

# مطالعه یکپارچه مخزن با استفاده از تحلیل چاه‌آزمایی دی‌کانولوشن و داده‌های نمودارگیری چاه در یک مخزن گاز میعانی کربناته

رویا گراوند<sup>۱</sup>، علی نغمی<sup>۱\*</sup> و مژگان عباسی<sup>۲</sup>

۱- گروه مهندسی نفت، پردیس بین‌المللی کیش، دانشگاه تهران، ایران

۲- انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۴/۲۸ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۷/۲۷

## چکیده

تحلیل درست نتایج حاصل از آنالیز و تفسیر داده‌های میدانی مختلف از جمله داده‌های چاه‌آزمایی و نمودارگیری چاه نقش منحصر به فردی در ارزیابی و پیش‌بینی عملکرد چاه/مخزن، بهینه‌سازی طرح توسعه میدان، مدیریت صحیح مخزن و بهینه‌سازی نگهداشت تولید مخزن/میدان دارد. بدین منظور، مطالعه یکپارچه مخزن، ایجاد کار تیمی در مراکز تحقیقاتی و صنعت نفت و ارتباط بین تخصص‌های مختلف مهندسی نفت از جمله پتروفیزیک، مهندسی مخزن و مهندسی بهره‌برداری اهمیت به‌سزایی در نیل به این اهداف دارد. در این مقاله، داده‌های میدانی برداشت شده از یک حلقه چاه ارزیابی/عمودی میدان عظیم گاز میعانی کربناته پارس جنوبی شامل نمودارهای پتروفیزیکی، داده‌های تست فشار سازندی، داده‌های چاه‌آزمایی و نمودارهای تولید به‌طور جداگانه آنالیز و تفسیر شدند. سپس به‌منظور دستیابی به نتایج قابل اعتمادتر و با عدم قطعیت کمتر و همچنین شفاف‌سازی ابهامات، نتایج حاصل از تفسیر و آنالیز داده‌های مورد مطالعه در کنار هم قرار داده شده و یکپارچه‌سازی تحلیل‌ها انجام گرفت. نتایج یکپارچه‌سازی آنالیز داده‌ها بیانگر رفتار لایه‌ای یا ناهمگن مخزن است و مخزن به سه زون بالایی و میانی و پایینی تقسیم‌بندی گردید، این زون‌ها خواص مخزنی، تحرک‌پذیری و پروفایل تولیدی متفاوتی از همدیگر دارند. زون میانی ۸۵٪ سهم مشارکت در تولید را به خود اختصاص می‌دهد و از بالاترین کیفیت مخزنی و بالاترین میزان تحرک‌پذیری برخوردار است. داده‌های چاه‌آزمایی به دو روش مشتق فشار و تکنیک دی‌کانولوشن آنالیز شدند به‌طوری‌که ظهور دو جریان شعاعی روی نمودارهای مشتق فشار نیز رفتار لایه‌ای مخزن را تایید نمود. نتایج تکنیک دی‌کانولوشن، مشاهده رژیم جریانی مرزی در زمان‌های پایانی/گسل محدود احتمالی را مقدور نمود. علاوه‌بر این، عملیات اسیدکاری تحریک چاه انجام شده در حین چاه‌آزمایی نیز ارزیابی شد به‌طوری‌که رفتار لایه‌ای مخزن، دو لایه با ضریب پوسته متفاوت ۹/۸ و ۰/۶ ملاحظه گردید. با این وجود، یکپارچه‌سازی داده‌های میدانی مختلف در مخزن مورد مطالعه بسیار چالش‌برانگیز بود.

کلمات کلیدی: مطالعه یکپارچه مخزن، چاه‌آزمایی، دی‌کانولوشن، نمودارگیری، گاز میعانی کربناته.

## مقدمه

اعتمادی را ارائه می‌کند اما شعاع بررسی در هنگام بستن چاه کوتاه است. به عبارت دیگر، مدت زمان تست‌های انباشت فشار جهت دستیابی به اثرات مرزهای مخزن / گسل‌ها<sup>۱</sup> به اندازه کافی طولانی نیست. برای غلبه بر این مساله، محققین تکنیک دی‌کانولوشن را برای آنالیز فشار گذرا ارائه داده‌اند. این تکنیک می‌تواند با تبدیل کل داده‌های بازه زمانی تست‌های انداخت فشار و ساخت فشار به یک تک تست با دبی جریان ثابت، محدوده زمانی داده‌های در دسترس برای آنالیز فشار گذرا را نسبت به داده‌های ثبت شده اولیه در حین چاه‌آزمایی افزایش دهد و امکان دستیابی به اثرات رژیم جریانی مرزی در زمان‌های پایانی تست را فراهم نماید. با این وجود، این تکنیک در مثال‌های میدانی واقعی به‌ندرت توسط مهندسين مورد استفاده قرار می‌گیرد به‌طوری‌که استفاده کاربردی از این تکنیک در آنالیز چاه‌آزمایی به‌کار رفته در این مقاله دستاورد مهمی محسوب می‌شود. مطالعات مختلفی توسط محققین در خصوص تلفیق یا یکپارچه‌سازی نتایج داده‌های مخزنی و آنالیز دی‌کانولوشن، ارائه گردیده است که در این تحقیق به برخی از آنها اشاره می‌گردد. Guo و Hong، با استفاده از نتایج چاه‌آزمایی مرسوم و نمودارهای تولید روشی برای تخمین پارامترهای چاه و مخزن به‌صورت مجزا در هر کدام از لایه‌های مخازن چندلایه ارائه نمودند که کاربرد روش آنها به‌طور موفقیت‌آمیزی در چندین مثال میدانی تست گردید [۱]. Rahman و Nooruddin جریان متقاطع بین دو لایه مخزنی مجاور که از طریق نشی پست سیمان لوله جداری در تبادل بودند را در طی تست فشار گذرا در یکی از دو لایه مخزنی تشخیص داده و کمی‌سازی نمودند [۲].

تعیین خواص سنگ و سیال مخازن هیدروکربوری، برای بهینه‌سازی مدیریت عملکرد مخزن ضروری است. بدین منظور، ابزارها و روش‌های مختلفی توسط مهندسين نفت برای مطالعه مخزن استفاده می‌گردد که اغلب هر کدام به‌طور مجزا به‌کار می‌روند. تجربه چند رشته‌ای در زمینه مشخصه‌سازی مخزن<sup>۱</sup> نشان داده است که تحلیل هر کدام از داده‌های میدانی از جمله داده‌های آزمایش چاه و داده‌های نمودارگیری به‌طور جداگانه، در اکثر موارد رضایت‌بخش نیست و ابهاماتی را در بردارد. بنابراین برای رفع ابهام و صحت‌سنجی تحلیل‌ها، نتایج حاصل از آنالیز و تحلیل یک مجموعه داده مخزنی بایستی با نتایج تفسیر سایر داده‌های تکمیلی مخزن راستی‌آزمایی و تأیید گردد. در این مقاله برای مطالعه دقیق‌تر مخزن، رویکرد یکپارچه‌سازی نتایج آنالیز و تفسیر داده‌های مختلف میدانی شامل داده‌های تست فشار سازندی، نمودارهای پتروفیزیکی، نمودارهای تولید و آزمایش ساق مته در یک مخزن گاز میعانی کربناته ارائه می‌گردد.

از طرف دیگر، پیچیدگی رفتار چاه‌آزمایی مخازن گاز میعانی کربناته لایه‌ای می‌تواند باعث شود پاسخ فشار حاصل از چاه‌آزمایی این مخازن تحت تاثیر توزیع فازی مجدد، تغییرات ناگهانی در دبی، دبی متغییر و اثر انبارش چاه<sup>۲</sup> قرار گیرد. در نتیجه داده‌های چاه‌آزمایی تست انداخت فشار<sup>۳</sup> معمولاً بسیار نویزی شده، به‌طوری‌که به‌دست آوردن و محاسبه پارامترهای چاه و مخزن و یا تشخیص اثرات مرزهای مخزن با استفاده از آنالیزهای تست مرسوم<sup>۴</sup> میسر ناست. به‌عبارتی، تنها داده‌های تست انباشت فشار که در دبی جریانی ثابت و زمان بسته بودن چاه ثبت می‌شوند، در آنالیز تست فشار گذرا مورد استفاده قرار می‌گیرند. اگرچه تفسیر داده‌های انباشت فشار بخاطر عدم قطعیت‌های کمتر در اندازه‌گیری دبی، نتایج قابل

1. Multi-Disciplinary Reservoir Characterization
2. Wellbore Storage Effects
3. Draw Down
4. Conventional Well Test Analysis
5. Boundary Dominated Effects / Faults

به صورت مجزا مورد بحث قرار می‌گیرد. در انتها، به تحلیل و یافته‌های حاصل از یکپارچه‌سازی نتایج تفسیر داده‌های مختلف پرداخته می‌شود و نهایتاً اهم نتایج مطالعه ارائه می‌گردد.

### روش کار

در این مقاله جهت آنالیز چاه‌آزمایی، تفسیر نمودارهای تولید و نمودارهای پتروفیزیکی از نرم‌افزارهای تخصصی مهندسی نفت شامل Ecrin-Saphir، Geolog و Emeraude استفاده شد. هر کدام از داده‌های مخزنی اخذ شده از چاه هدف آنالیز شده و نتایج آنها به‌طور جداگانه ارائه گردید. سپس به‌منظور انطباق نتایج حاصل از هر کدام از ابزارهای مخزنی با یکدیگر و دستیابی به یافته‌های دقیق‌تر، یکپارچه‌سازی نتایج همه تفسیرها در راستای هم انجام شد. مدل‌های آنالیز تست فشار گذرا براساس شرایط مرزی داخلی ثابت هستند. درحالی‌که ثابت نگه داشتن دبی جریانی چاه در طی عملیات چاه‌آزمایی، کار آسانی نیست. بنابراین، تنها دوره‌های تست ساخت فشار در آنالیز چاه‌آزمایی استفاده می‌شوند زیرا پاسخ فشار اندازه‌گیری شده منطبق بر دبی‌های متغییر است. برای استفاده از کل داده‌های تست (تست‌های ساخت فشار و انداخت فشار<sup>۱</sup>)، تکنیک دی‌کانولوشن یک راه‌حل برای فائق آمدن بر این مسئله ارائه می‌دهد که کل فواصل زمانی تست را به یک تک تست انداخت فشار دبی ثابت تبدیل می‌کند [۵]، ۷، ۱۰-۱۳]. در تئوری سیگنال، دی‌کانولوشن به مسئله‌ای اطلاق می‌گردد که در آن سیگنال ورودی (پاسخ فشار دبی ثابت) معلوم بوده و مدل و سیگنال خروجی مجهول باشد [۹].

Clarkson یک مطالعه یکپارچه برای ارزیابی مخازن گازی غیرمتعارف ارائه نمود [۳]. Noah و Shazly از تلفیق تفسیر داده‌های نمودارگیری چاه و نتایج آنالیز مغزه برای آنالیز خواص پتروفیزیکی در یک مخزن ماسه‌سنگی نفتی استفاده نمودند [۴]. Kgogo برای بررسی عملیات ترمیمی مهار آب<sup>۱</sup> در یک مخزن لایه‌ای گاز میعانی از ترکیب آنالیز تست چاه با به‌کارگیری تکنیک دی‌کانولوشن و داده‌های نمودارگیری تولید استفاده نمود [۵]. Gringarten استفاده کاربردی از دی‌کانولوشن را ارائه کرد که تا آن زمان به‌ندرت توسط مهندسين در تحلیل چاه‌آزمایی مورد استفاده قرار می‌گرفت [۶]. ILK و همکاران و ILK الگوریتم بی‌اسپلین دی‌کانولوشن را در چندین مثال میدانی از جمله داده‌های فشار متأثر از انبارش چاه<sup>۲</sup>، آزمایش دبی چندگانه<sup>۳</sup>، داده‌های فشارسنج دائمی درون‌چاهی<sup>۴</sup> و داده‌های تولید اعمال نمودند [۷ و ۸]. پیشینه تحقیق نشان می‌دهد تاکنون مطالعه‌ای در زمینه یکپارچه‌سازی نتایج تفسیر مجموعه‌ای از انواع مختلف نمودارهای درون‌چاهی و آزمایشات ساق مته تک لایه در مخازن بویژه مخزن گاز میعانی عظیم کربناته پارس جنوبی صورت نگرفته است که بیانگر نوآوری این تحقیق است. در این مقاله، هدف اصلی ارائه یک مطالعه یکپارچه و مشخصه‌سازی مخزن با استفاده از تلفیق مجموعه‌ای از اطلاعات میدانی شامل آزمایش ساق مته<sup>۵</sup> به‌عنوان ابزار چاه‌آزمایی، تست فشار سازندی، نمودارهای تولید و نمودارهای پتروفیزیکی برداشت شده در میدان است. به‌منظور تشخیص بهتر رفتار مخزن و همچنین امکان مشاهده اثرات مرزی مخزن، داده‌های چاه‌آزمایی علاوه‌بر روش مشتق فشار، توسط تکنیک دی‌کانولوشن نیز آنالیز گردیدند. در ادامه، ابتدا نرم‌افزارهای مورد استفاده برای آنالیز اطلاعات و روش دی‌کانولوشن ارائه می‌گردد. سپس نتایج تفسیر اطلاعات نمودارگیری و آزمایش تست ساق مته ثبت شده در یک حلقه چاه ارزیابی/عمودی واقع در میدان پارس جنوبی،

1. Remedial Water Shut-off Operation
2. Wellbore Storage Dominated Pressure Data
3. Multi-rate Test
4. Permanent Downhole Gauge Data
5. Drill Stem Test (DST)

مخزن گاز میعانی پارس جنوبی آنالیز گردیدند. بازه مخزنی از عمق ۲۹۰۹-۳۰۲۷ m است که به صورت کامل از عمق ۲۹۲۰-۳۰۱۵ مشبک کاری شده است، ضخامت مخزن نیز حدود ۱۱۸ m است (جدول ۱). پس از آنالیز داده‌ها، ابتدا نتایج تفسیر هر کدام از داده‌های تست فشار سازندی و نمودارهای پتروفیزیکی، تحلیل چاه‌آزمایی و تفسیر نمودارهای تولید به‌طور مجزا ارائه می‌گردد. سپس یافته‌های حاصل از یکپارچه‌سازی و تلفیق نتایج تفسیر داده‌های مخزنی مختلف در کنار یکدیگر مورد بحث قرار می‌گیرند.

#### تفسیر تست فشار سازندی و نمودارهای پتروفیزیکی

تست فشار سازندی برای ثبت فشار ته چاهی<sup>۳</sup> در چاه رانده شده است. شکل ۱ کل ۱۴ نقطه تست به‌همراه نمودارهای پتروفیزیکی شامل مقاومت، لیتولوژی، نمودار تخلخل را در طول بازه نمودارگیری حفره باز<sup>۴</sup> نشان می‌دهد.

مدل دی‌کانولوشن فشار/دبی با استفاده از انتگرال معروف کانولوشن ارائه می‌گردد:

$$p(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau) (dp_u(t-\tau)) / dt d\tau \quad (1)$$

در معادله فوق،  $p(t)$  و  $q(t)$  به ترتیب برابر فشار اندازه‌گیری شده و دبی جریانی معادل آن است. فشار اولیه مخزن<sup>۱</sup> نیز با نماد  $p_0$  نشان داده شده است، نمودار دی‌کانوالو شده  $p_u(t)$  برابر پاسخ فشار تست انداخت فشار دبی واحد/ ثابت<sup>۲</sup> است [۱۶-۱۴]. در این مطالعه، داده‌های چاه‌آزمایی با هر دو روش مشتق فشار و دی‌کانولوشن دبی متغییر آنالیز گردیدند.

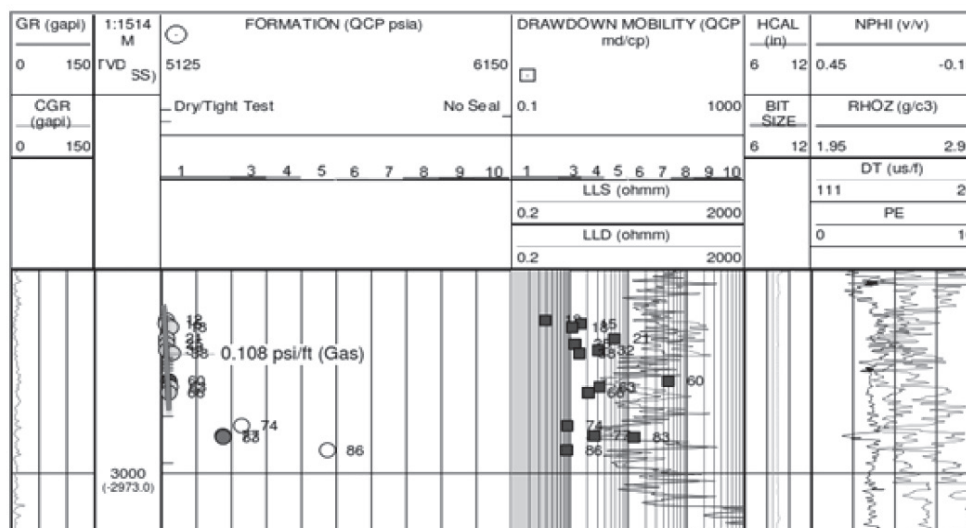
#### نتایج و بحث

##### داده‌های مورد استفاده

در این تحقیق، مجموعه داده‌های برداشت شده از لایه مخزنی یک چاه ارزیابی/ عمودی واقع در

جدول ۱ مشخصات مخزن مورد مطالعه

بازه مشبک کاری (m)	ضخامت مخزن (m)	عمق لایه مخزن (m)	چاه مورد مطالعه
۳۰۱۵-۲۹۲۰	۱۱۸	۳۰۲۷-۲۹۰۹	عمودی/ ارزیابی



شکل ۱ نقاط تست حاصل از تست فشار سازندی به‌همراه نمودارهای پتروفیزیکی حفره باز

1. Reservoir Initial Pressure
2. Unit /Constant Rate Drawdown Pressure Response
3. Sand-Face Pressure
4. Open Hole Logging Interval

آزمایش جریان پس از جریان<sup>۱۱</sup> و در انتها تست ساخت فشار نهایی<sup>۱۲</sup> روی نمودار تاریخچه آزمایش ساق مته دیده می‌شود.

برای آنالیز تست فشار گذرا از نرم‌افزار Ecrin-Saphir استفاده گردید. داده‌های ورودی به نرم‌افزار چاه‌آزمایی شامل داده‌های پاسخ فشار ثبت شده مربوط به فشارسنج درون چاهی ابزار تست ساق مته (DST)، دی‌های جریانی متغییر و ثابت حاصل از ثبت در کاهنده‌های متغییر و ثابت<sup>۱۳</sup>، شعاع چاه، تخلخل مخزن، ضخامت زون تولیدی، خصوصیات سیال تولیدی چاه و پارامترهای مخزن از جمله فشار و دمای مخزن، تراکم‌پذیری سازند و وزن مخصوص<sup>۱۴</sup> گاز است. داده‌های چاه‌آزمایی به هر دو روش مشتق فشار و تکنیک دی‌کانولوشن آنالیز شدند که در ادامه به نتایج و تحلیل حاصل از هر دو روش پرداخته می‌شود.

#### نتایج روش مشتق فشار و تکنیک دی‌کانولوشن

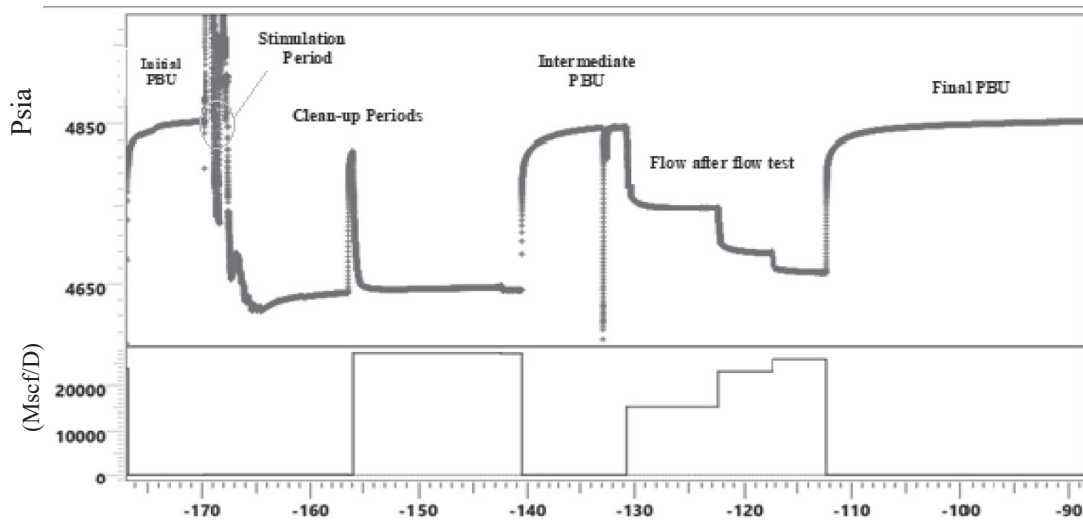
بعد از عملیات تحریک چاه، سه تا دوره تست ساخت فشار (تست‌های ساخت فشار اولیه، میانی و نهایی) ثبت شده است که در تحلیل چاه‌آزمایی مورد استفاده قرار گرفتند. در آزمایشات ساخت فشار اولیه و نهایی، چاه از سطح بسته شد. به همین دلیل در مقایسه با آزمایش ساخت فشار میانی که چاه در آن از پایین<sup>۱۵</sup> بسته شده است، اثر انبارش چاه<sup>۱۶</sup> بزرگتری را نشان می‌دهند (شکل ۳ الف).

این پلات (از چپ به راست) نمودار اشعه گاما<sup>۱</sup> در ستون ۱، سپس عمق عمودی واقعی<sup>۲</sup> در ستون ۲، فشار کواتز سازند<sup>۳</sup> (QCP) در ستون ۳، تحریک‌پذیری انداخت فشار<sup>۴</sup> با نقاط آبی رنگ و نمودارهای مقاومت در ستون ۴، و نمودارهای نوترون، ضریب فتوالکتریک و چگالی<sup>۵</sup> در ستون ۵ را به نمایش می‌گذارد. نتایج تفسیر نشان داد که بیشتر نقاط تست دارای تحرک‌پذیری نسبتاً بالایی هستند اما فاصله عمقی m ۲۹۶۸-۲۹۷۲ بالاترین میزان تحرک‌پذیری را بردارد. همان طوری که در ستون شماره ۳ ملاحظه می‌شود، گرادیان گاز<sup>۶</sup> ۰/۱۰۸ پام بر فوت روی نقاط تست اعمال شده است. کیفیت نقاط تست در فاصله عمقی m ۲۹۴۵-۲۹۷۲ نیز متوسط است. زیر عمق m ۲۹۸۰، نقاط تست پراکنده هستند و امکان اعمال خط گرادیان به نقاط وجود ندارد. با استفاده از نتایج تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی می‌توان استنباط کرد که لایه مخزنی مورد مطالعه عمدتاً از دولومیت، آهک و درصد بسیار کمی اندریت تشکیل شده است. این نتایج در امتداد با تفسیر داده‌های تست فشار سازندی، باعث تقسیم‌بندی لایه مخزنی به سه تا زون کوچکتر<sup>۷</sup> (بالای، میانی، پایینی) گردید. زون میانی (عمق m ۲۹۴۵-۲۹۷۲) از بالاترین کیفیت مخزنی برخوردار است و عمدتاً از دولومیت و آهک تشکیل گردیده است (ستون ۵ شکل ۱).

#### آنالیز داده‌های چاه‌آزمایی

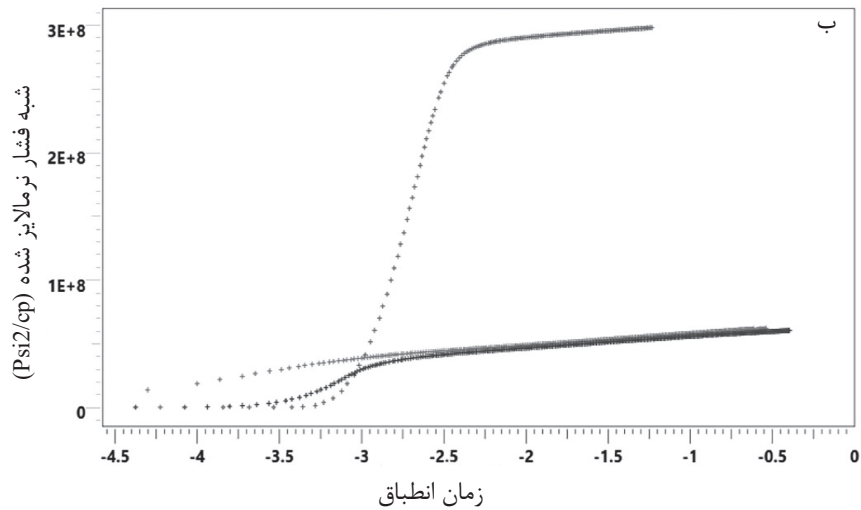
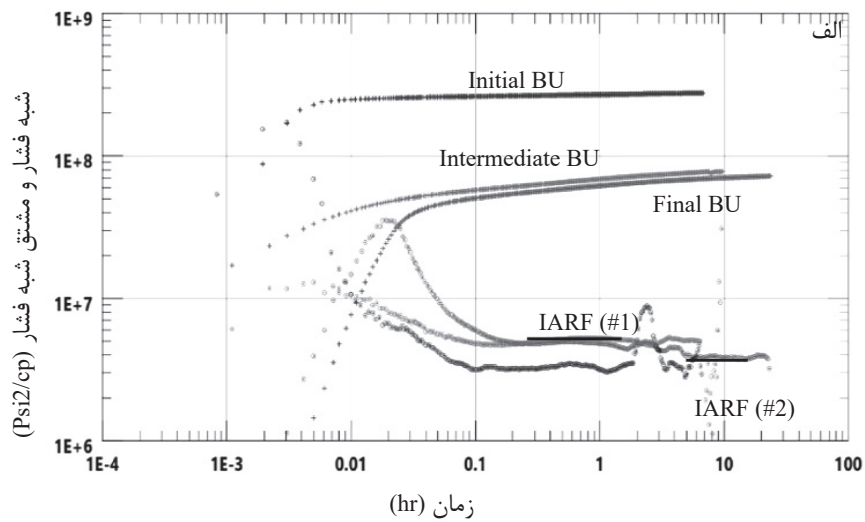
چاه‌آزمایی/آزمایش ساق مته تک لایه برای تعیین پارامترهای چاه و مخزن (محصول kh، ضریب پوسته، فشار مخزن) و همچنین، مشخصه‌سازی رفتار مخزن شامل لایه‌بندی، ناهمگنی و شناسایی رژیم‌های جریانی در چاه انجام گردید. علاوه بر این، برای برطرف کردن آسیب سازندی، عملیات تحریک چاه در حین آزمایش ساق مته نیز اجرا شده است. همان طوری که در شکل ۲ قابل مشاهده است بعد از عملیات تحریک چاه ۸، به ترتیب دوره تمیزسازی بعد از اسیدکاری<sup>۸</sup>، تست ساخت فشار میانی<sup>۱</sup>،

1. Gamma Ray (GR)
2. True Vertical Depth
3. Formation Quartz-Pressure
4. Drawdown Mobility
5. Neutron, Photoelectric (PE) and density
6. Gas Gradient
7. Sub-Zone
8. Acid Treatment Job
9. Post-acid Clean-up
10. Intermediate Build up
11. Flow After Flow Test
12. Final Build Up
13. Variable and Fixed Chokes
14. Specific Gravity
15. Downhole
16. Wellbore Storage Effects



فشار (Psi)، نرخ تولید گاز (Mscf/D) در مقابل زمان (hr)

شکل ۲ پلات تاریخچه آزمایش ساق مته



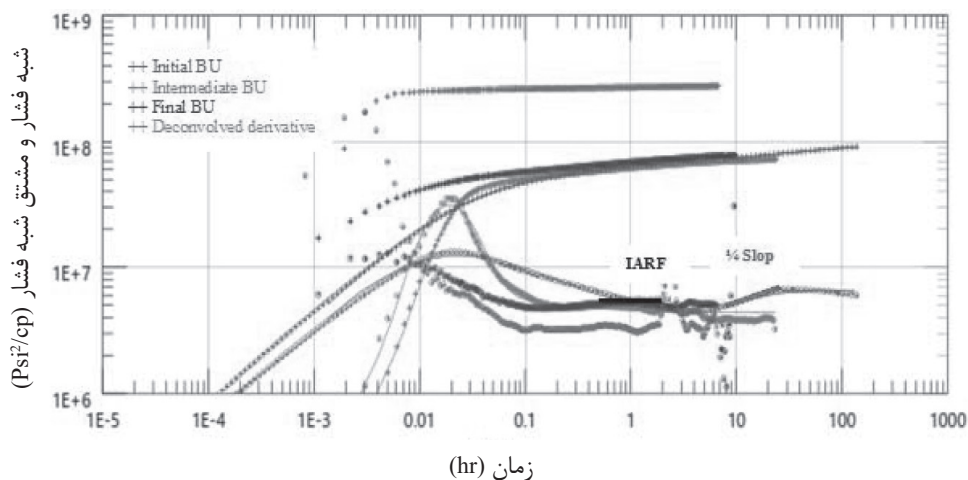
شکل ۳ نمودار لگاریتمی فشار و مشتق فشار (الف) و نمودار نیمه لگاریتمی (ب)

تخمین زده شد، که بیانگر ضریب پوسته بالا در یکی از لایه‌ها است. محصول kh کل برای سیستم مخزن، حدود ۳۵۰۰ mD فوت تخمین زده شد. آنالیز دی‌کانولوشن برای اعتبارسنجی و تایید نتایج روش مشتق فشار انجام شد (شکل ۴). نمودار مشتق فشار دی‌کانوالو شده طول بازه زمانی داده‌های فشار دبی ثابت اصلی را از ۲۴ h به ۱۴۰ h افزایش داد که مشاهده رژیم جریان مرزی در زمان‌های پایانی<sup>۲</sup>، اثر احتمالی گسل را مقدور نمود. بر اساس اطلاعات حفاری در برخی از چاه‌های انحرافی اطراف این چاه ارزیابی، آثار گسل محدود احتمالی دیده شد به طوری که در حین حفاری برخی از سازندها با هرزروی و جریان<sup>۳</sup> شدید گل مواجه شده‌اند و مشکلاتی در حین حفاری چاه ایجاد نموده‌اند. این امر می‌تواند تایید کننده اثر احتمالی گسل مشاهده شده روی نمودار مشتق فشار دی‌کانوالو شده باشد.

#### تفسیر نمودارهای تولید

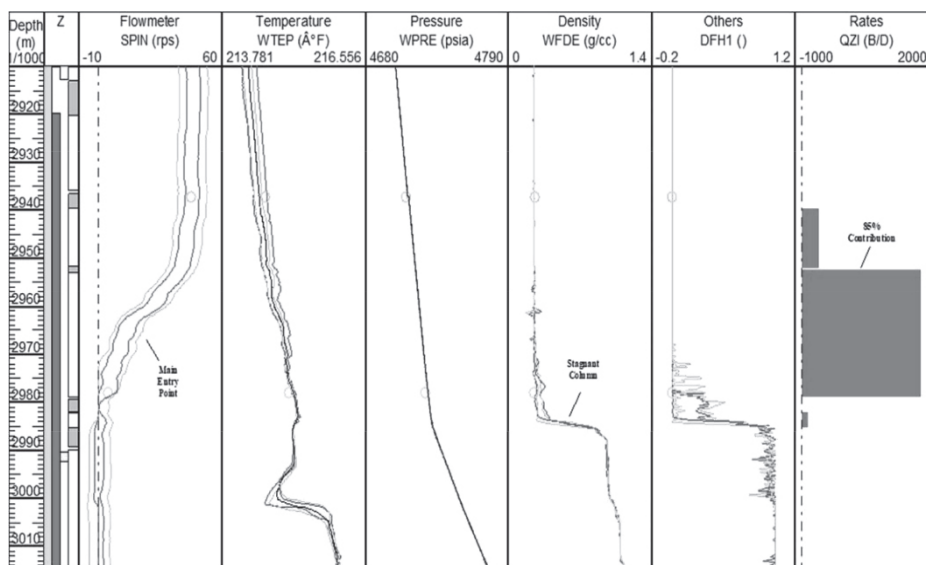
به منظور تعیین سهم مشارکت<sup>۴</sup> هر کدام از زون‌های مخزنی و دستیابی به پروفایل جریانی<sup>۵</sup> چاه، نمودارگیری تولید نیز در حین آزمایش ساق مته در چاه رانده شد (شکل ۵).

جدایش زیاد بین نمودارهای افت فشار قبل و بعد از اسیدکاری در هر دو نمودارهای لگاریتمی و نیمه لگاریتمی معرف ضریب پوسته مثبت بزرگ قبل از عملیات تحریک چاه است (شکل ۳ الف و ب). بعد از اسیدکاری، ضریب پوسته کل از ۳۳ به ۱/۲ کاهش یافت. جریان شعاعی در تست ساخت فشار میانی در مقایسه با تست‌های ساخت فشار نخستین و نهایی که تحت تأثیر اثر انبارش چاه قرار گرفته بودند، در زمان زودتری اتفاق افتاد (شکل ۳ الف). در تست ساخت فشار نهایی با طول دوره ۲۴ h، جریان شعاعی دو بار روی نمودارهای مشتق فشار در زمان‌های پایانی قابل مشاهده است. با این وجود، برای اطمینان بایستی با سایر داده‌های مخزنی تایید گردد. علاوه بر این، طول دوره آزمایشات ساخت فشار نخستین و میانی کوتاه است و مشاهده رفتار ناهمگن مخزن روی آنها امکان پذیر نیست. مدل تفسیر آزمایش ساخت فشار نهایی به عنوان مدل دولایه<sup>۱</sup> و با دو محصول kh متفاوت در نظر گرفته شد. فشار متوسط مخزن حدود ۴۸۶۰ پام تخمین زده شد که بالای فشار نقطه شبنم در میدان مورد مطالعه است و جریان به صورت تک فاز است. ضریب پوسته برای هر زون ۰/۶ و ۹/۸



شکل ۴ رژیم جریانی مرزی یا اثر احتمالی گسل روی نمودار مشتق فشار دی‌کانوالو شده

1. Two-Layers Model
2. Late Times
3. Loss and Flow
4. Zonal Contribution
5. Flow Profile



شکل ۵ پلات تفسیر نمودارهای تولید و مشاهده رفتار لایه‌ای مخزن (حالت جریان<sup>۱</sup>)

می‌دهد. در واقع این زون از بالاترین کیفیت مخزنی برخوردار است و بیشترین میزان سهم مشارکت در تولید را بر عهده دارد. که با نتایج نمودارهای پتروفیزیکی و تست فشار سازندی همخوانی دارد. اثر این ناهمگنی<sup>۸</sup> روی نمودارهای مشتق فشار آنالیز چاه‌آزمایی نیز قابل مشاهده است. سهم تولید زون ۲۹۴۰-۲۹۵۲ حدود ۱۱٪ می‌باشد و بالاترین و پایین‌ترین زون لایه هیچ‌گونه مشارکتی در تولید ندارند (جدول ۲).

#### یافته‌های مطالعه یکپارچه داده‌های مخزنی

همان‌طوری که قبلاً گفته شد، جریان شعاعی در دو بازه زمانی مختلف<sup>۹</sup> روی نمودار مشتق فشار تست ساخت فشار نهایی ظاهر گردید که حاکی از رفتار چندلایه مخزن<sup>۱۰</sup> با دو محصول kh و ضریب پوسته متفاوت است اما رژیم جریانی مرزی قابل مشاهده نیست.

براساس نمودارهای چگالی، دی‌الکتریک<sup>۱</sup> و نمودارهای دما و گرادیان فشار، یک ستون راکد آب<sup>۲</sup> در ته چاه و زیر عمق ۲۹۸۵ m مشاهده گردید که با تغییر شدید/ ناگهانی<sup>۳</sup> در گرادیان فشاری قابل تشخیص است. در زیر این عمق، عدد چگالی به حدود ۱ g/cc و دی‌الکتریک به حدود ۱ می‌رسد. نمودار دما، جریان متقاطع رو به بالا<sup>۴</sup> از زون پایینی به سمت زون میانی<sup>۵</sup> لایه را نشان می‌دهد. این تبادل جریان بین زون‌های مختلف لایه مخزن حاکی از اختلاف فشار بین آنها (جریان متقاطع از زون پرفشار به زون کم فشار) می‌باشد. تبادل جریان بین لایه‌ای به مرور زمان باعث تخلیه بیشتر زون‌های پرفشار می‌گردد و در طی زمان فشار متوسط مخزن در این زون‌ها خیلی بیشتر افت می‌کند. اثر تبادل جریان بین لایه‌ای و جریان متقاطع روی نمودارهای تولید، به صورت تولید از لایه پرفشار و تزریق به لایه کم فشار دیده می‌شود. اگر نرخ جریان متقاطع بین لایه‌ای در طی زمان زیاد گردد، فشار متوسط مخزن که در طی ثابت و آنالیز داده‌های تست فشار گذرا تخمین زده می‌شود نیز ممکن است کمتر از میزان واقعی آن نشان داده شود. زون مخزنی با عمق ۲۹۷۹-۲۹۵۳، سهم مشارکت حدود ۸۵٪ از تولید ته‌چاهی<sup>۷</sup> را به خود اختصاص

1. Water Hold-up
2. Stagnant Column
3. Sharp Change
4. Upward Crossflow
5. Middle Zone
6. Flowing Survey
7. Downhole Zonal Contribution
8. Heterogeneity Effect
9. Two Radial Flow Stabilization
10. Multi-Layered Reservoir Behaviour



جدول ۲ سهم تولید درون چاهی<sup>۱</sup> و درصد مشارکت زون‌های مخزنی مختلف در تولید را نشان می‌دهد

Zones m	Qt res. B/D	Production %	
Upper 2920.1-2935.8	0.00	0.00	
Middle 2940.0-2952.1	2393.59	11.69	
2952.5-2978.8	17302.20	84.52	
2982.2-2985.2	774.81	3.79	
Lower 2989.9-3017.7	0.00	0.00	

مخزن گردید. براساس نمودارهای تولید و تست ساخت فشار، این سه زون پروفایل تولید و میزان تحرک‌پذیری متفاوتی دارند به طوری که زون میانی از بالاترین کیفیت مخزنی برخوردار است، بیشترین میزان سهم مشارکت در تولید را ایفا می‌کند و همچنین میزان تحرک‌پذیری بالاتری دارد. از طرف دیگر، دو جریان شعاعی روی نمودارهای مشتق فشار مشاهده گردید در حالی که جریان شعاعی دوم روی نمودار مشتق فشار دی‌کانوالو شده دیده نشد اما اثر احتمالی گسل در زمان‌های پایانی تشخیص داده شد. همانطوریکه در نتایج تست فشار سازندی ملاحظه می‌گردد، در بالاترین زون جریانی هیچ نقطه تست قابل اعتمادی برای آن وجود ندارد و می‌تواند به‌عنوان مانع/گسل<sup>۸</sup> برای عبور جریان عمل کند به طوری که این اثر گسل احتمالی باعث می‌شود جریان شعاعی دوم در نمودار مشتق فشار تست ساخت فشار نهایی، روی نمودار مشتق فشار دی‌کانوالو شده ظاهر نگردد. در مجموع، نتایج مطالعه یکپارچه مخزن با استفاده از تلفیق نتایج حاصل از آنالیز چاه‌آزمایی و تفسیر نمودارگیری چاه، رفتار ناهمگن/لایه‌ای مخزن و اثرات رژیم جریانی مرزی را تایید نمود. اگرچه، تحلیل مخزن مورد مطالعه بسیار پیچیده می‌باشد.

با این وجود، مشتق فشار دی‌کانوالو شده تشخیص جریان شعاعی را مقدور نمود که در ادامه با یک شیب ۱/۴ و مقداری کمی چرخش<sup>۲</sup> در زمان انتهایی به‌همراه است. این پدیده می‌تواند ناشی از اثر گسل نشست‌دار/محدود<sup>۳</sup> باشد. بنابراین برای رفع عدم قطعیت و ابهام<sup>۴</sup> بین نتایج تحلیل چاه‌آزمایی با استفاده از هر دو روش مشتق فشار و دی‌کانولوشن در چنین مخزن پیچیده‌ای، یکپارچه‌سازی نتایج تست چاه با نتایج تفسیر نمودارگیری مدنظر قرار گرفت. نتایج تفسیر نمودارهای تولید، رفتار مخزنی متفاوتی را در سه زون مجزا نشان می‌دهد که رفتار لایه‌ای مخزن<sup>۵</sup> را پیشنهاد می‌دهد. همانطوری که در جدول ۲ نشان داده شد، این سه زون عبارتند از: (۱) پایین‌ترین بخش مشبک‌کاری و زیر عمق ۲۹۸۵ m. (۲) زون میانی در فاصله عمقی ۲۹۸۵-۲۹۴۰ m، به سه تا زیرزون کوچکتر تقسیم می‌شود که به ترتیب ۱۱، ۸۵ و ۴٪ سهم تولید را به خود اختصاص می‌دهند. (۳) زون بالایی که بالای عمق ۲۹۴۰ m است. به‌عبارت دیگر، نمودارهای تولید رفتار ناهمگن مخزن را تایید می‌کنند. در حالی که زون میانی با داشتن زیرلایه‌های<sup>۶</sup> مختلف با سهم مشارکت متفاوت در تولید، باعث تباین تحرک‌پذیری<sup>۷</sup> بین زیرلایه‌های مختلف می‌گردد. تباین تحرک‌پذیری با نتایج تست فشار سازندی و نمودارهای پتروفیزیکی نیز تایید گردید و زون میانی دارای بالاترین میزان تحرک‌پذیری می‌باشد (شکل‌های ۱ و ۲). به‌طور کلی، یکپارچه‌سازی نتایج تفسیر مجموعه داده‌های مختلف در چاه باعث تایید رفتار لایه‌ای

1. Downhole Zonal Contribution
2. Slightly Rolls Over
3. Limited/Leaky Faults
4. Non-Uniqueness
5. Multi-Layered Reservoir
6. Sub-Layers
7. Mobility Contrast
8. Barrier/Fault

## نتیجه گیری

• زون مخزنی در فاصله ۲۹۷۹-۲۹۵۳ m با ۰.۸۵٪ تولید، بالاترین سهم مشارکت در تولید را به خود اختصاص داد. این زون در برگرنده ضخامت مخزنی با بیشترین میزان تحرک پذیری (۲۹۷۲-۲۹۴۵) می باشد که عمدتاً از لیتولوژی دولومیت- آهک تشکیل شده است.

• ظرفیت جریانی کل برای سیستم مخزن حدود ۳۵۰۰ فوت تخمین زده شد.

• نتایج نشان می دهد ضریب پوسته کل قبل از تحریک چاه به میزان بالایی مثبت بوده است. بعد از اسیدکاری از ۳۳ به ۱/۲ کاهش می یابد که بیانگر عملکرد مناسب عملیات اسیدکاری در زون هدف می باشد. بدین ترتیب مدل مخزنی دولایه برای تحلیل چاه آزمایی در نظر گرفته شد، به طوری که یک لایه ضریب پوسته بالایی دارد و با نتایج نمودارگیری تولید و وجود ستون راکد آب در ته چاه نیز تایید گردید.

• یکپارچه سازی داده های میدانی مورد مطالعه باعث دستیابی به نتایج قابل اعتمادتر و با عدم قطعیت کمتری گردید. این مهم کمک می کند در هنگام پیش بینی عملکرد چاه/ مخزن مورد مطالعه و یا سایر چاه های اطراف<sup>۱</sup> و همچنین طرح توسعه میدان، تصمیمات صحیح تری اتخاذ گردد.

• تکنیک دی کانولوشن و نمودار مشتق فشار دی کانوالو شده، بازه زمانی داده های پاسخ فشار دبی ثابت اولیه<sup>۲</sup> را از ۲۴ h به ۱۴۰ h افزایش داد. در نتیجه، تشخیص رژیم جریانی مرزی در زمان های پایانی و وجود احتمالی اثر گسل را امکان پذیر نمود. رفتار ناهمگن/ هتروژنژ مخزن (سه تا زون شامل پایین عمق ۲۹۸۵ m، زون میانی در فاصله عمقی ۲۹۴۰-۲۹۸۵ m و زون بالایی از عمق ۲۹۴۰ m به بالا) با به کارگیری رویکرد مطالعه یکپارچه مخزن با استفاده از نتایج تحلیل چاه آزمایی و تفسیر نمودارهای چاه تایید گردید.

## مراجع

- [1]. HONG-WEI, Song; GUO-FENG, Yang. Multiple (2016) Flow rate well testing with production logging in determining production formation dynamics parameter, EJGE, 24: 21.
- [2]. Rahman Noor M Anisur, Hasan A Nooruddin (2019) Measuring inter-reservoir cross flow rate through unintended leaks in zonal isolation cement sheaths in offset wells, U.S. Patent, 10: 180, 057.
- [3]. Clarkson CR, Jensen JL, Blasingame T (2011) Reservoir engineering for unconventional gas reservoirs: what do we have to consider?, In North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [4]. NOAH A, Shazly T (2014) Integration of well logging analysis with petrophysical laboratory measurements for nukhul formation at lagia-8 well, Sinai, Egypt, American Journal of Research Communication, 2: 139-166.
- [5]. Kgogo TC (2011) Well test analysis of low permeability medium-rich to rich gas condensate homogeneous and layered reservoirs.
- [6]. Gringarten A C (2010) Practical use of well-test deconVolution, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- [7]. Ilk D (2007) DeconVolution of variable rate reservoir performance data using B-splines, Texas A and M University.
- [8]. Ilk D (2010) Well performance analysis for low to ultra-low permeability reservoir systems: Texas A and M University.
- [9]. Gringarten AC (2008) From straight lines to deconVolution: The eVolution of the state-of-the-art in well test analysis, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 11, 1: 41-62.
- [10]. von Schroeter T, Hollaender F, Gringarten AC (2001) DeconVolution of well test data as a nonlinear total least squares problem, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9, 04: 375-390.
- [11]. Von Schroeter T, Hollaender F, Gringarten AC (2002) Analysis of well test data from permanent downhole gauges by deconVolution, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [12]. Levitan M, Practical Application of Pressure/Rate DeconVolution to Analysis of Real Well Tests. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [13]. Gringarten AC (2008) From straight lines to deconVolution: The eVolution of the state of the art in well test analysis, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 11: 41-62.

1. Nearby Wells

2. Original Constant-Rate Pressure

- [14]. Onur M, Cinar M, Ilk D, Valko PP, Blasingame TA, Hegeman PS (2008) An investigation of recent deconvolution methods for well-test data analysis, SPE Journal, 13, 2: 226-247.
- [15]. Liu W, Liu Y, Han G, Zhang J, Wan Y (2017) An improved deconvolution algorithm using B-splines for well-test data analysis in petroleum engineering, Journal of Petroleum Science and Engineering, 149: 306-314.
- [16]. Ecrin V (2008) 4.02. 05, software, Sophia Antipolis, France, Kappa Engineering.



# Integrated Reservoir Study Using Well-Test Deconvolution Analysis and Well-Logging Data in a Gas Condensate Carbonate Reservoir

Roya Geravand<sup>1</sup>, Ali Nakhaee<sup>1,2\*</sup> and Mojgan Abbasi<sup>2</sup>

1. Department of Petroleum Engineering, Kish International Campus, University of Tehran, Iran

2. Institute of Petroleum Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran

anakhaee@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4223.2916

Received: July/18/2020

Accepted: October/18/2020

## Introduction

Identifying the rock and flow properties of a hydrocarbon reservoir is needed to manage the reservoir performance optimally. Several tools and methods are used by engineers individually to study the reservoir, while this paper suggests an integrated approach for more accurate reservoir study particularly in the complex cases of gas-condensate carbonate reservoirs.

The integration of various data from different resources including wireline formation tester, petrophysical logging, production logging, and drill stem test in gas condensate carbonate reservoirs is quite challenging. The integrated reservoir study has been previously applied in the literature. Experience with multi-disciplinary reservoir characterization has shown that the individual analysis of field data such as well test and logging data particularly in the complicated gas condensate carbonate reservoirs is not always satisfactory and often contains some ambiguities, which need to be confirmed with another complementary data. Furthermore, the complexity of well test analysis in such reservoirs and also the short duration of constant-pressure build-ups, made us to consider the deconvolution approach for analysing the pressure transient data as well, that can increase the

radius of investigation and help to identify the possible boundary effect dominated flow regimes at late times. In this paper, the main objective is to conduct an integrated reservoir study and characterization using a combination set of data including drill stem test (DST) as a well test tool, wireline formation tester, production logging and petrophysical logging from a gas condensate carbonate reservoir in Iran. Consequently, the more reliable results are obtained, which help to come up with a more accurate decision about the well condition and reservoir specification for the well performance prediction and nearby wells/field development plan.

In the following sections, the methodology used in this work is stated first. Afterwards, the individual and integrated well-testing analysis and well logging interpretation in a vertical well in the gas condensate field will be discussed. Finally, the conclusions will be presented.

## Materials and Methods

In this paper, the commercial softwares of Ecrin-Saphir, Emeraude and Geolog for well test analysis, production logging and petrophysical logging interpretation, respectively have been used. In this work, each single reservoir data from the subject

well was individually analysed. Then, the integration of all the interpretation results performed in order to achieve more accurate findings. Well test analysis implemented using both pressure-derivative and variable-rate deconvolution methods. Deconvolution process can convert the observed variable-rate pressure response into a constant-rate pressure response, which makes more data available for analysis in comparison with the original data set [1, 2, 3-6]. The pressure/rate deconvolution model is given by the well-known convolution integral:

$$p(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau) \frac{dp_u(t - \tau)}{dt} \tau d \quad (1)$$

In the equation above,  $p(t)$  and  $q(t)$  are the measured pressure and flow rate, and  $p_0$  is the reservoir initial pressure. The deconvolved curve  $p_u(t)$  corresponds to the constant/unit rate drawdown pressure response [7-9].

### Results and Discussion

A series of data collected from the reservoir layer of an appraisal/vertical well in a gas condensate carbonate reservoir, are analysed here. The reservoir interval is from depth 2909-3027 m (the reservoir thickness is 118 m), which was perforated uniformly from depth 2920-3015 m. In this section, first the interpretation results for the wireline formation tester and petrophysical logging is presented and then the well test analysis and production logging will be discussed as well.

### Integrated Study Findings

As mentioned before, the final BU derivative showed two radial flow stabilization which indicated a multi-layered reservoir behaviour with different skin factor and kh, while the boundary dominated effects could not be seen. However, the deconvolved derivative enabled us to identify one IARF followed by  $\frac{1}{4}$  slope and then slightly rolls over at late time that is possibly an indication of limited/leaky faults. Therefore, to overcome the issue/uncertainty between well test results from both pressure-derivative and deconvolution in such complex reservoir, integration with the well logging interpretation results is taken into account as well.

The production logging interpretation results presented different reservoir behaviour in three distinct zones including (1) the lower part of perforation below depth 2985 m, (2) the middle zone around 2940-2985 (divided into three sub-zone with zonal contribution 11, 85 and 4 percent in production, respectively), and (3) upper zone above 2940 m which suggests to have a multi-layered reservoir. In other words, PL was also presented the heterogeneous behaviour (the porous media with two or more than two storativity and mobility) while one reservoir layer (middle zone) has different sub-layer zonal contribution leading to have mobility contrast between sub-layers. After that,

this mobility contrast confirmed with the results of formation pressure tester and petrophysical logging, which considered the middle zone as the highest mobility zone. The uppermost and the bottommost inflow zones had no contribution in production, particularly the uppermost inflow zone had no reliable test points which could act as a barrier/fault so that this fault effect on deconvolved derivatives did not allow the second IARF in final BU pressure-derivative, to be appeared as well.

To sum up, the integrated well-test and well-log results verified the heterogeneous reservoir behaviour and the possible fault/boundary dominated effects, although it was a very complicated and complex case.

### Conclusions

- The heterogeneous reservoir behaviour (three distinct zones including below depth 2985 m, the middle zone around 2940-2985, and upper zone above 2940 m) was verified by the integrated reservoir study of the well test analysis and well log interpretation results.
- Reservoir zone 2953-2979 with 85 percent production, was the most contributor. It involved the highest mobility zone, 2945-2972 m with limestone-dolomite lithology.
- The total flow capacity for the reservoir system was estimated to be around 3500 md.ft.
- The results showed a high positive total skin factor before stimulation. It reduced from 33 to 1.2 after acidizing, which indicated the good performance of the acid treatment job. Nevertheless, the two-layers reservoir model proposed that one layer had a high skin as it verified by the PL findings that showed a stagnant water column at the bottom of well.
- The deconvolved derivative increased the ROI and duration of original constant-rate pressure from 24 hr to 140 hr, which enabled us to detect the boundary dominated flow regime at late times, probably, to be a limited fault effect.

### Nomenclatures

BU: Build up  
 DST: Drill stem test  
 ROI: Radius of investigation  
 PL: Production logging

### References

1. Kgogo T C (2011) Well test analysis of low permeability medium-rich to rich gas condensate homogeneous and layered reservoirs.
2. Ilk D (2007) Deconvolution of variable rate reservoir performance data using B-splines, Texas A&M University.
3. von Schroeter T, Hollaender F, Gringarten A C (2001) Deconvolution of well test data as a nonlinear total least squares problem, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

4. von Schroeter T, Hollaender F, Gringarten A C (2002) Analysis of well test data from permanent downhole gauges by deconvolution, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
5. Levitan M (2005) Practical application of pressure/rate deconvolution to analysis of real well tests, SPE-84290, SPEREE, 8, 2: 113–121.
6. Gringarten A C (2008) From straight lines to deconvolution: The evolution of the state of the art in well test analysis, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 11, 41-62.
7. Onur M, Cinar M, Ilk D, Valko P P, Blasingame T A, Hegeman P S (2008) An investigation of recent deconvolution methods for well-test data analysis, SPE Journal, 13: 226-247.
8. Liu W, Liu Y, Han G, Zhang J, Wan Y (2017) An improved deconvolution algorithm using B-splines for well-test data analysis in petroleum engineering, Journal of Petroleum Science and Engineering, 149: 306-314.
9. Ecrin V (2008) 4.02. 05, software, Sophia Antipolis, France, Kappa Engineering.