

(Permeability absolute) نفوذپذیری نسبی (relative permeability) نسبت به فازهای ترشونده (wetting Phase) و غیرترشونده (non-wetting phase) با انجام یکسری فرضیات، به دست آورد. عملیات نمونه برداری و آنالیز نمونه های گرفته شده علاوه بر مشکلات خاص خود (مشکلات حفاری)، هزینه های زیادی را که گاهی به هزاران دلار می رسد، به سیستم تحمیل می کند.

خلاصه

مطالعات انجام شده بر روی مخازن کشور عربستان سعودی توسط آقای نعمان آل خطیت (۱۹۹۵ و ۲۹۸۹۰ SPE) منجر به ارائه مدلی جهت تعیین رابطه بین Sw-Pc شد. در مقاله ارائه شده میزان تطابق فرمول آل خطیب با اطلاعات Sw-Pc مخزن آسماری مارون مورد بررسی قرار گرفته است. در این مطالعه از اطلاعات آزمایشگاهی Sw-Pc برخی از چاه های توسعه ای قبلی مخزن فوق الذکر جهت تعیین مدلی برای پیش بینی اطلاعات Sw-Pc چاه های حفاری جدید بدون نیاز به نمونه برداری مجدد استفاده شده است. نتایج مدل آل خطیب از روی مخازن ماسه ای به دست آمده در حالی که مخزن آسماری مارون از جنس ماسه و کربنات است و باین وجود مدل ارائه شده دارای خطایی ۱۳٪-۳ برای مخزن مذکور می باشد که با توجه به ناهمگن بودن جنس سنگ مخزن، چنین خطایی می تواند قابل قبول باشد.

تئوری

در یک محیط متخلخل وقتی دو یا بیش از دو فاز غیر قابل امتزاج در کنار هم قرار بگیرد پدیده موینگی (Capillary) اتفاق می افتد. فشار موینگی ناشی از پدیده مذکور می تواند به صورت اختلاف فشار بین فاز ترشونده و فاز غیرترشونده تعریف کرد:

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

P_c : Capillary pressure
 P_{nw} : Non-wetting phase pressure
 P_w : Wetting phase pressure

از آنجایی که در یک محیط متخلخل، نیروی ثقلی (gravity force) با نیروی موینگی (Capillary Force) در تعادل است، فشار موینگی در یک نقطه از مخزن را می توان با استفاده از ارتفاع ستون بالای سطح تماس آب- نفت (water oil Contact) و اختلاف دانسیته سیالات



درمخازن نفتی

حمید میاحی - کارشناس ارشد

مهندسی مخازن هیدروکربوری

شرکت بهره برداری نفت و گاز مارون - مدیریت فنی



مقدمه

حدود ۴۲ میلیارد بشکه، یکی از بزرگترین میداين نفتی در جنوب غربی ایران است. این میدان شامل دو مخزن آسماری و بنگستان می باشد. میدان مذکور در سال ۱۳۴۲ هجری شمسی با حفار اولین چاه در آن، کشف شد. مخزن آسماری این میدان یک مخزن لایه ای (layered) و دارای پنج لایه است که عمده تولید میدان مارون (حدود ۹۸٪) از مخزن اخیر می باشد. با ضریب بازیافت حدود ۲۷ درصد و تولید روزانه فعلی ۵۳ هزار بشکه در روز مخزن آسماری مارون یکی از مخازن با ارزش نفتی ایران محسوب می شود.

در حین عملیات حفاری اکتشافی و توسعه ای یک میدان نفتی جهت بررسی و تعیین برخی از پارامترهای مخزن از جمله فشار موینگی (Capillary Pressure, PC)، درصد اشباع سیالات (SW)، نفوذپذیری (Permeability, K) و تخلخل سنگ مخزن (Porosity, ϕ) و... لازم است از سنگ مخزن نمونه برداری یا اصطلاحاً Core گیری شود. با تحلیل منحنی های Sw-Pc می توان اطلاعات مفیدی در زمینه خواص پتروفیزیکی سنگ ها، توزیع شکل دانه ها در محیط متخلخل (Pore size distribution)، نفوذپذیری مطلق

تخمین زد. برای سیستم آب و نفت می توان نوشت:

$$P_c = (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot h$$

$(\rho_w - \rho_o)$: اختلاف دانسیته آب و نفت

g : شتاب جاذبه زمین

h : ارتفاع سیال بالای سطح تماس

از طرف دیگر، فشار بین دو فاز باعث می شود که حایل (interface) شکل منحنی به خود بگیرد. رابطه بین این انحنا و فشار مویینگی به شرح زیر است:

$$P_c = 2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta / R$$

θ : زاویه بین دو فاز

R : متوسط شعاع انحنا

معروف به تابع - ج لورت است:

$$J(S_w) = P_c \cdot (k/\phi)^{0.5} / (\sigma \cdot \cos \theta)$$

P_c : Capillary pressure, $dyne/cm^2$

σ : Interfacial tension, $dyne/cm$

k : Permeability, cm

ϕ : Porosity, fraction

به دلیل وجود تفاوت در مقدار S_{wi} (initial water saturation) در سازندهای مختلف نمی توان از یک تابع یکسان استفاده کرد لذا جهت اصلاح اطلاعات، درجات اشباع سیال را نرمالیزه (normalize) کرد. درجه اشباع نرمالیزه شده:

$$SD = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$$

با به کار بردن رابطه فوق تمام منحنی های $S_w - P_c$ دارای $SD=0$ خواهند بود. از آنجایی که منحنی های $S_w - P_c$ در منطقه $S_w = S_{wi}$ دارای یک مجانب عمودی هستند شکل منحنی های مذکور با فرمول تجربی زیر همخوانی خوبی دارد:

$$P_c = \frac{a}{(S_w - S_{wi})^b} \quad S_w > S_{wi}$$

به کمک رابطه لورت و انجام یکسری عملیات ریاضی می توان رابطه اصلاحی جدید ارائه کرد:

$$J^* = \frac{P_c}{\sigma \cdot \cos \theta} \cdot \sqrt{\frac{K \cdot \tau}{\phi \cdot (1 - S_{wi})}} = C \cdot P_c$$

$$C = \frac{(1 - S_{wi})^b}{a \sqrt{4b + 2}}$$

τ : Tortuosity J^* : Modified J : Function

از طرف دیگر می توان رابطه J^* را بر حسب SD نوشت:

$$J^*(SD) = B / SD^b \quad B = \frac{1}{\sqrt{4b + 2}}$$

شرط لازم و کافی برای استفاده از رابطه $J^*(SD)$ این است که بتوان "b" (عدد ثابت) خاص برای سازندهای مختلف ارائه نمود.

روش کار

در این مطالعه بیش از ۲۰ منحنی $S_w - P_c$ چاه های مخزن آسماری مارون که نتایج آنها قبل از انقلاب توسط شرکت نفتی EXXON تهیه شده بود. مورد ارزیابی قرار گرفتند و برای هر یک از نمونه ها (Core Sample) نمودارهای J^*VP_c و $S_w - S_{wi}VP_c$ رسم گردید و از آنجا مقادیر c, b, a, S_{wi} برای هر یک از نمونه ها به دست آمد. به کمک پارامترهای مذکور و معادلات دیگر، مقادیر جدید P_{ccal} (فشار مویینگی محاسبه شده) محاسبه و

شکل انحنای محل تماس دو فاز و فضای خالی حفره (Pore space) مقدار درصد اشباع دو فاز را تعیین می کند. رابطه بین میزان درصد اشباع (معمولاً فاز ترشونده) و فشار مویینگی بر حسب منحنی $S_w - P_c$ ارائه می شود. اگر محیط متخلخل همگن باشد (مثلاً اندازه همه ذرات تشکیل دهنده محیط یکسان باشد) می توان رابطه واحدی بین فشار مویینگی و درصد اشباع ($S_w - P_c$) برای آن محیط ارائه نمود. در مقابل اگر محیط ناهمگن باشد سیستم دارای شکل های مختلف ($S_w - P_c$ Curve) خواهد بود.

همان طور که گفته شد شکل $S_w - P_c$ به اندازه دانه های محیط متخلخل بستگی دارد و لذا می توان از روی نمودار مذکور به مشخصات دانه های محیط متخلخل پی برد.

اطلاعات شکل $S_w - P_c$ تحت دو مکانیسم drainage و imbibition در آزمایشگاه به دست می آیند. در شرایط drainage، فاز غیر ترشونده فاز دیگر، (فاز ترشونده) را جابجا می کند. مثلاً گیوه، هوار یا هوا یا گاز، آب یا نفت را جابجا می کند. در مکانیسم imbibition فاز ترشونده فاز غیر ترشونده را جابجا می کند (مثل جابجایی نفت به وسیله آب در سنگ Water wet). با تکرار آزمایشات، نقاط مورد نیاز جهت رسم نمودار $S_w - P_c$ به دست می آید.

همان گونه که اشاره شد اگر محیط متخلخل ناهمگن باشد نمی توان یک شکل $S_w - P_c$ واحدی برای آن محیط تهیه کرد. لذا سعی می شود که به کمک خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن اطلاعات فشار مویینگی را اصلاح کرد یا اصطلاحاً correlate کرد. برای اولین بار لورت (leverett) در سال ۱۹۴۱ میلادی یک تابع بدون بعد جهت اصلاح اطلاعات فشار مویینگی ارائه کرد که

بعد Pclab (فشار موینگی Pcal و اطلاعات آزمایشگاه) و مقایسه و میزان خطای مدل محاسبه شد. برخی از شکل هادر مقاله آورده شده است.

نتیجه گیری

۱- برای استفاده از تابع لورت (SW) به خواص پتروفیزیکی از جمله T (Tortuosity) و درجه اشباع اولیه (S_{wi}) نیاز است در حالی که در تابع اصلاح شده $J^*(SD)$ پارامترهای مذکور در تعریف آن گنجانده شده است و فقط نیاز به تعیین مقدار ثابت "b" است.

۲- با بررسی نمودارهای رسم شده مقدار ثابت "b" ۱/۵۵ برای مخزن آسماری مارون تعیین شد.

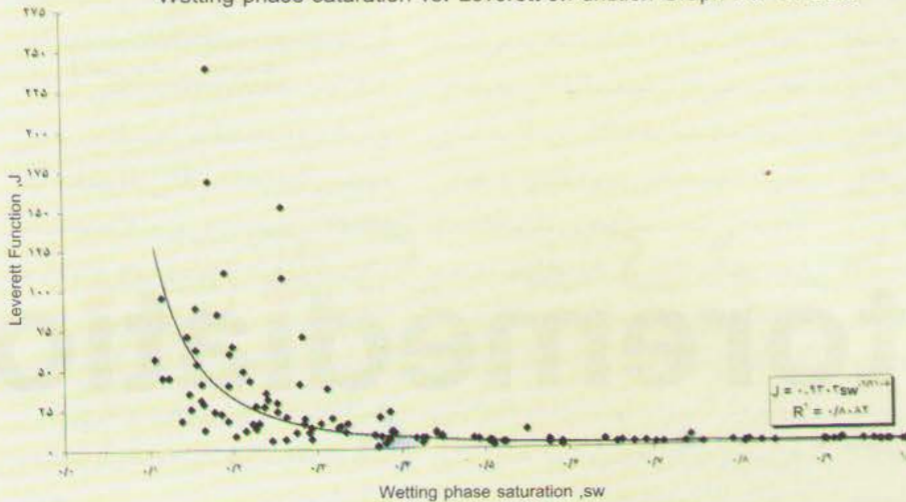
۳- مقایسه شکل های تابع اصلاح شده (J^*) و تابع لورت (J) مبین همگرایی بیشتر اطلاعات موجود با مدل تابع اصلاح شده می باشد.

۴- با توجه به محدودیت تعداد نمونه های معتبر، به طور عمده از اطلاعات چاه های تکمیلی در لایه ۲- مخزن فوق استفاده شده است و لذا استفاده از این مدل برای بقیه لایه های مخزن همراه با درصد خطای بیشتری خواهد بود.

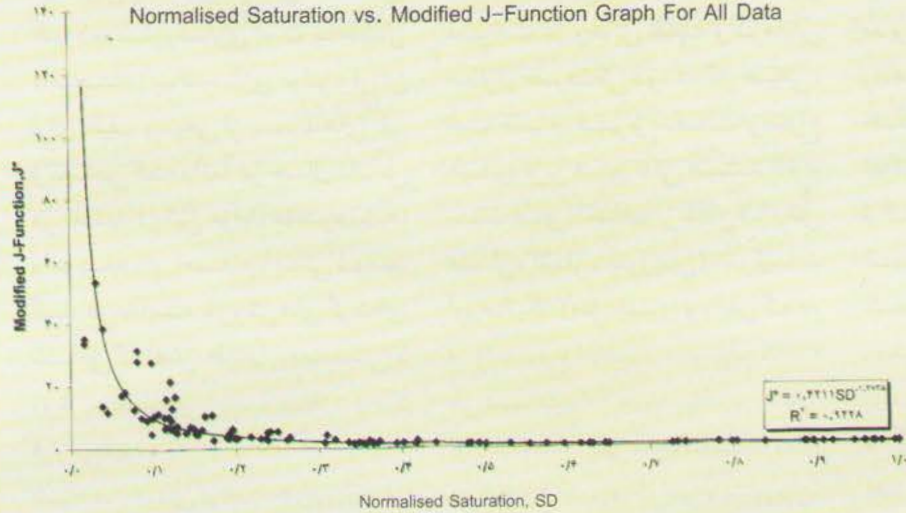
منابع:

- 1- EXXON Production Research Company, 1979, "Core Analysis Reports".
- 2- Noaman El-Khatib, 1995, "Development of a modified capillary pressure J-Function", SPE-29890.
- 3- H.C.Slip Slider, 1983, "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering methods".
- 4- James Lu.Amyx, Daniel M.Bass, JR., Robert L. Whiting, 1960, " Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties".
- 5- Intera El Petroleum Techloges LTD, March 1992, "Marun Oil Field Study".
- 6- Statoil Company / RIPI, August 2001, "Marun Asmari Reservoir Study".

Wetting phase saturation vs. Leverett J.Function Graph For All Data



Normalised Saturation vs. Modified J-Function Graph For All Data



Log SD vs. Log Jc* Graph For All Data

