

کاربرد روش زمین آماری به کمک نرم افزار RMS در تخمین ذخیره درجای مخزن: مطالعه موردی مخزن خامی در یکی از میادین نفتی فروافتادگی دزفول

بهمن سلیمانی، دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه شهید چمران*
منا رجب زاده، کارشناس ارشد زمین شناسی نفت دانشگاه شهید چمران

چکیده

مخزن خامی در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران در فروافتادگی دزفول (میدان M) از نظر زون بندی مخزن و مدل سازی با استفاده از نرم افزار RMS مورد بررسی قرار گرفته است. این مخزن از سازندهای فهلپان، گدوان و داریان تشکیل شده و به یازده زون مخزنی تقسیم می شود. این مخزن از نوع مخازن کربناته می باشد. جهت آماده سازی داده ها برای تهیه نقشه ها و مدل های پتروفیزیکی مخزن خامی، مراحل مختلفی همچون حذف داده های پرت، حذف روند، انتقال داده ها، تهیه گرید زمین شناسی، تعیین ساختار فضائی داده ها انجام شد. بر اساس اطلاعات ژئوفیزیکی و پتروفیزیکی، مدل های ساختمانی و پتروفیزیکی مخزن خامی تهیه شد. با استفاده از مدل های مذکور و نقشه های میانگین تخلخل و اشباع آب و نسبت ضخامت خالص به کل در تمامی زونها، حجم درجای اولیه نفت مخزن ۴۰۲ میلیون بشکه متعارفی برآورد گردید.

واژه های کلیدی

مخزن خامی، نرم افزار RMS، مدل های ساختمانی و پتروفیزیکی، فروافتادگی دزفول

می کند. مولفین متعددی جنبه های مختلف مخزنی را مورد مطالعه قرار دادند در این میان موارد زیر قابل ذکر است: تاثیر شبیه سازی دینامیکی مخزن (Labourdette et al. 2006) توصیف سه بعدی و شبیه سازی جریان (2005) (Jackson et al. Lamarche and)، مدل ژئومتری مخزن (Wenderoth 2005; pyrcz et al. 2005; Fernandez et al. 2004; Li, and White 2003; Deraisme et al. 2000; Telje et al. 2000)، بررسی غارهای درون مخزن (Loucks et al. 2004) و مدل ژئواستاتیکی تخلخل (Wu et al. 2006 Al-Khalifah and Makkawi 2002). بنابراین در ایجاد مدل مخزنی بر اساس همه داده های موجود، دو روش عمده وجود دارد: ۱- محاسبه داده های لرزه ای و چاهها در مخزن در مقیاسهای مختلف و ۲- مدل سازی داده های مفهومی زمین شناسی با مقیاسهای مختلف (Liu et al. 2004).

موقعیت میدان مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه در ۴۵ کیلومتری جنوب اهواز در ناحیه دزفول شمالی قرار دارد. تاقدیس میدان مورد مطالعه در دشتی مسطح قرار داشته، هیچگونه رخنمون سطحی نداشته و به وسیله عملیات لرزه نگاری و با حفر چاه شماره یک این میدان در سال ۱۹۶۳ کشف گردید. از لحاظ ساختمانی فاقد هر گونه رخنمون سطحی بوده و دارای روندی همانند روند زاگرس (شمال غرب- جنوب شرق) است. بر اساس نقشه های جدید ژئوفیزیکی بستگی افقی بر روی افق فلهلیان پایینی حداکثر ۴۴ کیلومتر طول و ۴ کیلومتر عرض بوده و بستگی قائم آن ۲۵۰ متر است. گروه خامی در میدان مورد مطالعه متشکل از سه سازند داریان، گدوان و فلهلیان می

تولید صیانتی از میادین نفتی مستلزم مطالعه رفتار تولیدی مخزن در خلال زمان می باشد. ارزیابی دقیق از خصوصیات مخزن و بررسی رفتار مخازن مشابه در سایر نقاط جهان، طراحی مدل های ریاضی مخزن برای شبیه سازی جهت دستیابی به الگوی تولیدی بهینه، استفاده از مدل ها برای پیش بینی عملکرد مخزن نسبت به فرایند تولید در خلال زمان، از شرایط لازم برای طراحی روش های مناسب جهت بهبود ضریب بازیافت است. بنابراین مطالعه جامع مخازن همزمان با شروع بهره برداری از آنها آغاز می شود و تا پایان عمر مخازن ادامه می یابد. از آنجا که شبیه سازی مخزن برای مدت های زیادی بر اساس یک مدل سه بعدی صورت گرفته، در این راستا تهیه یک مدل وابسته بین مهندسی مخزن و زمین شناسان در مطالعه جامع مخزن بسیار ضروری به نظر می رسد (قنواتی ۱۳۸۳).

در مدل سازی مخزن، نقشه رخساره های رسوبی توسط زمین شناسان و ژئوفیزیکست ها با استفاده از منابع داده های موجود نظیر انعکاس لرزه ای، داده های چاه و اطلاعات محیط رسوبی استفاده می شود. این فرایند غیر قابل تکرار بوده و قادر به لحاظ همه ناهمگنی ها با مقیاسهای مختلف در مدل 3D نبوده است. علاوه بر آن وقتگیر و عدم اطمینان آن غیر قابل سنجش بوده است (ROXAR 2003 Software Solution). تکنیک های زمین آماری بر پایه الگوریتمهای رقمی داده های کامپیوتری می تواند درصد عدم اطمینان را نیز منعکس سازد (Deutsch and Liu 1998). روشهای زمین آماری چند منظوره (Strebelle and Journal 2001; Strebelle 2000; 2003; Guardianio and Srivastava)، قدرت روشهای ابزاری (Haldorsen and Damsleth 1990) پیکسل را ترکیب

گروه خامی از لحاظ چینه شناسی به واحد های سورمه، هیث، فهلیان، گدوان و داریان تقسیم می شود. آهک های دریایی سورمه در طی ژوراسیک میانی تا بالایی رسوب یافته اند که نشانگر محیط کم عمق دریایی می باشند. این سازند در فارس، جنوب و شمال شرق فروفادگی دزفول توسعه یافته و بر روی سازند نیریز قرار دارد (مطیعی ۱۳۷۲). در اواخر ژوراسیک شرایط آب و هوایی خشک که بر عربستان حاکم بوده به مناطق فارس کشیده شده و موجب رسوب پهنه ای گسترده از انیدریت هیث با منشا سبخایی در تمامی خلیج فارس و مناطق ساحلی و میانی فارس شده است. در کرتاسه پایینی گروه خامی شامل فهلیان، گدوان و داریان بوده که به شکل کربنات های کم عمق دریایی نهشته می شوند. سازند فهلیان در نئوکومین شامل آهک های کم عمق پلتي و ائولیتی می باشد، سازند گدوان با رخساره شیلی - آهکی در زمان بارمین - آپتین معرف یک پیشروی عمومی بوده و سپس در طول آپتین از عمق حوضه کاسته شده و آهک اریبتولین دار داریان بر جا گذاشته می شود.

زون بندی مخزن

گروه خامی در سال ۱۳۷۱ بر مبنای ویژگیهای پتروفیزیکی و مطالعات میکروسکوپی خرده سنگ های حاصل از حفاری، اطلاعات حاصل از عملیات حفاری، و آزمایشات لایه آزمایشی چاه شماره (۶) به هفت زون تقسیم بندی شده (اشکپور ۱۳۷۱)، اما در مطالعه کنونی با توجه به کسب اطلاعات بیشتر حاصل از حفر چاه اکتشافی (شماره ۵۷) در گروه خامی، زون بندی فوق مورد بازنگری قرار گرفت. برای این منظور، نمودارهای پتروفیزیکی چاه اکتشافی ۵۷ که نسبت به نمودارهای چاه منصوری ۶ کاملتر بوده، مورد

باشد که ویژگیهای مخزنی این گروه در میدان مورد مطالعه با وجود دو حلقه چاه اکتشافی با کمک نرم افزار^۱ RMS مورد مطالعه و بررسی قرار گرفت. گروه خامی تقریباً عمیق ترین مخازن جنوب غربی ایران و در عین حال قدیمی ترین سنگ های مخزنی فروفادگی دزفول به شمار می آیند. در این ناحیه گروه دهرم تا کنون حفاری نشده است و در نواحی فارس و لرستان که گروه دهرم حفاری شده، تنها گاز بدست آمده است (مطیعی ۱۳۷۴).

مخزن خامی در این مطالعه به یازده زون تقسیم شده است و به طور کلی از دسته مخازن آهکی می باشد. ضخامت مخزن خامی در میدان مورد مطالعه ۶۴۵ متر می باشد و به وسیله سازند شیلی کژدمی از مخازن گروه بنگستان جدا می شود. به علت عمق زیاد گروه خامی در فروفادگی دزفول دستیابی به مخازن هیدروکربوری آن با دشواریهای متعددی مانند گشاد بودن دهانه چاهها در سازند گچساران، عبور از سازندهای به شدت شکسته شده آسماری و بنگستان به خصوص اگر قرار باشد کلاهک گازی در این مخازن حفاری شود، عبور از سازندهای شیلی، مانند پابده، گورپی، کژدمی، گدوان و مسائل گیر کردن لوله ها، هرزروی گل حفاری و ریسک آتش سوزی بالا را در پی خواهد داشت. به همین دلیل حفاریهای زیادی در گروه خامی فروفادگی دزفول صورت نگرفته و جذابیت چندانی را هم القا نموده است. لذا اکثر اطلاعات موجود پیرامون هر یک از مخازن خامی حاصل حفاریهای بیش از یکی دو حلقه چاه نیست. به طور کلی مخازن نفتی گروه خامی به استثنای میدان گچساران زیر اشباع هستند (مطیعی ۱۳۷۴). سن گروه خامی نئوکومین - آپسین می باشد.

^۱ -Reservoir Management System

است. مرز سازند گدوان و فهلیان بالایی به صورت پیوسته می باشد.

سازند فهلیان- سازند فهلیان به دو قسمت فهلیان بالایی و پایینی تقسیم شده است. فهلیان بالایی شامل سه زون ۷ تا ۹ و فهلیان پایینی شامل زون های ۱۰ و ۱۱ می باشد. سنگ شناسی غالب فهلیان بالایی مشتمل بر آهک های خاکستری- قهوه ای روشن، نوع I، I/II بوده که آثار آغستگی به نفت به طور محلی مشاهده شده است. مرز فهلیان بالایی و پایینی پیوسته است.

راس سازند فهلیان پایینی با شروع آهک به دنبال حفاری لایه ضخیمی از شیل و رس مربوط به قاعده سازند فهلیان بالایی تعیین شده است. سنگ شناسی این سازند عمدتاً شامل آهک ها به رنگ قهوه ای تا خاکستری تیره، گاهی بیتومینه می باشد.

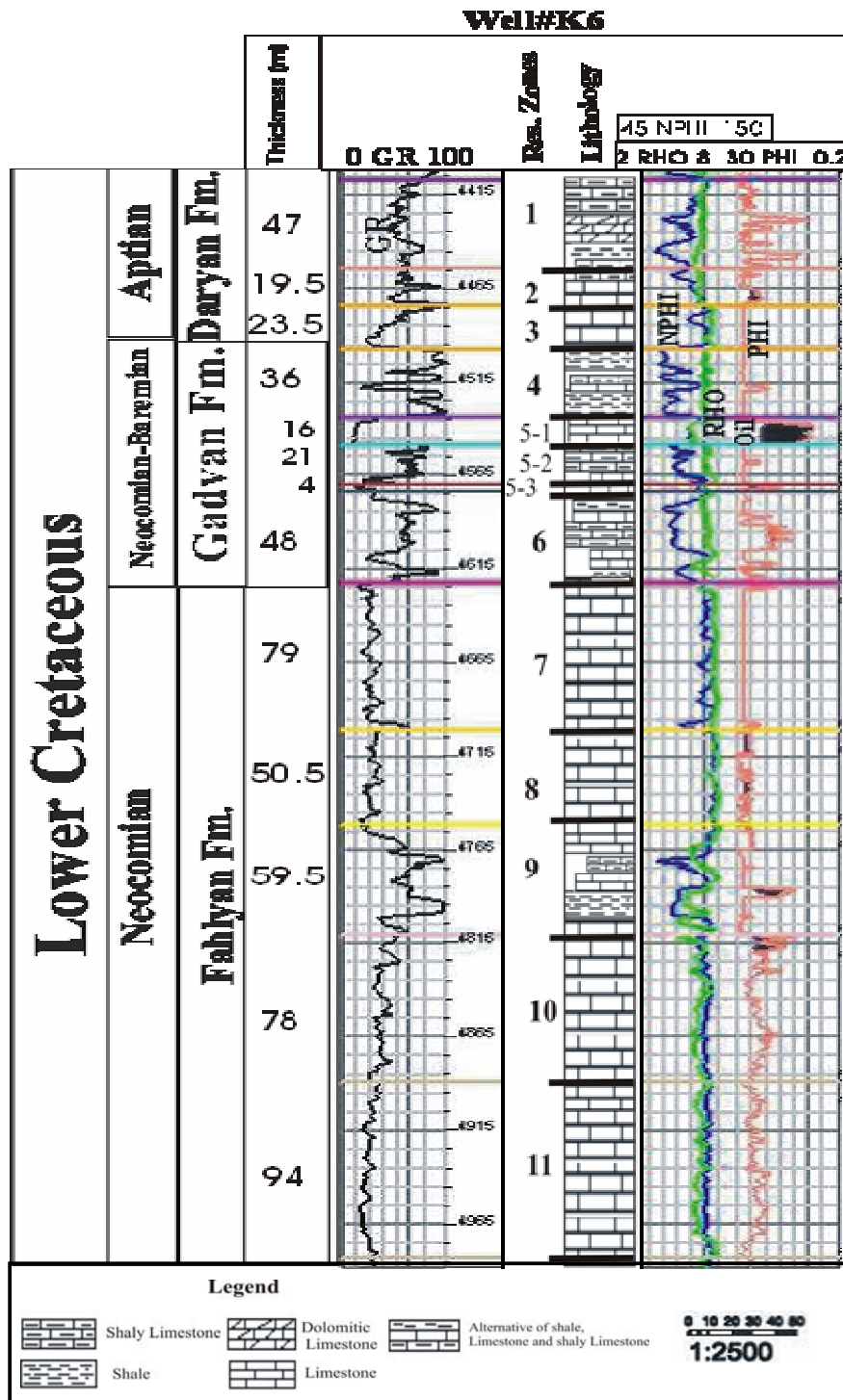
روش کار

مطالعه مخزن خامی بر اساس داده های تحت الارضی و چاه پیمایی و مطالعه خرده های حفاری انجام شده است. بر اساس زون بندی مخزن و نقشه های همتراز عمقی تهیه شده توسط مؤلفین بر روی افق داریان (بعنوان سطح مبنا)، مدل ساختمانی مخزن توسط نرم افزار RMS تهیه و نقشه همتراز عمقی بر روی کلیه سر زون ها و همچنین نقشه های هم ضخامت قائم کلیه زون ها تهیه گردید. مدل پتروفیزیکی مخزن از روش های زمین آماری و به روش شبیه سازی پس از آنالیز داده ها صورت پذیرفته که بر این اساس گسترش پارامترهای تخلخل و اشباع آب در مخزن خامی مدل سازی گردید. در این مرحله از میان گیری داده های ده مرحله اجرای پروژه استفاده که پس از آن بر اساس حدود برش مدل سه بعدی از نسبت ضخامت خالص به نا خالص مخزن تهیه و نهایتاً مقدار نفت در جای اولیه مورد بررسی قرار گرفت.

ارزیابی پتروفیزیکی قرار گرفت. نتایج حاصل از ارزیابیهای فوق و همچنین اطلاعات تکمیلی حاصل از لایه آزمایشی مکرر به همراه توصیف سنگ شناسی گروه خامی در چاه اکتشافی ۵۷، و نیز اطلاعات تولید و هرزروی چاه، نمودار تطابق چینه ای، و اطلاعات مهندسی مخزن، در ارزیابی دقیق تر و زون بندی مخزن استفاده گردید. شکل (۱) ستون سنگ چینه ای گروه خامی را در میدان مورد مطالعه نشان می دهد، که با استفاده از اطلاعات نمودارهای چاه پیمایی گاما، و تخلخل و نیز مقاطع نازک سنگ شناسی مطالعه شده، توسط نرم افزار RMS و Corel draw مورد استفاده در این مقاله ترسیم شده است. بر این اساس گروه خامی بعنوان مخزن آهکی به یازده زون تقسیم بندی گردید (شکل ۱). نکته قابل توجه آن است که هیچکدام از دو حلقه چاه حفاری شده، لایه زیرین این سازند یعنی سازند فهلیان، تا انتها حفاری نشده است و زون بندی ارائه شده نیز تا عمق حفاری شده انجام گردیده است.

سازند داریان- این سازند به سه زون (زون ۱ تا ۳) تقسیم شده است، که تنها زون ۲ آن تا حدودی حاوی هیدروکربور می باشد. هر چند که در آزمایشات هیچگونه هیدروکربوری تولید نکرده است. این سازند عمدتاً از آهک، آهک شیلی و شیل های آهکی تشکیل شده است. مرز این سازند با سازند گدوان پیوسته است.

سازند گدوان- این سازند به سه زون (۴، ۵ و ۶) تقسیم شده است که زون ۵ آن خود به سه زیر زون تقسیم بندی شده است. این سازند با حفاری ضخامت نسبتاً زیادی رس به دنبال آهک های قاعده سازند داریان گزارش شده است. بخش آهکی خلیج مشتمل بر آهک های کرم رنگ نخودی، قهوه ای و خاکستری نوع I، I/II (بر اساس رده بندی آرچی ۱۹۷۲) می باشد که گاهی آغشته به نفت



شکل-۱- ستون سنگ-چینه ای گروه خامی چاه شماره ۶ میدان مورد مطالعه

افزار فوق صورت می پذیرد (Roxar software 2003 solution).

مدل ساختمانی

تهیه سطوح ساختمانی به طور معمول، نقطه آغازین شروع یک مدل مخزنی می باشد. سطوح ساختمانی را می توان به طور مستقیم از برنامه های دیگر به مدل وارد ساخت و یا اینکه از طریق ابزارهای کاربردی تهیه نقشه در نرم افزار موجود با قابلیت گرید بندی آن جهت ایجاد سطح استفاده نمود.

در این بخش می توان انواع اطلاعات مربوط به سطوح را اضافه یا کم کرد، این اطلاعات شامل نقشه های همتراز عمقی، اعماق ورود به مخزن بر اساس اطلاعات چاه، اطلاعات ژئوفیزیکی و خط اثر گسل ها باشد. بدین منظور نقشه همتراز عمقی سر سازند داریان بر گرفته از نقشه های ژئوفیزیکی تصحیح شده بر اساس اطلاعات چاههای حفاری شده، رقومی سازی شده و به عنوان نقشه کنتوری پایه به مدل وارد گردید. بر اساس اطلاعات فوق نقشه سطح داریان به عنوان یک سطح تفسیری تهیه گردید.

اعماق ورود به بخش های مختلف مخزن پس از محاسبه میزان انحراف چاه و بر اساس زون بندی صورت گرفته به عنوان نقاط کنترل چاه جهت ایجاد مدل ساختمانی و تهیه نقشه های همتراز عمقی بر روی دیگر زون های مخزن مورد استفاده قرار گرفت. سطوح تهیه شده بر اساس اطلاعات فوق و میزان شیب و آزیموت سر سازند داریان به عنوان سطوح محاسبه شده ایجاد گردیده است (شکل ۲). همچنین براین اساس و با در نظر گرفتن مسیر چاه میزان ضخامت واقعی هر زون در چاههای متفاوت محاسبه و نقشه های هم ضخامت چینه ای تهیه گردید (شکل ۳). این مراحل (اشکال ۲ و ۳) بمنظور دست یابی به مدل ساختمانی و ادامه

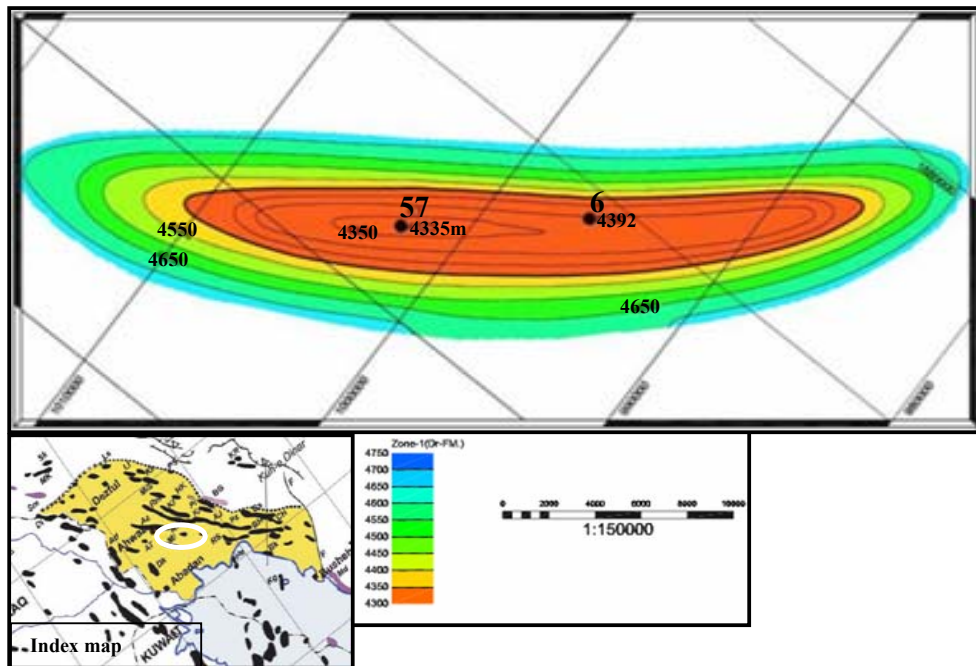
مدل سازی مخزن خامی میدان مورد مطالعه

برای سالیان زیادی، تکنیک مدل سازی دو بعدی به عنوان یک روش اولیه در توصیف مخزن مورد استفاده قرار می گرفت. بهبود کیفیت اطلاعات مخزن به همراه افزایش دانسته های ما در مورد مخازن این نتیجه را به دست می آورد که روش های فوق اغلب ناکافی می باشند. مدل سه بعدی ساختمانی برای ساختارهای پیچیده بسیار موثر می باشد در این میان امکان مدل سازی گسل ها و اثرات هر کدام از آنها بر ساختار مخزن بسیار مهم می باشد. همچنین تصویر سه بعدی از مخزن امکان کنترل کیفیت داده ها را بر اساس ارتباط فضایی بین آنها به وجود می آورد. علاوه بر آن شبیه سازی مخزن برای مدت های زیادی بر اساس یک مش بندی سه بعدی صورت گرفته، بنابراین وجود یک مدل سه بعدی وابسته بین مهندسی مخزن و زمین شناسان در مطالعه جامع یک مخزن بسیار مهم می باشد (Roxar software solution 2003). توسعه آگاهانه یک میدان می بایست بر اساس مطالعه جامع از مخزن صورت پذیرد که این امر شامل خصوصیات استاتیکی و همچنین پاسخ های دینامیکی مخزن می باشد. این دانش به بهترین وجه به صورت یک مدل زمین شناسی ارائه می گردد.

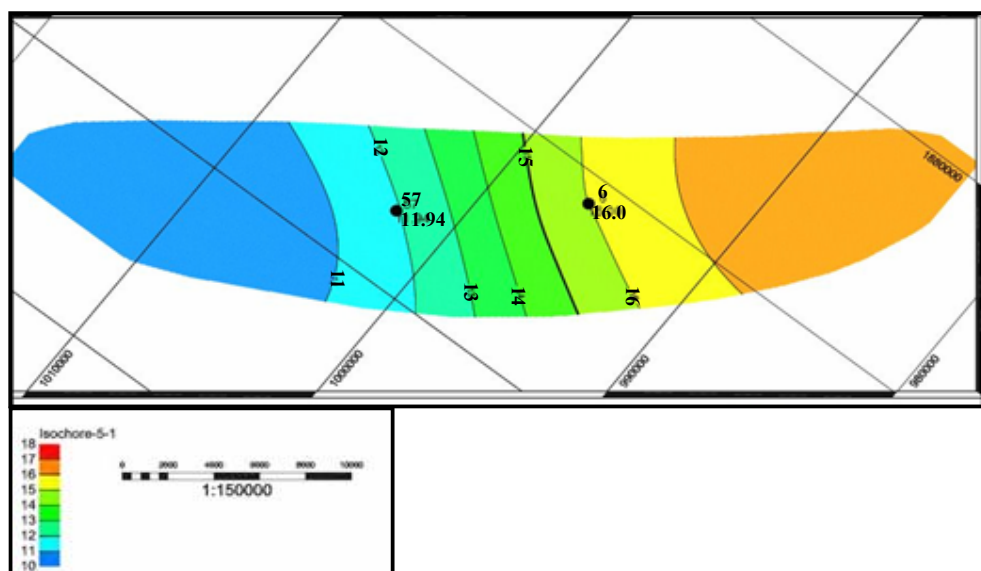
نرم افزار RMS عملیات مدل سازی را با دید بصری بالا و محیط کاری ساده با عملیات سریع و افزایش کار و ارائه نتایج بسیار مطلوب انجام می دهد. همزمان با کامل کردن اطلاعات و به نظم در آوردن آنها به همراه کنترل کیفی داده ها، افزایش ارتباط و ذخیره کردن فعالیت های کاری روزانه، عملیاتی مانند تهیه نقشه ها، حجم سنجی، آنالیز داده ها و طراحی بهینه حفاری چاه های جدید توسط نرم

طولی در امتداد خط الراس مخزن تهیه گردید. بر اساس تفاسیر ژئوفیزیکی جدید محور تاقدیس از افق سروک به فهلیان به میزان ناچیزی به سمت شمال منتقل شده است.

مدل سازی مخزن ضروری است. سپس بر اساس مدل ساختمانی تهیه شده توسط مدل، سه مقطع ساختمانی در بخش های غربی، مرکزی و شرقی مخزن و یک مقطع



شکل ۲- نقشه همتراز عمقی در سر سازند داریان (نقشه اندکس از Bordenave and Hegre 2005)



شکل ۳- نقشه هم ضخامت چینه ای در زون ۱-۵

مدل پتروفیزیکی

پردازش داده های پتروفیزیکی با استفاده از روشهای زمین آمار انجام می گردد. مدل سازی با کمک نرم افزار RMS به دو روش قطعیت پذیر یا جزمی^۱ و احتمالی یا تصادفی^۲ انجام می شود (Roxar software solution 2003). روش اول یک مدل ساده و سریع ایجاد کرده که بر اساس برون یابی داده های چاه با مشخص کردن شعاع جستجو در سه جهت X, Y, Z و همچنین امکان استفاده از نقشه روند تغییرات هر پارامتر تهیه می شود. روش احتمالی از روش های زمین آماری جدید که متفاوت از روش های کلاسیک می باشد بهره می برد.

در بررسی آمار کلاسیک اجزایی یا نمونه هایی که از کل جامعه داده ها به منظور شناخت آن جامعه برداشته می شوند فاقد اطلاعات موقعیتی در فضا بوده و در نتیجه مقدار اندازه گیری شده یک کمیت معین در یک نمونه خاص هیچگونه اطلاعاتی در مورد مقدار همان کمیت در نمونه دیگری به فاصله معلوم را در بر نخواهد داشت. در حالیکه در زمین آمار موقعیت فضایی نمونه ها همواره با مقدار کمیت مورد نظر یکجا مورد تحلیل قرار می گیرد. به عبارت دیگر باید بتوان بین مقادیر مختلف یک کمیت در جامعه نمونه ها و فاصله در جهت قرار گیری نمونه ها نسبت به هم ارتباط برقرار کرد. این ارتباط فضایی (فاصله ای و جهتی) بین مقدار یک کمیت در جامعه نمونه های برداشت شده ممکن است در قالب ریاضی بیان شود، به این قاب ریاضی ساختار گفته می شود. در زمین آمار به بررسی آن دسته از متغیر

هایی پرداخته می شود که ساختار فضایی از خود بروز دهند (حسینی پاک ۱۳۷۱).

روش های مختلفی برای تخمین^۳ وجود دارد که در یک تقسیم بندی کلی می توان آنها را به روشهای زمین آماری و روش های کلاسیک تقسیم کرد. روش های کلاسیک، روش هایی هستند که از آمار کلاسیک برای تخمین استفاده می کنند. در صورتی که در روش های زمین آماری، تخمین بر اساس ساختار فضایی موجود در محیط مورد نظر صورت می گیرد. به طور کلی تخمین زمین آماری فرایندی است که طی آن می توان مقدار یک کمیت در نقاطی با مختصات معلوم را با استفاده از همان کمیت در نقاط دیگری با مختصات معلوم بدست آورد.

کریجینگ یک روش تخمین است که بر منطق میانگین متحرک وزن دار استوار است و در مورد آن می توان گفت که بهترین تخمین گر خطی نا اریب است. از مهمترین ویژگی های کریجینگ آن است که به ازای هر تخمین خطای مرتبط با آن را می توان محاسبه کرد. بنابراین برای هر مقدار تخمین زده شده می توان دامنه اطمینان آن تخمین را محاسبه کرد. در حالی که در روش های کلاسیک معمولاً چنین نخواهد بود. تخمینگر کریجینگ بهترین تخمین گر نا اریب است لذا باید اولاً عاری از خطای سیستماتیک باشد و ثانياً واریانس تخمین آن حداقل باشد جهت برقراری شرط اول باید میانگین خطای تخمین صفر باشد (Roxar software solution 2003).

یکی از مهمترین نقاط قوت زمین آمار، توانایی آن در محاسبه واریانس تخمین ذخایر و سایر تخمین ها است. هر

^۱ - Deterministic

^۲ - Stochastic

^۳ -Kriging

به طور کلی در زمین آمار باید از داده هایی استفاده کرد که فاقد روند باشند. برای تشخیص عدم روند می توان از واریوگرام استفاده نمود. به طور کلی واریوگرام های که در محدوده مورد نظر به سقف ثابتی نمی رسند می توانند دلالت بر وجود روند داشته باشند. در صورت وجود روند لازم است قبل از شروع عملیات اثر آن را خنثی کرد و سپس روی مقادیر باقیمانده محاسبات را انجام داد. این امر شامل حذف روند در سمت قائم چاه، روند در جهت عمود در لایه ها و نهایتاً حذف روند کلی میدان عمود بر محور تاقدیس (حذف تغییرات ناحیه ای) صورت می گیرد.

(۳) انتقال داده ها

داشتن داده هایی که توزیع نرمال دارند در حقیقت مجوز استفاده از روش های آماری مورد نظر است. نمودار توزیع نرمال، به شکل یک منحنی زنگی شکل کاملاً متقارن است که با پارامترهای آماری میانگین، واریانس که نشان دهنده پراکندگی داده ها و در نتیجه گستردگی منحنی توزیع نرمال است، تعریف می شود. لذا به طور کیفی می توان نرمال بودن توزیع داده ها را از روی هیستوگرام داده ها (نزدیک به نرمال) چولگی داده ها (نزدیک به صفر) کشیدگی آنها نزدیک به سه باشد (شکل ۴). این فرایند توسط نرم افزار انجام می گردد. بر این اساس توزیع نرمال داده ها برای تخلخل و اشباع آب صورت پذیرفت.

(۴) تهیه گرید زمین شناسی

جهت مدل پتروفیزیکی مخزن و همچنین محاسبات حجم سنجی در ابتدا نیاز به تهیه گرید زمین شناسی بوده که بر اساس میزان تغییر پذیری پارامترهای پتروفیزیکی و الگوی زون بندی مخزن تهیه می شود. گرید فوق می تواند منفرد

روش تخمین، خطای تخمین ویژه خود را دارد این خطاها از این واقعیت منشا می گیرد که میزان واقعی آنچه که مورد تخمین است با آنچه که از تخمینگر آن حاصل می شود تفاوت دارد و بنابراین خطای تخمین از تفاضل میزان تخمین واقعی و تخمین گر حاصل خواهد شد (حسنی پاک ۱۳۷۱). یک روش تخمین مناسب باید واجد شرایط زیر باشد:

الف: میانگین خطاها نزدیک به صفر باشد این شرایط، همان شرط ناریب بودن تخمین است.

ب: توزیع خطاها در محدوده میانگین متمرکز باشد. این شرط، شرط کم بودن واریانس است.

آماده سازی داده ها در بازسازی و تهیه مدل پتروفیزیکی
شامل مراحل ذیل است:

(۱) حذف داده های پرت^۱

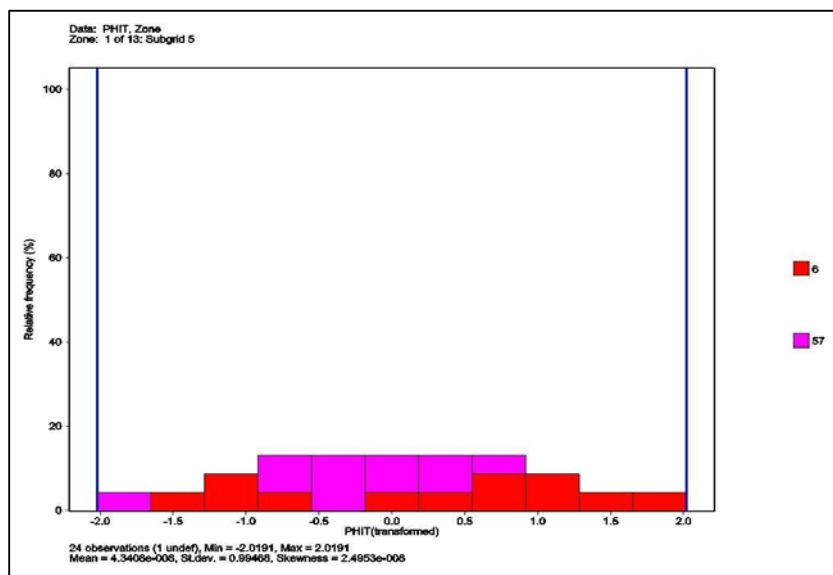
دامنه تغییرات یک پارامتر ممکن است در بعضی مواقع تعبیرهای نامناسبی از جامعه ارائه کند و در حالیکه جامعه از دید آماری جامعه متمرکزی باشد، به علت وجود مقادیر خیلی کوچک و یا خیلی زیاد دامنه تغییرات عدد بزرگی را نشان می دهد. در بعضی از روش های آماری یک دهم و حتی تا یک چهارم از داده های بالا و پایین را حذف می کنند و بعد از آن دامنه تغییرات داده های باقیمانده را محاسبه می کنند. آنالیز داده های پتروفیزیکی بر اساس نمودارهای هیستوگرام در این میان کمک فراوانی به حذف داده های پرت از جامعه آماری مورد نظر می کند.

(۲) حذف روند

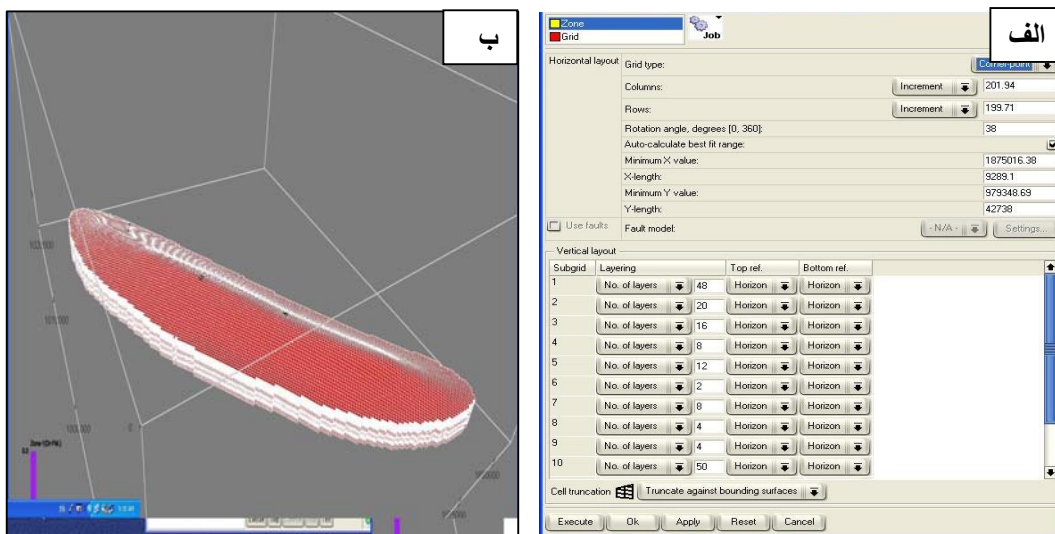
^۱- Truncate

انجام می شود. از آنجا که اطلاعات ورودی به صورت یکسری از داده های پیوسته می باشد و سل های ایجاد شده بر اساس گرید فوق دارای بیش از یک مقدار خواهند بود، ابتدا داده های فوق به صورت منقطع و شامل متوسط هر سری ازداده ها برای هر سل (سلول) تغییر خواهد یافت که داده های بلوک شده نامیده می شوند.

و شامل یک سطح در بالا و یک سطح در پایین و یا به صورت مولتی زون و شامل بیش از دو سطح باشد. گرید بندی شامل سطر و ستون در جهت افقی و تعداد لایه ها در جهت قائم می باشد (شکل ۵). در این شکل، مراحل آماده سازی گرید و گرید تهیه شده توسط نرم افزار RMS نشان داده شده است. تعداد لایه ها در هر زون و یا زیر زون با توجه به اهداف و مخزنی بودن و یا نبودن لایه مورد نظر



RMS

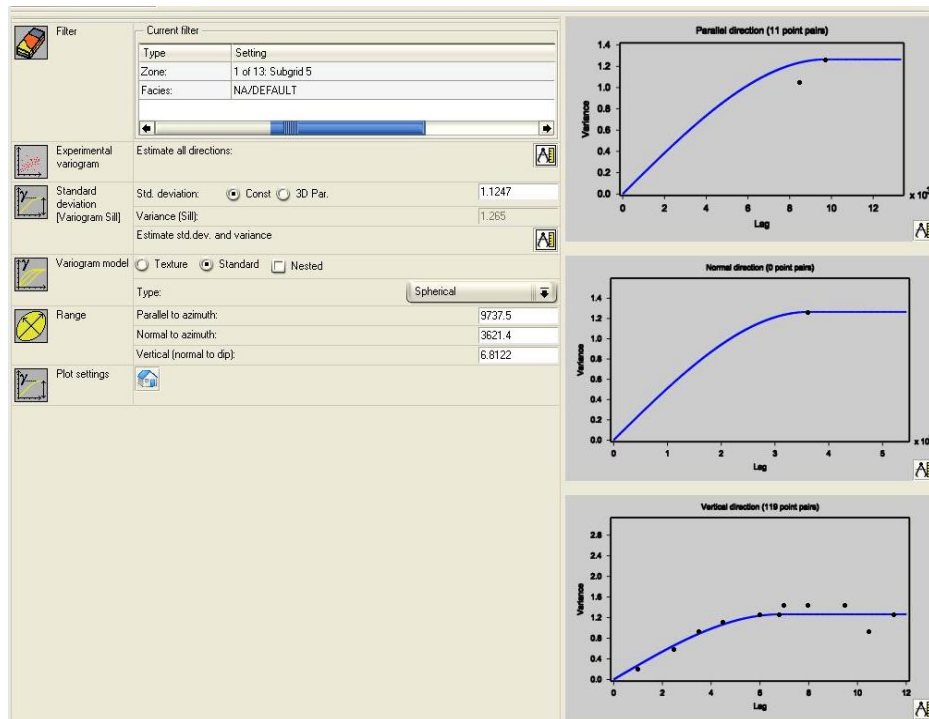


شکل ۵- مراحل آماده سازی گرید (الف) و گرید تهیه شده (ب) توسط نرم افزار RMS

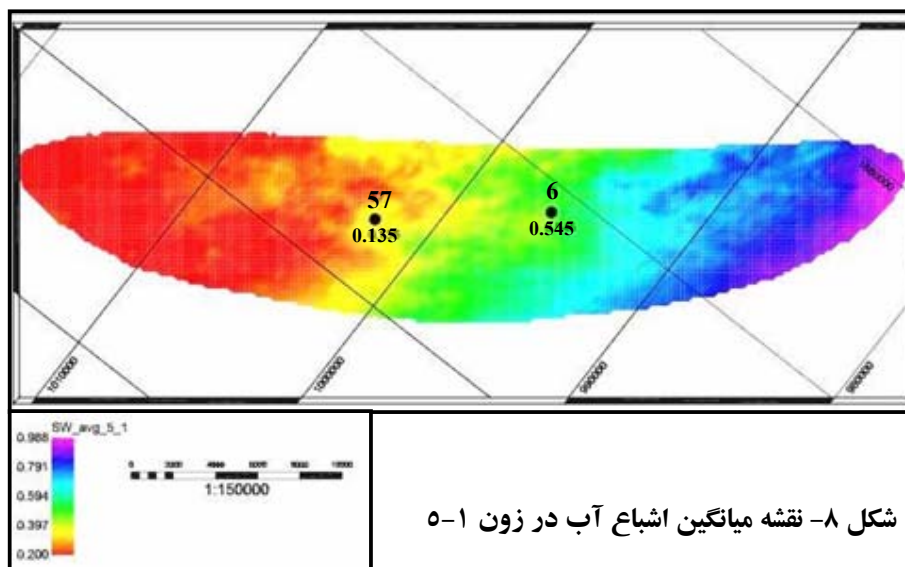
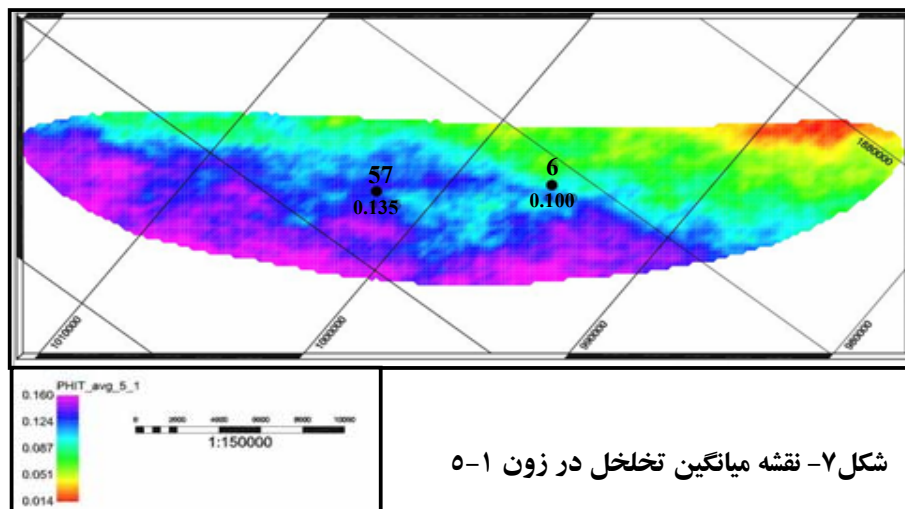
مکانی شناخت (شکل ۶). از واریوگرام رسم شده می توان گسترش فضایی که درون آن وابستگی فضایی بین داده ها وجود دارد را مشخص کرد. بعلاوه واریوگرام می تواند مقدار کل تغییر پذیری داده ها را به دو مولفه که یکی ساختار دار و تابع موقعیت فضایی است و دیگری که تصادفی است تقسیم کند. در زمین آمار مولفه تصادفی واریانس را اصطلاحاً واریانس قطعه ای و مولفه ساختار دار آن را اصطلاحاً واریانس فاصله ای می خوانند. بدین منظور بخشی از تغییر پذیری کمیت هایی نظیر تخلخل سنگ مخزن می تواند تصادفی و بخش دیگر آن می تواند ساختاری باشد که این تفاوت می تواند بیانگر هتروژنتیکی مخزن باشد. بر اساس آنالیزهای صورت گرفته بر روی داده های پتروفیزیکی مدل سه بعدی تخلخل، اشباع آب، برای زون های مختلف مخزن تهیه گردید (اشکال ۷ و ۸).

بدیهی است که مقایسه پارامترهای آماری همچون میانگین و انحراف معیار داده های خام و بلوک شده بیانگر میزان دقت در طی مراحل فوق و تهیه گرید زمین شناسی می باشد.

در زمین آمار می توان با استفاده از داده های یک کمیت با مختصات معلوم مقدار همان کمیت را در نقطه دیگر، با مختصات معلوم واقع در درون دامنه ای که ساختار فضایی حاکم است، تخمین زد. جهت بررسی وجود یا عدم وجود ساختار فضایی بین داده ها لازم است از میانگین مربع اختلاف مقادیر داده ها به ازای طول گام های مختلف محاسبه کرده و در نتیجه با استفاده از این میانگین مربع اختلاف به رسم واریوگرام پرداخت. واریانس (پراکندگی مقادیر حول میانگین) وابسته به فضا را واریوگرام می نامند. هدف اصلی از برقرار کردن تابع واریوگرام این است که بتوان ساختار تغییر پذیری را بخصوص نسبت به فاصله



شکل ۶- نمونه واریوگرام تهیه شده توسط نرم افزار RMS



بهتری نسبت به سایر زون ها برخوردار بوده و با توجه به مدل ساختمانی و پتروفیزیکی و نقشه های میانگین تخلخل، اشباع آب و ضخامت خالص به کل^۱ تهیه شده، چنین نتیجه

نرم افزار RMS با دقت بالایی این فرایند را انجام داده و بخش های مفید مخزنی را تعیین نمود. با توجه به مدل های تهیه شده در این مخزن می توان بیان داشت که زون های ۵ (زیر زونهای ۵-۱-بخش خلیج و ۵-۳-بخش آهکی زیر خلیج) و زون ۱۰ (فهلان پایینی) از ویژگی های مخزنی

^۱-Net/Gross

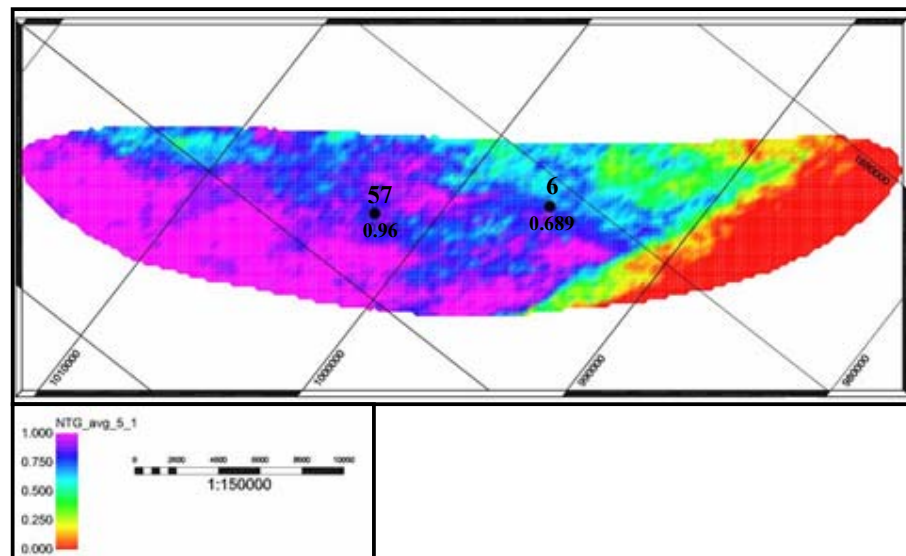
مثال اشکال ۷ و ۸) برای تخلخل برابر ۴/۵ درصد و در روش مشابه برای اشباع آب ۶۵ درصد محاسبه گردید. بر اساس حدود برش فوق و بر اساس مدل های سه بعدی گسترش تخلخل و اشباع آب (تهیه شده به روش های زمین آماری)، مدل سه بعدی از مقدار ضخامت خالص به کل تهیه گردید که در محاسبات حجم سنجی جهت مقایسه با محاسبات حجمی پیشین، از حدود برش معلوم در مناطق نفتخیز استفاده گردید (شکل ۹). نتایج بدست آمده از نرم افزار RMS (میانگین تخلخل، اشباع آب و ضخامت خالص به کل) در دو چاه ۶ و ۵۷ در جدول (۱) قابل مقایسه می باشد. داده های این جدول بر مبنای داده های ورودی اولیه ارزیابی شده زمین شناسی مخزن به نرم افزار بدست آمده است.

گرفته می شود که ویژگی های مخزنی از جمله تخلخل و تراوایی از چاه شماره ۶ به سمت چاه شماره ۵۷ افزایش پیدا کرده و میزان اشباع آب در چاه شماره ۶ بالاتر می باشد.

محاسبات مخزنی

تعیین حدود برش تخلخل و اشباع آب

جهت تعیین ضخامت مفید مخزن آنالیز هایی بر روی دو حلقه چاه در موقعیت گوناگون از مخزن برای فواصل عمقی جهت تعیین مقدار برش تخلخل و همچنین اشباع آب از روی نمودارهای پتروفیزیکی صورت پذیرفت. تعیین زون های خالص مخزن با استفاده از حد برش که مقدار آنها بر اساس محدوده ای از ستون تجمعی نفت در مقابل مقادیر تخلخل و اشباع آب محاسبه گردید. مقدار حد برش حاصل از آنالیز داده های پتروفیزیکی (بعنوان



شکل ۹- نقشه ضخامت خالص به ناخالص در زون ۵-۱

جدول ۱- داده های میانگین تخلخل، میانگین اشباع آب و نیز میانگین ضخامت خالص به کل (N/G)
 بدست آمده از نرم افزار RMS در دو چاه ۶ و ۵۷.

Well No	Measured Depth entry	Isochore	East entry (m)	North entry (m)	True vertical Depth Entry (m)	Tru Vertical Thickness entry(m)	Measured Depth Thickness (m)	True vertical Depth Thickness (m)	Average porosity (%)	Average N/G (%)	Average Water Saturation (Sw%)
57	4353	1	1863323.698	1002493.462	4324.8	50.8	51	50.8	0.044	0.07	0.85
6	4407	1	1868745	996067	4392	47	47	47	0.031	0	0.99
57	4404	2	1863319.41	1002491.539	4375.6	18.4	18.5	18.4	0.06	0.47	0.41
6	4454	2	1868745	996067	4439	19.5	19.5	19.5	0.024	0.05	0.89
57	4422.5	3	1863317.77	1002490.8	4394	24.3	24.5	24.3	0.029	0.13	0.85
6	4473.5	3	1868745	996067	4458.5	23.5	23.5	23.5	0.012	0	1
57	4447	4	1863315.614	1002489.836	4418.4	39.7	40	39.8	0.029	0.09	0.91
6	4497	4	1868745	996067	4482	36	36	36	0.014	0	0.99
57	4487	5-1	1863312.135	1002488.337	4458.2	11.9	12	11.9	0.134	0.95	0.28
6	4533	5-1	1868745	996067	4518	16	16	16	0.1	0.68	0.54
57	4499	5-2	1863311.109	1002487.953	4470.1	20.4	20.5	20.4	0.023	0.007	0.98
6	4549	5-2	1868745	996067	4534	21	21	21	0.012	0	1
57	4519.5	5-3	1863309.364	1002487.335	4490.5	4.4	4.5	4.4	0.103	0.87	0.33
6	4570	5-3	1868745	996067	4555	4	4	4	0.043	0.33	0.73
57	4524	6	1863308.981	1002487.204	4495	43.8	44	43.8	0.025	0.003	0.99
6	4574	6	1868745	996067	4559	48	48	48	0.033	0	0.98
57	4568	7	1863305.17	1002486.017	4538.8	82.9	83.5	82.9	0.02	0.04	0.95
6	4622	7	1868745	996067	4607	79	79	79	0.012	0.01	0.99
57	4651.5	8	1863295.675	1002484.637	4621.8	60.1	60.5	60.1	0.02	0.06	0.92
6	4701	8	1868745	996067	4686	50.5	50.5	50.5	0.017	0	0.83
57	4712	9	1863289.305	1002486.822	4681.9	81.3	82	81.3	0.014	0	0.98
6	4751.5	9	1868745	996067	4736.5	59.5	59.5	59.5	0.02	0.03	0.95
57	4794	10	1863281.375	1002492.992	4763.3	70.3	71	70.3	0.064	0.3	0.63
6	4811	10	1868745	996067	4796	78	78	78	0.043	0.05	0.94
57	4865	11	1863274.226	1002499.395	4833.6	90.9	92	90.9	0.027	0	0.94
6	4889	11	1868745	996067	4874	94	94	94	0.033	0	1

پایینی همخوانی ندارد و با توجه به نتایج DST این زون نفت تولید کرده است.

ج- زون ۹- این زون دارای تخلخل و تراوایی پایینی بوده که از حد برش کمتر می باشد و میانگین اشباع آب آن با توجه به حد برش در نظر گرفته شده ۹۰٪ می باشد که مطلوب نیست.

د- زون ۱۰- فهلیان پایینی نسبت به سایر لایه ها دارای فشار پایین تری است. در این زون هم در چاه ۵۷ و هم در چاه ۶ آزمایش DST انجام شده است.

ز- زون ۱۱- میزان اشباع آب این زون ۱۰۰٪ و میانگین تخلخل آن ۳٪ می باشد که از حد برش در نظر گرفته شده پایینتر بوده بنابراین از شرایط مخزنی خوبی برخوردار نبوده و حاوی هیدروکربن نمی باشد.

محاسبات حجمی

محاسبه حجم نفت در جای اولیه یکی از اولین قدم ها برای ارزیابی مخزن و تعیین استراتژی آینده بهره برداری از مخزن می باشد که توسط روش های مختلفی مانند محاسبات حجمی، محاسبات موازنه مواد و تعیین منحنی های افت دبی انجام می گردد (Roxar software solution 2003). در این میان محاسبات حجمی که بر مبنای محاسبه حجم توده سنگ و متوسط پارامترهای پتروفیزیکی انجام می گیرد از اهمیت ویژه ای برخوردار است. چرا که، نمایانگر حجم کلیه هیدروکربن های موجود در مخزن، اعم از فعال و غیر فعال می باشد. در این تحقیق توسط نرم افزار RMS محاسبات حجمی انجام گرفت و با سایر روشهایی مانند VCS³ مقایسه شد.

با توجه به نتایج حاصله و آزمایشات ساق مت^۱، لایه آزمایشی مکرر^۲ (کرد ۱۳۸۷) و ارزیابی های پتروفیزیکی در مورد زون های مختلف مخزن نتایج زیر حاصل می شود:

۱- سازند داریان - در این سازند هیچگونه آزمایشی انجام نشده است تنها در آزمایش RFT چاه شماره (۶) یک نقطه فشار از آن اخذ گردیده است هر چند نتایج RFT حالت پیوستگی ندارد ولی در نبود سایر اطلاعات، فشار در عمق ۴۳۹۳ متر زیر سطح دریا با استفاده از تک نقطه مذکور برابر ۱۲۲۵۱ پام می باشد. در چاه ۵۷ هیچگونه سیالی بدون ابزار راه نیافت بنابراین فشاری ثبت نشده است تنها بخش میانی این سازند (زون دو) تا حدودی حاوی هیدروکربن می باشد هر چند که در آزمایشات هیچگونه هیدروکربنی تولید نکرده است.

۲- سازند گدوان- این سازند در چاه شماره ۵۷ مورد آزمایش DST قرار گرفته است و نشان می دهد زون های ۵-۱ (بخش خلیج) و ۳-۵ آن دارای هیدروکربن می باشد. این ساب زون ها دارای میانگین تخلخل و میانگین ضخامت خالص به کل خوبی بوده و از شرایط مخزنی بهتری برخوردار می باشد.

۳- سازند فهلیان - این سازند خود به زون های زیر تقسیم شده است:

الف- زون ۷- با توجه به آزمایشات RFT این بخش از مخزن از نظر فشاری با سازند گدوان کاملاً همخوانی دارد و با توجه به میانگین اشباع ۹۵٪ در هر دو چاه از شرایط مخزنی خوبی برخوردار نمی باشد.

ب- زون ۸- این زون با توجه به نتایج RFT در چاه ۵۷ از نظر فشاری با هیچ کدام از سازند های گدوان و فهلیان

¹ - DST=Drill Stem Test

² - RFT=Repeat Formation Tester

³ - Volumetric Calculation Software

صورت گرفته به عنوان نقاط کنترل چاه جهت ایجاد مدل ساختمانی و تهیه نقشه های همتراز عمقی بر روی دیگر زون های مخزن مورد استفاده قرار گرفت. سطوح تهیه شده بر اساس اطلاعات فوق و میزان شیب و آزیموت سر سازند داریان به عنوان سطوح محاسبه شده ایجاد گردیده است. مدل پتروفیزیکی مخزن از روش های زمین آماری و به روش شبیه سازی پس از آنالیز داده ها صورت پذیرفته که بر این اساس گسترش پارامترهای تخلخل و اشباع آب در مخزن خامی مدل سازی گردید. محاسبه حدود برش و اشباع آب بر اساس اطلاعات پتروفیزیکی و ترسیم نمودارهای درصد تخلخل و اشباع آب در مقابل ستون تجمعی نفت محاسبه گردید. بر اساس نقشه توزیع تخلخل با استفاده از نرم افزار می توان اظهار داشت که کیفیت مخزنی به سمت غرب مخزن از شرایط بهتری برخوردار است و برنامه های آینده حفاری را می توان در این مناطق اجرا نمود.

محاسبات حجمی با در دست داشتن پارامترهای مخزنی همچون ضریب حجمی نفت، سطوح تماس سیالات، نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل و مدل ساختمانی و پتروفیزیکی مخزن انجام پذیرفته که بر این اساس حجم نفت درجای مخزن برابر ۴۰۲ میلیون بشکه برآورد شد.

تشکر و قدردانی

صمیمانه از همکاری اداره زمین شناسی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به واسطه همکاری های بی شائبه در انجام این مطالعه و بخش پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز تشکر می شود.

با توجه به مدل ساختمانی و پتروفیزیکی تهیه شده توسط نرم افزار RMS و بر اساس پارامترهای مخزنی همچون ضریب حجمی نفت، سطوح تماس سیالات و نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل در زون های مختلف مخزن، بررسی های حجمی اولیه در مخزن بر مبنای فرمول های ذیل قابل محاسبه می باشد (Roxar software 2003 solution).

حجم کل مخزن: $Bulk = Structure \text{ Volume}$

حجم مفید مخزن: $Net = Bulk \times \Phi$

حجم فضای متخلخل: $Pore = Net \times \Phi$

حجم نفت فضای متخلخل: $HCPV = Pore \times (1 - sw)$

حجم نفت درجای اولیه: $STOIP = HCPV / Bo$

بر اساس اطلاعات مهندسی مخزن (کرد ۱۳۸۷)، ضریب حجمی نفت (Bo) مخزن و همچنین نسبت گاز به نفت محلول برای این مخزن محاسبات حجمی انجام شد. قابل ذکر است محاسبات فوق قابل تفکیک و بر اساس زون بندی مخزن و همچنین بر اساس انواع رخساره می باشد. بر اساس محاسبات صورت گرفته حجم سیال درجای مخزن خامی میدان مذکور ۴۰۲ میلیون بشکه متعارفی برآورد گردیده است.

نتیجه گیری

در این میدان شیب یال شمالی بیشتر از یال جنوبی بوده و محور ساختمانی در دو سوی خود به سمت شمال پیچش نشان می دهد. اعماق ورود به بخش های مختلف مخزن پس از محاسبه میزان انحراف چاه و بر اساس زون بندی

منابع

- ۴- مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران: چینه شناسی زاگرس، زیر نظر عبدالرحیم هوشمند زاده، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، تهران، ۵۳۶ صفحه.
- ۵- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس جلد ۱ و ۲، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، تهران، ۱۰۲۴ صفحه.
- ۶- کرد، ش.، ۱۳۸۷، مطالعه مهندسی مخازن، مخزن خامی میدان منصوری، گزارش شماره ۶۱۹۳، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب ایران.
- 7- Al-Khalifeh, M., and M. Makkawi, 2002, The impact of data integration on geostatistical porosity modeling: A case study from the Berri Field, Saudi Arabia: *J. Petroleum Geology*, v.25, p.485-498.
- 8- Bordenave, M. L., and J. A. Hegre, 2005, The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran: *Journal of Petroleum Geology*, v. 28, p339 – 368.
- 9- Deraisme, J., Allen, O., and D. Renard, 2000, Multi-layer reservoir modeling, [www.Geovariances. Com/technical references-oil-gas ar0018.htm](http://www.Geovariances.Com/technical_references-oil-gas-ar0018.htm).
- 10- Deutsch, C., and A. Journel, 1998, *GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide*, 2d ed.: New York, Oxford University Press, 369 P.
- 11- Fernandez, O., Munoz, J.A., Arbues, P., Falivene, O., and M. Marzo, 2004, Three dimensional reconstruction of geological surfaces: An example of growth strata and turbidite systems from the Ainsa Basin (Pyrenees, Spain): *AAPG Bull.*, v.88, p.1049-1068.
- 12- Archie, G.E., 1972, Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical consideration: *AAPG*, v.36, p.278-298.
- 13- Guardiano, F., and R. M. Srivastava, 1993, Multivariate geostatistics: Beyond bivariate moments. In: A. Soares (Ed.), *Geostatistics-Troia*: Dordrecht, Kluwer Academic Publications, v. 1, p. 113–114.
- 14- Haldorsen, H., and E. Damsleth, 1990, stochastic modeling: *Journal of Petroleum Technology*, v. 42, p. 404– 412.
- 15- Jackson, M.D., Yoshida, S., Muggeridge, A.H., and H. D. Johnson, 2005, Three dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones: *AAPG Bull.*, v.89, p.507-528.
- 16- Labourdette, R., Poncet, J., Seguin, J., Temple, F., Hegre, J. and A. Irving, 2006, Three-dimensional modeling of stacked turbidite channels in West Africa: impact on dynamic reservoir simulations: *Petroleum Geoscience*, v.12, p.335-345.

thesis, Stanford University, Stanford, California, 187 P.

26- Strebelle, S., and A. Journel, 2001, Reservoir modeling using multiple point statistics: Presented at the Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, SPE Paper 71324, 10 P.

27- Telje, G., Kihelberg, A., and R. Wold, 2000, Reservoir modeling using 3D visualization, www.cseg.ca/conferences/2000abstracts/1244/pdf

28- Wu, K., Marinus I.J., Dijke, V., Couples, G.D., Jiang, Z., Jingsheng Ma, Sorbie, K.S., Crawford, J., Young, I., and X. Zhang, 2006, 3D Stochastic Modelling of Heterogeneous Porous Media-Applications to Reservoir Rocks: Transport in Porous Media, v.65, p.443-467.

17- Lamarche, J., M.S. Wenderoth, 2005, 3D Structural model of the Polish basin: Tectonophysics, v. 397, p. 73-91.

18- Li, H., and C.D. White, 2003, Geostatistical shale models for a deltaic reservoir analog: From 3D GPR data to 3D flow modeling, AAPG Annual Convention Salt Lake City, Utha, May 11-14, 6P.

19- Liu, Y., 2003, Downscaling seismic data into a geologically sound numerical model: Ph.D. thesis, Stanford University, Stanford, California, 202P.

20- Liu, Y., Harding, A., Abriel, W., and S. Strebelle, 2004, Multiple-simulation integration wells, three dimensional seismic data, and geology: AAPG Bull., v.88, p.905-921.

21- Louks, R.G., Mescher, P.K., and G.A. McMechan, 2004, Three dimensional architecture of a coalesced, collapsed paleocave system in the Lower Ordovician Ellenburger Group, central Texas: AAPG Bull., v.88, p.545-564.

22- Pyrcs, M.J., Catneanu, O., and C.V. Deutsch, 2005, Stochastic surface-based modeling of turbidite lobes: AAPG Bull., v.89, p.177-191.

23- Labourdette, R., Poncet, J., Seguin, J., Temple, F., Hegre, J., and A. Irving, 2006, Three-dimensional modeling of stacked turbidite channels in West Africa: Impact on dynamic reservoir simulations: Petroleum Geoscience, v.12, p.335-345.

24- Roxar software solution, 2003, RMS user guide release 7.0.

25- Strebelle, S., 2000, Sequential simulation drawing structures from training images: Ph.D.