

بررسی نقش نوع و اندازه شعاع گلوگاه منافذ در تعیین واحدهای جریان با استفاده از نمودار انحراف سرعت و داده‌های مغزه در میدان نفتی دورود، سازند فهلیان

محمد درفشی^۱، حسین رحیم‌پور بناب^{۱*}، علی کدخدایی^۲ و امیر احمدی^۳

۱- دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران، ایران

۲- گروه علوم زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، ایران

۳- شرکت نفت فلات قاره ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۲/۴ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۷/۷

چکیده

گونه‌های سنگی پتروفیزیکی به بخشی از مخزن اطلاق می‌شود که از لحاظ ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی دارای خواص مشابهی باشد. به این دلیل برقراری ارتباط بین واحدهای زمین‌شناسی و پتروفیزیکی می‌تواند در درک هرچه بهتر ناهمگنی مخزن به ویژه در کربنات‌ها که به شدت در اثر فرآیندهای دیاژنزی از لحاظ نوع و اندازه شعاع گلوگاه متنوع هستند، مفید باشد. نوع و اندازه شعاع گلوگاه منافذ به عنوان پارامترهایی که محصول فرآیند زمین‌شناسی (رسوب‌گذاری و دیاژنز) هستند، خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن را کنترل می‌کنند. بنابراین این دو پارامتر بهترین ابزار برای برقراری ارتباط بین ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی در هر واحد سنگی پتروفیزیکی هستند. در این پژوهش از سه روش شاخص زون جریان، روش وینلند و گونه‌های سنگی ناپیوسته برای تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی استفاده شده است. شاخص زون جریان عملکرد بهتری نسبت به روش‌های دیگر دارد؛ هرچند که دو روش دیگر نیز کاربرد مفیدی دارند. برای تعیین نوع و اندازه شعاع گلوگاه منافذ در پنج واحد جریانی شناسایی شده به روش شاخص زون جریان نیز از نمودار انحراف سرعت برای تعیین توزیع پیوسته نوع منافذ و داده‌های تزریق جیوه برای اندازه‌گیری شعاع گلوگاه منافذ، استفاده شده است. براساس نتایج به‌دست آمده از این مطالعه بهترین واحدهای جریانی مطابق با انحراف سرعت مثبت و صفری است که داری منافذ حفره‌ای مرتبط به هم و بین دانه که محصول فرآیند انحلال (دیاژنز) و رسوب‌گذاری است. نتایج نشان دهنده این است که کیفیت مخزنی سازند فهلیان تحت تاثیر دو عامل دیاژنز و رسوب‌گذاری است اما در حالت کلی دیاژنز سهم بیشتری در تعیین کیفیت مخزنی سازند فهلیان داشته است.

کلمات کلیدی: گونه‌های سنگی پتروفیزیکی، نوع منافذ، توزیع اندازه شعاع گلوگاه، نگاره انحراف

سرعت، داده تزریق جیوه (MICP)

*مسئول مکاتبات

rahimpor@ut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2018.3372.2549)

مقدمه

و دیاژنز) قرار دارد. بنابراین این پارامتر همانند پلی میان ویژگی‌های مهندسی و زمین‌شناسی سنگ مخزن هستند [۷]. تعیین گونه‌های سنگی مخزنی با استفاده از این پارامترها یک روش مهم در تعیین کمی ناهمگنی مخزن است. درک کامل توزیع و نوع اندازه فضای خالی مبنای مناسبی برای توسعه مخزن و فرآیند ازدیاد برداشت است و می‌تواند در پیش‌بینی دقیق واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی ارزشمند باشد. این واحدها به نوبه خود مدل زمین‌شناسی و پتروفیزیکی مخازن را تحت تاثیر قرار می‌دهند [۹]. محققین زیادی سعی در برقراری ارتباط بین ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی مخزن داشته‌اند [۱۰-۱۳]. در این مطالعه برای تلفیق خصوصیات پتروفیزیکی و فرآیندهای زمین‌شناسی از داده‌های تزریق جیوه برای تعیین اندازه شعاع گلوگاه منافذ و از نگاره انحراف سرعت برای تعیین نوع منافذ (به‌طور پیوسته در امتداد چاه‌ها) استفاده شده است.

موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه

میدان درود در بخش شمالی غربی خلیج فارس در منطقه جزیره خارک قرار دارد (شکل ۱- الف). این میدان با یک ساختار تاقدیس کشیده با روند شمال- شرقی و جنوب- غربی با ابعاد تقریبی ۲۵ در ۵ km است. این میدان در سال ۱۹۶۱ با حفاری چاه اکتشافی IPAC-D1 در سازند فهلیان کشف شد و از سال ۱۹۶۴ در خط تولید نفت قرار گرفته است. سازند فهلیان با سن کرتاسه زیرین مهمترین سازند مخزنی این میدان به شمار می‌رود. این سازند عمدتاً از آهک، با محتوای بسیار ناچیز دولومیت و انیدریت تشکیل شده و توسط سازند گدوان با آهک میکریتی از بالا به عنوان سنگ پوش و سازند تبخیری هیث از پایین در بر گرفته شده است. سازند فهلیان به بخش منیفا (بهترین بخش مخزنی)، یامامای میانی (اصلی‌ترین بخش

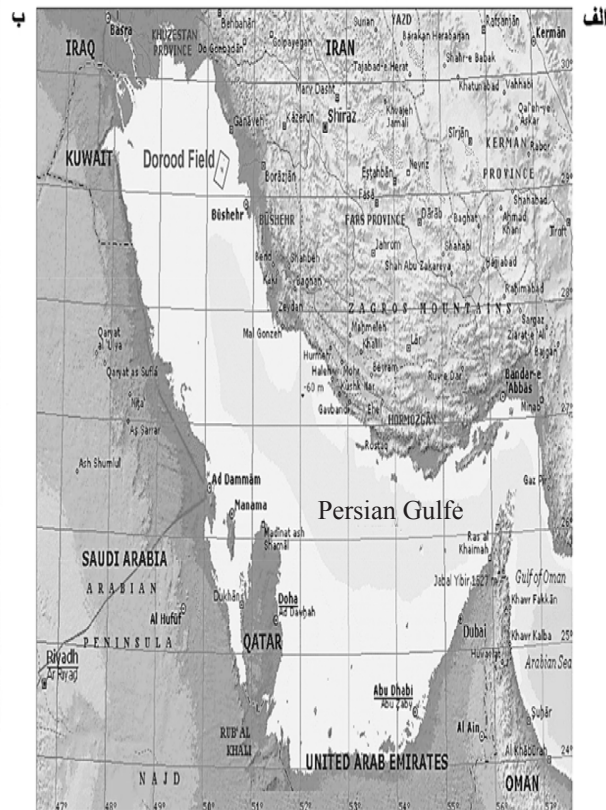
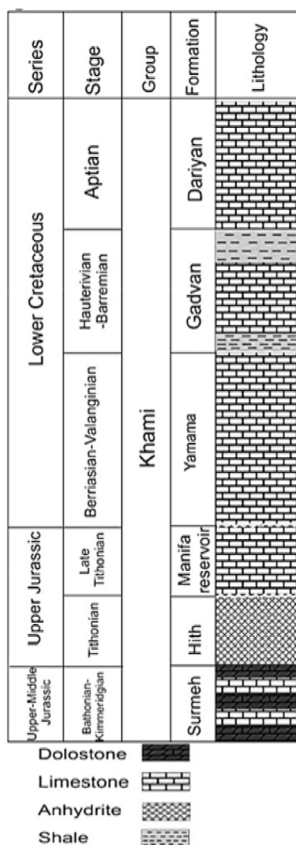
فرآیند طبقه‌بندی سنگ مخزن به واحدهای مجزا از دیدگاه زمین‌شناسی، یعنی واحدهای که از نظر محیط رسوب‌گذاری و تغییرات دیاژنتیکی در شرایط مشابهی قرار گرفته است. اما از دیدگاه مهندسی، تقسیم به بخشی‌هایی است که دارای خواص مشابه از نظر پتروفیزیکی هستند. به عبارت دیگر گونه‌های سنگی پتروفیزیکی به بخشی از مخزن اطلاق می‌شود که دارای ویژگی یکسان از نظر زمین‌شناسی و مهندسی باشد. توصیف صحیح از خواص پتروفیزیکی و درک روابط بین شبکه منفذی و جریان سیال مبنای مطالعات جامع مخزن را تشکیل می‌دهد [۱]. توزیع خصوصیات پتروفیزیکی به خصوص در کربنات‌ها به دلیل تغییرات گسترده رخساره‌ای و فرآیندهای دیاژنزی متنوع، پیچیده است [۲-۴]. کیفیت مخزنی این مخازن توسط پارامترهای به هم مرتبط مختلفی از قبیل رخساره و دیاژنز کنترل می‌شود [۵-۶]. بنابراین برای نمایش خصوصیات پتروفیزیکی در قالب تصاویر سه بعدی واقع‌گرایانه، این خصوصیات باید با ویژگی‌های زمین‌شناسی تلفیق شوند. بر این اساس، توزیع اندازه منافذ، کنترل کننده تراوایی و اشباع‌شدگی بوده که در ارتباط با فرآیندهای زمین‌شناسی است. برای ارتباط دادن این فرآیندها در سنگ‌های کربناته به توزیع اندازه منافذ، مشخص کردن اینکه این منافذ به کدام یک از نوع منافذ (بین ذره‌ای، حفرات مرتبط و غیر مرتبط) تعلق دارند، مهم است. هر گروه از این منافذ، نوع متفاوتی از توزیع اندازه و ارتباط بین منافذ را دارند [۷]. مشخصات فضاهای متخلخل در قالب نوع فضاهای متخلخل، شکل هندسی آنها و روابط بین آنها، تعیین کننده توزیع و تعامل سیالات در مقیاس میکرو است. توصیف و ارزیابی آنها از نظر فهم رفتار جریان سیال در مخزن مهم است [۸]. مشخصات فضایی متخلخل به عنوان کنترل کننده بسیاری از خواص جریان سیال در مخزن تحت تاثیر فرآیندهای زمین‌شناسی (بافت

داده تزریق جیوه مغزه در دوچاه (D103 و D101) است. در این مطالعه گونه‌های سنگی پتروفیزیکی^۱ به سه روش مختلف شاخص زون جریان^۲، روش وینلند^۳ و گونه‌های سنگی ناپیوسته^۴ تعیین شده و سپس نوع منافذ به کمک نگاره انحراف سرعت^۵ و توزیع اندازه شعاع گلوگاه منافذ از طریق داده‌های تزریق جیوه^۶ (MICP) محاسبه شده است. مقاطع نازک به عنوان بخشی از اطلاعات واقعی مخزن برای کالیبره کردن نوع و اندازه شعاع گلوگاه منافذ مورد استفاده قرار گرفته است. نوع منافذ به عنوان پل ارتباط دهنده ویژگی‌های کنترل کننده سیال با فرآیندهای زمین‌شناسی از جمله دیانز و بافت سنگ است.

مخزنی) و بالایی (دارای کیفیت مخزنی پایین) تقسیم می‌شود. بخش منیفا و یاماما میانی به ترتیب به عنوان بهترین و اصلی‌ترین بخش سازنده مخزن میدان درود شناخته می‌شود (شکل ۱-ب) [۱۴].

داده‌ها و روش مطالعه

داده‌های مورد استفاده در این مطالعه شامل نگاره‌های صوتی، چگالی و نوترون برای پنج چاه (D101P, D103WI, KG17, KG18, KG19) و داده‌های مغزه مربوط به سه چاه (D101, D103, KG18) است. این داده‌ها شامل ۵۰۹ عدد مقطع نازک در سه چاه، ۹۷۸ نمونه دارای آنالیز تخلخل، تراوایی و ۱۹۴ نمونه



شکل ۱ الف) موقعیت میدان درود در بخش شمال غربی خلیج فارس و ب) ستون چینه‌نگاری و سنگ‌شناسی سازند فهلیان در میدان نفتی دورود [۱۴].

1. Petrophysical Rock Types
2. Flow Zone Indicator
3. Winland Method
4. Discrete Rock Type
5. Velocity Deviation Log
6. Mercury Injection Capillary Pressure

لایه‌بندی، تخلخل و تراوایی مشابه دارند [۱۶]. این واحدها قابل ترسیم و پیش‌بینی‌پذیر بوده و با بقیه حجم سنگ مخزن متفاوت است و ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی که بر جریان سیال تاثیر می‌گذارد در هر واحد ثابت است [۱۷]. به عبارت دیگر دارای خواص مشابه از نظر نوع و اندازه شعاع گلوگاه منافذ هستند.

در این روش با استفاده از نسبت شاخص کیفیت مخزنی به تخلخل نرمالایز شده با توجه به رابطه‌های زیر شاخص زون جریان محاسبه و تعیین می‌گردد [۱۸].

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{K}{Q_e}} \quad (1)$$

$$PMR = \frac{Q_e}{1 - Q_e} \quad (2)$$

$$FZI = \frac{RQI}{PMR} \quad (3)$$

در این رابطه K تراوایی بر حسب mD، ϕ_e تخلخل موثر، PMR تخلخل نرمالایز شده^۱، RQI شاخص کیفیت مخزنی^۲ و FZI شاخص زون جریان است. بر اساس این روش پنج واحد جریان هیدرولیکی^۳ (HFU) برای تمام داده‌های تخلخل و تراوایی تعیین شده است (شکل ۲).

در این مطالعه از نرم‌افزار Excel و Geolog برای محاسبات، تحلیل و رسم شکل‌ها استفاده شده است. تمامی روش‌ها از جمله ساختن نمودار انحراف سرعت در پنج چاه و تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی در دو چاه صورت گرفته است. برای خلاصه کردن نتایج و شکل نمودار انحراف سرعت سه چاه D101P، KG18 و D103WI در ارتباط با تعیین گونه‌های پتروفیزیکی سه روش در دو چاه D101P و D103WI انجام شده ولی تنها نمودارهای مربوط به تمامی داده‌های دو چاه نمایش داده شده است.

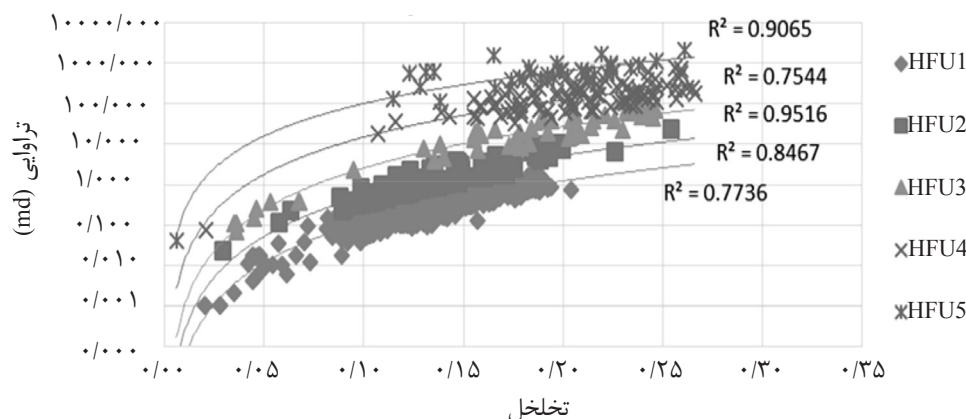
بحث و نتایج

روش‌های تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی

امروزه متخصصان پتروفیزیکی از روش‌های مختلفی مانند شاخص زون جریان، گونه‌های سنگی ناپیوسته و روش وینلند برای تعیین گونه‌های سنگی استفاده می‌کنند که همگی این روش‌ها مبنای ریاضی مشابهی دارند [۱۵].

شاخص زون جریان

یک واحد جریان، بخشی از مخزن است که به طور جانبی و قائم پیوسته بوده و خصوصیات



شکل ۲ نمودار تعیین زون‌های جریان هیدرولیکی به روش شاخص زون جریان

1. Porosity to Matrix Ratio
2. Reservoir Quality Indicator
3. Hydraulic Flow Unit

روش وینلند

نشان می‌دهد.

روش گونه‌های سنگی ناپیوسته (DRT)

از آنجا که مقادیر FZI متغیری پیوسته هستند با استفاده از رابطه ۴ می‌توان متغیر پیوسته FZI را به متغیر ناپیوسته تبدیل کرد. در این حالت نمونه‌ها در دسته‌های مجزای طبقه‌بندی می‌شود. این معادله توسط چکانی و خراط، برای مخازن کربناته استفاده شده است [۲۰]. براساس این رابطه، پنج دسته DRT برای تمام داده‌های مغزه تعیین شده است (شکل ۴).

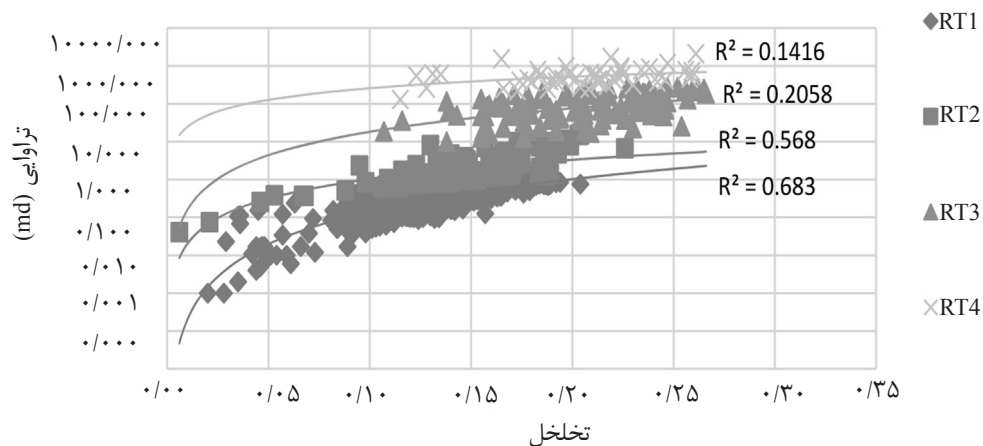
$$DRT = ROND(2 \times \text{LOG FZI}) + 10.7 \quad (5)$$

نتایج حاصل از روش تعیین گونه‌های پتروفیزیکی در جدول ۱ و نتایج میانگین تخلخل و تراوایی برای تمامی داده‌ها در جدول ۲ نشان داده شده است.

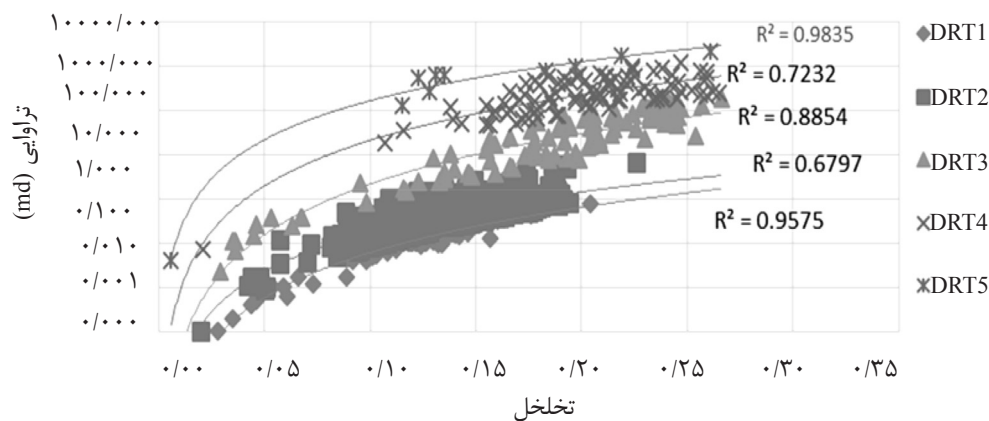
وینلند در سال ۱۹۷۲ آنالیز رگرسیونی را برای توسعه یک روابط تجربی بین تخلخل و تراوایی و اندازه گلوگاه منافذ انجام داده است. سپس مناسب‌ترین تطبیق منحنی را در اشباع جیوه ۳۵٪ به دست آورده [۱۹] و رابطه ۴ را ارائه داد:

$$\text{Logr}35 = 0.735 + 0.588 \text{Log}K - 0.864 \text{Log}\phi \quad (4)$$

در این رابطه تجربی ۳۵٪ شعاع گلوگاه منافذ در ۳۵٪ اشباع جیوه برحسب میکرومتر، K تراوایی برحسب mD و ϕ تخلخل برحسب درصد است. این معادله امکان دسته‌بندی داده‌ها و کیفیت مخزن بر مبنای اندازه گلوگاه را فراهم می‌کند. شکل ۳ تعداد چهار گونه سنگی پتروفیزیکی را بر مبنای شعاع گلوگاه منافذ برای تمامی داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه



شکل ۳ تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی به روش وینلند R35.



شکل ۴ دسته‌بندی داده تخلخل و تراوایی براساس روش DRT

جدول ۱ تعداد گونه‌های تفکیک شده براساس سه روش

اسم چاه‌ها	روش‌های	تعداد گونه‌های سنگی پتروفیزیکی
D101P	R35	۴
	DRT	۵
	FZI	۵
D103WI	R35	۳
	DRT	۳
	FZI	۳
کل چاه‌ها	R35	۴
	DRT	۵
	FZI	۵

جدول ۲ میانگین تخلخل و تراوایی برای کل داده‌ها

تعداد گونه‌های سنگی	روش‌های تعیین گونه‌های سنگی پتروفیزیکی					
	FZI		DRT		R35	
	تخلخل میانگین	تراوایی میانگین (md)	تخلخل میانگین	تراوایی میانگین (md)	تخلخل میانگین	تراوایی میانگین (md)
۱	۰/۱۳	۰/۴۱	۰/۱۲	۰/۱۴	۰/۱۳	۰/۳۹
۲	۰/۱۳	۲/۲۴	۰/۱۳	۰/۵۸	۰/۱۴	۲/۷۳
۳	۰/۱۷	۲۶/۲۴	۰/۱۷	۳۹/۵۱	۰/۲۰	۱۰۲/۴۱
۴	۰/۲۰	۱۷۶/۴۳	۰/۲۰	۳۰۰/۹۷	۰/۲۰	۶۰۲/۸۹
۵	۰/۱۸	۶۳۸/۵۷	۰/۱۷	۸۳۸/۴۵	-	-

$$\varphi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (۶)$$

در این رابطه φ_D تخلخل به‌دست آمده از رابطه چگالی، ρ_{log} نمودار چگالی، ρ_{ma} چگالی ماتریکس و ρ_{fl} چگالی سیال که در اینجا به دلیل اینکه نوع سیال مخزنی آب شور می‌باشد، $1/1 \text{ g/cm}^3$ در نظر گرفته شده است.

تخلخل حاصل از نگاره صوتی همیشه از طریق رابطه ۷ به دست می‌آید. برای به‌دست آوردن زمان سیر مصنوعی (DT_{Syn}) تخلخل به‌دست آمده از رابطه ۶ را به جای تخلخل صوتی در رابطه ۷ جایگزین می‌کنیم و نگاره DT_{Syn} را محاسبه می‌کنیم.

$$\varphi_s = \frac{DT_{LOG} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \rightarrow \varphi_D = \frac{DT_{Syn} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \quad (۷)$$

با توجه به این که سیال آب شور است، DT_{fl} برابر با $189/5 \text{ } \mu\text{s/ft}$ است [۲۳]. با به‌دست آوردن DT_{Syn}

نمودار انحراف سرعت (VDL)

نمودار انحراف سرعت یک نمودار مصنوعی است که از ترکیب نمودارهای تخلخل (نوترون، چگالی و صوتی) به دست می‌آید [۲۱]. در واقع نمودار انحراف سرعت بازتابی از انواع مختلف تخلخل موجود در سنگ است [۲۲]. با توجه به اینکه در این مطالعه تخلخل محاسبه شده از نمودارهای نوترون و نوترون-چگالی در سه چاه D101P، D103WI، KG18 با تخلخل حاصل از مغزه هم‌خوانی نداشته است ولی با تخلخل حاصل از رابطه ۶ نمودار چگالی هم‌خوانی مناسبی را در سه چاه نشان می‌دهد. بنابراین از این تخلخل برای محاسبه نمودار انحراف سرعت استفاده شده است.

انحراف سرعت مثبت و صفر بر اساس نمودار چگالی و صوتی محاسبه شده است. انحراف سرعت مثبت در سازند فلهلیان در اثر وجود منافذ قالبی، حفره‌های مرتبط به هم و درون دانه‌ای که در اثر فرآیندهای انحلال و رسوب‌گذاری حاصل شده‌اند. انحراف سرعت صفر در این سازند بر اثر منافذ بین دانه‌ای، بین بلوری (بر اثر تبدیل مجدد میکرایت و سیمان موزائیکی) و ریز تخلخل که در داخل میکرایت رخساره‌های گلی دیده می‌شوند، به وجود آمده است. انحراف سرعت صفر در بخش یاماما میانی و انحراف سرعت مثبت غالباً در بخش منیفای این سازند، دیده می‌شوند. همچنین در بخش پایینی یامامای میانی بخش (K) به علت وجود رخساره‌های مادستونی- و کستونی کیفیت مخزنی پایینی دارند، ولی در برخی از بخش‌های که انحلال اتفاق افتاده موجب افزایش تخلخل در این فواصل شده است؛ اما علت افزایش تخلخل در بخش (J) به دلیل منافذ ریز تخلخل و بین دانه‌ای است که حضور منافذ بین دانه باعث افزایش متوسطی در تراوایی سنگ مخزن شده است. بخش‌های بالایی یاماما میانی هر چند که از رخساره‌های گرینستونی تشکیل شده است، اما به دلیل سیمانی شدن (سیمان موزائیکی) باعث کاهش کیفیت مخزنی شده است. با توجه به مطالب ذکر شده ۶ نوع منفذ شناسایی شده توسط نمودار انحراف سرعت (ریز تخلخل، بین بلوری، بین دانه‌ای، درون دانه، قالبی و حفره مرتبط به هم) به غیر از منافذ حفره مرتبط به هم که فقط در بخش منیفا دیده می‌شود، در امتداد چاه‌ها دیده می‌شوند ولی منافذی که غالباً در هر بخش وجود دارد مد نظر قرار گرفته است. نمودار انحراف سرعت به همراه تخلخل محاسبه شده از نگاره چگالی در شکل ۵ نشان داده شده است.

می‌توان از طریق رابطه ۸ سرعت مصنوعی^۱ را برحسب Km/s به دست آورد:

$$Vp_{Syn} = \frac{304.8}{DT_{Syn}} \quad (۸)$$

همچنین سرعت واقعی^۲ صوت را می‌توان با استفاده از رابطه ۹ برحسب Km/s محاسبه کرد:

$$Vp_{Real} = \frac{304.8}{DT_{LOG}} \quad (۹)$$

اختلاف سرعت حاصل از رابطه‌های ۸ و ۹ یا به عبارتی اختلاف سرعت واقعی و مصنوعی، به کمک رابطه ۱۰ زیر، به عنوان نمودار انحراف سرعت (VDL) محاسبه می‌شود:

$$\Delta Vp(VDL) = (Vp_{Real} - Vp_{Syn}) \times 1000 \quad (۱۰)$$

نوع منافذ با استفاده از نمودار انحراف سرعت در سه رده انحراف مثبت، انحراف صفر و انحراف منفی تقسیم بندی می‌شود.

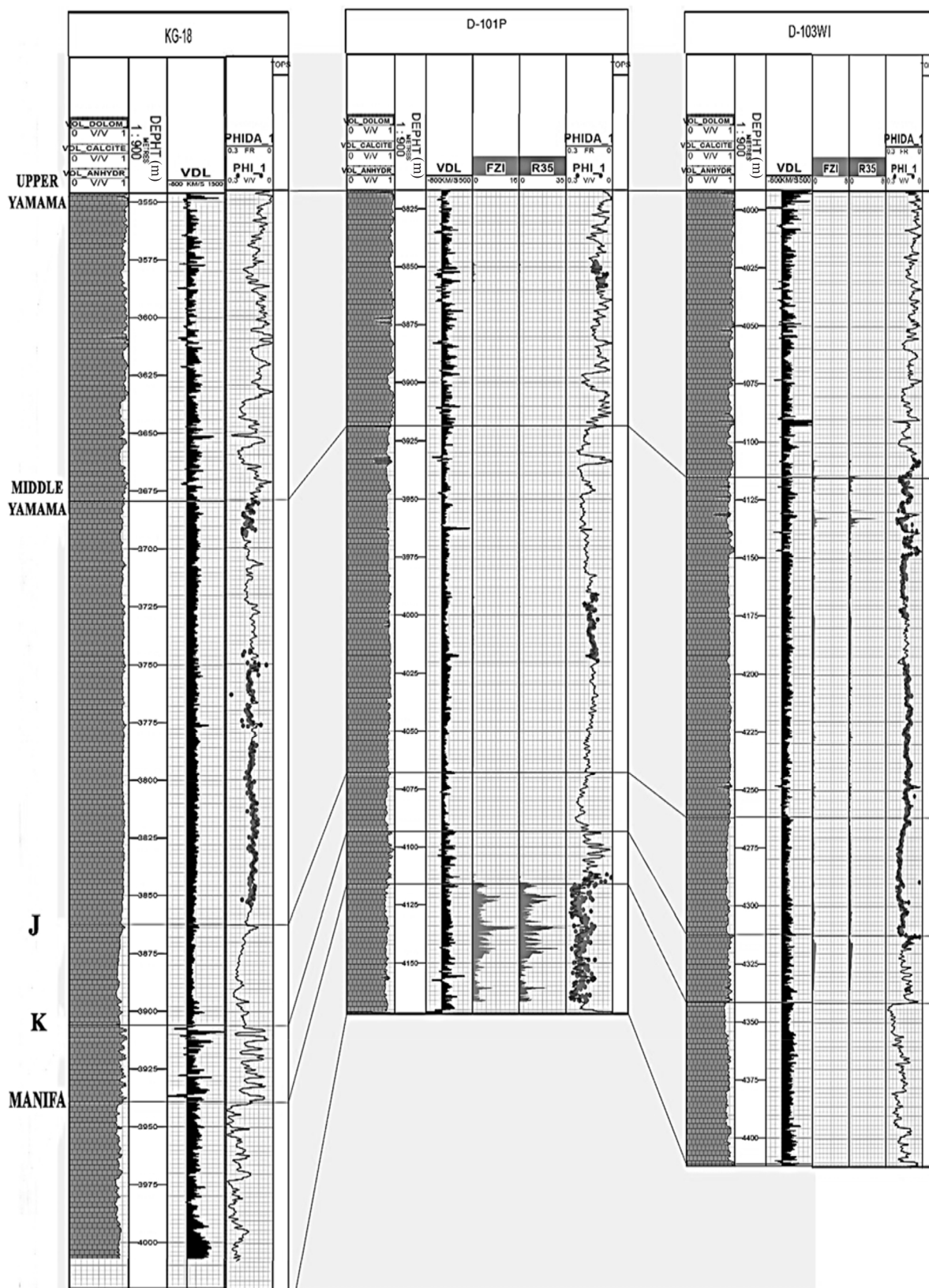
۱- انحراف مثبت: بر اساس رابطه ۹ دارای سرعت بالایی هستند (VDL > 500 m/s) و عمدتاً به وسیله منافذی ایجاد می‌شود که دارای فابریک چارچوبی هستند، مانند منافذ قالبی و درون فسیلی. منافذ قالبی نشانگر تغییرات شدید دیاژنزی، مانند انحلال و ته نشست مواد محلول به عنوان سیمان است. ۲- انحراف صفر: این انحراف دارای سرعت واقعی و مصنوعی تقریباً یکسانی است (VDL < 500 m/s < 500). این انحراف تحت تاثیر منافذ بین ذره‌ای، بین کریستالی و ریز تخلخل است.

۳- انحراف منفی: سرعت مصنوعی در این انحراف از سرعت واقعی خیلی زیاد است و دارای انحراف سرعت پایین است (VDL < -500) که نشان‌دهنده تاثیر عوامل غیر از سنگ‌شناسی بر روی سرعت است. این عوامل می‌توانند به دلیل ریختگی دیواره چاه، زون‌های شکسته شده در داخل مخزن و وجود زون گازی که باعث کاهش سرعت می‌شوند. نگاره انحراف سرعت علاوه بر تعیین نوع منافذ تا حدودی فرآیندهای دیاژنزی را نیز مشخص می‌کند [۲۱].

شناسایی انواع منافذ با استفاده از نمودار انحراف سرعت در میدان مورد مطالعه

در این مطالعه براساس نمودار انحراف سرعت دو نوع

1. Synthetic Velocity
2. Real Velocity



شکل ۵ نمودار انحراف سرعت به همراه نگاره تخلخل حاصل از نگاره چگالی و نحوه انطباق نگاره تخلخل با داده مغزه در سه چاه و D103WI و D101P به همراه مقادیر FZI و R35 در دو چاه D103WI و D101P.

$$PTSD = \frac{d_{(v)}}{dlog_{(r)}} \quad (12)$$

در این معادله PTSD توزیع اندازه شعاع گلوگاه، $d_{(v)}$ حجم جیوه تزریق شده در هر مرحله و $dlog_{(v)}$ شعاع گلوگاه در هر مرحله از تزریق جیوه است. از مقاطع نازک برای کالیبره کردن نگاره انحراف سرعت و توزیع اندازه شعاع گلوگاه منافذ نیز استفاده شده است تا صحت نتایج به دست آمده تایید شود. جدول ۳ محدوده میانگین شعاع گلوگاه منافذ حاصل شده در دوچاه را نشان می‌دهد.

در این مطالعه سعی بر آن شده تا دو پارامتر نوع و توزیع اندازه منافذ را در هر گونه سنگی مشخص کنیم. این کار باعث درک بهتر از ناهمگنی مخزن که خود مبنای مناسبی برای توسعه و ازدیاد برداشت است می‌شود. این کار همچنین باعث تلفیق فرآیندهای زمین‌شناسی و فرآیندهای کنترل‌کننده سیال می‌شود که نتیجه آن ساخت مدل قابل اطمینان‌تری برای مخزن می‌شود. در این مطالعه به دلیل این که روش شاخص زون جریان عملکرد بهتری در شناسایی بخش‌های مخزنی در داخل دو چاه D101P و D103 W داشته از این روش برای زون‌بندی مخزن استفاده شده است. همچنین از طبقه بندی چوکت- پری^۳ و دانهام^۴ برای نام گذاری نوع منافذ و رخساره‌های سنگی استفاده شده است [۳۰ و ۳۱]. نتایج حاصل از کل مراحل در جدول ۴ نشان داده شده است.

تعیین توزیع و اندازه شعاع گلوگاه منافذ با استفاده از داده منحنی تزریق جیوه (MICP)

داده‌های فشار موئینه و منحنی‌های تزریق جیوه توسط بسیاری از محققین برای شناسایی ویژگی‌های شبکه منفذی و هندسه گلوگاه‌های سنگ مخزن مورد استفاده قرار گرفته است [۲۷-۲۵]. هندسه کنونی گلوگاه‌ها منافذ برآیندی از فرآیندهای زمین‌شناسی است، بنابراین منحنی تزریق جیوه پل ارتباطی بین فرآیندهای زمین‌شناسی و هندسه منافذ هستند [۱۰]. واشبورن^۱ اولین کسی بود که پیشنهاد استفاده از تزریق جیوه به عنوان یک روش آزمایشگاهی برای تخمین شعاع گلوگاه‌های تخلخل در سنگ‌های متخلخل را پیشنهاد داد [۲۸]. رابطه (۱۱) واشبورن به صورت زیر می‌باشد:

$$P_c = (-2\gamma \cos\theta) / r \quad (11)$$

که در آن P_c فشار موئین برحس (PSI) γ کشش سطح (480 dyn/cm)، θ زاویه تماس جیوه- هوا (140° درجه) و r شعاع گلوگاه متخلخل برحسب (mm) است.

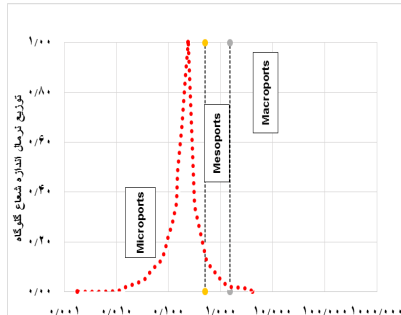
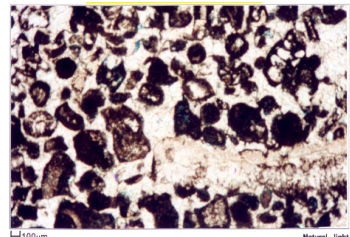
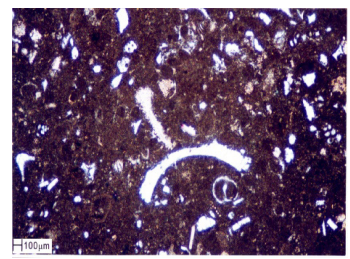
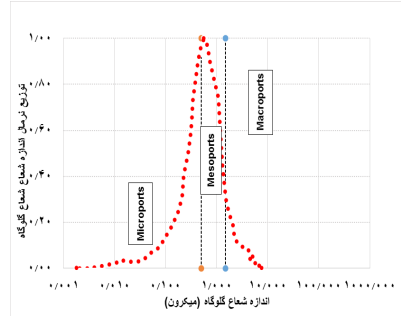
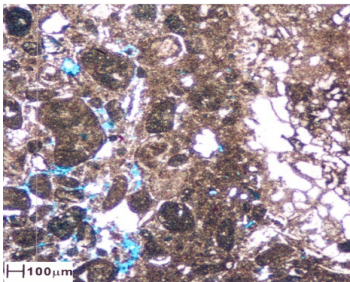
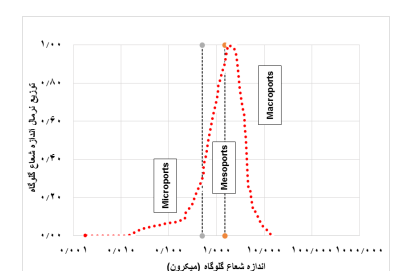
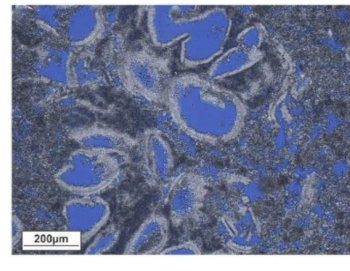
پراکندگی اندازه شعاع گلوگاه منافذ در سنگ با استفاده از داده‌های تزریق جیوه اندازه‌گیری می‌شود. این پارامتر در مطالعات ویژگی‌های ساختار، کیفیت شبکه منفذی و ناهمگنی سنگ مخزنی به خصوص در سنگ‌های کربناته به دلیل تاثیرپذیری شدید از دیاژنز بسیار با ارزش است. این منحنی‌ها شامل توزیع نرمال شده اندازه گلوگاه^۲ در مقابل اندازه شعاع گلوگاه^۲ است. برای تخمین این پارامتر از رابطه ۱۲ استفاده می‌شود [۲۹].

1. Washburn
2. Normalized Pore Throat Size Distribution
3. Pore Throat Radius
4. Choquette and Pray
5. Dunham

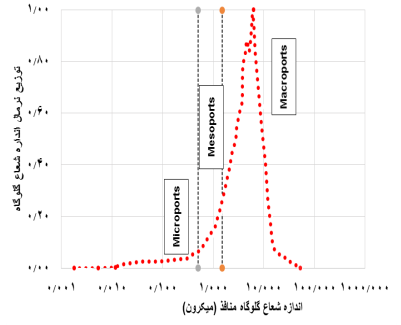
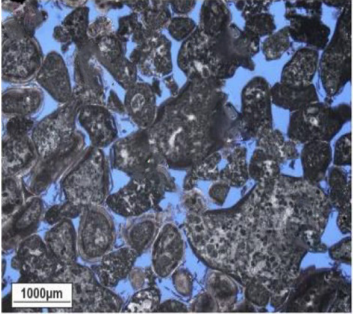
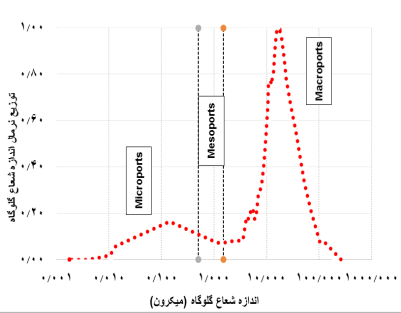
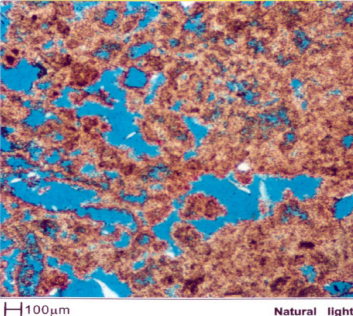
جدول ۳ محدوده میانگین اندازه شعاع گلوگاه منافذ در دو چاه

واحدهای جریانی	میانگین محدوده شعاع گلوگاه محاسبه شده برای هر واحد جریان
HFU1	$0/009 - 3/68 (\mu m)$
HFU2	$0/009 - 8/42 (\mu m)$
HFU3	$0/008 - 14/68 (\mu m)$
HFU4	$0/006 - 86/15 (\mu m)$
HFU5	$0/005 - 164/66 (\mu m)$

جدول ۴ نتایج کلی به دست آمده از روش شاخص زون جریان، نگاره انحراف سرعت و اندازه شعاع گلوگاه به همراه مقاطع نازک. مقاطع نازک در واحدهای جریانی ۱ و ۲ به ترتیب با عمق‌های (A) $3845/23$ - B $3930/091$ (m) و (m) $3871/75$ از بخش میانی یاماما و همچنین واحدهای جریانی ۳، ۴ و ۵ به ترتیب با عمق‌های (m) $4156/50$ ، (m) $4153/50$ و (m) $3945/81$ از بخش منیفای سازند فهلیان به دست آمده است. عکس مقاطع نازک واحدهای جریانی ۱، ۲ و ۵ از چاه KG18 و واحد جریانی ۳ و ۴ مربوط به چاه D10IP می‌باشد.

واحدهای جریانی	نمودار انحراف سرعت و نوع منافذ	میانگین توزیع اندازه شعاع گلوگاه در دو چاه	عکس مقاطع	توضیحات
HFU1	ریز تخلخل (۴۰۰ تا ۴۰) دانهدی (۱۵۰۰ تا ۱۲۰۰) میانگین (۷۵۰)		 	A- سیمانی شدن تاثیر منفی بر کیفیت مخزنی گذاشته است (بلورهای بزرگ سیمانی باعث ایجاد منافذ بین بلوری شده است). B- رخساره مادستونی که فاقد کیفیت مخزنی می باشد (K).
HFU2	بین بلوری (۵۰۰ تا ۵۰) میانگین (۴۰۰ تا ۲۰۰) میانگین (۲۵۰)			منافذ بین بلوری در اثر تبلور مجدد میکریته به میکرواسپار و بین دانه باعث افزایش تخلخل شده است (J). منافذ بین دانه‌ی باعث بهبود کیفیت در این بخش مخزنی شده است (پکستون - وکستون)
HFU3	قالبی (۱۴۰۰ تا ۶۰۰) میانگین (۷۵۰ تا ۵۰۰) میانگین (۴۰۰ تا ۵۰)			تخلخل قالبی و تخلخل بین بلوری در اثر تبدیل میکریته به میکرواسپاریت که تاثیر مثبتی در افزایش کیفیت مخزنی داشته است. (وکستون)

ادامه جدول ۴

HFU4	بین دانه (۴۵۰ تا ۲۰۰-) میانگین ۲۵۰	 <p>توزیع فراوانی اندازه شعاع گلوگاه</p> <p>اندازه شعاع گلوگاه منطبق (میکرون)</p>	 <p>1000µm</p>	انحلال باعث افزایش شعاع گلوگاه تخلخل بین دانه شده است. (گرینستونی)
HFU5	حفره‌ای مرتبط به هم (۷۰۰ تا ۵۰۰) میانگین ۵۵۰	 <p>توزیع فراوانی اندازه شعاع گلوگاه</p> <p>اندازه شعاع گلوگاه منطبق (میکرون)</p>	 <p>H100µm Natural light</p>	شدت بالای انحلال دلیل به وجود آمدن منافذ حفره‌ای متصل به هم شده است. (پکستون - گرینستون)

رده از منافذ (به غیر از منافذ حفره مرتبط به هم) در کل سازند فهلیان دیده می‌شود ولی به طور کلی در هر بخش نوع منافذ غالب مد نظر قرار گرفته است. اندازه شعاع گلوگاه منافذ نیز در دو چاه D101P و D103WI برای هر واحدهای جریانی تعیین شده است. اندازه شعاع گلوگاه منافذ تحت تاثیر نوع منافذی است که حاصل فرآیندهای زمین‌شناسی می‌باشد. به این ترتیب واحدهای جریانی ۴ و ۵ دارای منافذ بین دانه و حفره مرتبط به هم اندازه شعاع گلوگاه خیلی بزرگتری (۸۶/۱۵ - ۰/۰۰۶ و ۱۶۴/۶۶ - ۰/۰۰۵) (µm) نسبت به بقیه واحدهای جریانی دارا می‌باشند. با توجه به نتایج به دست آمده، کیفیت مخزنی در سازند فهلیان تحت تاثیر فرآیندهای رسوب‌گذاری و دیانژنی بوده ولی به طور کلی فرآیندهای دیانژنی کنترل کننده اصلی واحد جریانی هیدرولیکی در سازند فهلیان می‌باشند. در حالت کلی سعی بر آن شده تا در این مطالعه ارتباطی بین خواص پتروفیزیکی و زمین‌شناسی مخزن به وسیله دو پارمتر مهم نوع و توزیع اندازه منافذ را برقرار کنیم.

نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از این مطالعه باعث تفکیک پنج واحد جریانی هیدرولیکی به روش شاخص زون جریان شده است. واحدهای جریانی ۳، ۴ و ۵ به ترتیب بهترین واحدهای جریانی که در بخش منیفا دیده می‌شوند. البته واحد جریانی ۳ در بخش‌هایی از عضو میانی یاماما نیز دیده می‌شود. واحدهای جریانی ۱ و ۲ نیز به عنوان واحد جریانی با کیفیت پایین به طور غالب در بخش میانی یاماما قرار دارند. همچنین نوع منافذ و اندازه شعاع گلوگاه برای هر واحد جریان با استفاده از نگاره انحراف سرعت و داده تزریق جیوه به کمک معادله واشبورن تعیین شده است. براساس نمودار انحراف سرعت نوع منافذ در پنج چاه میدان دورود (سازند فهلیان) به ۶ نوع منفذ تقسیم می‌شود که ۳ نوع آن یعنی ریزتخلخل، تخلخل درون دانه‌ی و بین بلوری بیشتر در بخش میانی یاماما دیده می‌شود. ۳ نوع تخلخل قالبی، حفره مرتبط به هم و بین دانه‌ای نیز بیشتر در بخش منیفا بهترین بخش مخزنی سازند فهلیان دیده می‌شود، البته این ۶ زیر

پارمتر مهم نوع و توزیع اندازه منافذ را برقرار کنیم.

تقدیر و تشکر

از مسئولین محترم شرکت نفت فلات قاره جهت در اختیار قرار دادن داده‌ها و همکاری‌های لازم در انجام این پروژه کمال تشکر و قدردانی را داریم.

با توجه به نتایج به دست آمده، کیفیت مخزنی در سازند فهلیان تحت تاثیر فرآیندهای رسوب گذاری و دیاژنزی بوده ولی به طور کلی فرآیندهای دیاژنزی کنترل کننده اصلی واحد جریانیهیدرولیکی در سازند فهلیان هستند. در حالت کلی سعی بر آن شده تا در این مطالعه ارتباطی بین خواص پتروفیزیکی و زمین شناسی مخزن به وسیله دو

مراجع

- [1]. Chehrazi A., Rezaee R. and Rahimpour H., "Pore-Facies as a tool for incorporation of small scale dynamic information in integrated reservoir studies," *Geophysics and Engineering*, Vol. 8, pp. 202-224, 2011.
- [2]. Ronchi P., Ortenzi A., Borromeo O., Claps M. and Zempolich W. G., "Depositional setting and diagenetic processes and their impact on the reservoir quality in the late Visean–Bashkirian Kashagan carbonate platform (Pre-Caspian Basin, Kazakhstan)," *AAPG Bulletin*, Vol. 94, No. 9, pp. 1313-134, 2010.
- [3]. Hollis C., "Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian–Turonian of the Arabian Plate," *Petroleum Geoscience*, Vol. 17, No. 3, pp. 223-241, 2011.
- [4]. Rustichelli A., Tondi E., Agosta F., Di Celma C. and Giorgioni M., "Sedimentologic and diagenetic controls on pore-network characteristics of Oligocene–Miocene ramp carbonates (Majella Mountain, central Italy)," *AAPG Bulletin*, Vol. 97, No 3, pp. 487-524, 2013.
- [5]. Moore C. H. and Wade W. J., "Carbonate reservoirs: porosity, evolution & diagenesis in a sequence stratigraphic framework: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework," Second edition, Elsevier. P. 369, 2013.
- [6]. Lucia F. J., "Carbonate reservoir characterization: an integrated approach," Springer, Berlin. New York, p. 336, 2007.
- [7]. Lucia F. J., "Carbonate reservoir characterization," Berlin: Springer, 1999.
- [۸]. چهارزی ع.، توصیف جامع کمی و کیفی مخزن فهلیان در میدان درود، پایان نامه دکتری تخصصی، دانشگاه تهران، ایران، ۱۳۹۰.
- [۹]. حسینزاده س.، مدل سازی سه بعدی اندازه شعاع گلوگاه تخلخل با تلفیق داده های مغزه، لاگ و لرزه، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه خوارزمی، ایران، ۱۳۹۶.
- [10]. Gomez J. S., "Carbonate reservoir Rock Typing-the Link between Geology and SCAL," *Society of Petroleum Engineers*, 118284, 2008.
- [11]. Lønøy A., "Making sense of carbonate pore systems," *AAPG Bulletin*, Vol. 90, pp. 1381–405, 2006.
- [12]. Lucia F. J., "Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization," *AAPG Bulletin*, Vol. 79, pp. 1275–300, 1995.
- [13]. Lucia F. J., "Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space," *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 35, pp. 629-637, 1983.

- [14]. Elf Exploration Production, "Iran Dorood INT-3G study, Geo-lab analysis of well KG-18," by Vieban, F., P. Masse and C. Maza, ref, EP/T/GGC/ORI/R-
- [15]. Gunter G. W., Spain D. R., Viro E. J., Thomas J. B., Potter G. and Williams G., "Winland pore throat prediction method - a proper retrospect : new examples from carbonats and complex systems," SPWLA 55th Annual Logging Symposium, 18- 22 May, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2014.
- [16]. Ebanks Jr W. J., "Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects," AAPG (Am. Assoc.Pet. Geol.) Bull; (United States), Vol. 71, (CONF-870606-), 1987.
- [17]. Hearn C. L., Ebanks Jr, W. J., Tye R. S. and Ranganathan V., "Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field," Wyoming. Journal of Petroleum Technology, Vol. 36, No. 08, pp. 1-335, 1984.
- [18]. 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," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Enginee, 1993.
- [19]. Gunter G. W., D. R. Spain, E. J. Viro, J. B. Thomas, G. Potter and J. Williams, "Winland pore throat prediction method-a proper retrospect: new examples from carbonates and complex systems," In SPWLA 55th Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2014.
- [20]. Chekani M. and Kharrat R., "An integrated reservoir characterization analysis in a carbonate reservoir," A Case Study, Petroleum Science and Technology, Vol. 30, No. 14, pp. 1468-1485, 2012.
- [21]. Anselmetti F. S. and Eberli G. P., "Velocity deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs", AAPG Bulletin, Vol. 83, pp. 450-466, 1999.
- [۲۲]. قره‌چلو س.، کدخدایی ع.، امینی ع.، سهرابی س.، تعیین نوع منافذ در مخزن آسماری با استفاده از نگاره انحراف سرعت و تشدید مغناطیس هسته‌ای (NMR) در یکی از میداین جنوب غرب ایران، پژوهش نفت، شماره ۸۲، ص ۱۵-۳۱، ۱۳۹۴.
- [۲۳]. رضایی م.، چهارزی ع.، اصول برداشت و تفسیر نگاره‌های چاه یمایی، چاپ اول، انتشارات دانشگاه تهران، ۱۳۸۵.
- [24]. Blienfick D. M. and Kaldi J. G., "Pore geometry: control on reservoir properties, Walker Creek Field, Columbia and Lafayette Couties, Arkansas," Am. Assoc. Petrol. Geool, Vol. 80, pp. 1027-1044, 1996.
- [25]. Leverett M. C., "Capillary behavior in porous solids", Trans. of AIME., Vol. 142, pp. 52-69, 1941.
- [26]. Purcell W. R., "Capillary pressures—their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom", J Pet Technol, Vol. 1, No. 2, pp.39-48, SPE-949039-G, 1949.
- [27]. Washburn E. W., "Note on a method of determining the distribution of pore size in a porous material," Proceeding of the National Academy of Science, Vol. 7, pp. 115-116, 1921.
- [28]. Dullien F. A. L. and Dhawan G. K., "Characterization of pore structure by combination of quantitative photomicrography and mercury porosimetry," J. Collide and Interface Sci., Vol. 49, pp. 337-349, 1974.
- [29]. Choquette P. W. and Pray L. C., "Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates," AAPG Bulletin, Vol. 54, pp. 207-50, 1970.
- [30]. Dunham R. J., "Classification of carbonate rocks according to depositional texture," AAPG Mem. Vol. 1, pp. 108-121, 1962.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2019(April-May), Vol. 29, No. 104, 25-29

DOI: 10.22078/pr.2018.3372.2549

Investigating the Role Pore Type and Pore Throat Size Radius in Determining the Flow Units using the Velocity Deviation Log and Core Data in Dorood Oilfield, Fahliyan Formation

Mohammad Derafshi¹, Hossein Rahimpour Bonab,¹ Ali Kadkhodaie² and Amir Ahmadi³

1. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

2. Department of Geology, Faculty of Natural Sciences, University of Tabriz, Iran

3. Iranian Offshore Oil Company (IOOC), Tehran, Iran

rahimpor@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.3372.2549

Received: April/24/2018

Accepted: September/29/2018

INTRODUCTION

Petrophysical rock type is a part of a reservoir that has similar geological and engineering characteristics [1]. To illustrate the petrophysical characteristics of realistic three-dimensional images, these features must be combined with geological features. Accordingly, the pore size distribution controls the permeability and saturation, which is associated with geological processes. It is important to relate these processes in carbonate rocks to the distribution of pore size, to determine that, which pore types belong to which pores (Interparticle, Interconnected Vuggy and non-connected). Each group of these pores has a different type of distribution size and the interrelation among pores. These parameters are

controlled by many of the properties of fluid flow in the reservoir under the influence of geological processes (texture and diagenesis). Therefore, these two parameters are the link between engineering and geological characteristics of the reservoir rock [2]. The determination of reservoir rock types using these parameters is an important method for quantitatively determining the reservoir heterogeneity.

DATA AND STUDY METHOD

Data which used in this study include Sonic, Density, and Neutron logs for five wells (KG17, KG18, KG19, D101P, D103WI) and core data for three wells (KG18, D101, D103). This data includes 509 thin sections in three wells, 978

samples with porosity and permeable analysis, and 194 samples of core mercury injection in two samples (D101, D103). In this Study, three methods including flow zone indicator, Winland and Discrete rock types (DRT) approaches were used to determine the petrophysical rock type. It should be mentioned that pore types and pore size distribution are calculated by the velocity deviation log and Mercury injection curve (MICP) respectively. The thin sections are also used as a part of the actual subsurface reservoir information for calibrating the type and size of the pores.

RESULTS AND DISCUSSION
DETERMINATION OF PETROPHYSICAL ROCK TYPE

FLOW ZONE INDICATOR

A flow unit is part of a reservoir that is continuously and vertically connected and has similar properties of porosity and permeability

[3]. These units are traceable and predictable and with the rest of the reservoir volume, in terms of geological and petrophysical properties affecting the flow of fluid, is constant in each unit [4]. These units are traceable and predictable, and with the rest of the reservoir volume, the geological and petrophysical properties affecting the flow of fluid are similar in each unit [4].

WINLAND METHOD

There is an empirical relationship among porosity, permeability and pore throat size, which allows the classification of data and the quality of the reservoir based on the pore throat size [5].

DISCRETE ROCK TYPES

As FZI are continuous variables, the FZI continuous variable can be converted to a discontinuous variable using the DRT equation. In this case, the samples are classified into separate categories [6]. The average porosity and permeability results in each method for all data are shown in Table 1.

Table 1: Average porosity and permeability for total data.

Rock Type. No	Methods of determination petrophysical rocky type					
	FZI		DRT		R35	
	Avg Porosity	Avg Permeability	Avg Porosity	Avg Permeability	Avg Porosity	Avg Permeability
1	0.13	0.41	0.12	0.14	0.13	0.39
2	0.13	2.24	0.13	0.58	0.14	2.73
3	0.17	26.24	0.17	39.51	0.20	102.41
4	0.20	176.43	0.20	300.97	0.20	602.79
5	0.18	638.57	0.17	838.45	–	–

VELOCITY DEVIATION LOG

The velocity deviation log is an artificial log that combines the porosity log (Neutron, Density, and Sonic) [7]. In this study, based on the velocity deviation log, two types of positive and zero velocity deviation based on Density and Sonic data are calculated: (1) positive velocity deviation in Fahlian Formation due to the presence of Moldic, Interconnected vuggs and (2) Intraparticle resulting from the processes of dissolution and sedimentation. The zero velocity deviation in this formation is due to the Interparticle, Intercrystalline, and the Microporosity found inside the Mud-Facies. The zero velocity deviation in the Mid-Yamama section and positive velocity deviations are often seen in the Manifa section of this Formation.

DETERMINATION OF THE DISTRIBUTION AND PORE THROAT SIZE USING THE MICP DATA

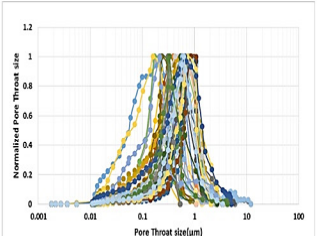
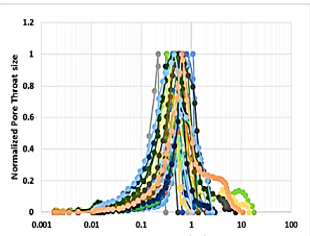
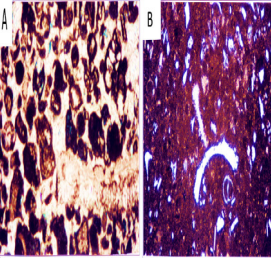
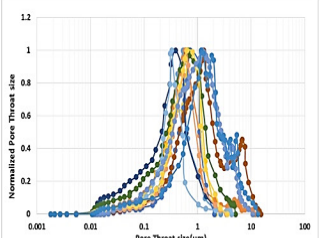
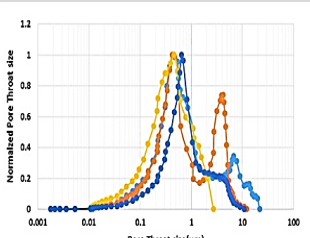
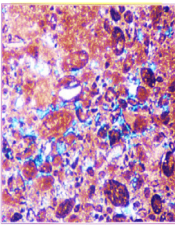
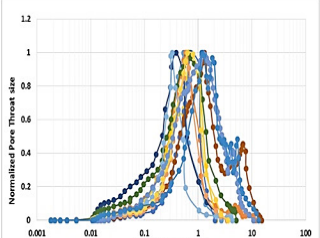
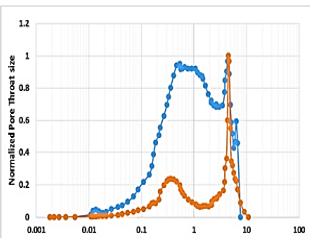
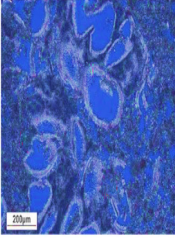
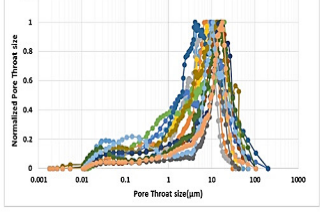
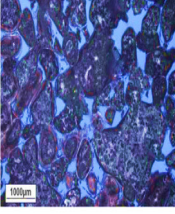
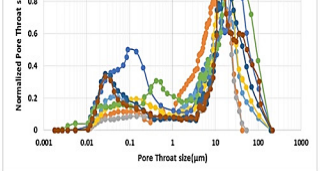
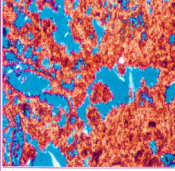
Washburne was the first person who used the mercury injection method (as a laboratory method) for estimating the pore throat size in porous rocks [8]. Dispersion the pore sizes in the rock using the mercury injection data. This distribution is presented in a graphic

form, which includes the normalized pore throat size distribution versus pore throat size. These are very valuable for future studies of structural properties, pore network quality, and heterogeneity of reservoir rock, especially in carbonate rocks, because diagenesis processes can affect the mentioned cases extremely [9]. The results of the whole process are shown in Table 2.

CONCLUSION

The results of this study make the separation of five hydraulic flow units by the flow zone indicator method. Flow units 3, 4 and 5 are respectively the best flow units seen in the Manifa section. According to the velocity deviation log, the pore type in five wells of the Dorood (Fahlian Formation) is divided into six pore types, of which three types are Microporosity, Intraparticle, and Intercrystalline in the middle part of Yamama, and three type Moldic, Interconnected Vuggy Interparticle are in the Manifa section which is the best reservoir of Fahlian Formation. Moreover, pore throat size using the Washburn equation indicates an increase in the pore throat size in units 4 and 5.

Table 2: Overall results obtained from the Flow Zone Indicator Method, Velocity Deviation log and pore Throat size with thin sections.

PRT	VDL	Distribution of pore throat size in well 101P	Distribution of pore throat size in well 103WI	Thin section Photomicrographs
HFU1	Microporosity (- 400 to 400), Avg (40) Interparticle (750 to 1500), Avg(1200)			
HFU2	Interparticle (-200 to 450), Avg (250) Intercrystalline (-50 to 500), Avg (400)			
HFU3	Moldic (600 to 1400), Avg (750) Intercrystalline (-50 to 500), Avg (400)			
HFU4	Interparticle (-200 to 450), Avg (250)			
HFU5	Interconnected Vuggy (500-700), Avg (550)			

REFERENCES

- [1]. Chehrazi A., Rezaee R. and Rahimpour H., "*Pore-Facies as a tool for incorporation of small scale dynamic information in integrated reservoir studies,*" Geophysics and Engineering, Vol. 8, pp. 202-224, 2011.
- [2]. Lucia F. J., "*Carbonate reservoir characterization: an integrated approach,*" Springer, Berlin. New York, p. 336, 2007.
- [3]. Ebanks Jr W. J., "*Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects,*" AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull; (United States), Vol. 71, (CONF-870606-), 1987.
- [4]. Hearn C. L., Ebanks Jr, W. J., Tye R. S. and Ranganathan V., "*Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field,*" Wyoming. Journal of Petroleum Technology, Vol. 36, No. 08, pp. 1-335, 1984.
- [5]. Gunter G. W., D. R. Spain, E. J. Viro, J. B. Thomas, G. Potter and J. Williams, "*Winland pore throat prediction method-a proper retrospect: new examples from carbonates and complex systems,*" In SPWLA 55th Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2014.
- [6]. Chekani M. and Kharrat R., "*An integrated reservoir characterization analysis in a carbonate reservoir,*" A Case Study, Petroleum Science and Technology, Vol. 30, No. 14, pp. 1468-1485, 2012.
- [7]. Anselmetti F. S. and Eberli G. P., "*Velocity deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs,*" AAPG Bulletin, Vol. 83, pp. 450-466, 1999.
- [8]. Washburn E. W., "*Note on a method of determining the distribution of pore size in a porous material,*" Proceeding of the national academy of science, Vol. 7, pp. 115-116, 1921.
- [9]. Dullien F. A. L. and Dhawan G. K., "*Characterization of pore structure by combination of quantitative photomicrography and mercury porosimetry,*" J. Colloid and Interface Sci, Vol. 49, pp. 337-349, 1974.