



بررسی اشباع گاز باقیمانده در اثر پیشروی آبدۀ در یکی از میادین گاز میعانی ایران

مهناز حکمت‌زاده^{۱*}، شهاب توای^۲، پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت شرکت ملی نفت

چکیده

ضریب بازیافت مخازن گازی معمول که از طریق افت فشار تولید می‌کنند در بازه‌ی ۰/۷۵ تا ۰/۹ است؛ در حالی که ضریب بازیافت مخازن گازی تحت رانش آبدۀ معمولاً ۰/۴۵ تا ۰/۷ می‌باشد. هرگونه مطالعه جهت ازدیاد ضریب بازیافت مخازن گازی متصل به آبدۀ، نیازمند برآوردی از میزان اشباع باقیمانده‌ی گاز در نتیجه‌ی هجوم آبدۀ است. اشباع گاز باقیمانده، حجم گاز به‌دام افتاده در ناحیه‌ی مورد هجوم آبدۀ را تعیین می‌کند. حجم و مکان گاز باقیمانده با توزیع خواص پتروفیزیکی سنگ کنترل می‌شود. در این مطالعه پس از بررسی عوامل مؤثر، با استفاده از داده‌های یکی از میادین گاز میعانی، مدلی جهت تخمین اشباع گاز باقیمانده از طریق ارتباط بین خصوصیات پتروفیزیکی (تخلخل، نفوذپذیری و فشار موینگی) توسعه داده شده است. نتایج حاصل از این مدل را می‌توان با نتایج حاصل از نمودارگیری در ناحیه‌ی مورد هجوم آبدۀ مقایسه کرد.

واژگان کلیدی: خطر، دکل حفاری، مدیریت بهداشت، ایمنی و محیط زیست، سیستم گزارش‌دهی اعمال و شرایط نایمن

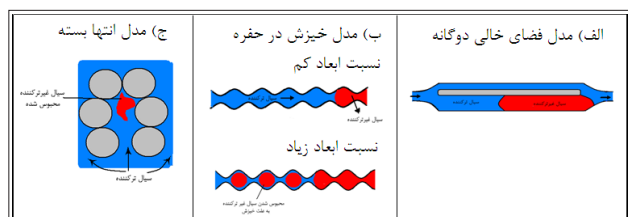
مقدمه

گاز باقیمانده در بازه‌ی ۰/۱ تا ۰/۷ تغییر می‌کند [۲]. در مطالعات گذشته اثر عواملی مثل چگونگی ورود سیال تر به سنگ (آشام خودبه‌خود یا اجباری)، نرخ آشام، نوع سنگ (لیتولوژی، اندازه و نوع دانه‌بندی)، نوع فضاهای خالی، کشش سطحی، دما، شرایط فشاری و خصوصیات پتروفیزیکی (تخلخل، نفوذپذیری، اشباع گاز اولیه) بر میزان گاز باقیمانده بررسی شده است [۳و۸].

بر اساس مطالعات انجام شده به‌نظر نمی‌رسد که مکانیزم ورود سیال به‌صورت آشام اجباری و خودبه‌خود بر میزان S_{gm} مؤثر باشد. همچنین نوع سیال تر در فرآیند آشام برای رانش گاز بر میزان S_{gm} یافته شده تأثیری ندارد. سرعت تزریق فاز ترکننده اثر بسیار مهمی بر توزیع سیالات و به‌تبع آن بر جریان جزئی و منحنی‌های نفوذپذیری

کاهش فشار مخزن و پیشروی سطح تماس آب و گاز به‌سمت بالای مخزن، علاوه بر تولید گاز، حبس شدن گاز را نیز در پی خواهد داشت. در مقایسه با مطالعات فراوان انجام شده روی مکانیزم آشام در مخازن نفتی، مطالعات اندکی در خصوص آشام در مخازن گازی وجود دارد. یکی از علل این امر دشوار بودن جمع‌آوری اطلاعات دقیق و قابل‌قبول پتروفیزیکی از جمله نمودارهای فشار موینگی، نفوذپذیری نسبی و نفوذپذیری ماتریکس است. با این وجود به‌دلیل نفوذپذیری کمتر ماتریکس مخازن گازی نسبت به مخازن نفتی، نیروهای موینگی بیشتر، تراکم‌پذیری بیشتر گاز نسبت به نفت و کشش سطحی بیشتر گاز-آب نسبت به نفت-آب، دینامیک مکانیزم آشام در مخازن گازی با مخازن نفتی تفاوت دارد. این خصوصیات نشان می‌دهد که ممکن است در مخازن گازی، مکانیزم آشام رفتار متفاوتی با مخازن نفتی داشته باشد. برخلاف مخازن نفتی، در مخازن گازی دارای آبدۀ فعال، معمولاً آشام عاملی منفی جهت بازیافت خواهد بود [۱].

ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده (S_{gm}) نتیجه‌ی آشام آب از آبدۀ به سنگ مخزن گازی دارای اشباع اولیه آب است که سبب کاهش ضریب بازیافت از مخازن گازی متصل به آبدۀ می‌شود. میزان ماکزیمم اشباع



شکل ۱ | سه مدل احتمالی برای مشخص کردن چگونگی به‌دام افتادن فاز غیرترکننده توسط فاز ترکننده

*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (hekmatazadeh@nioc.ir)

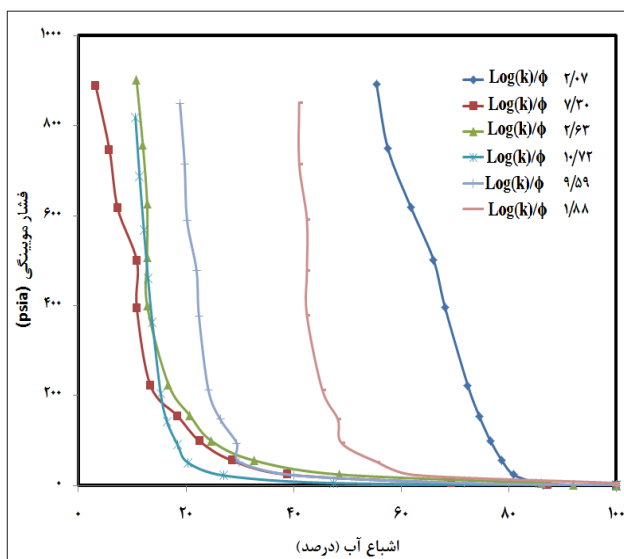
مورد هجوم آب قابل مقایسه است. با استفاده از نتایج حاصل از این رابطه‌ی تجربی با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی، می‌توان میزان گاز باقیمانده با تغییرات ناهمگنی مخزن را تخمین زد. تخمین اشباع گاز باقیمانده جهت محاسبه‌ی میزان گاز حبس شده در مخزن در پشت جبهه‌ی پیشروی آب برای ارزیابی روش‌های مختلف ازدیاد برداشت آتی ضروری خواهد بود.

۱- مدل‌های محبوس شدن گاز

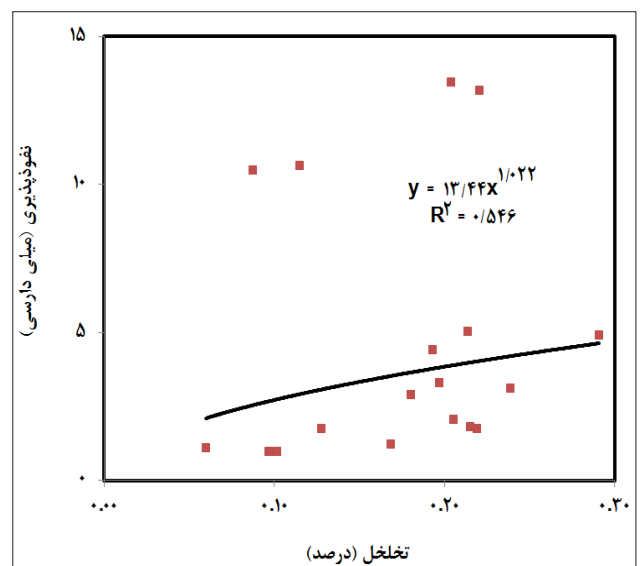
با عملکرد آب به‌عنوان فاز ترکننده و گاز به‌عنوان فاز غیر ترکننده، در نتیجه‌ی عملکرد نیروهای موینه در مقیاس حفره، ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده ($S_{g_{gm}}$) ایجاد می‌شود. $S_{g_{gm}}$ اشباع فاز غیر ترکننده‌ی محبوس شده در زمانی است که فاز ترکننده از مقدار اولیه‌ی اشباع آب تا زمانی که فشار موئینگی صفر گردد آشام می‌شود. مدل‌هایی که وقوع محبوس شدن فاز غیر ترکننده را توصیف می‌کنند به‌شکل هندسی فضا‌های خالی بستگی دارند. سه مدل محبوس شدن وجود دارد: مدل فضای خالی دو گانه^۴، مدل خیزش^۵ و مدل محبوس شدن در انتهای بسته (شکل-۱). مدل فضای خالی دو گانه که با مدل ساده‌شده‌ی دو لوله‌ی موینه مدل‌سازی می‌شود به‌دلیل تفاوت در نیروهای موینه، سبب محبوس شدن فاز غیر ترکننده در لوله‌ی موینه با شعاع بزرگ‌تر خواهد شد. این مدل در سنگ‌های با جورشدگی ضعیف یا سنگ‌های با شبکه‌های تخلخل دو گانه بیشتر رخ می‌دهد. مدل محبوس شدن خیزش در نتیجه‌ی جریان سیال فیلمی سیال ترکننده روی دیواره و گوشه‌های فضا‌های خالی و انبساط و ناپایدار شدن مرز بین سیال

نسبی دارد [۳]. تغییر در اندازه‌ی فضا‌های خالی به‌ویژه در سنگ‌های کربناته که ناهمگنی بیشتری دارند تأثیر زیادی بر میزان گاز باقیمانده در محیط پس از فرآیند آشام دارد [۴]. از آنجا که اشباع گاز باقیمانده پدیده‌ای موینه است به‌نظر می‌رسد این نتایج صحیح باشد. در سیستم گاز-آب تغییرات کمی در خصوصیات ترشوندگی و کشش سطحی وجود دارد؛ آب به‌شدت سنگ را تر می‌کند و بنابراین ترشوندگی اثر کمی بر مقدار $S_{g_{gm}}$ دارد. تغییر کشش سطحی بین فاز ترکننده و غیر ترکننده سبب کاهش اندک $S_{g_{gm}}$ خواهد شد [۵]. تغییرات دما و شرایط فشار بر $S_{g_{gm}}$ اثری ندارد [۶]. تقریباً تمامی مطالعات انجام شده در سنگ‌های ماسه‌سنگی که رابطه‌ی $S_{g_{gm}}$ را با تخلخل توصیف کرده‌اند مؤید افزایش تخلخل در اثر کاهش $S_{g_{gm}}$ می‌باشد [۷]. البته روابط ضعیف یا معکوسی نیز بین این دو عامل گزارش شده است. [۸]. با کاهش نفوذپذیری، روند افزایشی $S_{g_{gm}}$ اندک بوده است. آگاروال^۲ و لند^۳ روابطی بین میزان اشباع گاز باقیمانده و اشباع گاز اولیه توسعه داده‌اند [۹ و ۱۰].

سازندهای تولیدی میدان گاز میعانی مورد مطالعه عمدتاً از کربنات‌ها و انیدریت‌ها تشکیل شده و خصوصیات پتروفیزیکی متفاوتی دارند. در مطالعه‌ی حاضر با استفاده از نتایج آزمایشگاهی نمونه‌های مغزه‌ی متفاوت سنگ مخزن، بر اساس خصوصیات پتروفیزیکی، مدلی تجربی جهت محاسبه‌ی مقدار اشباع گاز باقیمانده برای سنگ دولومیتی لایه‌ی بالایی این میدان ارائه شده است. نتایج حاصل از این مدل تجربی با نتایج حاصل از نمودارگیری ناحیه‌ی



شکل ۱ | منحنی‌های فشار موئینگی برحسب جهت ایجاد رابطه‌ی بین اشباع آب غیر قابل کاهش با شکل و نوع فضا‌های خالی



شکل ۲ | تطابق معادله‌ی توانی با داده‌های تخلخل و نفوذپذیری لایه بالایی میدان



ترکننده و غیرترکننده سبب محبوس شدن گاز در جلوی جبهه‌ی پیشروی آب می‌شود. با افزایش نسبت ابعاد گلوگاه‌ها به حفرات، مدل خیزش افزایش می‌یابد. مدل محبوس شدن خیزش و انتهای بسته، در سنگ‌های با تخلخل پایین رخ می‌دهند. بنابراین با افزایش ناهمگنی فضاهای خالی سنگ یا کاهش تخلخل، محبوس شدن فاز غیرترکننده افزایش می‌یابد.

۲- توسعه‌ی رابطه‌ی تجربی بین ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده و خواص

پتروفیزیکی

روش به دست آوردن رابطه‌ی تجربی برای اشباع گاز باقیمانده بر اساس فرض ارتباط بین خواص پتروفیزیکی با یکدیگر به عنوان تابعی از شکل هندسی فضاهای خالی سنگ است. به صورت خلاصه مراحل محاسبه‌ی رابطه‌ی اشباع باقیمانده به شکل زیر است:

الف) توسعه‌ی رابطه‌ی بین تخلخل و نفوذپذیری

ب) توسعه‌ی رابطه‌ی بین اشباع آب باقیمانده و تخلخل با استفاده از اطلاعات فشار مویینگی

ج) تعیین رابطه‌ی بین ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده با تخلخل

د) ترکیب روابط بالا جهت توسعه‌ی رابطه‌ی تجربی برای تعیین ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده به عنوان تابعی از اشباع گاز

با استفاده از این متدولوژی رابطه‌ی تجربی جهت محاسبه‌ی تغییرات اشباع گاز محبوس شده در نمونه‌ی سنگ بالایی با تغییرات ناهمگنی سنگ توسعه می‌دهیم.

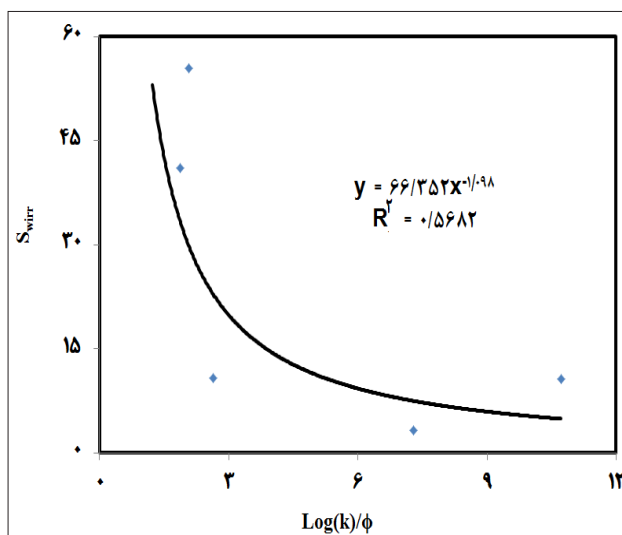
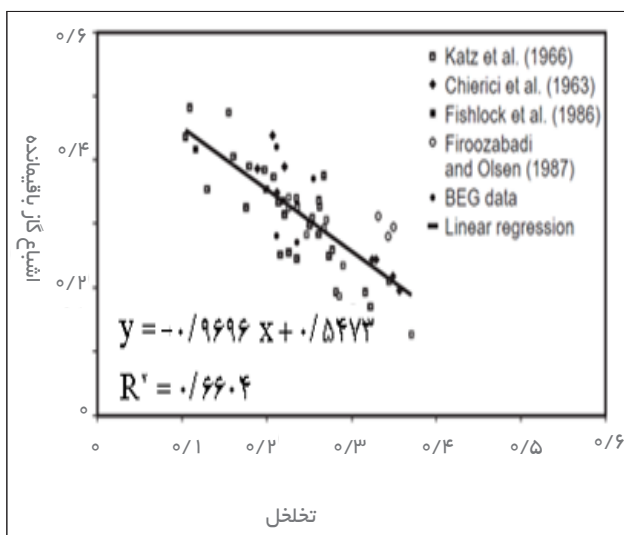
در نخستین مرحله رابطه‌ی بین تخلخل و نفوذپذیری با تعیین بهترین

$$K = 13.44 \phi^{1.022} \quad (1)$$

حال با فرض کنترل روابط پتروفیزیکی توسط شکل فضاهای خالی، عبارتی برای اشباع آب اولیه تعیین می‌شود. تابع $\text{Log}(K) / \phi$ می‌تواند به عنوان مقیاسی جهت نوع فضاهای خالی و نوع جورشدگی آنها برای سنگ‌های دولومیتی با تخلخل و نفوذپذیری کم استفاده شود [۶]. این تابع مربوط به تغییرات خصوصیات مویینگی سنگ است. شکل ۳- منحنی‌های فشار مویینگی را بر حسب $\text{Log}(K) / \phi$ نشان می‌دهد. نمودارهای مویینگی مربوط به اشباع‌های آب غیرقابل کاهش (S_{wirr}) کم، مربوط به نسبت‌های $\text{Log}(K) / \phi$ بزرگ است.

با استفاده از داده‌های شکل ۳- می‌توان منحنی توانی را روی داده‌های S_{wirr} بر حسب $\text{Log}(K) / \phi$ رسم کرد (شکل ۴) و رابطه‌ی تجربی بین اشباع آب غیرقابل کاهش و خصوصیات سنگ ایجاد نمود (معادله‌ی ۲-):

$$S_{wirr} = 0.6635 \left(\frac{\log(K)}{\phi} \right)^{-1.09} \quad (2)$$



شکل ۳ | اشباع گاز باقیمانده بر حسب تخلخل [۱۱]

شکل ۴ | منحنی توانی رسم شده روی داده‌های اشباع آب غیرقابل کاهش بر حسب

یا برابر اشباع اولیه گاز باشد. شرایط اولیه با توسعه‌ی منحنی‌های اشباع اولیه و باقیمانده‌ی فاز غیر ترکننده (منحنی‌های IR) حاصل می‌شود. شکل کلی منحنی‌های IR در شکل ۶- نشان داده شده است [۱۲]. این منحنی‌ها نشان‌دهنده‌ی خصوصیت نمونه‌ی سنگ هستند. نقطه‌ی انتهایی این منحنی‌ها مقدار $S_{g_{gm}}$ را نشان می‌دهد. با افزایش تخلخل، کاهش سیمان‌شدگی و افزایش جورشدگی ذرات سنگ (کاهش ناهمگنی)، منحنی از خط $y=x$ فاصله بیشتری گرفته و با افزایش شیب منحنی، مقدار $S_{g_{gm}}$ کاهش می‌یابد. بنابراین رابطه‌ی تجربی حاصل نیز باید از این روابط تبعیت کند.

برای یافتن محل تلاقی منحنی رابطه‌ی تجربی حاصله برای سنگ کربناته با خط $y=x$ ، باید شرایط مرزی ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده را برابر اشباع گاز اولیه قرار داد:

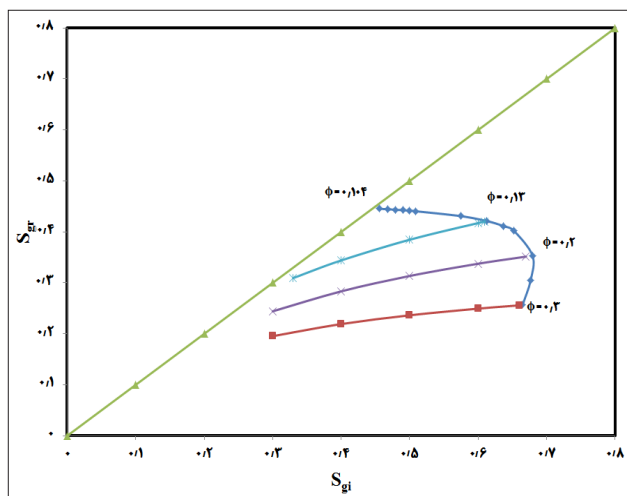
$$S_{g_{gm}} = S_{g_i} = 1 - S_{w_{irr}} \quad (4)$$

با جایگزینی $S_{g_{gm}}$ از معادله‌ی ۳- و $S_{w_{irr}}$ از معادله‌ی ۲- و با جاگذاری عبارت تخلخل برای نفوذپذیری در معادله‌ی ۴-، معادله‌ی ۵- را خواهیم داشت:

$$\phi - 68.43 \left[\frac{\log(13/44(\phi^{1.022}))}{\phi} \right]^{-1.09} = -0.4668 \quad (5)$$

حل معادله‌ی ۵- منجر به تخلخل 0.104 و نفوذپذیری $32/1$ میلی‌داری در مقدار $S_{g_{gm}}$ برابر 0.44 است. این بیشترین مقدار مورد انتظار در مخزن می‌باشد. ترکیب معادلات ۱- و ۲- با معادله‌ی ۶- و حل برای S_{g_i} در عبارت $S_{g_{gm}}$ ، منجر به تابعی طبق معادله‌ی ۷- می‌شود:

$$S_{w_{irr}} + S_{g_i} = 1 \quad (6)$$

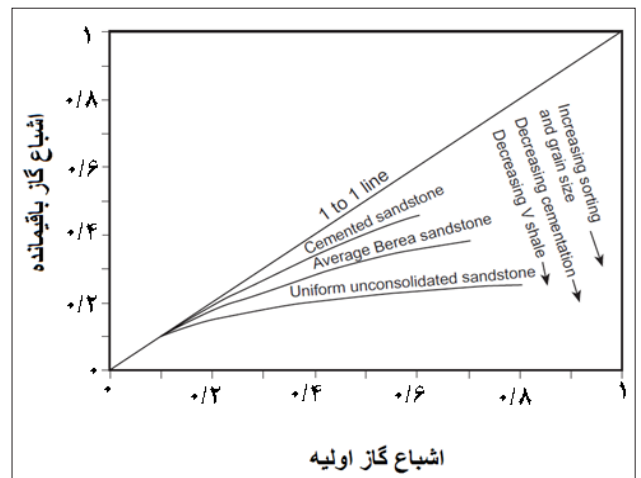


شکل ۸ | منحنی $S_{g_{gm}}$ بر حسب S_{g_i} (منحنی‌های IR)

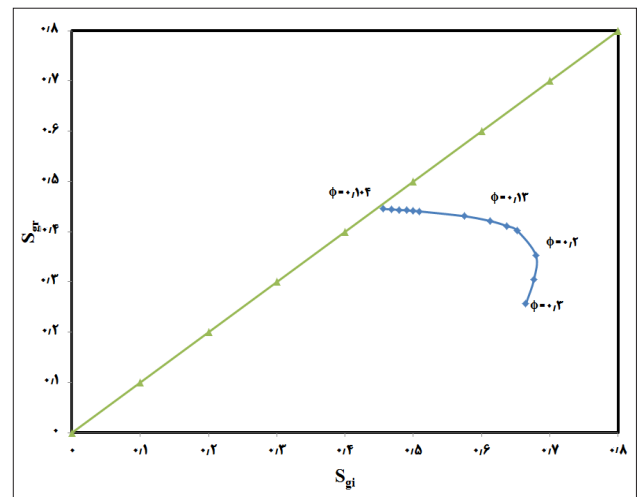
همان‌گونه که در شکل ۵- نشان داده شده بر اساس اطلاعات آزمایشگاهی و میدانی پیشین، چیرجی مدلی برای محاسبه‌ی اشباع گاز باقیمانده توسعه داد (معادله‌ی ۳-). بر اساس این رابطه‌ی تجربی کمترین محدوده‌ی $S_{g_{gm}}$ ، 0.125 و مربوط به تخلخل ماسه‌سنگ غیر محکم و بالاترین محدوده‌ی آن 0.5 مربوط به تخلخل 0.05 و برابر با اشباع اولیه‌ی گاز است:

$$S_{g_{gm}} = 0.9696 + 0.55473 \quad (3)$$

مرحله‌ی نهایی در توسعه‌ی مدل ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده، ترکیب معادله‌های ۱- و ۲- است. این روابط باید به گونه‌ای با هم ترکیب شوند که $S_{g_{gm}}$ تابعی از $S_{w_{irr}}$ بوده و در شرایط اولیه، کمتر



شکل ۶ | منحنی اشباع گاز باقیمانده بر حسب اشباع گاز اولیه برای سنگ‌های مختلف [۱۲]



شکل ۷ | منحنی $S_{g_{gm}}$ بر حسب S_{g_i}



(معادله-۸) استفاده می‌کنیم. این منحنی‌ها باید در زیر خط $y=x$ قرار گرفته و منحنی $S_{gi}-S_{grm}$ را در مکان مشخصی قطع کند که این مطلب در شکل ۸- نشان داده شده است.

$$S_{gr} = 1 / \left[\left(\frac{1}{S_{grm}} - 1 \right) + \left(\frac{1 - S_{wirr}}{S_g} \right) \right] \quad (۸)$$

نتیجه‌گیری

در این مطالعه رابطه‌ای تجربی برای محاسبه‌ی ماکزیمم گاز باقیمانده در مخزن با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی تخلخل، نفوذپذیری و فشار موینگی حاصل از آزمایش‌های مغزه توسعه داده شد. بر اساس این مطالعه با توجه به خصوصیات پتروفیزیکی سنگ، بازه‌ی ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده در لایه‌ی بالایی میدان در محدوده‌ی ۰/۱۵ تا ۰/۴۵ تغییر کرده و با افزایش ناهمگنی مخزن و کاهش تخلخل میزان اشباع گاز باقیمانده در پشت جبهه‌ی آب افزایش می‌یابد. بنابراین با توجه به مقدار زیاد ماکزیمم اشباع گاز محبوس شده در پشت جبهه‌ی پیشروی آبد، برنامه‌ریزی جهت ازدیاد برداشت این حجم بزرگ گاز باقیمانده ضروری به نظر می‌رسد. نتایج حاصل از این مطالعه که با نتایج نمودار منطقه‌ی آبرده قابل مقایسه است، روش ارزان‌تر و سریع‌تری برای تخمین اشباع گاز باقیمانده فراهم می‌نماید. ■

$$S_{gi} = 1 - \left[0.6635 \frac{\left[\log \left(13.44 \left(\frac{S_{grm} - 0.547}{-0.9696} \right)^{9.022} \right) \right]^{-1.09}}{\left(\frac{S_{grm} - 0.547}{-0.9696} \right)} \right] \quad (۷)$$

رابطه‌ی بین S_{gi} و S_{grm} مثل شکل ۷- است. بنابراین می‌توان رابطه‌ی بین تخلخل، اشباع گاز اولیه و S_{grm} را بدین صورت دانست که کاهش آرام تخلخل در طول S_{gi} ثابت، سبب افزایش سریع S_{grm} شده سپس با کاهش بیشتر تخلخل، مقدار S_{grm} ثابت می‌ماند و خط $y=x$ را در نقطه‌ی ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده در سنگی با تخلخل ۰/۱۰۴ و نفوذپذیری ۱/۳۲ میلی‌داری قطع می‌کند. مقدار S_{grm} در بازه‌ی ۰/۱۵ تا ۰/۴۵ متغیر است. برای اطمینان از صحت رابطه‌ی تجربی توسعه داده شده همان‌گونه که در شکل ۷- مشخص است بر اساس نمودارهای (IR) نمودار رسم شده‌ی ماکزیمم اشباع گاز باقیمانده بر حسب اشباع گاز اولیه زیر خط $y=x$ قرار دارد و محل برخورد نمودار حاصل از رابطه‌ی تجربی نیز در تخلخل ۰/۱۰۴ اتفاق افتاده است.

حال جهت رسم منحنی‌های اشباع گاز باقیمانده بر حسب اشباع اولیه (IR) برای نمونه سنگ‌های با کیفیت‌های مختلف از رابطه‌ی لند

پانویس‌ها

¹sgerami@gmail.com

²Agarwal

³Land

⁴Pore Doublet

⁵Snap off

⁶Chierici

منابع

- [1].Pow, M., A. Kantzas, "Production Of Gas From Tight Naturally Fractured Reservoirs With Active Water," Journal Of Canadian Petroleum Technology 38: 381999) 45-).
- [2].Keeland.K., And Pugh V.J., "Trapped-Gas Saturation In Carbonate Formations," Paper SPE 4535 (1975).
- [3].Geffen, T.M., Parish, D.R., Haynes, G.W., And Morse, R.A., "Efficiency Of Gas Displacement From Porous Media By Liquid Flooding," Paper Presented At The Fall Meeting Of The Petroleumbranch, AIME (1952).
- [4].Batycky, J., Irwin, D., And Fish, R., "Trapped Gas Saturation In Leducage Reservoirs," J. Can. Pet. Techn. (1988).
- [5].Crowell, D.C., Dean, G.W., And Loomis, L., "Efficiency Of Gas Displacement From A Water-Drive Reservoir," Report Of Investigations 6735 USBM (1966).
- [6].Delclaud, J., "Laboratory Measurements Of The Residual Gas Saturation," Second European Core Analysis Symposium, London(1991).
- [7].Holtz, M.H., And Major, R.P., "Petrophysical Characterization Of Permian Shallow-Water Dolostone," Paper SPE 75214 Presented At SPE/DOE IOR Conference, (2002).
- [8].Hamon, G., Suzanne, K., And Billiotte, J., "Field-Wide Variations Of Trapped Gas Saturation In Heterogeneous Sandstone Reservoirs," Paper SPE 71524, (2001).
- [9].Agarwal, R.G., "Unsteady-State Performance Of Water-Drive Gas Reservoirs," Ph.D. Thesis, Texas A&M University (1967).
- [10].Land C.S., "Comparison Of Calculated With Experimental Imbibition Relative Permeability," Paper SPE 3360 Presented At The Rocky Mountain Regional Meeting (1971).
- [11].Chierici, G.L., Ciucci, G.M., And Long G.: "Experimental Researchon Gas Saturation Behind The Water Front In Gas Reservoirs Subjected To Water Drive," Proc., World Petroleum Congress, Frankfurt (1963).
- [12].Lake, Larry: Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall (1996).