

تحلیل ریسک زمین‌شناسی در اکتشاف بر مبنای سری تله نفتی به کمک تئوری شهود و سیستم‌های اطلاعات مکانی

سمیه افشاری^{۱*}، سهند سراج^۱ و فرید تژه^۲

۱- اداره نقشه‌برداری، مدیریت اکتشاف، شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

۲- گروه پژوهش ژئوشیمی، پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۶/۲۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۱۴

چکیده

تحلیل ریسک زمین‌شناسی در یک پروژه اکتشاف بر مبنای سری تله، نمونه‌ای از یک فرآیند تصمیم‌گیری چند معیاره مکانی است. از آنجایی که روند تشکیل، تجمیع و اکتشاف هیدروکربن دارای پارامترهای تأثیرگذار متعدد و پیچیده‌ای بوده و به‌علاوه پتانسیل یابی این ذخایر هیدروکربنی نیز زمانبر و از نظر مالی بسیار پرهزینه است، لازم است تا ریسک‌های موجود در فرآیند اکتشاف هیدروکربن تا حد امکان کنترل و مدیریت شود. بخش زیادی از این ریسک‌ها به‌علت عدم قطعیت‌های موجود در داده‌های مکانی است. در این تحقیق قصد بر آن است تا با استفاده از ویژگی‌های موجود در تئوری شهود و سیستم‌های اطلاعات مکانی چارچوبی برای مدیریت و کاهش ریسک زمین‌شناسی ساختمان‌های ناحیه رسوبی فارس طراحی شود. در مورد این تحقیق گزاره اصلی عبارت است از اینکه "کدام مکان‌ها از پلی انتخاب شده به لحاظ وجود سیستم هیدروکربنی دارای خطرپذیری کمتری نسبت به سایر نقاط هستند و میزان عدم قطعیت این برآورد به چه شکل است" به این منظور در این تحقیق از تئوری شهود یا دمسفر-شیفر استفاده گردیده است. این تئوری به‌عنوان مبنایی برای محاسبه عدم قطعیت ریسک زمین‌شناسی به‌شکل بازه‌ای به کار گرفته شده‌اند. این نوع رویکرد مستلزم آن بود تا داده‌های مورد استفاده در تشکیل سیستم‌های نفتی در قالب یک پایگاه داده مکانی گردآوری شوند تا با استفاده از ترکیب تحلیل‌های مکانی با مدل‌های عدم قطعیت بتوان نقشه‌های ریسک زمین‌شناسی را به‌کمک سیستم‌های اطلاعات مکانی با دقت مناسب تولید نمود. نتایج به‌دست آمده نشان داد که ریسک زمین‌شناسی با دقت ۷۹/۶٪ قابل پایش خواهد بود. تلفیق روش‌های مورد استفاده چارچوبی را ارائه می‌دهد که هر نقطه از ناحیه رسوبی مورد مطالعه دارای مقدار مشخصی از ریسک زمین‌شناسی باشد که عدم قطعیت آن توسط تئوری دمسفر-شیفر کنترل شده و طبقه‌بندی اهداف اکتشافی به‌لحاظ ریسک با در نظر گرفتن یک بازه عدم قطعیت انجام گردد.

کلمات کلیدی: سیستم اطلاعات مکانی، ریسک زمین‌شناسی، عدم قطعیت مکانی، تئوری شهود، سیستم

نفتی

مقدمه

اکتشاف مواد هیدروکربوری یک فعالیت اقتصادی است که هر ساله میلیون‌ها دلار در آن سرمایه‌گذاری می‌شود. با وجود این سرمایه‌گذاری‌ها، هنوز این فرآیند یک نمونه کلاسیک از تصمیم‌گیری با عدم قطعیت است [۱]. فرآیندهای اکتشاف هیدروکربن به دلیل عدم وجود داده‌های کافی و دقیق و استفاده از الگوریتم‌های پیچیده‌ای که وجود هیدروکربن را به‌طور تخمینی مدل می‌کنند، همیشه با عدم قطعیت همراه هستند و عدم قطعیت‌های متنوعی در اکتشاف این منابع وجود دارند. تجربه نشان می‌دهد که به‌طور متوسط از هر ۱۰ حلقه چاه حفر شده، ۶ حلقه آن خشک می‌باشد. حتی در حوضه‌های شناخته شده‌ای که وجود هیدروکربن آن مشخص شده است، تنها ۵۰٪ به‌عنوان منابع نفت و گاز مناسب اکتشاف تشخیص داده می‌شوند [۲]. براساس مستند ارائه شده توسط مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران حفاری هر چاه اکتشافی در حوضه رسوبی زاگرس به‌طور متوسط ۲۵۰ تا ۳۰۰ روز زمان می‌برد و این در حالی است که هزینه هر روز حفاری چاه اکتشافی در خشکی بسیار بالا است. در نتیجه تخمین اشتباه یک هدف اکتشافی منجر به اتلاف هزینه هنگفت و زمان طولانی خواهد بود [۳].

روش کار

این تحقیق تلاشی است تا با شناسایی و مدل‌سازی عدم قطعیت‌های موجود در فرآیند پتانسیل‌یابی هیدروکربن، احتمال تخمین اشتباه موقعیت مکانی یک مخزن هیدروکربنی را کاهش داده و در نتیجه آن از به‌در رفتن منابع مالی و زمانی جلوگیری کند. از آنجایی که بیشترین هدف اکتشافی در ناحیه فارس را گروه سازندی دهرم تشکیل می‌دهد و این افق به دوره زمین‌شناسی پالئوزوئیک تعلق دارد، از میان پلی‌های^۱ مربوط به چهار سیستم نفتی فوق پلی پرمین مربوط به

دوره پالئوزوئیک به‌عنوان پلی اصلی مورد مطالعه قرار گرفته است. این نقشه‌ها به‌کمک درون‌یابی ۳۲ چاه نمونه برای هر یک از پارامترهای سیستم نفتی تشکیل شد. پس از تشخیص و تعیین فاکتورهای مؤثر، اقدام به جمع‌آوری داده‌های مرتبط با ۳۲ حلقه چاه اکتشافی، ویرایش و آماده سازی آن‌ها شد. این مهم با طراحی پایگاه داده مکانی مورد نیاز در قالب جداول و کلاس عوارض با سیستم تصویر و سیستم مختصات مناسب انجام شده و با استفاده از تحلیل‌های مبتنی بر سیستم اطلاعات مکانی، اقدام به تهیه نقشه‌های فاکتور توابع تئوری شهود شده است.

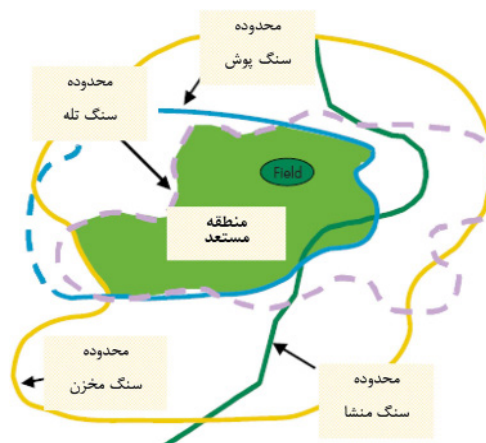
عدم قطعیت‌های موجود در روند پتانسیل‌یابی

سیال هیدروکربنی

با افزایش پیچیدگی ذخایر هیدروکربنی باقی‌مانده و بالطبع افزایش ریسک و هزینه اکتشاف، اتخاذ شیوه‌های جدید اکتشاف هیدروکربن اجتناب‌ناپذیر است. روش اکتشاف بر مبنای سری تله نفتی یکی از روش‌های اکتشافی است که از اواخر دهه ۹۰ میلادی در شرکت‌های بزرگ نفتی ابداع و به‌کار گرفته شد. استفاده از این روش با توقف روند نزولی اکتشاف و حفظ آن در سطحی قابل قبول هم‌زمان بوده است [۴]. در تهیه نقشه‌های مورد نیاز برای تعریف محدوده پلی، به نقشه‌هایی مانند نقشه‌های سنگ منشا، سنگ مخزن، سنگ تله و سنگ پوشش که نمایانگر گسترش عناصر اصلی یک سیستم هیدروکربنی هستند، نیاز است. هر یک از این نقشه‌ها می‌توانند از تلفیق پارامترهای متعددی تهیه شده باشند. از تلفیق این نقشه‌ها محدوده‌ای که نیاز به تمرکز فعالیت‌های اکتشافی دارد یا به‌عبارت دیگر ناحیه‌ای که مستعد^۲ برای فعالیت‌های اکتشافی است مشخص می‌شود (شکل ۱).

1. Play

2. Sweet Spots



شکل ۱ نحوه تعیین منطقه مستعد در یک پلی [۵]

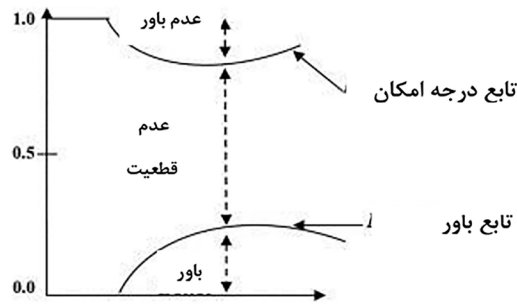
در استفاده می شوند و در گام دوم قوانین ترکیب مورد نیاز مورد استفاده قرار می گیرند. تئوری دماسفر-شیفر شامل چهار تابع است [۷]. درجه باور^۱، درجه عدم باور^۲، درجه عدم قطعیت^۳، درجه امکان^۴. مقدار درجه باور و درجه امکان حد پایین و حد بالای درجه پشتیبانی^۵ یک پارامتر را نسبت به یک عبارت مشخص می کند. در واقع می توان گفت درجه باور و درجه امکان کمترین و بیشترین میزان درجه رابطه مکانی بین لایه اطلاعاتی و منبع هدف را مشخص می کند [۸]. درجه عدم قطعیت معادل تفاضل بین درجه باور و درجه امکان است و میزان عدم آگاهی^۶ یا تردید^۷ پشتیبانی یک پارامتر نسبت به یک عبارت را مشخص می کند. درجه عدم باور میزان اعتمادی است که پارامتر یک عبارت را پشتیبانی نمی کند. در نتیجه این مقدار میزان عدم رابطه مکانی منبع هدف با هر یک از لایه های اطلاعاتی را بیان می کند. به عبارتی، درجه عدم باور به صورت (۱- درجه امکان) یا (۱- درجه عدم قطعیت- درجه باور) محاسبه می شود. بنابراین (درجه اعتماد+ درجه عدم قطعیت) درجه عدم اعتماد= (۱) است [۷]. در شکل ۲ این رابطه به خوبی نمایان است.

در معرفی یک پلی علاوه بر ضرورت تعیین گسترش نواحی افقی مستعد، نحوه ارتباط سنگ منشأ، سنگ مخزن، سنگ پوشش و چگونگی شارژ هیدروکربن در یک مقطع قائم نیز باید شناخته شود. به طور کلی، عدم قطعیت های موجود در روند پتانسیل یابی سیال هیدروکربنی بر مبنای سری تله هیدروکربنی به دو گروه کلی تقسیم می شوند [۵]. دسته اول عدم قطعیت های موجود در داده و گروه دوم عدم قطعیت های مربوط به نظرات کارشناسان در وزن دهی به پارامترهای سیستم نفتی است. این نایقینی ها میزان ریسک را در سطح پلی افزایش خواهد داد.

تئوری شهود

در بین روش های ریاضی تعیین عدم قطعیت، تئوری شهود یک روش مناسب برای اندازه گیری نایقینی به شکل بازه ای است. این تئوری مفاهیم احتمال بیزین را با نظریه های کلاسیک مجموعه ترکیب می کند به نحوی که مقادیر عددی می توانند به رویدادهای یک مجموعه نسبت داده شوند [۶]. به کارگیری این تئوری شامل دو مرحله است: اولین مرحله شامل روشی برای ارزیابی عدم قطعیت موجود در هر لایه اطلاعاتی به دست آمده از منابع منحصر به فرد است. دومین مرحله بررسی تأثیر عدم قطعیت هر منبع اطلاعاتی بر روی سایر منابع اطلاعاتی است. برای گام نخست توابع اعتماد و جرم احتمال پایه

1. Belief
2. Disbelief
3. Uncertainty
4. Plausibility
5. Support
6. Ignorance
7. Doubt



شکل ۲ روابط بین توابع در تئوری شهود [۷]

قانون ترکیب دمسفر- شیفر

برای دستیابی به نتایج نهایی به ترکیب لایه‌های اطلاعاتی نیاز است و روش‌های ترکیب اطلاعات مختلف بایستی بررسی شده تا بهترین روش انتخاب شود. روش دمسفر- شیفر مفهوم احتمال بی‌زین را با ایده مجموعه‌های کلاسیک ترکیب کرده و به مجموعه‌ای از رویدادها مقادیر عددی نسبت می‌دهد. این قانون توابع درجه اعتمادچندگانه را از طریق جرم‌های احتمالی پایه مربوطه مطابق روابط ۱ تا ۳ ترکیب می‌نماید. موضوع دارای اهمیت، مستقل بودن رویدادها در هنگام استفاده از قانون ترکیب می‌باشد. به‌طور مشخص قانون ترکیب از ادغام دو تابع m_1 و m_2 طبق رابطه زیر محاسبه می‌گردد [۶]:

$$m_1 \otimes m_2(A) = \frac{\sum B \cap C = A^{m_1(B)m_2(C)}}{1-k} \quad (1)$$

در هنگامی که $A \neq \phi$ و در غیر این صورت داریم:

$$m_1 \otimes m_2(\phi) = 0 \quad (2)$$

در این قانون K از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$K = \sum B \cap C = \emptyset^{m_1(B)m_2(C)} \quad (3)$$

در واقع K نشان‌دهنده مجموع حاصل ضرب جرم‌های احتمالی پایه تمام مجموعه‌هایی است که اشتراک آنها تهی است. از منظر اجرایی تئوری دمسفر- شیفر این مزیت را دارد که ترکیب شواهد به دست آمده از منابع مختلف یک نیست و قوانین ترکیبی متفاوتی با معایب و مزایای مختلفی در این تئوری وجود دارد [۹].

تعمیم تئوری شهود در اکتشاف بر مبنای سری

تله نفتی

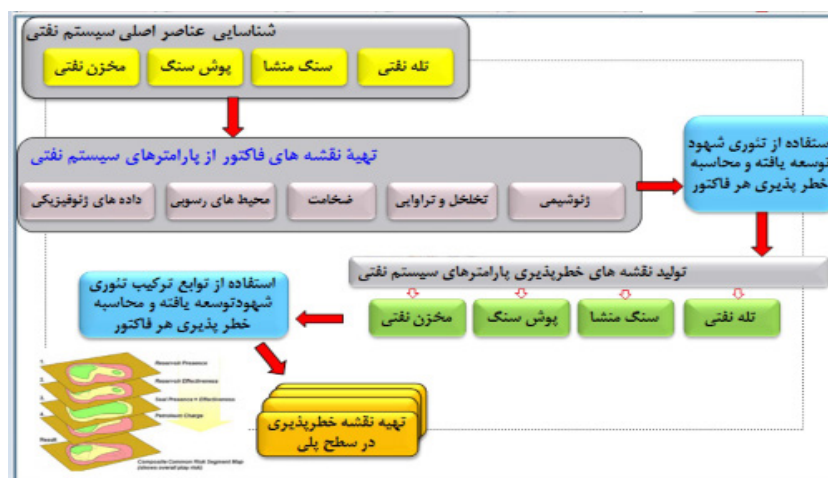
توابع تئوری شهود برای داده‌های مکانی مرتبط با پتانسیل‌یابی هیدروکربن در یک پلی با گزاره‌های مختلفی برآورد می‌شوند. در مورد این تحقیق گزاره اصلی عبارت است از:

"کدام نقاط به لحاظ وجود سیستم هیدروکربنی دارای ریسک کمتری نسبت به سایر مناطق هستند و میزان عدم قطعیت این برآورد به چه شکل است" توابع موجود در تئوری شهود ارزیابی کمی این گزاره را انجام می‌دهند. اساس رویکرد داده مبنای در این تحقیق تئوری شهود تعمیم یافته برای کشف داده‌های زیرزمینی ارائه شده توسط Carranza, Hale می‌باشد [۱۰]. در ادامه این روش برای اکتشاف بر مبنای سری تله نفتی تشریح خواهد شد: در هنگام استفاده از تئوری تعمیم یافته شهود برای بررسی نایقینی در پتانسیل‌یابی سیال هیدروکربنی لازم است تا به‌منظور تولید نقشه‌های نهایی، نقشه‌های مجزای به دست آمده برای سیستم نفتی و مقادیر مربوط به توابع تئوری شهود هر یک از این نقشه‌ها، با یکدیگر ترکیب شوند. برای ترکیب پارامترهای سیستم نفتی در این تحقیق از عملگرهای منطقی AND و OR استفاده شده است.

مدل سازی عدم قطعیت در بررسی ریسک موجود در روش داده مینا

دانشمندان علوم زمین همواره دنبال قابلیت‌های بودند تا بتوانند داده‌های به‌دست آمده در اکتشاف را در یک محیط یکپارچه ادغام کرده و برای تصمیم‌گیری بهتر با استفاده از تولید نقشه از آن استفاده کنند [۱۱]. سیستم‌های اطلاعات مکانی می‌تواند با انجام تحلیل‌های داده- مینا این چارچوب را برای بررسی عدم قطعیت در تصمیم‌گیری‌های چند معیاره فراهم کرده و به‌عنوان یک سیستم حامی تصمیم‌گیری عمل نماید [۱۲]. ارزیابی به‌کمک سیستم‌های اطلاعات مکانی روشی است که در آن برای ذخیره کردن داده‌ها از پایگاه داده مکانی و ابزار تحلیل مکانی استفاده می‌شود و از آن می‌توان در بررسی روند اکتشاف در سطح پلی‌ها استفاده کرد. در روند اکتشاف مواد هیدروکربنی مبتنی بر پلی محاسبه شانس زمین‌شناسی و تهیه نقشه‌های ریسک از مراحل اصلی و خروجی نهایی در نظر گرفته شده است [۱۳]. در رویکرد داده- مینا استفاده از داده‌های مربوط به پارامترهای سیستم نفتی مورد بحث در منطقه به گونه‌ای است که به‌ازای هر عنصر سیستم نفتی چهار دسته نقشه تولید می‌شود. این نقشه‌ها که عبارت است از نقشه سنگ منشا، نقشه سنگ مخزن، نقشه سنگ تله و

نقشه سنگ پوششی در روندی داده- مینا به شکلی تولید می‌شوند که مقدار شانس وجود هر یک از پارامترهای سیستم نفتی در یک نقشه به‌همراه عدم قطعیت‌های مرتبط آن که همان چهار تابع تئوری شهود است و با استفاده از مدل توسعه یافته شکل ۳ ارائه می‌گردد. با تلفیق نقشه‌های بخش‌های ریسک مشترک (CRS)^۲ به‌دست آمده به‌کمک توابع ترکیب دم‌سفر- شیفتر در مدل ارائه شده نقشه بخش‌های ریسک مشترک ترکیب شده (CCRS)^۳ نهایی تهیه شده که نقشه ریسک وجود هیدروکربن در هر نقطه از پلی رسوبات به سن زمین‌شناسی پرمین (از مخازن مهم گازی جنوب کشور) به‌همراه عدم قطعیت‌های مرتبط با آن را نشان می‌دهد. در مدل‌سازی داده- مینا، نقشه‌های ورودی مختلف با استفاده از مدل‌هایی نظیر نسبت فراوانی، رگرسیون لجستیک، وزن‌های نشانگر، شبکه عصبی مصنوعی و تئوری دم‌سفر-شیفتر ترکیب می‌شوند که در این تحقیق اساس مدل مورد استفاده بر مبنای تئوری دم‌سفر-شیفتر استوار است. روند پیاده‌سازی مدل به این گونه است که ابتدا برای هر یک از عناصر سیستم نفتی یکسری زیر فاکتور تعریف می‌شود و سپس کلاس‌های مختلف هر زیر فاکتور و مفاهیم آن تعیین می‌شوند. در جدول ۱ این کلاس‌ها نمایش داده شده‌اند [۱۴].



شکل ۳ مدل پیشنهادی برای تهیه نقشه های ریسک زمین‌شناسی تحت شرایط عدم قطعیت مکانی

1. Common Risk Segment
2. Combined Common Risk Segment

جدول ۱ عناصر سیستم نفتی و پارامترهای مرتبط با آن

عناصر اصلی سیستم نفتی	مفهوم	پارامتر
سنگ منشاء	گسترش	نقشه پراکندگی رخساره سنگ منشاء
	ضخامت	نقشه هم‌ضخامت سازند منشاء
	کمیت	مقدار کل کربن عالی، S1, S2
	کیفیت	HI
	بلوغ	T _{max} , RO, TAI
سنگ مخزن	گسترده‌گی	نقشه پراکندگی رخساره سنگ مخزن
	ضخامت	نقشه هم‌ضخامت سازند مخزن
	ویژگی	تخلخل و تراوایی
پوش سنگ	گسترده‌گی	نقشه پراکندگی رخساره پوش سنگ
	ضخامت	نقشه هم‌ضخامت پوش سنگ
	ویژگی	فشار جابه‌جایی (pd) و انعطاف‌پذیری
هندسه تله	زمین‌شناسی	گسل، محور طاق‌دیس
	ژئوفیزیکی	آنومالی باقی‌مانده گرانی بوگه، باقی‌مانده مغناطیسی
	هندسی	ناهمواری، انحنا

بیشتر با داده‌های واقعی استفاده شده است. در نتیجه مطابق شکل ۴ خروجی مدل در هر گام یک نقشه سلولی می‌باشد. مطابق با جدول ۲ با استفاده از تابع ترکیب توسعه یافته دمسفر-شیفر برای هر یک از عناصر سیستم نفتی توابع درجه باور، درجه عدم باور، درجه عدم قطعیت، درجه امکان‌پذیری محاسبه شده و نقشه‌های نهایی براساس این مقادیر برای هر یک از پارامترها ایجاد می‌گردد. برای نمونه در شکل ۵ مقدار محاسبه شده تئوری دمسفر-شیفر برای سنگ منشاء در ناحیه مورد مطالعه نشان داده شده است:

تلفیق نقشه‌های ریسک و تعیین مقادیر عدم قطعیت

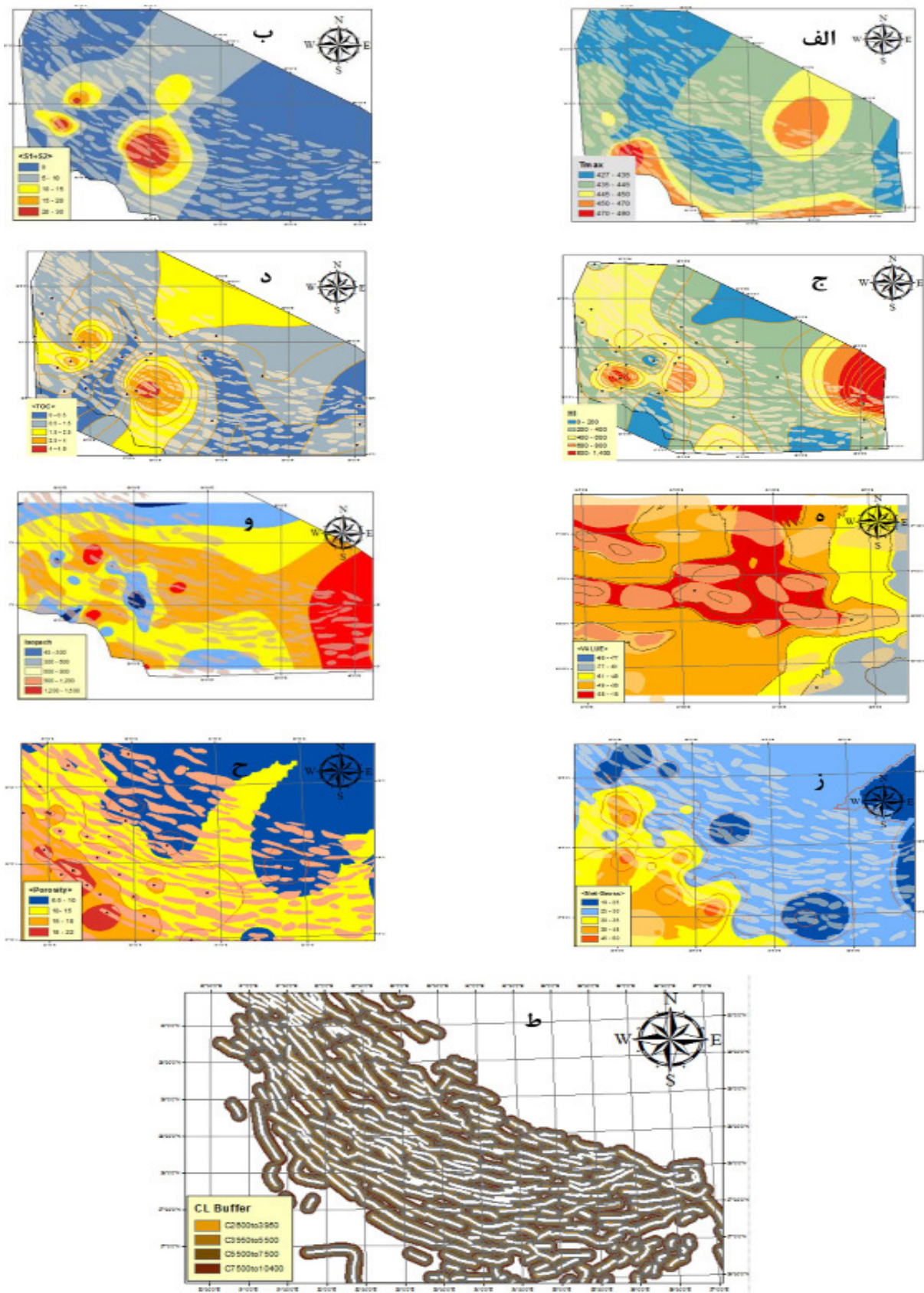
در نهایت با استفاده از فرمول‌های ۴ الی ۷ ترکیب دمسفر-شیفر نقشه‌های نهایی پتانسیل هیدروکربن برای هر چهار تابع باور، عدم باور، امکان و عدم قطعیت مطابق با شکل ۶ تولید می‌شود:

براساس مدل پیشنهادی عناصر سیستم نفتی با یکدیگر تلفیق می‌شوند. اساس این تلفیق بر مبنای تئوری دمسفر-شیفر است. این بدان معنا است که در هر نقشه و به‌ازای هر نقطه با مختصات معلوم احتمال وجود فاکتوری از فاکتورهای تشکیل‌دهنده هیدروکربن به‌جای اینکه بر طبق روال سابق تنها با یک عدد تخمین زده شود با چهار عدد اعتماد، عدم اعتماد، عدم قطعیت و باورپذیری و به شکل قابل انعطاف تخمین زده می‌شود. با ترکیب نقشه‌ها این اعداد نیز با یکدیگر ترکیب شده و در نهایت در محدوده پلی بررسی ریسک زمین‌شناسی به‌نحوی انجام شده است که برای هر محدوده احتمال وجود هیدروکربن با چهار تابع عدم قطعیت ارائه می‌گردد.

تهیه نقشه‌های ریسک برای هر یک از پارامترهای سیستم نفتی

برای درون‌یابی به‌منظور تهیه نقشه‌های فاکتور ورودی به مدل داده مبنای روش کریجینگ معمولی^۱ و جهانی^۲ به‌دلیل خطی و ساده‌تر بودن و انطباق

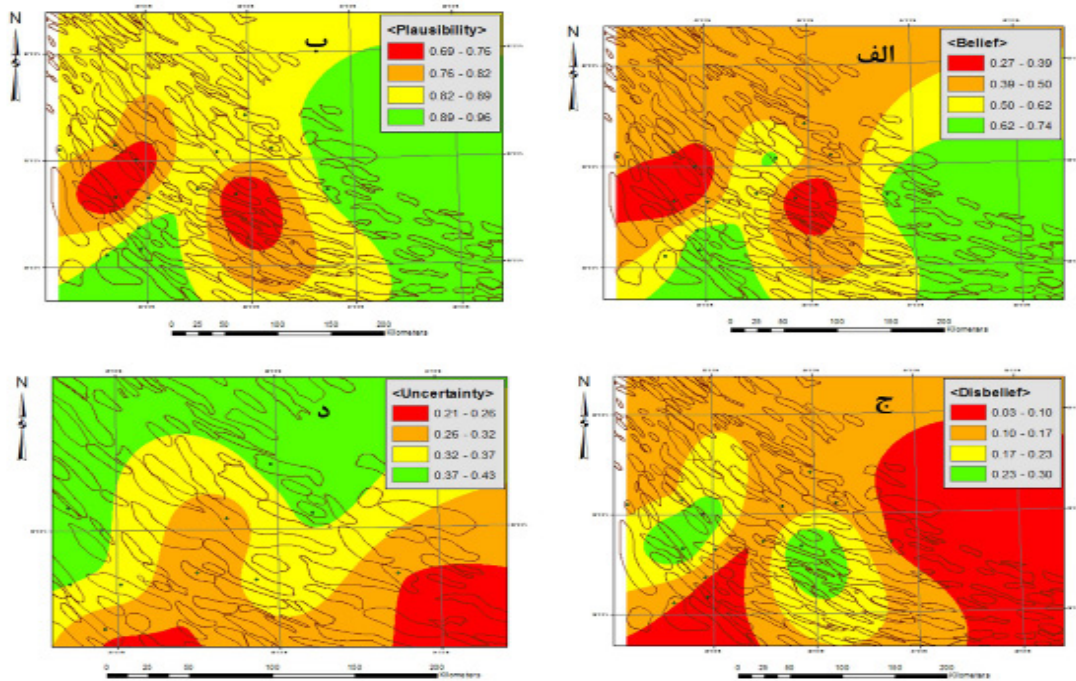
1. Ordinary Kriging
2. Universal Kriging



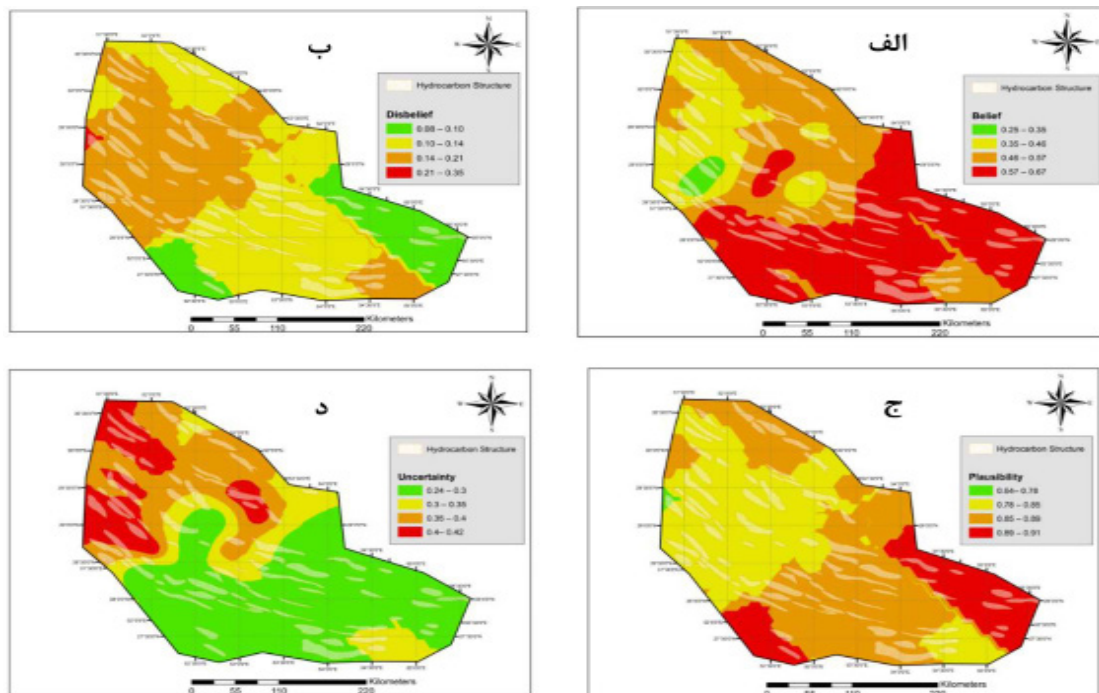
شکل ۴ نقشه‌های فاکتور ورودی به‌مدل داده مبنا، الف) Tmax، ب) S1+S2، ج) HI، د) مقدار کل کربن عالی، ه) Net، و) Iso- (pach، ز) Net-Gross، ح) تخلخل، ط) نزدیکی به خط مرکزی ساختمان

جدول ۲ مقادیر محاسبه شده توابع دم‌سفر-شیفر برای پارامترهای سیستم نفتی

مجموعه داده	دامنه	باور	عدم باور	امکان‌پذیری	عدم قطعیت
S1+S2 (mgHC/g rock)	۳-۰	۰/۳۱	۰/۳۳	۰/۶۷	۰/۳۶
	۳-۶	۰/۳۰	۰/۳۴	۰/۶۶	۰/۳۶
	۶-۱۲	۰/۴۰	۰/۳۲	۰/۶۸	۰/۲۸
	۱۲-۲۴	۰	۰	۱	۱
	>۲۴	۰	۰	۱	۱
مقدار کل کربن عالی (% wt.)	۰-۰/۵	۰	۰	۱	۱
	۰/۵-۱	۰/۱۶	۰/۳۶	۰/۶۴	۰/۴۸
	۱-۲	۰/۳۵	۰/۳۳	۰/۶۷	۰/۳۲
	۲-۴	۰/۴۸	۰/۳۰	۰/۷۰	۰/۲۲
	>۴	۰	۰	۱	۱
T_{max} (°C)	<۴۳۵	۰/۲۵	۰/۲۵	۰/۷۵	۰/۵۰
	۴۳۵-۴۴۵	۰/۲۷	۰/۲۴	۰/۷۶	۰/۴۹
	۴۴۵-۴۵۰	۰/۰۵	۰/۲۸	۰/۷۲	۰/۶۷
	۴۵۰-۴۷۰	۰/۴۲	۰/۲۲	۰/۷۸	۰/۳۶
	>۴۷۰	۰/۵۵	۰/۲۳	۰/۷۴	۰/۵۷
رخنمون	خامی بالایی	۰/۵۳	۰/۲۵	۰/۷۵	۰/۲۲
	خامی پایینی	۰/۳۰	۰/۳۱	۰/۶۹	۰/۳۹
	دهرم	۰/۱۶	۰/۴۳	۰/۵۷	۰/۴۱
نزدیکی به خط مرکزی ساختمان (m)	۰-۷۰۰	۰/۶۸	۰/۰۲	۰/۹۸	۰/۳۰
	۷۰۰-۱۵۰۰	۰/۷۶	۰/۰۳	۰/۹۷	۰/۷۵
	۱۵۰۰-۲۶۰۰	۰/۰۷	۰/۰۸	۰/۹۲	۰/۸۵
	۲۶۰۰-۳۹۵۰	۰/۰۱	۰/۱۵	۰/۸۵	۰/۸۴
	۳۹۵۰-۵۵۰۰	۰/۰۱	۰/۲۲	۰/۷۸	۰/۷۷
	۵۵۰۰-۷۵۰۰	۰/۰۲	۰/۲۴	۰/۷۶	۰/۷۴
	>۷۵۰۰	۰/۰۱	۰/۲۵	۰/۷۵	۰/۷۴
تخلخل (% wt.)	۲-۱۰	۰/۳۳	۰/۲۰	۰/۸۰	۰/۳۸
	۵-۳۰	۰/۲۴	۰/۳۸	۰/۵۲	۰/۵۸
تراوایی (millidarcy)	۴۱۰+	۰/۲۹	۰/۲۶	۰/۷۴	۰/۴۵
	۳۱۰+	۰/۱۹	۰/۳۸	۰/۶۲	۰/۵۳
	۲۱۰+	۰/۰۸	۰/۴۱	۰/۵۹	۰/۵۱
ضخامت تله (m)	۶۵-۱۷۰	۰/۱۶	۰/۳۵	۰/۶۵	۰/۴۹
	۱۷۰-۲۸۰	۰/۱۱	۰/۴۷	۰/۵۳	۰/۴۲
	۲۸۰-۳۹۰	۰/۵۳	۰/۲۴	۰/۷۶	۰/۲۳
نزدیکی به آنومالی بوگه (m)	۰-۱۰۰۰	۰/۶۳	۰/۲۰	۰/۸۰	۰/۱۷
	۱۰۰۰-۲۰۰۰	۰/۴۴	۰/۳۷	۰/۶۳	۰/۱۹
	۲۰۰۰-۴۰۰۰	۰/۴۶	۰/۲۴	۰/۷۶	۰/۳۰
	>۴۰۰۰	۰/۱۳	۰/۴۴	۰/۵۶	۰/۴۳
		۰/۰۷	۰/۲۶	۰/۷۴	۰/۶۷



شکل ۵ نقشه‌های توابع دمسفر- شیفر برای میزان شارژ سنگ منشا، الف) باور، ب) امکان، ج) عدم باور، د) عدم قطعیت



شکل ۶ نقشه‌های ریسک زمین‌شناسی با استفاده از توابع تئوری شهود، الف) باور، ب) عدم باور، ج) امکان، د) عدم قطعیت

معیارهای سیستم نفتی مشخص، ساخته شده است. توسط عملگرهای هم‌پوشانی^۱ میان نقشه D و هر نقشه شاهد چندکلاسه، تعداد پیکسل‌های Cij که با پیکسل‌های D روی هم می‌افتند.

فرض کنید پلی T شامل تعداد کل N(T) سلول واحد یا پیکسل باشد و سیستم هیدروکربنی دارای مخازن هیدروکربنی D در N(D) پیکسل باشد. علاوه بر این فرض کنید، Xi (i=1,2,...,n) نقشه‌های شواهد با Cij (j=1,2,...,m) کلاس از شواهد باشد، برای شناخت

1. Overlay

انتخاب داده‌های آموزشی و تست

روش‌های مختلفی برای انتخاب مجموعه‌های آموزشی و تست براساس تعداد، توزیع و دوره زمانی وقوع پدیده‌های شناخته شده وجود دارد. در این پژوهش پدیده مورد نظر میادین هیدروکربنی در پلی مربوط به دوران پرمین می‌باشد و چون این میادین دارای گستردگی مکانی زیادی هستند و این منابع هیدروکربنی نمی‌توانند در زیر مناطق مجزا و یا دوره‌های زمانی متفاوتی باشند، در نتیجه مطابق روش پیشنهادی Chang و Fabri ۵۰٪ از منابع داده به‌عنوان نمونه‌های آموزشی و ۵۰٪ دیگر به‌عنوان نمونه‌های تست انتخاب می‌شوند. سپس در مرحله بعد می‌توان با عکس نمودن نقش مجموعه‌های آموزشی و تست، مجدد پروسه را تکرار نموده و نتایج را مقایسه کرد [۱۵].

اعتبارسنجی نقشه‌های ریسک تولید شده توسط توابع تئوری شهود

برای ارزیابی عملکرد مدل مورد استفاده برای تولید نقشه‌های خطرپذیری پتانسیل سیال هیدروکربنی توسط تئوری شهود از منحنی‌های کارایی نرخ موفقیت SRC^۱ و پیش‌بینی PRC^۲ استفاده شده است. منحنی‌های عملکرد مدل با رسم درصد مناطق محتمل در مقابل نرخ‌های موفقیت و پیش‌بینی مطابق شکل ۷ به‌دست می‌آیند. محورهای افقی درصد مناطق محتمل، و محورهای عمودی به‌ترتیب درصد نرخ موفقیت و پیش‌بینی را نشان می‌دهند. با معکوس نمودن نقش نمونه‌های آموزشی و تست، و اجرای مجدد فرآیند تهیه نقشه پتانسیل منابع هیدروکربنی با استفاده از مدل پیشنهادی، در نهایت منحنی‌های نرخ موفقیت و پیش‌بینی جدید براساس نمونه‌های آموزشی و تست جدید تهیه شدند. با مقایسه این منحنی‌ها با منحنی‌های نرخ موفقیت و پیش‌بینی اولیه این نتیجه به‌دست می‌آید.

یعنی $N(Cij \cap D)$ و تعداد پیکسل‌های Cij که با پیکسل‌های D رویهم نیفتاده‌اند یعنی $N(Cij \cap \bar{D}) - N(Cij)$ به‌دست می‌آیند. سپس مقادیر توابع تئوری شهود به‌شکل زیر محاسبه می‌گردند. برای محاسبه درجه باور یک گزاره مربوط به وجود سیستم نفتی در پلی رابطه زیر برقرار است:

$$BelCij = \frac{WCijD}{\sum_{j=1}^m WCijD} \quad (۴)$$

که در آن:

$$WCijD = \frac{N(Cij \cap P) / N(Cij)}{(N(P) - N(Cij \cap P)) / (N(T) - N(Cij))} \quad (۵)$$

در روابط بالا $WCijD$ نسبت احتمال شرطی وجود D تحت وجود Cij به احتمال شرطی وجود D تحت غیاب Cij می‌باشد. بنابراین، $WCijD$ وزن Cij به‌شرط وجود بیشتر D از غیابش همانند آنچه که به‌علت شانس انتظار می‌رود، می‌باشد. بنابراین درجه باور برای Cij ، یعنی $BelCij$ همان‌طور که در رابطه بالا تعریف شده است، قدرت نسبی $WCijD$ برای هر کلاس Zam در نقشه شاهد Xi می‌باشد. برای محاسبه درجه عدم باور یک گزاره مربوط به وجود سیستم نفتی در پلی رابطه زیر برقرار است:

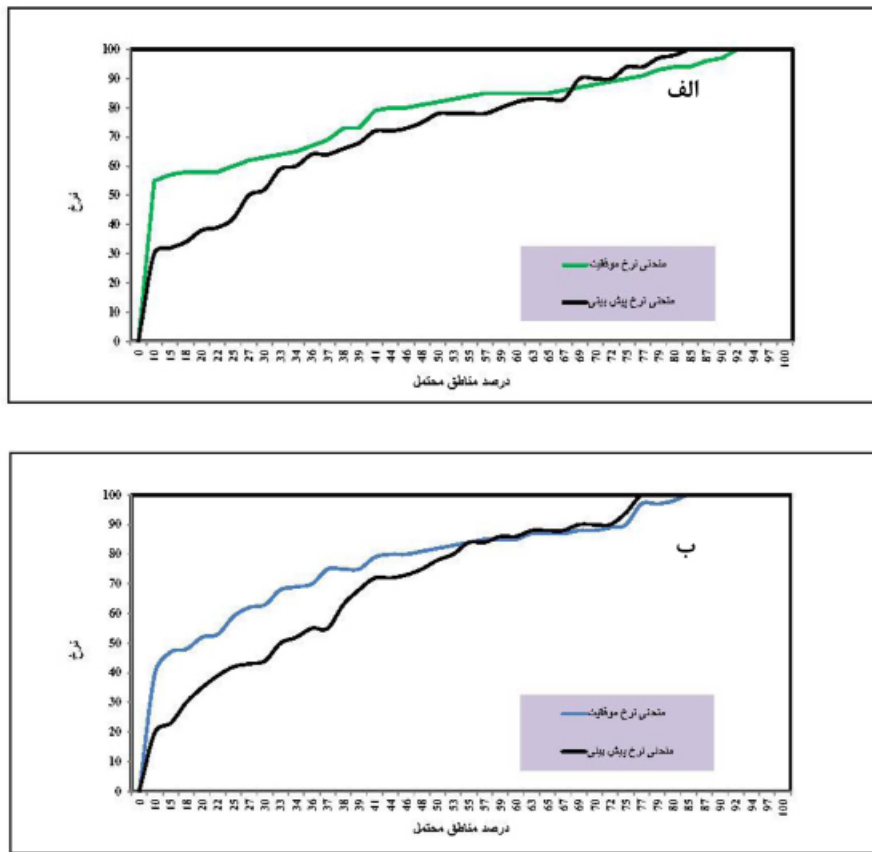
$$DisCij = \frac{WCij\bar{D}}{\sum_{j=1}^m WCij\bar{D}} \quad (۶)$$

در رابطه بالا $WCij\bar{D}$ نسبت احتمال شرطی عدم وجود D تحت وجود Cij به احتمال شرطی عدم وجود D تحت غیاب Cij می‌باشد. بنابراین، $WCij\bar{D}$ وزن Cij به‌شرط غیاب بیشتر D از وجودش همانند آنچه که به‌علت شانس انتظار می‌رود، می‌باشد. بنابراین درجه باور برای Cij ، یعنی $DisCij$ همان‌طور که در رابطه بالا تعریف شده است، قدرت نسبی $WCij\bar{D}$ برای هر کلاس Zam در نقشه شاهد Xi می‌باشد.

تست و ارزیابی نتایج

برای تست نتایج به‌دست آمده از توابع تئوری شهود در روند داده-مبنا از روش پیشنهادی توسط Chang و Fabri استفاده شده است [۱۵].

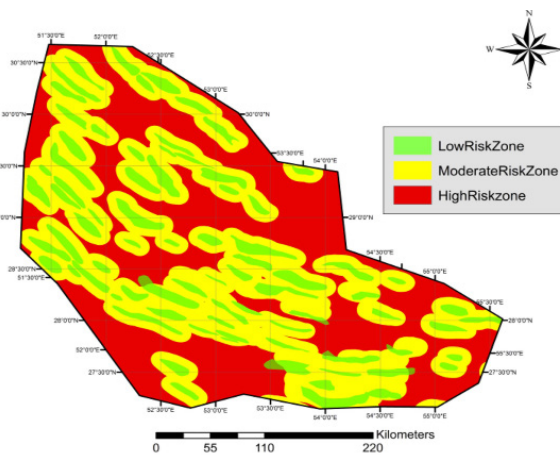
1. Success Rate Curve
2. Prediction Rate Curve



شکل ۷ الف) منحنی‌های نرخ موفقیت و نرخ پیش‌بینی مدل ب) منحنی‌ها با معکوس نمودن نقش نمونه‌های آموزشی و تست

بر اساس نقاط عطف موجود بر منحنی‌های نرخ موفقیت به نقشه‌های سه کلاس زون‌های با تناسب هیدروکربن بالا، متوسط و پایین طبقه‌بندی شدند درصد مساحت اشغالی هر یک از زون‌ها و نرخ‌های موفقیت و پیش‌بینی هر دو مدل در هر زون در جدول ۳ ارائه شده است.

که روند پیش‌بینی نمونه‌های آموزشی و تست در هر دو نسبتاً مشابه می‌باشد؛ یا به عبارت دیگر مدل نسبت به تغییر نمونه‌های آموزشی و تست پایدار است. بنابراین تغییر نمونه‌های آموزشی در نتایج مدل تغییر قابل توجهی به وجود نمی‌آورد. مطابق شکل ۸ نقشه تلفیق شده ریسک نهایی



شکل ۸ نقشه نهایی ریسک زمین‌شناسی

جدول ۳ مقادیر به‌دست آمده از ناحیه زیر منحنی در ارزیابی صحت مدل

درصد میادین هیدروکربنی تست درست پیش‌بینی شده	درصد میادین هیدروکربنی آموزشی درست پیش‌بینی شده	درصد نواحی دلخواه	طبقه تناسب کلاس
۷۳/۴	۷۹/۶	۲۵/۹	تناسب بالا
۱۳/۸	۱۷/۲	۳۹/۳	تناسب متوسط
۱۲/۸	۳/۲	۳۴/۸	تناسب پایین

نتیجه‌گیری

قطعیت آن توسط چهار مقدار مربوط به تئوری دمسفر-شیفر کنترل شده و طبقه‌بندی اهداف اکتشافی به لحاظ خطرپذیری با در نظر گرفتن یک بازه عدم قطعیت انجام گردد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله لازم می‌دانند از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران به‌دلیل فراهم نمودن داده‌های مورد نیاز در این مطالعه قدردانی نمایند.

نتایج به‌دست آمده نشان داد که خطرپذیری پارامترهای سیستم نفتی در روند پتانسیل‌یابی هیدروکربن در سری تله‌های نفتی ناحیه رسوبی فارس با استفاده از تئوری دمسفر-شیفر توسعه یافته با دقت خوبی قابل پیش‌بینی خواهد بود. تلفیق روش‌های مورد استفاده در پژوهش چارچوبی را ارائه می‌دهد که هر نقطه از ناحیه رسوبی مورد مطالعه دارای مقدار مشخصی از خطرپذیری باشد که عدم

مراجع

- [1]. Roisenberg, M., Schoeninger, C., & Rodrigues da Silva, R. (2009). A hybrid fuzzy-probabilistic system for risk analysis in petroleum exploration prospects, *Journal of Expert Systems with Applications*, 36, 6282–6294, doi.org/10.1016/j.eswa.2008.07.060.
- [2]. Hongbing, X. (2011). Prediction of petroleum exploration risk and subterranean spatial distribution of hydrocarbon accumulations, *Journal of Petroleum Science*, 8, 17-23, doi.org/10.1007/s12182-011-0110-8.
- [3]. راهنمای نحوه برآورد هزینه‌ها و پروژه‌ها، شرکت ملی نفت ایران، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی (۱۳۹۴)
- [4]. Abdullah, S.A, Barker, S.M, Jong, J., & Khamis, M.A. (2018). A Play-Based Evaluation of a Deepwater Sabah Exploration Area: Prospect Maturation and Implications for Remaining Prospectivity, *Warta Geologi*, 44 (2), 79- 92, doi.org/10.4043/28398-MS.
- [5]. Royal Dutch Shell. (2015). Play-based exploration a guide for AAPG's imperial barrel award participations.
- [6]. Dempster, A.P. (1967). Upper and lower probabilities induced by a multivalued mapping. *Ann Math Stat*, 38(2), 325–339, doi: 10.1214/aoms/1177698950.
- [7]. Shafer, G. (1976). *A mathematical theory of evidence*, 1. Princeton University Press Princeton.
- [8]. Mulani, S. (2006). *Uncertainty quantification in dynamic problems with large uncertainties*, PhD Thesis.
- [9]. Sentz, K. (2002). *Combination of evidence in dempster-shafer theory*, PhD. Dissertation, University of Binghamton.
- [10]. Carranza, E.J., & Hale, M. (2003). Evidential belief functions for data-driven geologically constrained mapping of gold potential, Baguio district, Philippines. *Ore Geol Rev*, 22, 117–132, doi.org/10.1016/S0169-1368(02)00111-7.
- [11]. Yarus, J.M., & Coburn, T.C. (2000). *Geographic Information Systems in Petroleum Exploration and Development*, Chapter 1, 3-6.
- [12]. Eastman, J.R., (2001), *Guide to GIS and image processing*, Clark Labs Clark University Vol.2, 23-39.
- [13]. Hood, K.C., South, B.C., Walton, F.D., Baldwin, O.D., & Burroughs, W.A. (2000). Use of geographic information system in hydrocarbon resource assessment and opportunity analysis, Chapter 12, 173-187.
- [۱۴]. رضایی م.ر، (۱۳۸۰) زمین‌شناسی نفت گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم دانشگاه تهران، انتشارات علوی.
- [15]. Fabri, A.G., & Chung, C.J. (2008). On blind tests and spatial prediction models. *Natural Resources Research*, 17(2), 107-118, DOI: 10.1007/s11053-008-9072-y.

Geological Risk Analysis in PBE by Applying Evidence Theory and GIS

Somayeh Afshari^{1*}, Sahand Seraj¹, Farid Tezheh²

1. Surveying Department, NIOCEXP, Tehran, Iran

2. Geochemistry research group, Faculty of Research and Development of the upstream oil industry, RIPI, Tehran, Iran

s.afshari91@gmail.com

DOI:10.22078/pr.2024.5250.3330

Received: September/19/2023

Accepted: April/23/2024

Introduction

This research is an attempt to identify and model the uncertainties in the process of hydrocarbon potential, to reduce the possibility of wrong estimation of the location of a hydrocarbon reservoir, and as a result, to avoid wasting financial and time resources.

Since the most exploration target in the Fars area is the Dehram formation group and this horizon belongs to the Paleozoic geological period, among the plays related to the four oil systems of the Upper Permian, the Paleozoic period has been studied as the main play. These maps were formed with the help of interpolation of 32 sample wells for each oil system parameter. After identifying and determining the effective factors, data related to 32 exploratory wells were collected, edited, and prepared. This task has been done by designing the required spatial database in the form of tables and toll classes with the appropriate image system and coordinate system, and by using the analysis based on the spatial information system, the factor maps of theoretical functions have been prepared.

In preparing the required maps to define the range of play, maps such as maps of source rock, reservoir rock, trap rock, and cover rock are needed, which represent the expansion of the main elements of a hydrocarbon system. Each of these maps can be prepared by combining several parameters. From the combination of these maps, the area that needs to focus on exploration activities, or in other words, the area that is prone to exploration activities, is determined. In introducing a play, in addition to the necessity of defining the expansion of Sweet Spots horizontal regions, the relationship between source rock, reservoir

rock, cover rock, and how to charge hydrocarbons in a vertical section should also be known (Fig. 1). In introducing a play, in addition to the necessity of determining the expansion of prone horizontal areas, the relationship between source rock, reservoir rock, cover rock and how to charge hydrocarbons in a vertical section should also be known.

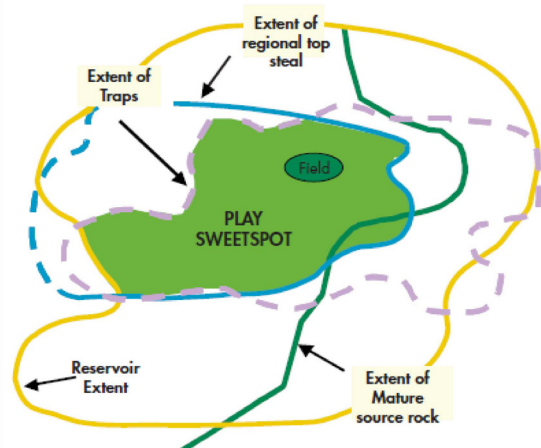


Fig. 1 How to determine the prone area in a play [1].

Materials and Methods

Geoscientists have always been looking for the ability to integrate the data obtained in exploration in an integrated environment and use it for better decision-making using map generation [2].

Geospatial information systems can provide this framework for investigating uncertainty in multi-criteria decisions by performing data-based analysis and acting as a decision support system [3]. Moreover,

evaluation with the help of spatial information systems is a method in which a spatial database and a spatial analysis tool are used to store data, and it can be used in examining the exploration process at the level of bridges. In the process of exploration of hydrocarbon materials based on play calculation of geological chances and preparation of risk maps from the main stages and the final output are considered [4]. In the data-based approach, the use of data related to the parameters of the discussed oil system in the region

is such that four sets of maps are produced for each element of the oil system. This map, which includes the source rock map, reservoir rock map, trap rock map, and cover rock map, is produced in the presentation process based on the probability of the presence of each oil system in a map along with the uncertainties associated with it. The same four functions are intuition theory and are presented using the development model of Fig. 2.

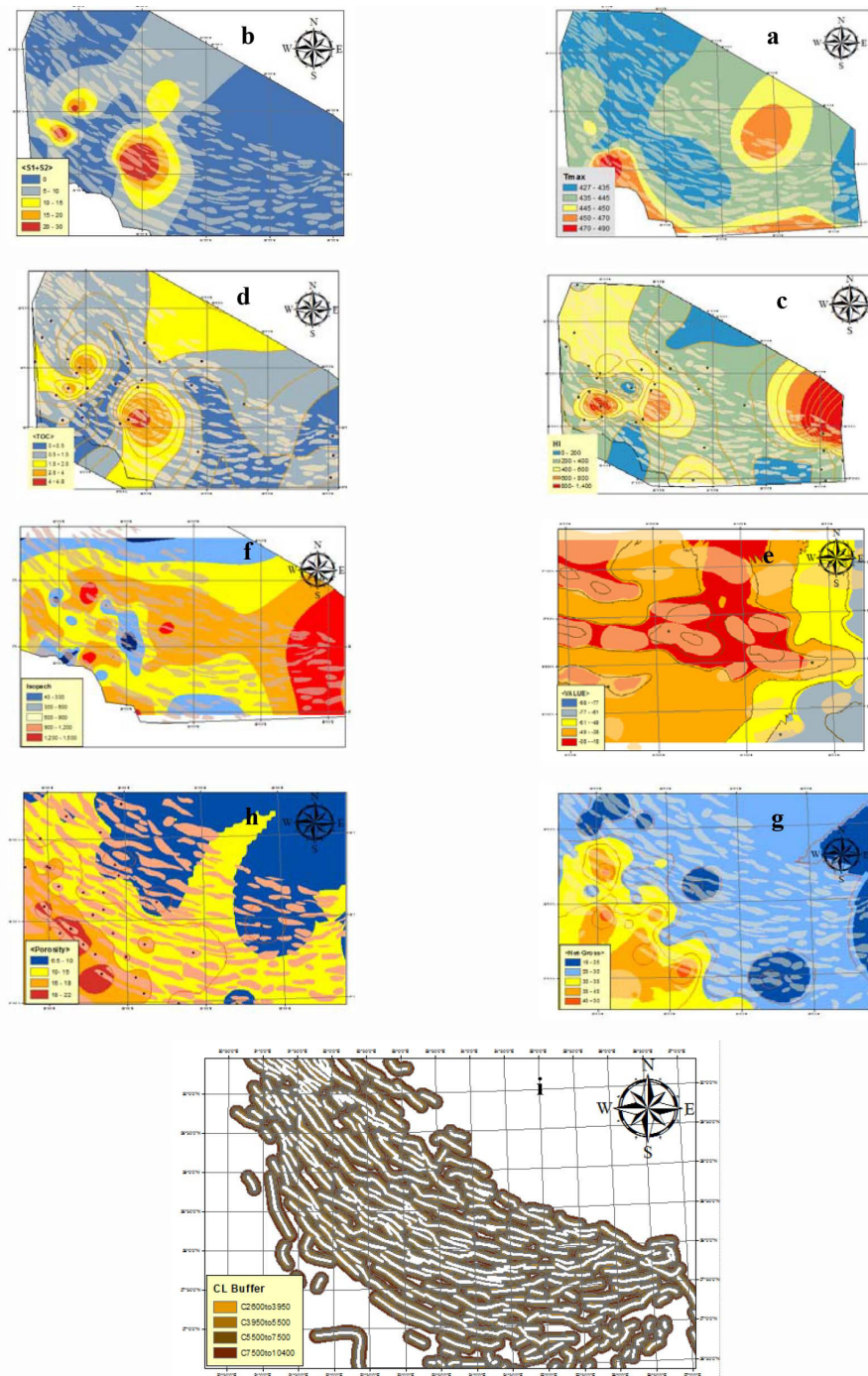


Fig. 2 Maps of input factors to the database model, (a) Tmax, (b) S1+S2, (c) HI, (d) TOC, (e) Net, (f) Isopach, (g) Net-Gross, (h) Porosity, (i) Center Line Proximity.

It was obtained by combining maps of common sections (CRS) with the help of Dempster-Shafer combination functions in the presented model. It shows the geology of the Permian (one of the important gas reservoirs in the south of the country) along with the uncertainties associated with it. In data-driven modeling, various input maps are combined using models such as frequency ratio, logistic regression, marker weight, artificial neural network, and Dempster-Shafer theory.

The process of implementing the model is as follows: first, a series of sub-factors is defined for each element of the oil system, and then the different classes of each sub-factor and its concepts are determined [5].

Based on the proposed model, the elements of the oil system are integrated. The basis of this integration is based on the Dempster-Shafer theory. This means that in each map and for each point with known coordinates, instead of being estimated with only one number according to the previous procedure, there is a probability of having a factor of hydrocarbons, with four numbers of trust, lack of trust, uncertainty, and believability. It is estimated flexibly. By combining the maps, these numbers are also combined, and finally, in the play area, the geological risk assessment has been done in such a way that for each range, the probability of the presence of hydrocarbons is presented with four uncertainty functions.

For interpolation in order to prepare maps of the input factor to the data model, the normal and global kriging method has been used because it is linear and simpler,

and more compatible with real data. As a result, according to Fig. 2, the output of the model in each step is a cell map.

Results and Discussion

The method proposed by Chang and Fabri was used to test the results obtained from intuition theory functions in the data-based process [6].

To evaluate the performance of the model used to generate hydrocarbon fluid potential risk maps by intuition theory, the efficiency curves of SRC success rate and PRC prediction have been used. Furthermore, the model performance curves are obtained by plotting the percentage of probable regions against the success and prediction rates as shown in Fig. 3.

The horizontal axes show the percentage of possible areas, and the vertical axes show the percentage of success and prediction, respectively. By reversing the role of training and test samples, and re-implementing the process of preparing the potential map of hydrocarbon resources using the proposed model, finally new prediction and success rate curves were prepared based on new training and test samples. By comparing these curves with the success rate and initial prediction curves, the result is obtained that the prediction process of training and test samples is relatively similar in both. In other words, the model is stable to the change of training and testing samples. Therefore, changing the training samples does not make a significant change in the results of the model.

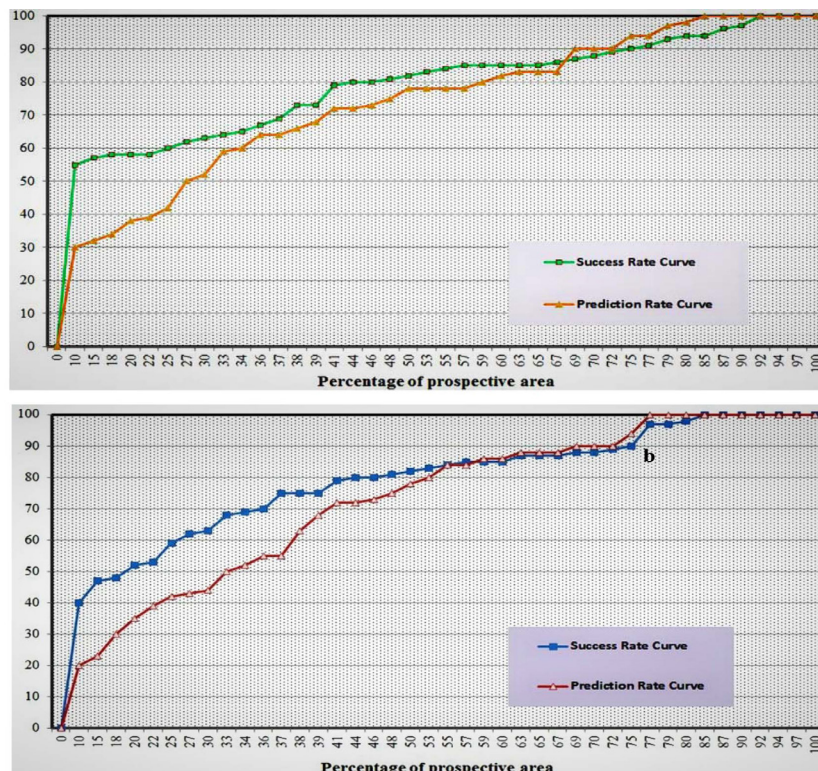


Fig. 3 (a) success rate curves and model prediction rate (b) curves by reversing the role of training and test samples.

In Fig. 4, the integrated final risk map was classified into three class maps of zones with high, medium, and low hydrocarbon suitability based on the milestones on the success rate curves.

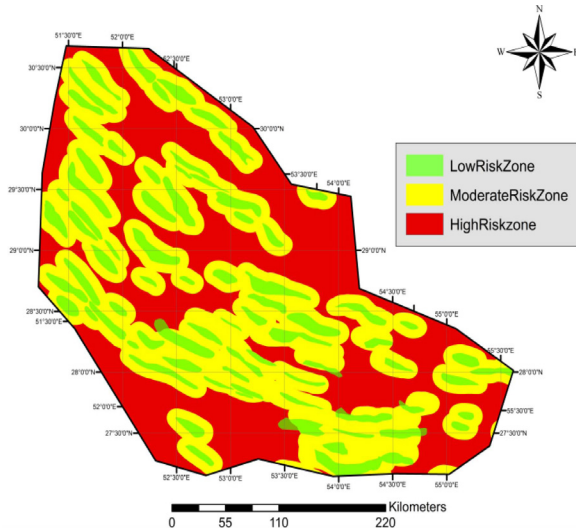


Fig.4 The final geological risk map.

Conclusions

The obtained results showed that the vulnerability of oil system parameters in the process of finding hydrocarbon potential in the series of oil traps in the Fars sedimentary region can be monitored with good accuracy using the developed Dempster-Shafer theory. The integration of the methods used in the

research provides a framework that every point of the studied sedimentary area has a certain amount of vulnerability, the uncertainty of which is controlled by four values related to the Dempster-Shafer theory, and the classification of exploratory targets in terms of vulnerability with Consider an uncertainty interval.

References

1. Royal Dutch Shell. (2015). Play-based exploration a guide for AAPG's imperial barrel award participations.
2. Yarus, J.M., & Coburn, T.C. (2000). Geographic Information Systems in Petroleum Exploration and Development, Chapter 1, 3-6.
3. Eastman, J.R., (2001), Guide to GIS and Image Processing, Clark Labs Clark University Vol.2, 23-39.
4. Hood, K.C., South, B.C., Walton, F.D., Baldwin, O.D., & Burroughs, W.A. (2000). Use of Geographic Information System in Hydrocarbon Resource Assessment and Opportunity Analysis, Chapter 12, 173-187.
5. Rezaee, M.R. (2000). Petroleum Geology, Department of Geology, Faculty of Science, University of Tehran, Alavi Publications.
6. Fabbri, A.G., & Chung, C.J. (2008). On blind tests and spatial prediction models. Natural resources research, 17(2), 107-118, DOI: 10.1007/s11053-008-9072-y.