

مدیریت مخازن به وسیله سنسورهای درون چاهی دائمی

سیستم مانیتورینگ درون چاهی دائمی امروزه به جزء معمول رشته تکمیلی چاه تبدیل شده است. پردازش و تفسیر داده‌های فشار و دما درون چاهی که به صورت پیوسته ثبت می‌شوند مشخصات استاتیکی و دینامیکی مخزن را به ما می‌دهند که می‌تواند جهت توسعه و بهینه کردن فرایند تولید مورد استفاده قرار گیرد. در این مقاله سعی شده است کاربردهای داده‌های حاصل از این سیستم‌ها برای چاه‌آزمایی و تعیین نفوذپذیری، ضخامت مخزن، پوسته چاه (skin)، فشار استاتیکی مخزن، تشخیص شکستگی‌ها و موانع، بهینه کردن تولید اولیه، سیلابزنی و ازدیاد برداشت بررسی شود. همچنین با توسعه مدل‌هایی می‌توان از این داده‌ها به منظور تعیین نرخ تولید و GOR استفاده نمود. مدل‌های شبیه‌سازی شده را می‌توان با داده‌های پیوسته شامل فشار، نرخ تولید و GOR تطبیق داد که نسبت به روش‌های متداول که با داده‌های تخمینی تطبیق داده می‌شوند دقیق‌تر است. استفاده از سنسورهای درون چاهی نه تنها هزینه‌های تولید را به صورت مستقیم کاهش می‌دهد بلکه با برداشت بهینه و صیانتی از مخزن باعث افزایش ضریب بازیافت از مخزن می‌شود.

علی فتاحی
شرکت پایا انرژی آبان
کیش (PEAK)

رفتن اطلاعات مخزن در این بازه می‌شود. داده‌هایی مانند فشار و نرخ تولید با توجه به داده‌هایی محاسبه یا تخمین زده می‌شود که عدم قطعیت‌های زیادی را به همراه دارد. ورود سیستم‌های مانیتورینگ درون چاهی دائمی (PDG) در صنعت شامل سنسورهای فشار، دما و جریان سنج باعث شده است که این پارامترها به صورت پیوسته اندازه‌گیری شده و عدم قطعیت‌ها در مورد پارامترهای مختلفی جهت تطبیق تاریخچه مدل‌های شبیه‌سازی از بین رفته و یا به صورت قابل ملاحظه‌ای کاهش یابد. به این منظور از سنسورهای فشار و دما استفاده می‌شود و از جریان سنج‌ها بیشتر در مخازن چند لایه استفاده می‌شود. داده‌های حاصل از این سنسورها اطلاعات زیادی در مورد

۱. مقدمه

مدیریت مخزن به صورت‌های مختلفی تعریف شده است. گرینگارتن (۱۹۹۸) مدیریت مخزن را این‌گونه تعریف کرده است " کاربرد تکنولوژی و دانش در یک مخزن در جهت افزایش تولید با هزینه پایین‌تر". مدیریت مخزن، یک فرایند پویا است که لازم است با توجه به اطلاعات جدید و پاسخ مخزن به روز شود. جهت تعیین فرایند تولید مناسب برای یک مخزن، شناخت مشخصات مخزن اعم از سنگ و سیال و همچنین فرایند تولید اهمیت بسیاری دارد. بسیاری از داده‌هایی که از چاه‌آزمایی، نمودارگیری یا روش‌های دیگر گرفته می‌شود در مدت کوتاهی انجام شده و بازه‌های زمانی طولانی بین تست‌ها باعث از دست

مشخصات استاتیکی و دینامیکی مخزن به ما می‌دهد که می‌توان از آن برای مدیریت مخزن استفاده کرد. همچنین از این داده‌ها می‌توان برای اطلاع از وضعیت انجام وظایف ادوات درون چاهی مانند پمپ‌ها و شیرها استفاده کرد. استفاده از سنسورهای درون چاهی هزینه‌های جاری یک چاه را کاهش داده، باعث توقف کمتر تولید و افزایش تولید در دراز مدت می‌شود (غفاری ۱۳۹۵) و اتلاند و هاگلاند (۱۹۹۴) مقدار هزینه تامین این سیستم‌ها و صرفه‌جویی مالی ناشی از استفاده آنها را بررسی کرده‌اند. در این نوشتار پس از معرفی اصول و اجزا سنسورهای فشار و دما درون چاهی به کاربردهای این سیستم‌ها در مدیریت مخزن پرداخته شده است.

۱.۱ تاریخچه و اجزاء سیستم اندازه‌گیری درون چاهی

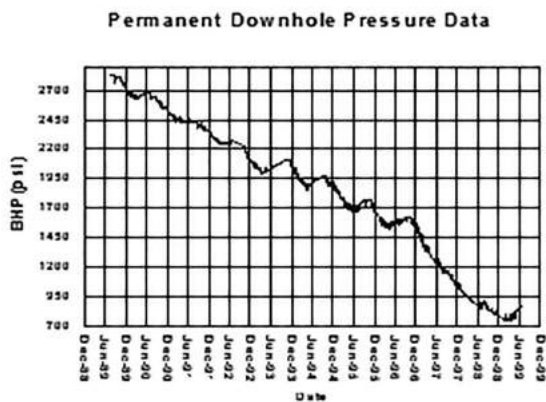
اولین سیستم مانیتورینگ درون چاهی دائمی توسط شرکت شلمبرژه در سال ۱۹۷۲ ساخته و در یک چاه در کشورگابن نصب شد. این سیستم‌ها در اوایل کمتر مورد توجه قرار گرفتند. اما پیشرفت تکنولوژی و بهبود سیستم‌های اندازه‌گیری، باعث افزایش اعتمادپذیری و کاهش هزینه تولید آنها شد. این عوامل باعث شد سیستم‌های مانیتورینگ درون چاهی در دهه ۹۰ میلادی راه خود را در صنعت باز کرده و امروزه به یک بخش معمول در رشته تکمیلی چاه در نظر گرفته شوند. سیستم اندازه‌گیری از اجزاء مختلفی تشکیل شده است. سنسور در حامل گیج (gauge mandrel) تقریباً در عمق مورد نظر رشته تیوبینگ قرار گرفته که می‌تواند فشار و دمای درون تیوبینگ را اندازه‌گیری کند. در سطح، سیستم تجهیزات سطحی شامل باطری (یا پنل خورشیدی)، مانیتور و سیستم ثبت و نرم افزار پردازش داده‌ها قرار دارد. کابل با پوشش آلیاژ مناسب که بتواند فشار دما و شرایط درون چاه مانند وجود H_2S و CO_2 را تحمل کند جهت ارتباط الکتریکی سنسورها و تجهیزات سطحی تعبیه شده است. کابل بوسیله بست‌هایی بر روی تیوبینگ ثابت می‌شود.

۱.۲ اصول کار سیستم‌های مانیتورینگ درون چاهی

چندین نوع سنسور با تکنولوژی متفاوت وجود دارد. دو نوع متداول برای کاربردهای درون چاهی شامل سنسورهای کریستالی نوسان کننده و فیبر نوری می‌باشد. سنسورهای کریستالی نوسان کننده که متداول‌ترین سنسورها برای این مقصود است کریستال پیزوالکتریک از جنس کوارتز و یا سفیر (sapphire) است. در این نوع سنسورها یک ولتاژ پایین از پنل سطحی به کریستال فرستاده می‌شود. کریستال در اثر این ولتاژ با فرکانسی که متناسب با فشار اعمال شده به آن است نوسان می‌کند. سیگنال متناظر به این فرکانس به پنل سطحی رسیده و به وسیله ضریب کالیبراسیون به داده‌های فشار تبدیل می‌شود. سنسور فیبر نوری که در دو دهه اخیر توسعه داده شده قیمت بالاتر

و قابلیت اعتماد کمتری دارد. این نوع سنسور به صورت موفقیت‌آمیز استفاده شده، اما نیاز به تحقیق و توسعه بیشتری جهت بهبود اعتمادپذیری و قیمت پایین‌تر دارد. در بیشتر موارد چاه برای تولید در بازه زمانی بزرگی تکمیل می‌شود به طوری که مکانیسم‌های مختلفی در تولید دخیل بوده که به عمق سطوح مختلف سیالات مخزن بستگی دارد. لذا این قید باعث می‌شود مکان سنسورهای فشار و دمای درون چاهی در فاصله چند ده، تا چند صد فوت بالای ناحیه تولید در نظر گرفته شود تا با تغییر احتمالی در عمق ناحیه تولید نیاز به تغییر مکان سنسورها نباشد. اگر سنسورها بعد از تکمیل چاه نصب شوند به منظور عدم تعویض پکر به پکر سوراخ دار (ported packer) جهت عبور کابل، معمولاً آنها را بالای پکر قرار می‌دهند. در مورد مخازن چند لایه پیشنهاد می‌شود برای هر لایه یک سنسور در نظر گرفته شده و لازم است پکرهای بالایی از نوع پکر سوراخ‌دار باشند. برای سنسورهای درون چاهی مانند هر ابزار دیگری احتمال خرابی وجود دارد. اما این احتمال باید به مقداری پایین باشد که استفاده از آن توجیه اقتصادی داشته باشد. همان‌طور که از نتیجه یک مطالعه در شکل ۱ مشاهده می‌شود در سال‌های اولیه تولید و استفاده از این نوع سنسورها در دهه ۸۰ و ۹۰ اعتمادپذیری این سنسورها چندان قابل قبول نبوده به طوری که یکی از عوامل اقبال پایین از این نوع سیستم‌های مانیتورینگ بوده است. اما در اوایل سال‌های ۲۰۰۰ پیشرفت تکنولوژی قابلیت اطمینان این سنسورها را به مقدار قابل قبولی رساند. بعد از گذشت چندین سال قابلیت اطمینان به حدی رسیده است که امروزه صحبت از قابلیت اطمینان این نوع سنسورها نمی‌شود. تخمین زده می‌شود تعداد ۲۰۰۰۰ دستگاه از این سیستم‌ها در چاه‌های نفت و گاز در دنیا نصب شده است.

داده‌های اندازه‌گیری شده از سنسورهای درون چاهی را می‌توان با سرعت ۱ داده بر ثانیه ثبت نمود. این سرعت ثبت داده حدود ۳۰ میلیون داده در سال تولید می‌کند که ثبت و پردازش این حجم داده یک چالش محسوب می‌شود. البته این سرعت ثبت داده مورد نیاز نبوده و در حدود ۱ داده در هر یک یا چند دقیقه کافی است. حتی با افزایش این فاصله زمانی تعداد داده‌ها همچنان زیاد است. یک روش برای کاهش تعداد داده‌ها تعیین یک آستانه تغییر فشار ΔP است به طوری که فشار در صورتی ثبت می‌شود که از حد آستانه بالاتر باشد. هرچند این روش به نظر مناسب است ولی اگر فشار برای مدت زمان زیادی تغییر نکند هیچ‌گونه داده‌ای ثبت نمی‌شود. برای حل این مشکل می‌توان یک حدی برای فاصله زمانی ثبت داده‌ها قرار داد. همچنین وجود نویز می‌تواند از کارایی این روش برای کاهش داده‌ها بکاهد. لذا بهتر است که این روش بعد از فرایند تصحیح نویز به کار برده شود (اتیجان‌گرون و



شکل ۲: نمودار فشار ته چاه - زمان برای یک مخزن گازی

۲.۲ چاه آزمایشی و تعیین پوسته، نفوذپذیری و ضخامت موثر مخزن

جهت اندازه‌گیری بعضی از پارامترهای مخزن، نزدیک (پوسته) و دور از چاه (ضخامت مخزن، نفوذپذیری، گسل...) و فشار استاتیک مخزن، تست‌های چاه‌آزمایی انجام می‌گیرد. تست‌های چاه‌آزمایی توسط شرکت خدمات چاه و معمولاً در اوایل حیات یک چاه انجام می‌شود. چاه‌آزمایی همچنین به صلاحدید بهره‌بردار و یا زمانی که احتمال پوسته وجود داشته باشد جهت تشخیص و تأیید رفع پوسته انجام می‌گیرد. انجام عملیات چاه‌آزمایی نیازمند نصب تجهیزات مربوطه و توقف تولید است که هزینه زیادی را به بهره‌بردار تحمیل می‌کند.

ورود سنسورهای درون چاهی به عنوان جزئی از رشته تکمیلی چاه، امکان تست چاه، بدون توقف عملیات برنامه‌ریزی شده‌ی تولید و نصب تجهیزات چاه‌آزمایی را فراهم آورده است. اندازه‌گیری پیوسته فشار در زمان تولید و در زمان توقف ناخواسته به هر دلیلی، امکان ثبت منحنی ساخت و افت فشار را فراهم می‌کند. تفسیر پیوسته و به روز شده این منحنی‌ها می‌تواند مهندس مخزن را از وجود و مقدار پوسته آگاه کند. همچنین در حین توقف تولید نسبتاً طولانی، فشار استاتیک به صورت خودکار ثبت می‌شود.

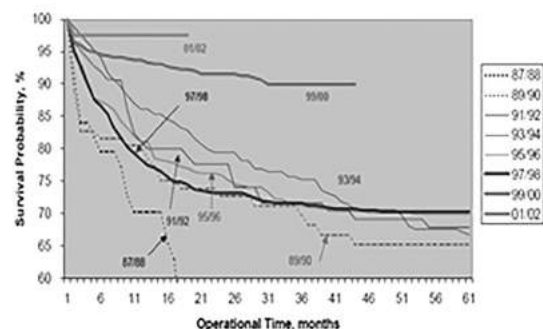
علاوه بر مزیت‌های ذکر شده ثبت مکرر منحنی‌های ساخت و افت فشار می‌تواند باعث تأیید یا تصحیح تفسیر چاه‌آزمایی شود. شکل ۳ داده‌های فشار یک چاه در مدت ۱۵ ماه را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود چندین منحنی ساخت و افت فشار در این مدت ایجاد شده است که از این داده‌ها می‌توان برای تعیین پوسته و مشخصات مخزن به طور متناوب استفاده نمود. همچنین با وصل کردن نقاط بالایی منحنی‌های ساخت فشار، و تصحیح آن (خط ۱ و خط ۲ در شکل) مقدار فشار مخزن را می‌توان به صورت پیوسته به دست آورد.

۲. استفاده از سنسورهای فشار دائمی در مدیریت مخازن

۲.۱ تعیین مکانیسم تولید با استفاده از داده‌های فشار

پایش پیوسته فشار درون چاه می‌تواند اطلاعات با ارزشی در مورد مخزن و مکانیسم تولید به ما بدهد. تعیین فشار استاتیک را که در زمان عدم تولید از چاه به دست می‌آید می‌توان با سنسورهای درون چاهی انجام داد. تغییرات زمانی فشار استاتیک می‌تواند برای مشخص کردن مکانیسم تولید به ما کمک کند. برای مثال مکانیسم رانش با آب را می‌توان بوسیله نمودار فشار-زمان به دست آورد. در بسیاری از موارد سفره آب از زمان خاصی در شروع تولید فعال می‌شود به طوری که بوسیله داده‌های چاه‌آزمایی یا روش‌های دیگر که به صورت دوره‌ای انجام می‌شود نمی‌توان به وجود این مکانیسم رانش آب، زمان فعال شدن و شدت آن واقف شد. اطلاع از نوع مکانیسم تولید حیاتی بوده و مهم‌ترین پارامتر برای تعیین سناریوی تولید و تولید صیانتی از مخزن است. برای مثال، در صورت وجود مکانیسم رانش آب در یک مخزن گازی جهت افزایش بازیافت نهایی لازم است که نرخ تولید گاز تا حد ممکن افزایش داده شود. یک مثال تجربه شده، یک چاه مخزن گازی است که داده‌های فشار آن برای ۸ سال به طور پیوسته به وسیله سنسور درون چاهی ثبت شده است (شکل ۲). در اوایل تولید، مکانیسم تولید تخلیه گرانشی تشخیص داده شد. چاه برای ۹ ماه تولید می‌کرد و ۳ ماه به علت عدم تقاضا بسته بود. بعد از بررسی کامل داده‌های فشار و مشاهده ساخت فشار ۲-۳ psi در هفته، در بازه ۳ ماهه بسته بودن چاه، مکانیسم تولید رانش آب تشخیص داده شد. بعد از این تشخیص، بهره‌بردار بلافاصله مقدار تولید را برای افزایش بازیافت نهایی افزایش داد تشخیص صحیح این مکانیسم در اوایل تولید می‌توانست مقدار تولید را به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش دهد (باتچ والتر و همکاران ۲۰۰۰).

داده‌های حاصل از سنسورهای دائمی را می‌توان برای محاسبه شاخص مکانیسم‌های مختلف تولید و تعیین سهم هر مکانیسم در تولید و همچنین تغییرات شاخص با کاهش فشار به کار برد.



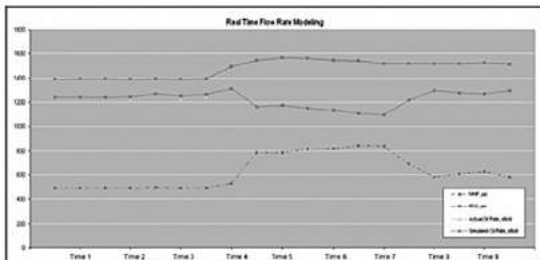
شکل ۱: قابلیت اطمینان سنسورهای درون چاهی در سالهای مختلف

نیاز به تجهیزات تست در دو یا چند چاه دارد. فاصله زیاد بین چاه‌ها، نفوذپذیری پایین سنگ مخزن، ویسکوزیته و قابلیت فشردگی بالای سیال می‌تواند زمان اجرای این تست را زیاد کند که در نتیجه هزینه زیادی به پروژه تحمیل می‌کند. استفاده از سنسورهای دائمی در چند چاه می‌تواند بدین منظور استفاده گشته و برای تعیین میزان ارتباط بین چاه‌ها استفاده شود. هرگاه یک چاه از مجموعه چند چاه به هر علتی بسته شد اثر سیگنالی آن به وسیله سنسورهای درون چاهی چاه‌های مجاور ثبت می‌شود که با تفسیر این داده‌ها می‌توان میزان ارتباط در قسمت‌های مختلف مخزن را تعیین نمود. استفاده از نمودار p/q در حالت شبه پایدار در یک چاه نیز یکی از روش‌های تعیین قابلیت تولید چاه و وجود ارتباط در مخزن است.

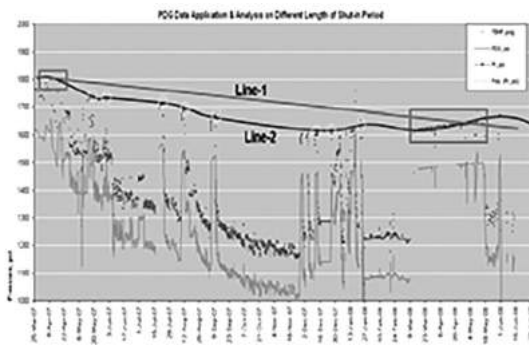
۲.۴ تعیین نرخ تولید با استفاده از داده‌های فشار

معمولا تولید چند چاه قبل از اندازه‌گیری نرخ تولید مخلوط می‌شود. همچنین در صورت تولید از چندین لایه از یک چاه، مقدار تولید از هر لایه مشخص نیست. روش‌های معمول برای تعیین نرخ تولید یک چاه و تعیین نرخ تولید یک لایه به صورت دوره‌ای است. این روش‌ها شامل متوقف کردن تولید از چاه و اندازه‌گیری تغییر نرخ در تفکیک‌کننده‌ها در مورد چاه و استفاده از ابزار نمودارگیری تولید (PLT) در تعیین نرخ تولید از هر لایه است. در نتیجه تعیین نرخ تولید نه تنها به صورت دوره‌ای انجام می‌گیرد بلکه در مواردی مستلزم توقف تولید و انجام تست‌های مربوطه است که هزینه بر است. ماهیت دوره‌ای بودن اندازه‌گیری‌ها باعث عدم قطعیت نرخ تولید در زمان‌های مختلف می‌شود که نتیجه آن عدم قطعیت در مدیریت مخزن است. برای مثال در تطابق مدل‌های شبیه‌سازی با تاریخچه تولید، نرخ تولید یک پارامتر حیاتی است.

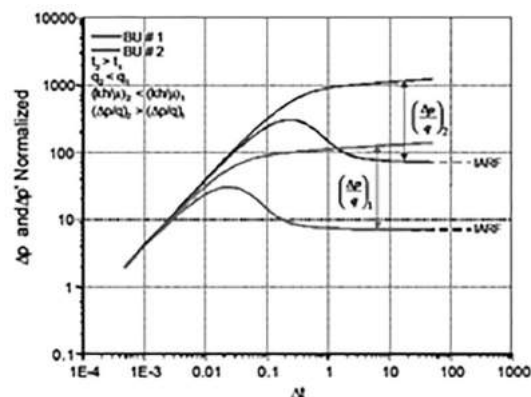
برای تعیین نرخ تولید، می‌توان یک مدل ساده چاه تهیه کرد که داده‌های پیوسته فشار به عنوان ورودی از سنسورها قرائت می‌شود. مدل ایجاد شده را می‌توان با داده‌های چاه‌آزمایی مطابقت و همخوان کرده و از داده‌های فشار به عنوان ورودی مدل ایجاد شده برای تعیین نرخ تولید استفاده کرد. چنین روشی برای یک چاه مورد استفاده قرار گرفته است که نتایج آن به صورت نمودار در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۵: نرخ تولید مجازی با استفاده از داده‌های فشار درون چاهی



شکل ۳: منحنی ساخت و افت فشار از یک چاه و تعیین فشار مخزن



شکل ۴: جابه‌جایی منحنی فشار و مشتق فشار در اثر تغییر kh ثبت شده با PDG

اصول تفسیر منحنی‌های فشار از سنسورهای درون چاهی تقریبا مشابه روش‌های چاه‌آزمایی متداول است. اما با توجه به مکان سنسورها که تقریبا نزدیک ناحیه مشبک است اثر ذخیره‌سازی چاه حذف می‌شود.

همچنین مشخصات مخزن، مانند نفوذپذیری، ضخامت مخزن و گسل‌ها در بعضی موارد متغیر و تابعی از فشار در حال کاهش مخزن، است. لذا ثبت پیوسته این منحنی‌ها می‌تواند مقادیر متغیر وابسته به زمان این پارامترها را در اختیار ما قرار دهد. شکل ۴ جابه‌جایی منحنی‌های فشار و مشتق فشار را در اثر تغییر kh (ضخامت و نفوذپذیری مخزن) در یک مخزن با قابلیت فشردگی بالا (مانند تشکیلات سیمانی نشده) نشان می‌دهد.

۲.۳ تعیین ارتباط مخزن (connectivity) با استفاده از داده‌های فشار و تست تداخلی

تشخیص میزان ارتباط بخش‌های مختلف مخزن اهمیت زیادی در توسعه و مدیریت مخزن دارد. در روش‌هایی که بدین منظور استفاده می‌شود می‌توان از تست ردیاب و تست پالس نام برد. تست ردیاب معمولا در روش‌های ثانویه و ازدیاد برداشت قابل اجرا است و از تست پالس می‌توان در مرحله تولید اولیه استفاده نمود که معمولا

لازم به ذکر است که در این روش وجود داده‌های نرخ تولید اندازه‌گیری شده در دوره‌ای از زمان لازم است. همچنین باید توجه داشت که مدل ایجاد شده شامل مدل‌های ساده تحلیلی تا مدل‌های عددی پیچیده (که نیازی به نرخ تولید ثبت شده ندارد) است. در تمام حالات دانستن مقدار پوسته یکی از داده‌های لازم است به طوری که عدم اطلاع از وجود و مقدار اثر پوسته می‌تواند باعث خطای زیادی شود اگرچه در بعضی موارد عدم اطلاع از پوسته می‌تواند در بازه‌ای از زمان باعث خطای قابل ملاحظه‌ای نشود. همانطور که در بخش ۲.۲ توضیح داده شده است مقدار پوسته را می‌توان از تفسیر منحنی ساخت فشار که در زمان توقف تولید ایجاد شده به دست آورد.

۲.۵ استفاده از داده‌های فشار برای تولید بهینه از مخزن

لازمه نگه داشتن انرژی مخزن و تولید نفت با GOR پائین از معیارهای تولید بهینه و صیانتی از مخزن است. استفاده از سنسورهای فشار بهترین ابزار برای کنترل تولید و حفظ انرژی مخزن است.

در موارد زیادی در زیر نفت سفره آب و در بالای آن کلاهی گازی وجود دارد. تولید نفت باعث می‌شود که آب از پایین و گاز از بالا به طرف ناحیه مشبک شده تغییر سطح داده که به پدیده مخروطی شدن معروف است. «چاپرن» معادله را توسعه می‌دهد نرخ تولید بحرانی را مشخص می‌کند به طوری که نرخ تولید بالاتر از آن باعث تولید گاز و یا آب در اثر مخروطی شدن می‌شود. واضح است که نرخ تولید متناسب با افت فشار ته چاه است. اگر چه این تناسب به پارامترهای دیگری مانند نفوذپذیری و گرانیوی سیال بستگی دارد ولی در هر بازه زمانی می‌توان این نسبت را تعیین کرده و در نتیجه با کمک تنظیم فشار نرخ تولید و تولید آب و یا گاز در اثر مخروطی شدن را کنترل کرد. همچنین می‌توان با سعی و خطا با تغییر افت فشار ایجاد مخروطی شدن گازی را تشخیص داد (رجوع کنید به بخش ۳.۱). واضح است که افزایش GOR تنها به علت مخروطی شدن گازی نیست و نسبت دادن آن به مخروطی شدن را می‌توان از داده‌های دیگر مانند سطح تماس نفت و گاز و مکانیسم تولید تشخیص داد.

۲.۶ استفاده از داده‌های فشار جهت تطبیق تاریخچه تولید در مدل‌های شبیه‌سازی

برای توسعه پیش‌بینی و مدیریت مخزن لازم است مدل عددی از مخزن تهیه شده و برای کالیبراسیون با تاریخچه تولید تطبیق داده شود. روش متداول برای تطبیق مدل شبیه‌سازی با داده‌های تولید شامل تغییر یک به یک پارامترهای مخزن و تولید تا رسیدن به تطابق مورد نظر است. عدم قطعیت در هر یک از پارامترها باعث می‌شود تعداد شبیه‌سازی‌ها و در نتیجه زمان اجرای آن به صورت نمایی زیاد شود. همچنین این احتمال وجود دارد که با

ترکیب متفاوت پارامترها، مدل‌های متفاوتی به دست آید که با نتایج تولید تطابق دارد. لذا تعیین دقیق پارامترهای مخزن و تولید می‌تواند هم زمان اجرای شبیه‌سازی را کاهش دهد و هم دقت تطابق مدل با واقعیت را افزایش دهد.

پارامترهای متغیر برای شبیه‌سازی را می‌توان به سه دسته پارامترهای مخزن نزدیک چاه، دور از چاه و پارامترهای تولید طبقه‌بندی کرد. پارامترهای مخزن را می‌توان از داده‌های حاصل از مطالعات زمین‌شناسی، چاه‌پیمایی و چاه‌آزمایی تعیین کرد. یکی از مهم‌ترین پارامترها پوسته چاه است که باعث کاهش تولید می‌شود. تشخیص و تعیین مقدار آن با چاه‌آزمایی مشخص می‌شود که پس از بررسی و اعلام نیاز توسط بهره‌بردار اعلام نیاز می‌شود و لذا مقدار آن به صورت پیوسته مشخص نیست. پارامترهای تولید شامل فشار ته چاه، نرخ تولید، نسبت گاز به نفت و نسبت آب به نفت بر اساس اندازه‌گیری‌های دوره‌ای و یا محاسبات انجام می‌پذیرد که عدم قطعیت زیادی را به همراه دارد.

ثبت پیوسته فشار و دما مقدار زیادی اطلاعات را از مخزن و تولید در دسترس مهندسی مخزن قرار می‌دهد. مقدار فشار ته چاه که یکی از پارامترهای اساسی در شبیه‌سازی است به وسیله سنسورهای درون چاهی به صورت مستقیم ثبت می‌شود. نرخ تولید نفت را می‌توان از داده‌های فشار به صورت نسبتاً دقیقی محاسبه کرد (بخش ۲.۴). نسبت گاز به نفت را نیز می‌توان از داده‌های دما مشخص کرد (بخش ۳.۱). همان‌طور که در بخش ۲.۲ توضیح داده شده اثر پوسته را می‌توان از داده‌های ساخت فشار که در زمان توقف تولید به دست می‌آید مشخص کرد.

منحنی‌های ساخت و افت فشار که در حین توقف و تولید مجدد تهیه می‌شود می‌تواند جهت مشخص کردن نفوذپذیری، ضخامت موثر مخزن، گسل، شکستگی و یا موانع به کار گرفته شود. در بسیاری از موارد نفوذپذیری و ضخامت موثر با تولید و کاهش فشار تغییر می‌کند و لازم است که تابعی از فشار در نظر گرفته شود. تغییر سطح آب-نفت و گاز-نفت مقدار ضخامت موثر را تغییر می‌دهد و نفوذپذیری تابعی از ژئومکانیک مخزن است که با افت فشار می‌تواند کاهش یابد. در روش‌های متداول این مقادیر باید تخمین زده شده و یا اگر تست چاه صورت بگیرد می‌توان این مقادیر را فقط برای زمان تست اندازه‌گیری نمود و مقادیر پیوسته آنها در دسترس نیست. اما استفاده از سنسورهای درون چاهی می‌تواند اطلاعات پیوسته‌ای را به ما بدهد که نتیجه آن تهیه مدل‌های دقیق‌تر از مخزن است.

باچ والترو و همکاران (۲۰۰۰) مدل تطبیق داده شده با داده‌های سنسور درون چاهی را برای تعیین مشخصات مخزن و نفت درجا استفاده نمودند.

داده‌های لرزه‌ای که برای تهیه اولیه مدل شبیه‌سازی شده استفاده شده بود عدم قطعیت‌هایی داشت. بعد از

تطبيق مدل با داده‌های اندازه‌گیری شده ۲۱۵ روزه فشار نفت درجا بیش از دو برابر اولیه برآورد تخمین زده شد.

۲.۷ استفاده از سنسورها برای سیلابزنی و فرایندهای ازدیاد برداشت

کنترل اختلاف فشار در چاه‌های تزریقی و تولید در فرایند سیلابزنی اهمیت زیادی دارد به طوری که این پارامتر تعیین کننده مقدار تزریق آب به مخزن است و تاثیر زیادی در بهینه کردن فرایند دارد. نصب سیستم اندازه گیری درون چاهی در دو چاه می‌تواند کمک به کنترل بهینه مقدار تزریق آب کند. همچنین وجود ناهمگنی در مخزن در جهت‌های مختلف باعث می‌شود موج شوکی که از تزریق آب در چاه‌های تزریقی ایجاد می‌شود، در زمان‌های مختلف به چاه تولیدی رسیده و باعث زیاد شدن مصرف و تولید آب شود. کنترل میزان آب تزریقی در چاه‌های تزریقی مختلف به کمک سیستم‌های مونیتورینگ درون چاهی این امکان را به وجود می‌آورد که بر روی هر چاه تزریقی کنترل داشته و میزان آب تزریقی در هر چاه به صورتی تنظیم گردد که موج شوکی از چاه‌های تزریقی هم زمان به چاه تولیدی برسند.

در فرایند تزریق متناوب آب و گاز (water alternate gas) میزان تزریق آب و گاز در هر دوره یکی از مهم‌ترین پارامترهای اپراتوری است که تابعی از شرایط و مشخصات مخزن است. استفاده از سیستم‌های درون چاهی می‌تواند جهت تنظیم و کنترل دقیق میزان تزریق این دو سیال در ارتباط با پارامترهای درون چاهی استفاده شده و بهینه شدن تولید را به همراه داشته باشد. در صورتی که از روش تزریق امتزاجی گاز استفاده می‌شود کنترل فشار مخزن پارامتری حیاتی است به طوری که فشار داخل مخزن باید بیشتر از فشار امتزاجی مینیمم (MMP) باشد. لذا استفاده از سیستم‌های مذکور می‌تواند باعث کنترل پیوسته بر روی فشار و بهینه کردن فرایند باشد. سیستم مانیتورینگ درون چاهی را می‌توان برای مانیتورینگ فشار و دما در فرایند SAGD استفاده کرد.

۳. استفاده از سنسورهای دائمی دما در مدیریت مخازن

هر چند استفاده از سنسورهای فشار و دما درون چاهی در سال‌های گذشته مرسوم شده و داده‌های فشار برای مقاصد مختلف به کار رفته است، استفاده از داده‌های دما فقط در سال‌های اخیر مورد توجه قرار گرفته است و نیاز به تحقیق و توسعه بیشتر دارد. علت عدم استفاده از داده‌های دما در گذشته تغییرات کم بازه دمایی (معمولاً ۰.۵-۲ و ماکزیمم ۱۵ C)، پایین بودن قدرت تفکیک دماسنج‌ها و عدم بررسی دقیق مکانیسم‌های تغییرات دمایی در ته و در طول چاه است. اما با افزایش قدرت تفکیک سنسورها تا یک هزارم سانتیگراد و توسعه مدل‌های دقیق‌تر که

شامل انتقال حرارت بین زون‌های مختلف در مخزن و با دیواره‌های چاه می‌شود، مقادیر دمایی اندازه‌گیری شده به عنوان منبع اطلاعات از مخزن و نحوه تولید مورد توجه قرار گرفته است. هر چند تغییرات دمایی درون چاهی در مقایسه با داده‌های فشار بسیار کمتر است ولی این پارامتر نسبت به تغییرات رژیم جریان و چوک حساس نیست در صورتی که فشار بسیار تحت تاثیر این پارامترها هست (هاچینسون و همکاران ۲۰۰۷).

۳.۱ تعیین نسبت گاز به نفت (GOR) با استفاده از سنسورهای دما دائمی در مدیریت مخازن

با توجه به اینکه سنسور دما در زون مشبک قرار نمی‌گیرد برای تفسیر داده‌های سنسور دما لازم است که اثرات انتقال حرارت در طول دیواره چاه محاسبه و در نظر گرفته شود. همان طور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود مشاهدات میدانی نشان می‌دهد که مقدار مینیمم دما منطبق بر مقدار ماکزیمم GOR است. علت تغییر دما را می‌توان با اثر ژول-تامسون توضیح داد. این اثر تغییرات دما در اثر تغییرات پاتیک فشار را توضیح می‌دهد که با توجه به تغییر فشار و خواص سیال می‌تواند منفی یا مثبت باشد.

یک مدل ریاضی برای محاسبه پروفایل دمایی در طول چاه بوسیله ساگار پیشنهاد شد که بسیار پیچیده است. یک مدل ساده‌تر بوسیله داچر و همکاران (۲۰۰۱) ارائه شد که رابطه بین GLR و افت دما بین ورود به چاه و محل اندازه‌گیری سنسور دما نشان می‌دهد.

$$(1) \quad GLR = \frac{\frac{T_f^{PDG} - T_{res}}{\Delta L} + \frac{\gamma \pi}{C_{pm} W_t} \times \frac{k_g}{f_t} \times (\bar{T}_f - \bar{T}_g) + \frac{g}{C_{pm}}}{B}$$

TfPDG: دمای اندازه‌گیری شده بوسیله سنسور درون چاهی،
Tres: دمای جریان در مخزن،
Cpm: ظرفیت حرارتی،
Wt: جرم ن رخ جریان
Ke: ضریب انتقال حرارت سنگ،
ft: تابع بدون بعد انتقال حرارت گذرا،
Tf: دمای سیال،
Te: دمای سازند

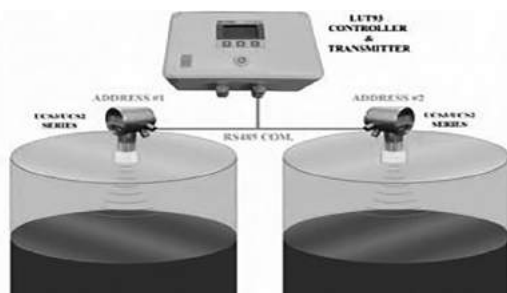
در مواردی که فاصله بین زون مشبک و سنسور کم باشد انتقال حرارت به سازند کم و قابل صرف نظر بوده و معادله بالا را می‌توان به صورت زیر ساده کرد.

(۲)

$$GLR = \frac{\frac{T_f^{PDG} - T_{res}}{\Delta L} + \frac{g}{C_{pm}}}{B}$$

داچر و همکاران (۲۰۱۱) رابطه ۲ را برای محاسبه GOR از داده‌های دما در چاه C میدان کامپوس برزیل استفاده کردند که نتیجه محاسبات در شکل ۶ به صورت نمودار

انتظار می رود که سیال تولیدی با گذشت زمان دمای بیشتری داشته باشد. وو و همکاران (۲۰۱۳) تغییرات زمانی دمای اندازه‌گیری شده و همچنین دمای فیلتر شده (اثر ژول-تامسون) چاهی را که نشان دهنده دمای مخزن است محاسبه کردند. شکل ۸ نتایج اندازه‌گیری و محاسبه آنها را نشان می‌دهد. همان طور که مشاهده می‌شود بعد از فیلتر کردن اثر ژول-تامسون که به عنوان دمای مخزن نشان داده شده است با گذشت زمان به تدریج افزایش می‌یابد که نشان دهنده فعال بودن سفره آب در زیر مخزن است. واضح است که عدم وجود مکانیسم رانش در زیر مخزن، چنین اثری را در پی نخواهد داشت.



۳.۴ تعیین ارتباط مخزن (connectivity) با استفاده از داده های دما

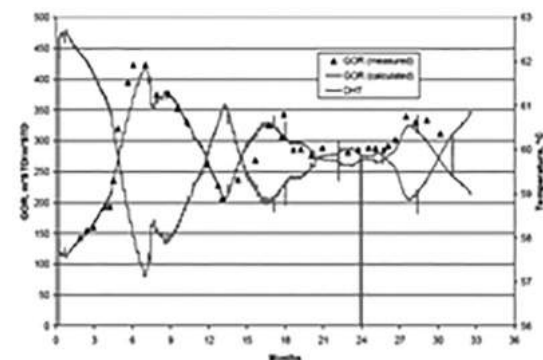
همان طور که در بخش ۳.۳ توضیح داده شد از اطلاعات دمای درون چاه می توان برای تشخیص نوع مکانیسم رانش در بعضی موارد استفاده کرد. این اطلاعات می تواند به نوعی برای وجود و تعیین مقدار ارتباط قسمت های مختلف مخزن به کار برد. برای مثال در مورد بالا تشخیص مکانیسم رانش آب در زیر توسط سفره آب نشان دهنده وجود ارتباط خوب در جهت عمودی مخزن است. در واقع جابه جایی سیال در جهت بالا یا پایین را می توان با استفاده از داده های دمای درون چاهی تشخیص داد در صورتی که تعیین این نوع جابه جایی با استفاده از داده های فشار امکان پذیر نیست. برای تعیین این دما باید اثر ژول-تامسون از داده های خوانده شده سنسور فیلتر شود (وو و همکاران ۲۰۱۳).

روند مشابهی را که می توان در سیلابزنی مشاهده کرد میدان چیراگ آذربایجان واقع در دریای خزر یک میدان طاقدیسی است که در مرحله سیلابزنی قرار دارد. شکل ۹ دو چاه تولیدی را نشان می دهد که دمای درون چاهی آنها کم می شود. علت این کاهش عدم وجود سفره آب فعال در زیر مخزن است که تولید به تدریج از قسمت های بالایی که سردتر است انجام می شود. اما تزریق در قسمت عمیق تر با چاه A15 تاثیر سریع بر روی چاه تولیدی A05 دارد ولی تاثیر آن بر روی چاه A07 چهار ماه طول می کشد. این اختلاف نشان دهنده وجود یک مانع بین A15 و A07 است. داده های فشار هم وجود این مانع را نشان می دهد.

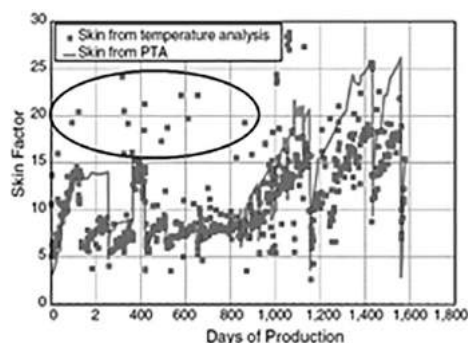
نمایش داده شده است. همان طور که دیده می‌شود نتایج محاسبات و مقادیر اندازه‌گیری شده تطابق بسیار خوبی دارند. اطلاعات پیوسته GOR می تواند به عنوان یک پارامتر مکمل جهت تشخیص مکانیسم مخزن مورد استفاده قرار گیرد. لازم به ذکر است که فرایند تولید در این میدان سیلابزنی بوده و معادله بالا تا قبل از break through جواب قابل قبولی می‌دهد و بعد از آن که مقدار نسبت آب به نفت بالا هست خطای زیادی داشته و نیاز به مطالعات بیشتری دارد.

۳.۲ تعیین پوسته چاه با استفاده از داده های دما

همان طور که در بخش ۲.۲ توضیح داده شده از سنسورهای فشار می توان برای وجود و اندازه پوسته استفاده کرد. اخیراً وو و همکاران (۲۰۱۳) از داده‌های دما درون چاهی برای تشخیص و ارزیابی پوسته استفاده کردند. همان طور که از شکل ۷ مشاهده می‌شود تعیین پوسته با این روش تطابق خوبی باروش معمول دارد.



شکل ۶: مقایسه GOR اندازه‌گیری و محاسبه شده با استفاده از داده های دما



شکل ۷: استفاده از داده های دما برای تخمین پوسته

۳.۳ تعیین مکانیسم تولید با استفاده از داده های دما

در مواردی که جابه جایی عمودی سیال در مخزن وجود دارد می توان اطلاعاتی از نحوه تولید مخزن به دست آورد. برای مثال وقتی که مخزن در یک طاقدیسی وبالایی سفره آب باشد در صورت وجود مکانیسم رانش آب، سیال از نقاط پایینی مخزن که دمای بیشتری دارد به چاه تولید در بالا که دمای کمتری دارد حرکت می کند. در نتیجه

منابع:

غفاری، علیرضا (۱۳۹۵) Permanent Downhole Gauge تکنولوژی و پیرینگی یا ابزار مدیریت مخزن؟ ماهنامه چشم انداز نفت، سال پنجم، شماره ۲۷.

Athichanagorn, S., Horne, R. N., Kikani, J. (۲۰۰۲) Processing and Interpretation of Long-Term Data Acquired From Permanent Pressure Gauges, SPE Reservoir evaluation and Engineering, October ۲۰۰۲.

Buchwalter, J. L., Calvert, R. E., McKay, C. S., Thompson, S. G. (۲۰۰۰) Maximizing Profitability in Reservoirs Using New Technologies for Continuous Downhole Pressure Systems, SPE ۲۰۰۰, ۶۳۲۸۱ SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, ۴-۱ October. Deucher, R., H. (۲۰۱۱) The Use of Downhole Temperature Data in Gas-Oil Ratio Estimation and reservoir Management, SPE ۱۴۵۳۷۴, SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, ۲۶-۲۳ May.

Haddad, S., Proano, E., Patel, Y. (۲۰۰۴) A Method to Diagnose Depletion, Skin, kh, and Drive Mechanism Effects Using Reservoir Monitoring Data, SPE ۹۰۰۳۲, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, ۲۹-۲۶ September.

Haghighat, S. A., Mohaghegh, S. D., Gholami, V., Shahkarami, A. (۲۰۱۳) Pressure History Matching for CO₂ Storage in Saline Aquifers: Case Study for Citronelle Dome, Carbon Management Technology Conference, October ۲۳-۲۱, Virginia, USA.

Hutchinson, D. A., Kuramshina, N., Sheydayev, A., Day, S. (۲۰۰۷) The New Interference Test: Reservoir Connectivity Information from Downhole Temperature Data, International Petroleum Technology Conference, Dubai, UAE, ۶-۴ December.

Intelligent Completion on the Net (ICON) Database, <http://WWW.icon-project.co.uk/>.

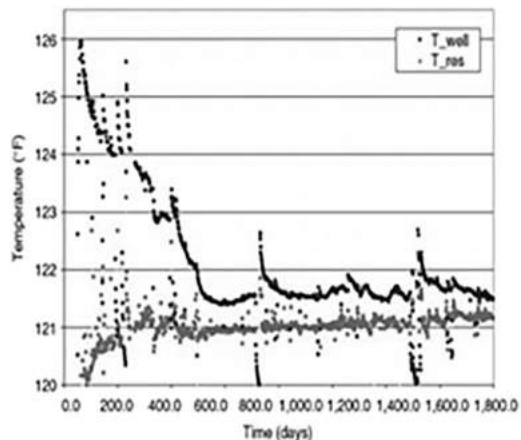
Gringarten, A. C. (۱۹۹۸) Evolution of Reservoir Management Techniques: From Independent Methods to an Integrated Methodology. Impact on Petroleum Engineering Curriculum, Graduate Teaching and Competitive Advantage of Oil Companies." SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management. SPE-۳۹۷۱۳.

Lee, J.H. ۲۰۰۳. Estimating Time- Dependent Reservoir Properties by Analyzing Long-Term Pressure Data. MS report, Stanford University, Palo Alto, California.

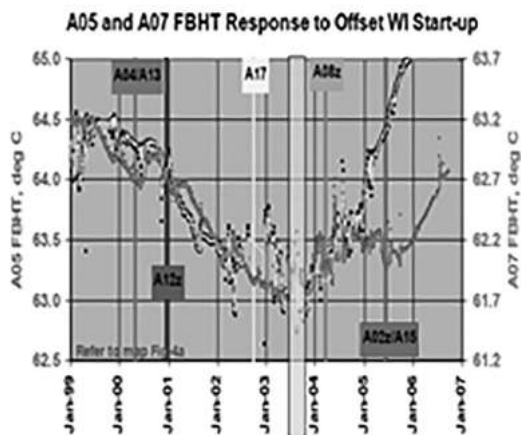
Shchipanov, A. A., Berenblyum, R. A., Kollbotn, L. (۲۰۱۴) pressure Transient Analysis as an Element of Permanent reservoir monitoring, SPE-۱۷۰۷۴۰-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, ۲۹-۲۷ October.

Unneland, T., Haugland, T. (۱۹۹۴) Permanent Downhole Gauges Used in Reservoir management of Complex North Sea Oil Fields, SPE Production & Facilities, August ۱۹۹۴.

Wu, X., Sui, W., Jiang, Y. (۲۰۱۳) innovative Application of Downhole Temperature Data, SPE ۱۶۷۴۷۷, SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, Dubai, UAE, ۳۰-۲۸ October.



شکل ۸: افزایش دمای سیال تولیدی



شکل ۹: تشخیص مانع بین چاه های A۱۵ و A۰۷

نتیجه گیری

سنسورهای درون چاه‌های دائمی فشار و دما از مدرن‌ترین روش‌ها و ابزار مانیتورینگ پیوسته چاه هستند. با بهبود کارایی و قابلیت اعتماد این سنسورها در دو دهه اخیر به صورت فزاینده‌ای در صنعت به کار برده شده است. ثبت داده‌ها بعد از تصحیحات لازم می‌تواند کاربردهای زیادی در تشخیص بعضی از مشخصات مخزن و مکانیسم تولید به ما داده و در نتیجه می‌توان از آن برای بهبود مدیریت مخزن استفاده نمود. از داده‌های فشار می‌توان برای چاه‌آزمایی و تعیین مشخصات مخزن مانند نفوذپذیری، گسل‌ها، ارتباط بین زون‌های مختلف مخزن استفاده نمود. همچنین از آن می‌توان برای کنترل و بهینه کردن فرایند تولید اولیه، سیلان‌زنی و ازدیاد برداشت استفاده نمود. از داده‌های حاصل از دما می‌توان برای تعیین GOR، مکانیسم تولید و ارتباط قسمت‌های مختلف مخزن استفاده نمود. اطلاع پیوسته از مشخصات و دینامیک مخزن می‌تواند هزینه‌های تولید را کاهش داده و باعث افزایش تولید شود.