



بررسی نحوه تفسیر نمودارهای چاه آزمایشی در مخازنی با جریان و تولید همزمان آب و نفت

محسن فتحی^۱، محمد زرگر باشی^۲، شیلان سپهری^۳، شرکت ملی نفت مناطق مرکزی

احسان نیک جو^۴، پژوهشگاه صنعت نفت
ایمر جهانبخش^۵، پژوهشگاه صنعت نفت

چکیده

از بین تمامی روش های ارائه شده جهت آنالیز چاه آزمایشی مخازن چند فازی، روش «پرین» و «مارتین» به دلیل سادگی محاسبات و نتایج قابل قبول، بیشترین مقبولیت را در صنعت دارد. حال آنکه در این روش به دلیل ماهیت پیچیده سیالات چند فازی و جهت ساده سازی مسئله، فرضیاتی به کار رفته است که در واقعیت کمتر با آنها در مخازن مواجه می شویم؛ از جمله آنها می توان به ثابت بودن درجه اشباع سیالات، توزیع یکنواخت آنها در مخزن و صرف نظر کردن از اثر فشار موئینگی اشاره کرد. در این مقاله به بررسی توزیع غیر یکنواخت درجه اشباع سیالات و تاثیر آن بر نتایج چاه آزمایشی در مخزنی با جریان و تولید همزمان آب و نفت پرداخته شده است.

بر این اساس دو حالت مختلف برای تغییرات «درجه اشباع» در نظر گرفته شده که در حالت اول فرض بر وجود گرادیان عمودی درجه اشباع می باشد و حالت دوم تغییرات شعاعی درجه اشباع در مخزن را در نظر گرفته است. برای هر حالت پارامترهای مخزنی نظیر: تحرک پذیری هر سیال، ضریب پوسته و فشار متوسط مخزن محاسبه و با مقادیر واقعی مقایسه شده است. از بررسی های انجام شده در این مقاله نتیجه می گیریم: در صورتی که درجه اشباع سیالات در داخل مخزن نسبت به عمق تغییر کند، روش «پرین» به خوبی قادر به تخمین پارامترهای مخزنی خواهند بود و تراوایی موثر هر یک از فازها در این روش در میانگین ارتفاع مخزن به دست می آید نه در درجه اشباع متوسط مخزن. از طرفی در تفسیر نمودارهای چاه آزمایشی در مخزنی با گرادیان افقی درجه اشباع با استفاده از روش «پرین»، باید دقت بالایی اعمال شود.

واژه های کلیدی | چاه آزمایشی، تحرک پذیری، چند فازی، ضریب پوسته، فشار متوسط مخزن.

مقدمه

است که بعد از افتادن فشار مخزن به زیر فشار حباب، سیال گاز نیز در مخزن به وجود می آید و با توجه به اینکه دیگر تنها یک سیال در مخزن وجود ندارد، روش های ارائه شده قبلی دیگر جوابگو نخواهند بود. روش های ارائه شده برای چاه آزمایشی مخازن چند فازی به ۳ دسته عمده تقسیم می شوند. اولین روش در سال ۱۹۵۶ توسط «پرین» ارائه شد. «راقاوان»^۶ در سال ۱۹۷۶ دومین روش را که نظریه «شبه فشار»^۷ بود ارائه داد و آخرین روش در سال ۱۹۸۷ توسط «الخلیفه»^۸ موسوم به روش «مربع فشار»^۹ عرضه شد. از بین سه روش ارائه شده، روش «پرین» به خاطر سادگی و دقت بالا، بیشترین مقبولیت را در صنعت دارد. دو روش بعدی دارای محاسبات پیچیده ای بوده و محدودیت های فراوانی نیز به همراه دارند. با وجود مقبولیت بالای روش «پرین»، این روش نیز شامل فرضیاتی می شود که از جمله می توان به یکسان بودن درجه اشباع و «توزیع یکنواخت سیالات در مخزن»^{۱۰} اشاره کرد؛ که

امروزه چاه آزمایشی به عنوان یکی از بهترین و کارآمدترین ابزارها در تخمین پارامترهای مخزنی و ارزیابی شرایط چاه، مورد استفاده مهندسیین مخزن قرار می گیرد. روش های طراحی شده در چاه آزمایشی، براساس راه حل های ارائه شده برای معادله انتشار می باشد و برای حل این معادله معمولاً فرضیات متعددی اعم از جریان تک فاز مایع، ثابت بودن تراکم پذیری و ویسکوزیته مایعات و نیز صرف نظر کردن از اثر فشار موئینگی در نظر گرفته می شود، حال آنکه بسیاری از این فرضیات برای ساده سازی مسئله بوده و عملاً در مخزن، این شرایط به ندرت اتفاق می افتد. در گذشته تمامی روش های چاه آزمایشی برای مخازن تک فاز (گاز یا نفت) ارائه می شد، در حالی که بعد از گذشت مدت زمانی از تولید مخزن، عملاً سیالات دیگر نیز در مخزن مشاهده می شود؛ نمونه بارز این مسئله در مخزنی با مکانیزم رانش گاز محلول

تراوایی نسبی به کار رفته، در شکل ۱ آورده شده است. برای مدل کردن مخزنی با این شرایط، از شبیه ساز Eclipse ۱۰۰ استفاده شده که با استفاده از آن داده‌های فشار برای آزمایشات مختلف چاه آزمایشی به دست آمده است. خلاصه‌ای از داده‌های به کار رفته در جدول ۱ آورده شده است.

۲- مخزنی با «گرادیان عمودی درجه اشباع»^{۱۴}

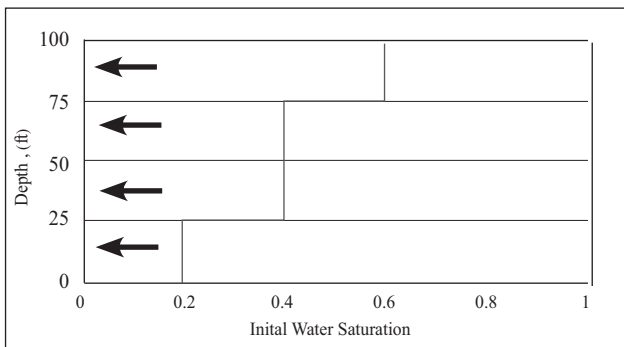
این حالت یکی از نمونه‌های بارز تغییرات درجه اشباع در مخزن است، پروفایل تغییرات درجه اشباع اولیه آب در مخزن در شکل ۲ رسم شده است، همان‌طور که ملاحظه می‌شود درجه اشباع اولیه آب در ۲۵ فوت ابتدایی مخزن ۰/۲ می‌باشد که با توجه به اینکه این مقدار از مقدار بحرانی آن (۰/۲۶) کمتر است آب در این ناحیه ساکن بوده و فقط نفت جریان دارد. در ۵۰ فوت بعدی مخزن، درجه اشباع به ۰/۴ و در ۲۵ فوت پایانی به ۰/۶ افزایش یافته است که در این نواحی هر دو سیال متحرک می‌باشند. داده‌های فشاری برای آزمایش ساخت فشاری^{۱۵} که در آن چاه به مدت ۵۰ روز بسته شده در شکل ۳ رسم شده است. توجه شود که قبل از بسته شدن، چاه به مدت ۵۰ روز در حال تولید بوده است. تحرک پذیری هر کدام از سیالات در مخازن چند فاز با استفاده از روش «پرین» طبق روابط ۱ و ۲ محاسبه می‌شود که در آنها نیاز به داده‌های

عملاً در مخازن کمتر این شرایط مشاهده می‌شود. به عنوان مثال در مخازن گاز میعانی، با افتادن فشار مخزن به زیر فشار نقطه شبنم، در نواحی اطراف چاه، میعانات گازی تشکیل شده و باعث کاهش درجه اشباع گاز در این ناحیه نسبت به نواحی دورتر از دهانه چاه می‌شود.

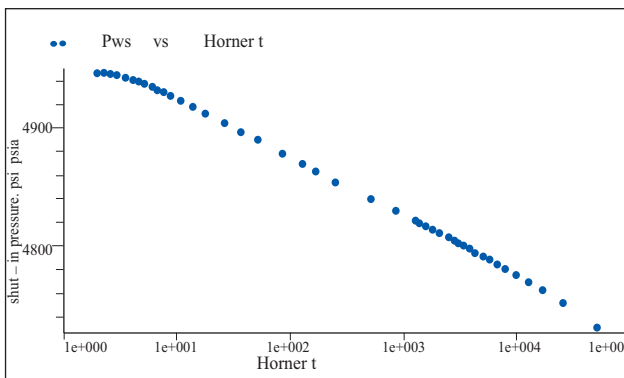
برای بررسی تأثیر توزیع غیر یکنواخت درجه اشباع بر نتایج حاصل از چاه آزمایشی، دو حالت مورد بررسی قرار گرفته است. در حالت اول، فرض بر وجود گرادیان عمودی درجه اشباع می‌باشد که در آن درجه اشباع سیالات با عمق تغییر می‌کند؛ در حالت دوم، مخزنی با گرادیان افقی درجه اشباع در نظر گرفته شده است. برای مدل کردن هر کدام از این حالات، از یک شبیه ساز تجاری^{۱۱} استفاده شده است که با استفاده از آن داده‌های فشاری برای آزمایشات افت و ساخت فشار به دست می‌آید.

۱- توصیف مدل مخزن^{۱۱}

مخزن مورد مطالعه در این مقاله، یک مخزن؛ همگن با مرزهای بسته می‌باشد که در آن فرض شده چاه در کل ضخامت مخزن تکمیل شده است. این مخزن شامل: دو سیال آب و نفت بوده که به عنوان سیالات کم تراکم پذیر در نظر گرفته شده‌اند. از اثر گراویتی نیز صرف نظر شده است. فشار اولیه مخزن ۵۰۰۰ Psi می‌باشد. تراوایی و تخلخل مخزن به ترتیب ۱۰۰ میلی داریسی و ۰/۲۲ می‌باشد. منحنی

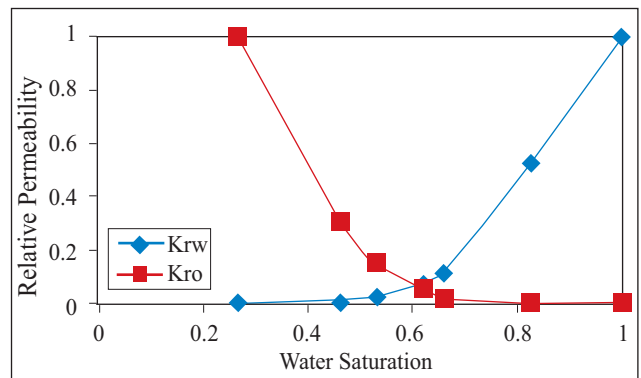


شکل ۲ | پروفایل تغییرات عمودی درجه اشباع



شکل ۳ | آزمایش ساخت فشار در مخزنی با گرادیان عمودی درجه اشباع

اطلاعات مخزن شبیه سازی شده	
پارامترهای مخزن شبیه سازی شده	مقدار عددی
Initial Pressure , Psi	۵۰۰۰
Absolute Permeability , md	۱۵۰
Porosity	۰/۲۲
Reservoir Thickness , ft	۱۰۰
Well radius , ft	۰/۳
Drainage Radius , ft	۱۵۰۰
Connate water saturation	۰/۲۶
Rock compressibility , 1/psi	۰/۰۰۰۰۲۸



شکل ۴ | منحنی تراوایی نسبی بر حسب درجه اشباع.



مخزن به دست می آورد، به بررسی صحت این فرض پرداخته شده است:

$$\bar{\lambda}_m = \frac{1}{h} \int_0^h \frac{kk_{rm}}{\mu_m} d \quad (5)$$

$$m = o, w$$

با توجه با اینکه درجه اشباع، نسبت به عمق در حال تغییر است، در نتیجه، تراوایی نسبی، تابعی از عمق می باشد و در معادله بالا باید مورد توجه قرار گیرد. با انتگرال گیری از رابطه بالا، تراوایی موثر نفت و آب را در میانگین ارتفاع مخزن $73/635$ و $8/73$ میلی داریسی به دست آوردیم، حال آنکه مقادیر تراوایی موثر نفت و آب به دست آمده از رابطه «پرین» $72/008$ و $8/65$ میلی داریسی می باشد. همان طور که مشاهده می شود، این مقادیر بسیار به هم نزدیک بوده و می توان نتیجه گرفت که تراوایی و تحرک پذیری موثر سیالات در روش «پرین»، در میانگین ارتفاع مخزن محاسبه می شود و نه درجه اشباع میانگین.

پارامتر بعدی بررسی شده، «ضریب پوسته» می باشد، که در مخازن چند فازی با انجام یک سری اصلاحات از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$S = 1/151 \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{m} - \log(k/\mu)_t \right] + 3/23 \quad (6)$$

$$\Delta P_{1hr} = P_i - P_{1hr}$$

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_f$$

مقدار ضریب پوسته از رابطه بالا $0/3438$ به دست آمد، که با مقدار ورودی آن در شبیه ساز (مقداری که خود ما به این پارامتر اختصاص دادیم) -مقدار عددی صفر- اختلاف اندکی نشان می دهد.

یکی دیگر از پارامترهای قابل محاسبه از چاه آزمایی، «فشار متوسط مخزن» است. در اینجا برای محاسبه فشار متوسط از روش MBH^A استفاده شده است؛ مقدار به دست آمده با این روش، $4,945$ Psi می باشد. با مقایسه این عدد با مقدار واقعی فشار متوسط $4,947$ (Psi)،

تولید، خواص سیالات و شیب نمودار نیمه لگاریتمی می باشد:

$$\lambda_o = \frac{162/q_o B_o}{mh} \quad (1)$$

$$\lambda_w = \frac{162/q_w B_w}{mh} \quad (2)$$

$$\lambda_t = \lambda_w + \lambda_o \quad (3)$$

سوالی که در اینجا مطرح می شود این است که تحرک پذیری محاسبه شده با استفاده از روابط بالا و با توجه به تغییرات درجه اشباع نسبت به عمق مخزن، بیانگر چه ناحیه ای از مخزن می باشد؟ برای پاسخ به این سوال دو حالت زیر در نظر گرفته شده است:

۲-۱- حالت اول: تراوایی موثر در «درجه اشباع میانگین»^{۱۶}

در حالت اول بررسی شده، فرض بر این است که تحرک پذیری و تراوایی موثر هر فاز، در درجه اشباع میانگین مخزن محاسبه می شود. برای بررسی این فرض، درجه اشباع میانگین مخزن را با استفاده از رابطه زیر به دست آوردیم:

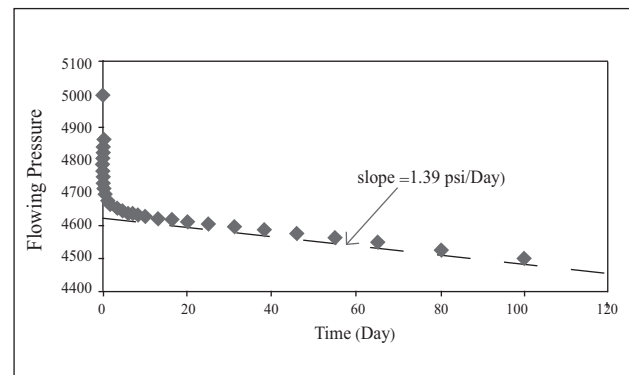
$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (4)$$

در این درجه اشباع، مقادیر تراوایی موثر نفت و آب به ترتیب 60 و $0/93$ میلی داریسی به دست آمد، حال آنکه مقادیر محاسبه شده از روابط «پرین» (معادلات ۱ و ۲) برای این پارامترها $72/008$ و $8/65$ میلی داریسی می باشد، بنابراین مقادیر تراوایی موثر و تحرک پذیری به دست آمده از روش «پرین» بیانگر درجه اشباع میانگین مخزن نمی باشد.

۲-۲- حالت دوم: تراوایی موثر در میانگین ارتفاع مخزن^{۱۷}

با استفاده از رابطه زیر که تحرک پذیری هر فاز را در میانگین ارتفاع

نتایج محاسبات برای مخزنی با گرادیان عمودی درجه اشباع		
تغییرات عمودی درجه اشباع		
پارامترها	محاسبه شده	واقعی
K_o , md	78/909	78/375
K_w , md	2/709	2/61
Skin	0/3438	0
Reservoir Pore Volume, bbl	27,806,143	27,718,133
Average reservoir Pressure, Psi	4,945	4,947



شکل ۴ | منحنی کارتزین فشار بر حسب زمان

۳- مخزنی با «گردایان افقی درجه اشباع»^{۱۹}

در این حالت، فرض شده که درجه اشباع سیالات در طول مخزن در حال تغییر است، پروفایل این تغییرات در شکل ۵ آورده شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، در ۱۵۰ فوت ابتدایی مخزن، درجه اشباع اولیه آب، ۰/۳ بوده و در ادامه مخزن این مقدار به ۰/۶ افزایش می‌یابد. مجدداً مخزنی با این شرایط را شبیه‌سازی کرده و برای دو حالت به بررسی نمودارهای فشاری پرداخته شد.

۳-۱- حالت اول: زمان بسته شدن چاه: ۵۰ روز

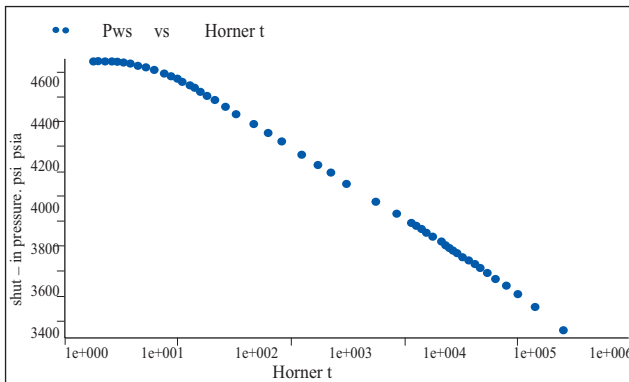
مطابق نمودار ساخت فشار (شکل ۶)، دو خط راست بر روی این نمودار مشاهده می‌شود؛ فرضیه‌ای که در ابتدا مطرح می‌شود این است که: ناحیه اول، بیانگر ناحیه‌ای با درجه اشباع ۰/۳ و خط راست دوم، بیانگر ناحیه دوم، یعنی با درجه اشباع ۰/۶ می‌باشد. در ادامه به بررسی صحت این فرض می‌پردازیم. با استفاده از شیب خط راست اول و روابط (۱ و ۲) مقدار تراوایی موثر نفت و آب را به دست آوردیم، این پارامتر برای نفت و آب به ترتیب ۱۲۹/۷۵ و ۰/۱۹ میلی داری محاسبه شده، با مقایسه این مقادیر با اعداد واقعی (۱۳۱/۸۸ و ۰/۱۸) می‌توان نتیجه گرفت که خط راست اولیه بر روی نمودار، بیانگر ناحیه اول با درجه اشباع ۰/۳ می‌باشد. مقادیر به دست آمده برای تراوایی موثر نفت و آب با استفاده از شیب خط راست دوم، به ترتیب ۴۸/۱۸ و ۰/۷۱۵ میلی

دقت بالای محاسبات نشان داده می‌شود.

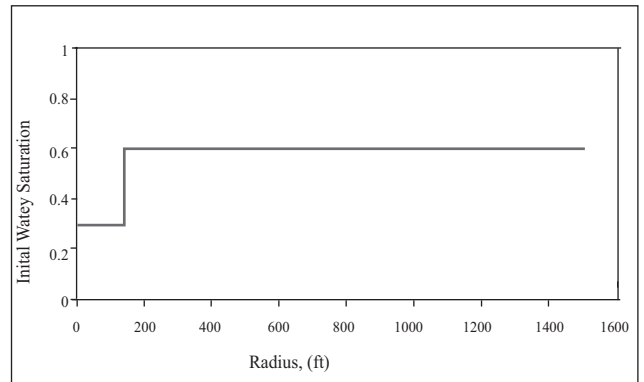
آخرین پارامتر بررسی شده، «حجم متخلخل مخزن» می‌باشد که برای محاسبه آن، نمودار کارت‌ترین فشار بر حسب زمان رسم شده است (شکل ۴). از شروع زمان شبه فشار، می‌توان شیب خط راست نمودار را محاسبه کرد. از رابطه زیر برای محاسبه حجم متخلخل مخزن در مخازن چند فازی، استفاده شده است:

$$V_p = \frac{-0/234 (qB)_t}{C_t \left(\frac{\partial P_{wf}}{\partial t} \right)} \quad (7)$$

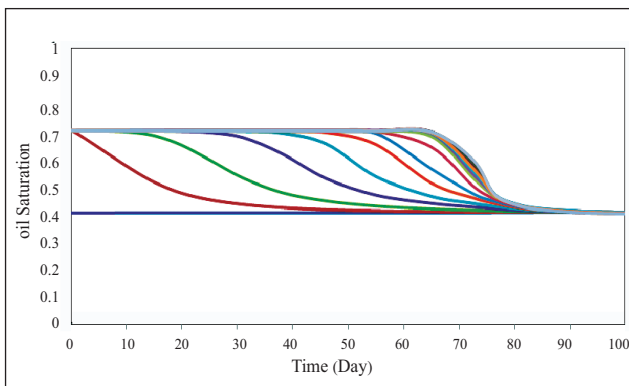
مقدار حجم متخلخل مخزن به دست آمده از رابطه بالا، ۲۷,۸۰۶,۱۴۳ بشکه می‌باشد در حالی که مقدار واقعی این پارامتر با توجه به ابعاد و تخلخل مخزن ۲۷,۷۱۸,۱۳۱ بشکه محاسبه شده است. محاسبه حجم متخلخل مخزن از این جهت قابل توجه می‌باشد که «راقاوان» نشان داد در صورت حضور گاز در مخازن، با استفاده از روش‌های معمول نمی‌توان تخمین درستی از حجم متخلخل مخزن به دست آورد، حال آنکه نشان داده شد که در صورت حضور آب این پارامتر به خوبی تخمین زده می‌شود. خلاصه نتایج محاسبات انجام شده در این قسمت در جدول ۲ آورده شده است.



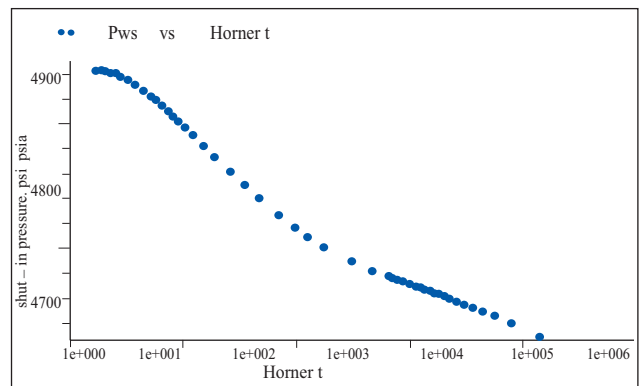
شکل ۵ | منحنی آزمایش ساخت فشار برای یک دوره ۱۰۰ روزه بسته شدن چاه



شکل ۶ | پروفایل تغییرات درجه اشباع در طول مخزن



شکل ۷ | تغییرات درجه اشباع نفت برای چندین گرید مخزن در طول زمان تولید



شکل ۸ | منحنی آزمایش ساخت فشار برای یک دوره ۵۰ روزه بسته شدن چاه



کل مخزن تقریباً یکسان و به صورت یکنواخت توزیع شده است.

۴- نتایج

۱. در صورتی که درجه اشباع سیالات در داخل مخزن نسبت به عمق تغییر کند، روش «پرین» به خوبی قادر به تخمین پارامترهای مخزنی، نظیر: «تراوایی موثر»، «ضریب پوسته» و «فشار متوسط مخزن» خواهد بود.
۲. «تراوایی» و «تحرک پذیری» موثر به دست آمده با استفاده از روش «پرین» در «میانگین ارتفاع مخزن» نه در «درجه اشباع میانگین» محاسبه می شود.
۳. با استفاده از روش های متداول و مرسوم، قادر به محاسبه «حجم متخلخل مخزن» در مخازنی با جریان و تولید آب و نفت خواهیم بود؛ در حالی که، در صورت وجود گاز در مخزن، مقادیر به دست آمده با این روش، از دقت بالایی برخوردار نیست.
۴. در مخازنی با گرادیان افقی درجه اشباع، بر روی نمودار ساخت فشار، دو خط راست مشاهده خواهد شد، که ممکن است هر کدام از خطوط راست بیانگر نواحی با درجه اشباع متفاوت نباشند.
۵. در حالت کلی می توان نتیجه گرفت که در بررسی نمودارهای فشاری در مخازنی با گرادیان شعاعی درجه اشباع باید با دقت بالایی برخورد شود.

داری می باشد، که با مقایسه با مقادیر واقعی (۱۱/۳۷ و ۹) به این نتیجه می رسید که این ناحیه بیانگر ناحیه ای با درجه اشباع ۰/۶ نخواهد بود.

۳-۲- حالت دوم: زمان بسته شدن چاه: ۱۰۰ روز

برای این حالت، منحنی آزمایش ساخت فشار را رسم کردیم (شکل ۷) و نکته جالب توجه اینکه این بار فقط یک خط راست بر روی نمودار مشاهده شد. با توجه به شیب نمودار، به مقایسه مقادیر محاسبه شده و واقعی تراوایی موثر هر یک از فازها پرداختیم. مقادیر محاسبه شده تراوایی نفت و آب به ترتیب ۱۲/۰۶۳ و ۸/۶۴۱ میلی داری به دست آمد. در حالی که مقادیر واقعی این پارامترها ۱۱/۳۷ و ۹ میلی داری بوده است. در نتیجه در این حالت، روش «پرین» به خوبی قادر به محاسبه تراوایی موثر فازها می باشد.

برای بررسی دلیل این تغییرات، نمودار درجه اشباع نفت بر حسب زمان رسم شد (شکل ۸) و ملاحظه گردید که بعد از حدود ۸۰ روز، درجه اشباع سیالات در مخزن یکنواخت خواهد شد، در نتیجه در زمان های کمتر از ۸۰ روز، درجه اشباع سیالات در مخزن به صورت غیر یکنواخت توزیع شده و همین امر دلیل به وجود آمدن دو خط راست بر روی نمودار آزمایش ساخت فشار می باشد. در حالی که بعد از ۸۰ روز، درجه اشباع در

پانویس ها

¹Ehsan.nikjoo@gmail.com

²Jahanbakhsha@ripi.ir

³m.fathi@mail.com

⁴m.zargarbashi@gmail.com

⁵Sepehri@yahoo.com

⁶Raghavan

⁷Pseudo Pressure

⁸Al-Khalifah

⁹Pressure Square

¹⁰Uniform saturation Distribution

¹¹Commercial simulator

¹²Model Description

¹³Simulator

¹⁴Vertical Saturation Gradient

¹⁵Build up Test

¹⁶Average phase saturation

¹⁷Thickness average reservoir

¹⁸Matthews, Brons and

Hazerbroek

¹⁹Horizontal Saturation Gradient

منابع

- [1] Bourdet, D., Well Test Analysis: The use of advanced interpretation models, ELSEVIER (2002).
- [2] Lee, John, (1982), Well Testing: Society of Petroleum Engineers of AIME
- [3] Wei-chun chu, A.C.Reynolds, Rajagopal Raghavan,:"Pressure Transient Analysis of Two Phase Flow Problems "SPE Formation Evaluation (April, 1986).
- [4] Wei-Chun Chu,:"Well Test Analysis For Two-Phase Flow",Ph.D,Dissertation , University of TULSA,1985.
- [5] Perrine, R.L.: "Analysis of pressure Build up Curves," Drill and Prod., API (1956), 482-509
- [6] Martine, J.C.: "Simplified Equations of Flow in gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Build up Analysis," Trans. AIME (1959).
- [7] Al-Khalifa, A-J-A.: "Determination of absolute and Relative Permeability Using well Test Analysis", PhD Dissertation, Stanford university (1989)
- [8] Al-Khalifa, A-J-A, Horne, R.N and Aziz,K.: "In-Place Determination of Reservoir Relative Permeability Using Well Test Analysis "Paper SPE 16774.
- [9] Al-Khalifa, A-J-A, Horne, R.N and Aziz, K.: "A New Approach to Multiphase Well Test Analysis "Paper SPE,1987.
- [10] L.G.Thompson, A.C.Reynolds,:"Well Testing For Radially Heterogeneous Reservoirs Under Single and Multiphase Flow Conditions" SPE Formation Evaluation, March 1997.
- [11] W.J.Lee, Cosan Ayan,:"The effects of Multiphase Flow on the interpretation of Pressure-Build up Tests" SPE Formation Evaluation , June 1988.
- [12] W.J.Lee, Cosan Ayan,:"Multiphase Pressure Build up Analysis: Field Examples "Paper SPE 1988.