

مدل سازی گسترش افقی لایه بهره ده بر اساس تغییرات پارامترهای پتروفیزیکی مخزن با استفاده از روش تخمین کریجینگ شاخص در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران

فرحناز صابری^۱، فرهاد محمدتراب^۲، کیومرث طاهری^{۳*}

۱- کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

۲- دانشیار گروه اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

۳- کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه یزد، یزد، ایران

*kio.taheri@yahoo.com

دریافت شهریور ۱۳۹۸، پذیرش اسفند ۱۳۹۸

چکیده

بررسی وضعیت توزیع پتانسیل نفتی لایه تولیدی، یکی از راه های مناسب برای کاهش هزینه های حفاری و همچنین دستیابی سریع به مخزن و برداشت بهینه از منابع هیدروکربوری می باشد. هدف از انجام این تحقیق، تخمین پارامترهای تخلخل، اشباع آب، ضخامت و در نهایت دست یابی به وضعیت پتانسیل لایه تولیدی در یکی از میدان های نفتی جنوب غرب، در ۵۰ کیلومتری شمال بندر گناوه می باشد. لذا با توجه به داده های به دست آمده از ۷۶ حلقه چاه گسترشی این میدان و استفاده از روش های زمین آماری، تغییرپذیری پارامترهای پتروفیزیکی مخزن به کمک عملیات واریوگرافی مدلسازی شده و با بهره گیری از روش کریجینگ معمولی، مقادیر پارامترهای ذکر شده در سراسر میدان تخمین زده شد. در ادامه با به کارگیری روش کریجینگ شاخص، مرزهای میدان به منظور بدست آوردن محدوده دقیق لایه بهره ده و حجم نفت در جای مخزن، مشخص شد و در نهایت با در نظر گرفتن سطح احتمال ۸۰٪ محدوده قطعی لایه تولید در مدل بلوکی مشخص و حجم هیدروکربور در جای مخزن در این لایه معادل ۱۴۷/۵ میلیون فوت مکعب برآورد گردید.

کلمات کلیدی: پارامترهای پتروفیزیکی، زمین آمار، کریجینگ شاخص، لایه تولیدی، میدان نفتی جنوب

سرشت نمایی مخزن یکی از مهمترین عملکردها در مدیریت تولید و توسعه ذخایر مخزنی میداین نفتی به شمار می رود. یکی از روش های جدید ارزیابی ذخایر هیدروکربنی، روش های زمین آماری^۱ است. در حال حاضر علم زمین آمار یکی از روش های تخمین و مدلسازی مخزن بوده که طیف وسیعی از روش های مختلف مانند کریجینگ ساده^۲، کریجینگ معمولی^۳، کریجینگ شاخص^۴ و شبیه سازی^۵ را شامل می شود [۲۰]. بطور کلی تخمین زمین آماری فرآیندی است که طی آن با توجه به مقدار مشخص یک کمیت در نقاطی با مختصات معلوم می توان مقدار آن کمیت را در نقاط دیگری با مختصات مختلف بدست آورد. کریجینگ یک روش تخمین است که بر منطق متحرک وزن دار استوار است که بهترین تخمینگر خطی نااریب می باشد. در بررسی مخازن هیدروکربوری، ارزیابی صحیح پارامترهای پتروفیزیکی مخزن از اهمیت ویژه ای برخوردارند و در تعیین کیفیت مخزن تاثیر به سزایی دارند [۱]. تاکنون بررسی های زیادی با استفاده از روش های زمین آماری در خصوص ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی مخازن صورت گرفته است. به عنوان مثال کمالی و دیگران با استفاده از داده های ۹ حلقه چاه و تخمین کریجینگ و شبیه سازی گوسی متوالی و ارائه یک مدل استاتیک سه بعدی از ویژگی های ساختمانی، چینه شناسی و پتروفیزیکی یکی از مخازن جنوب ایران، پس از مقایسه نتایج حاصل نتیجه گرفتند که روش گوسی متوالی نسبت به کریجینگ در مدل سازی پارامترهای پتروفیزیکی قابل قبول تر بوده است [۱۴]. چابک و همکاران با استفاده از روش زمین آماری مولتیمین اقدام به تفسیر بطور همزمان پارامترهای تخلخل، تراوایی و میزان حجم شیل در لایه ی تولیدی مخزن نفتی شدند، که آنالیز داده های مغزه این تخمین را تایید نموده است. با استفاده از این روش موفق شدند مقادیر میانگین تخلخل و تراوایی بترتیب ۰.۳ و ۲۵.۱۳ میلی داری برای مخزن مورد بررسی بدست آورند [۱۲]. کایوانی نژاد و طباطبائی شبیه سازی پارامترهای پتروفیزیکی را با استفاده از روش SGS در میدان منصوری انجام دادند و نتایج نقشه های شبیه سازی آنها نشان داد که با توجه به میزان تخلخل و اشباع آب بدست آمده، زون یک بهترین شرایط مخزنی را دارا است [۳]. طاهری و محمدتراب مناطق با هرزروی بحرانی گل حفاری در مخزن آسماری را در یکی از میداین نفتی جنوب غرب با روش کریجینگ شاخص مدلسازی کردند [۴]. آبراهام و همکاران توزیع فضایی خصوصیات پتروفیزیکی مخزن را برای ارزیابی عملکرد یک چاه افقی مورد تجزیه و تحلیل قرار دادند که با استفاده از روش های شبیه سازی و زمین آماری در این مطالعه، یک دید بسیار خوبی از عملکرد چاه افقی ارائه شد [۵]. خان و رحمان مطالعه ای را به منظور ارزیابی پتروفیزیکی و مدلسازی جایگزینی سیال برای نمایش مخزن نفتی در یکی از میدان های شمال غرب پاکستان انجام دادند که از نتایج این تحقیق می تواند برای پیش بینی انواع اشباع مخزن با استفاده از داده های لرزه ای و شناسایی مناطق تولیدی و نقشه اشباع مخزن برای حفاری نفت و گاز استفاده کرد [۶]. ژائو و همکاران روشی را برای تخمین پارامترهای پتروفیزیکی در مخزن های نفتی بکار گرفتند که از نمودارهای دی الکتریک چاه استفاده شده است. در این روش از ترکیب ضریب شکست و شبه آرچی برای محاسبه اشباع از نمودارهای دی الکتریک با موفقیت

¹ Geostatistical Method

² Simple Kriging

³ Ordinary Kriging

⁴ Indicator Kriging

⁵ Geostatistical Simulation

استفاده شده است [۷]. کیاکوجوری و همکاران به بررسی پارامترهای پتروفیزیکی سازند مخزنی کنگان در میدان پارس جنوبی پرداختند که عوارض عمده دیاژنوز و رخساره و بافت سنگ دولومیت را شناسایی نمودند و با استفاده از آن میانگین تخلخل کل و تخلخل موثر مخزن را بدست آوردند [۸]. ذکری و همکاران مطالعه ای را برای بررسی تجربی تغییرات در خواص پتروفیزیکی سنگ ناشی از جریان دی اکسید کربن در مخازن کربناته با نفوذپذیری کم انجام دادند که نتایج آن برای اعتبار سنجی و بهبود مطالعات شبیه سازی عددی مورد استفاده قرار گرفته است [۹]. نبی خانی و همکاران ارزیابی کیفیت مخزنی سازند سروک در یکی از میداین نفتی خلیج فارس را انجام دادند. نتایج نشان داد که انواع مختلف سنگ شناسایی شده و واحد هیدرولیک جریان در مخزن وجود دارد که می توان بر اساس آن ویژگی های زمین شناختی آنرا تفسیر کرد [۱۰]. آگبسی و همکاران پارامترهای پتروفیزیکی یک مخزن در دلتای نیجریه را با استفاده از نمودارهای ژئوفیزیکی مورد ارزیابی قرار دادند که پارامترهای حجم شیل، تخلخل، اشباع آب، اشباع آب غیر قابل برگشت و حجم عمده آب و ضخامت مخزن بدست آمد [۱۱]. شا و همکاران با استفاده از مقاطع نازک میکروسکوپی و داده های فشار موئینگی مطالعه ای را در مورد خصوصیات پتروفیزیکی و تجزیه و تحلیل فرکتالی مخازن کربناته حاشیه شرقی حوضه دریای خزر انجام دادند که بر اساس انواع فضاهای خالی، تناسب فشر موئینگی و پارامترهای پتروفیزیکی، مخازن به ۴ دسته تقسیم شدند [۱۹].

میدان نفتی مورد مطالعه در جنوب میداین نفتی گرنگان و چلینگر و در ۵۰ کیلومتری شمال بندر گناوه واقع شده است و مساحت حدودی آن ۳۱ کیلومتر مربع است. این میدان دارای دو سازند مخزنی است که اولین سازند مخزنی آن، آسماری^۶ شامل نفت و گاز و با سن الیگوسن- میوسن است و در عمق ۳۲۸۶ فوتی قرار دارد و سازند مخزنی دوم، گروه بنگستان^۷ است، با ضخامت ۱/۸ متر در عمق ۳۴۱۹ فوتی قرار گرفته است، که تنها شامل نفت است که بخش مخزنی این میدان از طبقات کربناته (آهک و دولومیت) محصور شده است. قسمت اصلی میدان به طول ۸ و عرض ۳/۲ کیلومتر و دارای ۱۷۰ حلقه چاه بوده که ذخیره مخزنی کلی آن ۲۲ میلیون بشکه نفت تخمین زده شده بود [۱۵]. هدف از انجام این پژوهش تخمین پارامترهای تخلخل، ضخامت و اشباع آب به عنوان یک مطالعه موردی در یکی از میدان های نفتی جنوب غرب ایران با استفاده از روش های زمین آماری مانند تخمین کریجینگ و تعیین نحوه توزیع پارامترهای پتروفیزیکی در لایه بهره ده، جهت افزایش دقت برآوردهای اکتشافی و کاهش ریسک عملیات بهره برداری می باشد. در این مطالعه سعی شده است تا با تهیه یک مدل بلوکی از مخزن و در نظر گرفتن مقداری به عنوان آستانه برای پارامترهای پتروفیزیکی و استفاده از روش تخمین کریجینگ شاخص، حدود مخزن و مرزهای دقیق لایه بهره ده، حجم سنگ مخزن و میزان ذخیره هیدروکربور در جای مخزن به طور دقیق برآورد گردد.

۲- روش مطالعه

در این پژوهش به منظور مدلسازی پارامترهای پتروفیزیکی تخلخل، ضخامت و اشباع آب از روش زمین آماری کریجینگ شاخص استفاده شده است. برخلاف روش های دیگر کریجینگ همچون کریجینگ معمولی، روش کریجینگ شاخص ضمن

⁶ Asmari
⁷ Bangestan

آنکه نسبت به داده‌های خارج از ردیف حساس نمی باشد، نیازی به نرمالسازی داده‌ها نیز ندارد. در این تحقیق از داده‌های پتروفیزیکی مربوط به ۷۶ حلقه چاه حفاری شده در بخش مرکزی میدان استفاده شده است. کریجینگ شاخص، یکی از انواع روش‌های کریجینگ است که بر روی داده‌های باینری شده انجام می‌شود. این روش که اولین بار توسط ژورنل ارائه شده است در مواردی که توصیف ارتباط فضایی یک پارامتر با تغییرپذیری زیاد به وسیله داده‌های خام دشوار باشد استفاده می‌شود. کاربرد مفید دیگر آن مدل‌سازی متغیرهای رسته‌ای^۸ است، برای مثال تحلیل این که آیا یک نمونه متعلق به یک نوع سنگ و یا رخساره زمین‌شناسی خاصی باشد. در روش دیگر بررسی احتمال این که مقدار یک متغیر بالاتر یا پایین‌تر از یک حد تعیین شده قرار بگیرد، می‌تواند توسط این روش تحلیل شود [۱۸]. کریجینگ شاخص به دو دسته کریجینگ شاخص عددی و رسته‌ای تقسیم می‌شود. رابطه کریجینگ شاخص رسته‌ای به صورت زیر می‌باشد:

$$i(u_a; k) = \begin{cases} 1, & \text{if category } k \text{ is present at location } u_a \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (1)$$

که در آن $k = 1, 2, \dots, K$ برابر تعداد رسته‌ها، به گونه‌ای که متغیر رسته‌ای u_a با یک مقدار شاخص K جایگزین می‌شود که این مقدار شاخص ۱ یا ۰ می‌باشد [۱۷]. روش کریجینگ شاخص رسته‌ای توزیع احتمال یک متغیر در منطقه مورد بررسی را تخمین می‌زند [۱۳]. در روش کریجینگ شاخص عددی احتمال آن که مقدار متغیر ناحیه‌ای مورد تخمین کوچک‌تر و یا بزرگ‌تر از مقدار آستانه‌ای مفروض باشد تخمین زده می‌شود. امتیاز این روش در این است که فرآیند تخمین، مستقل از تابع توزیع داده‌ها است. برای انجام کریجینگ شاخص عددی نیز ابتدا لازم است داده‌های اولیه به مقادیر شاخص تبدیل شوند. برای این منظور لازم است یک مقدار آستانه‌ای (Z_c) در نظر گرفته شود و سپس با استفاده از تابع دو ضابطه‌ای زیر داده‌ها تبدیل شوند:

$$\begin{cases} i_k(x) = 1; & Z(x) < Z_c \\ i_k(x) = 0; & Z(x) \geq Z_c \end{cases} \quad (2)$$

که در آن i_k مقدار شاخص نمونه i ام و Z_c مقدار حدی مفروض است. در این حالت مقدار تخمینی متغیر شاخص در هر نقطه به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$i_k(x_0) = \sum_{j=1}^n \gamma_j i_k(x_j) \quad (3)$$

که در آن $i_k(x_j)$ مقدار شاخص نمونه k ام به مختصات x_j و γ_j وزن کریجینگ شاخص برای نمونه به مختصات x_j است که در تخمین نقطه x_0 شرکت می‌کند. مقدار تخمین شاخص یعنی $i_k(x_0)$ بین حداقل صفر و حداکثر یک تغییر می‌کند و معرف احتمال آن است که عیار بلوک مورد تخمین از عیار حد بزرگ‌تر باشد. وقتی این کار برای یک سری از عیارهای حد آستانه‌ای انجام شود نتایج حاصل یک سری احتمال می‌باشند. اگر بلوک به اندازه کافی بزرگ باشد این مقادیر احتمال

⁸ Categorical

تخمین زده شده را می‌توان به صورت نسبی نشان داد. بنابراین اگر $(f_x(z_c))$ احتمال کوچک‌تر یا مساوی بودن عیار بلوک x از Z_c باشد می‌توان رابطه زیر را نوشت:

$$I(x, z_c) = F_x(z_c) \quad (4)$$

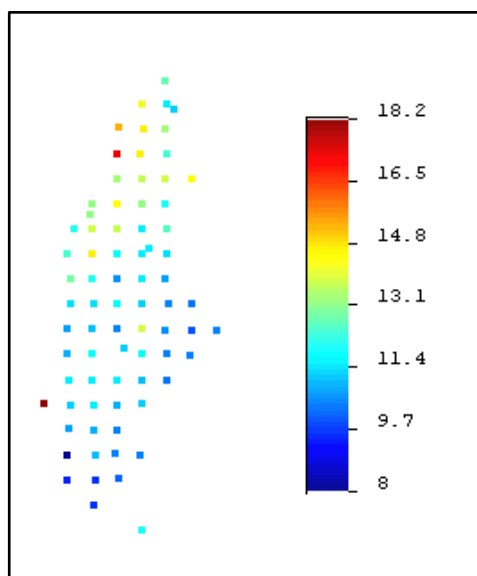
بنابراین احتمال آن که عیار بلوک مورد نظر بزرگ‌تر از عیار حد Z_c باشد برابر است با [۲]:

$$t_v = 1 - I(x, z_c) \quad (5)$$

در ذخایر معدنی با استفاده از نتایج کریجینگ شاخص می‌توان نقشه احتمال پیدایش مقادیر بزرگ‌تر یا مساوی یک عیار حد را رسم کرد. اگر این عیار حد منطبق بر عیار حد اقتصادی کانسار باشد این نقشه همان مرز کانسنگ و باطله را می‌تواند نشان دهد. لازم به یادآوری است که دستگاه معادلات کریجینگ شاخص مانند دستگاه معادلات کریجینگ معمولی است. با این تفاوت که در کریجینگ شاخص از مقادیر واریوگرام شاخص به جای واریوگرام معمولی استفاده می‌شود [۱۶].

۱-۲- توزیع پارامترهای پتروفیزیکی و تحلیل آماری داده‌های خام

در شکل ۱، موقعیت چاه‌های اطلاعاتی به همراه محدوده تغییرات تخلخل در چاه‌های مذکور به صورت نماد رنگی ارائه شده‌اند و با توجه به این شکل می‌توان گفت که مقادیر بالای تخلخل در بخش شمالی مخزن متمرکز است.



شکل ۱- موقعیت چاه‌های میدان و توزیع آنها بر مبنای داده‌های تخلخل (برحسب درصد)

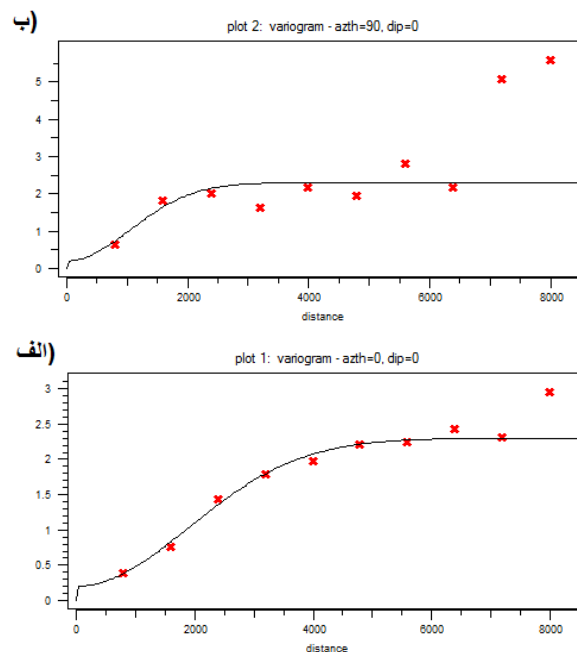
ابتدا هیستوگرام داده‌های پارامترهای تخلخل، اشباع آب و ضخامت با استفاده از نرم‌افزار اس-جمز^۹ ترسیم شد. توابع توزیع داده‌ها تقریباً نرمال بوده و نیازی به نرمال‌سازی نداشتند. لذا ترجیح داده شد در تخمین کریجینگ از داده‌های خام استفاده شود و تغییری در آنها اعمال نگردد. جدول ۱ بیان‌کننده مقادیر میانگین، واریانس و سایر پارامترهای آماری مهم برای کل داده‌های مخزن می‌باشد که این مقادیر برای سه پارامتر تخلخل، ضخامت و اشباع آب از هیستوگرام داده‌های خام استخراج و در جدول زیر درج شده است.

⁹ SGeMS

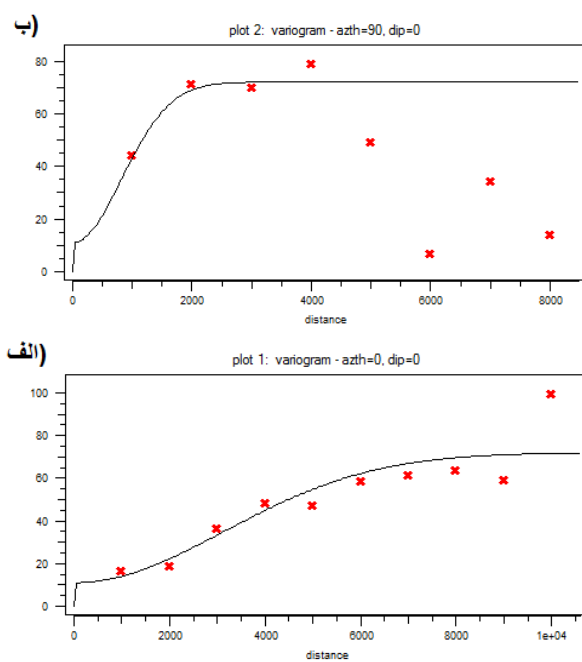
جدول ۱- پارامترهای آماری بدست آمده از هیستوگرام

تخلخل (درصد)	۱۱/۹۱	۱۱/۵	۲/۹۹	۸	۱۸/۲
ضخامت (فوت)	۱۵/۶۴	۱۵	۷۲/۳۱	۲	۴۰
اشباع آب (درصد)	۳۱/۹۶	۳۲	۳۲/۳۸	۸	۴۷

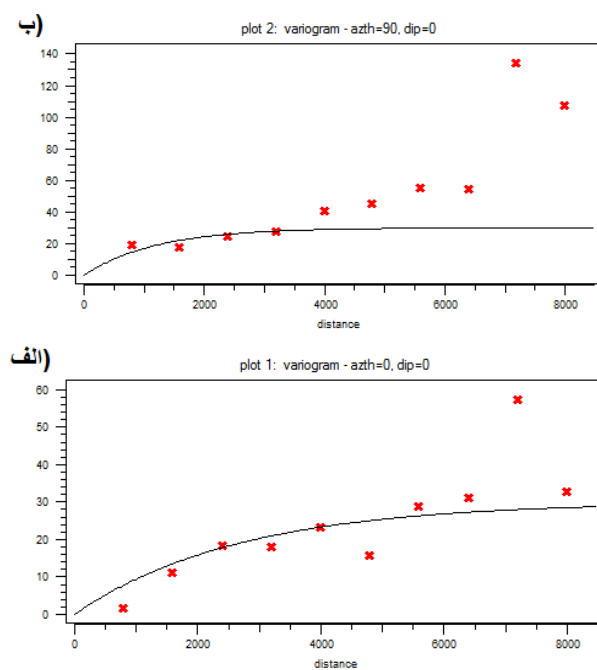
واریانس کم تخلخل نشاندهنده یکنواخت بودن تخلخل و تغییرات نسبتاً کم این پارامتر در سرتاسر مخزن می باشد. بیشترین تغییرپذیری مختص ضخامت می باشد و نشان می دهد ضخامت مخزن در موقعیت های مختلف به شدت متغیر است. پس از رسم هیستوگرام داده ها، عملیات واریوگرافی برای داده های هر سه پارامتر پتروفیزیکی تخلخل، ضخامت و اشباع آب صورت گرفت. بدین گونه که با رسم و مقایسه واریوگرام ها در دو جهت مختلف با آزمون های صفر و ۹۰ درجه عملیات واریوگرافی (با در نظر گرفتن شیب صفر به دلیل دو بعدی بودن) انجام شد که مناسب ترین واریوگرام ها برای این پارامترها در شکل های (۲ تا ۴) نمایش داده شده است. جدول ۲ مشخصات واریوگرام و بیضی ناهمسانگردی پارامترهای مورد بررسی را نشان می دهد.



شکل ۲- واریوگرام های جهتی داده های اولیه تخلخل در آزمون های (الف) صفر درجه (ب) ۹۰ درجه



شکل ۳- واریوگرام های جهتی داده های اولیه ضخامت در آزمون های الف) صفر درجه ب) ۹۰ درجه



شکل ۴- واریوگرام های جهتی داده های اولیه اشباع آب در آزمون های الف) صفر درجه ب) ۹۰ درجه

جدول ۲- مشخصات واریوگرام های داده های اولیه پارامترهای پتروفیزیکی

۱/۳	۴۶۴۰	۲/۳	۰/۲	گوسی	تخلخل
۲/۸۵	۷۷۰۰	۷۲	۱۱	گوسی	ضخامت
۱/۲	۸۰۰۰	۳۰	صفر	نمایی	اشباع آب

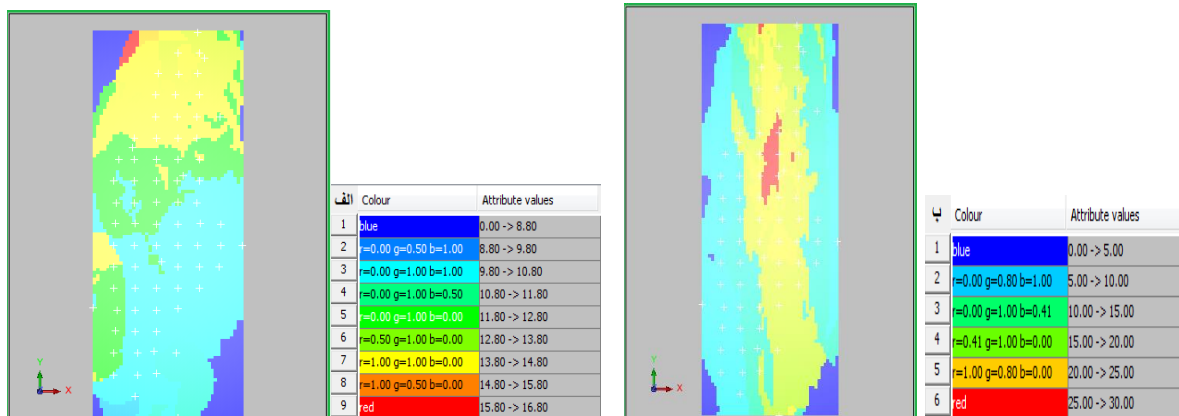
با توجه به نسبت های آنیزوتروپی، مشاهده شد که پارامترهای تخلخل، اشباع آب و ضخامت آنیزوتروپ بوده و در جهات مختلف تغییرپذیری یکسان ندارند. اما همانطور که در بخش تحلیل های آماری نیز گفته شد، پارامتر تخلخل نسبت به دو پارامتر پتروفیزیکی دیگر، دارای تغییرپذیری کمتری است که این مورد با توجه به پایین بودن میزان آستانه واریوگرام این پارامتر نیز آشکار است.

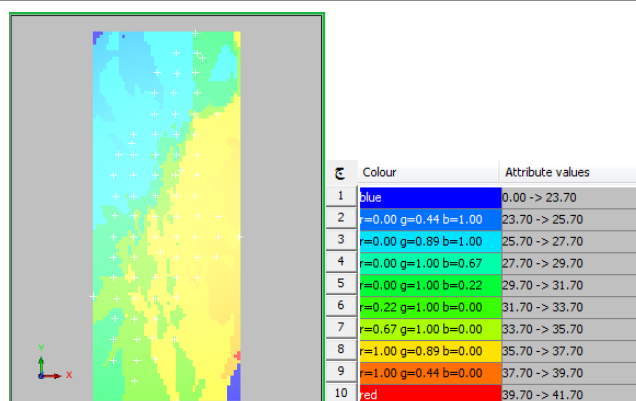
۲-۲- تهیه مدل بلوکی و مدلسازی پارامترهای پتروفیزیکی

یک مدل بلوکی از مجموعه ای از بلوک ها با ابعاد مشخص تشکیل شده است. ابعاد بهینه بلوک ها معمولاً به صورت $\frac{1}{4}$ فاصله حفاری ها می باشد، به همین دلیل این ابعاد به صورت 200×200 و به شکل دو بعدی در نظر گرفته شده است. برای هر سه پارامتر پتروفیزیکی یک مدل بلوکی ثابت در نظر گرفته شد. جدول (۳) مشخصات هندسی مدل بلوکی ساخته شده را نشان می دهد. قابل ذکر است که مختصات ارائه شده به صورت محلی است.

جدول ۳- مشخصات هندسی مدل بلوکی

X	4680	200	46
Y	630	200	119



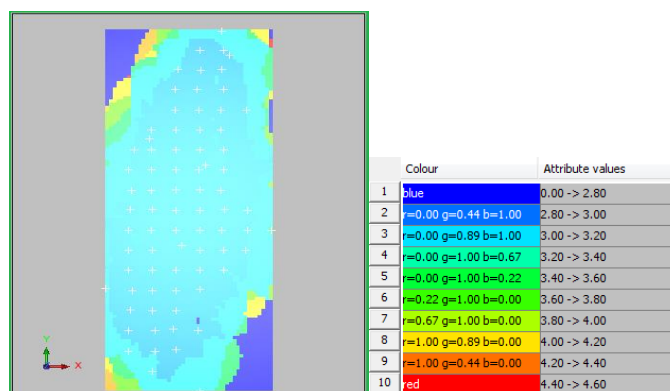


شکل ۵- مدل های تخمین زده شده با روش کریجینگ معمولی (الف) مدل تخلخل (ب) مدل ضخامت (ج) مدل اشباع آب

پس از ساخت مدل بلوکی، هر یک از پارامترهای پتروفیزیکی با در نظر گرفتن اطلاعات خام اولیه و پارامترهای واریوگرافی و بیضوی آنیزوتروپی با استفاده از نرم افزار سورپک^{۱۰} با روش تخمین کریجینگ معمولی تخمین زده شدند. همانگونه که از شکل (۵-الف) مشاهده می شود، بیشترین مقدار تخلخل در بخش شمالی مخزن تمرکز دارد و این پارامتر در بخش مرکزی و جنوب میدان کاهش می یابد. پس از تخمین تخلخل، ضخامت نیز در کل میدان تخمین زده شد شکل (۵-ب). همانگونه که از شکل (۵-ب) مشاهده می شود، بیشترین مقدار ضخامت در بخش مرکزی به سمت شمال مخزن تمرکز دارد. در آخرین مرحله تخمین پارامترها با روش کریجینگ، اشباع آب نیز تخمین زده شد همانگونه که از شکل (۵-ج) مشاهده می شود، بیشترین مقدار اشباع آب در بخش مرکزی به سمت شرق مخزن تمرکز پیدا کرده است.

۳-۲- محاسبه واریانس و هیستوگرام تخمین

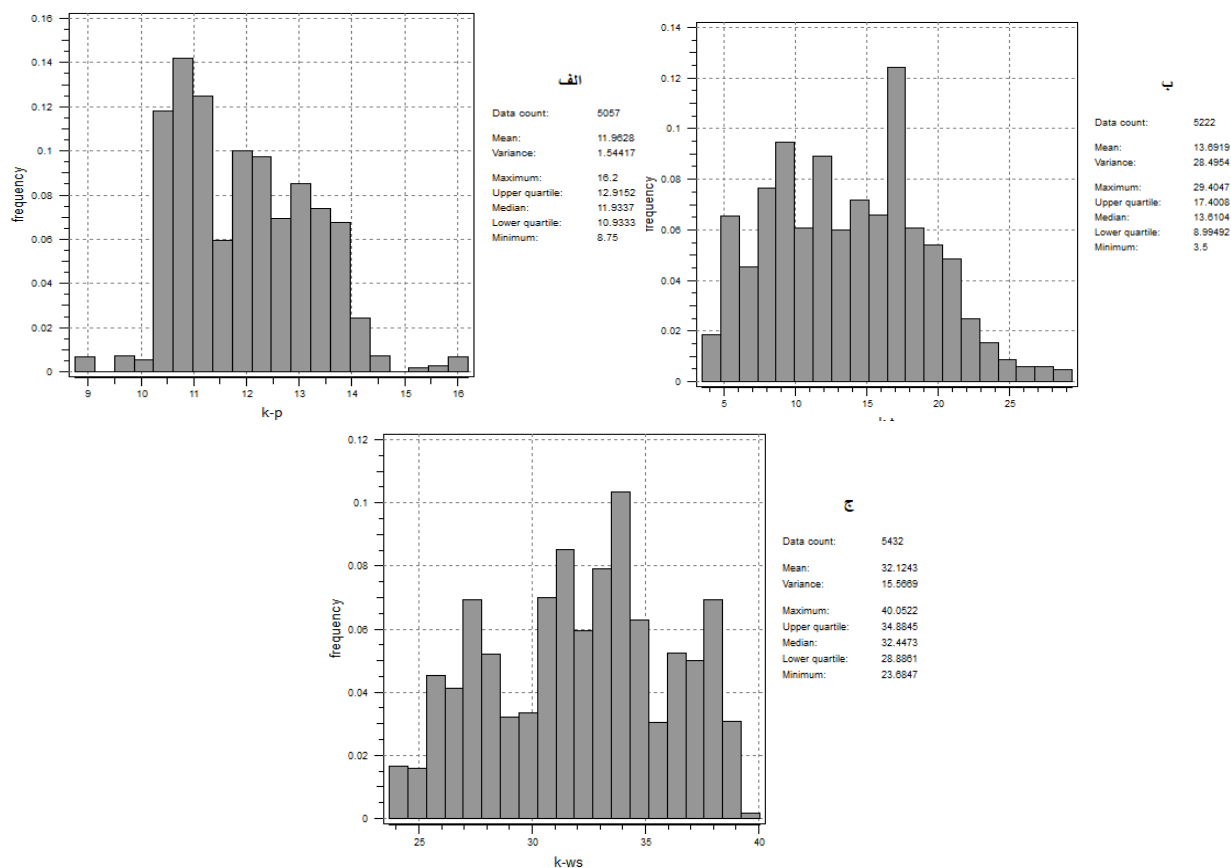
در تخمین کریجینگ، واریانس تخمین پارامترها نیز قابل محاسبه است که نشان دهنده میزان خطای تخمین می باشد. توزیع واریانس تخمین هر سه پارامتر در مدل بلوکی بدست آمد که برای نمونه توزیع واریانس تخلخل در شکل ۶ آورده شده است.



شکل ۶- توزیع واریانس تخمین تخلخل در مدل بلوکی

همانطور که در شکل ۶ ملاحظه می گردد، کمترین میزان واریانس در اطراف حفاری ها بوده و بیشترین خطای تخمین مربوط به حاشیه مخزن می باشد زیرا در این مکان میزان اطلاعات محدود بوده و کمترین تراکم حفاری ها وجود دارد.

با تخمین پارامترهای پتروفیزیکی، هیستوگرام مقادیر تخمین این پارامترها نیز بدست آمد (شکل ۷). با مقایسه این هیستوگرام ها با هیستوگرام داده های خام اولیه ملاحظه گردید که این هیستوگرام ها مطابقت نسبی خوبی با هم دارند و نتایج تا حد قابل قبولی داده های اولیه را باز تولید نموده اند، گرچه مقداری اثر هموارشدگی در نتایج تخمین کریجینگ مشاهده می شود.



شکل ۷- هیستوگرام های بدست آمده از تخمین کریجینگ (الف) هیستوگرام تخلخل (ب) هیستوگرام ضخامت (ج) هیستوگرام اشباع آب

۲-۴- تعیین محدوده مخزن و لایه تولیدی با استفاده از کریجینگ شاخص

به منظور مشخص کردن حدود مرزهای دقیق مخزن، بدست آوردن حجم سنگ مخزن و محاسبه میزان ذخیره هیدروکربور درجای مخزن از روش تخمین کریجینگ شاخص در نرم افزار سورپک استفاده گردید. برای تخمین کریجینگ شاخص باید از داده های خام اولیه استفاده کرد که این داده ها با در نظر گرفتن آستانه مشخصی به داده های باینری (صفر و یک) تبدیل می شوند. برای این منظور مقادیری به عنوان مقدار حدی یا آستانه^{۱۱} انتخاب گردید که بتوان به کمک آنها حدود مخزن یا به عبارتی لایه بهره ده را بدست آورد. جدول (۴) مقادیر آستانه را برای هر پارامتر نشان می دهد.

^{۱۱} Cut-off

جدول ۴- مقادیر حدی برای هر پارامتر

Porosity	11%
Thickness	10 ft.
Water saturation	35%

برای این منظور دو متغیر جدید، یک متغیر برابر اشباع هیدروکربن و متغیر دیگر به عنوان شاخص حاصلضرب (I) تعریف شد. برای متغیر شاخص حاصلضرب، مقدار حدی برابر با ۷۱۵۰ از حاصل ضرب مقادیر حدی پارامترهای ذکر شده در نظر گرفته شد. به این صورت که این مقدار به عنوان آستانه برای تعیین مرز مخزن انتخاب گردید و محدوده مقادیر بالاتر از آن به عنوان لایه تولید شناخته شد. این شاخص از رابطه زیر محاسبه شده است:

$$I = \phi \times T \times S_h = \phi \times T \times (1 - S_w) \quad (6)$$

در این فرمول I شاخص تعریف شده است و از حاصل ضرب مقادیر حدی پارامترها به صورت زیر به دست آمده است:

$$I_{\text{cut off}} = 11 \times 10 \times (100 - 35) = 7150 \quad (7)$$

برای مدل بلوکی از همان ابعاد مدل بلوکی تخمین کریجینگ استفاده شد و پس از آن، عملیات واریوگرافی متغیر شاخص حاصلضرب انجام گردید (شکل ۸).



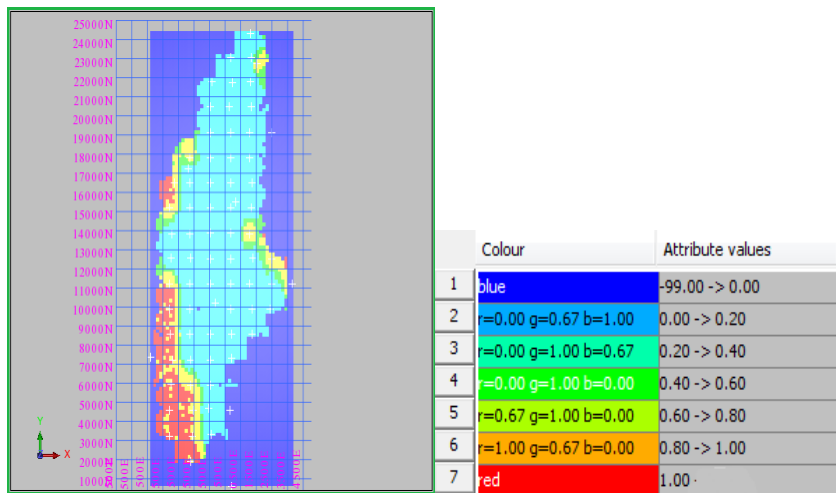
شکل ۸- واریوگرام متغیر شاخص حاصلضرب الف) در جهت صفر درجه ب) در جهت ۹۰ درجه

جدول ۵- مشخصات واریوگرام متغیر شاخص حاصلضرب

شاخص حاصلضرب	کروی	۰/۲۱	۰/۴۱	در جهت اصلی: ۱۵۳۶
--------------	------	------	------	-------------------

۵-۲- مشخص کردن محدوده مخزن^{۱۲}

پس از اینکه واریوگرام ها مدل سازی شدند، متغیر شاخص حاصلضرب با روش کریجینگ شاخص برای کل میدان تخمین زده شد تا بهترین محدوده مخزن با توجه به مقادیر این شاخص نشان داده شود. سپس برای هر بلوک یک احتمال حضور لایه تولید محاسبه (Prob=I-Indicator Kriging) شد تا چگونگی پراکندگی احتمال حضور هیدروکربن در کل میدان را بررسی کند و محدوده مخزن را نشان دهد.

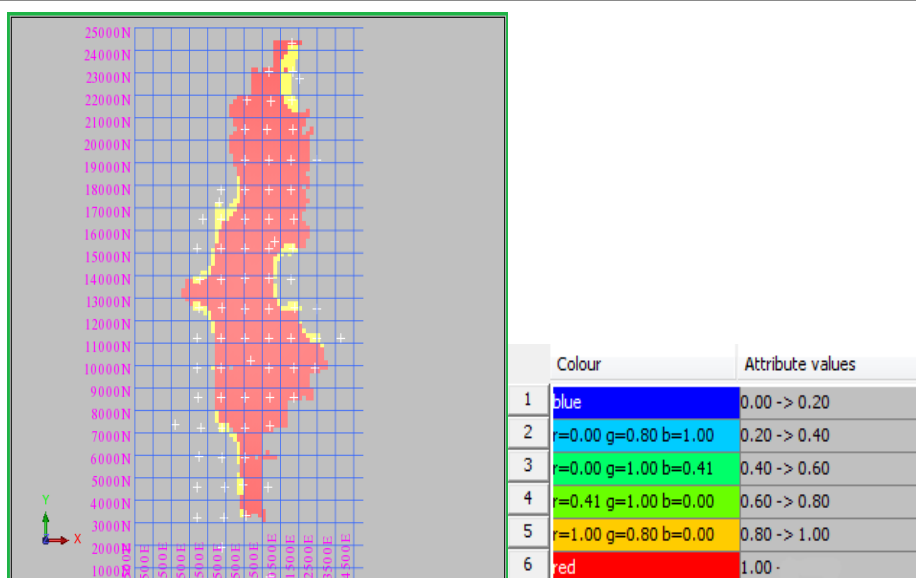


شکل ۹- مدل بلوکی تخمین کریجینگ شاخص حاصلضرب

بر روی مدل بلوکی متغیر شاخص حاصلضرب، یک مرز^{۱۳} برازش داده شد تا محدوده کلی مخزن را نمایش دهد. با در نظر گرفتن سطح احتمال ۸۰٪، محدوده قطعی حضور لایه تولید (با ۲۰ درصد خطا) در مدل بلوکی مشخص شد تا محدوده قطعی لایه بهره ده را نمایش دهد (شکل ۱۰).

¹² Pay Zone

¹³ Constraint



شکل ۱۰- لایه تولید میدان نفتی مورد مطالعه با احتمال بالاتر از ۸۰ درصد

۳- بدست آوردن حجم سنگ مخزن و نفت درجا

حجم سنگ مخزن و میزان نفت درجای مخزن، با استفاده از فرمول های زیر و محاسبات در نرم افزار اکسل بدست آمد. نتایج در جدول شماره (۶) آورده شده است.

$$V = V_b \times N_b \quad (8)$$

$V =$ حجم سنگ مخزن، $V_b =$ حجم یک بلوک، $N_b =$ تعداد بلوک های محدوده مخزن، $V_h =$ حجم هیدروکربور درجای مخزن

$$V_h = V \times \phi \times S_h = V \times \phi \times (1 - S_w) \quad (9)$$

جدول ۶- حجم سنگ مخزن و حجم هیدروکربور برجا مخزن

حجم هیدروکربور درجای مخزن (فوت)
۱۴۷۴۵۶۳۵۴
(مکعب)

حجم هیدروکربور درجای مخزن (بشکه)
۲۴۳۳۱۴۹۲

۴- نتیجه گیری

در این پژوهش با توجه به داده های ۷۶ حلقه چاه مورد بررسی در این میدان مورد بررسی در حوضه نفتی جنوب غرب ایران، تخمین پارامترهای پتروفیزیکی شامل تخلخل، ضخامت و اشباع آب انجام و نتایج زیر حاصل شد:

- با توجه به هیستوگرام داده‌های خام، توزیع فراوانی داده‌ها تقریباً نرمال بود و نیازی به نرمال سازی داده‌ها نبود. پس از رسم نمودارهای پراکندگی، پراکندگی داده‌ها در میدان حاکی از این بود که مقادیر بالای تخلخل در بخش شمالی میدان متمرکز است که با انجام تخمین کریجینگ، نتایج مدل‌های بدست آمده نیز با این پراکندگی مطابق بود.
- با بدست آمدن هیستوگرام داده‌های خام، میانگین تخلخل برابر ۱۱/۹۱، ضخامت ۱۵/۶۴ و اشباع آب برابر ۳۱/۹۶ محاسبه گردید و با انجام عملیات واریوگرافی و محاسبه نسبت‌های آنیزوتروپی، مشاهده شد که هر سه پارامتر پتروفیزیکی تخلخل، ضخامت و اشباع آب آنیزوتروپ هستند.
- برای تخمین زمین آماری با استفاده از روش کریجینگ، در واریوگرام‌های محاسباتی در بعضی موارد در گام‌های بالا، روند افزایشی جزئی مشاهده گردید، ولی با توجه به اینکه واریوگرام‌ها در دامنه خاصی به سقف محلی خود رسیدند، از این روند جزئی در گام‌های بالا صرف نظر شده و تخمین با روش کریجینگ معمولی انجام گرفت.
- با استفاده از روش کریجینگ شاخص و در نظر گرفتن سطح احتمال ۸۰ درصد، محدوده قطعی حضور لایه تولیدی در مدل بلوکی مشخص گردید و میزان حجم سنگ مخزن و میزان حجم هیدروکربن در جای مخزن به ترتیب در حدود ۱ میلیارد و ۷۷۵ میلیون فوت مکعب گاز و ۲۴ میلیون و ۳۳۲ هزار بشکه نفت محاسبه شد.

سپاس و قدردانی

از داوران محترم مقاله جناب آقایان دکتر علیرضا بشری و دکتر بهمن سلیمانی تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] پیامی، ک.، کد خدایی، ع.، حمدی، ب.، رشیدی نژاد، آ.، ۱۳۹۲، مدل‌سازی سه بعدی تخلخل و تراوایی با استفاده از روش‌های زمین آماری در یکی از میداین گازی خلیج فارس، مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، تهران، سال سوم، شماره نهم، صفحه ۲۰-۳۰.
- [۲] حسنی پاک، ع.، ا.، شرف الدین، م.، ۱۳۹۱، تحلیل داده‌های اکتشافی " انتشارات دانشگاه تهران، ۹۹۶ صفحه.
- [۳] طاهری ک. و محمدتراب ف.، ۱۳۹۶، استفاده از روش کریجینگ شاخص در مدل‌سازی مناطق با هرزروی بحرانی در مخزن آسماری یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران، پژوهش نفت، سال بیست و هفتم، شماره نود و پنج، صفحه ۹۱-۱۰۴.
- [4] ABRAHAM, A. B., EVANS, A. B., THOMPSON, B. E., 2019, "Analysis of spatial distribution pattern of reservoir petrophysical properties for horizontal well performance evaluation-A case study of reservoir x", *The Open Petroleum Engineering Journal*, **12**, 1-13.
- [5] AGBASI, E. A., AKANKPO, A., 2017, "Evaluation of reservoir's petrophysical Parameters, Niger Delta, Nigeria", *International Journal of Advanced Geosciences*, **5**, 19-25.
- [6] ALLI, M. M., NOWATZKI, E. A., and MYERS, D. E., 1990, "Probabilistic analysis of collapsing soil by indicator kriging", *Mathematical Geology*, **22**, 15-38.
- [7] AKBARI, K., 2010, Geology and modeling of Asmari and Bangestan Reservoirs in the field of study, *National Iranian South Oilfields Company*, Technical Report No. **6924**, 1-224.

- [8] CHABOCK, R., RIAHI, M. A., MEMARIANI, M., 2017, Determination of the petrophysical parameters using geostatistical method in one of the hydrocarbon reservoirs in south west of Iran”, *Journal of Scientific and Engineering Research*, **4**, 44-55.
- [9] KAVIYANI NEZHAD, H., TABATABAEI, H., 2017, simulation of petrophysical parameters of Asmari Reservoir using SGS method in Mansuri oil field, southwest of Iran, *Open Journal of Geology*, **7**, 1188-1199.
- [10] KHAN, N., REHMAN, K., 2019, petrophysical evaluation and fluid substitution modeling for reservoir depiction of jurassic datta formation in the Chanda Oil Field, Khyber Pakhtunkhwa, Northwest Pakistan, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **9**, 159–176.
- [11] KIAKOJURY, M., ZAKARIAEI, S. J. S., RIAHI, M. A., 2018, investigation of petrophysical parameters of Kangan Reservoir formation in one of the Iran south hydrocarbon fields, *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*, **3**, 36-56.
- [12] KAMALI, M. R., OMIDVAR, A., KAZEMZADEH, E., 2013, 3D geostatistical modeling and uncertainty analysis in a Carbonate Reservoir, SW Iran, *Journal of Geological Research*, **21**, 1-7.
- [13] KASMAEE, S., and TORAB F. M., 2014, risk reduction in sechahun Iron ore deposit by geological boundary modification using multiple indicator kriging, *Journal of Central South University*, **21**, 2011-2017.
- [14] LEUANGTHONG, O., KHAN, K. D., and DEUTSCH, C. V., 2008, solved problems in geostatistics, *John Wiley & Sons Publication*, 208.
- [15] MARINONI O., 2003, improving geological models using a combined ordinary–indicator kriging approach, *Engineering Geology*, **69**, 37-45.
- [16] NABIKHANI, N., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Kadkhodaie, A., Yosefpour, M. R., 2012, the evaluation of reservoir quality of Sarvak Formation in one of oil fields of the Persian Gulf, *Journal of Petroleum Science and Technology*, **2**, 3-15.
- [17] SHA, F., XIAO, L., MAO, Z., and JIA, C., 2018, petrophysical characterization and fractal analysis of Carbonate Reservoirs of the eastern margin of the Pre-Caspian Basin, *Journal of Energies*, **12**, 1-17.
- [18] YETEN, B., GUMRAH, F., 2000, the use of fractal neural networks artificial geostatistics for Carbonate Reservoir characterization, *Transport in Porous Media*”, **41**, 173-195.
- [19] ZHOA, P., ZHUANG, W., SUN, Z., WANG, Z., LUO, X., MAO, M., TONG, Z., 2016, methods for estimating petrophysical parameters from well logs in tight oil reservoirs: a case study, *Journal of Geophysics and Engineering*, **13**, 78–85.
- [20] ZEKRI, A. R. Y., SHEDID, S. A., & ALMEHAIDEB, R. A., 2013, experimental investigations of variations in petrophysical rock properties due to carbon dioxide flooding in oil heterogeneous low permeability Carbonate Reservoirs” *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **3**, 265–277.

Modeling of Horizontal Extent of Payzone Layer on the Basis of Petrophysical Parameters Variations Using Indicator Kriging Method in one of the Southwest Iranian Oil Fields

F. Saberi, F. M. Torab, K. Taheri
*Kio.taheri@yahoo.com

Received: September 2019, Accepted: March 2020

Abstract

Investigating the Status of oil potential distribution in the pay zone is one of the best ways to reduce drilling costs as well as quick access to the reservoir and optimal production of hydrocarbon resources. The purpose of this study, is to estimate the porosity, water saturation, thickness parameters and ultimately to reach to the potential state of the production zone that in the One of the southwestern oilfields is located 50 kilometers north of the port of Genaveh. Therefore, according to the data obtained from 76 wells of this field, variation of reservoir petrophysical parameters were modeled with variogram operation and using geostatistical methods. By using ordinary Kriging method, the values of the parameters were estimated in the whole field. Subsequently, by using the indicator kriging method, the field boundaries were separated in order to obtain the exact area of the oil zone and the volume of oil in place and finally by considering the 80% probability level, The definite boundary of the presence of the production zone was determined in the block model and In this zone the volume of reservoir's hydrocarbon was estimated about 147/5 million cubic foot.

Keywords: Petrophysical Parameters, Geostatistics, Indicator Kriging, Production Zone, Southwest Oil Field