

مطالعه موردی افت شدید بهره‌دهی در مخازن کربناته گاز میعانی

ابودر میردانی بیامن | شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

علی دزعی فروش | شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

چکیده

مخزن خامی میدان مارون یک مخزن گاز-میعانی با فشار و دمای اولیه به ترتیب ۱۲۵۵۶ پام و ۲۸۵ درجه فارنهایت در عمق مبنای ۴۸۰۵ متر زیر سطح دریا است. با توجه به اطلاعات پتروفیزیکی، مخزن خامی در این میدان به طور عمده از لایه‌های کربناته با تخلخل متوسط تشکیل شده است. شرایط فشار و دمای بسیار بالا به همراه سنگ‌شناسی کربناته، این مخزن را به یکی از مخازن کم نظیر گاز-میعانی در دنیا تبدیل کرده است. تاکنون چندین چاه در مخزن خامی میدان مارون حفاری، تکمیل و تولیدی شده‌اند. در تاریخچه تولید چاه‌های تکمیل شده در این مخزن به جز یک مورد که افت فشار جریانی آن سبب کاهش شدید بهره‌دهی چاه شده، مشکل تولیدی خاصی گزارش نشده است. این گزارش به بررسی منشاء این مشکل و راه‌حل‌های ممکن و عملی برای بازیافت بهره‌دهی چاه در این حالت می‌پردازد.

واژگان کلیدی | بهره‌دهی چاه، آزمایش رشد فشار، عملکرد ورودی، عملکرد خروجی، پوسته میعانی

مقدمه

چاه در مخزن خامی میدان مارون حفاری، تکمیل و تولیدی شده است. در حال حاضر بیشتر چاه‌ها بدون مشکل خاصی در مدار تولید قرار داشته و فقط یک چاه از سال ۱۳۸۵ تاکنون دچار افت دائمی و قابل توجه فشار جریانی سرچاهی شده است. نمای درونی این چاه و نیز روند کاهش دائمی فشار جریانی سرچاهی آن در ماه‌های مختلف در شکل‌های ۲- و ۳- نشان داده شده است. رشته تولیدی^۱ این چاه

میدان مارون یکی از بزرگترین میدان‌های نفتی کشور است که در نزدیکی شهر اهواز قرار دارد. فاصله تقریبی بخش مرکزی این میدان تا شهر اهواز حدود ۶۰ کیلومتر است. میدان مارون در بین میدان‌های بزرگ نفتی اهواز و آغاچاری به گونه‌ای قرار گرفته که میدان اهواز در جنوب غرب و میدان آغاچاری در شمال غرب آن واقع شده است. روند چین خوردگی این میدان، روند عمومی چین خوردگی زاگرس یعنی شمال غرب-جنوب شرق بوده و در چند دهه گذشته همواره به عنوان یکی از قطب‌های بزرگ تولید نفت در مخازن آسماری و بنگستان به شمار آمده است. موقعیت جغرافیایی این میدان در شکل ۱- نشان داده شده است.



مخزن خامی میدان مارون، مخزن کربناته گاز-میعانی با فشار و دمای اولیه ۱۲۵۵۶ پام و ۲۸۵ درجه فارنهایت در عمق مبنای ۴۸۰۵ متر زیر سطح دریا است. تاقدیس زیرزمینی مارون بر روی افق خامی تقریباً دارای ۶۰ کیلومتر طول و ۳/۵ کیلومتر عرض می‌باشد. این مخزن شامل سازندهای داریان (آهکی)، گدوان (شیلی-آهکی) و فهلیان است. سازند داریان در گروه خامی حدود ۵۰ متر، در سازندهای گدوان بالایی و گدوان پایینی و خلیج جمعاً در حدود ۱۲۰ متر و در سازند فهلیان در حدود ۴۸۶ متر ضخامت دارد. تاکنون چندین حلقه

شکل ۱ | موقعیت جغرافیایی میدان مارون



لازم به ذکر است که پوسته کل متفاوت با پوسته مکانیکی است. برخی از بخش‌های پوسته کل عبارتند از پوسته مکانیکی، پوسته ناشی از تکمیل ناقص و پوسته میعانی. با توجه به نتایج بررسی داده‌های چاه آزمایشی در آزمایش رشد فشار^۴، تراوایی سنگ مخزن ۴/۱ میلی‌داری محاسبه گردید. احتمال اینکه این میزان تراوایی دلیل اصلی افت فشار شدید در محیط متخلخل باشد بعید به نظر می‌رسد. از طرفی چنین مشکلی در چاه‌های مجاور نیز مشاهده نشده است. بنابراین افت فشار فاحش در قسمت محیط متخلخل این چاه به خاطر تراوایی نامطلوب سنگ مخزن نبوده و آنچه محتمل‌تر است وجود پوسته کل قابل توجه در محیط متخلخل پیرامون دیواره چاه است. مقایسه بین شرایط تولیدی چاه مورد مطالعه و چاه مجاور آن در جدول ۱ نشان داده شده است.

۲-۱- بررسی نتایج داده‌های چاه آزمایشی رشد فشار

تجزیه و تحلیل داده‌های چاه آزمایشی رشد فشار چاه با استفاده از نرم‌افزار تحلیل اطلاعات چاه آزمایشی F.A.S.T صورت گرفت. نمودار نیمه‌لگاریتمی و لگاریتمی فشار و مشتق آن در شکل‌های ۴ و ۵ نشان داده شده است. در نمودار لگاریتمی محدوده

شامل لوله آستری ۵ اینچ و لوله مغزی ۴ ۱/۴ اینچ می‌باشد. با توجه به اینکه سایر چاه‌های مخزن خامی میدان مارون به ویژه چاه‌های مجاور چاه مذکور از وضعیت تولیدی متعادل و پایداری برخوردارند، افت دائمی فشار جریان سرچاهی این چاه از مقدار اولیه حدود ۶۳۰۰ پام به حدود ۴۲۰۰ پام تنها پس از چهار سال تولید، بیانگر وجود مشکل تولیدی در این چاه است.

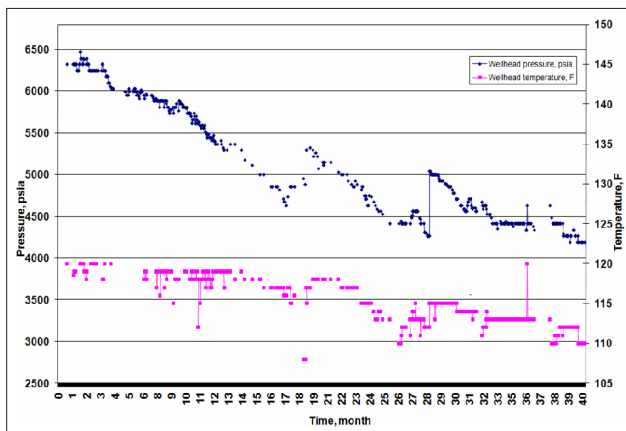
۱- بحث و بررسی

۱-۱- بررسی داده‌های آزمایش ممیزی فشار جریانی و ساکن

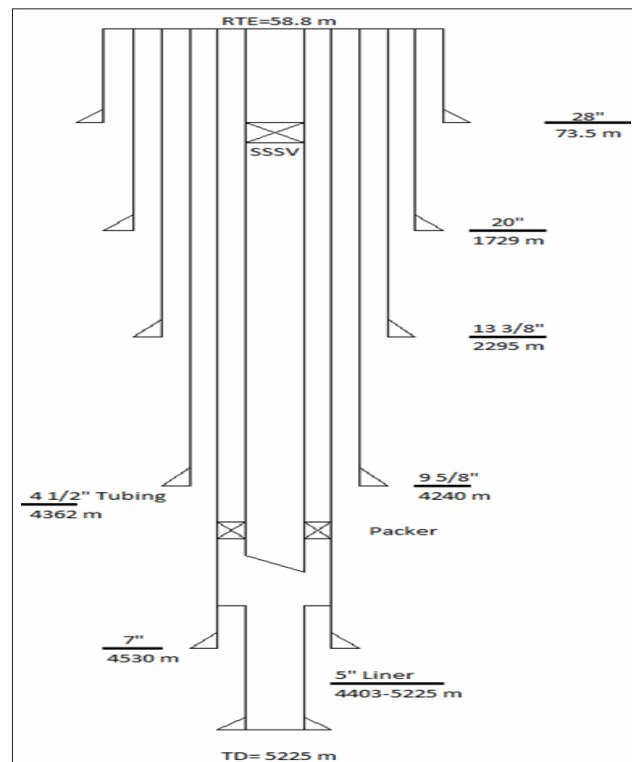
نتایج بررسی داده‌های آزمایش ممیزی فشار جریانی و ساکن در فواصل تولیدی چاه بیانگر افت فشار از ۴۸۰۰ به ۳۰۰۰ پام در مسیر حرکت سیال از مخزن تا دهانه چاه و از ته چاه تا سرچاه (درون رشته تولیدی) است. به عبارت دیگر حدود ۶۱ درصد کل افت فشار در این چاه، ناشی از حرکت سیال از مخزن تا سرچاه در همان ابتدای مسیر یعنی در محیط متخلخل اتفاق می‌افتد. این مقدار افت فشار به طور کلی به ۲ دلیل زیر است؛

- افت فشار به علت تراوایی بسیار کم سنگ مخزن
- افت فشار به علت وجود پوسته^۳ قابل توجه پیرامون دیواره چاه

مقایسه شرایط تولیدی چاه مورد مطالعه با چاه مجاور				
تراوایی (میلی‌داری)	افت فشار به خاطر پوسته کل (پام)	افت فشار در محیط متخلخل (پام)	دبی تولیدی گاز (میلیون فوت مکعب در روز)	چاه مورد مطالعه
۴/۱	۴۶۱۳	۴۸۱۵	۲۷	چاه مجاور
۴/۳	۳۰۵	۵۸۸	۳۴/۵	چاه مورد مطالعه



شکل ۳ | روند کاهش دائمی فشار جریانی سرچاهی

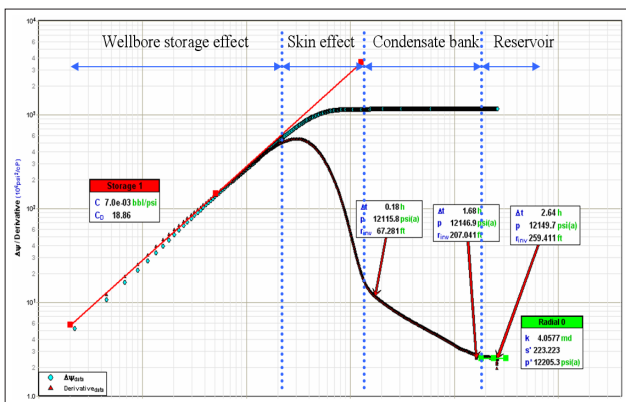


شکل ۴ | نمای درونی چاه مورد مطالعه

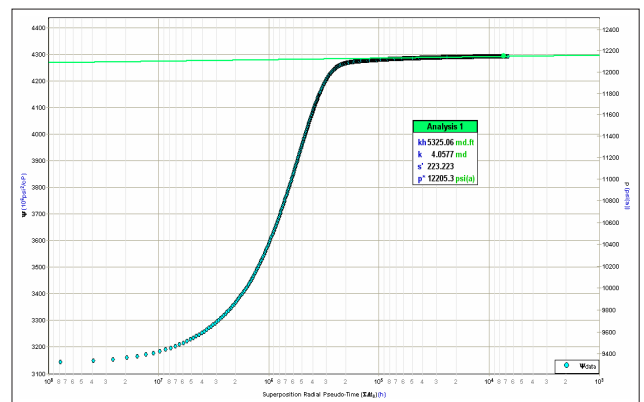
همزاد و اشباع مایعات گازی است. در این ناحیه مایعات گازی ساکن بوده و به دلیل اشباع زیاد آنها، تحرک گاز کمتر است. در ناحیه سوم که نسبت به نواحی اول و دوم در فاصله نزدیک تری از دهانه چاه قرار دارد، اشباع مایعات بیشتر از اشباع بحرانی بوده و هر دو فاز گاز و مایع در حال حرکت هستند. جدا از سه ناحیه یاد شده بلافاصله در مجاورت دهانه چاه ناحیه دیگری وجود دارد که به دلیل تأثیر عدد مویستگی^۹ و comingled effect، اشباع مایعات در آن کمتر از ناحیه سوم است. وجود این ناحیه از طریق چندین مطالعه آزمایشگاهی بر روی مغزه‌ها در کشتش سطحی کم^{۱۰} و شدت جریان‌های بالا اثبات شده است [۳ و ۴]. نواحی فوق با تحرک پذیری‌های مختلف سیال که در بالا به آنها پرداخته شد را می‌توان با تحلیل نتایج چاه‌آزمایی نیز مشاهده کرد. رفتار جریانی سیال در مخازن گاز-میعانی برای چاه‌های عمودی مطابق شکل ۶-۵ است. در این شکل نمودار لگاریتمی فشار و مشتق آن برای چاه عمودی در مخازن گاز-میعانی رسم شده است. در این خصوص بسته به شرایط مخزنی، دو حالت می‌تواند رخ دهد که عبارتند از ناحیه‌ای با دو تحرک پذیری^{۱۱} و ناحیه‌ای با سه تحرک پذیری^{۱۲}. در حالتی که ناحیه‌ای با دو تحرک پذیری اتفاق بیافتد، تنها نواحی اول و دوم و در حالتی که ناحیه‌ای با سه تحرک پذیری رخ دهد، هر سه ناحیه مشاهده می‌شوند. با توجه به گاز-میعانی بودن مخزن خامی میدان مارون و نیز با در نظر گرفتن فشارهای جریانی ته چاهی که کمتر از فشار نقطه شبنم گاز است به نظر می‌رسد محتمل‌ترین توجیه برای نمودار رژیم‌های جریانی موجود در شکل ۵-۵، حالت مخزنی با دو ناحیه تحرک پذیری باشد. در چنین حالتی اثر مربوط به تشکیل مایعات گازی در اطراف دهانه چاه به تدریج گسترش یافته و همین امر سبب افزایش افت فشار تحتانی و به دنبال آن کاهش دائمی قابل توجه فشار جریانی

تأثیر انباشتگی دهانه چاه^۵ پس از زمان ۰/۲۲ ساعت (بازه زمانی ۱) و تأثیر پوسته مکانیکی نیز پس از زمان ۰/۱۵ ساعت (بازه زمانی ۲) محو می‌شود. پس از ناحیه پوسته مکانیکی، یک ناحیه دیگر که در نمودار لگاریتمی با خطی که شیب آن منفی است مشاهده می‌شود که تا زمان ۱/۶۸ ساعت (بازه زمانی ۳) ادامه دارد. شیب منفی این خط مطابق با هیچ کدام از رژیم‌های جریانی شناخته شده معمول نبوده و طبق بررسی‌های انجام شده به علت مشبک کاری ناقص نیز نیست. در نمودار نیمه‌لگاریتمی از مجموعه نقاط انتهایی آزمایش می‌توان یک خط راست عبور داد. از همین مجموعه نقاط در نمودار لگاریتمی (بازه زمانی ۴) نیز یک خط افقی عبور می‌کند که بیانگر وجود رژیم جریانی شعاعی^۶ است. رژیم جریانی شعاعی از زمان ۱/۶۸ ساعت پس از آغاز آزمایش شروع می‌شود که این زمان متناظر با پیشروی موج فشاری به میزان ۲۰۷ فوت در مخزن بوده است. ضریب پوسته کلی نیز برابر ۲۲۳ و افت فشار ناشی از پوسته حدود ۴۶۰۰ پام می‌باشد.

تشکیل مایعات در مخازن گاز-میعانی هنگامی اتفاق می‌افتد که فشار جریانی ته چاه به پایین تر از فشار نقطه شبنم گاز کاهش یابد [۱]. این موضوع در مخزن سبب تشکیل سه ناحیه با اشباع‌های مختلف مایع و در نتیجه ایجاد یک مخزن ترکیبی^۷ می‌شود [۲]. در ناحیه نخست که در دورترین فاصله از دهانه چاه قرار دارد، سیال مخزن در فاز گازی قرار دارد و تنها مایع موجود در این قسمت مخزن آب هم‌زاد^۸ است. در ناحیه دوم که نسبت به ناحیه نخست در فاصله نزدیک تری از دهانه چاه واقع شده، سیال مخزن هم‌چنان گاز است ولی اشباع مایع آن بیشتر از اشباع آب هم‌زاد است. ویژگی این ناحیه عدم اشباع مایعات گازی رسوب کرده در مخزن تا حد تحرک آنهاست. به اصطلاح میزان اشباع کمتر از مقدار بحرانی است. اشباع مایع موجود در این ناحیه مجموع اشباع آب



شکل ۵ | نمودار لگاریتمی فشار و مشتق آن



شکل ۴ | نمودار نیمه‌لگاریتمی فشار

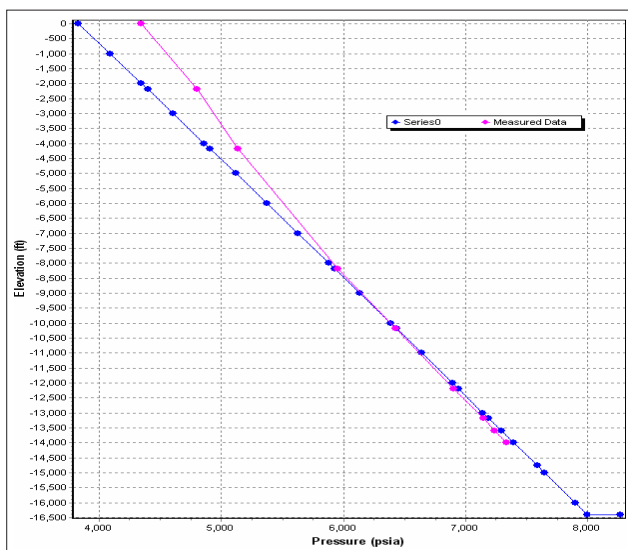


چاه نسبت به چاه‌های دیگر مخزن بسیار محدودتر است. هم‌چنین با مشاهده شکل-۸، به طور کیفی می‌توان حساسیت ورودی^{۲۱} و عدم حساسیت خروجی^{۲۲} چاه را مشخص نمود. شیب بسیار زیاد منحنی عملکرد ورودی بیانگر این نکته است که با تغییر کوچک در شیب این منحنی، نقطه تقاطع که همان شدت جریان تولیدی چاه است به شدت افزایش خواهد یافت. برعکس؛ تغییر در شیب منحنی عملکرد خروجی تغییر چندانی در نقطه تقاطع حاصل نمی‌کند. بنابراین حساسیت سامانه تولیدی این چاه به عملکرد ورودی (مخزن) بسیار شدیدتر از میزان حساسیت آن به عملکرد خروجی چاه (رشته تولیدی و شرایط سرچاهی) است.

به منظور بررسی کمی حساسیت ورودی چاه، منحنی‌های عملکرد ورودی و عملکرد خروجی چاه برای چندین مقدار ضریب پوسته ترسیم شد (شکل-۹). در این شکل منحنی‌های عملکرد آبی، صورتی و سیاه به ترتیب مربوط به مقادیر پوسته کل ۳۰، ۹۰ و ۲۲۳ است. همان‌گونه که در شکل مشخص شده است در صورت کاهش ضریب پوسته از ۲۲۳ به ۹۰، میزان تولید گاز از ۳۳۳ به ۵۵ میلیون فوت مکعب در روز افزایش می‌یابد.

هم‌چنین در مقدار پوسته کل معادل ۳۰، مقدار تولید گاز ۶۵ میلیون فوت مکعب در روز خواهد بود. این نتایج بیانگر حساسیت عملکرد، به ورودی چاه است.

به منظور بررسی کمی حساسیت خروجی چاه نیز در چندین قطر متفاوت لوله مغزی، منحنی عملکرد ورودی و منحنی‌های عملکرد خروجی چاه ترسیم شد (شکل-۱۰). همان‌طور که مشخص است در



شکل ۹ | انطباق رابطه جریانی

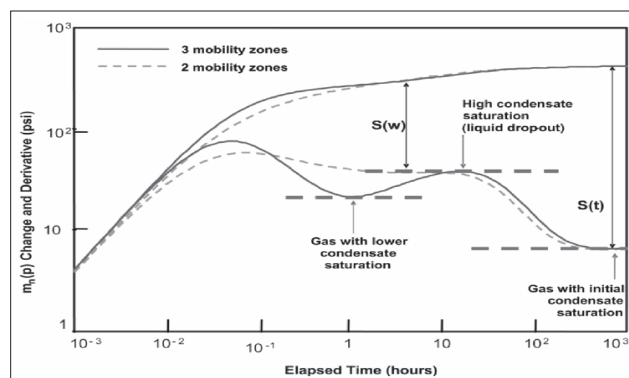
سرچاهی می‌شود. بدین ترتیب هر چقدر این پوسته میعانی بیشتر گسترش می‌یابد مقدار پوسته کل نیز افزایش خواهد یافت. از بین حالات مختلف نشان داده شده در شکل-۶، حالت ایده‌آل در مخازن ماسه‌سنگی همگن رخ می‌دهد. به طور معمول مخازن کربناته به دلیل پیچیده‌تر بودن، رفتار غیرایده‌آلی از خود نشان می‌دهند و شاید عدم تطابق کامل شکل‌های ۵-۶ نیز به این علت باشد.

۳-۱- بررسی عملکرد ورودی^{۲۱} و عملکرد خروجی چاه^{۲۲}

در این بخش به منظور یافتن آن بخش از سامانه تولید^{۱۵} که در شکل محدود کننده تولید عمل می‌کند، عملکرد ورودی و خروجی چاه بررسی شد. بدین منظور با توجه به اطلاعات موجود، مدل چاه تهیه و با استفاده از نرم‌افزار شبیه‌ساز PIPESIM بررسی‌های لازم صورت گرفت. داده‌های آزمایش ممیزی فشار جریانی برای یافتن رابطه بهینه تجربی جریان چندفازی استفاده شد. به این کار انطباق رابطه جریانی^{۱۶} گفته می‌شود. چندین رابطه جریان چند فازی پر کاربرد و متناسب با مخازن گاز- میعانی انتخاب و پس از انطباق رابطه جریانی، مشخص شد که رابطه تجربی تصحیح شده "بگرو بریل" دارای بهترین تطابق با داده‌های مربوط به آزمایش اندازه‌گیری فشار جریانی است (شکل-۷).

در گام بعد و در شکل-۸ منحنی عملکرد ورودی^{۱۷} و منحنی عملکرد خروجی^{۱۸} چاه ترسیم شد. در این شکل منحنی سیاه‌رنگ نمایانگر عملکرد ورودی و منحنی سبز رنگ نمایانگر عملکرد خروجی چاه است. نقطه تقاطع این دو منحنی بیانگر شدت جریان تولیدی است.

همان‌طور که در شکل-۸ نشان داده شده به دلیل افت فشار شدید در ورودی چاه، شاخص بهره‌وری^{۱۹} چاه ناچیز بوده و نمودار عملکرد ورودی چاه دارای شیب زیاد می‌باشد و دبی جریانی مطلق^{۲۰}



شکل ۱۰ | حالات مختلف رفتار جریان در چاه عمودی و مخزن گاز-میعانی [۵]

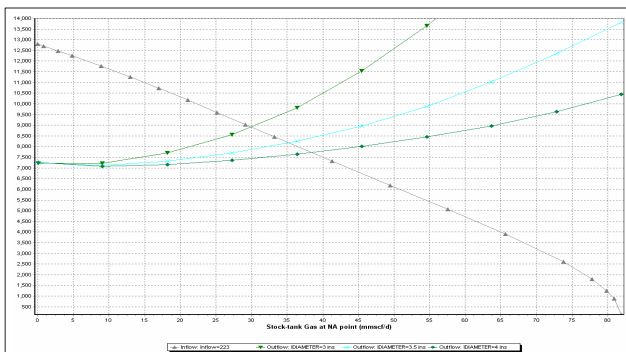
بهترین منبع برای گاز تزریقی، گاز تولید شده از همان مخزن است که مایعات آن در سطح جدا شده باشد. در این فرآیند نخست، فشار مخزن بازیابی شده و سیال مخزن به حالت شبه بحرانی نزدیک می شود. در مرحله دوم مایعات ایجاد شده دوباره در گاز تزریقی حل می شوند و پوسته ایجاد شده تا حد زیادی از بین می رود. اظهار نظر در خصوص کارایی این روش برای مخزن مورد مطالعه نیازمند بررسی کارشناسی جامع تر و دقیق تری است.

۲-۲- تزریق حلال های شیمیایی

این روش را می توان آخرین فناوری ارائه شده برای بهبود عملکرد مخازن گاز-میعانی دانست. نتایج حاصل از یک بررسی موردی حاکی از دو برابر شدن شاخص تولید در چهار ماهه اول تزریق متانول به درون مخزن است که در درازمدت این تأثیر به نرخ بهبود پنجاه درصدی کاهش می یابد [۶].

۲-۳- افزایش سرعت برداشت

پژوهشگران زیادی به تأثیر مثبت افزایش سرعت برداشت پس از تشکیل پوسته میعانی در ناحیه اطراف چاه، در افزایش تراوایی نسبی گاز و مایع و در نتیجه افزایش شاخص بهره دهی اشاره کرده اند [۳ و ۴]. در حالت تک فاز بودن سیال، افزایش سرعت تولید موجب ایجاد جریان آشفته و افزایش نیروهای لختی می گردد که این امر به نوبه خود مانعی در برابر جریان سیال ایجاد می کند. آزمایش ها نشان داده که در فواصل بسیار نزدیک به دهانه چاه در صورت وجود مقادیر زیاد مایعات، اثر تزویج مثبت^{۲۴} بر اثر نیروهای لختی غلبه کرده و جریان گاز مقداری از میعانات را کنده و با خود به درون چاه می برد و در نتیجه جریان سیال دوفازی بهبود می یابد. این نکته را نیز نباید فراموش کرد که افزایش سرعت



شکل ۸ | بررسی حساسیت منحنی عملکرد خروجی

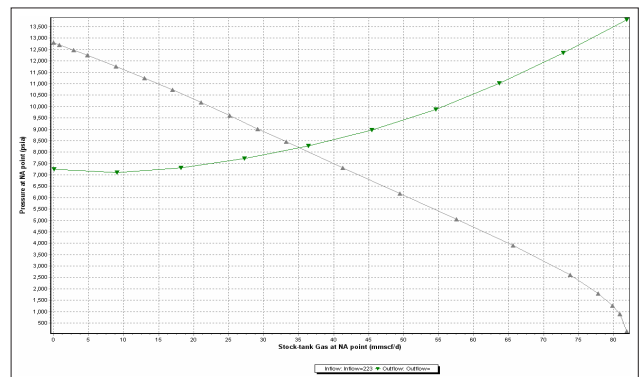
قطرهای لوله مغزی ۳، ۳/۵ و ۴ اینچ به ترتیب مقادیر ۳۵، ۳۰ و ۳۷ میلیون متر مکعب گاز در روز حاصل می شود. این نتیجه بیانگر عدم حساسیت زیاد عملکرد خروجی چاه در مقایسه با عملکرد ورودی چاه است.

۲-۲- روش های بهبود بهره دهی چاه پس از تشکیل پوسته ناشی از تشکیل مایعات گازی در اطراف چاه

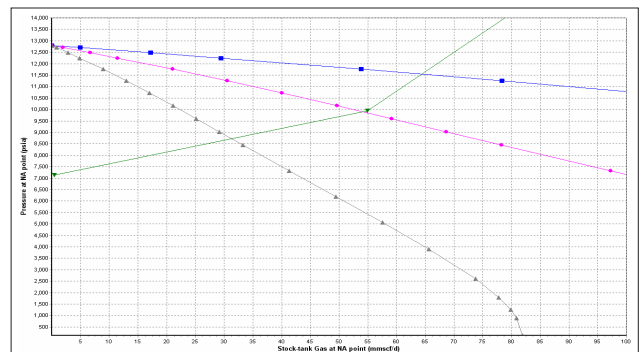
در بخش های پیشین بیان شد که دلیل اصلی کاهش بهره دهی چاه مورد مطالعه، تشکیل پوسته مایع در اطراف چاه و گسترش روزافزون آن به درون مخزن و فواصل دورتر از چاه است. از این رو روش های معمول جهت بهبود و بازیافت بهره دهی چاه پس از تشکیل پوسته مایع در ادامه تشریح می شود.

۲-۱- بازگردانی گاز^{۲۳}

کاربردی ترین راه حلی که تاکنون برای غلبه بر مشکل تشکیل پوسته مایع اندیشیده شده، بازگردانی گاز به مخزن است. بدین ترتیب که پس از گذشت مدتی از تولید چاه و افت فشار جریانی طی بازه ای مشخص گاز را به درون مخزن تزریق می کنند.



شکل ۹ | منحنی های عملکرد ورودی و خروجی چاه



شکل ۱۰ | بررسی حساسیت منحنی عملکرد ورودی و تأثیر آن بر بازده تولیدی چاه



آزمایش‌های ممیزی فشار جریانی و ساکن، محتمل‌ترین دلیل کاهش بهره‌دهی چاه مورد مطالعه، تشکیل پوسته میعانی در داخل محیط متخلخل ناحیه اطراف چاه و گسترش روزافزون این ناحیه به درون مخزن است.

برای غلبه بر مشکل یاد شده و بازیافت بهره‌دهی چاه روش‌های متعددی ارائه شد که به نظر می‌رسد گزینه تزریق حلال‌های شیمیایی نسبت به سایر روش‌ها گزینه مناسب‌تری است. البته باید در نظر داشت که تأثیر این روش موقتی بوده و انجام آن نیاز به ارزیابی اقتصادی دارد.

هم‌چنین لایه‌شکافی هیدرولیکی نیز به عنوان گزینه‌ای مناسب، سبب کاهش افت فشار تحتانی و بهبود بهره‌دهی چاه می‌شود. برای تجزیه و تحلیل دقیق‌تر مشکل و نیز پایش آن در آینده، ضروری است آزمایش رشد فشار به صورت دوره‌ای انجام شده و بازه انجام آزمایش نیز با توجه به شرایط مخزنی و تولیدی این چاه تعیین گردد. هم‌چنین لازم است فشارهای درون چاهی در آزمایش ممیزی فشار جریانی و ساکن در مجموعه نقاط بیشتری در ستون چاه اندازه‌گیری و ثبت شود. در حال حاضر در آزمایش‌های یاد شده فشار اکثراً در بازه‌های عمقی ته چاه اندازه‌گیری می‌شود و برای مدل‌سازی جریان سیال و انتخاب رابطه جریانی بهینه در بازه‌های عمقی نزدیک به سطح مشکل کمبود داده وجود دارد. بنابراین لازم است که توزیع نقاط مثبت فشار در ستون چاه در آزمایش‌های جریانی و بسته اصلاح گردد.

برداشت به گسترش پوسته میعانی در درون مخزن کمک بیشتری خواهد کرد که این موضوع مطلوب ما نیست.

۲-۴- کاهش دبی تولید و بستن دوره‌ای چاه

کاهش دبی تولید و در مواردی بستن چاه به صورت دوره‌ای، سبب افزایش فشار جریانی چاه می‌شود. این امر سبب تبخیر پوسته میعانی شده و به بهبود بهره‌دهی چاه کمک می‌کند. با توجه به مسائل اقتصادی و لزوم تولید از چاه این روش چندان عملی به نظر نمی‌رسد. حداقل تأثیر این روش کاهش سرعت تشکیل مایعات گازی در اثر کاهش افت فشار تحتانی گسترش ناحیه مایعات گازی محدود شده است.

۲-۵- لایه‌شکافی اسیدی^{۲۰} یا لایه‌شکافی هیدرولیکی^{۲۱}

عملیات انگیزشی لایه‌شکافی اسیدی یا هیدرولیکی سبب ایجاد شکاف با تراوایی بالا در ناحیه متخلخل اطراف چاه و در نتیجه ایجاد کمترین افت فشار برای سیال در مسیر حرکت از مخزن تا دهانه چاه می‌شود.

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

با توجه به نتایج بررسی داده‌های آزمایش رشد فشار و نیز عملکرد ورودی و خروجی چاه به همراه تجزیه و تحلیل داده‌های

پانویس‌ها

1. Mirzaei1986@gmail.com
2. production string
3. skin
4. pressure build up test
5. wellbore storage effect
6. radial flow regime
7. composite reservoir
8. connate water
9. capillary number effect

10. low interfacial tension
11. two mobility zones
12. three mobility zones
13. well inflow performance
14. well outflow performance
15. production system
16. flow correlation matching
17. inflow performance curve
18. outflow performance curve

19. productivity index
20. absolute open flow (AOF)
21. inflow sensitivity
22. outflow sensitivity
23. gas recycling
24. positive coupling effect
25. hydraulic fracturing
26. acid fracturing

منابع

- [1] Kniazeff, V.J., et al. Two phase flow of volatile hydrocarbons. SPE Journal. March 1965.
- [2] Hashemi, A., et al. Well-test analysis of horizontal wells in gas/condensate reservoirs. SPE 89905.
- [3] Ali, J.K., et al. The effects of high-velocity flow and PVT changes near the wellbore on condensate well performance. SPE 38923.
- [4] Henderson, et al. Measurement and correlation of gas condensate relative permeability by the steady state method. SPEREE. April 1998.
- [5] Gringarten, et al. Well test analysis in gas condensate reservoirs. SPE 62920.
- [6] Rocke, R.S., et al. Improving well productivity in gas condensate reservoir via chemical treatment. 3rd Tobago Gas Technology Conference, Tobago 2008.