تعیین گونه‌های سنگی مخزنی بر مبنای داده‌های پتروفیزیکی و آنالیز ویژه مغزه در یکی از مخازن کربناته خلیج فارس

مهدی امیرسرداری
دانشگاه خوارزمی، دانشکدهٔ علوم زمین

دریافت ۹۹/۰۶/۰۵ پذیرش ۹۹/۱۲/۰۲

چکیده

یکی از مهم‌ترین مراحل بررسی مخازن هیدروکربوری تعیین گونه‌های سنگی است. تعیین نوع سنگ مخزن یا بر مبنای گروه‌بندی مشخصات لیتولوژی، پتروفیزیکی و زمین‌شناسی سنگ مخزن انجام می‌شود و یا بر اساس خواص دینامیک و عبوردهی سیالات در واحدهای سنگی انجام می‌شود. روش اول بیش‌تر به‌وسیلهٔ زمین‌شناسان و متخصصان مربوط به ساخت مدل‌های ریزدانه‌ای زمین‌شناسی پذیرفته شده است حال آن‌که مهندسان مخزن بیش‌تر با تکیه بر اساس رفتار جریان سیال این تقسیم‌بندی را انجام می‌دهند. به‌عبارت دیگر تقسیم‌بندی سنگ مخزنی وابسته به پارامترهای مختلفی نظیر ماتریس سنگ، نوع حفره‌ها، تخلخل، تراوایی، توزیع سایز گلوگاه حفره‌ها و فشار مویینگی است. در این مقاله، به‌صورت یک‌پارچه همهٔ اطلاعات مغزه اعم از داده‌های استاتیکی و دینامیکی و هم‌چنین نتایج تفسیر داده‌های نمودارگیری به‌منظور تعیین گونه‌های سنگی در یکی از مخازن کربناته در خلیج فارس استفاده شده است. در این پژوهش از تطابق داده‌های اشباع آب به‌دست آمده از آنالیز ویژه مغزه و تفاسیر پتروفیزیکی به‌منظور تعیین دقیق‌تر گونه‌های سنگی، استفاده شده است.

واژه‌های کلیدی: مخازن کربناته، گونه‌های سنگی، اشباع آب، فشار موئینگی، توزیع اندازه گلوگاه‌های حفره‌ای

مقدمه

یکی از مهم‌ترین مراحل بررسی مخازن هیدروکربوری تعیین گونه‌های سنگی[1] است. برای تعیین گونه سنگ مخزن پارامترهای مختلفی تأثیرگذارند. به‌طور مثال در سنگ‌های مخزنی که دارای مقادیر اشباع آب یا تخلخل یا تراوایی نزدیک به یک‌دیگر باشند، هر یک می‌توانند به‌نوعی از طبقه‌بندی سنگ مخزن منجر شوند. به‌طورکلی یک نوع سنگ استاتیک[2]، به واحد سنگی[3] اطلاق می‌شود که با یک فرآیند رسوبی و دیاژنزی مشابه مشخص شده و دارای یک رابطهٔ واحد بین تخلخل و تراوایی و یک منحنی فشار مویینه به‌ازای یک ترشوندگی خاص است.

تعیین گونه سنگ مخزن یا بر مبنای گروه‌بندی مشخصات لیتولوژی، پتروفیزیکی و زمین‌شناسی سنگ مخزن انجام می‌شود و یا بر اساس خواص دینامیک و عبوردهی سیالات در واحدهای سنگی انجام می‌شود. روش اول بیش‌تر به‌وسیلهٔ متخصصان مربوط به ساخت مدل‌های ریز دانه ای زمین‌شناسی[4] پذیرفته شده حال آن‌که تعیین گونه‌ها با در نظر گرفتن رفتار جریان سیال نیز ضروری است. به‌عبارت دیگر تقسیم‌بندی سنگ مخزنی وابسته به پارامترهای مختلفی نظیر فابریک سنگ، نوع حفره‌ها، تخلخل، تراوایی، توزیع سایز گلوگاه حفره‌ها و فشار مویینه است[۱]، [۲]،

***نویسنده مسئول:** m.amirsardari@aut.ac.ir

1. Rock types
2. Static Rock Type
3. Rock Unit
4. Static Model

[۳]، [۴]. هم‌چنین از آن‌جاکه رفتار دینامیکی واحدهای سنگی برآیند فرآیند رفتار جزیی سیال در مقیاس منافذ است، بنابراین تقسیم‌بندی نوع سنگ با استفاده از هریک از این روش‌ها در حالت ایده‌آل منجر به نتایج نزدیک به‌هم می‌شود.

روش‌های معمول در تعیین نوع سنگ مخزن را می‌توان شامل موارد نظیر رابطه‌بندی بین تخلخل و تراوایی، تقسیم‌بندی بر مبنای فرمول آرچی، تابع بدون بعد Leverret-J Function، روش کیفیت اندیس سنگ-نشان‌گر زون جریانی[۱] (RQI-FZI)، روش گسسته‌سازی[۲] (DRT)، روش Winland R35، روش تقسیم‌بندی سنگ‌های کربناته Lucia دانست.

در این تحقیق، به‌صورت یک‌پارچه داده‌های پتروفیزیکی، آنالیز معمول و ویژه مغزه به‌منظور تعیین گونه‌های سنگی بهینه استفاده می‌شود. از ویژگی‌های مهم این پژوهش، استفاده از تطابق داده‌های اشباع آب به‌دست آمده از تفسیرهای نمودارهای پتروفیزیکی و فشار موئینگی برای تعیین بهینه گونه‌های سنگی است. روش پایه استفاده شده روش RQI-FZI است.

روش پژوهش

در این بخش روش RQI-FZI به‌عنوان روش پایه گونه‌بندی سنگ که در این پژوهش استفاده شده است، شرح داده می‌شود. برخی محققان با تکیه بر اهمیت هندسه حفره‌ها روی جریان سیال، روشی را برای تقسیم‌بندی واحد هیدرولیکی[۳]، بر مبنای شاخص زون جریانی (FZI)، ارائه کردند[۵]، [۶]، [۷]. پایه تئوری این روش بر مبنای مفهوم شعاع هیدرولیکی میانگین[۴] استوار است. بر این اساس سنگ‌هایی با مقادیر یک‌سان FZI دارای شعاع هیدرولیکی میانگین یک‌سان بوده و متعلق به یک واحد جریانی هیدرولیک هستند. میانگین شعاع واحد هیدرولیکی[۵] (r_{mh})، امکان برقراری ارتباط بین تراوایی، تخلخل، فشار مویینه و تغییرات زمین‌شناسی در یک سنگ مخزن را فراهم می‌کند که مقدار آن از نسبت سطح مقطع عرضی به محیط‌تر شونده و طبق رابطهٔ (۱) به‌دست می‌آید:

$$r_{mh} = \pi r^2 / 2\pi r = \frac{r}{2} \qquad (۱)$$

با ترکیب روابطه دارسی و Poiseuille، [۷] رابطهٔ بین تخلخل و تراوایی به‌صورت (۲) به‌دست می‌آید.

$$K = \frac{r^2 \phi_e}{8\tau^2} \qquad (۲)$$

که در این رابطه K تراویی، ϕ_e تخلخل مؤثر و τ ضریب پیچیدگی است. این رابطه ساده بیان می‌دارد که ارتباط بین تخلخل و تراوایی وابسته به شاخصه‌های زمین‌شناسی فضای حفره نظیر سایز حفره‌ها و شکل حفره‌ها است. با استفاده از رابطهٔ ارائه شده به‌وسیلهٔ کوزنی[۶] و کارمن[۷] رابطهٔ (۲) به‌صورت (۳) تغییر می‌کند[۸]، [۹].

$$K = \frac{r^2 \phi_e}{8\tau^2} = \frac{\phi_e}{2\tau^2}\left(\frac{r}{2}\right)^2 = \frac{\phi_e r_{mh}^2}{2\tau^2} \qquad (۳)$$

با تعریف شعاع هیدرولیکی میانگین به‌صورت مساحت سطحی به‌ازای حجم دانه واحد[۸] (s_{gv}) داریم:

$$r_{mh} = 1 / s_{gv} \left[\frac{\phi_e}{1-\phi_e}\right] \qquad (۴)$$

1. Rock Quality Index-Flow Zone Indicator
2. Discrete Rock Type
3. Hydraulic Unit
4. Average Hydraulic Radius
5. Mean Hydraulic Flow Radius
6. Kozeny
7. Carmen
8. Unit Grain Volume

با استفاده از رابطهٔ (***Error! Reference source not found.***) و جای‌گذاری آن در رابطهٔ (***Error! Reference source not found.***)، داریم:

$$K = \frac{\square_e^3}{(1-\square_e)^2}\left[\frac{1}{F_s\tau^2 S_{gv}}\right] \quad (۵)$$

که در این رابطه $F_s\tau^2$ ثابت Kozeny است. با تقسیم طرفین بر ϕ و جذر گرفتن از طرفین داریم:

$$\sqrt{K/\phi_e} = \frac{\phi_e}{1-\phi_e}\left[\frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}}\right] \quad (۶)$$

به‌منظور ساده‌سازی آنالیز گرافیکی دو پارامتر شاخص کیفیت سنگ و نسبت حجم حفره به حجم دانه (ϕ_Z) به‌صورت (۷) به‌وسیلهٔ الاجمی[1] و هولدیچ[2] تعریف شد[۱۰].

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \quad (۷)$$

$$RQI = \sqrt{K/\phi_z}$$

بنابراین نشان‌گر زون جریانی با استفاده از روابط (۸) و (۹) با شاخص کیفیت سنگ مرتبط می‌شود.

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (۸)$$

$$RQI = FZI * \phi_z \quad (۹)$$

با لگاریتم‌گیری از طرفین عبارت داریم:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad (۱۰)$$

روش گسسته سازی روش دیگری است که در آن رابطه (DRT) با FZI به صورت ذیل تعریف می‌گردد.

$$DRT = Round(2\ln(FZI) + 10.6) \quad (۱۱)$$

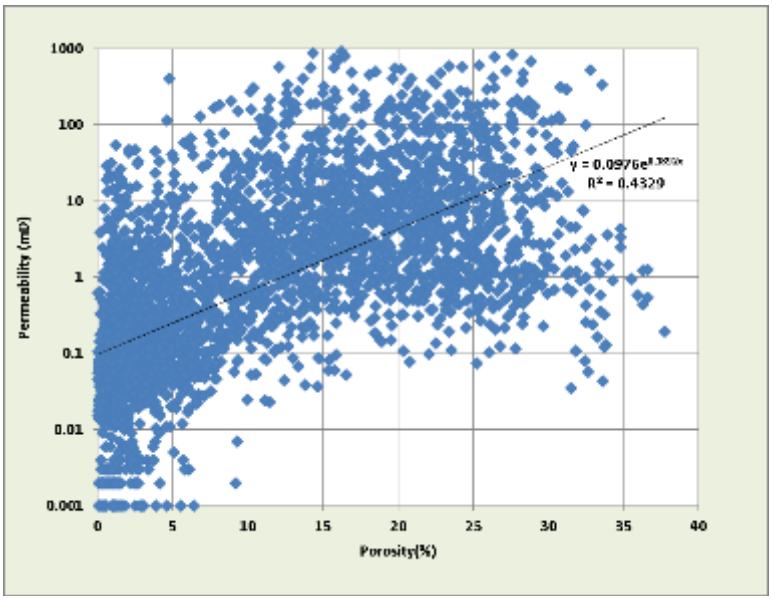
از مزایای این روش می‌توان به در نظر گرفتن مسیر جریان و واحد جریان هیدرولیک در تعیین نوع سنگ مخزن اشاره کرد. به‌صورت خلاصه، فرآیند انجام تعیین گونه‌های سنگی مخزنی در این پژوهش در شکل ۱ نشان داده شده است.

شکل ۱. فرآیند تعیین گونه‌های سنگی مخزنی

1. Al-Ajmi
2. Holditch

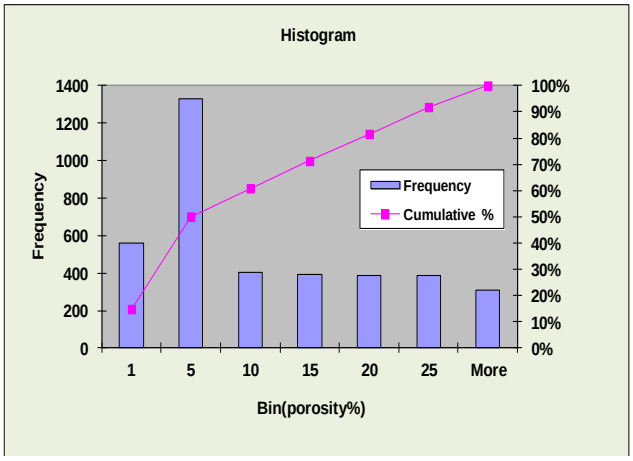
تجزیه و تحلیل داده‌های استفاده شده

در میدان بررسی شده، برای ۵ چاه (W1, W2, W3, W4 and W7) داده‌های آنالیز مغزه موجود است. نمودار تراوایی افقی نسبت به تخلخل در همهٔ داده‌های مغزه در شکل ۲ نشان داده شده است. در این نمودار پراکندگی شدید داده‌ها مشاهده می‌شود که بیان‌گر ناهم‌گونی مخزن و نبود رابطهٔ خطی مناسب میان تراوایی افقی و تخلخل در این مخزن است.



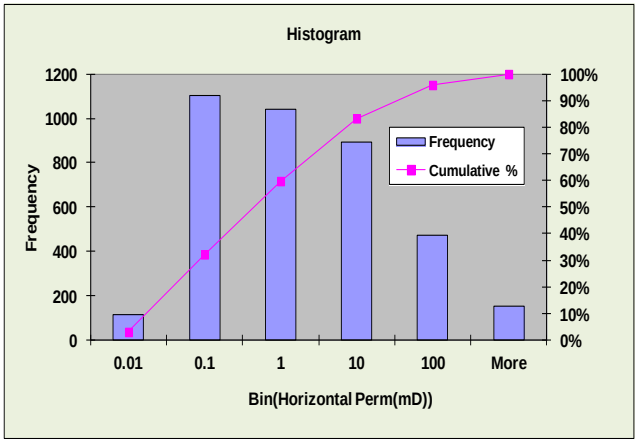
شکل ۲. نمودار تراوایی افقی نسبت به تخلخل

برای بررسی میزان پراکندگی داده‌های تخلخل و تراوایی، نمودار فراوانی با استفاده از اطلاعات موجود رسم شد که در شکل ۳ تا شکل ۵ نشان داده شده است. همان‌گونه که در این شکل‌ها مشاهده می‌شود بیش‌ترین فراوانی تخلخل در بازهٔ ۵ درصد و تراوایی افقی و عمودی در بازهٔ ۰٫۱ میلی دارسی است.

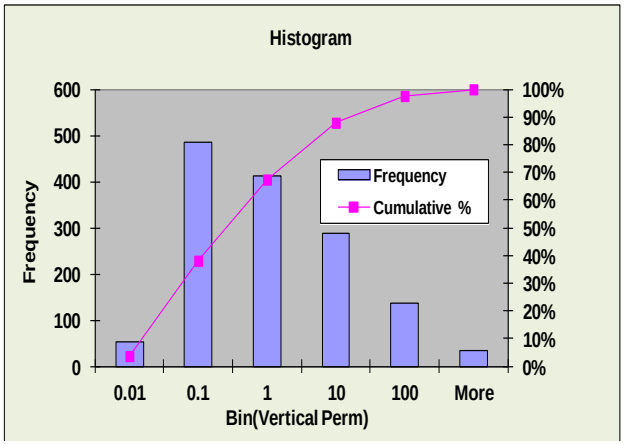


شکل ۳. نمودار فراوانی تخلخل

شاخص مناسب برای تعیین میزان ناهم‌گونی در مخزن، ضریب Dykstra-Parson است[۱۱]. این شاخص میزان ناهمگنی را با استفاده از پراکندگی مقادیر تراوایی ارائه می‌کند. برای یک مخزن همگن، مقدار این ضریب به صفر میل



شکل ۴. نمودار فراوانی تراوایی افقی



شکل ۵. نمودار فراوانی تراوایی عمودی

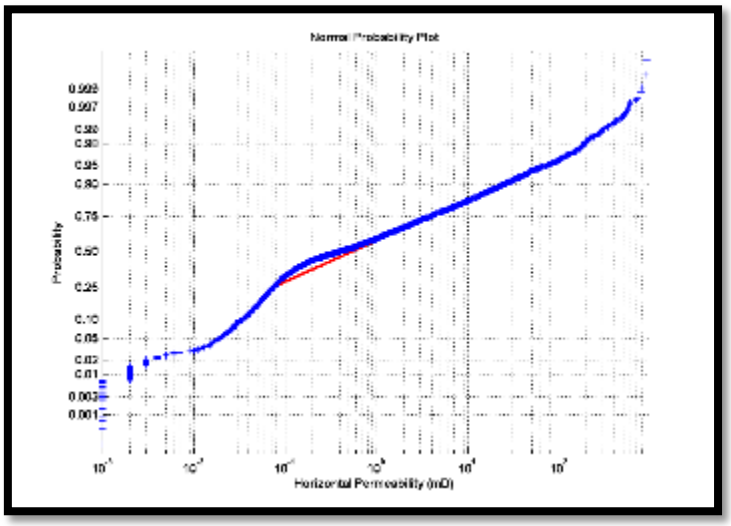
می‌کند، در حالی‌که برای یک مخزن کاملاً ناهمگن مقدار شاخص به یک نزدیک خواهد شد. این شاخص با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$I_{DP} = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}} \qquad (۱۲)$$

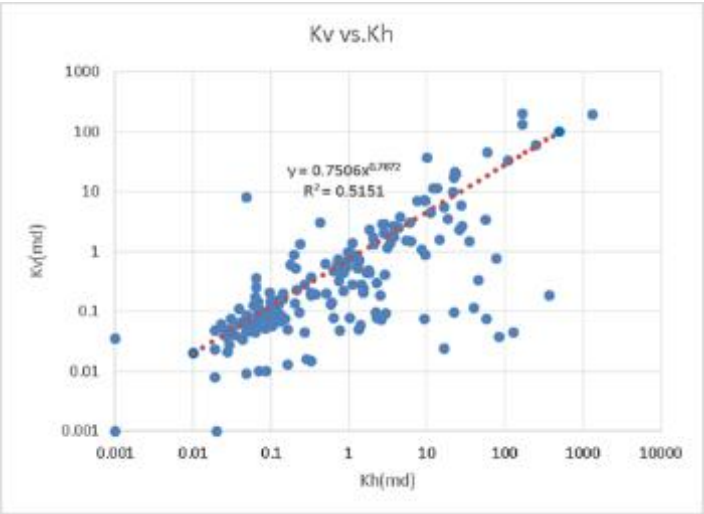
در رابطهٔ (۱۲) K_{50}، تراوایی در احتمال ۵۰ درصد، $K_{84.1}$ تراوایی در احتمال ۸۴/۱ درصدو I_{DP} ضریب Dykstra-Parson است. شکل ۶ نمودار احتمال تراوایی لایه‌های مختلف مخزن را نشان می‌دهد.

شاخص ناهمگنی (I_{DP}) برابر ۰/۹۵ محاسبه شده که بسیار نزدیک به یک است که دلالت بر ناهمگن بودن مخزن بررسی شده است. در این‌جا باید تأکید کرد منظور از ناهمگن بودن، ناهمگنی در جهت عمودی است به‌عبارتی تراوایی مشاهده شده در لایه‌های مختلف میدان پارس جنوبی بازه وسیعی از تغییرات را نشان می‌دهد که در مخازن کربناته معمول است. ارتباط عمودی بین لایه‌ها از میزان تراوائی قائم تعیین می‌شود. شکل ۷ رابطه‌ای نسبتاً مناسب بین تراوایی عمودی و افقی را ارائه می‌کند.

با استفاده از اطلاعات آزمایش‌های CMS همهٔ اطلاعات تخلخل و تراوایی موجود از شرایط سطح به شرایط مخزن تبدیل شد. برای این منظور ابتدا نمودار تخلخل و تراوایی تحت تنش محصور شده در برابر تخلخل و تراوایی در فشار محیط رسم شد که در شکل ۸ نشان داده شده است. در مرحلهٔ بعد با استفاده از معادله خطوط به‌دست آمده از شیب



شکل ۶. Probability Plot برای مقادیر تراوایی در مخزن



شکل ۷. رابطهٔ تراوایی افقی و عمودی

این خطوط، دو معادله برای تخلخل و تراوایی به‌دست آمد که در شکل ۹ نشان داده شده است (روابط ۱۴ و ۱۵). با استفاده از این روابط، همهٔ اطلاعات موجود تصحیح شد. برای محاسبه فشار محصور[1] از رابطهٔ (۱۳) استفاده شده است [۷].

$$\sigma' = \frac{1+\vartheta}{3(1-\vartheta)}(\sigma_\vartheta - \alpha P_0) \qquad (۱۳)$$

که در آن:

$$\sigma_v = \rho_v g h_g + \rho_w g h_w$$
$$\rho_v = \rho_g(1-\varphi)$$
$$h_g = h_c - h_w$$

که در آن: σ' فشار محصور (bara)، ϑ مدول پواسون معدل ۰/۲۵، σ_ϑ تنش عمودی (bara)، ρ_v میانگین دانسیته سنگ روباره (kg/m^3)، ρ_g میانگین دانسیته دانه معادل ۲۷۷۰ (kg/m)، φ تخلخل میانگین معادل ۰/۱۵، g شتاب

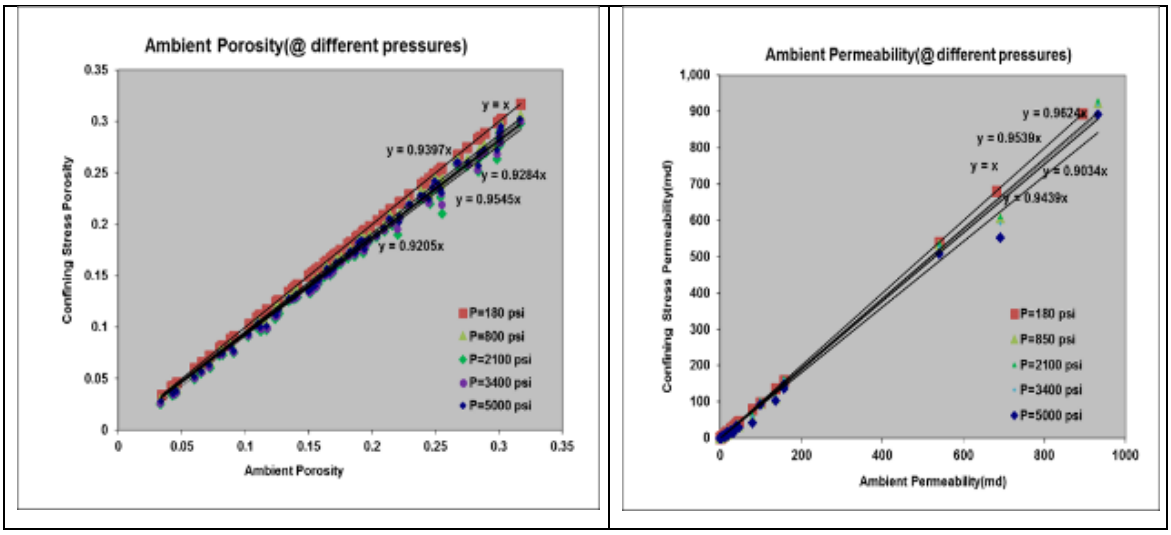
1. Hydrostatic Confining Pressure

گرانش معدل ۱۰ (m/s^2)، h_g عمق میانگین روباره (m)، h_c عمق میانگین مغزه (mTVDss)، h_w عمق میانگین دریا (m)، ρ_w دانسیته آب معدل ۱۰۰۰ (kg/m^3)، α ضریب بایوت[1] معدل ۱، P_0 میانگین فشار منفذی معادل ۳۷۱ (bara).

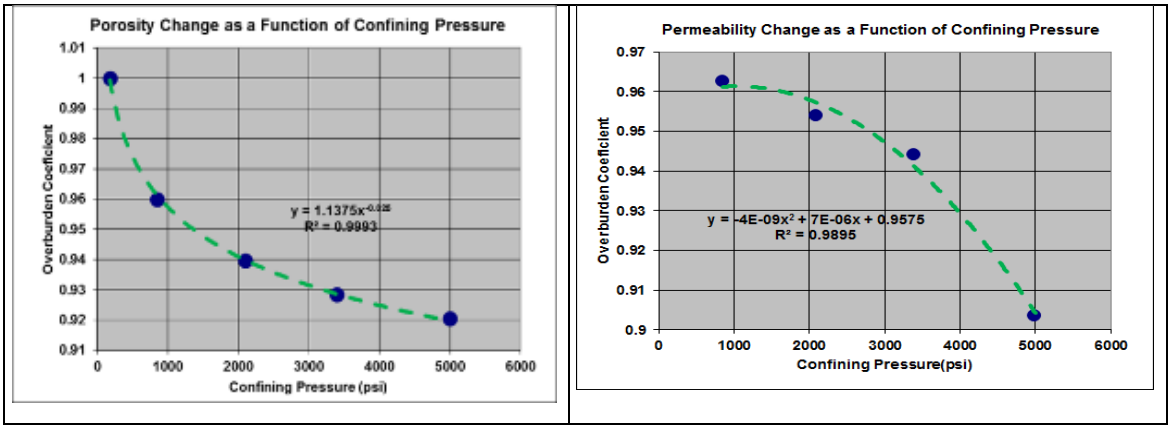
$$Porosity\ Coefficient = 1.137\sigma'^{-0.025} \quad (۱۴)$$

$$Permeability\ Coefficient = 4 \times 10^{-9}\sigma'^{2} + 7 \times 10^{-6}\sigma' + 0.9575 \quad (۱۵)$$

با در نظر گرفتن عمق میانگین مخزن معادل ۲۹۱۶ mTVDSS، فشار محصور حدود ۲۵۰۰ Psi است. با قرار دادن این فشار در معادلات ۱۴ و ۱۵ به‌دست آمده، ضرایب تصحیح تخلخل و تراوایی به‌ترتیب برابر ۰/۹۳ و ۰/۹۵ است.



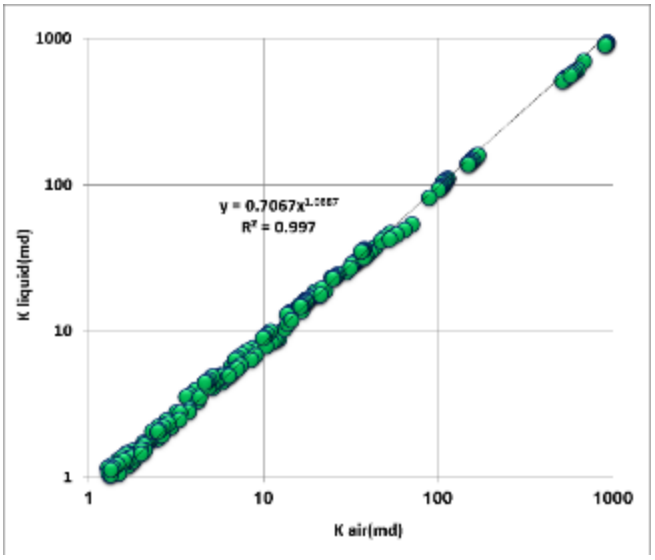
شکل ۸. نمودار تخلخل و تراوایی در فشارهای محصور مختلف



شکل ۹. رابطه تغییرات تخلخل و تراوایی با فشار

در این مرحله به‌منظور تبدیل همهٔ داده‌ها تراوایی هوا به تراوایی مایع، رابطهٔ تراوایی هوا به حالت مایع با استفاده از آزمایش‌های Klinkenberg محاسبه شد که در شکل ۱۰ نشان داده شده است.

1. Biot factor



شکل ۱۰. رابطهٔ تراوایی مایع به تراویی هوا

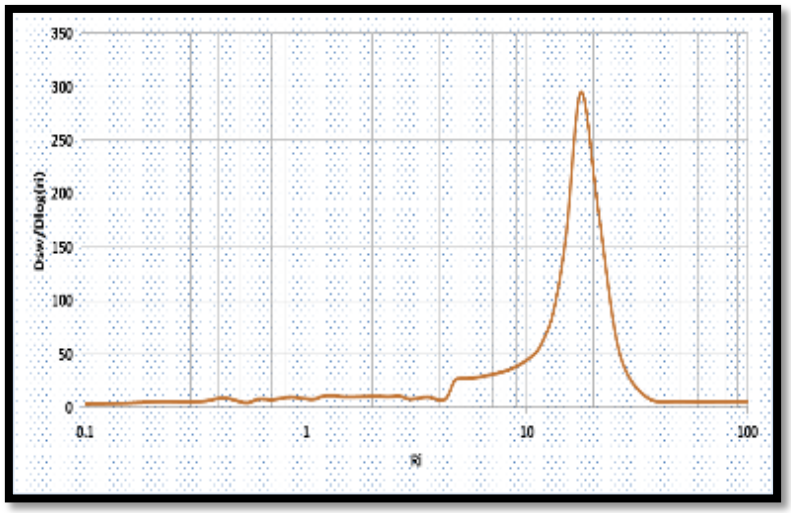
نتایج و ارزیابی

تعیین خواص سنگ مخزن عبارت است از طبقه‌بندی سنگ مخزن به واحدهای مجزا، به‌طوری که هر واحد تحت شرایط زمین‌شناسی مشابه تشکیل شده باشد و فرایندهای دگرگونی مشابه بر آن اثر کرده باشد [۱۲]. اگر این طبقه‌بندی به درستی انجام گرفته باشد، هر نوع مشخص از سنگ را می‌توان با یک رابطهٔ واحد تراوایی- تخلخل، رفتار فشار موئینگی و یک دسته منحنی تراوایی نسبی توصیف کرد [۱۳]. شایان ذکر است که طبقه‌بندی سنگ مخزن در این مخزن با میزان ناهمگنی زیاد کاری بسیار مشکل و پیچیده است که در این پژوهش سعی بر آن است که با استفاده از اطلاعات موجود نتایج مورد قبولی به‌دست آید. چنان‌که در بخش اول اشاره شد، روش‌های متعددی برای تعیین خواص سنگ به‌صورت کمی ارائه شده است. در این پژوهش از مفهوم اندیس کیفیت سنگ استفاده شده است. اندازه و پراکندگی گلوگاه‌های حفره‌ای در سنگ مخزن مستقیماً بر رفتار فشار موئینه تأثیرگذار است. رفتار فشار مویینه نیز به نوبهٔ خود بر رفتار جریانی مخزن اثرگذار است. اطلاعات تزریق جیوه برای تعیین توزیع اندازه گلوگاه‌های حفره‌ای[1] به‌کار می‌روند.

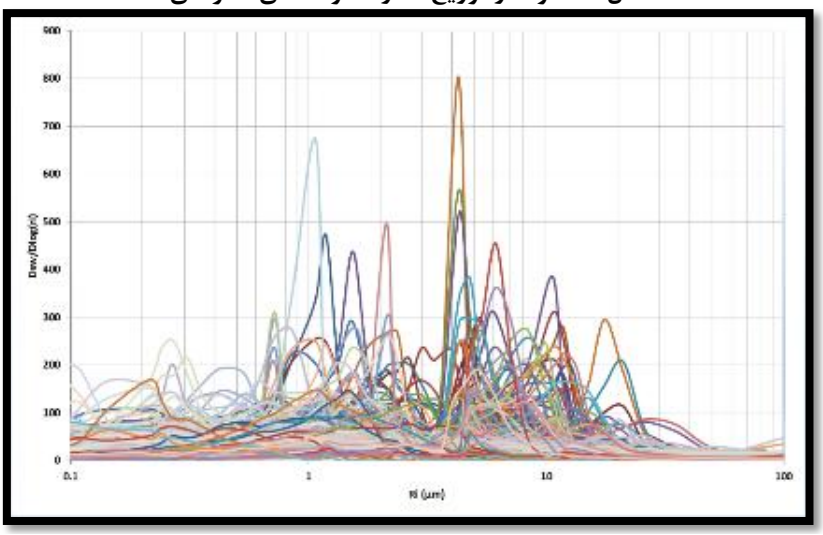
هدف از تعیین توزیع اندازه گلوگاه‌های حفره‌ای، بررسی انواع پراکندگی و طبقه‌بندی این اطلاعات است. نمودارهای توزیع اندازه گلوگاه‌های حفره‌ای به‌صورت $\frac{ds_{hg}}{d(logr_i)}$ به‌ازای r_i مختلف ترسیم شدند. که در آن $\frac{ds_{hg}}{d(logr_i)}$ تغییرات اشباع جیوه و r_i اندازه گلوگاه‌های حفره‌ای بر حسب میکرومتر است. شکل ۱۱ نمونه‌ای از توزیع اندازه گلوگاه‌های حفره‌ای ترسیم شده را نشان می‌دهد.

شکل ۱۲ نمودار PTSD ۱۰۳ مجموعهٔ داده‌های موجود را نشان می‌دهد. در شکل ۱۳ نمودار فشار موئینگی این داده‌ها در آزمایش تزریق جیوه رسم شده است.

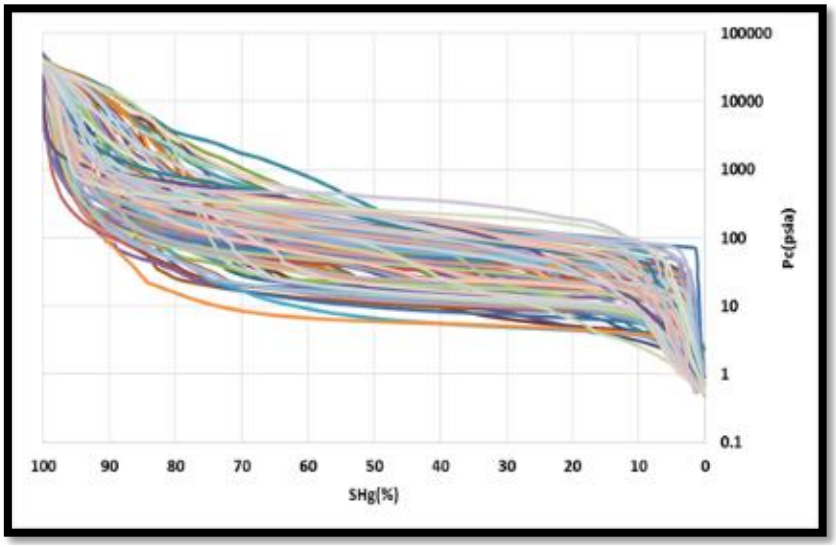
1 Pore Throat Size Distribution (PTSD)



شکل ۱۱. نمونه از توزیع اندازه گلوگاه‌های حفره ای



شکل ۱۲. نمودار PTSD نمونه‌های موجود برای آزمایش تزریق جیوه



شکل ۱۳. منحنی‌های فشار مویینگی نمونه‌های موجود در آزمایش تزریق جیوه

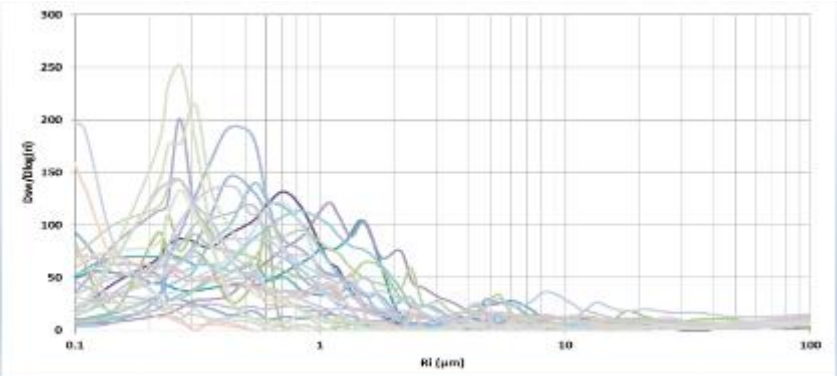
نمودارهای توزیع گلوگاه‌های حفره‌ای پراکندگی گسترده‌ای چه به لحاظ شکل نمودار یعنی تعداد مد و چه به لحاظ اندازهٔ r_{peak} در داده‌ها نشان می‌دهند. نتایج نشان می‌دهد که شاخص r_{peak} را می‌توان به‌خوبی برای دسته‌بندی نمودارهای فشار موئینگی به‌کار گرفت. r_{peak} عبارت است از نقطهٔ عطف منحنی تجمعی حجم جیوه در مقابل اندازه گلوگاه‌ها که در منحنی PSTD خود را به‌صورت قله نشان می‌دهد. به لحاظ فیزیکی این پارامتر نشان‌دهندهٔ اندازهٔ گلوگاه حفره‌ای است که اندازه گلوگاه حفره‌ای است که اولین مسیر حفره‌هایی که با هم در ارتباط هستند را تکمیل می‌کند.

از آن‌جاکه r_{peak} پارامتری قابل پیش‌بینی در مقیاس مخزن نیست، تلاش شد رابطه‌ای برای پیش‌بینی r_{peak} براساس پارمترهای متعارف مخزنی توسعه داده شود. بیش‌ترین هم‌بستگی بین r_{peak} و RQI وجود دارد. بر همین اساس پنج گروه پتروفیزیکی[1] پدیدار شد. این گروه‌ها در جدول ۱ نشان داده شده است. این گروه‌ها به‌گونه‌ای انتخاب شده‌اند که بتوان داده‌های تزریق جیوه را بر اساس آنها جدا کرد. مقادیر RQIهای حدی به‌روش آزمون و خطا و با مشاهدات چشمی برای تقسیم‌بندی مناسب نمودارهای توزیع اندازه گلوگاه‌های حفره‌ای تعیین شدند. در مراحل بعد این پنج گروه پتروفیزیکی به تعداد بیش‌تری تقسیم شده‌اند.

جدول ۱. گروه‌های مختلف پتروفیزیکی بر اساس نمودارهای توزیع گلوگاه‌های حفره‌ای

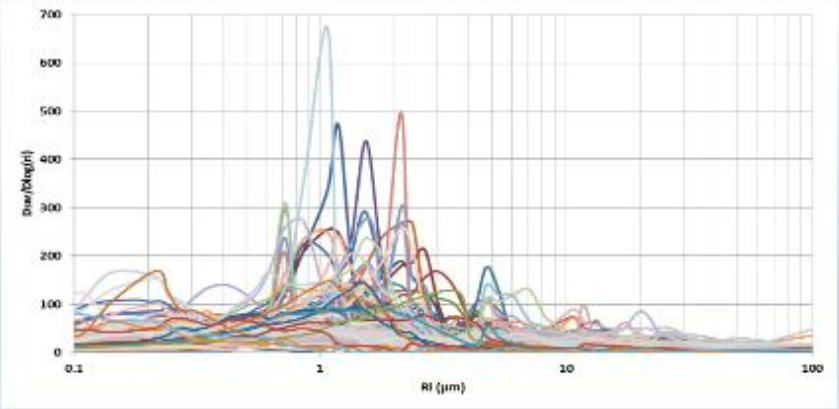
PRT	RQI Range
1	RQI <0.07
2	0.07< RQI < 0.3
3	0.3< RQI < 0.7
4	0.7< RQI < 1.5
5	1.5 < RQI

در شکل ۱۴ تا شکل ۱۸ نمودار PTSD همه گروه‌های پتروفیزیکی نشان داده شده است.

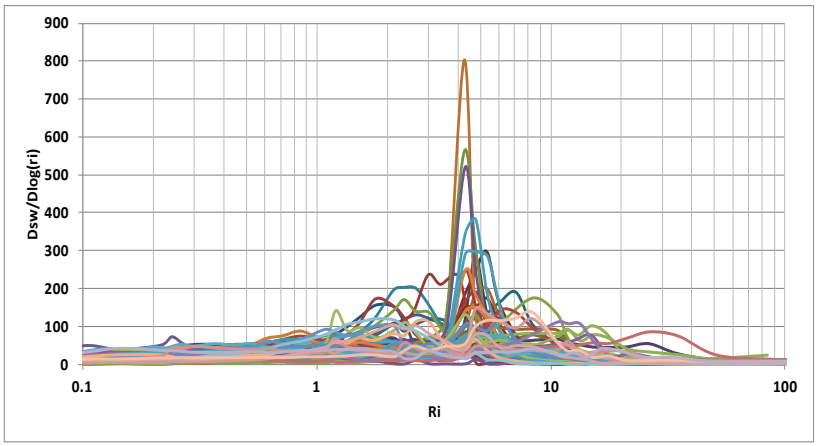


شکل ۱۴. نمودار توزیع گلوگاه‌های حفره‌ای در PRT1

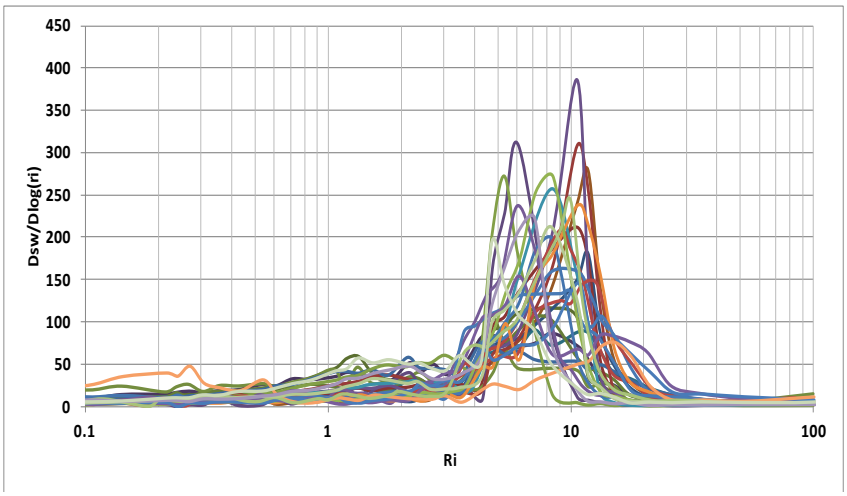
1. Petrophysical Rock Type (PRT)



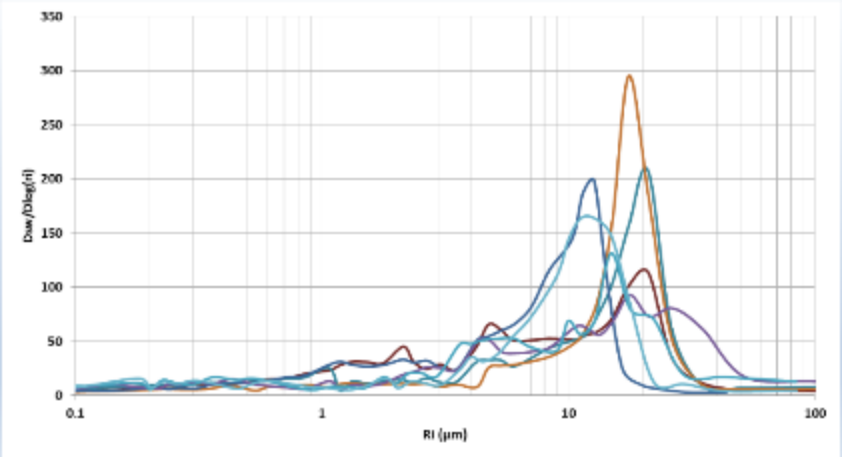
شکل ۱۵. نمودار توزیع گلوگاه‌های حفره‌ای در PRT2



شکل ۱۶. نمودار توزیع گلوگاه‌های حفره‌ای در PRT3

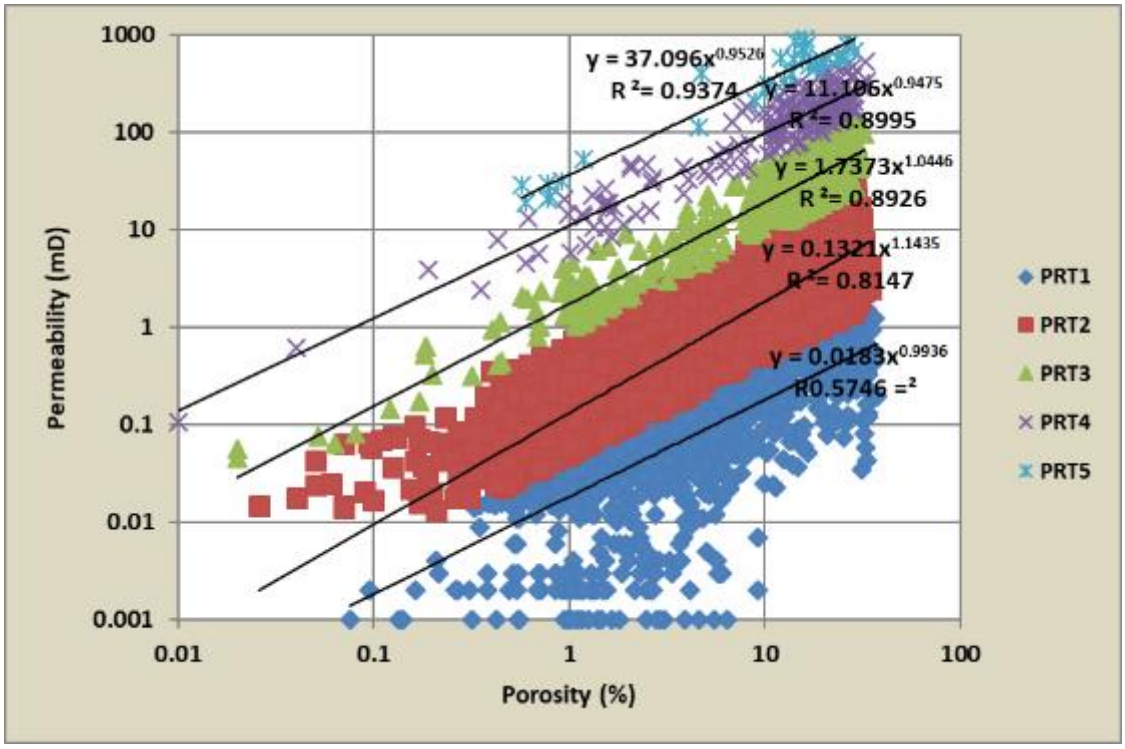


شکل ۱۷. نمودار توزیع گلوگاه‌های حفره‌ای در PRT4



شکل ۱۸. نمودار توزیع گلوگاه‌های حفره‌ای در PRT5

در شکل ۱۹ رابطهٔ تراوایی با تخلخل بر اساس گروه‌های مختلف پتروفیزیکی برای همهٔ داده‌های معمولی مغزه نشان داده شده است.



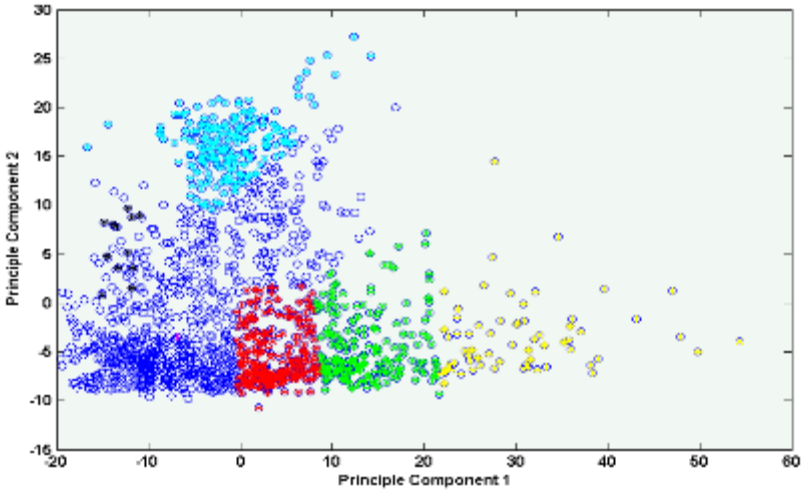
شکل ۱۹. رابطهٔ تراوایی با تخلخل بر اساس PRT برای همهٔ داده‌های معمولی مغزه

به‌منظور تقسیم‌بندی دقیق‌تر گروه‌های پتروفیزیکی با استفاده روش تحلیل مؤلفه‌های اصلی[1] و میانگین-C فازی[2]، با استفاده از داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی، معیاری برای تقسیم‌بندی دقیق‌تر بررسی می‌شود. تحلیل مؤلفه‌های اصلی در تعریف ریاضی، یک تبدیل خطی متعامد است که داده را به دستگاه مختصات جدید می‌برد به‌طوری‌که بزرگ‌ترین واریانس داده روی اولین محور مختصات و دومین واریانس بزرگ‌تر روی دومین محور مختصات قرار

1. Principal Component Analysis (PCA)
2. Fuzzy C-means(FCM)

می‌گیرد. تحلیل مؤلفه‌های اصلی می‌تواند برای کاهش ابعاد داده استفاده شده قرار بگیرد، به این ترتیب مؤلفه‌هایی از مجموعه داده را که بیش‌ترین تأثیر در واریانس را دارند حفظ می‌کند. یکی از رایج ترین روش‌های کلاسترینگ، روش طبقه‌بندی بر اساس روش روش تحلیل مؤلفه‌های اصلی (PCA) و میانگین-C فازی (FCM) است. روش FCM از خانواده‌ی الگوریتم‌های خوشه‌بندی دارای تابع هدف محسوب می‌شود که در آنها هدف حداقل کردن یک تابع است.

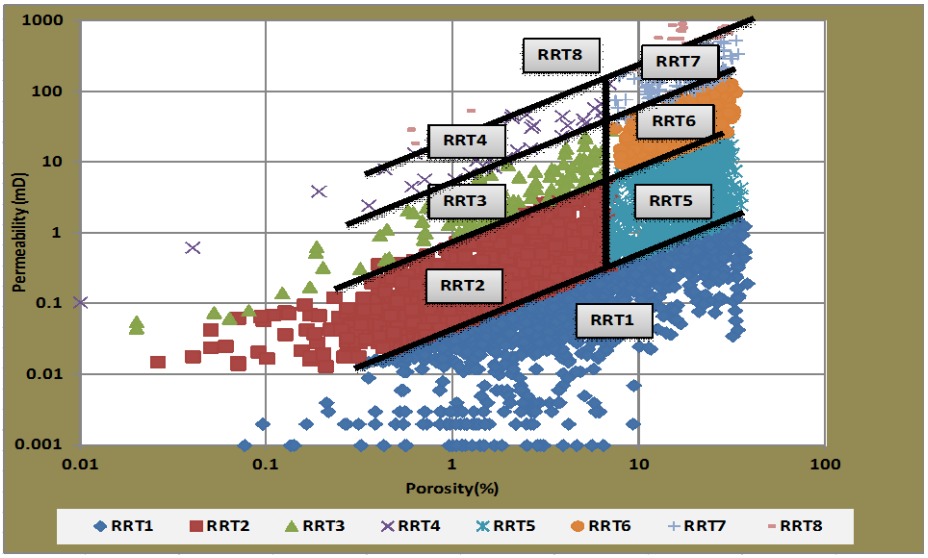
با استفاده از اطلاعات پتروفیزیکی و روش بیان شده چنان‌که در شکل ۲۰ مشاهده می‌شود، ده گروه رخساره الکتریکی تولید شد. روش دسته‌بندی بر اساس لاگ‌های پتروفیزیکی یکی از روش‌های مرسوم در دسته‌بندی اطلاعات مخزنی است که کمک فراوانی به دسته‌بندی سنگ مخزن می‌کند.



شکل ۲۰. گروه‌های رخساره‌های الکتریکی تولید شده با استفاده از روش FCM

به‌دلیل بازه گسترده تخلخل در هر گروه پتروفیزیکی تلاش بر آن شد که این گروه‌بندی به دسته‌های کوچک‌تری تقسیم شود. تبدیل PRTها (گروه‌های پتروفیزیکی) به RRT[1]ها (گروه‌های مخزنی) براساس بررسی رخساره‌های الکتریکی و فشارهای موئینگی انجام پذیرفت، به این‌صورت که با بررسی دسته‌های رخساره‌های الکتریکی تولید شده با روش FCM و میانگین تخلخل در هر دسته و نیز بررسی فشارهای مویینگی هر دسته، تخلخل ۷ درصد مبنای خوبی برای جداسازی گروه‌های پتروفیزیکی است. به بیان دیگر با بررسی اطلاعات هر دسته از رخساره‌های الکتریکی، می‌توان تخلخل هفت درصد را معیاری برای جداسازی اطلاعات در گروه‌های رخساره‌های الکتریکی دانست و با در نظر گرفتن این معیار دسته‌های فشار موئینگی را بهتر تقسیم‌بندی کرد. به‌عبارت دیگر با در نظر گرفتن تخلخل‌های دیگر و مشاهده چشمی تقسیم‌بندی منحنی فشار موئینگی به این نتیجه رسیده شده که تخلخل ۷ درصد می‌تواند جدایش بین منحنی‌های فشار موئینگی را به‌خوبی انجام دهد. چنان‌که در شکل ۲۱ مشخص است نمونه‌هایی که متعلق به یک PRT است در دسته‌های مختلف قرار گرفته‌اند که این باعث رفتارهای گوناگون فشار مویینگی برای هر PRT می‌شود. بنابراین PRTها به زیر بخش‌های RRT تقسیم‌بندی می‌شوند (شکل ۲۱). بر اساس این تقسیم‌بندی پنج گروه PRT به هشت گروه RRT در مخزن تفکیک شد (جدول ۲).

1. Reservoir Rock Type



شکل ۲۱. تقسیم‌بندی داده‌های مغزه براساس RRT

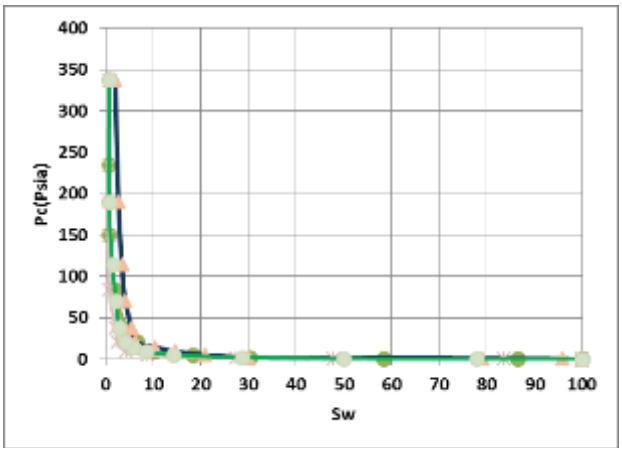
جدول ۲. گروه‌های مختلف مخزنی (RRTs)

RRT	RQI Range	Porosity Range
1	RQI <0.07	All
2	0.07< RQI < 0.3	Phi<0.07
3	0.3< RQI < 0.7	Phi<0.07
4	0.7< RQI < 1.5	Phi<0.07
5	0.07< RQI < 0.3	Phi>0.07
6	0.3< RQI < 0.7	Phi>0.07
7	0.7< RQI < 1.5	Phi>0.07
8	1.5 < RQI	All

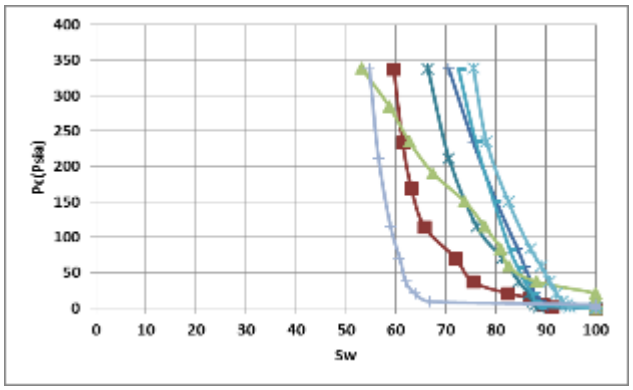
با استفاده از دسته‌های مختلف RQI، فشارهای موئینگی به‌دست آمده از تزریق جیوه به‌راحتی جدا و تقسیم‌بندی شده است. با این وجود، فشار موئینگی که به واقعیت مخزن نزدیک‌تر است، فشار موئینگی حاصل از آزمایش‌های صفحه متخلخل و سانترفیوژ است. شکل ۲۲ و شکل **۲۳** داده‌های فشار مویینگی مربوط به RRTهای شمارهٔ هشت و یک به‌عنوان نمونه نشان داده شده است. پنج گروه PRT موجود به هشت گروه RRT تبدیل شده که پس از تبدیل داده‌های فشار مویینگی از شرایط آزمایشگاهی به شرایط مخزن (جدول ۳)، برای هر نمونه سنگ یک نمودار فشار مویینگی میانگین تهیه شد. در شکل ۲۴ نمودار فشار مویینگی مربوط به هر RRT در حالت Drainage آورده شده است. شایان ذکر است چنان‌که در شکل ۲۵ به‌عنوان نمونه در RRT شماره ۵ دیده می‌شود، به‌دلیل پراکندگی اطلاعات، میانگین فشار مویینگی به‌گونه‌ای انتخاب شده است که روند منطقی با گروه‌های مخزنی داشته باشد و در نهایت این دسته‌های به‌دست آمده با اطلاعات اشباع آب حاصل از تفسیر لاگ‌های پتروفیزیکی در مرحلهٔ بعد تصحیح شد.

جدول ۳. ضرایب به‌کار رفته برای تبدیل شرایط آزمایشگاه به شرایط مخزن

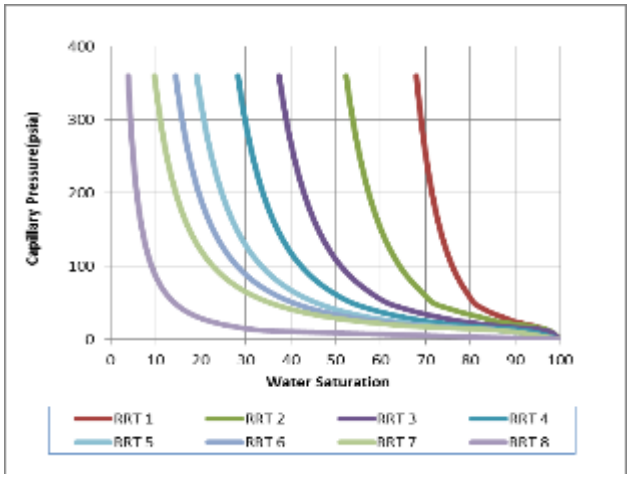
Condition	System	σ	Θ	cosΘ	σ.cosΘ
Laboratory	Air/brine	72	0	1	72
	Kerosense/brine	48	30	0.866	42
	Mercury/air	480	140	0.765	367
Reservoir	Oil/brine	29	30	0.866	25
	Gas/brine	50	0	1	50



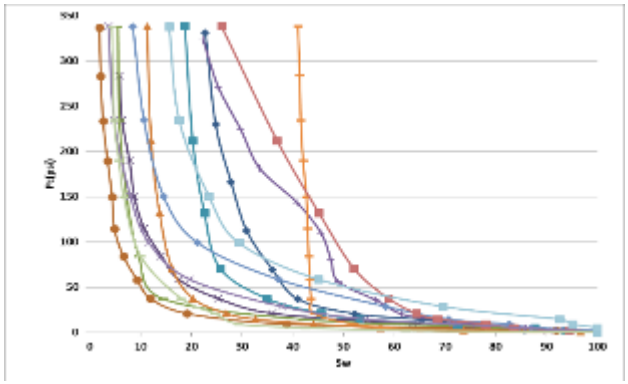
شکل ۲۲. نمودار فشار مویینگی مغزه‌ها در RRT شمارهٔ هشت



شکل ۲۳. نمودار فشار مویینگی مغزه‌ها در RRT شمارهٔ یک

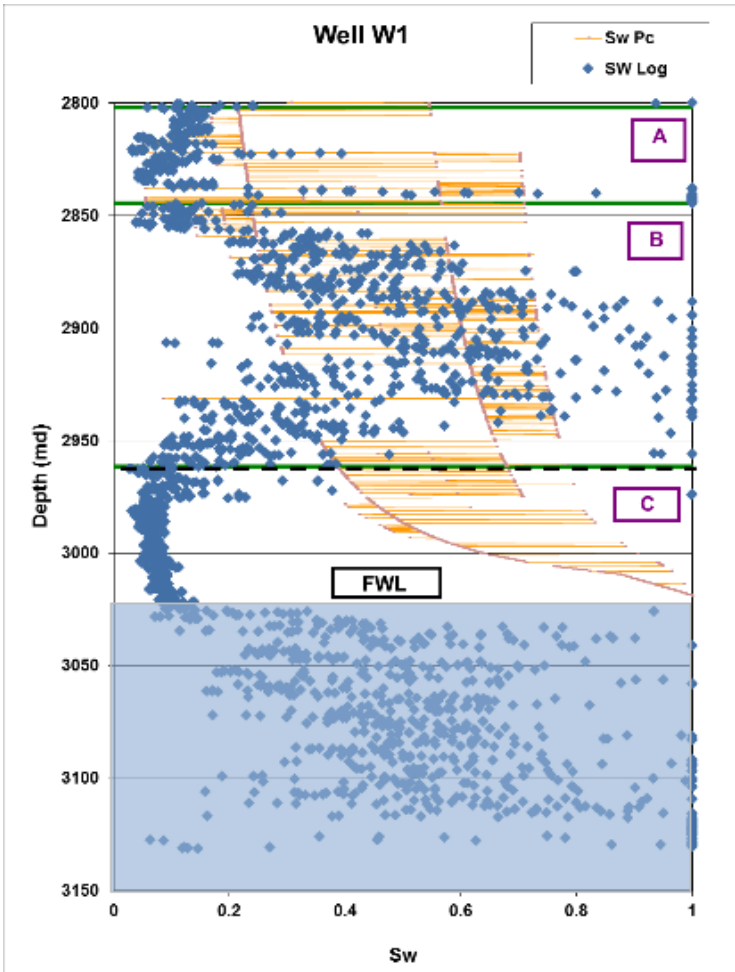


شکل ۲۴. نمودارهای فشار مویینگی در RRTهای مختلف

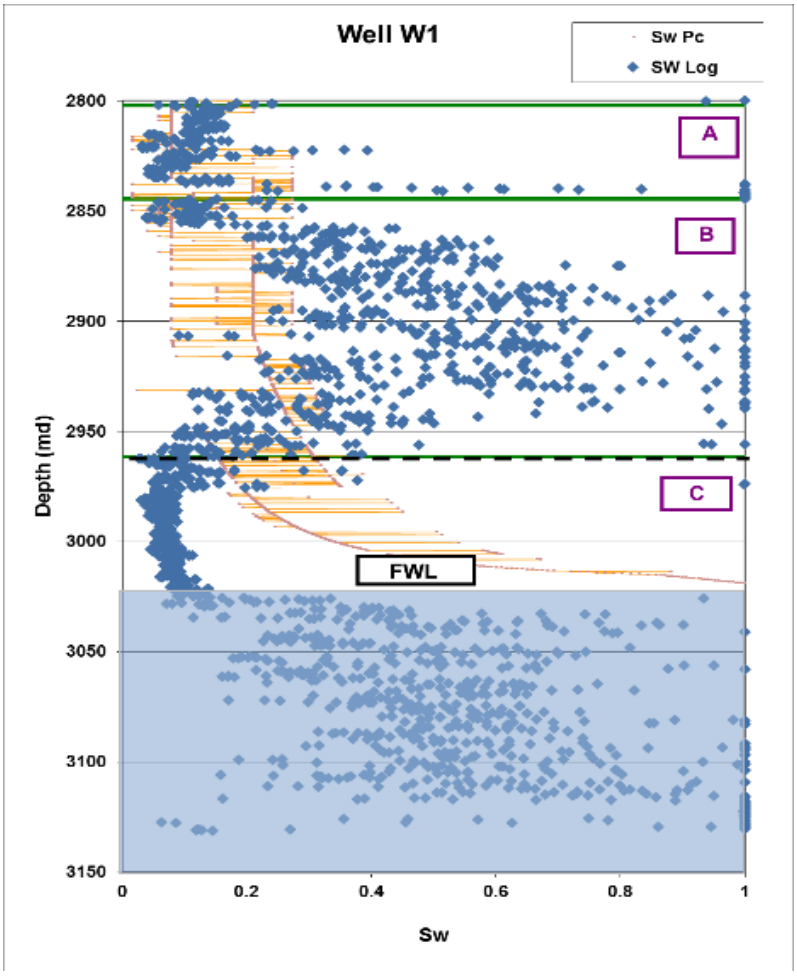


شکل ۲۵. نمودار فشارهای مویینگی مغزه‌ها در RRT شماره ۵

شکل ۲۶ مقایسه داده‌های اشباع لاگ و فشار مویینگی به‌دست آمده در بخش قبل را در چاه W-1 نشان می‌دهد. به‌منظور تطابق این داده‌ها فشار موئینگی در همهٔ RRTها به‌گونه‌ای تغییر داده شد که تطابق خوبی بین اشباع آب حاصل از داده‌های مغزه و پتروفیزیک به‌وجود آید. چنان‌که در شکل ۲۷ مشاهده می‌شود تطابق خوبی در همهٔ بازه‌ها دیده نمی‌شود.



شکل ۲۶. مقایسهٔ داده‌های اشباع حاصل از فشار موئینگی با داده‌های پتروفیزیکی قبل از Scale up فشار موئینگی (مقدار خطا: ۷۰ درصد)

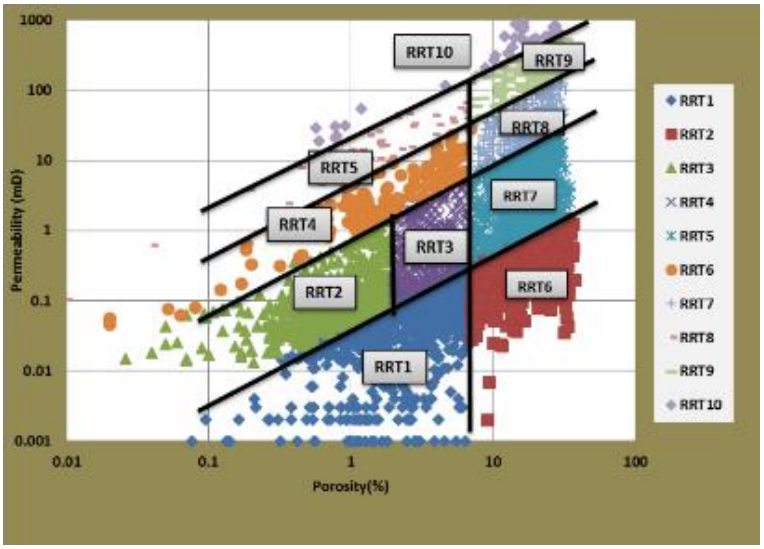


شکل ۲۷. مقایسهٔ داده‌های اشباع حاصل از فشار موئینگی با داده‌های پتروفیزیکی بعد از Scale up فشار موئینگی (مقدار خطا: ۴۰ درصد)

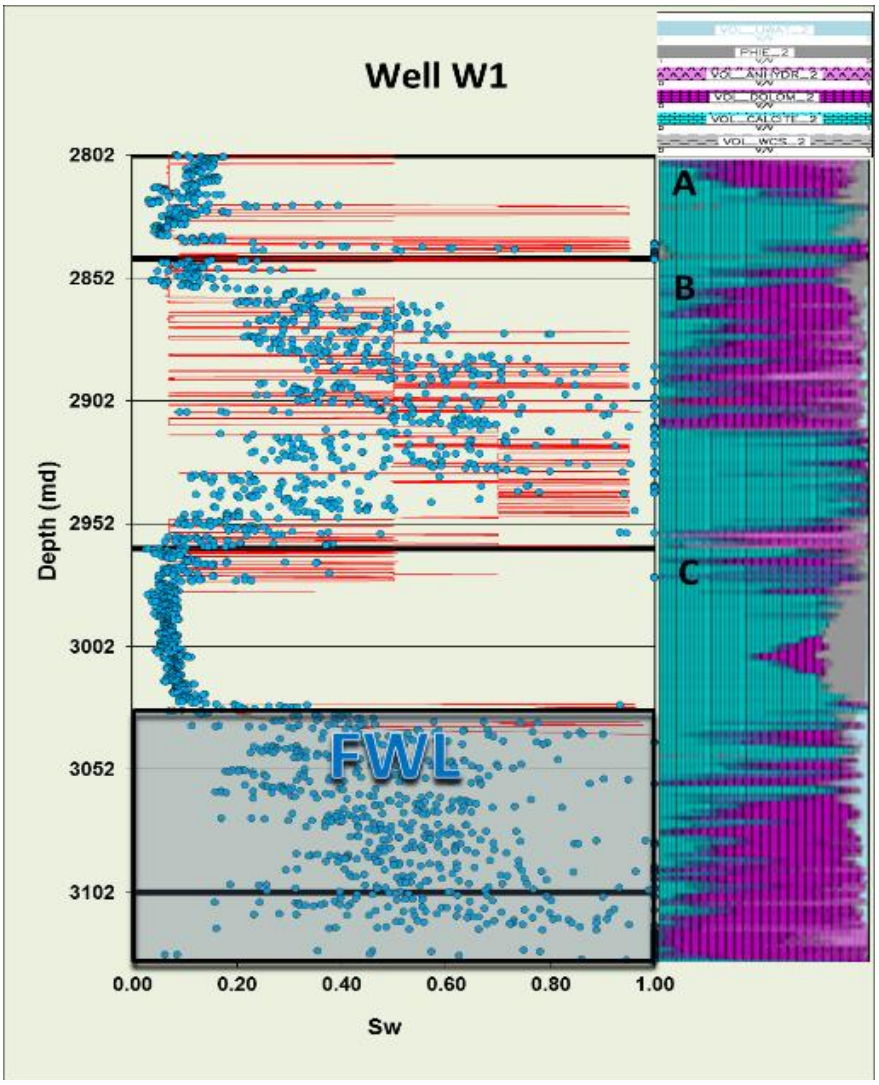
به‌همین دلیل برخی از RRTها نیاز است که به RRTهای کوچک‌تری تقسیم شود تا بتوان به نتایج قابل قبول‌تری رسید. به‌همین منظور پس از بررسی‌های انجام شده، هشت RRT موجود به ده RRT تقسیم شد که در شکل ۲۸ و جدول ۴ این بازه‌ها نشان داده شده است.

جدول ۴. گروه‌های مختلف مخزنی (RRTs)

RRT	RQI Range	Porosity Range
1	RQI <0.07	Phi<0.07
2	0.07< RQI < 0.3	Phi<0.02
3	0.07< RQI < 0.3	0.02<Phi<0.07
4	0.3< RQI < 0.7	Phi<0.07
5	0.7< RQI < 1.5	Phi<0.07
6	RQI <0.07	Phi>0.07
7	0.07< RQI < 0.3	Phi>0.07
8	0.3< RQI < 0.7	Phi>0.07
9	0.7< RQI < 1.5	Phi>0.07
10	1.5 < RQI	All

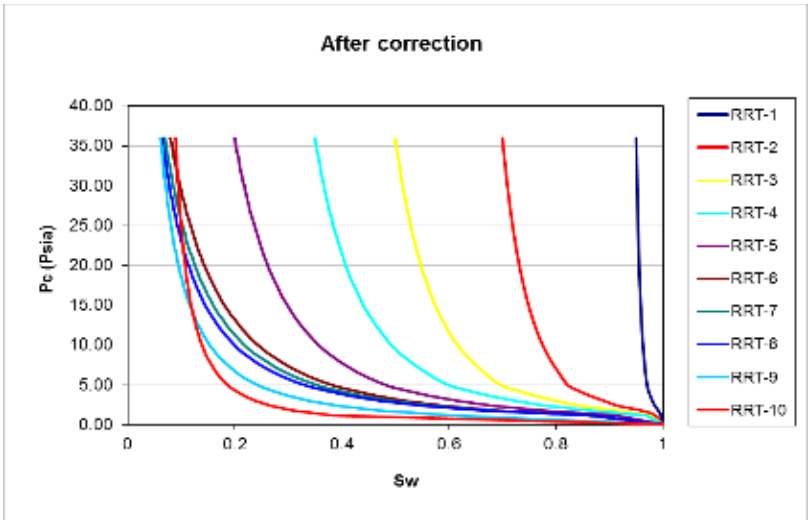


شکل ۲۸. تقسیم‌بندی جدید داده‌های مغزه براساس RRT



شکل ۲۹. مقایسهٔ داده‌های اشباع حاصل از فشار موئینگی با داده‌های پتروفیزیک بعد از Scale up و تصحیح RRTها (درصد خطا: ۱۴ درصد)

با استفاده از RRTهای موجود چنان‌که در شکل ۲۹ دیده می‌شود تطابق خوبی بین اشباع آب حاصل از فشار مویینگی و لاگ به‌دست آمده است. فشارهای مویینگی تصحیح شده در همهٔ RRTها در شکل ۳۰ نشان داده شده است.



شکل ۳۰. نمودارهای فشار مویینگی در RRTهای مختلف بعد از تصحیح

نتیجه‌گیری

در این پژوهش، ۱۰ گونه سنگی در مخزن بررسی شده شناسایی شد. در تعیین این گونه‌های سنگی، تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی و داده‌های تجزیهٔ معمول مغزه شامل تخلخل و تراوایی و داده‌های تجزیهٔ ویژه مغزه شامل فشار موئینگی استفاده شد. به‌طور خلاصه از نتایج به‌دست آمده در این پژوهش می‌توان به این موارد ذیل اشاره کرد:

۱. تراوایی مطلق عمودی با استفاده از رابطهٔ $K_v = 0.7506K_h^{0.7872}$ از تراوایی مطلق افقی به‌دست می‌آید. این
۲. ضرایب تصحیح تخلخل و تراوایی برای تبدیل از شرایط سطح به مخزن به‌ترتیب برابر ۰/۹۳ و ۰/۹۵ است.
۳. مخزن به ده گونه مختلف سنگ مخزن تفکیک و نمودارهای فشار موئینگی معادل هر گونه تعیین شد.
۴. بهترین خواص مخزنی مربوط به گونهٔ سنگ شمارهٔ ۸ و ۹ است که در آن‌ها RQI بالای ۰,۳ و تخلخل بالای ۷ درصد است.
۵. از آن‌جاکه در محاسبهٔ RQI تنها دو پارامتر تخلخل و تراوایی مورد نیاز است از این‌رو، این گونه‌بندی به‌راحتی می‌تواند در مدل‌سازی سه‌بعدی زمین‌شناسی و دینامیک مخزن استفاده شود.
۶. تطابق اشباع آب کاهش نیافتنی به‌دست آمده از نمودارهای فشار موئینگی با اشباع آب تعیین شده از تفسیر نمودار پتروفیزیکی ضروری است و می‌تواند در تعیین دقیق تر گونه‌های سنگی استفاده شود.

منابع

1. Cao Z., Liu G., Zhan H., Li C., You Y., Yang C., Jiang H., "Pore structure characterization of Chang-7 tight sandstone using MICP combined with N 2 GA techniques and its geological control factors", Scientific reports, 6 (2016) 36919.

2. Li A., Ding W., He J., Dai P., Yin S., Xie F., "Investigation of pore structure and fractal characteristics of organic-rich shale reservoirs : A case study of Lower Cambrian Qiongzhusi formation in Malong block of eastern Yunnan Province", South China. Mar. Pet. Geol. 70 (2015) 46-57.

3. Dezfoolian M. A., "Flow Zone Indicator Estimation Based on Petrophysical Studies Using an Artificial Neural Network in a Southern Iran Reservoir", Pet. Sci. Technol. 31 (2013) 1294-1305.

4. Bustin R. M., Bustin A. M. M., Cui A., Ross D., Pathi V. M., "Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics", In: SPE Shale Gas Production Conference, Fort Worth, Texas (2008).

5. Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D. G., Keelan D. K., "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells", Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition ((1993)).

6. Keelan D. K., Pugh V. J., "Trapped-gas saturations in carbonate formations", Society of Petroleum Engineers Journal, 15(02) ((1975)) 149-160.

7. Tiab D., Donaldson E. C., "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", Fourth Edition, Gulf Professional Publishing (2015) 918.

8. Carman P., "Fluid flow through a granular bed", Chemical Engineering Research & Design, 75 (1937) S32-S48.

9. Kozeny J., "Uber kapillare Leitung der Wasser in Boden, in Aufstieg, Versickerung und Anwendung auf die Bewasserung", in Akaddemie der Wissenschaften, Wien, 136 (1927) 271-306.

10. Al-Ajmi F. A., Holditch S. A., "Permeability estimation using hydraulic flow units in a Central Arabia reservoir", Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition ((2000)).

11. Dykstra H., Parsons R. L. "The prediction of oil recovery by water flooding. In Secondary Recovery of Oil in the United States", second edition, (1950) 160–174. Washington, DC: API.

12. Porras J. C., Campos O., "Rock typing: a key for petrophysical characterization and definition of flow units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin", In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires (2001).

13. Jorge S. G., Ribeiro M. T., Christian J. S., "Carbonate reservoir rock typing-the link between Geology and SCAL", In International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE (2008).