

بررسی تأثیر سرعت تولید بر منحنیهای تراوایی نسبی در چاههای گاز میعانی مخازن ترکدار ایران

محسن ثمره شفیعی

فارغ التحصیل کارشناسی ارشد گروه مهندسی شیمی - دانشکده فنی - دانشگاه تهران

منوچهر حقیقی

استادیار گروه مهندسی شیمی - دانشکده فنی - دانشگاه تهران

علی دانش

استاد گروه مهندسی شیمی - دانشکده فنی - دانشگاه تهران

(تاریخ دریافت ۸۰/۳/۹، تاریخ تصویب ۸۲/۸/۲۴)

چکیده

در شبیه‌سازهای مرسوم که در صنعت مورد استفاده قرار می‌گیرند، منحنیهای تراوایی نسبی توسط رابطه تجربی کوتز^۱ برای هر مقدار از کشش بین سطحی تصحیح می‌شوند. بر اساس نتایج تحقیقات انجام شده در دانشگاه هریوت-وات بالا رفتن سرعت در نزدیکی دهانه چاه میعانی گازی باعث افزایش تراوایی نسبی میعانات و مخصوصاً گاز در اطراف دهانه چاه می‌شود. لذا به منظور اعمال تأثیر مثبت دبی رابطه تجربی جدیدی مشابه رابطه تجربی کوتز پیشنهاد گردید که در آن به جای کشش بین سطحی از پارامتر بدون بعد عدد موئینگی N_c که نسبت نیروی لزجت به نیروی سطحی می‌باشد، برای تصحیح منحنیهای تراوایی نسبی استفاده می‌شود، بدین ترتیب با بکار بردن رابطه تجربی جدید در شبیه‌سازها سرعت بازیافت میعانات نسبت به حالتی که فقط تأثیر کشش بین سطحی در نظر گرفته می‌شود افزایش قابل توجهی خواهد داشت. در ضمن در مخازن گاز میعانی بر خلاف گاز خشک تأثیر منفی اینرسی (ضریب تلاطم) که بصورت ضریب پوسته تعریف می‌شود ثابت نبوده و تابعی از دبی می‌باشد.

به منظور مطالعه پدیده مذکور در مقیاس مخزن، یک مخزن گاز میعانی از نوع مخازن ترکدار طبیعی واقع در میدان نار به عنوان نمونه انتخاب گردید. ابتدا سیال مخزن توسط یک معادله حالت مدلسازی گردید و سپس منحنیهای تراوایی نسبی که صرفاً برای مقادیر کشش بین سطحی تصحیح شده اند به دست آورده شد و در نهایت با استفاده از مدل نفت سیاه Eclipse-۱۰۰ و تغییر در پارامترهای تطابق سعی شد که از اطلاعات دبی-افت فشار در آزمایش پس‌فشار انجام شده در یک چاه تطابق مناسبی گرفته شود. با استفاده از مدل تنظیم شده و تغییر در ضریب پوسته و شعاع ریزش چاه، از یکی از اطلاعات دبی-افت فشار مربوط به آزمایشهای انجام شده در سایر چاهها تطابق گرفته شد و مشاهده گردید که در سایر دبیها تطابق خوبی از فشار جریانی ته چاه بدست نیامد. بنابراین نتیجه گیری گردید که در مقیاس مخزن نیز انجام تصحیح تأثیر سرعت بر روی مدل‌های شبیه‌ساز به منظور مدلسازی بهتر جریان سیالات در مخازن گاز میعانی ضروری به نظر می‌رسد.

واژه‌های کلیدی: تراوایی نسبی، مخازن ترکدار، گاز میعانی، سرعت تولید

مقدمه

نقطه شبنم، میعانات در ناحیه اطراف دیواره چاه تجمع کرده و باعث کاهش تراوایی گاز و در نتیجه بهره‌دهی پایینتر چاه گازی می‌شود. در این زمینه تحقیقات گوناگونی انجام شده است، که در ادامه بطور خلاصه به آنها اشاره می‌شود.

ماسکت (۱۹۴۹) [۱] در تحقیقاتش که در زمینه بازگردانی گاز می‌باشد، اشاره‌ای به مشکل تجمع میعانی

محاسبه بهره‌دهی در چاه گاز میعانی از دیرباز مورد توجه بوده است و در تمام تحقیقات انجام شده سعی بر آن بوده است که بهترین مدل ریاضی که توانایی شبیه‌سازی رفتاری واقعی مخزن را داشته و برای تطابق گرفتن از تاریخچه تولید و فشار و همچنین پیش‌بینی بهره‌دهی چاههای میعانی در آینده مناسب باشد، ارائه شود. به هنگام افتادن در فشار جریانی ته چاه به زیر

ترکیبی تک بعدی، عملکرد یک چاه گاز میعانی را پیش بینی کرد. نتایج بیانگر این موضوع می باشد که میزان اشباع میعان در ناحیه نزدیک دیواره چاه و در فشار جریانی ته چاه بسیار بیشتر از میزان رسوب میعان پیش بینی شده توسط داده های آزمایشگاهی می باشد. او همچنین نشان داده است که معادل ادل-میلر (با تصحیح کوچکی برای گاز حل شده در نفت جریانی) کاهش بیشتری برای بهره دهی در مقایسه با نتایج شبیه سازی تخمین می زند.

فیونگ و ویتنسن (۱۹۹۵) [۹] در مقاله ای تحت عنوان «مدلسازی بهره دهی در چاه گاز میعانی»، تابع شبه فشاری مشابه با تابع ارائه شده توسط اوینگر و ماسکت برای چاههای نفت توام با گاز همراه ارائه دادند. با دانستن نسبت گاز به نفت تولیدی، خواص فشار، حجم و دما و همچنین تراوانی نسبی گاز-نفت این تابع به راحتی برای حالت های مختلف تولید از مخزن قابل محاسبه می باشد. نتایج تحقیقات آنها نشان دهنده این نکته می باشد که محاسبات انجام شده توسط این روش همخوانی مناسبی با نتایج شبیه سازی دانه ریز^۲ دارد.

دانش، تهرانی، هندرسن، الشیدی، ایرلند و تامسن (۱۹۹۷) [۱۰] در مقاله ای تحت عنوان تراوانی نسبی و تأثیر آن بر روی بهره دهی چاه به بررسی تأثیر افزایش سرعت در نزدیکی دهانه چاه بر روی تراوانی نسبی فازهای گاز و میعان و به تبع آن بهره دهی چاه پرداختند. جریان و تراوانی نسبی در اطراف دهانه چاه در محاسبات مربوط به بهره دهی گاز و میعان از اهمیت ویژه ای برخوردار می باشد. به همین منظور، جهت اندازه گیری تراوانی نسبی گاز و میعان در نزدیکی دهانه چاه آزمایشاتی بر روی مغزه های افقی انجام شد. نتایج حاصله بیانگر وابستگی شدید تراوانی نسبی هر دو فاز به سرعت جریان بود.

هدف از انجام این مطالعه بررسی چگونگی تأثیر سرعت تولید گاز (دبی تولید گاز) در مخازن ترکدار ایران بر روی منحنی های تراوانی نسبی گاز و نفت و بخصوص منحنی تراوانی نسبی مربوط به گاز می باشد.

به منظور بررسی پدیده فوق الذکر، یکی از مخازن ترکدار ایران با نام مخزن کنگان-دالان بالائی مربوط به میدان نار به عنوان نمونه انتخاب گردید.

داشته است و راه ساده ای برای تخمین شعاع تجمع میعان بصورت تابعی از زمان، دبی گاز و خواص سیال و سنگ مخزن ارائه کرده است.

فتکویچ (۱۹۷۳) [۲] با استفاده از نتایج کار ماسکت روشی برای محاسبه ضریب پوسته بصورت تابعی از زمان و دبی برای استفاده در معادله استاندارد دبی گاز ارائه کرده است.

نیازف و نویل (۱۹۶۵) [۳] و همچنین ایلرتس و همکارانش (۱۹۶۵) و (۱۹۶۷) [۴،۵] اولین کسانی بودند که بهره دهی در چاه گاز میعانی شعاعی را، بصورت عددی مدل کردند. در این تحقیقات تغییرات شعاعی فشار و اشباع بصورت تابعی از زمان و سایر متغیرهای عملیاتی نشان داده شده اند، و بیانگر این موضوع می باشد که تجمع میعان باعث کاهش بهره دهی چاه می شود. نیازف و نویل همچنین مطالعاتی در زمینه تأثیر جریان غیر داری (در فاز گاز) بر روی بهره دهی چاه انجام دادند.

گاندوئین و همکارانش (۱۹۶۷) [۶] فعالیت زیادی جهت فهم پایه ای در باره بهره دهی در چاه گاز میعانی انجام دادند. آنها با انجام شبیه سازی نفت سیاه به صورت شعاعی کارهای انجام شده توسط نیازف و نویل را توسعه دادند، تا اهمیت تجمع میعان و آثار جریان غیرداری را بر روی عملکرد پس فشار نشان دهند.

ادل و میلر (۱۹۶۷) [۷] اولین رابطه دبی گاز را، که در آن تأثیر تجمع میعان با استفاده از تابع شبه فشار اعمال شده است، ارائه کردند. معادله زمانی قابل استفاده می باشد که :

۱ - سیال چاه تولیدی گاز اولیه مخزن باشد

۲ - شعاع تجمع نسبتاً کم باشد (بعنوان مثال فشار مخزن به میزان قابل ملاحظه ای بالای نقطه شبنم باشد). با توجه به نتایج گرفته شده، واضح است که بهره دهی چاه، حتی برای ناحیه کمی از تجمع میعان، به میزان قابل ملاحظه ای کاهش می یابد.

بر اساس تحقیقات فوسل (۱۹۷۳) [۸] در چاههای گاز میعانی، تولید با فشار جریانی ته چاه پائینتر از فشار اشباع، باعث کاهش سریعتر بهره دهی نسبت به آنچه که بصورت بتوری برای چاههای گاز خشک پیش بینی می شود، می گردد. وی با استفاده از یک مدل شبیه ساز

شده‌اند. بمنظور تطابق گرفتن از منحنی رسوب مایعات در زمانهای ابتدائی تخلیه سیال مخزن، ضریب وزنی بالائی به S_L اختصاص یافته است. دلیل تطابق نگرفتن خوب از فشار نقطه شبنم را می‌توان وجود پدیده دنباله در این منحنی دانست. شکل‌های (۱) تا (۵) نشان‌دهنده نتایج آزمایشگاهی و نتایج تخمین توسط معادله حالت بعد از عملیات تنظیم می‌باشند.

جدول ۲: گروه‌بندی اجزاء سیال مخزن.

سیال اولیه	اجزاء مجازی
C_1	L_1
N_2 CO_2 C_2	L_2
C_3 $I-C_4$ $N-C_4$	L_3
$I-C_5$ $N-C_5$	L_4
C_7 C_8 C_9 C_{10}	L_5
C_{11+}	GRP_1 GRP_2

بعد از مرحله تنظیم معادله حالت، خواص PVT مربوط به نفت سیاه با اعمال شرایط تفکیک‌گر که شامل سه مرحله و بصورت زیر می‌باشد، جهت استفاده در مدل شبیه‌ساز Eclipse-۱۰۰ ایجاد گردید.

شرایط تفکیک‌گر:

$P=121.5\text{Psia}$	$T=104^\circ\text{F}$	مرحله اول:
$P=1124.3\text{Psia}$	$T=97/7^\circ\text{F}$	مرحله دوم:
$P=14.7\text{Psia}$	$T=60^\circ\text{F}$	تانک ذخیره:

شکل‌های (۶) تا (۹) نشان‌دهنده نتایج خواص PVT مربوط به نفت سیاه می‌باشند.

خواص سنگ مخزن

مخزن بصورت همگن و تک لایه در نظر گرفته شده و متوسط خواص پتروفیزیکی نظیر ϕ , S_{wi} , N/G (جدول ۶) با توجه به ارزیابیهای پتروفیزیکی انجام شده در چاههای مختلف مخزن تعیین شده است. متوسط تراوانی نیز با توجه به نمودار تراوانی در مقابل تخلخل مربوط به مخازن مجاور، در تخلخل متوسط ۱۰٪ برابر

مدلسازی سیال مخزن

نمونه سیال مربوط به مخزن کنگان-دالان بالائی [۱۳] به روش ترکیب مجدد و با نسبت GOR تفکیک‌گر تهیه شده است. بر روی نمونه سیال تهیه شده که معرف سیال مخزن می‌باشد، آزمایشات CVD, CCE انجام گردیده است. آزمایشات فوق‌الذکر را می‌توان جهت تنظیم معادله حالت مورد استفاده قرار داد.

ترکیب مولی اجزاء سیال مخزن در جدول (۱) نشان داده شده است. نمونه سیال اولیه مخزن مطابق آنچه که در جدول (۲) نشان داده شده اند، به صورت هفت جزء مجازی گروه‌بندی گردید و معادله حالت پنگ رابینسن دو متغیره برای مدلسازی سیال مخزن مورد استفاده قرار گرفت. پارامترهای P_c, T_c مربوط به جزء مجازی L_5, GRP_1, GRP_2, BIC مربوط به معادله حالت مورد استفاده قرار گرفتند.

جدول ۱: ترکیب مولی سیال چاه.

اجزاء	درصد مولی
N_2	۴/۲۷
CO_2	۱/۵۷۹
C_1	۸۷/۰۲۲
C_2	۴/۱۰۴
C_3	۱/۲۴۲
IC_4	۰/۲۶۸
NC_4	۰/۳۸
IC_5	۰/۱۹۳
NC_5	۰/۱۴۱
C_6	۰/۱۹۳
C_7	۰/۱۹۹
C_8	۰/۱۴۷
C_9	۰/۱۰۱
C_{10}	۰/۵۲
C_{11+}	۰/۱۰۹

ضرایب وزنی مربوط به خواص در آزمایشات مختلف انجام شده بر روی سیال مخزن در جدول (۳) آورده

جدول ۳: ضرایب وزنی اعمال شده در مدل‌سازی سیال مخزن .

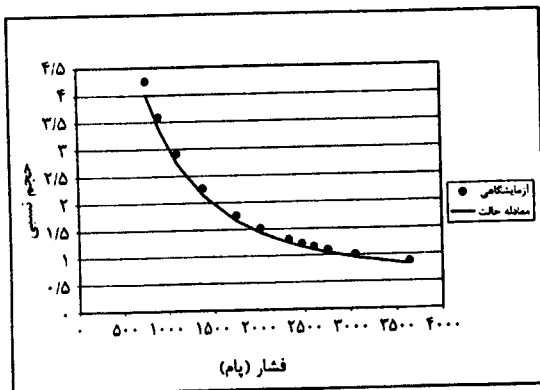
خاصه	نقطه شنیم	S_L	$Z_V(CVD)$	درصد بازیافت	$Z_V(CCE)$	حجم نسبی
ضریب وزنی	۲۰	۴۰	۵	۱	۱	۵

جدول ۴: نوع تکمیل، لایه و فاصله تولیدی در چاههای آزمایش شده .

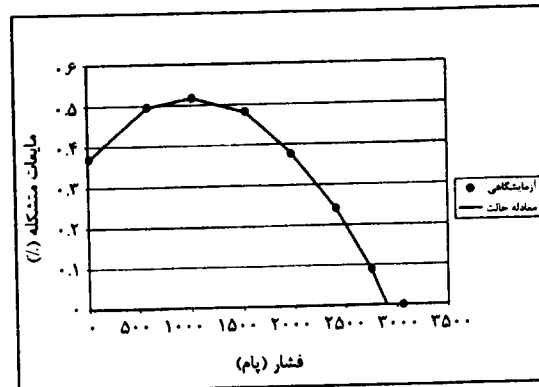
شماره چاه	لایه تولیدی	فاصله تولیدی (متر حفار)	نوع تکمیل
۷	D	۱۹۷۴-۲۲۳۴	حفره باز
۱۰	B	۱۸۷۲/۵-۱۹۵۰	مشبک
۱۱	B	۱۸۶۲-۱۹۴۲	مشبک
۲۰	D	۲۰۹۳-۲۱۶۵/۵	مشبک

جدول ۵: اطلاعات مربوط به شبکه بندی .

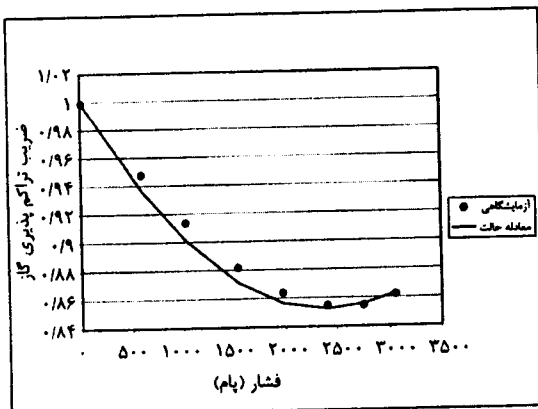
ابعاد شبکه بندی در جهت شعاع (فوت)	توصیف شبکه
۱۵ ۳/۳۵ ۵/۳ ۸/۰۷ ۱۲/۵۳ ۱۹/۴۶ ۳۰/۲۳ ۳۶/۹۴ ۷۲/۹	مدل شعاعی
۶۵۸/۴۱ ۱۰۲۲/۴۹ ۱۵۸۷/۸۸ R_e (ft) ۰/۵۳ ۰/۸۹ ۱/۳۹ ۲/۱۱۳/۲ ۱۷۵/۰۱ ۲۷۳/۰۱ ۴۲۳/۹۷	
$۳۰ \times ۵۲/۹$ (ft)	در جهت Z
۳۶۰°	در جهت زاویه ای
R_e :	با توجه به فاصله با چاههای مجاور و فاصله با مرز مخزن تعیین می‌شود.



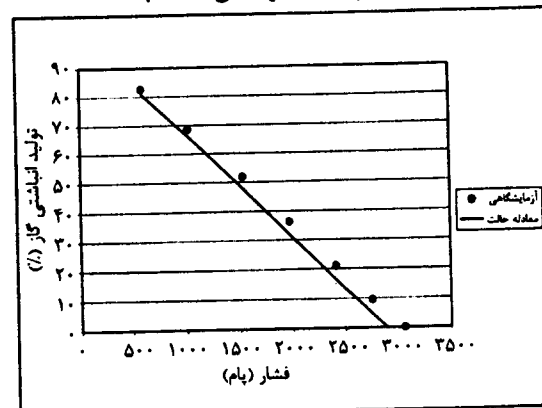
شکل ۳: حجم نسبی گاز مخزن در دمای ۱۵۵/۳ درجه فارنهایت (آزمایش CCE).



شکل ۱: درصد مایعات متشکله در مخزن در دمای ۱۵۵/۳ درجه فارنهایت (آزمایش CVD).



شکل ۴: ضریب تراکم پذیری گاز مخزن در دمای ۱۵۵/۳ درجه فارنهایت (آزمایش CVD).



شکل ۲: درصد تولید انباشتی گاز مخزن در دمای ۱۵۵/۳ درجه فارنهایت (آزمایش CVD).

$S_{wi}^* = 1/(P_c / P_{co})^\lambda$	۱
$\log P_c = \log P_{co} - \frac{1}{\lambda} \log S_{wi}^*$	۲

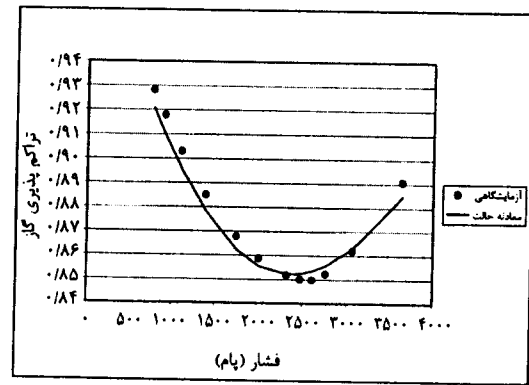
با دانستن مقدار λ تراوایی نسبی مربوط به هر دو فرآیند تخلیه و آشام با استفاده از روابط تجربی ارائه شده توسط طرح^{۱۲} [۱۳۷۸] و با اعمال $S_{wi} = 0.3$ (با توجه به ارزیابیهای پترو فیزیکی) تعیین گردیدند (شکل ۱۱).

تراواییهای نسبی محاسبه شده به عنوان منحنیهای پایه در نظر گرفته می‌شوند. از آنجا که محدوده فشاری مورد نظر ما از فشار جریانیه ته چاه (حدود ۲۳۰۰ پام) تا فشار ایستای سیال مخزن می باشد. با توجه به نتایج مدلسازی سیال مخزن مقدار کشش بین سطحی در این محدوده فشاری برابر مقدار ثابت ۰/۵ dynes/cm در نظر گرفته شد. سپس با استفاده از رابطه تجربی Coats تأثیر کشش بین سطحی بر روی منحنیهای پایه اعمال گردید (شکل ۱۲).

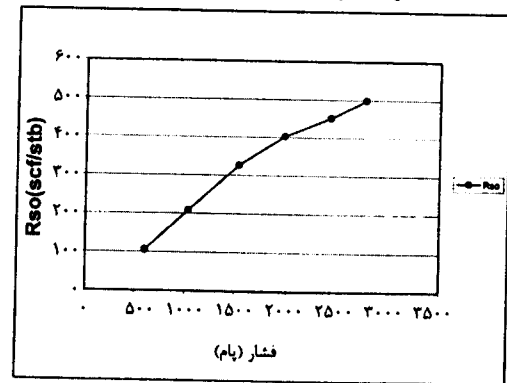
در روش فوق مقدار σ_b ، همان مقدار کشش بین سطحی بدست آمده از نتایج شبیه‌سازی سیال مخزن در فشار ۱۴/۷ پام، یعنی ۳/۱۷۱۶ dynes/cm در نظر گرفته شد. علیرغم آنکه مقدار فوق‌الذکر غیر واقعی به نظر می‌رسد، ولی از آنجا که در محدوده قابل قبولی قرار دارد از آن استفاده شده است. برای مقادیر کمتر از آن تأثیر کشش بین سطحی بر روی منحنیهای تراوایی نسبی پایه بسیار کم خواهد شد.

شبیه‌سازی دانه ریز چاه آزمایشها

در شبیه‌سازهای مرسوم که در صنعت مورد استفاده قرار می‌گیرند، منحنیهای تراوایی نسبی توسط رابطه تجربی کوتز برای هر مقدار از کشش بین سطحی تصحیح می‌شوند. در حالیکه بر اساس نتایج تحقیقات انجام شده در دانشگاه هریوت-وات، بالا رفتن سرعت در نزدیکی دهانه چاه تولیدی میعان گازی باعث افزایش تراوایی نسبی میعانات در اطراف دهانه چاه می‌شود. لذا رابطه تجربی جدیدی مشابه رابطه تجربی کوتز پیشنهاد گردید که در آن به جای کشش بین سطحی از عدد موئینگی (N_c) که نسبت نیروی لزوجت به نیروی سطح می‌باشد، برای تصحیح منحنیهای تراوایی نسبی استفاده می‌شود. بدین ترتیب تأثیر مثبت دبی توسط



شکل ۵: ضریب تراکم‌پذیری گاز مخزن در دمای ۱۵۵/۳ درجه فارنهایت (آزمایش CCE).



شکل ۶: نسبت گاز به نفت محلول مربوط به فاز نفت.

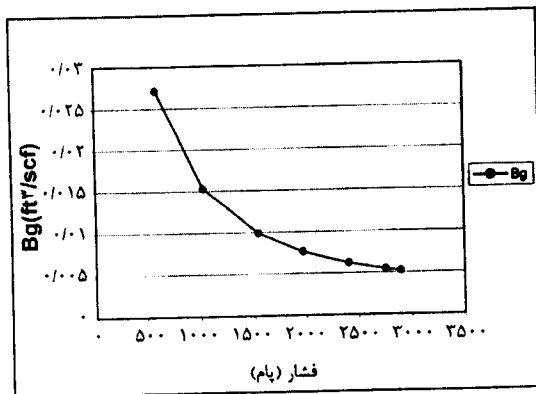
۱۰ md در نظر گرفته شده است. سایر خواص مورد نیاز مربوط به سنگ مخزن نیز با توجه به مخازن مجاور مشخص گردیده‌اند.

تراوایی نسبی

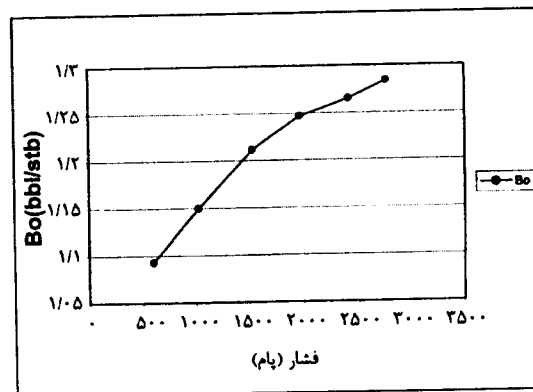
در این تحقیق از داده‌های فشار موئینگی در فرآیند تخلیه مربوط به مخازن مجاور در تخلخل متوسط ۱۰٪ برای این مخزن استفاده شد. ابتدا منحنی فشار موئینگی در مقابل اشباع فاز ترشونده در شرایط آزمایشگاهی (هوا-جیوه) مطابق آنچه که در شکل (۱۰) نشان داده شده است، به منحنی فشار موئینگی گاز - نفت و در مقابل اشباع نرمال شده تبدیل گردید و سپس با استفاده از منحنی فوق‌الذکر مقدار λ مشخص گردید. روش کار [۱۱] بدین صورت بود که ابتدا $\log-\log$ مربوط به منحنی ذکر شده در بالا رسم شد، سپس با توجه به معادلات ۱ و ۲ با مشخص کردن شیب بهترین خط راست عبور داده شده از اطلاعات مربوط به منحنی $\log-\log$ مقدار λ تعیین گردید.

جدول ۶: خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن.

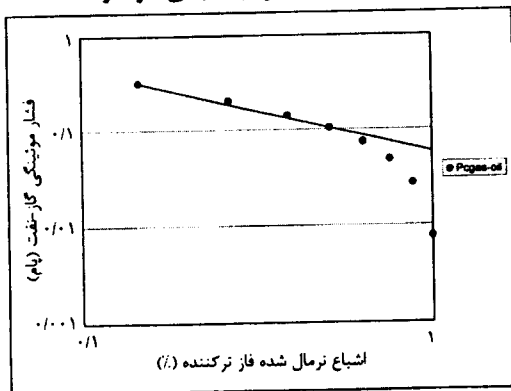
ماتریس:			
تخلخل	۰/۱	۱-۳۰	۱-۲۰
نسبت ضخامت مفید به غیر مفید	۰/۲	۱-۳۰	۱-۲۰
تراوانی در جهت شعاعی	10md	۱-۳۰	۱-۲۰
تراوانی در جهت زاویه‌ای	2md	۱-۳۰	۱-۲۰
تراوانی در جهت Z	2md	۱-۳۰	۱-۲۰
تورک:			
تخلخل	۰	۳۱-۶۰	۱-۲۰
نسبت ضخامت مفید به غیر مفید	۱	۳۱-۶۰	۱-۲۰
تراوانی در جهت شعاعی	90md	۳۱-۶۰	۱-۲۰
تراوانی در جهت زاویه‌ای	10md	۳۱-۶۰	۱-۲۰
تراوانی در جهت Z	5md	۳۱-۶۰	۱-۲۰



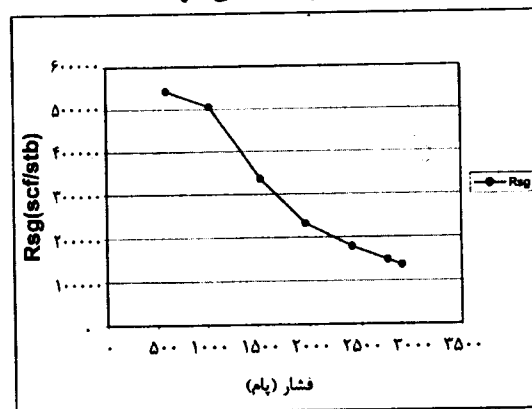
شکل ۹: ضریب حجمی فاز گاز.



شکل ۷: ضریب حجمی فاز نفت.



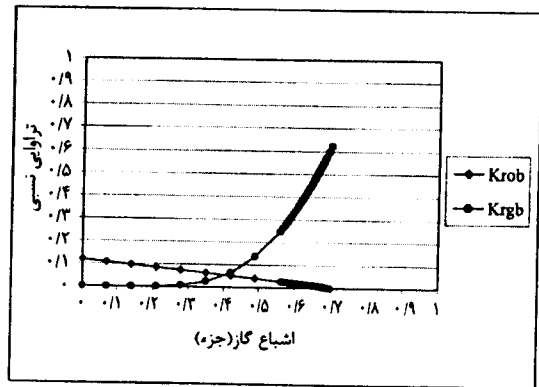
شکل ۱۰: منحنی log-log تغییرات فشار موئینگی گاز-نفت با اشباع نرمال شده برای محاسبه λ .



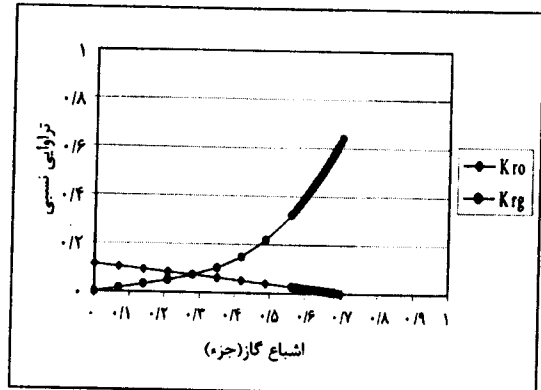
شکل ۸: نسبت گاز نفت به محلول مربوط به فاز گاز.

مرحله متوالی و بعد از دادن فرصت کافی جهت رسیدن به حالت شبه پایدار، ثبت می‌شوند. در آزمایشات انجام شده، بعد از قرار دادن دستگاه ثبت فشار ته چاهی AMERADA در بالای فاصله تولیدی چاه، چاه با دبیهای مختلف جریان داده شد و با توجه به گزارش مهندس بهره‌بردار مخزن، در هر دبی تولیدی، مدت زمان کافی (بین ۵۰ دقیقه تا یک ساعت) برای رسیدن به حالت شبه پایدار منظور گردیده است. لازم به ذکر است که هنگام آنالیز داده‌های چاه آزمائی، هیچگونه اطلاعاتی در زمینه فشار در مقابل زمان جهت بررسی رسیدن به حالت شبه پایدار در دسترس نبوده است.

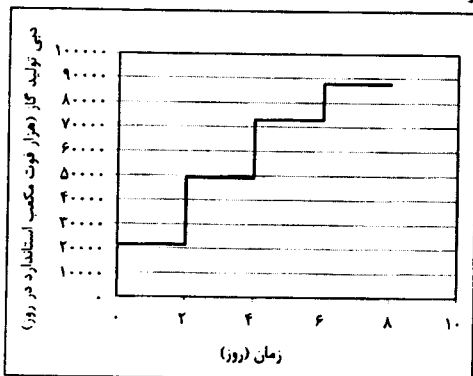
با توجه به موارد ذکر شده در بالا و به منظور بررسی وضعیت بهره‌دهی در این چاهها، شبیه‌سازی چاه آزمائیهای انجام شده با استفاده از نرم افزار (Eclipse-۱۰۰) که مدل جریان سیال با ترکیب ثابت است و به روش دانه ریز در دستور کار قرار گرفت.



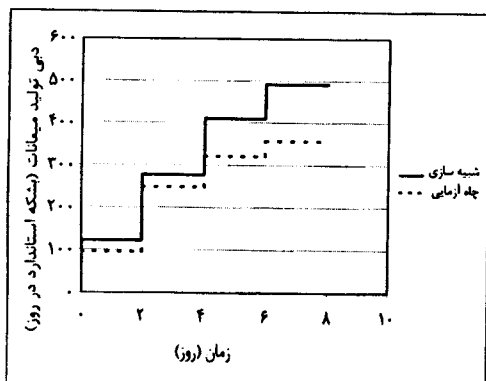
شکل ۱۱: منحنی‌های تراوانی نسبی پایه.



شکل ۱۲: منحنیهای تراوانی نسبی بعد از اعمال تاثیر IFT.



شکل ۱۳: تغییرات دبی تولید گاز با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۷.



شکل ۱۴: تغییرات دبی تولید میعانات با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۷.

عدد موئینگی اعمال می‌شود. همچنین در مخازن گاز میعانی بر خلاف مخازن گاز خشک، تاثیر منفی اینرسی (ضریب تلاطم) که بصورت ضریب پوسته در نظر گرفته می‌شود، مقداری ثابت نبوده و تابعی از دبی می‌باشد.

به منظور مطالعه و بررسی میزان تاثیر دبی ذکر شده در بالا به هنگام استفاده از مدل‌های شبیه‌ساز مرسوم در شبیه‌سازی مخازن ترکدار، مخزن کنگان- دالان بالائی (میدان نار) که یک مخزن گاز میعانی می‌باشد، به عنوان نمونه انتخاب گردید. لازم به توضیح است که اطلاعات مغزه ایران صرفاً مربوط به یک حلقه چاه بوده است.

در جدول (۴) اطلاعات مربوط به لایه و فاصله تولیدی و همچنین نوع تکمیل چاههایی که در آنها چاه آزمائی انجام شده، ارائه گردیده است.

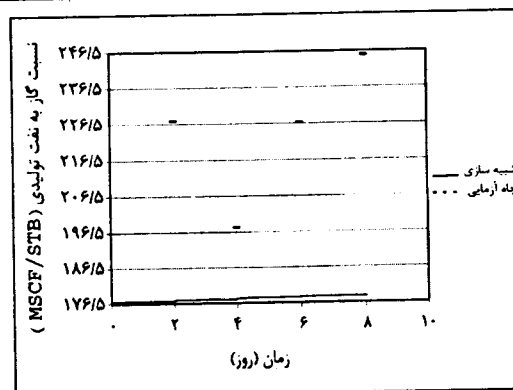
با توجه به شکلهای (۱۳)، (۱۷)، (۲۱) و (۲۵) چاه آزمائیهای انجام شده [۱۴] از نوع Reverse Flow - After-Flow می‌باشند که در آنها با افزایش دبی تولید گاز اطلاعات مربوط به فشار جریانی ته چاه و میزان دبی تولیدی میعانات و همچنین نسبت گاز به میعان تولیدی در چند

چاههای مجاور و مرز مخزن تعیین می‌شود. از آنجا که در چاه‌آزمائیهای انجام شده، فشار جریانیهی ته چاه در دبیههای مختلف، بعدی از سپری شدن زمانی در حدود ۱ ساعت به حالت شبیه پایدار رسیده است (با توجه به گزارش مهندسی بهره‌برداری) و همچنین با توجه به هرزرویهای گزارش شده در ضمن حفاری چاهها می‌توان استنباط کرد که مخزن از توزیع ترک مناسبی برخوردار بوده و ترکهای موجود ارتباط مخزن با چاه تولیدی را به خوبی برقرار می‌کنند. لذا در مدل تهیه شده نیز توزیع مناسبی برای ترک در نظر گرفته شد و ابعاد بلوکهای ماتریس در جهت Z برابر ۳۰ فوت و در جهات X و Y به ترتیب برابر با ۵ و ۲ فوت قرار داده شد.

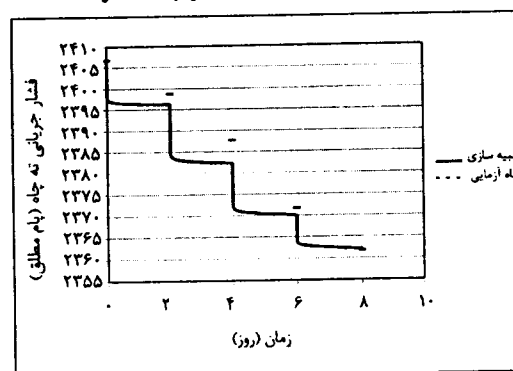
اطلاعات PVT مربوط به سیال مخزن و خواص سنگ مخزن (جدول ۶) مطابق آنچه که در قبل شرح داده شد، برای مدل تعریف گردید. مقادیر اولیه تراوانی نسبی نیز مطابق آنچه که در قبل شرح داده شد، برای مدل تعریف گردید که با تغییر در λ بعنوان پارامتر تطابق‌گیری می‌توان اقدام به گرفتن تطابق از اطلاعات مربوط به چاه‌آزمائیهای انجام شده کرد. همچنین از مدل خط راست نیز برای تراوانی نسبی سیالات در شکاف استفاده شده است. دبی تولید گاز مربوط به مدل برابر با دبی تولید گاز در چاه‌آزمائیهای انجام شده در مخزن و به منظور شبیه‌سازی آزمایشات Reverse Flow- After-Flow انجام شده، در نظر گرفته شد.

مرحله گرفتن تطابق از اطلاعات چاه‌آزمائی انجام شده در یک چاه

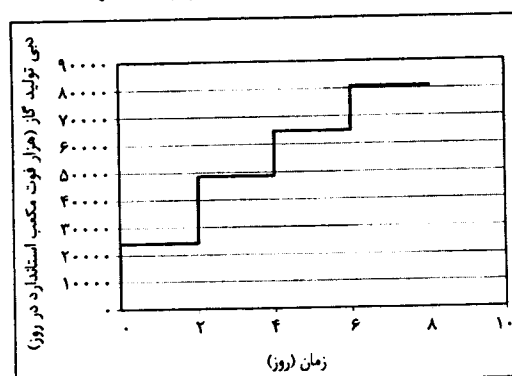
در این مرحله سعی بر آن بود که در اجراهای مختلف با تغییر دادن منحنیهای تراوانی نسبی اولیه (با تغییر در λ و ضریب پوسته (S) و سایر اطلاعاتی که عدد دقیقی در مورد آنها در دست نبود، در یک دامنه معقول، از داده‌های چاه‌آزمائی انجام شده در چاه ۷ تطابق مناسبی گرفته شود. همانگونه که در شکل (۱۶) ملاحظه می‌شود، مدت زمان کافی و متناسب با زمان گزارش شده توسط مهندسی



شکل ۱۵: تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۷.



شکل ۱۶: تغییرات فشار جریانیهی ته چاه با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۷.



شکل ۱۷: تغییرات دبی تولید گاز با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۷.

توصیف مدل

مدلی که در این بخش توصیف می‌شود، به منظور شبیه‌سازی چاههای مختلف مخزن تهیه گردیده است. در مدل مورد نظر مخزن به صورت همگن و تک لایه (ترکدار) در نظر گرفته شده است و شکل شبکه بندی در آن به صورت شعاعی واز نوع دانه ریز می‌باشد (جدول ۵). شعاع خارجی مربوط به مدل چاه با توجه به فاصله چاه مورد نظر با

استفاده از باقی چاه آزمائیهای انجام شده امتحان می‌گردد. به واسطه میزان شکستگیها وضعیت سازند در اطراف چاه تولیدی، مقدار ضریب پوسته (S) در چاههای مختلف متفاوت می‌باشد. همچنین شعاع ریزش نیز در چاههای مختلف فرق می‌کند. با توجه به دو نکته فوق‌الذکر سعی بر آن بود که با تغییر در ضریب پوسته (S) و شعاع ریزش (I_e) مربوط به مدل تنظیمی در چاه ۷، در یک دبی از فشار جریانیهی ته چاه مربوط به سایر چاه آزمائیها تطابق گرفته شود. نتایج شبیه‌سازی و همچنین داده‌های چاه آزمائی انجام شده در سایر چاهها بعد از انجام عملیات فوق در شکل‌های (۱۸) تا (۲۰) (چاه ۲۰)، (۲۲ تا ۲۴) (چاه ۱۰) و (۲۶ تا ۲۸) (چاه ۱۱) جهت مقایسه ارائه گردیده‌اند. همانگونه که در شکلها ملاحظه می‌شود، در چاه شماره ۲۰ در دبی Mscf/D ۲۴۱۹۴/۱، در چاه شماره ۱۰ در دبی Mscf/D ۷۸۷۶۳/۲ و در چاه شماره ۱۱ در دبی Mscf/D ۷۹۸۲۲/۸ از فشار جریانیهی ته چاه تطابق گرفته شد، ولی در سایر دبیها از فشار جریانیهی ته چاه تطابق بدست نیامد.

این عدم تطابق مناسب در سایر چاه آزمائیها می‌تواند به دلیل در نظر نگرفتن تأثیر مثبت دبی بر روی منحنیهای تراوانی نسبی باشد. لذا می‌توان نتیجه گرفت که در مخازن گاز میعانی و علی‌الخصوص در نزدیکی دیواره چاه تولیدی، شیوه برخورد مرسوم در شبیه‌سازهای قدیمی که فقط تأثیر IFT را بر روی منحنیهای تراوانی نسبی در نظر می‌گرفتند، مناسب نمی‌باشد و تأثیر مثبت دبی باید بصورت پارامتر دیگری به نام عدد موئینگی بر روی منحنیهای تراوانی نسبی اعمال شود.

لازم به توضیح است که چاههای ۷ و ۲۰ که هر دوی آنها از دیدگاه زمین‌شناسی در لایه D تکمیل شده‌اند، موارد مناسبی برای بررسی پدیده تأثیر سرعت بر منحنیهای تراوانی نسبی می‌باشند.

نتایج

شیوه نمونه‌گیری از سیال مخازن گاز میعانی از حساسیت ویژه‌ای برخوردار می‌باشد و باید بعد از

بهره‌برداری برای رسیدن فشار جریانیهی ته چاه در دبیهای مختلف به حالت شبه پایدار منظور گردیده است. در شکل‌های (۱۴) و (۱۶)، نتایج شبیه‌سازی و همچنین داده‌های چاه آزمائی انجام شده در چاه ۷ بعد از انجام عملیات تطابق جهت مقایسه ارائه گردیده‌اند. همانگونه که ملاحظه می‌شود در دبیهای ۲۱۵۴۵/۱، ۷۲۷۵۸/۹، ۸۷۵۹۳/۲ هزار فوت مکعب استاندارد در روز از فشار جریانیهی ته چاه تطابق مناسبی گرفته شده است، اما نسبت گاز به میعان تولیدی مربوط به نتایج شبیه‌سازی کمتر از مقادیر اندازه‌گیری شده در چاه آزمائی می‌باشد. همچنین با توجه به یکی بودن دبی تولید گاز در هر دو حالت شبیه‌سازی و چاه آزمائی مربوط به نسبت گاز به میعان تولیدی و همچنین دبی تولید میعان می‌تواند به دلایل زیر باشد:

الف) مدلسازی نامناسب سیال مخزن: سعی بر آن بوده است که تطابق مناسبی از اطلاعات آزمایشگاهی گرفته شود و سیال مخزن به بهترین شکل مدلسازی شود.

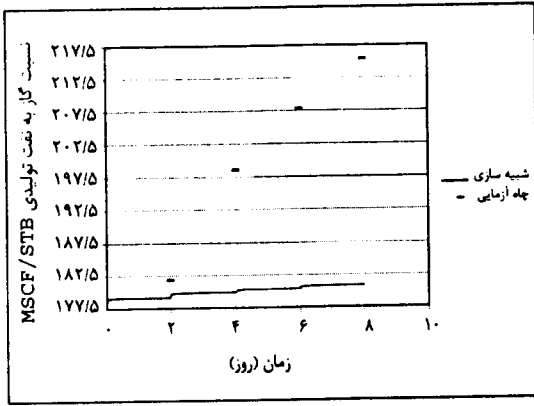
ب) نداشتن دقت کافی در ثبت اطلاعات مربوط به چاه آزمائیهای انجام شده در مخزن توسط قسمت مربوطه

ج) همچنین از آنجا که نسبت گاز به میعان تولیدی با توجه به خروجی‌های گاز و میعان مربوط به تفکیک‌گر محاسبه می‌شوند و از آنجا که در تفکیک‌گر مدت زمان کافی برای جدا شدن میعان از گاز تولیدی وجود ندارد، مقداری از میعانات به همراه گاز از قسمت خروجی گاز تفکیک‌گر خارج می‌گردند. در نتیجه میزان میعانات جدا شده از گاز کاهش یافته و نسبت گاز به میعان ثبت شده در مقایسه با حالت شبیه‌سازی که در میعانات بطور کامل از گاز جدا می‌شوند، بیشتر می‌باشد.

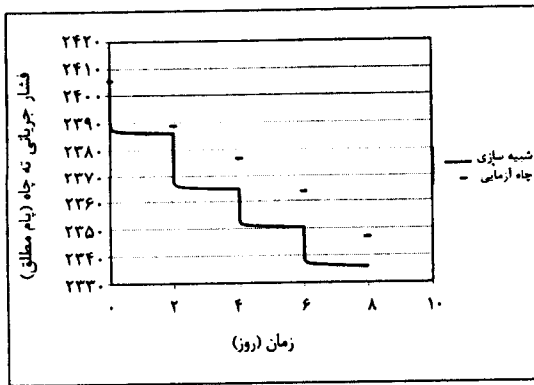
با توجه به توضیحات بالا نتیجه می‌گیریم که با تنظیم مدل می‌توان تقریباً از تمام اطلاعات دبی- افت فشار مربوط به چاه آزمائی انجام شده در یک چاه تطابق مناسبی گرفت.

مرحله امتحان مدل تنظیم شده، در سایر چاهها

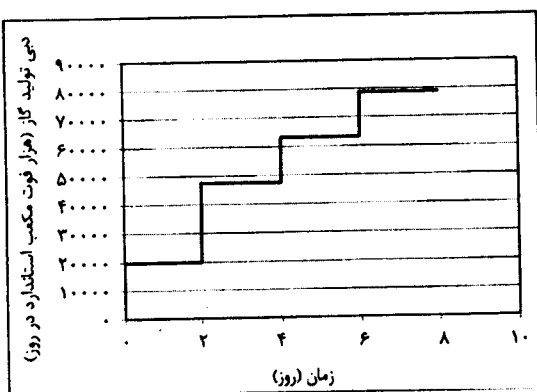
در این مرحله به بررسی قابلیت مدل تنظیمی در چاه ۷ برای پیش‌بینی اطلاعات دبی - افت فشار در چاه آزمائی انجام شده در یک چاه دیگر که جنس سنگ مخزن^۴ مربوط به آن مشابه جنس سنگ در چاه ۷ باشد، می‌پردازیم. اما از آنجا که هیچگونه اطلاعات مغزه در چاههایی که در آنها چاه آزمائی انجام شده، وجود ندارد، لذا مدل تنظیمی در چاه ۷ با



شکل ۱۹: تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۲۰.



شکل ۲۰: تغییرات فشار جریان به چاه با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۲۰.

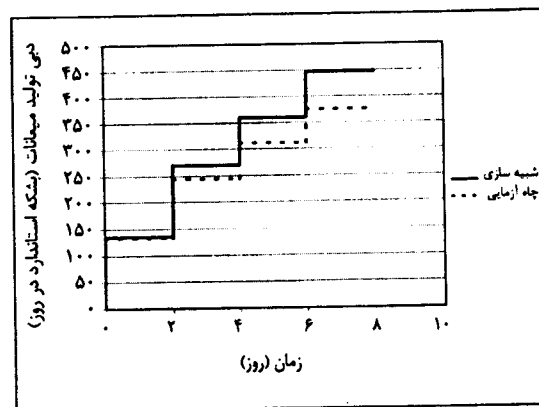


شکل ۲۱: تغییرات دبی تولید گاز با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۰.

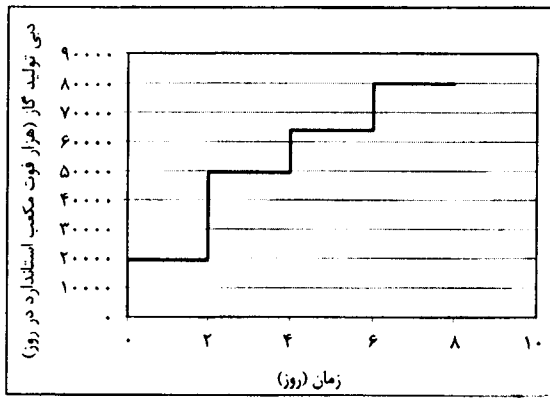
گذشت زمان کافی و رسیدن به یک حالت شبه پایدار در یک دبی مشخص، نمونه‌گیری انجام شود.

بسیاری از نمونه‌های گاز میعانی در طول تخلیه یک دنباله تشکیل رسوب از خود نشان می‌دهند. اصرار بر تطابق گرفتن از نقطه شبنم اینگونه سیالات به هنگام تنظیم معادله حالت باعث تخمین میزان رسوب مایعات بیشتر از مقدار واقعی در زمانهای ابتدای تخلیه که فشار مخزن به زیر فشار نقطه شبنم می‌افتد، می‌گردد.

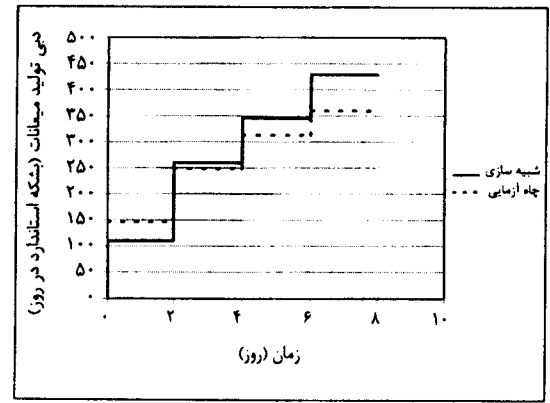
همانگونه که ملاحظه شد، مدل دانه ریز با تغییر داده‌هایی که مقدار دقیق آنها مشخص نبود در یک دامنه صحیح و معقول برای یک چاه تنظیم گردید و تقریباً از تمام اطلاعات دبی-افت فشار در آن چاه تطابق گرفته شد. اما مدل تنظیم شده در یک چاه دیگر با جنس سنگ مشابه جوابگو نبود و با تغییر در S و تطابق گرفتن از یکی از اطلاعات دبی-افت فشار، در سایر اطلاعات دبی-افت فشار بین تخمین مدل و مقادیر واقعی اختلاف وجود داشت. یک دلیل برای این اختلاف آن است که در شبیه‌سازهای مرسوم فقط تأثیر IFT بر منحنیهای تراوانی نسبی در اشیاعهای مختلف در نظر گرفته می‌شود و تأثیر افزایش سرعت تولید در نزدیکی دیواره چاه به عنوان عاملی جهت افزایش تراوانی نسبی مخصوصاً برای فاز گاز اعمال نمی‌شود. با تصحیح منحنی تراوانی نسبی نسبت به تأثیر سرعت در چاههای مخازن گاز میعانی، کار تطبیق تاریخچه عملکرد چاهها امکان پذیر می‌گردد.



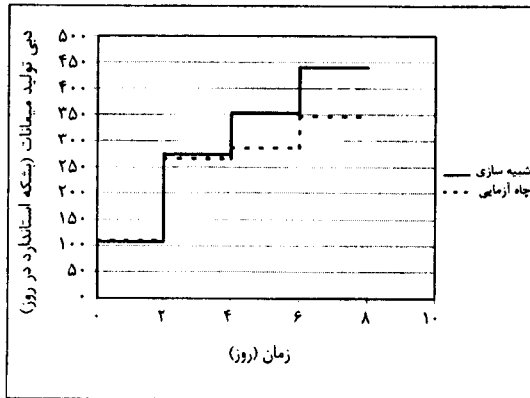
شکل ۱۸: تغییرات دبی تولید میعانات با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۲۰.



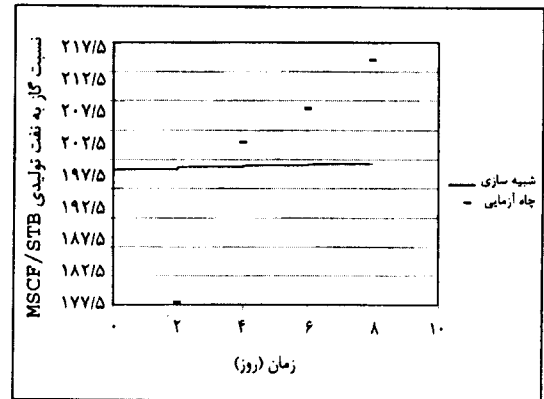
شکل ۲۵: تغییرات دبی تولید گاز با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۱.



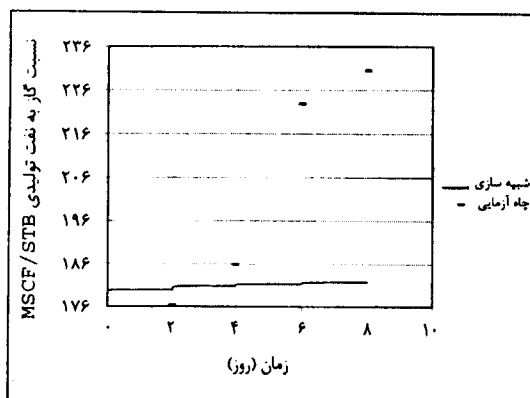
شکل ۲۲: تغییرات دبی تولید میعانات با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۰.



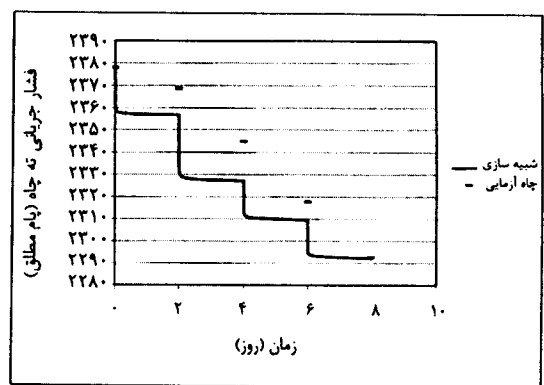
شکل ۲۶: تغییرات دبی تولید میعانات با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۱.



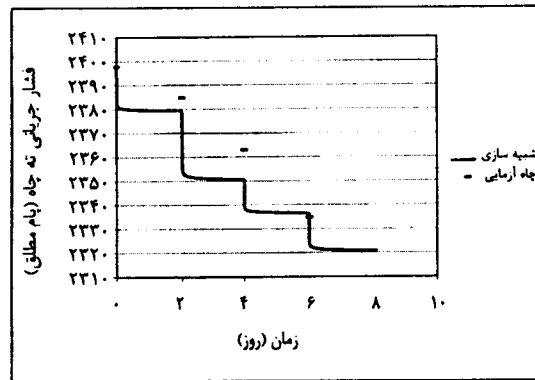
شکل ۲۳: تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۰.



شکل ۲۷: تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۱.



شکل ۲۴: تغییرات فشار جریانیه ته چاه با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۰.



شکل ۲۸: تغییرات فشار جریان به چاه با زمان مربوط به آزمایش پس فشار انجام شده در چاه شماره ۱۱.

مراجع

- 1 - Muskat, M. (1949). *Physical principles of oil production*. McGraw- Hill Book Company, Inc.
- 2 - Fetkovich, M. J. "The isochronal testing of oil Wells." paper SPE 4529 presented at the 1973 *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Las Vegas, Sept. 30-Oct. 3.
- 3 - Kniazeff, V. J. and Naville, S. A. (1965). "Two-phase flow of volatile hydrocarbons." *SPEJ*, PP. 37-44, *Trans. , ALME*, 234.
- 4 - Eilerts, C. K., Sumner, E. R. and Potts, N. L. (1965). "Integration of partial differential equation for transient radial flow of gas-condensate fluids in porous structures." *SPEJ*, PP. 141-152.
- 5 - Eilerts, C. K. and Sumner, E. R. (1967). "Integration of partial differential equation for multicomponent, two-phase transient radial flow." *SPE*, PP. 125-135.
- 6 - Gondouin, M., Iffly, R. and Husson, J. (1967). "An attempt to predict the time dependence of well deliverability in gas condensate fields." *SPEJ*, PP. 112-124, *Trans. ,AIME*, 240.
- 7 - O'Dell, H. G. and Miller, R. N. (1967). "Successfully cycling a low permeability, high-yield gas condensate reservoir." *JPT*, PP. 41-47, *Trans. ,AIME*, 240.
- 8 - Fussell, D. D. (1973). "Single-well performance predictions for Gas condensate reservoir." *JPT*, PP. 258-268, 860-870, *Trans. ,AIME*, 255.
- 9 - Fevang, Q., Whitson, C. H. and Trondheim, U. (1995). "Modeling gas condensate well deliverability." paper SPE 30714 presented at the 1995 *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, U. S. A. , 22-25 October.
- 10 - Danesh, A., Tehrani, D. H., Henderson, G. D., Al-Shaidi, S., Ireland, S. and Thomdon, G. (1997). "Gas condensate recovery studies : relative permeability and its impact on well productivity." *Proceeding of the UK DTI EOR Seminar*.
- 11 - Van Golf-Racht, T. D. (1982). *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Elsevier Scientific Publishing Company.
- 12 - Tarahhom, F. (1378). *M. S. Thesis*. Tehran University.
- 13 - *PVT Report of Well NAR-1*. (1976). Report No. 5516-16-18.
- 14 - Hassan Zadeh, H., Molaie, D. and Alipour, G. A. (1377). "Effect of retrograde condensation on well productivity in nar field." *Production Engineering*.

واژه های انگلیسی به ترتیب استفاده در متن

- | | | |
|-----------------------|---------------|----------------------------|
| 1 - Coats Correlation | 2 - Fine grid | 3 - Pore size distribution |
| 4 - Rock Type | | |