

تعیین خصوصیات مخزن با استفاده از داده‌های حسگرهای پمپ‌های شناور الکتریکی و انجام آنالیز فشار گذرا

یاسین خلیلی، یوسف رفیعی* و محمد شریفی
دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۳/۰۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۵/۳۱

چکیده

امروزه شرکت‌های نفتی می‌بایست هزینه تمام شده به ازای تولید هر بشکه نفت را به کمترین حالت خودش برسانند. اینجاست که مفهوم بهینه‌سازی و پایش چاه‌ها می‌تواند امری حیاتی برای شرکت‌های نفتی باشد. انجام آزمایش‌های فشار گذرا راهی معقول برای ارزیابی رفتار دینامیک چاه و مخزن می‌باشد، چراکه شعاع ارزیابی بیشتری نسبت به سایر روش‌ها دارد. انجام اینگونه آزمایش‌ها همچون آزمایش ساق مته هزینه بر بوده و در فواصل زمانی خاصی بررسی می‌شوند و نیازمند تجهیزات به خصوصی هستند. امروزه استقبال زیادی در بکارگیری روش‌های فراآوری مصنوعی به خصوص استفاده از پمپ‌های شناور الکتریکی در میدین و چاه‌های تولیدی ایران به عمل آمده است، تا نرخ تولید بهینه را حفظ کنند. این پمپ‌ها به حسگرها و گیج‌هایی مجهز بوده که با بکارگیری پتانسیل این حسگرها و بررسی داده‌های پایش توسط آنها می‌توان راحت‌تر به آنالیز آزمایش‌های فشار گذرا و بررسی عملکرد دینامیک چاه و مخزن پرداخت. این حسگرها که در واحدی به نام واحد پایش ته‌چاهی در زیر موتور الکتریکی پمپ نصب می‌شوند، در سطح برای ما پارامترهایی همچون فشار ورودی، فشار تخلیه، دمای ورودی، دمای تخلیه و غیره را ضبط می‌کنند که ما می‌توانیم با آنالیز داده‌های فشار ورودی بر حسب زمان ثبت شده به وسیله علم چاه‌آزمایی، در مدت زمان مشخص به بررسی رفتار دینامیک چاه و مخزن بپردازیم. در این مقاله با بکارگیری داده‌های ثبت شده توسط پمپ شناور الکتریکی یکی از میدین جنوب غربی ایران و با بکارگیری علم چاه‌آزمایی، رفتار دینامیک چاه و مخزن مورد آنالیز، شاخص‌های کلیدی و عملکرد چاه و مخزن مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته است و با مقایسه داده‌های حاصل از چاه‌آزمایی ساق مته و ناچیز بودن درصد اختلاف در حدود کمتر از ۰.۸٪ بین نتایج آنالیزها، نتایج قابل قبولی حاصل شد که نشان از مفید و مقرون به صرفه بودن این بررسی است.

کلمات کلیدی: پایش، پمپ شناور الکتریکی، مدیریت مخزن، رفتار دینامیک چاه و مخزن، آنالیز فشار گذرا.

مقدمه

به جهت فهم بهتر و بررسی دقیق تر موضوع مورد مطالعه، مقدمه در پنج بخش نوشته شده که در این پنج بخش سعی شده تمام مطالب و جنبه‌های مرتبط با پژوهش انجام شده مطرح شود.

پایش مخازن نفت و گاز

نظارت و ثبت شرایط چاه و مخازن تحت الارضی نفت و گاز، اولین اقدام در شناخت بهتر شرایط رفتار دینامیکی مخازن و مدیریت بهینه تولید از آن‌ها می‌باشد. این در حالی است که مدیریت موفق تولید از مخازن، تحت تأثیر شرایط متغیر فرآورش، انتقال و توزیع و صادرات نفت و گاز می‌باشد و به واقع، صرفاً در صورت نظارت، کنترل و بهینه نمودن کل زنجیره می‌توان از رفتار صحیح هریک از اجزاء آن مطمئن بود. امروزه مدیریت منابع نفت و گاز نیازمند عملکرد موفق، صرفه اقتصادی، پایش مداوم و به موقع چاه‌هاست. پایش کامل و دقیق از وضعیت تولید و دینامیک تزریق، می‌تواند تولید را بهینه نموده و بازیابی را به حداکثر برساند و ما را نسبت به وضعیت چاه و مخزن آگاه کند [۱ و ۲].

به طور کلی می‌توان گفت که مدیریت موثر یک مخزن نیازمند انجام اقدامات زیر است:

- ۱- پایش پارامترهای کلیدی به صورت آنی^۲
- ۲- تحلیل و بررسی داده‌ها
- ۳- تبدیل داده‌های تحلیل شده به اطلاعات قابل اعتماد
- ۴- گرفتن تصمیمات حیاتی و پیش‌گیرانه (شکل ۱) [۳].

با در نظر گرفتن و انجام موارد مطرح شده در قسمت قبل می‌توان:

- ۱- رفتار دینامیک و خصوصیات سازند را به خوبی ارزیابی کرد

۲- میزان بهره‌وری را افزایش داد

- ۳- در جهت عیب‌یابی و کاهش میزان خطرات و هزینه‌ها اقدام کرد [۳].

ورود سیستم‌های پایش درون‌چاهی دائمی^۳ در

صنعت شامل حسگرهای^۴ فشار، دما و جریان‌سنج‌ها باعث شده است که رفتار دینامیک مخزن به صورت پیوسته اندازه‌گیری شده و عدم قطعیت‌ها در مورد پارامترهای مختلف جهت تطبیق تاریخچه مدل‌های شبیه‌سازی از بین رفته و یا به صورت قابل ملاحظه‌ای کاهش یابد. پردازش و تفسیر داده‌های فشار و دما درون‌چاهی که به صورت پیوسته ثبت می‌شوند مشخصات استاتیکی و دینامیکی مخزن را به ما می‌دهند که می‌تواند جهت توسعه و بهینه کردن فرآیند تولید مورد استفاده قرار گیرد [۴ و ۵].

گرینگارتن مدیریت مخزن را این گونه تعریف کرده است: کاربرد تکنولوژی و دانش در یک مخزن در جهت افزایش تولید با هزینه پایین‌تر [۶]. این جمله خود گویای اهمیت بکارگیری سیستم‌های پایش درون‌چاهی به جهت مدیریت بهینه و موثر مخزن است.

حسگرهای فشاری برای اندازه‌گیری فشار ته‌چاهی مورد استفاده قرار می‌گیرند که می‌توانند کاربردهای دیگری همچون موارد زیر داشته باشند:

- پایش فشار (بررسی فشار استاتیک درون‌چاهی)
- حفظ و نگهداشت فشار^۵ (برنامه‌های توسعه‌ای مخزن از نظر فشار افزایشی مجدد)

- چاه‌آزمایی^۶ (با بررسی انواع آزمایش‌های چاه‌آزمایی همچون ساخت فشار^۷ و افت فشار^۸ و تفسیر و به دست آوردن داده‌های مخزنی همچون تراوایی و ضریب پوسته^۹) [۷ و ۸].

چاه‌آزمایی (آنالیز فشار گذرا)

چاه‌آزمایی یکی از کاربردی‌ترین شاخه‌های مهندسی نفت است که ضمن دارا بودن مبانی تئوری و عملیاتی می‌تواند به عنوان چکیده تمامی مباحث مهندسی نفت در نظر گرفته شود.

1. Monitoring
2. Real-time
3. Permanent Downhole Gauge (PDG)
4. Sensors
5. Pressure Maintenance
6. Well Test Interpretation and Analysis
7. Pressure Build-up
8. Pressure Draw-down
9. Skin Factor

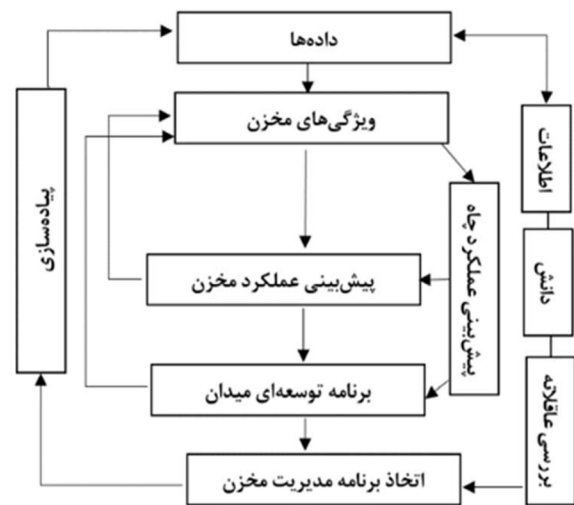
شعاع بررسی، دانسیته و گرانشی نفت نیز از جمله اطلاعاتی است که می‌توان از طریق آزمایش ساق مته به‌دست آورد. آزمایش ساق مته معمولاً توسط یک شیر درون‌چاهی انجام می‌گیرد. این شیر برای باز و بسته کردن انتهای لوله‌ها برای عبور سیال استفاده می‌شود و از سطح کنترل می‌شود. یک یا چند گیج فشاری به کار می‌رود و نتایج ثبت شده پس از پایان آزمایش، تفسیر می‌شوند [۱۱].

تجهیز پایش درون‌چاهی به کمک پمپ‌های شناور الکتریکی و ارتباط آن با چاه‌آزمایی

یکی از رایج‌ترین و پرکاربردترین پمپ‌ها به ویژه در میداین فراساحلی، پمپ‌های شناور الکتریکی هستند. این پمپ‌ها برای اولین بار توسط آرمیس آروتونف (موسس شرکت روسی سازنده پمپ‌های الکتریکی شناور REDA) ابداع گردید. این پمپ‌ها با استفاده از انرژی سانتریفوژ^۷ و با به‌گردش درآوردن سیال درون چاه، باعث افزایش فشار خروجی و ایجاد هد^۸ بیشتر در سیال می‌شوند [۱۲].

یکی از اجزای نصب شده بر روی پمپ‌های شناور الکتریکی، واحد پایش ته‌چاهی^۹ است. این واحد از حسگرهای ته‌چاهی جهت پایش پارامترهایی همچون دما و فشار ته‌چاهی بهره‌برده و در زیر موتور الکتریکی نصب می‌شود و از دو بخش اصلی تشکیل شده است:

- ۱- اجزای ته‌چاهی^{۱۰}
- ۲- اجزای سطحی جهت خواندن اطلاعات^{۱۱} که امکان آنالیز آنی و عیب‌یابی را به ما می‌دهد [۱۳] و [۱۴]. در شکل ۲ شماتیکی از پمپ شناور الکتریکی به همراه واحد پایش درون‌چاهی آن ارائه گردیده است.



شکل ۱ نمودار بلوکی فرآیند مدیریت مخزن [۳].

در دهه ۱۹۲۰، هدف از آنالیز فشار گذرا^۱، نمونه‌گیری از سیال مخزن و همچنین به‌دست آوردن فشار متوسط مخزن بود، ولی به تدریج از آن برای محاسبه تراوایی و ضریب پوسته^۲ مخزن استفاده شد. در سال‌های پیش که هنوز از عبارت آنالیز فشار گذرا به جای عبارت چاه‌آزمایی استفاده می‌شد طی یک سری عملیات چاه‌آزمایی داده‌ها را جمع‌آوری می‌کردند و سپس با رسم نمودارهای نیمه لگاریتمی و هورنر به آنالیز آنها می‌پرداختند. انجام عملیات چاه‌آزمایی و تفسیر داده‌های حاصل از آن در مراحل مختلف عمر چاه و مخزن هیدروکربوری شامل اکتشاف، ارزیابی، توسعه، توصیف مخزن و مهندسی بهره‌برداری، نقش مهمی ایفا می‌کند [۹ و ۱۰].

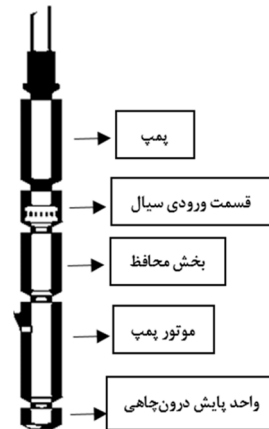
به طور کلی کاربرد عملیات چاه‌آزمایی عبارتند از:

- ۱- ارزیابی مخزن^۳
- ۲- مدیریت مخزن^۴
- ۳- توصیف مخزن^۵.

یکی از متداول‌ترین روش‌های چاه‌آزمایی در چاه‌های اکتشافی و توصیفی، آزمایش ساق مته^۶ می‌باشد. این آزمایش برای گردآوری و تکمیل اطلاعات مخزن انجام می‌گردد. گرفتن نمونه سیال مخزن، اندازه‌گیری فشار مخزن و تراوایی سازند، میزان آسیب وارده به سازند در حین حفاری،

1. Pressure-Transient Analysis
2. Skin Factor
3. Reservoir Evaluation
4. Reservoir Management
5. Reservoir Description
6. Drill Stem Tool (DST)
7. Centrifuge
8. Head
9. Downhole Monitoring Equipment (DME)
10. Downhole Components
11. Read Out

تولید بسیار بالا، کاهش فشار ته‌چاهی و افزایش فشار سرچاهی به میزان دلخواه، انعطاف‌پذیری بالا نسبت به شرایط ویژه درون‌چاهی (زاویه انحراف، عمق، دما، برش آب^۳ و غیره) را دارا می‌باشد [۱۷ و ۱۸]. علم چاه‌آزمایی به عنوان یکی از مؤثرترین روش‌های تعیین خصوصیات مخازن، درک جامعی از رفتار دینامیک مخزن، ساختار زمین‌شناسی و همچنین قابلیت تحویل‌دهی سیال را ایجاد می‌کند اما انجام عملیات چاه‌آزمایی هزینه‌بر بوده و آزمایش‌های مختلف آن در فواصل زمانی خاصی بررسی می‌شوند و نیازمند تجهیزات به خصوصی هستند. با توجه به انتخاب آزمایش ساق مته به عنوان یکی از آزمایش‌های متداول و مفید چاه‌آزمایی، در طی سال‌های اخیر پژوهش‌های مختلفی در زمینه به‌کارگیری این آزمایش در کنار پمپ شناور الکتریکی به جهت مدیریت بهتر مخزن و افزایش بهره‌وری صورت گرفته است. از جمله این پژوهش‌ها می‌توان به مخازن نفت سنگین به عنوان یکی از مهم‌ترین منابع نفتی جهان اشاره کرد که با توجه به افزایش تقاضا برای تولید منابع هیدروکربوری در طی دهه‌های اخیر، تلاش‌های فراوانی به جهت بهره‌برداری هر چه بیشتر از این مخازن انجام شده است. چاه‌آزمایی مخازن نفت سنگین به دلیل ماهیت پیچیده نفت سنگین و چالش‌هایی که دارد موضوعی بسیار مهم است. در این مطالعات که خلاصه‌ای از آن در **جدول ۱** ارائه گردیده است، بررسی شده که می‌توان رشته تکمیل را به نحوی طراحی کرد که بتوان هم از پتانسیل DST در امر آنالیز فشار گذرا استفاده و پارامترهای مهم چاه و مخزن را مورد ارزیابی قرار داد و هم از پتانسیل ESP بهره‌برده و به حفظ و نگهداشت تولید پرداخت و بر چالش‌های موجود فایز آمده و محدودیت‌هایی که در نتیجه افزایش ویسکوزیته، تولید شن و ماسه و یا ایجاد امولسیون‌ها در این مخازن ممکن است ایجاد شود را محدود کرد و بهره‌وری را افزایش داد [۱۹].



شکل ۲ شماتیک واحد پایش ته‌چاهی نصب شده در پمپ شناور الکتریکی [۱۴].

انجام آزمایش‌های فشار گذرا راهی معقول برای ارزیابی رفتار دینامیک چاه و مخزن می‌باشد. انجام اینگونه آزمایش‌ها همچون آزمایش ساق مته هزینه‌بر و نیازمند حضور دکل حفاری بوده و در فواصل زمانی خاصی بررسی می‌شوند و نیازمند تجهیزات به خصوصی هستند. در کنار این امر، امروزه استقبال زیادی در بکارگیری روش‌های فرآزآوری مصنوعی به خصوص استفاده از پمپ‌های شناور الکتریکی در میادین و چاه‌های تولیدی ایران به عمل آمده است، تا نرخ تولید بهینه را حفظ کنند و این پمپ‌ها همان‌طور که اشاره شد به حسگرها و گیج‌هایی مجهز بوده که با به‌کارگیری پتانسیل این حسگرها و بررسی داده‌های پایش توسط آنها می‌توان راحت‌تر به آنالیز آزمایش‌های فشار گذرا و بررسی عمکرد دینامیک چاه و مخزن پرداخت [۱۵-۱۷].

به‌کارگیری و طراحی موفق سیستم ESP-DST در آنالیز فشار گذرای مخازن

با افزایش سطح دانش و تکنولوژی همواره کشورها و شرکت‌های مختلف نفتی به دنبال راهی موثر، مطمئن و اقتصادی به جهت افزایش بهره‌برداری از مخازن نفتی همچون به‌کارگیری روش‌های نوین از دیدارداشت نفت^۱ و فرآزآوری مصنوعی^۲ بوده‌اند. همان‌طور که پیش از این بیان شد، یکی از رایج‌ترین روش‌های فرآزآوری مصنوعی به‌کارگیری پمپ‌های شناور-الکتریکی بوده چراکه نقاط قوت منحصر به فردی همچون ظرفیت

1. Enhanced Oil Recovery

2. Artificial Lift

3. Water Cut

جدول ۱ مروری بر مطالعات انجام شده از به کارگیری سیستم ESP-DST در آنالیز فشار گذرای چاه و مخزن.

شماره مرجع	خلاصه پژوهش	نام ژورنال/کنفرانس	سال انتشار مقاله	نام پژوهشگر اول
[۲۴]	این مقاله ترکیب منحصر به فردی از فناوری به کارگیری رشته DST در کنار پمپ ESP در سواحل دریای خزر که یک منطقه پر بار انباشت هیدروکربنی است و قابلیت‌های خوبی که این تکنیک به جهت اجرای آزمایش‌های تولیدی (PLT) در زیر پمپ فراهم میکند را بیان کرده و راهکارهای خوبی به جهت مواجهه با چالش‌های موجود در تولید نفت سنگین این منطقه ارائه کرده است.	One Petro	۲۰۲۲	.Dosmukhambetov, I
[۲۵]	این مقاله نمونه موفق بکارگیری سیستم ESP-DST در آنالیز داده‌های فشار گذرای میادین ماسه سنگی دریای خزر به جهت به دست آوردن پارامترهای مخزنی همچون تراوایی، ضریب پوسته، بهره‌وری چاه و غیره را بیان کرده و چالش‌های موجود همچون وجود نفت سنگین و جامدات همچون شن و ماسه را مطرح کرده است.	One Petro	۲۰۲۰	.Dosmukhambetov, I
[۲۶]	این مقاله به رویکردی نوین جهت طراحی بهینه سیستم ESP-DST سازگار با شرایط پیچیده مخزنی همچون وجود چاه‌هایی با سیالات مختلف، عمق کم، حفاری شده به صورت افقی، دارای گسل و وجود ناهمگنی می‌پردازد و در این راستا از علم چاه آزمایشی بهره می‌برد.	One Petro	۲۰۱۷	.De Leonardis, D
[۲۷]	این مقاله به بررسی رویکردی به جهت طراحی رشته مناسب ESP-DST جهت آنالیز داده‌های فشار گذرای مخازن نفت سنگین دارای چاه‌های افقی پرداخته است.	European Association of Geoscientists and Engineers	۲۰۱۴	.Beck, D

نیازمند صرف هزینه و زمان زیادی می‌باشد، حال آنکه ما در این پژوهش بررسی کردیم که می‌توان با به کارگیری حسگرهای پایشی در پمپ‌های شناور الکتریکی و آنالیز داده‌های پایش شده پمپ، به خوبی شرایط چاه و مخزن مورد بررسی قرار داد و به عنوان روشی نوین و چاه‌آزمایی محور در این گونه چاه‌ها آن را در نظر گرفت و در هزینه‌های حضور دکل و تجهیزات صرفه‌جویی کرد. به عبارتی هم می‌توان از این پمپ‌ها در امر فرارآوری و حفظ و نگهداشت چاه بهره برد هم با آنالیز فشار گذرای چاه و مخزن حاصل از داده‌های پایش شده توسط حسگرهای این پمپ‌ها به مدیریت موثر مخزن پرداخت.

روش کار

در این مطالعه موردی داده‌های پایش شده توسط پمپ شناور الکتریکی دو مورد از چاه‌های یکی از

اهمیت پژوهش انجام شده

آزمایش ساق مته، آزمایشی ارزشمند جهت تعیین خصوصیات مخازن به شمار می‌رود و چه در حالت معمولی به کارگرفته شود یا به همراه پمپ ESP عملکرد خوبی از خود نشان داده است اما ذکر این نکته حائز اهمیت است که:

۱- انجام آزمایش ساق مته نیازمند حضور دکل حفاری می‌باشد
 ۲- نیازمند به کارگیری تجهیزات خاص شامل مجموعه‌ای از شیرها و پکر می‌باشد
 ۳- جهت انجام آن باید لوله حفاری را از گل حفاری تخلیه کرد که خود نیازمند تزریق سیالی سبک همچون گازوئیل است

۴- برای انجام این آزمایش می‌بایست در طی مراحل چاه بسته شود و تولیدی صورت نگیرد [۱۱].

این عوامل نشان می‌دهد که انجام این آزمایش

زمان را وارد نرم افزار صنعتی سفیر (سفیر نرم افزاری از کمپانی کپا بوده که در پکیج اکرین ارائه می شود و یکی از رایج ترین نرم افزارهای صنعتی چاه آزمایی، جهت به دست آوردن پارامترهای مخزنی با استفاده از آنالیز فشار گذرا می باشد) کرده و نمودارهای تاریخچه تولید حاصل گردید (شکل ۴). نمودار بالا که روند افزایشی و کاهش فشار را دارد، نشان دهنده تاریخچه داده های فشار بر حسب زمان تولیدی و نمودار پایین که به صورت بازه های زمانی به شکل مستطیل است، نشان دهنده تاریخچه دبی تولیدی بر حسب زمان در این چاه ها می باشد. بازه زمانی داده های استفاده شده به مدت یک سال می باشد. در طول این مدت همان طور که از نمودارهای تاریخچه تولید مشاهده می شود، در بازه های زمانی مختلف دوره های تولیدی و افت فشار متفاوت که گاهی طولانی مدت و گاهی کوتاه مدت و گاهی به دلیل مشکلاتی ممکن بود برای پمپ ایجاد شود از جمله تولید جامدات، تولید گاز آزاد، نوسانات جریان برق و فرکانس و غیره پمپ خاموش و به منظور عملیات عیب یابی و تعمیر، داده های آن بخش در دسترس نباشد، این امر در چاه شماره ۱ به وضوح مشاهده می شود.

میدان جنوب غرب ایران مورد بررسی قرار گرفته است و با نتایج آنالیز فشار گذرای حاصل شده از آزمایش ساق مته مرتبط با داده های فشاری همان چاه ها مقایسه به عمل آمده است و رفتار دینامیک چاه و مخزن در چاه های این میدان مورد ارزیابی قرار گرفته است.

در این میدان به مرور زمان با توجه به کاهش فشار سیال درون مخزن که منجر به کاهش نرخ تولید نفت می شد، تصمیم گرفته شد که به منظور حفظ و نگهداشت تولید از پمپ های شناور الکتریکی استفاده شود.

آنالیز فشار گذرای داده های پایش شده توسط پمپ شناور الکتریکی در میدان مورد بررسی

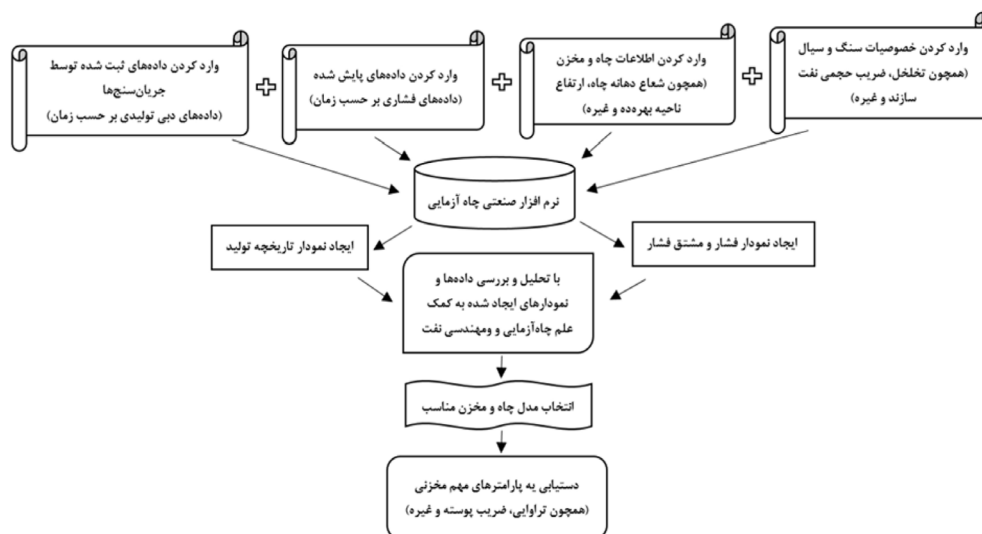
مراحل آنالیز فشار گذرای داده های پایش شده به صورت خلاصه در شکل ۳ ارائه گردیده است.

خصوصیات سنگ و سیال این میدان

خصوصیات سنگ و سیال چاه های میدان مورد بررسی در جدول ۲ ارائه شده است.

وارد کردن داده های پایش شده و ایجاد نمودارهای تاریخچه تولید

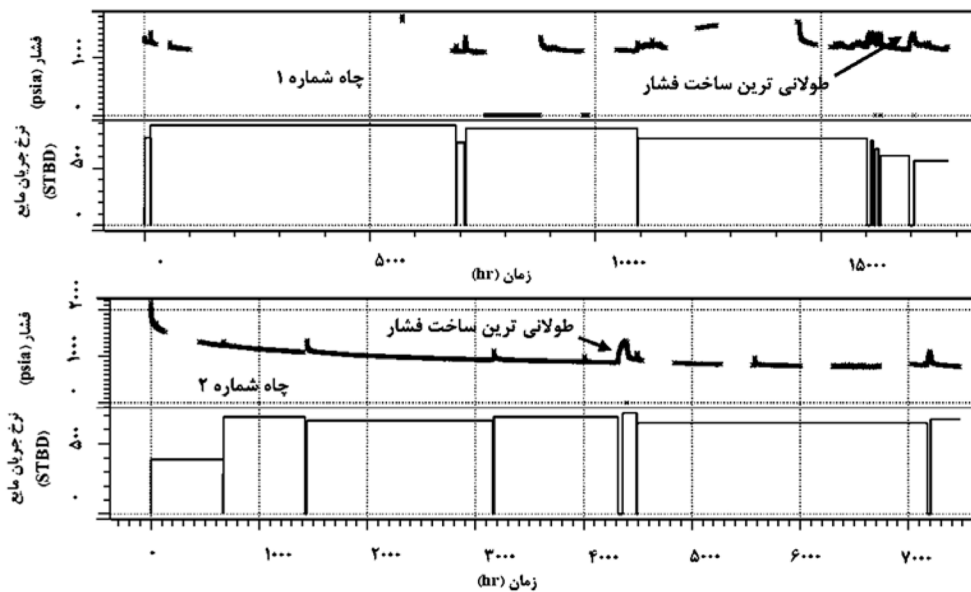
داده های پایش شده فشار ورودی پمپ^۱ بر حسب



شکل ۳ نمودار بلوکی مراحل آنالیز فشار گذرای داده های پایش شده

جدول ۲ خصوصیات سنگ و سیال میدان مورد بررسی.

اطلاعات	نوع مخزن	شعاع دهانه چاه (ft)	ناحیه بهره‌دهی (ft)	تخلخل	ضریب حجمی نفت سازند (bbl/stb)	ویسکوزیته نفت (cp)	ضریب تراکم‌پذیری کل (1/psi)
چاه شماره ۱	نفتی	۰/۳۵۴	۵۶/۹۸۸	۰/۱۵۴	۱/۲۴	۱/۰۳	۰/۰۰۰۰۱۴۲
چاه شماره ۲	نفتی	۰/۳۵۴	۱۱۵/۷۸۰	۰/۱۵۷	۱/۲۴	۱/۰۲	۰/۰۰۰۰۱۳۸



شکل ۴ تاریخچه تولید ایجاد شده توسط داده‌های پمپ ESP برای دو چاه میدان مورد بررسی.

گرفتن مدل‌های انتخاب شده برای آزمایش ساق مته به عنوان معیاری اصلی مقایسه، مدل مناسب چاه و مخزن انتخاب شد که در جدول ۳ نتایج آن ذکر شده است. با توجه به مدل‌های انتخاب شده همانطور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود، تطابق خوبی حاصل شده است. در هنگام تفسیر داده‌های چاه‌آزمایی به منظور انتخاب مدل چاه و مخزن ما با سه ناحیه روبرو هستیم:

ناحیه زمان اولیه^۱: شامل اطلاعات فشاری مربوط به چاه و ناحیه اطراف آن در زمان‌های اولیه تولید از مخزن است و نشان‌دهنده اثر ذخیره چاه، پوسته و شکاف القایی می‌باشد [۲۰ و ۲۱]. با توجه به اینکه ناحیه اولیه دو نمودار فشار و مشتق فشار هر

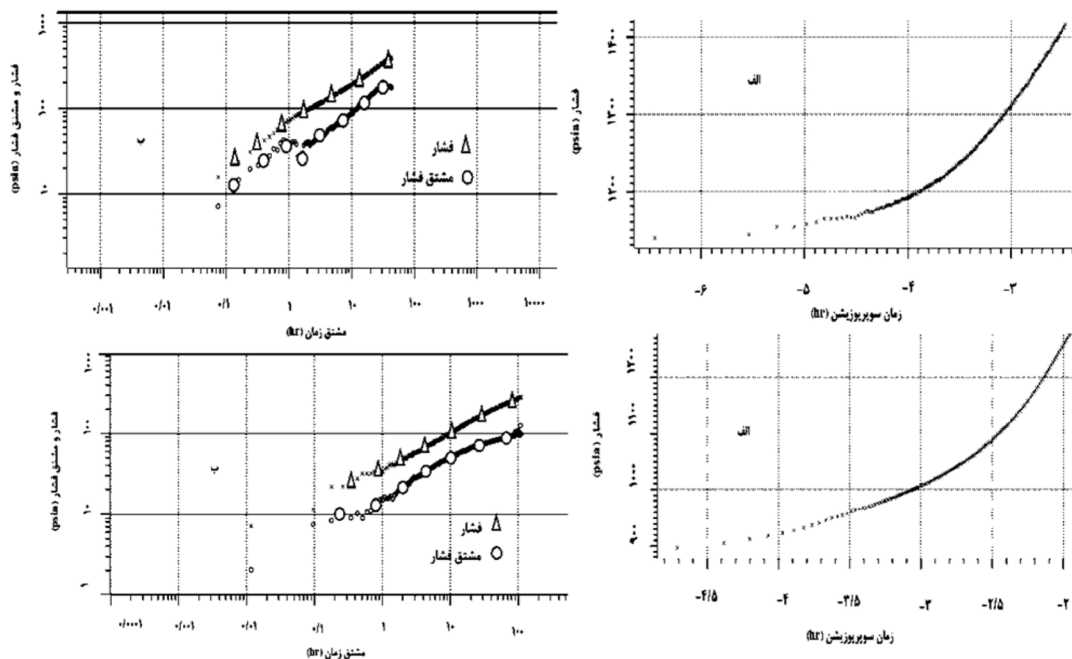
ایجاد نمودارهای فشار و مشتق فشار جهت تفسیر داده‌ها

در این قسمت با توجه به نمودار تاریخچه تولید، نمودارهای فشار و مشتق فشار و نمودار نیمه لگاریتمی فشار که مهم‌ترین نمودارها به جهت تفسیر و انتخاب مدل چاه و مخزن می‌باشند، ایجاد شدند (شکل ۵). به جهت تفسیر بهتر عملکرد چاه و مخزن طولانی‌ترین دوره ساخت فشار انتخاب شد (شکل ۴). در شکل ۵ نموداری که با علامت دایره نشان داده شده است، نمودار مشتق فشار و نموداری که با علامت مثلث نشان داده شده است، نمودار فشار می‌باشد.

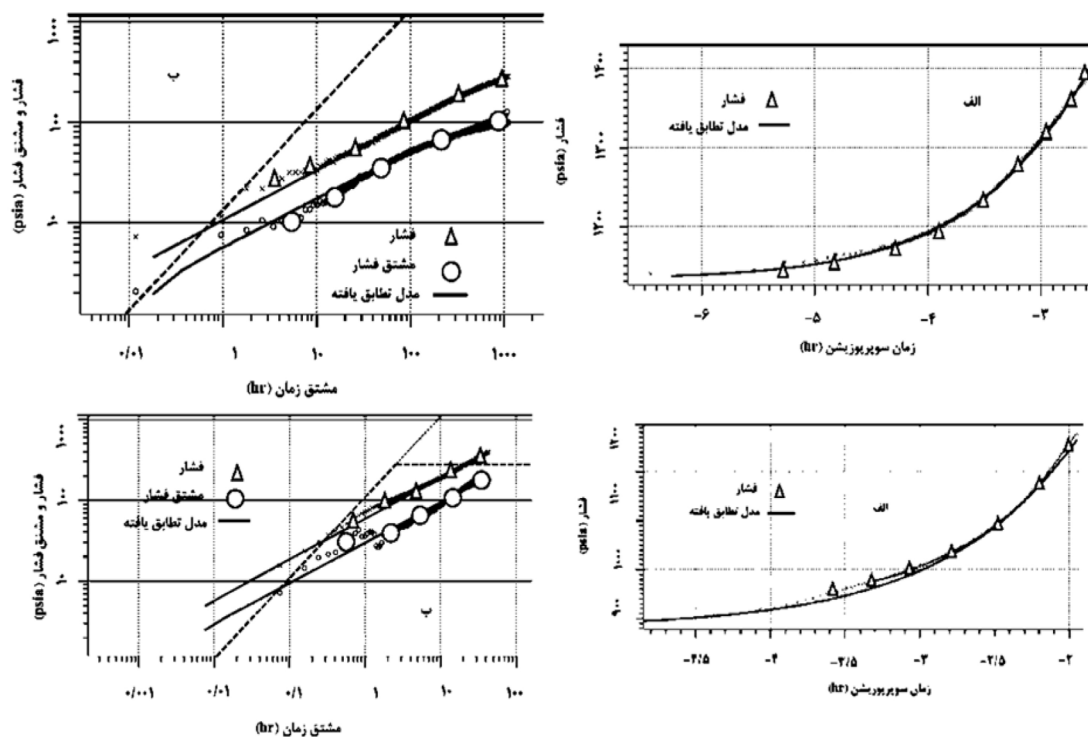
انتخاب مدل چاه و مخزن

با توجه به نمودار فشار و مشتق فشار حاصل شده و با علم چاه‌آزمایی و دید مهندسی نفت و با در نظر

1. Early Time Region (ETR)



شکل ۵ الف- نمودارهای فشار ب- نمودارهای مشتق فشار. حاصل شده برای دو چاه میدان مورد بررسی، حاصل شده از داده‌های پمپ ESP. به ترتیب ردیف اول چاه شماره ۱ و ردیف دوم چاه شماره ۲.



شکل ۶ الف- نمودارهای فشار ب- نمودارهای مشتق فشار. حاصل شده از داده‌های پمپ ESP بعد از انتخاب مدل مناسب. به ترتیب ردیف اول چاه شماره ۱ و ردیف دوم چاه شماره ۲.

جدول ۳ مدل چاه و مخزن انتخاب شده برای تفسیر داده‌ها در نتیجه آنالیز داده‌های پمپ ESP.

اطلاعات	مدل ناحیه دهانه چاه	مدل چاه	مدل مخزن	مدل مرز مخزن
چاه شماره ۱	اثر ذخیره چاه ثابت	چاه عمودی	مخزن تخلخل دوگانه	نامحدود
چاه شماره ۲	اثر ذخیره چاه ثابت	چاه شکافدار-با جریان یکنواخت	مخزن همگن	نامحدود

شد.

پارامترهای چاه و مخزن حاصل شده بعد از تفسیر داده‌ها و انتخاب مدل مناسب

پارامترها و اطلاعاتی که در این تفسیر حاصل شد در **جدول ۴** ارائه گردیده است. مهم‌ترین پارامترهای مخزنی همچون تراوایی که قابلیت محیط متخلخل برای عبور سیال از میان خود است، ضریب پوسته که نشان دهنده وجود یا عدم وجود آسیب‌سازندی^۲ و یا مانع بر سر راه تولید است و اثر ذخیره چاه که مفهوم تاخیر زمانی بین جریان تولیدی که اعمال می‌شود و جریانی که در سطح مشاهده می‌شود، حاصل شدند.

آنالیز فشار گذرا با استفاده از داده‌های فشاری پایش شده آزمایش ساق مته در میدان مورد بررسی

داده‌های فشاری پایش شده توسط گیج‌های فشاری در هنگام آزمایش ساق مته را وارد نرم افزار سفیر کرده و مورد آنالیز قرار دادیم. مراحل تفسیر و آنالیز همانند تفسیر داده‌های پمپ ESP است با این تفاوت که داده‌های آزمایش ساق مته نشان‌دهنده داده‌های فشار جریان ته‌چاهی بوده به همین منظور وضوح و روند تغییرات نمودارهای فشار و مشتق فشار بهتر است و مدل چاه و مخزن انتخاب شده در قسمت ۲-۴ را به خوبی نشان می‌دهد. نتایج تفسیر داده‌ها برای دو چاه میدان مورد بررسی در **جدول ۵** و در **شکل‌های ۷ و ۸** ارائه شده است.

دو چاه روی خط راست با شیب یک قرار گرفته‌اند، مدل دهانه چاه به عنوان اثر ذخیره چاه ثابت انتخاب گردید.

ناحیه زمان میانی^۱: همگن یا ناهمگن بودن مخزن را نشان می‌دهد و اطلاعات فشاری و پارامترهای مهم مخزنی مربوط به آنالیزهای چاه‌آزمایی را شامل می‌شود [۲۰ و ۲۲]. با توجه به نمودار فشار و مشتق فشار، برای هر دو چاه مدل چاه عمودی انتخاب که چاه شماره ۱ با توجه به انحرافی که دارد به صورت کامل در مخزن نفوذ پیدا کرده و چاه شماره ۲ شیب خط راست هر دو نمودار فشار و مشتق فشار در زمان‌های اولیه برابر ۰/۵ است که نشان‌دهنده شکافدار بودن و با توجه به انحراف آن جریان شکاف به صورت یکنواخت است. مدل مخزن انتخاب شده برای چاه شماره ۱ با توجه به انحراف U شکل ایجاد شده به شکل فروافتادگی کوچک، مدل تخلخل دوگانه که همان مخزن شکافدار طبیعی است انتخاب شد که همان‌طور که مشاهده می‌شود مقدار مشتق فشار و مقدار شیب خط راست در نمودار نیمه لگاریتمی نصف مقدار مشتق فشار در جریان نهایی است که باز دلیل بر انتخاب این مدل است. برای چاه شماره ۲ مدل مخزن همگن که تراوایی، تخلخل و ضخامت در تمام قسمت‌های مخزن یکسان و تغییرات نمودار مشتق فشار ثابت است انتخاب شد.

ناحیه زمان نهایی^۲: شامل اطلاعات فشاری مربوط به مرزهای مخزن است و نوع مرزها را مشخص می‌کند [۲۲]. با توجه به نمودار مشتق فشار حاصل شده برای هر دو چاه، چون انتهای نمودار مشتق فشار تقریباً به صورت افقی شده است مدل مورد نظر به صورت نامحدود انتخاب

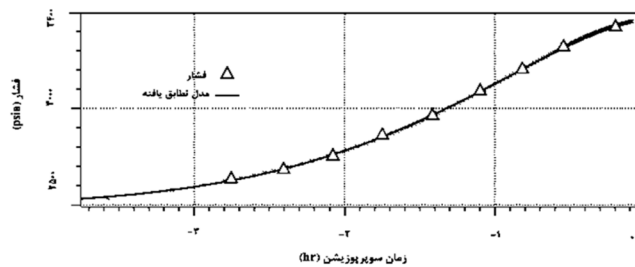
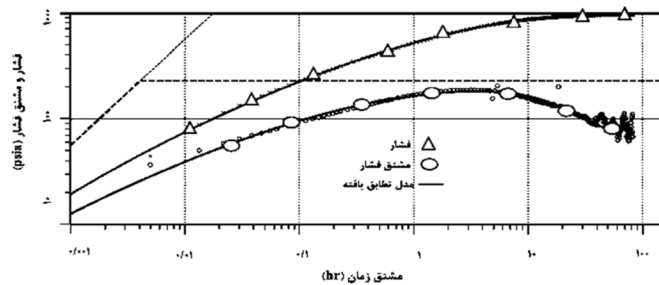
1. Middle Time Region (MTR)
2. Late Time Region (LTR)
3. Formation Damage

جدول ۴ پارامترهای مخزنی حاصل شده در نتیجه آنالیز داده‌های پمپ ESP.

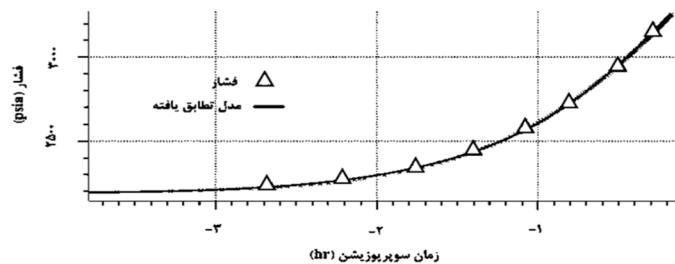
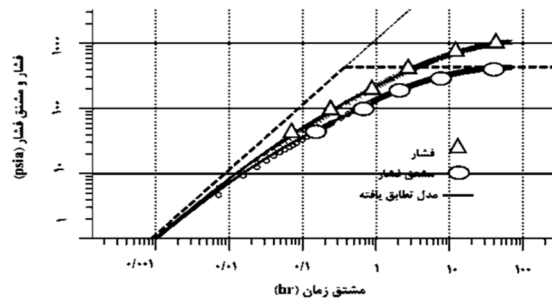
اطلاعات	تراوایی (md)	ضریب پوسته	اثر ذخیره چاه (bbl/psi)
چاه شماره ۱	۰/۲۳	-۲/۹	۰/۰۰۰۰۳۲۲
چاه شماره ۲	۱/۹	-۰/۰۰۱۹	۰/۰۳۸

جدول ۵ مدل چاه و مخزن و پارامترهای مخزنی حاصل شده در نتیجه آنالیز داده‌های آزمایش ساق مته.

اطلاعات	مدل ناحیه دهانه چاه	مدل چاه	مدل مخزن	مدل مرز مخزن	تراوایی (md)	ضریب پوسته	اثر ذخیره چاه (bbl/psi)
چاه شماره ۱	اثر ذخیره چاه ثابت	چاه عمودی	مخزن تخلخل دوگانه	نامحدود	۰/۲۳۵	-۲/۷	۰/۰۰۰۰۳۱۳
چاه شماره ۲	اثر ذخیره چاه ثابت	چاه شکافدار- با جریان یکنواخت	مخزن همگن	نامحدود	۱/۸۷	-۰/۰۰۲	۰/۰۴



شکل ۷ نمودار مشتق فشار و فشار حاصل شده از داده‌های آزمایش ساق مته بعد از انتخاب مدل مناسب برای چاه شماره ۱.



شکل ۸ نمودار مشتق فشار و فشار حاصل شده از داده‌های آزمایش ساق مته بعد از انتخاب مدل مناسب برای چاه شماره ۲.

اطلاعات مفید حاصل شده از تفسیر داده‌ها و چاه‌آزمایی

انجام عملیات چاه‌آزمایی و تفسیر داده‌های حاصل از آن در مراحل مختلف عمر چاه و مخزن هیدروکربوری شامل اکتشاف، ارزیابی، توسعه، توصیف مخزن و مهندسی بهره‌برداری، نقش مهمی ایفا می‌کند. یکی از محاسن بزرگ چاه‌آزمایی نسبت به سایر روش‌های اخذ داده از مخزن، میزان شعاع ارزیابی بیشتر آن می‌باشد. با بررسی داده‌های پایش شده پمپ ESP و داده‌های DST، اطلاعات مفید دیگری از رفتار دینامیک چاه و مخزن برای دو چاه میدان مورد بررسی حاصل گردید.

در فاز اکتشاف و ارزیابی

۱- آیا مخزن توان لازم برای تولید را دارد که به‌توان بر اساس آن قراردادی بلند مدت برای بهره‌برداری امضا کرد؟

با برآورد قابلیت انتقال‌پذیری^۱ که از حاصل ضرب تراوایی در ناحیه بهره‌ده (kh) حاصل می‌شود، می‌توان توان تولید را مقایسه کرد [۲۰]. در اینجا برای چاه شماره ۱ مقدار (md.ft) ۱۳/۱ تا ۱۳/۴ و برای چاه شماره ۲ مقدار (md.ft) ۲۱۷/۱ تا ۲۱۹/۹ به‌دست آمد که نتیجه می‌شود قابلیت انتقال‌پذیری سیال هیدروکربوری و توان تولیدی چاه شماره ۲ بهتر است.

در فاز مهندسی مخزن

۱- محدوده تغییرات تراوایی مخزن در چه حدود است؟

تراوایی از داده‌های مهم در مهندسی مخازن است که برای شبیه‌سازی مخزن و همچنین پیش‌بینی تولید و تخمین هر چه دقیق‌تر آن ضروریست [۲۲]. همان‌طور که از نتایج مشخص است میزان تراوایی چاه شماره ۱ در حدود ۰/۲۳ و برای چاه شماره ۲ در حدود ۱/۹ برآورد شده است که نشان می‌دهد میزان عبوردهی سیال از محیط متخلخل برای چاه شماره ۲ بهتر است.

۲- فشار متوسط مخزن چه مقدار است؟

از فشار متوسط مخزن برای عملیات شبیه‌سازی مخزن، بهینه‌سازی چاه می‌توان بهره برد. بعد از تفسیر و آنالیز داده‌ها، بر اساس پارامترهای مخزنی همچون شعاع ناحیه تخلیه، ضخامت مخزن، فشار اولیه و تخلخل و محاسبات موازنه مواد، مقدار فشار متوسط مخزن را برآورد می‌کند [۲۰]. برای چاه شماره ۱ مقدار (psi) ۴۳۶۱/۶۶ و برای چاه شماره ۲ مقدار (psi) ۵۰۹۵/۱۷ حاصل شدند.

در فاز مهندسی بهره‌برداری

۱- آیا چاه آسیب دیده است؟ عملیات تحریک چاه تا چه حد مؤثر بوده است؟

همان‌طور که اشاره کردیم یکی از پارامترهای مهم که از چاه‌آزمایی حاصل می‌شود ضریب پوسته است که نشان می‌دهد آیا چاه دچار آسیب شده است یا نه. وقتی علامت s مثبت باشد نشان از آسیب‌سازندی، وقتی علامت s منفی باشد نشان از این است که چاه مورد عملیات تحریک‌سازی و بهبود تولید قرار گرفته است تا مانع تولید و آسیب برطرف شود و اگر مقدار s صفر باشد نشان از عدم وجود آسیب است [۲۰ و ۲۲]. با توجه به نتایج آنالیز چاه‌آزمایی، چاه شماره ۱ ضریب پوسته‌ای در حدود ۲/۷- تا ۲/۹- داشته که با توجه به مدل انتخاب شده نیز این میزان معقول است چراکه یکی از راه‌های تحریک‌سازی چاه ایجاد شکاف به منظور دور زدن و یا برطرف کردن ناحیه آسیب دیده است و برای چاه شماره ۲ مقداری در حدود ۰/۰۱۹- تا ۰/۰۰۲- حاصل شده که نشان از آسیب‌سازندی بسیار محدود نزدیک صفر است.

۲- شاخص بهره‌دهی و حداکثر میزان تولید مخزن در چه محدوده‌ای قرار دارد؟

قابلیت دهش مخزن^۱ یکی از فاکتورهای تاثیرگذار بر تولید چاه است که تعیین می‌کند چه نوع تکمیل چاهی استفاده شود و یا کدام روش تولید مصنوعی در چاه به کار گرفته شود. با به‌کارگیری رابطه

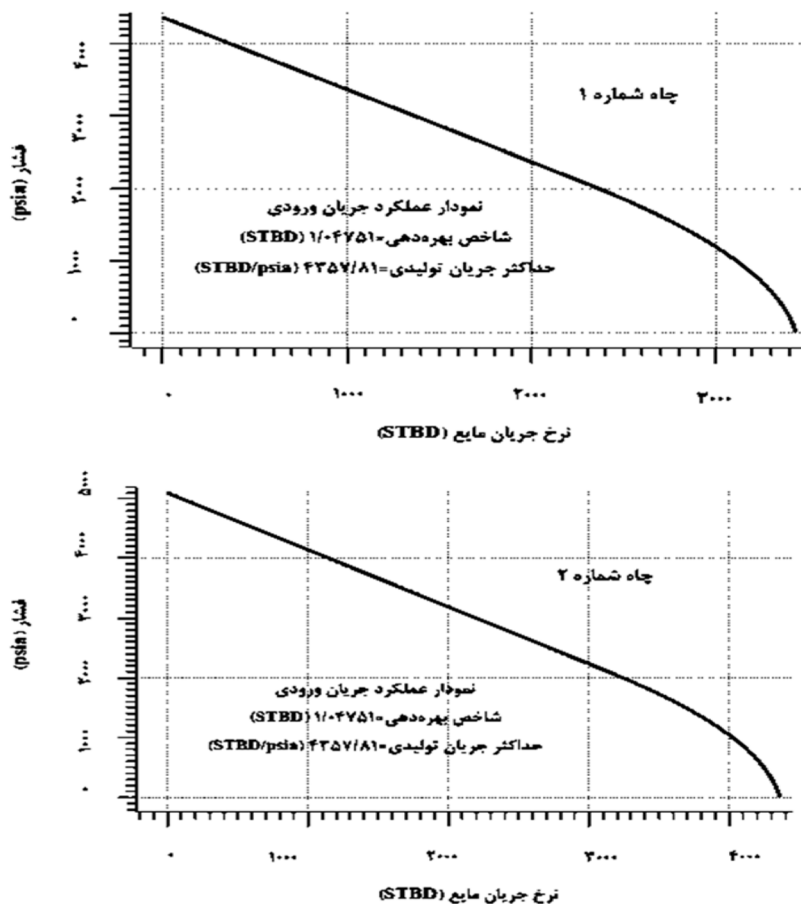
1. Transmissibility
2. Stimulation
3. Reservoir Deliverability

عملکرد جریانی می‌توان قابلیت دهش را پیش‌بینی کرد. منحنی رابطه عملکرد جریانی^۱ نشان دهنده فشار جریانی ته چاه بر حسب نرخ تولید برای هر چاه می‌باشد. مقدار عددی منفی معکوس شیب این نمودارها معرف شاخص بهره‌دهی^۲ مخزن است که هر چقدر بیشتر باشد میزان بهره‌دهی چاه بیشتر خواهد بود [۲۰]. با داشتن شاخص بهره‌دهی می‌توان حداکثر جریان آزاد مطلق^۳ تولیدی یک چاه را برآورد کرد. رابطه ۱ (رابطه وگل) نمایانگر رابطه عملکرد جریانی مخازن نفت و گازی است [۲۳]:

برای چاه شماره ۱ شاخص بهره‌دهی مقدار (STB/D) ۱/۰۰۲ (B/D/psi) و حداکثر جریان تولیدی (STB/D) ۳۴۳۳/۵۲ و برای چاه شماره ۲ شاخص بهره‌دهی مقدار (STB/D/psi) ۱/۰۴۷ و حداکثر جریان تولیدی (STB/D) ۴۳۵۷/۸۱ به‌دست آمد. رابطه عملکرد جریانی حاصل شده برای این دو چاه در شکل ۹ ارائه شده است.

$$PI \text{ or } J = \frac{Q}{P_R - P_{wf}} = Q_{ob} + \frac{JP_b}{1.8} (1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 (\frac{P_{wf}}{P_b})^2),$$

$$Q_{ob} = J(P_R - P_b), Q_{Max} = AOF = Q_{ob} + \frac{JP_b}{1.8} \quad (1)$$



شکل ۹ نمودار رابطه عملکرد جریانی برای دو چاه میدان مورد بررسی.

1. Inflow Performance Relationship (IPR)
2. Productivity Index (PI) or J
3. Absolute Open Flow

بحث و نتایج

خلاصه‌ای از پژوهش انجام گرفته در مقاله در شکل ۱۰ ارائه گردیده است.

در این مطالعه موردی نتایج زیر حاصل گردید:

۱- با آنالیز داده‌های پایش شده توسط پمپ شناور الکتریکی به کمک علم چاه‌آزمایی بررسی شد که می‌توان به خوبی رفتار دینامیک مخازن واقعی را مورد ارزیابی قرار داد و پارامترهای مهم مخزنی همچون تراوایی و ضریب پوسته را یافت.

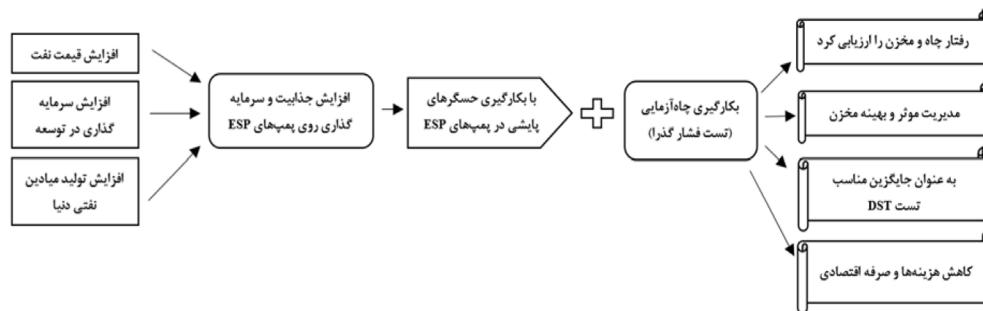
۲- در جدول ۶ مقایسه پارامترهای مخزنی حاصل از آنالیز داده‌های پمپ شناور الکتریکی و آزمایش ساق مته ارائه گردیده است که همان‌طور که مشاهده می‌شود درصد اختلاف ناچیز بوده و تطابق بسیار خوبی حاصل شده است.

با در نظر گرفتن داده‌های حاصل از آزمایش ساق مته به عنوان داده‌های واقعی و داده‌های حاصل از آزمایش پمپ ESP به عنوان داده‌های تجربی، درصد اختلاف برای هر پارامتر به صورت زیر محاسبه گردید:

$$\text{درصد اختلاف} = \frac{|DST_{\text{داده}} - ESP_{\text{داده}}|}{DST_{\text{داده}}} * 100 \quad (2)$$

این درصد اختلاف مشاهده شده نیز می‌تواند ناشی از اختلاف فشار جریان ته‌چاهی با فشار ورودی پمپ باشد. برای چاه شماره ۱ مقدار فشار جریان ته‌چاهی ۱۹۶۰/۵ psi و فشار ورودی پمپ ۲۱۶۳/۷ psi و برای چاه شماره ۲ مقدار فشار جریان ته‌چاهی ۲۱۵۳/۶ psi و فشار ورودی پمپ ۲۱۶۳/۷ psi که همان‌طور که مشاهده می‌شود، اختلاف فشاری در حدود ۱۰ تا ۱۲ psi وجود خواهد داشت. پس می‌توان نتیجه گرفت درصد اختلاف کمتر چاه شماره ۲ نسبت به چاه شماره ۱ ناشی از کمتر بودن اختلاف فشار است.

۳- با مقایسه اطلاعات مفید حاصل شده از تفسیر داده‌ها و چاه‌آزمایی در فازهای مختلف دیده شد که چاه شماره ۲ قابلیت انتقال‌پذیری، قابلیت عبوردهی سیالات از محیط متخلخل (تراوایی) و شاخص بهره‌دهی بهتری نسبت به چاه شماره ۱ دارا بوده و آسیب‌سازندی کمتر و حداکثر جریان تولیدی بیشتری نسبت به چاه شماره ۱ را دارا می‌باشد. خلاصه این نتایج برای دو چاه در جدول ۷ ارائه گردیده است.



شکل ۱۰ خلاصه‌ای از مطالعه و پژوهش انجام گرفته در مقاله.

جدول ۶ مقایسه نتایج آنالیز فشار گذرای داده‌های پمپ ESP و آزمایش ساق مته.

اطلاعات	آزمایش ساق مته		آزمایش پمپ شناور الکتریکی		درصد اختلاف*	
	چاه شماره ۱	چاه شماره ۲	چاه شماره ۱	چاه شماره ۲	چاه شماره ۱	چاه شماره ۲
تراوایی (md)	۰/۲۳۵	۱/۸۷	۰/۲۳	۱/۹	٪۲/۱۲	٪۱/۶
ضریب پوسته	-۲/۷	-۰/۰۰۲	-۲/۹	-۰/۰۰۱۹	٪۷/۴	٪۵
اثر ذخیره چاه (bbl/psi)	۰/۰۰۰۰۳۱۳	۰/۰۴	۰/۰۰۰۰۳۲۲	۰/۰۳۸	٪۲/۸۷	٪۵

جدول ۷ مقایسه اطلاعات مفید حاصل شده از تفسیر داده‌ها و چاه‌آزمایی برای دو چاه میدان مورد بررسی در فازهای مختلف مهندسی نفت.

اطلاعات	قابلیت انتقال پذیری (md.ft)	فشار متوسط مخزن (psi)	شاخص بهره‌دهی (STB/D/psi)	حداکثر جریان تولیدی (STB/D)
چاه شماره ۱	۱۳/۴ تا ۱۳/۱	۴۳۶۱/۶۶	۱/۰۰۲	۳۴۳۳/۵۲
چاه شماره ۲	۲۱۹/۹ تا ۲۱۷/۱	۵۰۹۵/۱۷	۱/۰۴۷	۴۳۵۷/۸۱

که با بکارگیری حسگرهای پیشی در پمپ‌های شناور الکتریکی و آنالیز داده‌های پایش شده پمپ، به خوبی شرایط چاه و مخزن مورد بررسی قرار خواهد گرفت و با توجه به درصد اختلاف ناچیز حاصل شده از مقایسه پارامترهای مخزنی دو آزمایش و اعتبارسنجی بسیار خوب حاصل شده در مقایسه با آزمایش ساق مته می‌توان نتیجه گرفت که روش ارائه شده در این مقاله می‌تواند به عنوان روش نوین و چاه‌آزمایی محور در چاه‌هایی که به منظور امر فرازآوری مصنوعی و حفظ و نگهداشت تولید به پمپ‌های شناور الکتریکی مجهز شده‌اند، به کار گرفته شود و در هزینه‌های حضور دکل و تجهیزات صرفه‌جویی و مخزن به شیوه‌ای موثرانه مدیریت شود.

در این مطالعه موردی با بررسی و آنالیز داده‌های فشار گذرای پایش شده دو مورد از چاه‌های یکی از میداین جنوب غربی ایران مشاهده گردید چاه شماره ۲ قابلیت انتقال‌پذیری، قابلیت عبوردهی سیالات از محیط متخلخل (تراوایی) و شاخص بهره‌دهی بهتری نسبت به چاه شماره ۱ دارا بوده و آسیب‌سازندی کمتر و حداکثر جریان تولیدی بیشتری نسبت به چاه شماره ۱ را دارا می‌باشد و درصد اختلاف کمتری بین نتایج داده‌های آنالیز شده پمپ ESP با آزمایش DST برای این چاه مشاهده گردید چراکه اختلاف فشاری کمتری بین فشار جریان ته‌چاهی با فشار ورودی پمپ برای این چاه حکم فرما بود.

۴- طبق برآورد هزینه‌ای که از بازارهای جهانی کسب کردیم، هزینه تجهیزات آزمایش ساق مته چیزی در حدود قیمت چند هزار تا حدود چند میلیون دلار می‌تواند تخمین زده شود که این رنج بسته به نوع کیفیت تجهیزات، کارایی، دوام و شرایط مختلف چاه و مخزن متغیر است. این در حالی است که هزینه حضور دکل حفاری چیزی در حدود چندین برابر این رقم برآورد شده است. به این مبالغ می‌بایست هزینه‌های حسگرهای استفاده شده، شیرها، پکرها، کارگران و افراد ناظر، سیال حفاری که در هنگام انجام آزمایش استفاده می‌شود، مدت زمانی که صرف انجام آزمایش می‌شود و طی آن چاه باید بسته شده و تولید قطع می‌شود و غیره اشاره کرد [۲۸]. این موضوع خود گویای اهمیت بکارگیری داده‌های پایش شده پمپ ESP را نشان می‌دهد چراکه به عبارتی هم می‌توان از این پمپ‌ها در امر فرازآوری و حفظ و نگهداشت چاه بهره برد هم با آنالیز فشارگذرای چاه و مخزن حاصل از داده‌های پایش شده توسط حسگرهای این پمپ‌ها به مدیریت موثر مخزن پرداخت و در هزینه‌های حضور دکل و تجهیزات و زمان صرفه‌جویی کرد.

نتیجه‌گیری

با توجه به نتایج چاه‌آزمایی حاصل از داده‌های پایش شده پمپ شناور الکتریکی و آزمایش ساق مته که برای دو چاه یکی از میداین جنوب غربی ایران مورد بررسی قرار گرفتند، می‌توان نتیجه گرفت

مراجع

- [1]. Biondi B, Mavko G, Mukerji T, Rickett J, Lumley D, Deutsch C, Thiele M (1998) Reservoir monitoring: A multidisciplinary feasibility study, *The Leading Edge*, 17, 10: 1404-1414.
- [2]. Al-Mubarak S M (2008) Real-time reservoir management from data acquisition through implementation: closed-loop approach, *Intelligent Energy Conference and Exhibition*, OnePetro.
- [3]. Djuraev U, Jufar S R, Vasant P (2017) A review on conceptual and practical oil and gas reservoir monitoring methods, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152: 586-601.
- [4]. Smith R G, Maitland G C (1998) The road ahead to real-time oil and gas reservoir management, *Chemical Engineering Research and Design*, 76, 5: 539-552.
- [5]. Chorneyko D M (2006) Real-time reservoir surveillance utilizing permanent downhole pressures-an operator's experience, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, OnePetro.
- [6]. Gringarten Alain C (1998) 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 Modelling for Asset Management*, Society of Petroleum Engineers.
- [7]. Rafiei Y (2016) Real-time well and reservoir management by intelligent well technology, *Conference: Petroleum Engineering seminar at Petroleum and Chemical Engineering department of American University of Beirut*.
- [8]. Al-Buraikan M M, Al-Hashim H S, Issaka M B, Al-Yousef H Y (2013) Pressure transient analysis of data from permanent downhole gauges, *SPE Digital Energy Conference*. OnePetro.
- [9]. خامه‌چی، قاسمی، کاشی م (سال ۱۳۹۸) تخمین دقیق پارامترهای چاه‌آزمایی با استفاده از یک الگوریتم ترکیبی و مقایسه آن با یک نرم‌افزار رایج صنعتی، *پژوهش نفت*، ۹۸، ۲۹-۲: ۴۰-۲۸.
- [10]. Kuchuk F J, Onur M, Hollaender F (2010). Pressure transient formation and well testing: convolution, deconvolution and nonlinear estimation, Elsevier.
- [11]. Black W M (1956) A review of drill-stem testing techniques and analysis, *Journal of Petroleum Technology*, 8, 06: 21-30.
- [12]. Zhu J, Guo X, Liang F, Zhang H Q (2017) Experimental study and mechanistic modeling of pressure surging in electrical submersible pump, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 45, 625-636.
- [13]. El Mahbes R, Manfoumbi W, Kadio-Morokro B (2018) Real-time remote monitoring to enhance electrical submersible pump system run life and maximize production, *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*, OnePetro.
- [14]. Liang X, Ghoreishi O, Xu W (2016) Downhole tool design for conditional monitoring of electrical submersible motors in oil field facilities, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53, 3: 3164-3174.
- [15]. Al-Khaldi H A, Al-Obathani O H, Anisur Rahman N M (2017) A thorough investigation into the transient-pressure data from horizontal oil wells equipped with electrical submersible pumps, *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers.
- [16]. Camilleri L, Al-Hussainee N, Al-Janabi M, Al-Jorani M, Kamal Aal Najjar M, Ayoub J (2022) Delivering pressure transient analysis during drawdown on ESP wells: case studies and lessons learned, *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, OnePetro.
- [17]. Al Qahtani A M, Al Qahtani M (2018) Adding more value in the downturn time from digital oil field; what is more to leverage?, *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, OnePetro.
- [18]. Liang X, Faried S O, Ilochonwu O (2010) Subsea cable applications in electrical submersible pump systems, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 46, 2: 575-583.
- [19]. Methodologies S, Lessons learned from heavy oil well testing with an ESP, *Offshore UK in the Bentley Field, Block 9*.
- [۲۰]. شریفی م (۱۳۹۷) کتاب مبانی چاه‌آزمایی، انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر. تهران.
- [21]. Gholamzadeh Y, Sharifi M, Karkevandi-Talkhoonchek A, Moraveji M K (2020) A new physical modeling for two-phase wellbore storage due to phase redistribution, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107706.
- [۲۲]. سلمانی ص، حاجی‌زاده ع، کرد ش (۱۳۹۸) کتاب مبانی چاه‌آزمایی کاربردی. اهواز، ترأوا، ۱۳-۳۹.
- [23]. Wiggins M L, Russell J E, Jennings J W (1996) Analytical development of vogel-type inflow performance relationships, *SPE Journal*, 1, 04: 355-362.
- [24]. Dosmukhambetov I, Taubayev B, Yesbolov U, Sadykov A, Shmalin M, Akbayev B, Khaziev B (2022) First

successful ESP-DST well test in heavy oil unconsolidated sandstone in Caspian Sea, SPE Conference at Oman Petroleum and Energy Show, OnePetro.

[25]. Dosmukhambetov I, Taubayev B, Yesbolov U, Sadykov A, Shmalin M, Akbayev B, Khaziev B (2020) Methodology for Exploration Well Testing with ESP-DST in Caspian Sea, the case study in unconsolidated sandstone with heavy oil, SPE Annual Caspian Technical Conference, OnePetro.

[26]. De Leonardis D, Shumakov Y, Morton K L, Sarac S (2017) ESP-DST well testing in a complex reservoir in the barents sea: Establishing new methodologies and lessons learned, SPE Bergen One Day Seminar, OnePetro.

[27]. Beck D, Shumakov Y, Hetherington G, Ovchinnikov V (2014) Unlocking future heavy oil development in the north sea: a well testing success in the kraken field, SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, European Association of Geoscientists and Engineers, 1.

[28]. Petroleum report, drill-stem-test-market-share (2022-2028) Regional trends, global size, industry growth, competitive landscape, pestle analysis, statistical model, and forecast, Nebreska University.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2023(December-January), Vol. 32, No. 126, 29-32
DOI:10.22078/PR.2022.4816.3158

Reservoir Characterization by Applying Pressure Transient Analysis on Data Obtained from Electrical Submersible Pumps

Yasin Khalili1, Yousef Rafiei* and Mohammad Sharifi

Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran.

y.rafiei@aut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4816.3158

Received: May/23/2022

Accepted: August/22/2022

Introduction

Nowadays, oil companies should reduce the cost per barrel of oil production to its lowest level. This is where the concept of optimizing and monitoring wells can be vital for oil companies. Monitoring and recording the conditions of wells and underground oil and gas reservoirs are the first step in better understanding the conditions of the dynamic behavior of the reservoirs and the optimal management of their production. Considering that the performance of reservoirs is usually not constant and is variable and unpredictable over time. Effective reservoir management requires real-time monitoring key parameters, data acquisition, data analysis, transformation of analyzed data into reliable and operational information. Then making optimal decisions by employing the captured information from previous step to increase productivity. In 1998 Greengarten, one of the oil scientists, has defined reservoir management as follows: the application of technology and knowledge in a reservoir to increase production at a lower cost [1-4].

In this research, focusing on electrical submersible pumps, it was discussed that by equipping these pumps with an downhole monitoring unit and by analyzing and checking the data monitored by the sensors of this unit, we can evaluate the dynamic characteristics and behavior well and reservoir, increased the productivity and took action in the direction of troubleshooting and reducing the number of risks and costs.

Monitoring Equipment Inside the Well with the Help of Electrical Submersible Pumps and its Connection with Well Testing

One of the components installed on electrical submersible pumps is the downhole monitoring unit. This unit uses downhole sensors to monitor parameters such as temperature and downhole pressure and is installed under the electric motor and consists of two main parts: 1) downhole components 2) surface components for reading the information that gives us the possibility of instant analysis and troubleshooting. Conducting pressure transient tests is a reasonable way to evaluate the dynamic behavior of wells and reservoirs. Conducting such tests, like the drill stem test, is costly and requires the presence of a drilling rig, and is checked at certain time intervals and requires special equipment. In addition to this, today, there is a great concentration in the use of artificial lift methods, especially the use of electrical submersible pumps in the production fields and wells of Iran, in order to maintain the optimal production rate and these pumps as mentioned, it is equipped with sensors and gauges that by using the potential of these sensors and checking the monitoring data by them, it is easier to analyze the pressure transient tests and check the dynamic performance of the well and reservoir [5-7].

Importance of the Research Done:

The drill stem test is a valuable test to determine the properties of the reservoirs, and whether it is used in

normal mode or with ESP pump, it has shown good performance, but it is important to mention that:

- 1) Conducting the drill stem test requires the presence of a drilling rig
- 2) It requires the use of special equipment including a set of valves and packers
- 3) To perform it, the drill pipe must be emptied from the drilling mud, which itself requires the injection of light fluid. It is like diesel fuel.
- 4) In order to perform this test, the well must be closed during some stages and production should not take place.

These factors show that conducting this test requires spending a lot of money and time, while in this research we checked that it is possible to use monitoring sensors in electrical submersible pumps and analyze the monitored data of the pump, we can examine the conditions of well and reservoir, and considered it as a new and well-testing method in such wells and saved the costs of the presence of the rig and equipment. In other words, these pumps can be used in lifting and maintaining the well, and by analyzing the

pressure transient of the well and reservoir from the data monitored by the sensors of these pumps, we can manage the reservoir effectively [8-9].

Materials and Methods

In this case study, the data monitored by the electrical submersible pump of two wells of one of the fields in the southwest of Iran have been investigated and the results of the pressure transient analysis obtained from the drill stem test are related to the pressure data of the same well. A comparison has been made and the dynamic behavior of the well and tank in the wells of this field has been evaluated.

In this field, over time, due to the reduction of the fluid pressure inside the reservoir, which led to the reduction of the oil production rate, it was decided to use electrical submersible pumps in order to maintain the production [10].

The steps of pressure transient analysis of the monitored data are summarized in Figure 1.

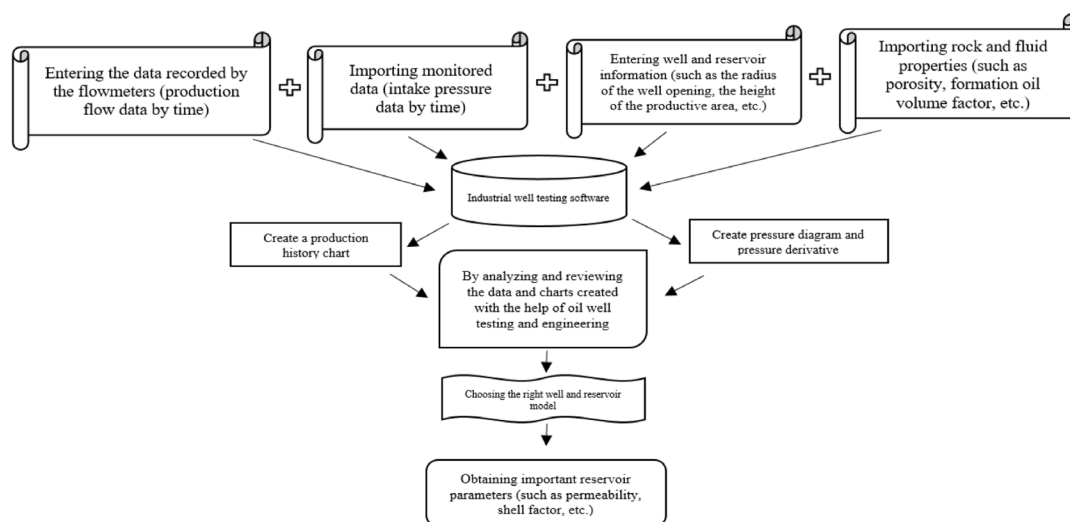


Fig. 1 Block diagram of pressure transient analysis steps of monitored data.

The steps to be considered are as follows:

- 1) Enter rock and fluid properties.
- 2) Importing monitored data and creating production history graphs.
- 3) Creating pressure diagrams and pressure derivatives to interpret data.
- 4) Choosing a well and reservoir model.
- 5) The well and tank parameters obtained after data interpretation and choosing the appropriate model.

As we can see in Figure 2: A- Pressure diagrams B- Pressure derivative diagrams. Obtained from ESP pump data after selecting the appropriate model. The first row of well No. 1 and the second row of well No. 2 respectively.

Information and Results Obtained

The information and results which have been obtained

in this study are shown in Table 1.

Useful Information Obtained from Data Interpretation and Well Testing

Conducting well testing operations and interpreting the resulting data plays an important role in various stages of the life of a well and a hydrocarbon reservoir, including exploration, evaluation, development, reservoir description, and exploitation engineering. One of the great advantages of well-testing compared to other methods of obtaining data from the reservoir is its larger investigation radius. By examining the monitored data of the ESP pump and the DST data, other useful information about the dynamic behavior of the well and reservoir was obtained for the two wells in the investigated field (as seen in Table 2) [10].

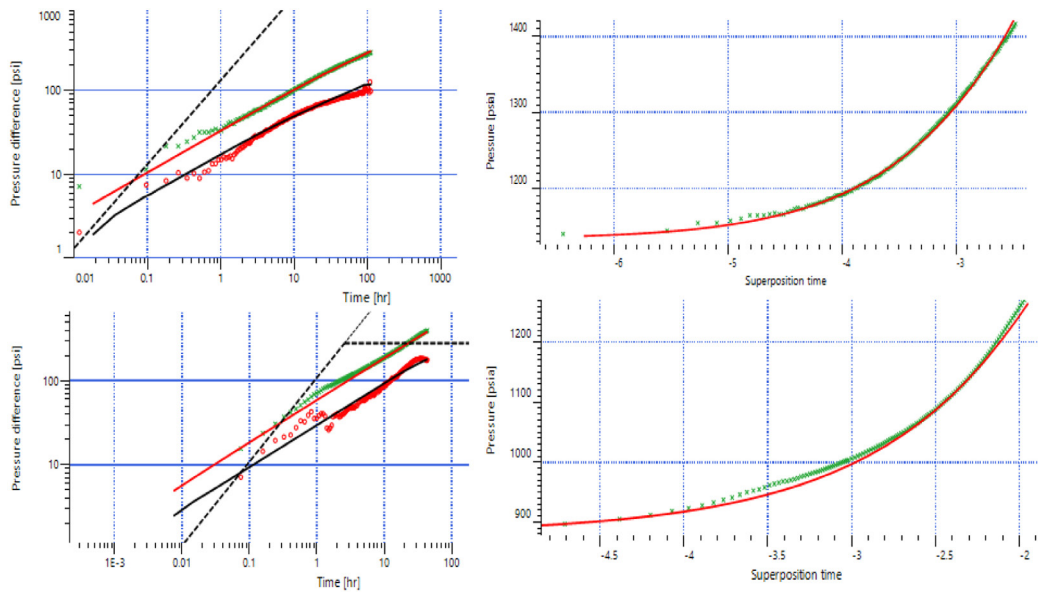


Fig. 2 The pressure diagram and pressure derivative obtained for the two wells of the investigated field.

Table 1 Comparing the results of transient pressure analysis of ESP pump data and drill stem test.

Information	Drill stem test		Electrical submersible pump test		Percentage difference	
	Well number 1	Well number 2	Well number 1	Well number 2	Well number 1	Well number 2
Permeability(mD)	0.235	1.87	0.23	1.9	2.12%	1.6%
Skin Factor	-2.7	-0.002	-2.9	-0.0019	7.4%	5%
Well Bore Storage (bbl/psi)	0.0000313	0.04	0.0000332	0.038	2.87%	5%

Table 2 Comparison of useful information obtained from data interpretation and well testing for two field wells investigated in different parts of petroleum engineering.

Information	Transferability (md.ft)	Average reservoir pressure (psi)	Productivity Index (STB/D/psi)	Absolute Open Flow (STB/D)
Well number 1	13.1 to 13.4	4361.66	1.002	3433.52
Well number 2	219.9 to 217.1	5095.17	1.047	4357.81

Results and Discussion:

A summary of the research conducted in the article is presented in [Figure 3](#).

In this case study, the following results were obtained:

1) By analyzing the data monitored by the electrical submersible pump with the help of well test science, it was checked that the dynamic behavior of real reservoirs can be well evaluated and the important reservoir parameters such as permeability and crust coefficient can be found.

2) In [Table 1](#), the comparison of the reservoir parameters obtained from the data analysis of the electrical submersible pump and the drill stem test is presented. Considering the data obtained from the drill stem test as real data and the data obtained from the ESP pump test as experimental data, the percentage of difference for each parameter was calculated as follows:

$$\text{percentage difference} = \frac{|\text{data}_{\text{DST}} - \text{data}_{\text{ESP}}|}{|\text{data}_{\text{DST}}|} * 100 \quad (1)$$

This observed percentage difference can also be caused by the difference in the pressure of the well bottom flow with the pump intake pressure. For well No. 1, the bottomhole flow pressure is 1960.5 psi and the pump intake pressure is 1972.1 psi, and for well No. 2, the bottomhole flow pressure is 2153.6 psi and the pump intake pressure is 2163.7 psi. It can be seen that there will be a pressure difference of about 10 to 12 psi. So it can be concluded that the percentage difference of well number 2 is lower than well number 1 is due to less pressure difference.

3) By comparing the useful information obtained from data interpretation and well testing in different parts, it was seen that well No. 2 has a better transferability, ability to pass fluids through the porous medium (permeability), and a better productivity index than Well No. 1 and has less formation damage and more maximum production flow than well number 1. The summary of these results for two wells is presented in [Table 2](#).

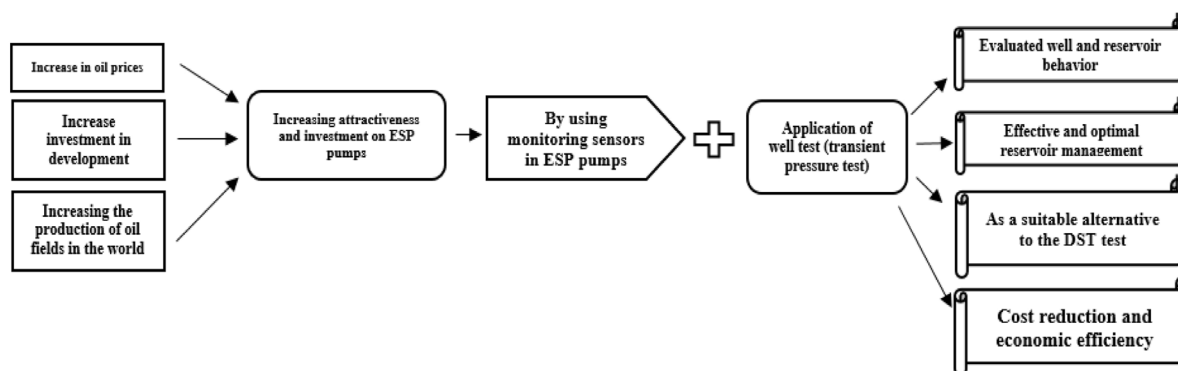


Fig. 3 A summary of the study and research done in the article.

Conclusions

According to the well test results obtained from the monitored data of the electrical submersible pump and the drill stem test, which were investigated for two wells in one of the southwestern fields of Iran, It can be concluded that by using monitoring sensors in electrical submersible pumps and analyzing the monitored data of the pump, the conditions of the well and the reservoir will be investigated, and considering the insignificant difference percentage obtained from the comparison of the two reservoir parameters The very good test and validation obtained in comparison with the drill stem test, it can be concluded that the method presented in this article can be used as a new and well-test-based method in wells that are intended for artificial production and preservation. Production maintenance is equipped with electrical submersible pumps, to be used and the cost of the presence of the rig and equipment is saved and the tank is managed in an effective way.

In this case study, by examining and analyzing the monitored pressure transient data of two wells in one of the southwestern fields of Iran, it was observed that well No. 2 had transferability, the ability to pass fluids through the porous medium (permeability) and the efficiency index. It has a better yield than well number 1 and has less formation damage and a higher maximum production flow than well number 1, and a smaller percentage of difference between the results of the analyzed data of the ESP pump and the DST test was observed for this well because A lower pressure difference between the flow pressure of the bottom of the well and the inlet pressure of the pump was decisive for this well.

References

1. Djuraev U, Jufar S R, Vasant P (2017) A review on conceptual and practical oil and gas reservoir monitoring methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152: 586-601.
2. Gringarten A C (1998) 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, In SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management. OnePetro.

3. Rafiei Y (2016) Real-time well and reservoir management by intelligent well technology, Conference: Petroleum Engineering seminar at Petroleum and Chemical Engineering department of American University of Beirut.
4. Al-Buraikan M M, Al-Hashim H S, Issaka M B, Al-Yousef H Y (2013) Pressure transient analysis of data from permanent downhole gauges, In SPE Digital Energy Conference, OnePetro.
5. Al-Khaldi H A, Al-Obathani O H, Anisur Rahman, N M (2017) A thorough investigation into the transient-pressure data from horizontal oil wells equipped with electrical submersible pumps, In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, OnePetro.
6. Camilleri L, Al-Hussainee N, Al-Janabi M, Al-Jorani M, Kamal Aal Najar M, Ayoub J (2021) Delivering pressure transient analysis during drawdown on ESP wells: case studies and lessons learned, In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, OnePetro.
7. Al Qahtani A M, Al Qahtani M (2018) Adding more value in the downturn time from digital oil field; what is more to leverage?. In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, OnePetro.
8. Liang X, Faried S O, Ilochonwu O (2010) Subsea cable applications in electrical submersible pump systems, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 46, 2: 575-583.
9. Denney D (2012) Heavy-oil well testing with an ESP, Offshore UK. *Journal of Petroleum Technology*, 64, 03: 94-99.
10. Sharifi M (2017) Basics of well testing book, Amirkabir University of Technology Publications, Tehran.