محیط لاگون نزدیک سد (شول) است (شکل ۳- د). ریزرخساره MF5 دارای فراوانی متغیری از جلبک لیتوکودیوم (گاهی مجزا و گاهی متصل به هم) بوده، و از فلوتستون تا باندستون تغییر می‌کند و مربوط به محیط لاگون نزدیک به سد است (شکل ۳- ه). ریزرخساره MF6 عمدتاً دارای اجزای اسکلتی درشت و درصد ناچیزی فرامینیفر کفزی است (شکل ۳- و). ریزرخساره MF7 با بافت وکستون / پکستون دارای بیشترین فراوانی جلبک‌های سبز داسی کلاداسه و انواع فرامینیفر کفزی در زمینه میکرایتی است (شکل ۴- الف و ب). ریزرخساره MF8 با بافت وکستون عمدتاً از فرامینیفر کفزی و قطعات اسکلتی با اندازه متوسط تا ریز تشکیل شده است (شکل ۴- ج). ریزرخساره MF9 دارای بافت مادستون بوده و فراوانی بسیار کمی از اجزای اسکلتی مانند اکیئوئید، شکم- پایان کوچک و استراکود را در بر می‌گیرد (شکل ۴- د). به‌طور کلی، ریزرخساره MF7 تقریباً در بخش مرکزی لاگون نهشته شده و به سمت ریزرخساره MF9 از میزان انرژی محیط کاسته می‌شود.

تعداد ۷۸۶ مقطع نازک (۶۱۴ عدد از مغزه و ۱۷۲ عدد از خرده‌های حفاری) از ۲۳۹ m مغزه و نیز خرده‌های حفاری سازند فهلیان، توسط میکروسکوپ نوری پلاریزان مطالعه گردید. برای نام‌گذاری و طبقه‌بندی سنگ آهک‌ها از روش دانهام [۱۶]، امبری و کلوان [۱۷] استفاده شده و توصیف ریزرخساره‌ها و تعیین محیط رسوبی با استفاده از ریزرخساره‌های استاندارد فلوگل [۱۸] انجام شده است. به منظور ارزیابی خواص مخزنی، مقادیر تخلخل و تراوایی ۳۹۶ پلاگ تهیه شده از مغزه‌های حفاری اندازه‌گیری شده است. برای تعیین تخلخل و تراوایی پلاگ‌های مغزه، تخلخل هلیم و تراوایی هوا در آزمایشگاه مغزه‌های نفتی پژوهشگاه صنعت نفت تهران اندازه‌گیری شده است [۱۹]. ارزیابی پتروفیزیکی سازند با تلفیق داده‌های رقومی نگاره‌های چاه‌پیمایی (SGR, CGR, RHOB, NPHI, DT) توسط نرم‌افزارهای Techlog و Excel انجام شد و مقادیر تراوایی (K) و تخلخل (Φ) از روی نگاره‌های چاه‌پیمایی محاسبه گردیده است. تعیین واحدهای جریان‌ی از روش لورنز (SMLP) [۱۳] بر مبنای داده‌های تخلخل و تراوایی تخمینی، سایر روش‌های به‌کار رفته در این مطالعه بوده است.

پتروگرافی

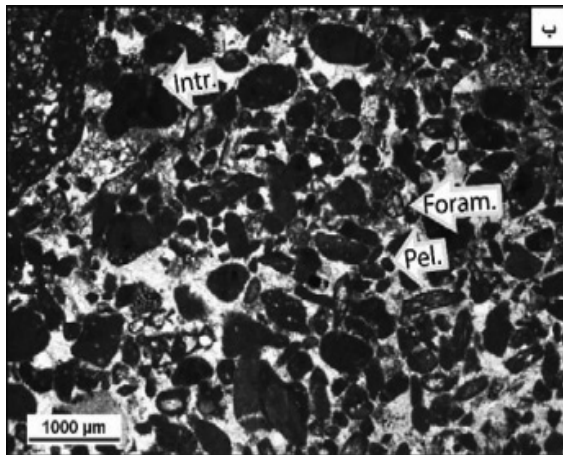
ریز رخساره‌ها و محیط رسوبی

مطالعه پتروگرافی در سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه منجر به شناخت ۹ ریز رخساره کربناته و ۲ رخساره آواری در دو محیط رسوبی کربناته و کربناته- تخریبی گردیده است که در سه کمربند رخساره‌ای سد (شول)، لاگون و پهنه جزر و مدی نهشته شده‌اند (جدول ۱):

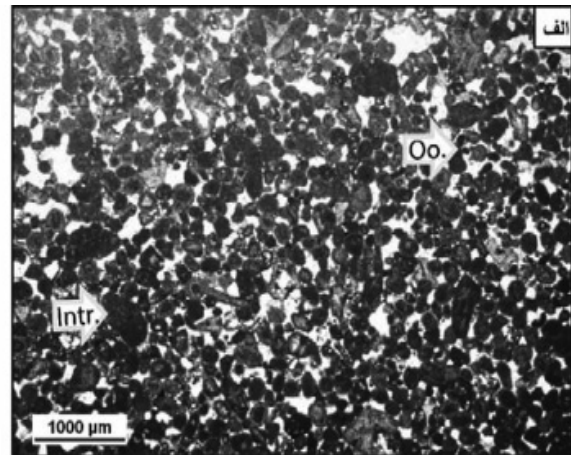
الف- کمربند رخساره‌ای سدی (شول) شامل رخساره‌های MF1 و MF2 با بافت دانه پشتیبان بوده و بیشترین فراوانی اجزای کربناته غیراسکلتی را دارد. ریزرخساره MF1 دارای بیشترین فراوانی آئید مماسی با جورشدگی و خوردشدگی بسیار خوب

جدول ۱ رخساره‌های میکروسکوپی، اجزاء اصلی آنها و فراوان‌ترین تخلخل‌های شناسایی شده در سازند فهلبان در چاه مورد مطالعه

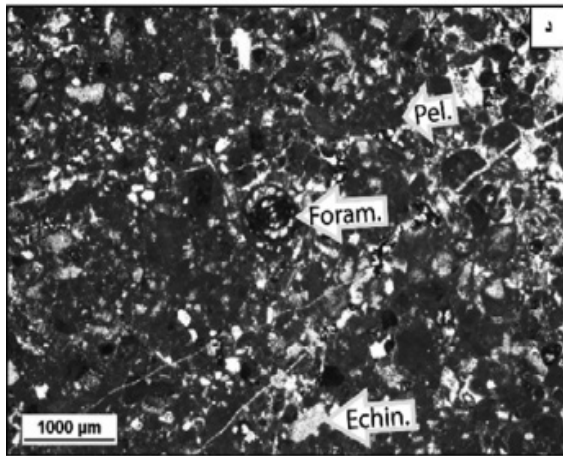
کد ریز رخساره / پتروفاسیس	نام ریز رخساره / پتروفاسیس	درصد اجزاء	زیر محیط	ریز رخساره استاندارد [۱۸]	سیستم منافذ
ریز رخساره ۱	گرینستون آئیدی اینتراکلیست‌دار	آئید (۴۰٪) با اندازه میانگین ۰/۳ mm، اینتراکلیست (۲۰-۱۵٪) با اندازه میانگین ۰/۷۵ mm، دانه‌های پلوئید (۵٪)، فرامینیفرهای کفزی (۵٪)	شول	۲۹ RMF	بین دانه‌ای و حفره‌های مرتبط
ریز رخساره ۲	گرینستون اینتراکلیستی پلوئیددار	اینتراکلیست (۴۰-۳۰٪) با اندازه میانگین ۰/۹ mm، پلوئید (۲۵-۲۰٪) با اندازه میانگین ۰/۳ mm، فرامینیفرهای کفزی (۵٪)	شول	۸ RMF	بین دانه‌ای، حفره‌های مرتبط و درون دانه‌ای
ریز رخساره ۳	پکستون اینتراکلیستی پلوئید دار	اینتراکلیست (۳۰-۲۵٪) با اندازه میانگین mm، ۱، پلوئید (۲۰-۱۵٪) با اندازه میانگین ۰/۳ mm، فرامینیفرهای کفزی (۵٪)	لاگون	۸ RMF	بین دانه‌ای، حفره‌های مرتبط و درون دانه‌ای
ریز رخساره ۴	پکستون پلوئیدی دارای خرده فسیل و فرامینیفر کفزی	پلوئید (۴۰-۳۰٪) با اندازه میانگین ۰/۳ mm، ذرات بیوکلیستی (۱۵-۱۰٪) و فرامینیفرهای کفزی (۵-۱۰٪)	لاگون	۲۷ RMF	بین دانه‌ای، حفره‌های مرتبط و قالبی
ریز رخساره ۵	فلوتستون / باندستون لیتوکودیومی	لیتوکودیوم (۲۵-۱۵٪)، جلبک‌های سبز (کمتر از ۵٪)، خرده‌های بیوکلیستی (۱۰-۵٪)	لاگون	۱۷ RMF	رشدی، قالبی، حفره‌های مرتبط
ریز رخساره ۶	وکستون خرده فسیل دار	انواع خرده‌های اسکلتی (۳۰-۲۰٪)	لاگون	۷ RMF	قالبی، حفره‌های مرتبط، درون دانه‌ای
ریز رخساره ۷	وکستون / پکستون دارای داسیکلاد و فرامینیفر کفزی	جلبک‌های سبز (۲۰-۱۵٪)، فرامینیفرهای کفزی و سخت پوستان (۲۰-۱۵٪)	لاگون	۱۷ RMF	قالبی، حفره‌های غیر مرتبط و مرتبط
ریز رخساره ۸	وکستون دارای فرامینیفر کفزی و خرده فسیل	فرامینیفرهای کفزی (۱۵-۱۰٪)، خرده‌های بیوکلیستی (۱۰-۵٪)	لاگون	۱۷ RMF	قالبی، حفره‌های غیر مرتبط و مرتبط
ریز رخساره ۹	مادستون فسیل دار	خرده‌های بیوکلیستی (کمتر از ۵٪)	لاگون	۱۹ RMF	قالبی، حفره‌های غیر مرتبط و مرتبط
پتروفاسیس ۱	مادستون آهکی - ماسه‌ای	خرده‌های بیوکلیستی (کمتر از ۵٪)، ذرات ماسه (۲۰-۱۵٪) با اندازه بین ۰/۱ mm تا ۰/۲ mm، با جورشدگی متوسط تا ضعیف، زاویه‌دار و با کرویت ضعیف	پهنه جزر و مدی	-	-
پتروفاسیس ۲	رس سنگ آهکی / مارن دارای ماسه	خرده‌های بیوکلیستی (کمتر از ۵٪)، ذرات ماسه (۱۰-۵٪) با اندازه کمتر از ۰/۱ mm تا ۰/۱۵ mm، با جورشدگی متوسط تا خوب، گردشده تا نیمه‌گرد شده با کرویت ضعیف	پهنه جزر و مدی	-	-



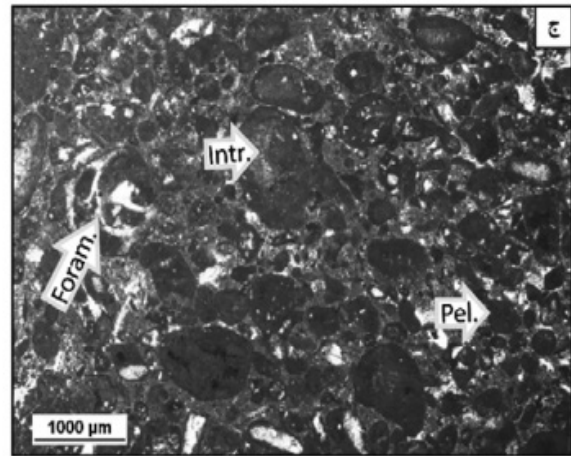
4103.48m, PPL.



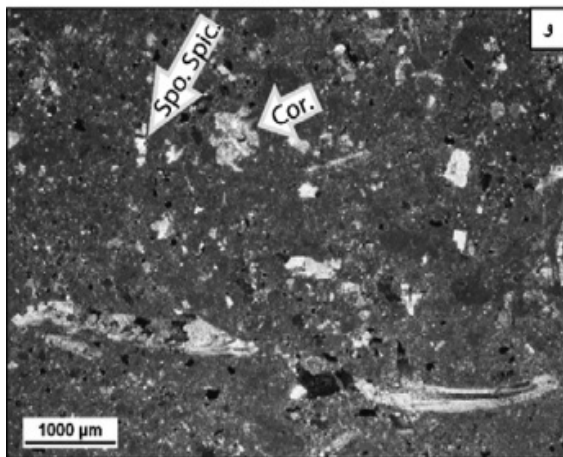
4256.77m, XPL.



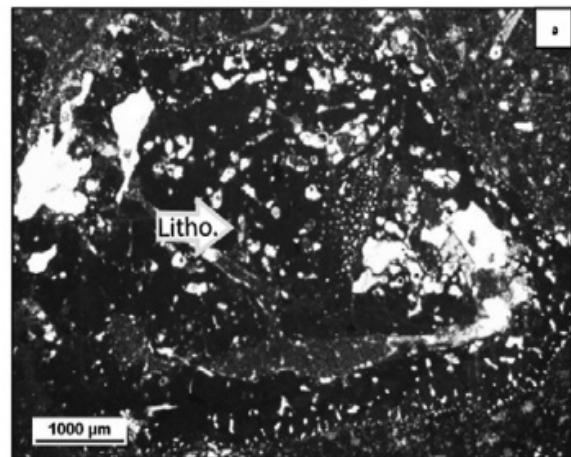
4142.32m, PPL.



4117.14m, PPL.

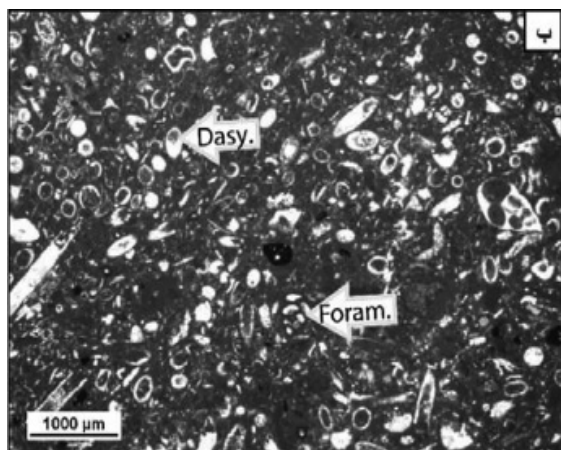


4158.57m, XPL.

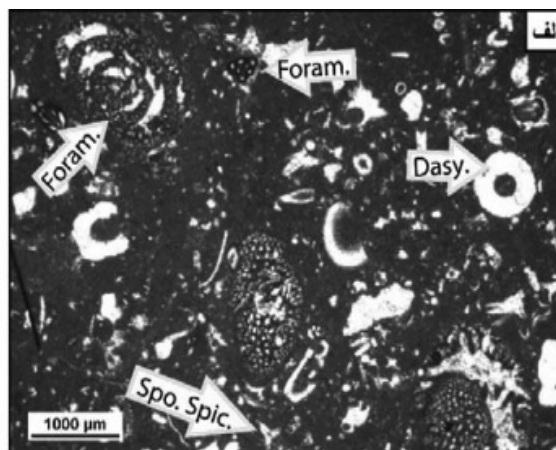


4178.38m, PPL.

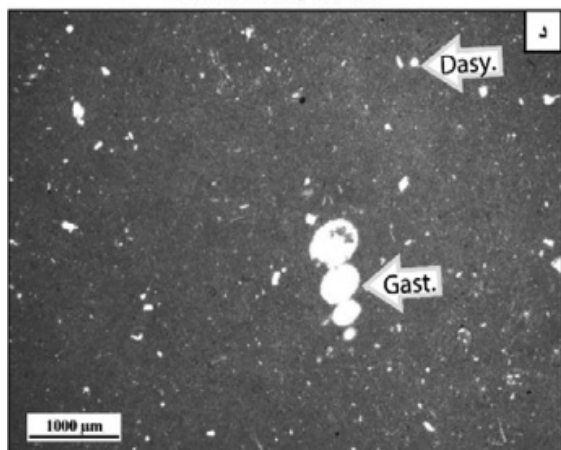
شکل ۳ ریزرخساره‌های سازند فهلیان در مغزه‌های حفاری در توالی مورد مطالعه. الف: ریزرخساره گرينستون آئیدی اینتراکلیست‌دار (MF1)؛ ب) ریزرخساره گرينستون اینتراکلیستی پلوئید دار (MF2)؛ ج) ریزرخساره پکستون اینتراکلیستی پلوئید دار (MF3)؛ د) ریزرخساره پکستون پلوئیدی دارای خرده فسیل و فرامینیفر کفزی (MF4)؛ ه) ریزرخساره فلوستون/ باندستون لیتوکودیومی (MF5)؛ و) ریزرخساره وکستون خرده فسیل دار (MF6). (Oo: ooid, Intr: intraclast, Pel: peloid, Foram: foraminifera, Echin: echinoid, Litho: lithocodium, Cor: coral, Spo. Spic: sponge spicule) متراژ زیر تصاویر عمق نمونه‌ها را در چاه مورد مطالعه نشان می‌دهد



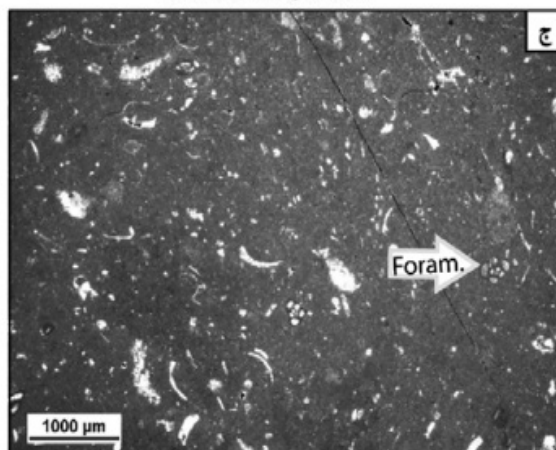
4308.39m, PPL.



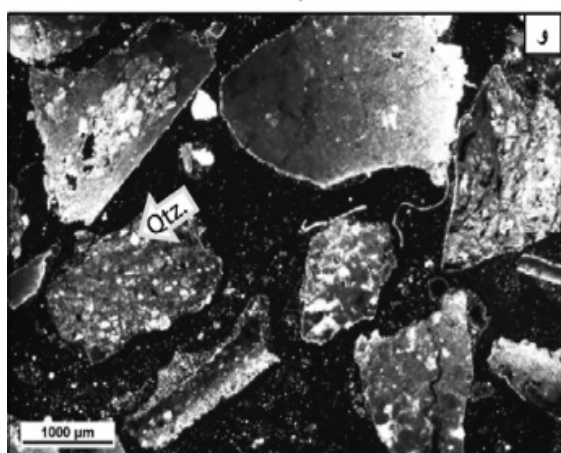
4319.34m, PPL.



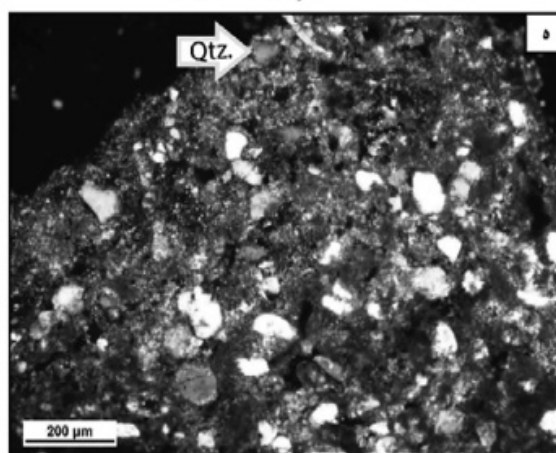
4290.60m, PPL.



4275.27m, PPL.



4075m, XPL.

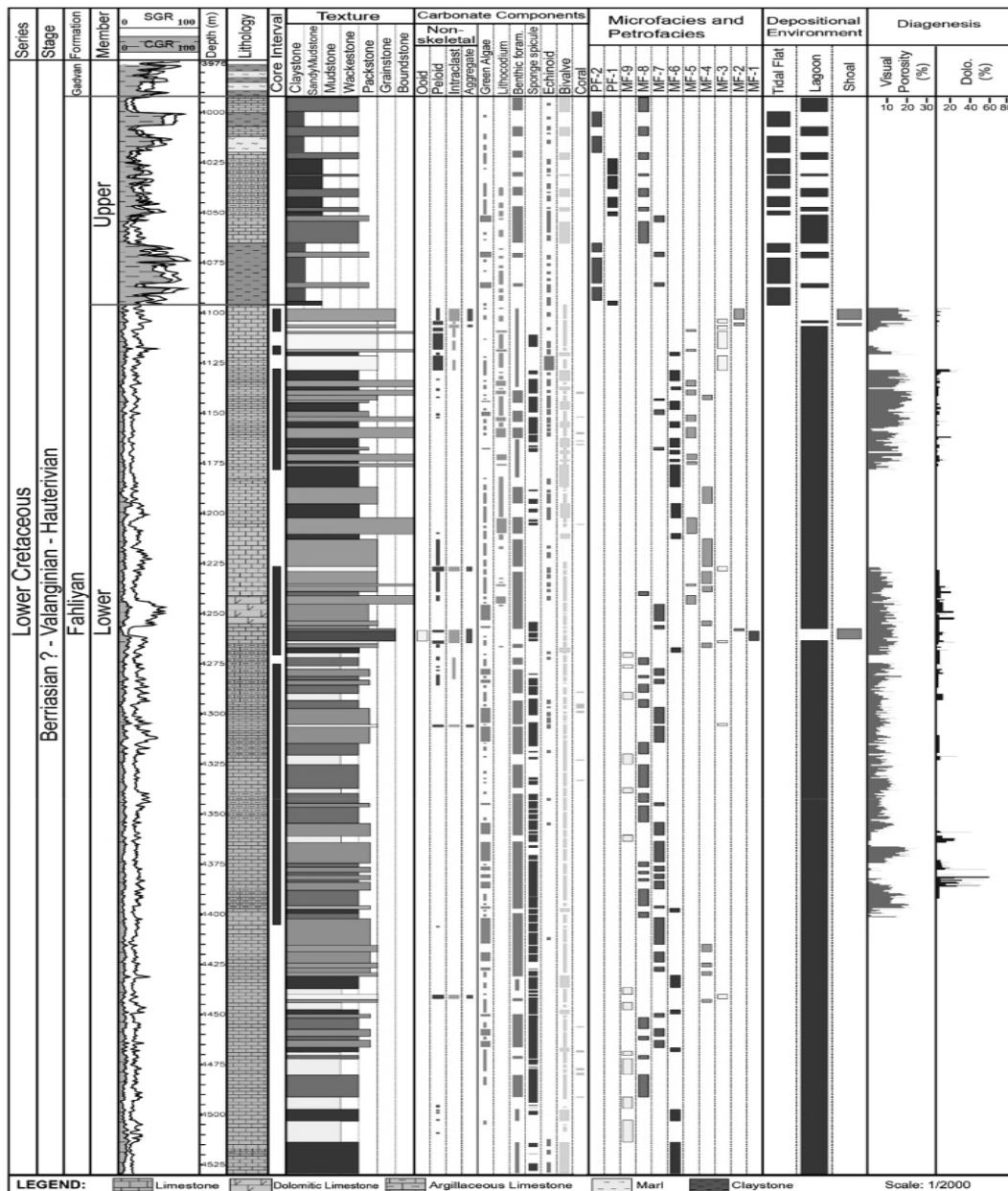


4008m, XPL.

شکل ۴ ریزرخساره و پتروفاسیس‌های سازند فهلیان در مغزه‌ها و خرده‌های حفاری در توالی مورد مطالعه. الف و ب: ریز رخساره و کستون / پکستون دارای داسی‌کلاد و فرامینیفر کفزی (MF7)؛ ج) ریز رخساره و کستون دارای فرامینیفر کفزی و خرده فسیل (MF8)؛ د) ریزرخساره مادستون فسیل‌دار (MF9)؛ ه) پتروفاسیس مادستون آهکی- ماسه‌ای (PF1) در خرده‌های حفاری فهلیان بالایی؛ و: پتروفاسیس رس‌سنگ آهکی / مارن دارای ماسه (PF2) در خرده‌های حفاری فهلیان بالایی. (Foram: foramin- ifera, Dasy: dasyclad, Spo. Spic: sponge spicule, Gast: gastropod, Qtz.: Quartz)

بررسی تغییرات عمودی و جانبی رخساره‌ها (شکل ۵) براساس مدل‌های رخساره‌ای استاندارد فلوگل [۱۸] و مقایسه آن با محیط‌های عهد حاضر و قدیمی و مبادین مجاور [۲۱]، پراکندگی قطعات اسکلتی زیرمحیط لاگون در سایر زیرمحیط‌ها و نبود رخساره ریفی گسترده نشان می‌دهد که سازند فهلیان در چاه مطالعه شده متعلق به محیط دریایی کم‌ژرفا بوده و رخساره‌های آن در بخش‌های داخلی یک رمپ کربناته با شیب کم و یکنواخت (هموکلینال) نهشته شده‌اند (شکل ۶).

ج- کمربند رخساره‌ای پهنه جزر و مدی شامل پتروفاسیس‌های PF1 و PF2 می‌باشد که علاوه بر اجزاء اسکلتی و زمینه کربناته دارای ۲۰-۵٪ دانه‌های ماسه کوارتزی با جورشدگی متوسط، کرویت ضعیف و گاهی پلازیوکلاز با ماکل آلیت می‌باشند (شکل ۴- ه و و). براساس نگاره‌های چاه‌پیمایی (نمودار گاما) بیشترین درصد کانی رسی در این ریزرخساره‌ها وجود دارد. با توجه به رخساره‌های شناسایی گردیده (جدول ۱)، دسته‌بندی آنها و



شکل ۵ پراکندگی آلوم‌ها، تغییرات ریزرخساره‌ها، زیر محیط‌های رسوبی و برخی فرآیندهای دیاژنزی در امتداد ستون چینه‌شناسی سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه

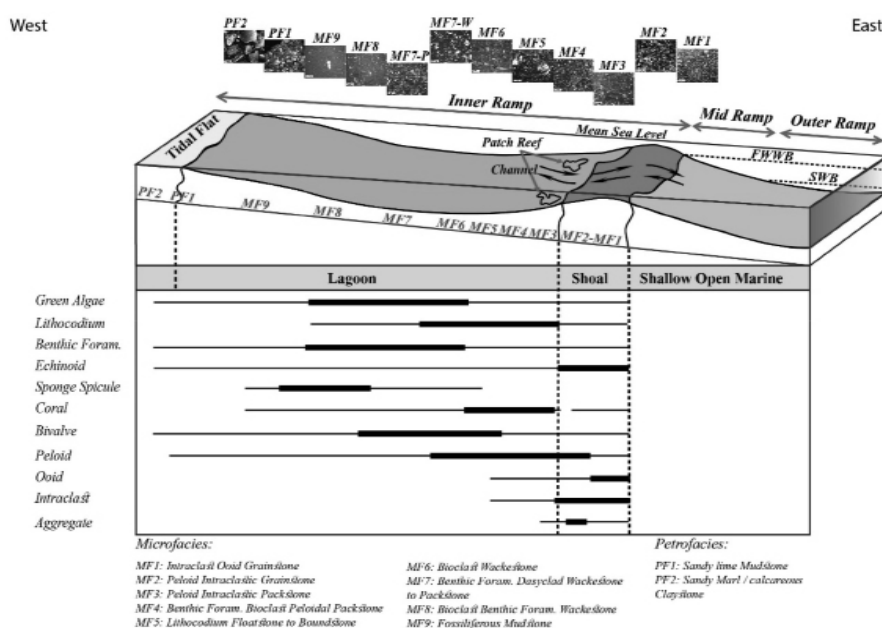
دیاژنز

پیریتی شدن و سیلیسی شدن مربوط به مرحله دیاژنز دفنی عمیق (تلوژنز) شناسایی شده‌اند [۲۳]. تخلخل اولیه و ثانویه در ریزرخساره‌های سازند فهلیان مشاهده شده است (جدول ۱).

واحدهای جریانی

سازند فهلیان به دلیل تغییرات رخساره‌ای و نیز تأثیر فرآیندهای دیاژنزی، در جهات افقی و عمودی و در مقیاس‌های مختلف بسیار ناهمگن و پیچیده است و از محدوده‌های متخلخل و تراوا تا سدهای درون مخزنی تشکیل شده است. وجود این ناهمگنی‌ها و تغییرات کیفیت مخزنی، سبب می‌شود که تعیین واحدهای جریانی و بحث درباره عوامل مؤثر در ایجاد آنها ضروری باشد. تعیین و تفکیک واحدهای جریانی روشی است که به‌طور گسترده‌ای در توصیف مخزن استفاده شده است [۲۷ و ۲۴].

از آنجائی که فرآیندهای دیاژنزی نقش مهمی در تعیین کیفیت مخزنی نهایی توالی‌های کربناته دارند [۲۲]، این فرآیندها توسط مطالعات پتروگرافی در سازند فهلیان بررسی شده‌اند. فرآیندهای دیاژنزی عمده سازند فهلیان شامل آشفستگی زیستی، فابریک ژئوپتال، سیمان فیبری هم‌ضخامت، میکرایتی شدن، سیمان هلالی و آویزه‌ای و تراکم فیزیکی (تماس نقطه‌ای و محدب-مقعر) مربوط به مرحله دیاژنز ابتدایی (ائوژنز)، سیمان کلسیت اسپاری هم‌بعد ریزبلور، سیمان دروزی، دولومیتی شدن انتخابی، نوشکلی افزایشی، انحلال به شکل قالبی، حفره‌ای، کانالی، سیمان کلسیت رشد اضافی هم‌محور، سیمان کلسیتی درشت‌بلور-بلوکی، شکستگی و درزه‌های انحلالی مربوط به مرحله دیاژنز دفنی کم‌عمق (مزوژنز) و استیلولیتی شدن، دولومیتی شدن مرتبط با استیلولیت‌ها، دولومیت زین‌اسبی، دولومیت‌زدایی،



شکل ۶ مدل مفهومی رسوبی پیشنهادی برای سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه واقع در میدان مورد مطالعه (نیم‌رخ محیط رسوبی و نحوه پراکندگی ریزرخساره‌ها در سکوی رمپ کربناته همراه با فراوانی آلوکوم‌های اسکلتی و غیر اسکلتی)، (FWWB: سطح اثر امواج در آب و هوای عادی؛ SWB: سطح اثر امواج در شرایط طوفانی)

سازند در جدول ۲ ارائه شده است. به‌طور کلی کیفیت مخزنی واحدهای تفکیک شده به‌روش لورنز اصلاح‌شده بر مبنای چینه‌نگاری، به شرح زیر است: واحدهای جریان‌ی ۸ و ۶ (HFU-8, 6) به‌عنوان واحد سرعت یا گذرگاه، تراوایی بسیار بالایی داشته و بهترین کیفیت مخزنی را نشان می‌دهند و سپس واحدهای جریان‌ی ۴ و ۲ (HFU-4, 2) با ضخامت مناسب و تراوایی بالا به‌عنوان واحدهای مخزنی با کیفیت خوب عمل می‌نمایند. واحد جریان‌ی ۱۰ به‌عنوان واحد حد واسط (مخزنی/ بافلی) با ظرفیت ذخیره بسیار بالا و ظرفیت جریان‌ی نسبتاً بالا کیفیت مخزنی متوسطی دارد. واحدهای جریان‌ی ۳، ۵ و ۷ (BFU-3, 5, 7) با دارا بودن ظرفیت ذخیره نسبتاً بالا و تراوایی پایین، به‌عنوان واحدهای جریان‌ی آشفته و تراوایی ضعیفی دارند. واحدهای جریان‌ی ۱ و ۹ (BRU-1, 9) به‌دلیل تخلخل بالا و تراوایی بسیار ناچیز (کمتر از حد برش)، مانند یک واحد جریان‌ی سدی فاقد کیفیت مخزنی عمل می‌کنند.

بحث و نتایج

گسترش رخساره‌های دانه پشتیبان مخزنی

در توالی مورد مطالعه کمربند رخساره‌ای سد گسترش چندانی نداشته و نسبت به کمربند رخساره‌ای لاگون ضخامت بسیار کمتری دارد. تغییر تدریجی ریزرخساره‌های سد به کمربند رخساره‌ای مجاور، حضور فرامینفرهای کفزی با پوسته پورسلانوز مانند میلیولید (شوری بالا) در ریزرخساره‌های سد و خرده‌های اکینودرم (شوری نرمال) در ریزرخساره‌های لاگون و فراوانی کم موجودات ریف‌ساز بیانگر عدم پیوستگی سد در سکوی کربناته سازند فهلیان در میدان مورد مطالعه است [۲۱].

یکی از بهترین روش‌ها برای دستیابی به حداقل تعداد واحدهای جریان‌ی در مخزن روش نمودار لورنز اصلاح‌شده بر مبنای چینه‌نگاری (SMLP) است که در این پژوهش به‌کار گرفته شده است [۱۳، ۲۹-۲۸]. جزئیات این روش در مقالات مختلف به‌طور مفصل ارائه شده است [۴].

واحدهای جریان‌ی سازند فهلیان

عدم پیوستگی مغزه‌ها در کل سازند سبب گردید که در این مطالعه استفاده از روش نمودار لورنز، صرفاً با استفاده از داده‌های مغزه، امکان‌پذیر نباشد. لذا، از تخلخل-تراوایی محاسبه شده از طریق نمودارهای پتروفیزیکی به منظور شناسایی واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی استفاده گردید و ۱۰ واحد جریان‌ی شامل ۴ واحد مخزنی، ۲ واحد سدی، ۳ واحد جریان‌ی آشفته و ۱ واحد جریان‌ی حد واسط مخزنی/ بافلی براساس مقادیر ظرفیت ذخیره و جریان، در توالی سازند فهلیان در این چاه تفکیک شد. تفکیک این واحدها براساس نقاط عطف منحنی بوده است (جدول ۲؛ شکل ۷). نیم‌رخ چینه‌نگاری جریان (SFP) شامل ستون لیتولوژی، نمودارهای تخلخل، تراوایی، مقادیر محاسباتی R35، نسبت تراوایی به تخلخل (RPS)، درصد ظرفیت جریان و ذخیره برای چاه مورد مطالعه رسم شده است (شکل ۸). پارامتر R35 یا شعاع گلوگاه حفره در اشباع ۳۵٪ جیوه از طریق رابطه ۱ [۲۹] محاسبه می‌شود.

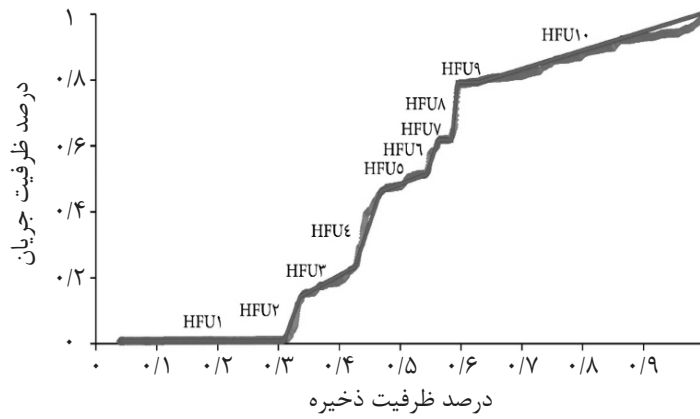
(۱) $\text{Log R35} = 0.732 + 0.588 (\text{Log kair}) + 0.864 (\text{Log } \phi_e)$

در این مطالعه به‌جهت اینکه مفهوم زمین‌شناسی به واحدهای جریان‌ی داده شود ارتباط آنها با رخساره‌ها و فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در این سازند مورد بررسی قرار گرفته است. در این روش چهار نوع واحد جریان‌ی شامل واحدهای مخزنی، سدها^۳ یا موانع جریان، واحدهای سرعت یا گذرگاه‌ها^۴ و بافل‌ها^۵ یا واحدهایی که در حرکت سیال آشفته‌گی ایجاد می‌کنند قابل شناسایی است. مشخصات واحدهای جریان‌ی شناسایی شده در این

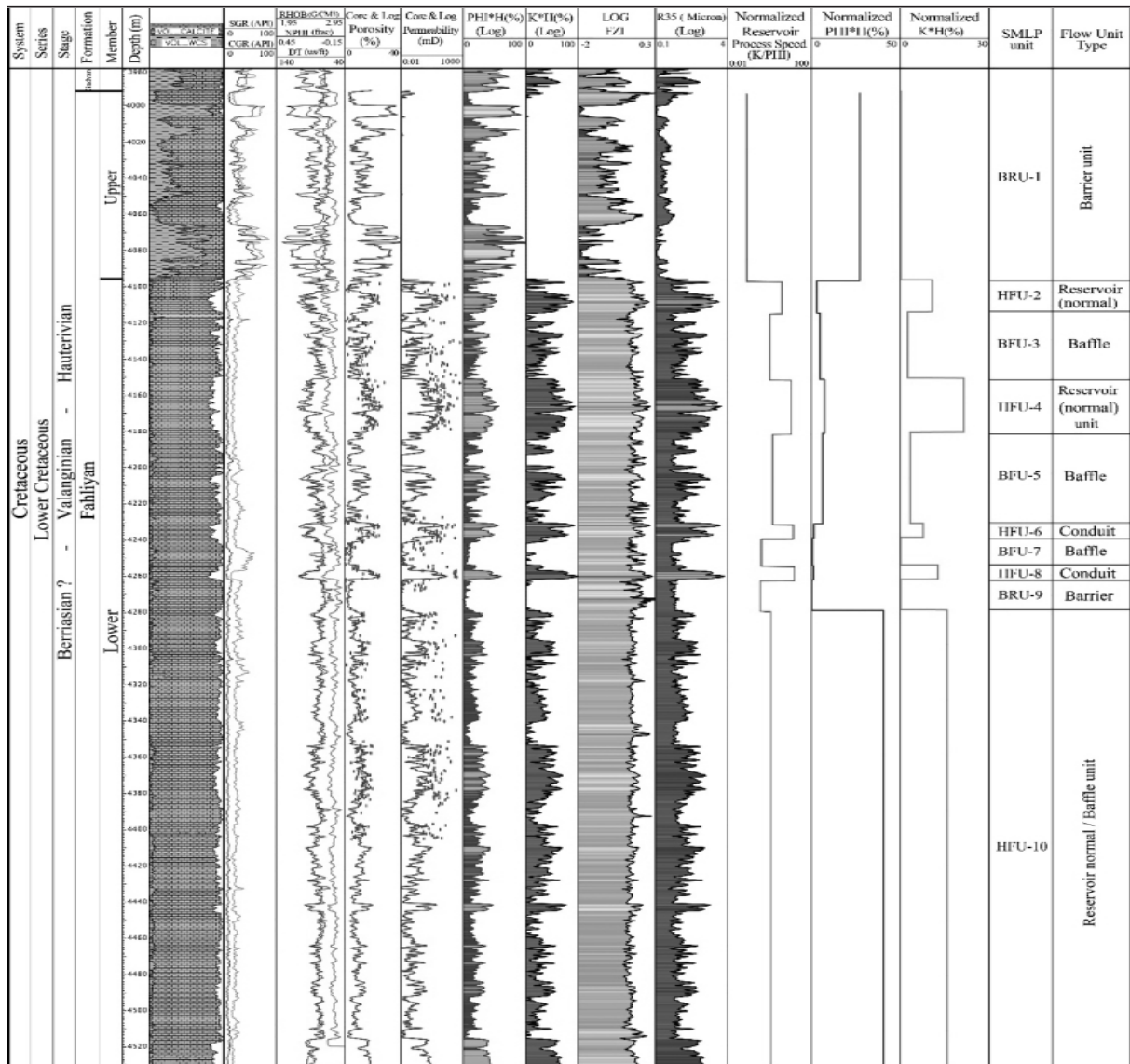
1. Stratigraphic Flow Profile
2. Reservoir Process Speed
3. Barriers
4. Conduits
5. Baffles

جدول ۲ توزیع ویژگی‌های رخساره‌ای و دیاژنزی در واحدهای جریان‌ی شناسایی شده به‌روش لورنز در سازند فهلیان

واحد جریانی	نوع واحد جریانی	لیتولوژی	ریزر رخساره‌ها	فرآیندهای دیاژنزی	سیستم منافذ	میانگین تخلخل و تراوایی مغزه	ضخامت
واحد ۱	سدی (Barrier)	رس سنگ آهکی - مارن ماسه‌ای، مادستون آهکی - ماسه‌ای و سنگ آهک آرژیلیتی	PF1, PF2, MF7, MF8	آشفتنگی زیستی، سیلیسی شدن، میکرایتی شدن	ریز تخلخل و حفره‌های غیر مرتبط	بخش فاقد مغزه	۱۰۴ m
واحد ۲	مخزنی (Reservoir)	سنگ آهک	MF2, MF3, MF5	انحلال، میکرایتی شدن، نوشکلی، سیمانی شدن، آشفتنگی زیستی	بین‌دانه‌ای و حفره‌های مرتبط	٪۱۴/۸ ۲۸/۴ md	۱۸ m
واحد ۳	بافلی (Baffle)	سنگ آهک	MF6, MF5, MF3	میکرایتی شدن، انحلال، سیمانی شدن	حفره‌های مرتبط و غیر مرتبط	٪۱۱/۲ ۱۹/۸ md (بخش مغزه دار)	۳۶ m
واحد ۴	مخزنی (Reservoir)	سنگ آهک	MF5, MF6	انحلال گسترده، شکستگی	حفره‌های مرتبط و غیر مرتبط و بین‌دانه‌ای	٪۱۷/۷ ۴۰/۳ md	۳۰ m
واحد ۵	بافلی (Baffle)	سنگ آهک	MF4, MF3	میکرایتی شدن، سیمانی شدن، انحلال	حفره‌های مرتبط و غیر مرتبط	٪۴/۴ ۲/۷ md (بخش مغزه دار)	۵۰ m
واحد ۶	گذرگاه (Conduit)	سنگ آهک	MF4, MF8	انحلال، میکرایتی شدن، استیلولیتی شدن	بین‌دانه‌ای و حفره‌های مرتبط و غیر مرتبط	٪۱۶/۸ ۳۱/۲ md	۸ m
واحد ۷	بافلی (Baffle)	سنگ آهک	MF4, MF7, MF8, MF5	دولومیتی شدن، تراکم فیزیکی، میکرایتی شدن	حفره‌های غیر مرتبط و ریز تخلخل	٪۵/۲ md ۴/۴	۱۵ m
واحد ۸	گذرگاه (Conduit)	سنگ آهک	MF1, MF2	انحلال، میکرایتی شدن، شکستگی	بین‌دانه‌ای، حفره‌های مرتبط	٪۱۵ ۱۳۹ dm	۸ m
واحد ۹	سدی (Barrier)	سنگ آهک و سنگ آهک آرژیلیتی	MF4, MF8, MF9	دولومیتی شدن، سیمانی شدن، میکرایتی شدن، نوشکلی، استیلولیتی شدن	حفره‌های غیر مرتبط و ریز تخلخل	٪۰/۴ ۰/۵ md	۱۷ m
واحد ۱۰	سدی/بافلی (Res./ Baffle)	سنگ آهک و سنگ آهک آرژیلیتی	MF7, MF8, MF9, MF6, MF4	انحلال، آشفتنگی زیستی، دولومیتی شدن در امتداد استیلولیت‌ها، شکستگی	حفره‌های مرتبط و غیر مرتبط و ریز تخلخل	٪۱۱/۵ ۹ md	۲۵۲ m



شکل ۷ واحدهای جریانی تفکیک شده به روش لورنز (SMLP) در کل توالی مورد مطالعه سازند فهلیان با استفاده از داده‌های لاگ، ۱۰ واحد با خصوصیات مخزنی مختلف شناسایی شده است



شکل ۸ نیم‌رخ چین‌نگاری جریان (SFP) برای سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه که ستون لیتولوژی، نمودارهای گاما، تراوایی و تخلخل لاگ و مغزه، توزیع واحدهای جریانی براساس روش پارامتر R35، FZI و لورنز، سرعت فرآیند مخزنی (RPS)، درصد ظرفیت ذخیره و جریان بر روی آن مشخص شده است

یافته یکی از شواهدی است که نشان می‌دهد انحلال قبل از دفن عمیق رخ داده است. اگر چه انحلال در شرایط تدفین عمیق نیز ممکن است اتفاق افتاده باشد. شکستگی‌های باز یا نیمه‌باز (به‌صورت بخشی سیمانی شده) نقش به‌سزایی در بهبود تراوایی به‌ویژه در رخساره‌های گل‌پشتیبان در واحدهای جریان‌ی ۴ و ۸ داشته‌اند. دولومیتی شدن در سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه از فراوانی ناچیزی برخوردار بوده و بیشترین میزان این فرآیند در توالی مورد مطالعه در محدوده چند ۱۰ m (عمق‌های ۴۳۲۵-۴۳۵۵ واحد جریان‌ی ۷؛ و ۴۳۸۵-۴۳۹۵ واحد جریان‌ی ۱۰) در ریز رخساره‌های MF7، MF8 و MF4 مربوط به زیرمحیط لاگون رخ داده است. دولومیتی شدن از فرآیندهای بسیار کم اثر در سازند به‌شمار می‌رود و تاثیر آن در تغییر سیستم منفذی قابل چشم‌پوشی است (شکل ۵). به‌طور کلی انحلال و شکستگی مهم‌ترین فرآیندهای افزایش یافته و در مقابل سیمانی شدن، دولومیتی شدن (هر چند با گسترش محدود) و تراکم، مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی کاهنده کیفیت مخزنی در سازند فهلیان به‌شمار می‌روند. میکرایتی شدن عملکرد دوگانه‌ای داشته و بعضاً به‌عنوان عامل کاهنده یا افزایش کیفیت مخزنی مؤثر بوده است. در اکثر واحدهای جریان‌ی تفکیک شده نقش فرآیندهای دیاژنزی در افزایش و کاهش کیفیت مخزنی مشهود می‌باشد.

تحلیل واحدهای جریان‌ی

هر یک از واحدهای جریان‌ی تفکیک شده در سازند فهلیان دارای ویژگی‌های زمین‌شناسی مختص به خود هستند که در ادامه مورد بحث قرار می‌گیرند. واحد جریان‌ی ۱ که یک واحد ناتراوا- غیر مخزنی (سدی) محسوب می‌گردد به‌علت حضور ضخامت زیادی از رس سنگ و مارن با تراوایی بسیار ناچیز یا فاقد تراوایی سبب شده که این واحد عملکردی مانند یک پوش سنگ برای واحدهای مخزنی زیرین داشته باشد. واحد جریان‌ی ۲ به‌دلیل فراوانی ریزرخساره‌های دانه‌پشتیبان و عملکرد

گسترش اندک ریزرخساره‌های زیرمحیط سدی در این میدان را می‌توان به حضور ریف‌های کومه‌ای در بخش‌های داخلی سکو نسبت داد. اگر چه سازند فهلیان در بخش‌های شمال‌غربی خلیج فارس (نظیر میدان دورود) دارای گسترش کمربند رخساره‌ای سدی (شول) قابل توجه در مقایسه با دشت آبادان است [۳۰]. با دور شدن از محیط سد به‌سمت لاگون، انرژی به تدریج کاهش می‌یابد که این تغییر با تبدیل بافت‌های دانه‌پشتیبان نزدیک سد (MF2-MF4) به بافت‌های گل‌پشتیبان لاگون (MF6-MF9) نمایان می‌گردد. بنابراین با توجه به گسترش اندک رخساره‌های سدی در این منطقه، کیفیت مخزنی سازند فهلیان مرهون عملکرد افزایش‌دهنده فرآیندهای دیاژنزی است.

فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر کیفیت مخزنی

انحلال، مؤثرترین فرآیند دیاژنزی در توالی مورد مطالعه می‌باشد به‌طوری‌که تخلخل ناشی از انحلال به‌صورت گسترده به‌ویژه در رخساره‌های لاگونی دارای لیتوکوديوم، جلبک‌های سبز و دیگر اجزای اسکلتی آراگونیتی دیده می‌شود. فراوانی جلبک‌های لیتوکوديوم و ارتباط خوب بین منافذ آنها کیفیت مخزنی مطلوبی را در سازند فهلیان ایجاد کرده است. تخلخل حاصل از انحلال در کیفیت مخزنی این سازند نقش مؤثری داشته است. در توالی مورد مطالعه انواع جلبک سبز و نیز فرامینیفرهای کفزی مانند Trocholina sp. گسترش زیادی داشته و مستعد انحلال و تشکیل تخلخل قالبی در رخساره‌های لاگونی بوده‌اند. به‌طوری‌که در مقاطع نازک میکروسکوپی و مغزه‌های حفاری این نوع تخلخل به‌وفور مشاهده می‌شود. از دیگر انواع تخلخل حاصل از انحلال می‌توان به انواع حفره‌ای و کانالی اشاره کرده که البته در سازند فهلیان از گسترش بسیار کمی برخوردار است. انحلال غالباً در ارتباط با تأثیر آب‌های متاوریک تحت اشباع در مراحل تدفین کم عمق رخ داده است. حضور شواهد تراکم فیزیکی نظیر شکستگی در دانه‌های انحلال

به کیفیت مخزنی بسیار خوب این واحد جریانی، در چاه‌هایی که این بازه در محدوده بخش نفتی واقع شده باشد، بالاترین نرخ تولید هیدروکربن را خواهد داشت. در واحد جریانی ۹ فرآیندهای نوشکلی، دولومیتی شدن، سیمانی شدن، میکرایتی شدن و استیلولیتی شدن موجب از بین رفتن کیفیت مخزنی آن شده‌اند و به‌صورت واحد سدی عمل می‌نمایند. واحد جریانی ۱۰ یک واحد حدواسط بافلی/مخزنی با ضخامت قابل توجه است. گل پشتیبان بودن اکثر ریزرخساره‌های تشکیل‌دهنده این واحد جریانی، وجود انواع خرده‌های اسکلتی و همچنین فراوانی انواع جلبک سبز با جنس آراگونیت موجب تأثیر قابل ملاحظه انحلال و توسعه تخلخل‌های قالبی و حفره‌های اکثراً غیر مرتبط در این واحد جریانی شده است. اگرچه شکستگی باعث بهبود کیفیت مخزنی در برخی از بخش‌های این واحد شده است. نتایج نشان داد که روش لورنز اصلاح‌شده پیچیدگی‌های ذاتی مخازن کربناته را در مقیاس بزرگ‌تر آشکار می‌کند و در مقابل ناهمگنی‌های کوچک مقیاس را نادیده می‌گیرد. براساس نتایج حاصل از این مطالعه بهترین روش برای تعیین گونه‌های سنگی در این مخزن تفکیک واحدهای جریانی بر مبنای داده‌های پیوسته لاگ توسط روش نمودار اصلاح‌شده چینه‌نگاری لورنز و کنترل آنها با داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه معرفی شده است. با توجه به اینکه داده‌های لاگ به‌طور پیوسته از تمامی محدوده مخزن برداشت می‌گردند، لذا این روش بهترین و کامل‌ترین روش‌ها در تفکیک گونه‌های سنگی در مخزن سازند فهلیان است. به‌طور کلی واحدهای جریانی تفکیک شده از روش لورنز به واسطه قدرت تفکیک پایین تر خود در مقیاس میدانی کاربرد داشته و قابل تطابق هستند.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه به منظور بررسی کیفیت مخزنی سازند فهلیان در یکی از میداین دشت آبادان ریز

فرآیند انحلال دارای سیستم منافذ بین دانه‌ای و حفره‌ای مرتبط می‌باشد که سبب شده است دارای ظرفیت جریان بالا و ظرفیت ذخیره پایین باشد و از کیفیت مخزنی خوبی برخوردار است. واحد جریانی ۳ یک واحد بافلی با کیفیت مخزنی پایین است که توزیع عمده ریزرخساره‌ها در آن در زیرمحیط لاگون و به‌صورت جزئی در زیرمحیط سدی است. کیفیت مخزنی در این واحد جریانی به‌صورت بخشی و یا کامل، بر اثر عملکرد فرآیندهای دیاژنزی کاهش یافته است. واحد جریانی ۴ دارای بالاترین ظرفیت جریان در بین واحدهای جریانی تفکیک شده می‌باشد و ظرفیت ذخیره نسبتاً پایینی دارد، به‌دلیل فراوانی قطعات جلبک لیتوکودیوم، مرجان‌های منفرد و دوکفه‌ای‌هایی مانند رودیست و اویستر که تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی به‌ویژه انحلال گسترده و شکستگی قرار گرفته‌اند، تخلخل شبکه‌ای و درون دانه‌ای در این واحد جریانی توسعه یافته و بالاترین میانگین تخلخل را در بین واحدهای جریانی دارا می‌باشد. واحد جریانی ۵ از ظرفیت جریان و ذخیره نسبتاً پایینی برخوردار بوده و کیفیت مخزنی ضعیفی دارد و به‌عنوان واحد بافل عمل می‌نماید. تأثیر ناهمگن فرآیندهای دیاژنزی در این واحد جریانی به‌خوبی دیده می‌شود و موجب آشفتگی در خصوصیات مخزنی این واحد شده است. واحد جریانی ۶ ظرفیت جریان بالا و ظرفیت ذخیره بسیار پایینی داشته و به‌عنوان واحد عبور یا گذرگاه سیالات مخزنی عمل می‌نماید. به‌دلیل بافت دانه پشتیبان و تخلخل شبکه‌ای در ساختار لیتوکودیوم، این واحد جریانی از کیفیت مخزنی خوبی برخوردار است. واحد جریانی ۷ تحت تأثیر دولومیتی شدن، تراکم و میکرایتی شدن به‌شدت کیفیت مخزنی آن کاهش یافته به‌نحوی که در برخی قسمت‌ها هیچ تخلخلی مشاهده نمی‌شود. واحد جریانی ۸ دارای ظرفیت جریان بسیار بالا و ظرفیت ذخیره ناچیزی بوده و گذرگاه سیالات مخزنی محسوب می‌شود. با توجه

واحدهای جریان‌ی ۸ و ۶ دارای بهترین کیفیت مخزنی بوده و نیز واحدهای جریان‌ی ۴ و ۲ کیفیت مخزنی مطلوبی دارند. واحد جریان‌ی ۱۰ حد واسط بوده و کیفیت مخزنی متوسطی دارد. واحدهای جریان‌ی ۳، ۵ و ۷ آشفته بوده و کیفیت مخزنی ضعیفی دارند. واحدهای ۱ و ۹ فاقد کیفیت مخزنی بوده و نقش سدی ایفاء می‌کنند.

۳- روش لورنز اصلاح‌شده بر مبنای چینه‌نگاری بهترین و کامل‌ترین روش در تفکیک گونه‌های سنگی در مخزن سازند فهلیان است. به‌طور کلی واحدهای جریان‌ی تفکیک شده از روش لورنز به‌واسطه حد تفکیک پایین‌تر خود در مقیاس میدانی کاربرد داشته و قابل تطابق هستند.

تشکر و قدردانی

از اداره پژوهش و فناوری شرکت مهندسی و توسعه نفت بخاطر حمایت معنوی از این تحقیق و در اختیار قرار دادن داده‌ها سپاس‌گزار می‌نمایم. همچنین از واحد زمین‌شناسی پژوهشگاه صنعت نفت به‌سبب در اختیار قرار دادن امکانات پتروگرافی تشکر و قدردانی می‌گردد.

رخساره‌ها، محیط رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بررسی و همچنین واحدهای جریان‌ی شناسایی و تفکیک شده است که نتایج آن به شرح زیر است:

۱- مطالعات پتروگرافی بر روی مقاطع نازک نمونه‌های سازند فهلیان در توالی مورد مطالعه منجر به شناسایی ۱۱ رخساره میکروسکوپی در دو محیط رسوبی کربناته و کربناته-آواری گردید که در سه کمر بند رخساره‌ای سد (شول)، لاگون و پهنه جزر و مدی در بخش‌های داخلی یک رمپ کربناته با شیب کم و یکنواخت (هموکلینال) نهشته شده‌اند. براساس مطالعات پتروگرافی سیمانی شدن، دولومیتی‌شدن و تراکم، مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی کاهنده و در مقابل، انحلال و شکستگی مهم‌ترین فرآیندهای افزایش‌دهنده کیفیت مخزنی در سازند فهلیان به‌شمار می‌روند.

۲- براساس روش لورنز اصلاح‌شده بر مبنای چینه‌نگاری و با توجه به مقادیر ظرفیت ذخیره و جریان تعداد ۱۰ واحد جریان‌ی شامل ۴ واحد مخزنی (۲ واحد سرعت و ۲ واحد معمولی)، ۳ واحد جریان‌ی آشفته، ۲ واحد جریان‌ی سدی و ۱ واحد جریان‌ی حد واسط مخزنی/بافلی شناسایی گردید.

مراجع

- [۱]. کاووسی م. ع.، زمان‌نژاد ا.، طبرزدی م. ر.، توکلی م.، خوشدل ح. و مرادی م.، "چینه‌نگاری لزره‌ای و سکانسی نهشته‌های بریازین-هوتروین (سازند گرو و فهلیان) در دشت آبادان"، شرکت ملی نفت ایران، مدیریت اکتشاف، گزارش زمین‌شناسی شماره ۲۳۸۲، ۲۱۳ صفحه، ۱۳۹۴.
- [2]. Hollis C., Vahrenkamp V., Tull S., Mookerjee A., Taberner C. and Huang Y., "Pore system characterisation in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock-typing methodologies," *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 27, No. 4, pp. 772-793, 2010.
- [3]. Izadi M. and Ghalambor A., "New approach in permeability and hydraulic-flow-unit determination," *Society of Petroleum Engineers*, Vol. 16, Issue 3, pp. 257-264, 2013.
- [4]. Kadkhodaie-Ilkhchi A. and Kadkhodaie-Ilkhchi R., "A review of reservoir rock typing methods in carbonate reservoirs: relation between geological, seismic, and reservoir rock types," *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*, Vol. 7, Issue 4, pp. 13-35, 2018.
- [۵]. صالحی م. ع.، کاظم شیروودی س.، موسوی حریمی س. ر.، غفوری م. و لشکری پور غ. ر.، "تلفیق روش‌های مختلف در تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی برای بخش بالایی سازند سورمه در یکی از میدانی نفتی"

بخش مرکزی خلیج فارس، "پژوهش نفت، شماره ۸۴، صفحات ۸۷-۷۲، ۱۳۹۴.

- [6]. Kadkhodaie A. and Kharrat R., "Rock typing of salman field," Kish Petroleum Engineering Report for IOOC. Unpublished Report, p. 213, 2013.
- [7]. Honarmand J. and Amini A., "Association of the flow units with facies distribution, depositional sequences, and diagenetic features: Asmari Formation of the Cheshmeh-Khush Oil Field, SW Iran," Journal of Petroleum Science and Technology, Vol. 7, Issue 3, pp. 47-66, 2017.
- [8]. Nabikhani N., Moussavi-Harami R., Mahboubi A., Kadkhodaie A. and Yosefpour M. R., "The evaluation of reservoir quality of the Sarvak Formation in one of oil fields of the Persian Gulf," Journal of Petroleum Science and Technology, Vol. 2, pp. 3-15, 2012.
- [9]. Rahimpour-Bonab H., Mehrabi H., Navidtalab A. and Izadi-Mazidi E., "Flow unit distribution and reservoir modelling in Cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield, Dezful Embayment, SW Iran," Journal of Petroleum Geology, Vol. 35, Issue 3, pp. 213-236, 2012.
- [10]. Noori Al-Jawad S., Saleh A.H., Al-Dobaj A. and Al-Rawi Y. T., "Reservoir flow unit identification of the Mishrif Formation in north Rumaila Field," Arabian Journal of Geosciences, Vol. 7, pp. 2711-2728, 2014.
- [11]. Mehrabi H., Mansouri M., Rahimpour-Bonab H., Tavakoli V. and Hassanzadeh M., "Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 145, pp. 95-113, 2016.
- [12]. Mehrabi H., Ranjbar-Karami R. and Roshani-Nejad M., "Reservoir rock typing and zonation in sequence stratigraphic framework of the Cretaceous Dariyan Formation, Persian Gulf," Carbonates and Evaporites, <https://doi.org/10.1007/s13146-019-00530-2>, 2019
- [13]. Gunter G. W., Finneran J. M., Hartmann D. J. and Miller J. D., "Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method," SPE38679, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, San Antonio, Texas 1997.
- [14]. Abdollahie Fard I., "Structural models for the South Khuzestan area based on reflection seismic data," Ph.D Thesis, Shahid Beheshti University, Iran, 2006.
- [15]. Alsharhan A. S., "Petroleum systems in the Middle East," Geological Society of London, Vol. 392, pp. 361-408, 2014.
- [16]. Dunham R., "Classification of carbonate rocks according to depositional - texture. In: Ham W.E. (Eds.), Classification of Carbonate Rocks," American Association of Petroleum Geologists Memoir, Vol. 1, pp. 108-121. 1962.
- [17]. Embry A. F. and Klovan J. E., "A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island Northwest Territories," Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Vol. 19, pp. 730-781, 1971.
- [18]. Flügel E., "Microfacies analysis of limestone: analysis, interpretation and application," 2nd ed., Springer, 2010.
- [19]. Khodaei N., "Comprehensive geological study of YAD-020 (F15) Well Cores (Fahliyan Formation), Yadavaran Field," Research Institute of Petroleum Industry, Unpublished Report, 2012.

[۲۰]. شرکتی ش.، "نقشه میادین نفتی زاگرس،" گزارش داخلی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۰.

- [۲۱]. رضانی اکبری ع.، رحیم‌پور بناب ح.، کمالی م. ر.، موسوی حرمی س.ر. و کدخدایی ع.، "مطالعه ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی سازند فهلیان در میداین نفتی دشت آبادان"، پژوهش نفت، شماره ۸۸، صفحات ۸۱-۶۸، ۱۳۹۵.
- [22]. Lucia F. J., "Carbonate reservoir characterization," 2nd ed. Springer, 2007.
- [۲۳]. کاظمی ا.، "بررسی رخساره‌ها، محیط رسوبی، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند فهلیان در میدان یادآوران، جنوب‌غرب ایران"، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۲۰۸ صفحه، ۱۳۹۷.
- [24]. Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D. G. and Keelan D. K., "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells," SPE26436, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Houston, Texas 1993.
- [25]. Prasad M., "Velocity-permeability relations within hydraulic units," Geophysics, Vol. 68, pp. 108-117, 2003.
- [26]. Kadkhodaie-Ilkhchi A. and Amini A., "A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz Oilfield, south Iran," Journal of Petroleum Geology, Vol. 32, No. 1, pp. 67-78, 2009.
- [27] Rahimpour-Bonab H., Enayati-Bidgoli A. H., Navidtalab A. and Mehrabi H., "Appraisal of intra reservoir barriers in the Permo-Triassic successions of the Central Persian Gulf, Offshore Iran," Geologica Acta, Vol. 12, pp. 87-107, 2014.
- [28]. Gomes J. S., Ribeiro M. T., Strohmenger C. J., Negahban S. and Kalam M. Z., "Carbonate reservoir rock typing – The link between geology and SCAL," SPE118284, London 2008.
- [29]. Winland H. D., "Oil accumulation in response to pore size changes, weyburn field, saskatchewan," Amoco Production Research Report No. F72-G-25, 1972.
- [۳۰]. صالحی س.ع.، "رخساره‌ها، محیط رسوبی، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند فهلیان در میدان نفتی دورود، خلیج فارس، ایران"، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۷۰ صفحه، ۱۳۹۲.



Investigating The Factors Controlling Reservoir Quality And Introducing Flow Units Of The Fahliyan Formation In One Of The Oilfield In The Abadan Plain, The Southwest Of Iran

Amir Kazemi¹, Mohammad Ali Salehi*¹, Hamid Reza Pakzad¹, Javad Honarmand² and Navvab Khodaei²

1. Department of Geology, Faculty of Sciences, University of Isfahan, Iran

2. Petroleum Geology Department, Research and Development in Upstream Petroleum Industry, Research Institute of Petroleum Industry

ma.salehi@sci.ui.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.3977.2812

Received: November/05/2019

Accepted: January/13/2020

Introduction

The Fahliyan Formation (Lower Cretaceous) of the Khami Group provide favorable reservoirs for the accumulation of oil and gas in several oil fields in Abadan Plain. This region is one of the important hydrocarbon exploration and production regions of southwest Iran. Beside to the analysis of facies, depositional environment and diagenesis, rock typing is one of the basic steps in understanding the reservoir characteristic for development of oil and gas reservoir in hydrocarbon provinces [1-3]. For rock typing, different data can be integrated [3]. One of the most important steps for 3D reservoir modelling is to discrete the reservoir into permeable and impermeable units [4]. These units are known as a flow units and has been used by many workers to characterize the reservoirs [5-8]. The aim of this study is to investigate facies characteristics, depositional environment, diagenetic overprints and reservoir quality of the Fahliyan Formation in one of the wells of an oilfield located in Abadan Plain [Figure 1].

Methodology

In this research, the Fahliyan Formation in an oil field located in Abadan Plain province was studied. Moreover, 614 thin sections were prepared from a 239-metre core of the Fahliyan Formation. In addition, 172 thin sections were prepared from cutting samples of this subsurface section from not cored intervals for facies analysis and identification of diagenetic process by polarized microscope. Furthermore, the petrographic classification for carbonates is based on Dunham [9] and modified classification by Embry and Klovan [10]. Microfacies and facies belts were determined based on Flügel's standard microfacies types [11]. For reservoir evaluation, the conventional porosity and permeability of 396 core plug samples were measured at RIPI core laboratory. To identify flow units, a petrophysical methods and stratigraphic modified Lorenz plot (SMLP) were applied [12].

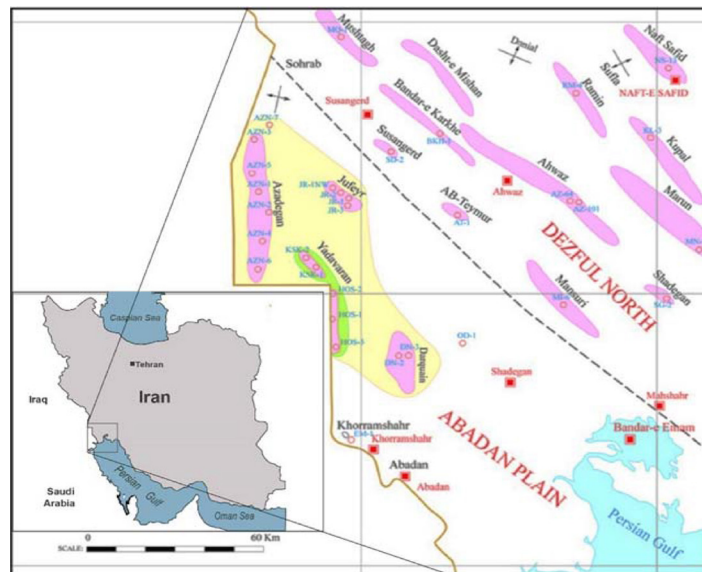


Fig. 1 Approximate location of study area in Abadan Plain, SW Iran.

Results and Discussion

Facies analysis resulted in recognition of nine microfacies in the carbonate and two petrofacies in the siliciclastic-carbonate parts in the studied well. The carbonate microfacies were deposited in lagoon and shoal sub-environments, whereas petrofacies related to the siliciclastics dominated part falls within tidal flat environment [Figure 2]. Based on evidences obtained in this study and comparison with the results from previous studies, it could be suggested that the Fahliyan Formation was deposited on shallow parts of a homoclinal carbonate ramp.

This formation has been subjected to a variety of diagenetic processes including micritization, bioturbation, compaction, cementation, dissolution, dolomitization and fracturing in three realm of marine, meteoric and burial diagenetic environments. Dissolution of micritic matrix, skeletal allochems such as Lithocodium and aragonitic grains, especially green algae was the main agent for development of vuggy, growth framework and moldic pore spaces mainly during the meteoric diagenesis.

Calcite cementation, compaction and dolomitization are the chief factors controlling the reduction poroperm, whilst dissolution and fracturing have enhanced reservoir quality of the studied interval. Investigation of reservoir quality demonstrates that diagenetic features have considerable both negative and positive effects on the reservoir characteristics and mainly regulate pore system characteristics within the Fahliyan Formation.

Based on SMLP method, ten flow units including four reservoir units (two speed zone and two good to fair flow units), three baffle units, two barrier units and one baffle-fair flow unit were differentiated [Figure 3]. The flow units 6 and 8 show an excellent reservoir potential,

and flow units 2 and 4 are normal reservoirs. Flow unit 10 has an intermediate reservoir potential. While, the weak flow units 3, 5 and 7 have poor reservoir qualities (baffles flow units). Also, the flow units 1 and 9 have sealing potential and act as a barriers in the Fahliyan Formation. The SMLP method successfully classified the studied reservoir into discrete flow units by considering the relationship between petrophysical properties and depositional and diagenetic features.

Conclusions

In this study, for the reservoir evaluation of the Fahliyan Formation in one well of an oilfield located in Abadan Plain, microfacies, depositional environment, diagenetic process and flow units were identified that main results are as follows:

Petrographic study on thin sections led to identification of 11 microfacies and petrofacies grouped into three facies belts (shoal, lagoon and tidal flat) which were deposited on inner part of homoclinal carbonate ramp. Petrographic studies of diagenetic process indicate that calcite cementation, compaction and dolomitization are the chief factors controlling the reduction poroperm whilst dissolution and fracturing have enhanced reservoir quality of the studied interval. Based on SMLP method, ten flow units including four reservoir units (two speed zone and two good to fair flow units), three baffle units, two barrier units and one baffle-fair flow unit were differentiated.

Finally, the SMLP method is one of the best and complete method in identification of rock types of the Fahliyan Formation. Generally, the flow units identified by this method is applicable in field-scale study due to its correlateability across the reservoir units.

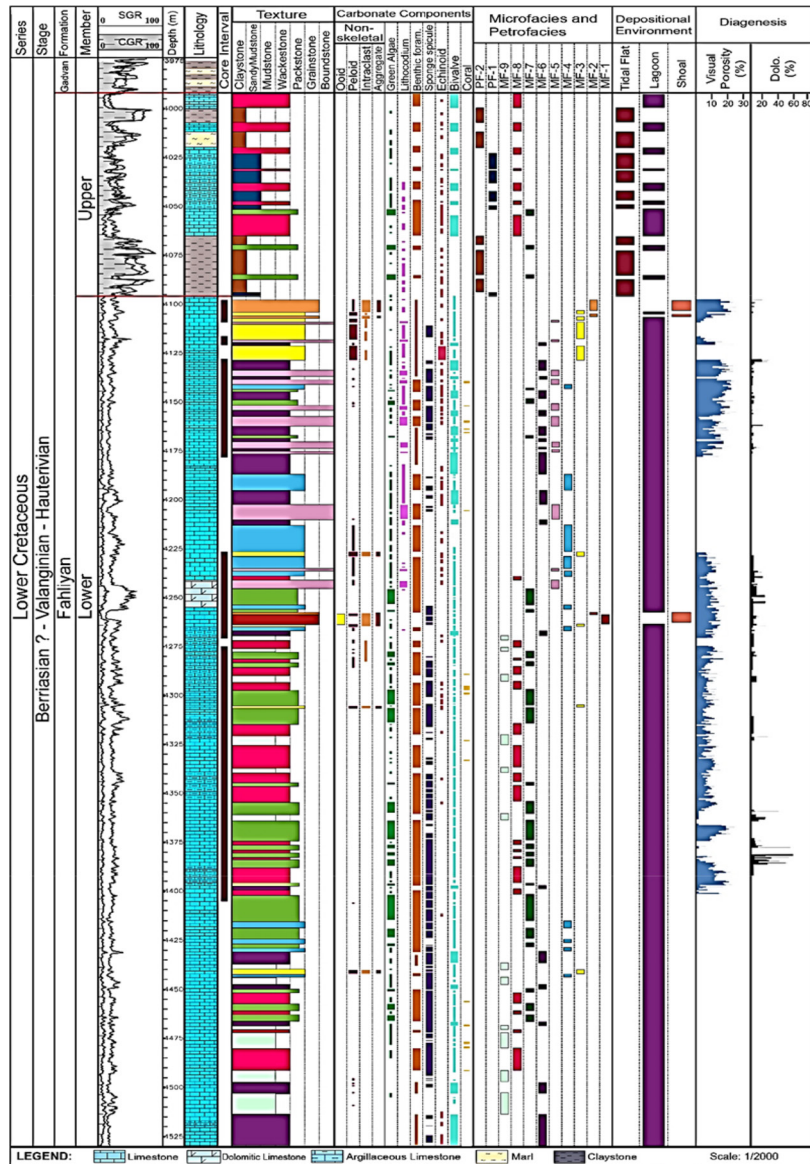


Fig. 2 Stratigraphic section showing textures, main allochems, microfacies, depositional environments, and few diagenetic process of the Fahliyan Formation at the studied well.

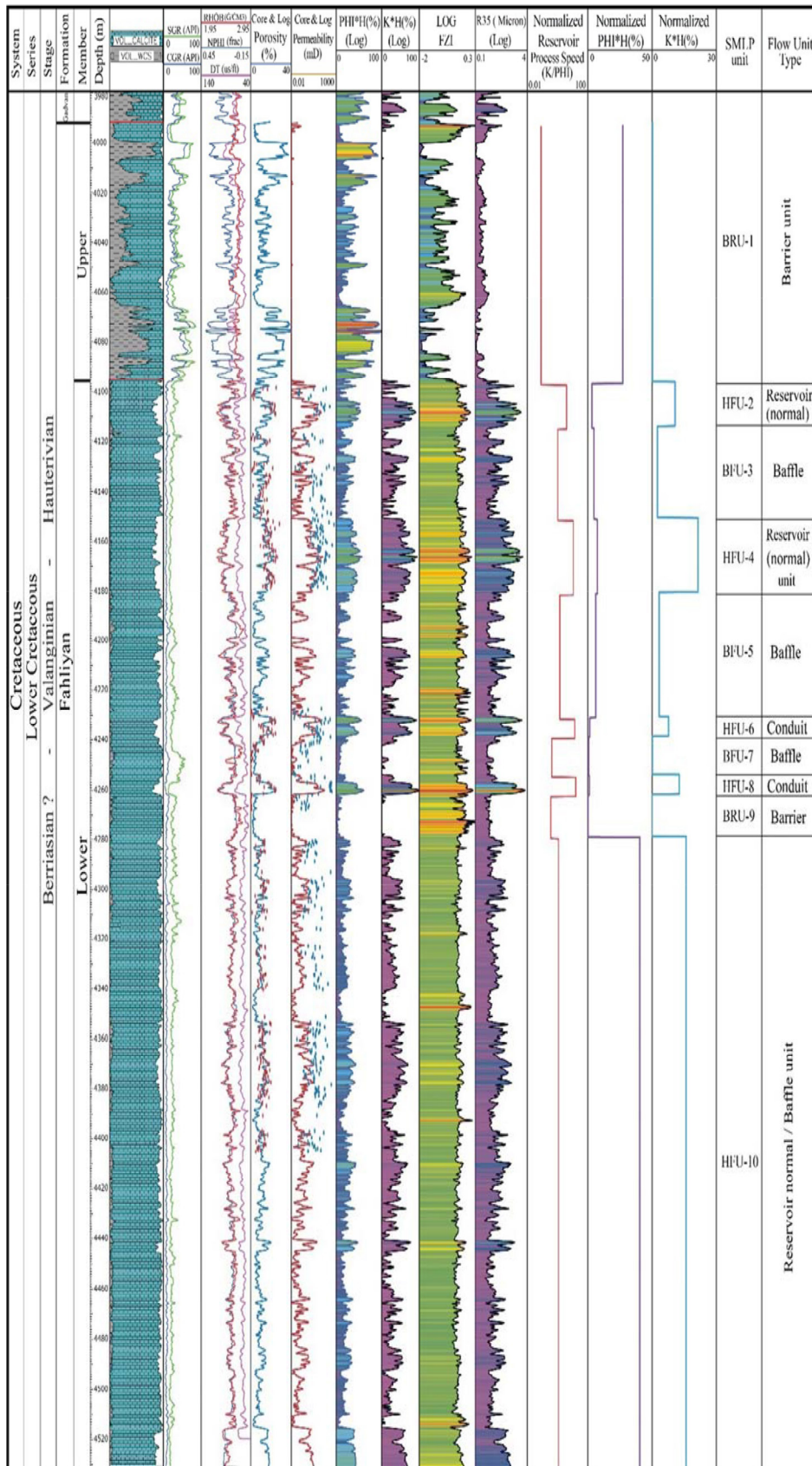


Fig. 3 Stratigraphic Flow Profile (SFP) of the Fahliyan Formation at studied well.

References

1. Hollis C, Vahrenkamp V, Tull S, Mookerjee A, Taberner C, Huang Y (2010) Pore system characterisation in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock-typing methodologies. *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 27, No. 4, pp. 772–793.
2. Izadi M Ghalambor A (2013) New approach in permeability and hydraulic-flow-unit determination. *Society of Petroleum Engineers*, Vol. 16(3), pp. 257–264.
3. Kadkhodaie-Ilkhchi A, Kadkhodaie-Ilkhchi R (2018) A review of reservoir rock typing methods in carbonate reservoirs: relation between geological seismic, and reservoir rock types. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*. Vol. 7(4), pp. 13–35.
4. Honarmand J, Amini A (2017) Association of the flow units with facies distribution, depositional sequences, and diagenetic features: Asmari Formation of the Cheshmeh-Khush Oil Field, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Technology*. Vol. 7(3), pp. 47–66, .
5. Rahimpour-Bonab H, Mehrabi H, Navidtalab, A, Izadi-Mazidi E (2012) Flow unit distribution and reservoir modelling in Cretaceous carbonates of the Sarvak Formation, Abteymour Oilfield, Dezful Embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 35(3), pp. 213–236.
6. Noori Al-Jawad S, Saleh A H, Al-Dobaj A, Al-Rawi Y T (2014) Reservoir flow unit identification of the Mishrif Formation in north Rumaila Field. *Arabian Journal of Geosciences*. Vol. 7, pp. 2711–2728, .
7. Mehrabi H., Mansouri M, Rahimpour-Bonab H, Tavakoli V, Hassanzadeh M (2016) Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 145: 95–113.
8. Mehrabi H, Ranjbar-Karami R, Roshani-Nejad M (2019) Reservoir rock typing and zonation in sequence stratigraphic framework of the Cretaceous Dariyan Formation, Persian Gulf. *Carbonates and Evaporites*. <https://doi.org/10.1007/s13146-019-00530-2>.
9. Dunham R (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional – texture. In: Ham W.E. (Eds.), *Classification of Carbonate Rocks*. American Association of Petroleum Geologist Memoir. 1. pp. 108–121.
10. Embry A F, Klovan J E (1971) A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island Northwest Territories. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. Vol. 19, pp. 730–781.
11. Flügel E (2010) *Microfacies Analysis of Limestone: Analysis, Interpretation and Application*. 2nd ed. Springer-Verlag.
12. Gunter G W, Finneran J M, Hartmann D J, Miller J D (1997) “Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method”, SPE38679.