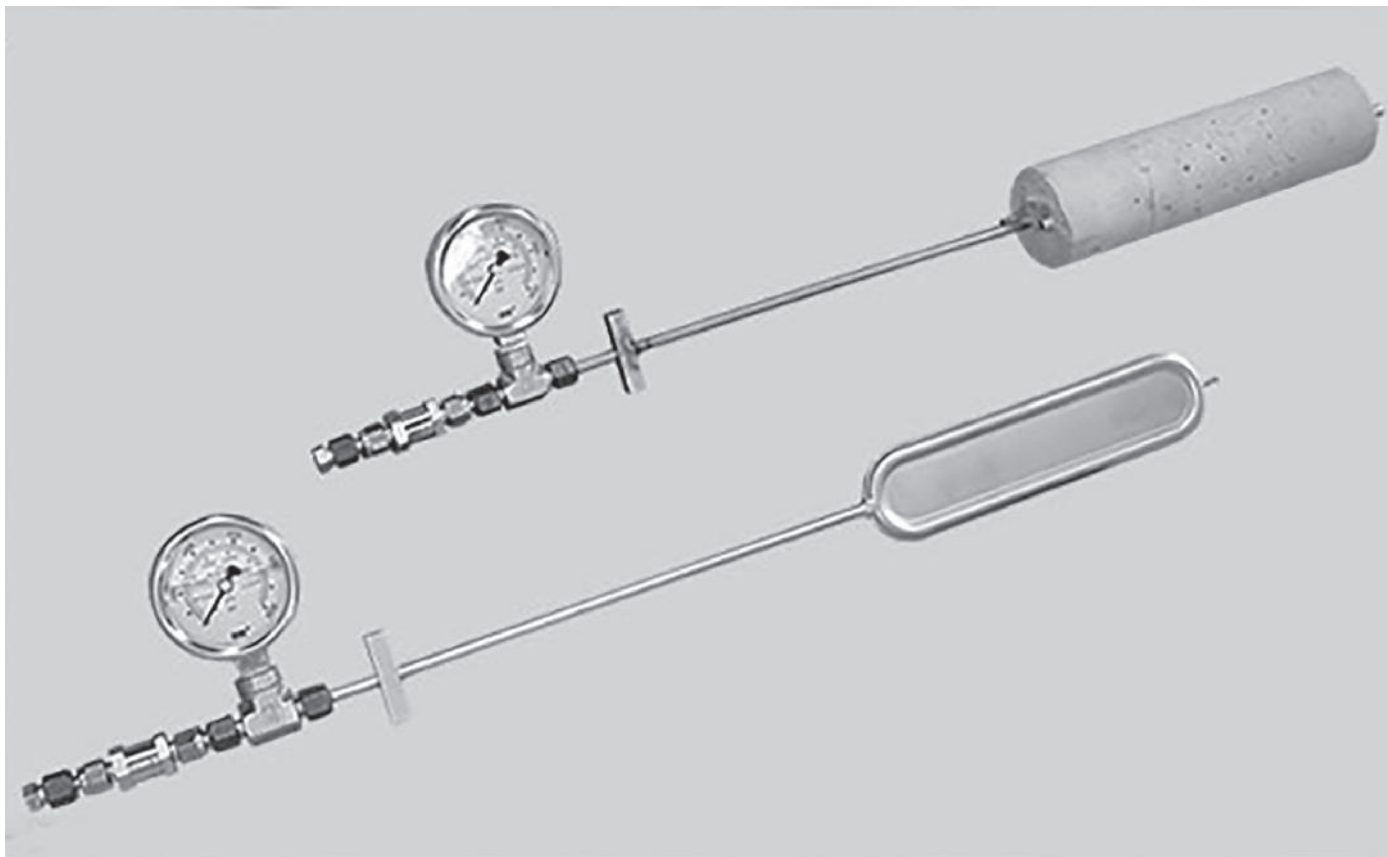




Permanent Down Hole Gauge تکنولوژی ویترنه یا ابزار مدیریت مخزن؟

ترجمه علیرضا غفاری - شرکت پایا انرژی آبان کیش

با گام گذاشتن به عصر الکترونیک، تجهیزات و ابزارهای تکمیل چاه، پیشرفته تر و پیچیده تر شده اند. در ۱۰ سال اخیر سرمایه گذاری بر روی تکنولوژی سنجشگرهای دایمی درون چاهی یا PDG و تحقیق و توسعه آنها افزایش شدیدی یافته است. در برخی از شرکت‌های نفتی به کارگیری PDG به بخش استاندارد فعالیت هایشان بدل شده است و برخی دیگر برای تصمیم گیری برای استفاده از آن دست به مدلسازی مالی می زنند. آیا نصب PDG یک ضرورت واقعی است یا اینکه یک تکنولوژی شیک و ویترنه است که برگشت مالی اندکی دارد؟ میزان داده های مورد نیاز مهندسین نفت و مخزن برای درک رفتار مخزن چه اندازه است؟ هدف این مقاله ارائه تحلیل مدل سازی مالی و نشان دادن آشکار و غیرمستقیم PDG و ارزش افزوده ای است که در دوره عمر مخزن، فراهم می آید.

مقدمه:

در گذشته اندازه گیری فشار و دما در چاههای توسعه ای تنها از طریق راندن ابزار wire line میسر می گردید. wire line می توانست دما و فشار را در عمق مشخصی ثبت کند. شیوه های متعددی از اندازه گیری فشار با اهداف متفاوتی مانند اندازه گیری فشار استاتیک عمق، فشار افزایشی، فشار در حال جریان سیال، فشار در حالت ثبات و اندازه گیری دما صورت می پذیرفت. برای رسیدن به بهترین عملکرد مدیریت مخزن و عملیات تولید، نیاز به اندازه گیری مداوم دما و فشار است که نیاز به سرویس و wire line را افزایش می دهد. چاههای هوشمند با استفاده از PDG داده ها و اطلاعات بسیار بیشتری را در مقایسه با روشهای معمول slick line و wire line فراهم می کنند. امروزه پیشرفتهای زیادی در اندازه گیری دما و فشار در چاههای توسعه ای با ابداع و بکارگیری PDG صورت گرفته است. این فن آوری دیگر ابزاری غیر عادی در تکمیل چاه محسوب نمی شود. شتاب پیشرفت تکنولوژی و گامهایی که در تحقیق و توسعه برداشته شده اند قابلیت اطمینان و مقاومت این ابزار را بسیار بالا برده است.

بطور مشخص هرنصب جدیدی هزینه های جدیدی را با خود دارد که با در نظر گرفتن مزایای نصب PDG باید این هزینه های اضافی در دوره عمر مخزن قابل توجیه باشد. هزینه های PDG با توجه به نوع سنجشگر، نوع کاربرد و نوع سیستم گردآوری داده ها متفاوت است. با وجود

هزینه، مزایای ملموس نصب PDG بسیار زیاد است. واضح ترین صرفه جویی به دست آمده صرفه جویی حذف عملیات wire line برای پیمایش فشار و دما است. صرفه جویی در هزینه ها با توجه به عملیات دریا و خشکی متفاوت است اما بیشترین صرفه جویی در عملیات دریایی و عمق زیاد حاصل می آید. هرچند پتانسیل کاهش هزینه ها در همه جا همچنان بسیار بالا است. در نظارت بر چاه و مخزن PDG میتواند اطلاعات آنی و لحظه ای فراهم آورد که واکنش سریع به مشکلات پدید آمده در تولید نفت و گاز و مدیریت مناسب مخزن، صرفه جویی بزرگی را حاصل می کند. هرچند در این نوشتار وارد جزئیات این بحث نمی شویم ولی مزایای غیرمستقیم متعددی مورد بحث قرار می گیرند.

مدلسازی مالی برای عملیات درون چاهی همانگونه که در بالا قید شد مهمترین مزیت نصب PDG حذف عملیات پیمایشی wire line برای تعیین دما و فشار است.

در هر محیط عملیاتی خاص برای محاسبه دوره بازگشت سرمایه، نصب یک PDG بایستی هزینه های عملیاتی wire line، هزینه جابجایی تجهیزات، هزینه روزانه پرسنل و هزینه اجاره ابزارها را آنگونه که در فرمول یک قید شده است محاسبه کرد:

$$\$_{wireline} = \$_{mob} + (\$_{crew} + \$_{Tool\ Rental}) \times N_{day} \quad \text{Equation 1}$$

در هر صورت محاسبه هزینه عملیات wire line به تنهایی همه هزینه هایی نیست که باید در نظر گرفته شود. هر عملیات wire line نیازمند توقف تولید است. بهای نفت تولید نشده در زمان عملیات wire line نیز باید در محاسبه هزینه های این عملیات دیده شود. هم چنین هزینه احتمال عدم موفقیت عملیات wire line نیز باید به عنوان بخشی از هزینه مورد محاسبه دیده شود. این هزینه ها با توجه به عمق چاه و زاویه آن متفاوت است. برای چاههای دارای زاویه بیش از ۷۵ درجه مدت زمان توقف تولید و همینطور ریسک از دست رفتن ابزار در زمان عملیات بالاتر است.

احتمال دارد که برای توقف تولید طولانی تر و از دست رفتن ابزار در چاه جریمه هایی نیز قابل پرداخت باشد. در صورت از دست رفتن ابزار wire line در چاه، هزینه های باز آوری ابزار از درون چاه نیز به هزینه ها افزوده می شود. در برخی از قراردادهای تولید مشترک، پیمانکار موظف است سهم تولیدی از دست رفته کارفرما یا دارنده مخزن را نیز جبران کند. این جریمه ممکن است شامل جریمه دیرکرد رسیدن به زمان تولید و همینطور جریمه از دست رفتن میزان مشخصی از تولید باشد. چگونگی محاسبه هزینه عملیات در فرمول شماره ۲ قید شده است:

$$\$_{T,W} = \sum_{i=1}^{i=Frequency} (Q_{deferment,i} \times \$_{oil} + \$_{wireline,i} + \$_{penalty,i}) \quad \text{Equation 2}$$

یک سیستم چاه هوشمند به تولید کنندگان کمک می کند که با حفظ تولیدشان از هزینه های عملیات درون چاهی نیز اجتناب کنند. در بسیاری از کشورها تهیه طرح مدیریت مخزن و گزارش سالیانه اجباری است. داده های درون چاهی بخش مهمی از اطلاعات مورد نیاز این فرایند هستند. خیلی از اطلاعات درون چاهی باید سالانه گردآوری و ثبت شوند. مواردی مانند فشار مخزن و تغییرات جریان و فشار ثابت از این جمله هستند. با استفاده از این داده ها طرح های مدیریت مخزن و پیش بینی های تولید مخزن به روز و مجدداً مدل سازی میشوند.

مدل سازی مالی برای نصب PDG

هزینه نصب PDG دارای چند عنصر اصلی است که شامل هزینه های خدمات چاه، هزینه سیستم ثبت داده ها بر روی زمین، هزینه Splicer PDG، هزینه کابل و اتصالات، هزینه قطعات سرچاهی و هزینه های متفرقه. هزینه خدمات چاه شامل اجاره تجهیزات، زمان طولانی تر عملیات، دستمزد کارکنان. هزینه های تکمیل چاه با PDG در فرمول ۳ نشان داده شده اند:

$$\$_{completion} = \$_{service} + \$_{SAU} + \sum_{j=gauge} (N_j \cdot \$_j) + \sum_{k=splicer} (N_k \cdot \$_k) + \left(\$_{cable} \cdot \sum_{l=well} MD_l \right) + \sum_{m=clamp} (N_m \cdot \$_m) + \sum_{i=1}^{i=No.of.Well} \$_{WH,i}$$

محیط های عملیاتی متفاوت، جنس مواد با ویژگیهای متفاوتی را نیاز دارند. محیط دارای ویژگی های سخت تر، تجهیزات گران قیمت تری را طلب می کند.

تحلیل مدل مالی:

اپراتورهای مختلف تجربیات متفاوتی درخصوص متوسط طول عمر قابل پذیرش PDG دارند. این موضوع، مدلسازی مالی نقطه سربه سر را دشوار می کند. درهرصورت در تمامی فرمولهای مطرح شده هزینه های عملیات درون چاهی در مقایسه باهزینه PDG هستند که می توانند برای محاسبه نقطه سربه سر مورد استفاده قرار گیرند. چاههای دارای PDG در مقایسه با چاههایی که در آنها از روش های معمول داده گیری استفاده می شود توقف تولید کمتری دارند. فشار اولیه یا build up را می توان در زمانی که به هردلیلی توقف تولید یا عملیات درون چاهی پیش می آید اندازه گیری کرد. دراین حالت هرتوقف تولید ناخواسته ای، می تواند برای مهندسین تولید اطلاعاتی را برای درک بهتر مخزن فراهم کند. درچاههای بدون PDG دستیابی به همین داده ها نیازمند توقف طولانی در تولید چاه وهماهنگی زیاد عملیات لجستیک برای حمل تجهیزات است که مدت توقف تولید را طولانی می کند. درخصوص چاههای دارای PDG ریسک از دست دادن تجهیزات درچاه به مانند عملیات wire line منتفی است. هزینه بازبایی تجهیزات ازدست رفته درچاهها به خصوص چاههای جهت دار بالا است. حتی عدم امکان بازبایی قطعات مانده درچاه ممکن است به کلی منجر به از دست دادن چاه شود.

قابلیت اعتماد PDG معمولاً با محاسبه متوسط عمرآن اندازه گیری می شود حداقل یک دوره ۵ ساله عمر برای PDG مورد توقع است.

اطلاعات مربوط به هریستم خاص PDG و دوره آشنایی با آن به سهولت قابل دستیابی است. خط افقی در تصویر یک نشان دهنده طول عمر مورد توقع نمونه مثال زده شده است.

Table 1: Financial Model Construction Field Data

No. of Operation	0	5	10	20	30	39	40	Unit
Wireline Equipment Mob Cost		5307	5717	6635	7700	8804	8936	USD
Well Service Charge		1061	1143	1327	1540	1761	1787	USD / day
No. of working days		5	3	3	3	3	3	Days
No. of wells		6	6	6	6	6	6	
Total Oil deferment		1000	800	800	800	800	800	stb/well
Oil Price Difference		5	6	7	8	9	9	USD
Total Wireline Cost		4.25E+04	3.66E+04	4.25E+04	4.93E+04	5.63E+04	5.72E+04	USD
Cumulative Total Wireline Cost		2.63E+05	4.45E+05	8.62E+05	1.32E+06	1.80E+06	1.86E+06	USD
PDG completion cost per well	3.00E+05							USD
Total PDG cost	1.80E+06							USD

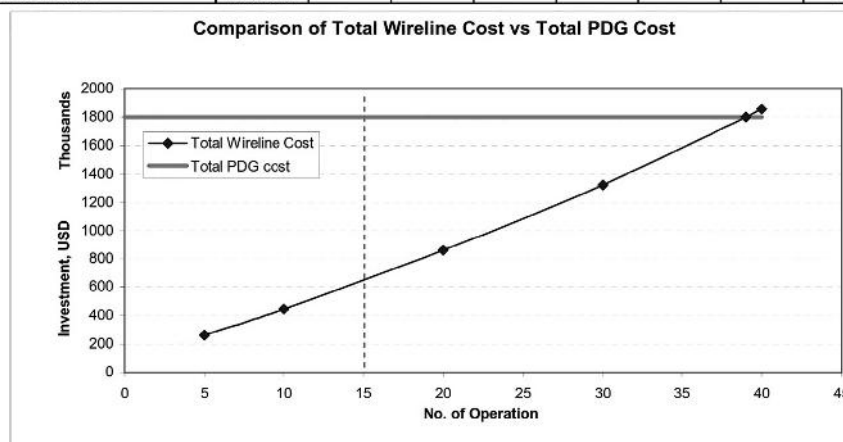


Figure 1: Financial Model Analysis for Wireline Intervention vs PDG Installation.

دلایل عمده از کارافتادن PDG نقص های رخ داده در زمان تولید، وارد آمدن فشار موردی بیش از حد و کهنه شدن تدریجی قطعات آن است. با ترکیب دوره یادگیری و بهبود تکنولوژی دریک مخزن صد در صد موفقیت درنصب (هشت PDG دوتایی) و ۲ سال عمر تا زمان کنونی به دست آمده جدای از مزیت های مالی مستقیم ، PDG مزیت های غیر مستقیم فراوانی را نیز فراهم می آورد.

گردآوری اطلاعات دقیق فشار مخزن از زمان تکمیل چاه

درک زود هنگام میزان بازگشت سرمایه مصرف شده برای توسعه مخزن را به محض تکمیل هرچاه فراهم می کند. بلافاصله پس از تکمیل خط لوله برروی سکو می توان تولید را آغاز کرد. در بیشتر مواقع فشارمخزن توسط wire line اندازه گیری نمی شود چراکه در مراحل اولیه، هزینه زمانی دکل برای اینکار بسیار بالا است. اگر PDG نصب و به سیستم گردآوری داده های درسطح متصل شده باشد از روز اول حتی شروع تولید امکان دستیابی به داده های فشار و دما امکان پذیر است. در عدم وجود PDG ایزوله کردن یک زون و تعیین میزان تولید آن و قابلیت تولید چاه مسئله ای نامشخص می شود که پیش بینی تولید برای آینده را دشوار و پیچیده می کند. در برخی موارد تعیین فشار مخزن توسط wire line به سبب کوتاه بودن زمان چک کردن آن و بطور دقیق ممکن نمی شود. در برخی موارد خاص در دسترس نبودن فشار مخزن در مرحله برآورد، موضوع را پیچیده تر می سازد و در مراحل اولیه توسعه میدان و در زمانی که فشار مخزن مشخص نیست مهندسين نفت فشار مخزن را براساس تجربیات قبلی و فرضیات موجود تعیین می کنند. ساختار زمین شناسی پیچیده مانند مخازن چند شکافتی تخمین دقیق فشارمخزن را دشوار می سازد.

با نصب PDG چالش های بالا حذف می شوند و فشار مخزن از روز اول تکمیل چاه قابل تعیین است (شکل ۲).

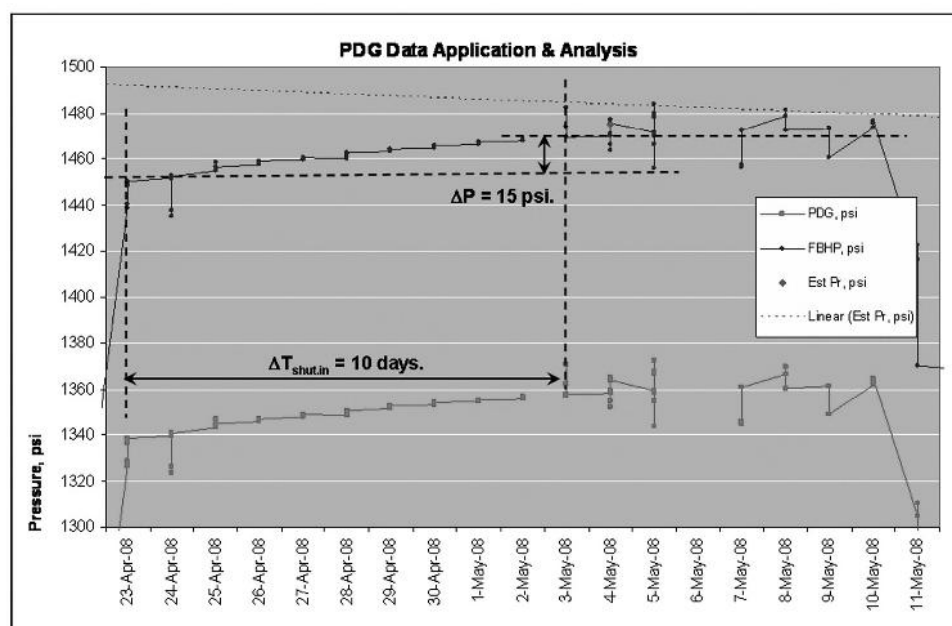


Figure 2: PDG Data Application & Analysis during Shut-in Period

فشار مخزن مشخص و برای هر تجزیه و تحلیلی در دسترس است و در همین حال هم اتصالات سطحی برای انتقال نفت آماده می شود تا اینکه تولید نفت آغاز شود. در این وضعیت امکان برپا کردن تجهیزات wire line وجود ندارد چراکه ارتفاع تجهیزات wire line مشکلات لجستیکی برای فعالیت های حفاری ایجاد می کند. بنابراین نصب PDG بدون آنکه فعالیت های حفاری را مختل کند می تواند فشار مخزن را ثبت کند و در زمان فعالیت دکل صرفه جویی کند. امری که توسط wire line امکان پذیر نیست.

توقف های تولید در زمان های طولانی تر امکان دستیابی به اطلاعات دقیق تر را ممکن می سازد. در تصویر ۲ فشار واقعی ثبت شده پس از ده روز توقف تولید، رقم بالاتری را نشان می دهد. افزایش فشار مخزن در زمان توقف تولید امری عادی است چرا که مخزن در حال رسیدن به موازنه جدیدی است. محل قرارگیری PDG بالاتر از مخزن است بنابراین محاسبه فشارمخزن با در نظر گرفتن فشار هیدرواستاتیک محاسبه می شود. در تصویر ۳ تعدادی از زمان های توقف تولید برنامه ریزی شده و برنامه ریزی نشده را می بینیم.

دایره های روی خط دوم از بالا نشان دهنده توقف های کوتاهترند که تولید برای نصف روز یا یک روز متوقف شده است. با مرتبط ساختن هر دایره با فشار اولیه مخزن (مربع های محل تقاطع دو خط)، خط زیرین که فشار مخزن تفسیری است چندان قابل اعتماد نیست چراکه توقف های متعدد تولید و افزایش فشار در آن زمان بر روی اندازه گیری فشار مخزن اثر گذاشته است.

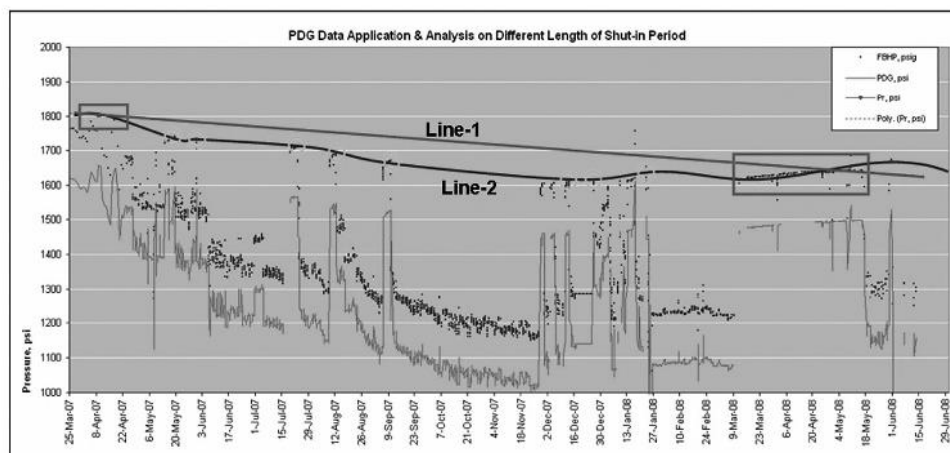


Figure 3: PDG Data Application & Analysis during Different Multiple Shut-in Periods

محاسبه دقیق فشار مخزن

آیا این باورد رستی است که میتوان فشار مخزن را با استفاده از افت جریان و فشار Tubing در سطح، محاسبه کرد؟ خیلی از مهندسان با استفاده از افت فشار سیال و در نظر گرفتن فشار Tubing در سطح، فشار مخزن را محاسبه می کنند. این روش می تواند بدون نصب PDG، فشار مخزن را محاسبه کند تا چه اندازه این محاسبه قابل اعتماد است؟ در تصویر ۴، رنگ زرد نشان دهنده FBHP داده های PDG به رنگ قرمز و whp۲ است. این چاه دارای PDG است و داده های بدست آمده برای نظارت بر FBHP و فشار مخزن استفاده شده اند. رنگ زرد محاسبه FBHP با استفاده از افت جریان و در نظر گرفتن WHP است. همانگونه که می بینیم محاسبه FBHP با استفاده از افت جریان و WHP به نتایج اشتباه و غیر قابل اتکا منجر می شود.

تشخیص آنی دلایل رخ داده های نا خواسته

برخی از اوقات PDG می تواند مشکلات رخ داده در تجهیزات تکمیل چاه را مشخص کند. تصویر شماره ۵ نشان دهنده وضعیتی است که PDG می تواند برای تحلیل مسایل تکمیل چاه مورد استفاده قرار گیرد. دیاگرام شماتیک چاه در تصویر مشخص شده است. از رشته تکمیلی بلندتر برای تزریق آب و رشته کوتاهتر برای تولید استفاده می شود. PDG نصب شده در رشته کوتاهتر می تواند فشار افزایش یافته ای را که به سبب تزریق در رشته بلندتر انجام می شود را ثبت کند. در صورتی که PDG فشار متقابلی را ثبت کند امکان نشت رشته تکمیلی وجود دارد.

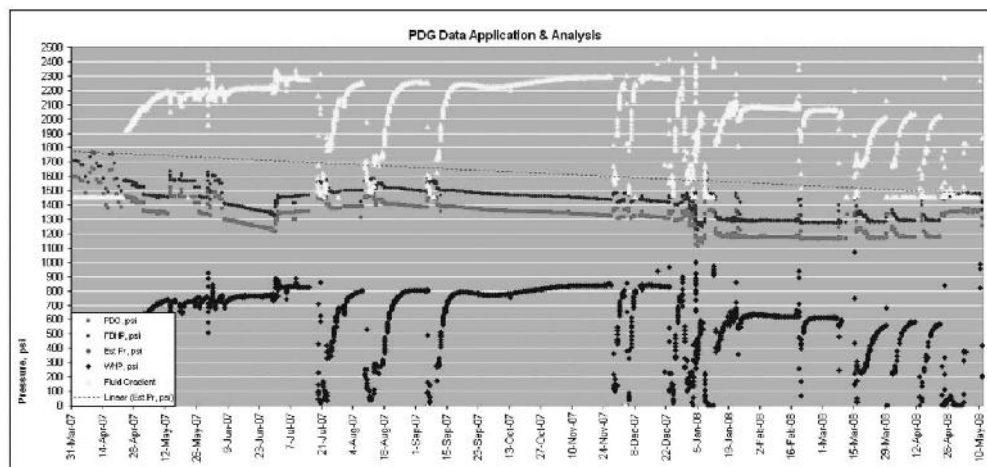


Figure 4: PDG Data Application & Analysis with WHP

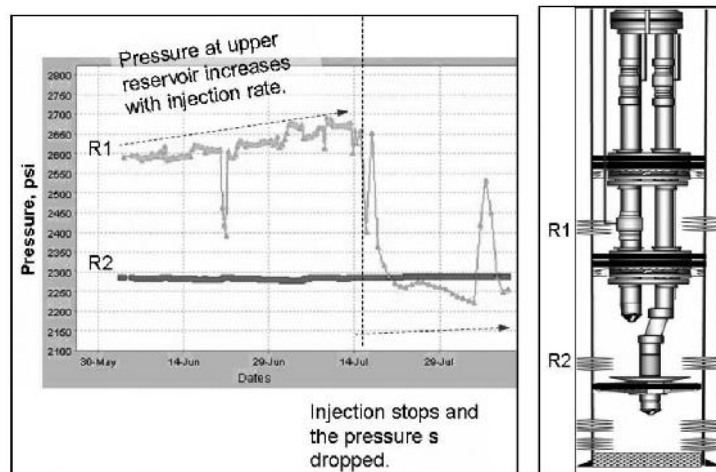


Figure 5: Problem Root Cause Analysis using PDG (i) Pressure Plot, (ii) Well Schematic Diagram

چشم و گوش زیر سطحی چاه

PDG می تواند نقش چشم و گوش را برای چاه بازی کند. PDG می تواند داده های آنی و همزمان فراهم کند که سناریوهای مختلفی را تشریح می کند. هیچکدام از برنامه های شبیه سازی نمی توانند با دقت این کار را انجام دهند. تصویر ۶ نشان دهنده یک چاه است که ۸۰۰ بشکه نفت در روز تولید می کند و WHP برابر ۸۲۰ PSI، PDG برابر ۱۴۸۰ PSI است. سکو به دلیل ناخواسته ای تولید را متوقف می کند. WHP به زیر ۵۰ PSI در مدت ۵ روز توقف تولید رسیده است. پرسنل عملیات نگران از دست دادن چاه هستند. تیم نظارت به عملیات اطمینان می دهند که نگران WHP نباشند و فرایند Bean up را انجام دهند. داده های بدست آمده از PDG نشان می دهند که مخزن در وضعیت مناسبی قرار دارد. پس از چند روز عملیات Bean up چاه بدون مشکل شروع به تولید می کند. تصویر شماره ۷ نشان دهنده مثال دیگری از تحلیل رفتار چاه در زمان عملیات آزاد کردن چاه است. در این مثال فشار چاه پایین بوده و بطور طبیعی امکان شروع جریان نیست بنابراین از gas lift برای اینکار استفاده می شود. عملیات جریان دادن با استفاده از gas lift امری چالشی است. افزایش بیش از حد آن منجر به تولید ماده جامد همراه سیال می شود. داده های PDG به تیم نظارت کمک می کند تا بر عملیات تزریق گاز و چگونگی تغییر جریان پدید آمده نظارت داشته باشند تا عملیات به درستی انجام شود. فشار هیدرواستاتیک ثبت شده توسط PDG نشان دهنده واکنش چاه در مراحل مختلف است که ارزش زیادی را برای عملیات جریان دادن ایجاد می کند.

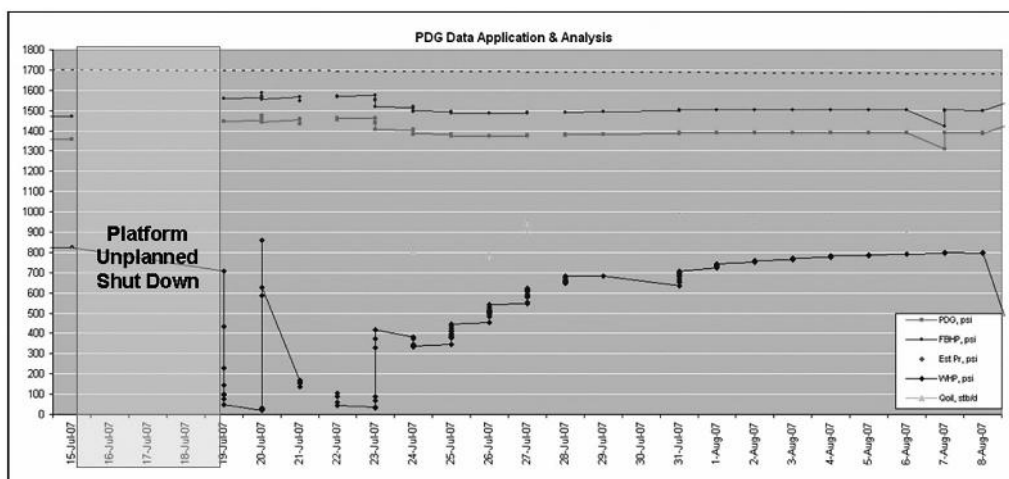


Figure 6: PDG data Assurance Despite of Drop of WHP

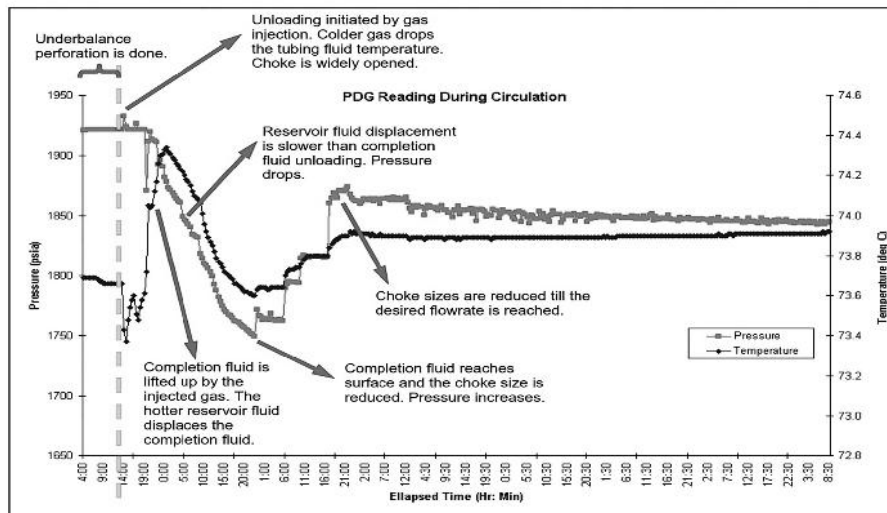


Figure 7: Well Behavior Monitoring during Well Unloading

استفاده از داده های PDG برای ارزیابی مدل سازی چاه

فرضیات زیادی در تحلیل و مدل سازی چگونگی تولید دخیل هستند مانند سایز چوک های مختلف و میزان تولید و ارتباط با FBHP. در مخازن غیر استوار میزان فشار در زمان تولید در مدیریت مناسب مخزن اهمیت زیادی دارد. برای تشریح وضعیت و راه حل تصویر ۸ مورد بحث است. در این حالت میزان مختلفی از تولید و اندازه چوک های مختلف با هم استفاده می شوند تا کاربرد PDG در این وضعیت را نشان دهند. این امر به مهندسان تولید کمک می کند تا سایز بهینه چوک و جریان را تعیین کنند.

سنجش مجازی جریان

داده های PDG می توانند یک سنجش گر جریان مجازی قابل اعتماد را ایجاد کنند. در ابتدا داده های معتبر چاه آزمایشی باید گرد آوری شوند. یک مدل ساده از چاه که با داده های موجود اعتبار سنجی شده اند آنگونه که در تصویر ۹ دیده میشود ایجاد می شود. سپس این مدل چاه برای پیش بینی تولید در وضعیت های مختلف WHP و FBHP آنگونه که در شکل ۱۰ نشان داده شده است مورد استفاده قرار می گیرد. سنجش جریان مجازی می تواند ابزاری قدرتمند و مفید باشد به خصوص در وضعیتی که داده ها دارای ثبات نیستند.

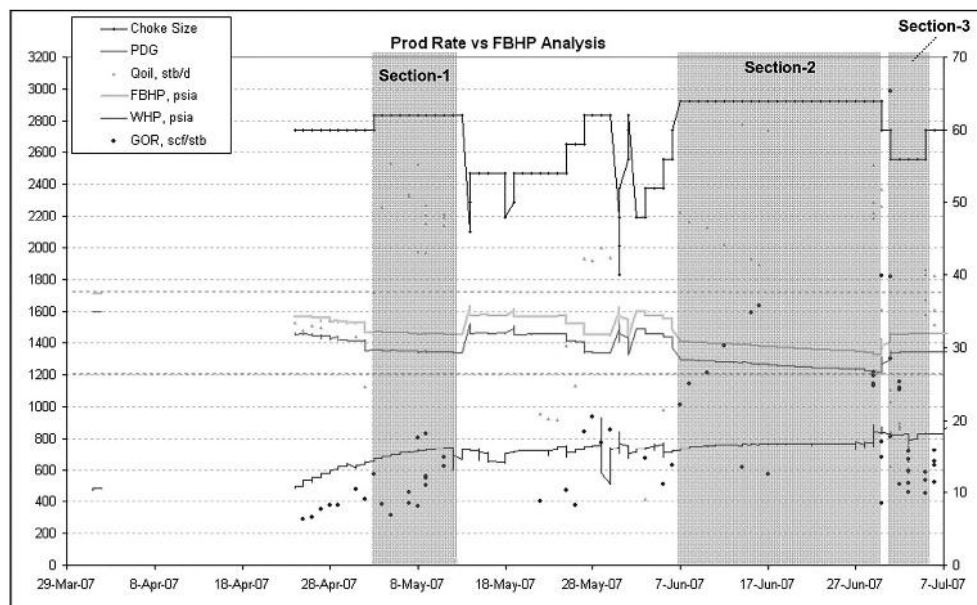


Figure 8: Production Profile and Flowing Bottom Hole Pressure for Oil Producer at Different Choke Size.

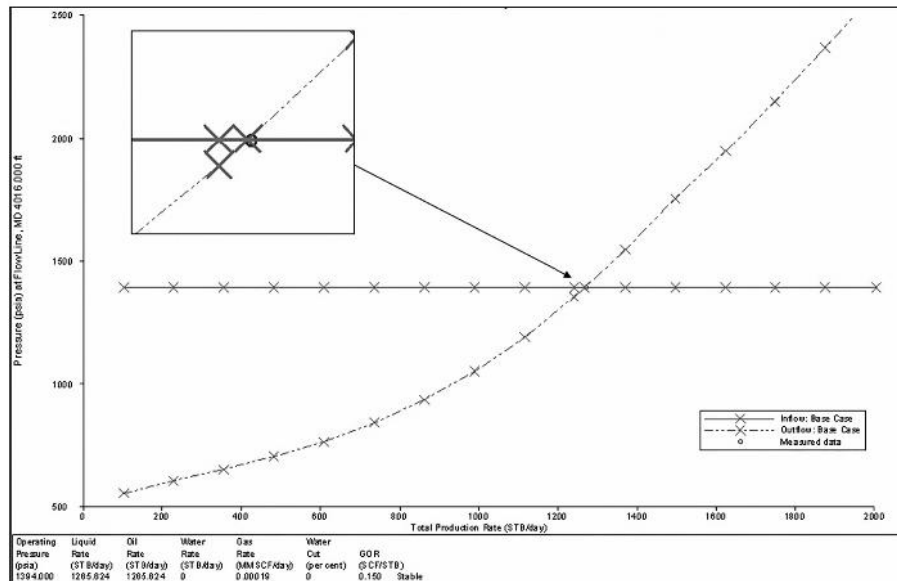


Figure 9: Building Virtual Flow Meter

در تصویر ۱۰، تیم عملیات ممکن است نگران WHP و تاثیر آن بر روی میزان تولید باشد. بنابراین با توجه به محدودیت های تجهیزات سطحی ممکن است ساینز چوک تغییر کند. با سنجش مجازی جریان مقدار مناسبی از جریان با توجه به محدودیت های طراحی و میزان WHP به تیم عملیات توصیه میشود. این موضوع از توقف ناخواسته و بی برنامه تولید جلوگیری می کند. مدل چاه معتبر می تواند میزان تولید مناسب را پیش بینی کند بدون آنکه موجب توقف ناخواسته، تولید شود.

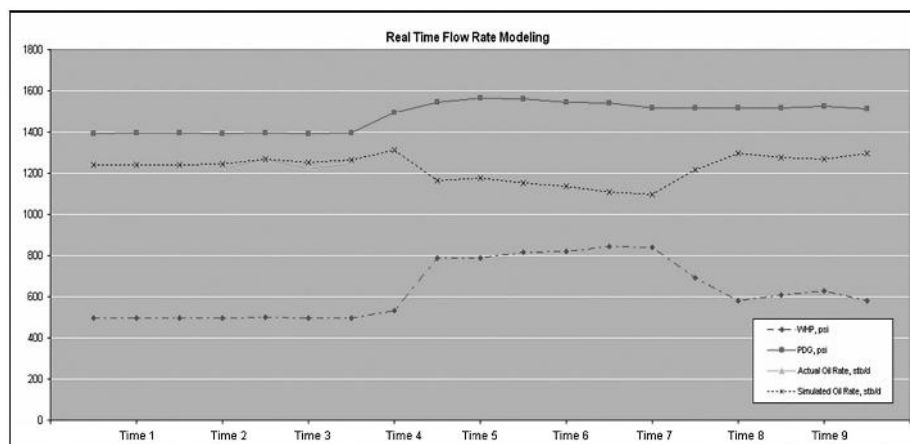


Figure 10: Virtual Flow Meter Surveillance Monitor

Nomenclature:

$\$_{wireline}$ = Wireline operation cost, USD.
 $\$_{mob}$ = Wireline crew & equipment mobilization cost, USD.
 $\$_{mandate}$ = Wireline crew daily charges, USD.
 $\$_{toolrental}$ = Wireline equipment & tool rental cost, USD.
 N_{day} = Operation duration, day.
 Q_{def} = Oil deferment, stb/d.
 $\$_{oil}$ = Crude Oil Price, USD / stb.
 $\$_{penalty}$ = Penalty cost (due to oil deferment), USD.
 $\$_{T.W}$ = Total wireline operation incurred cost, USD.
 $\$_{completion}$ = PDG Completion cost (due to oil deferment), USD.

$\$_{SAU}$ = PDG Surface Acquisition Unit & accessories cost, USD.
 $N_{splicer}$ = Number of splicers, unit.
 $\$_{splicer}$ = Splicer cost, USD.
 MD = Measured depth of the PDG, ft.
 $\$_{cable}$ = Cable cost, USD / ft.
 N_{clamp} = Number of clamps, unit.
 $\$_{clamp}$ = Clamp cost, USD / unit.
 $\$_{WHU}$ = Wellhead outlet & accessories cost, USD / assembly.
 PDG = Permanent Downhole Gauge.
 WHP = Wellhead Pressure.
 $FBHP$ = Flowing Bottom Hole Pressure.
 P_R = Reservoir pressure.
 EOT = End of Tubing.

نتیجه گیری:

تحلیل اقتصادی نصب PDG و دیتاهای کاربردی در این مقاله ارائه شد. نشان دادیم که PDG مزایای محسوس و نامحسوس بسیاری را برای تبدیل داده ها به اطلاعات با ارزش فراهم می کند. مسایل مانند محیط عملیاتی، پیچیدگی مخزن، اقتصاد مخزن، تجربه فنی و میزان موفقیت در نصب PDG بخش مهمی از مسایل مورد نظر در تصمیم گیری برای نصب آن هستند.