

مدل‌سازی ساختمانی و محاسبات حجمی نفت مخزن آسماری میدان نفتی شادگان با استفاده از نرم‌افزار RMS

* بهمن سلیمانی، فرامرز شهبانی: دانشگاه شهید چمران اهواز

چکیده

میدان نفتی شادگان در جنوب غربی فروافتادگی دزفول قرار دارد. این میدان از نظر ساختار زمین‌شناسی یک تاق‌دیس متقارن با ابعادی به طول ۲۳/۵ کیلومتر و عرض ۶/۵ کیلومتر در افق سازند آسماری و همسو با روند ساختمانی دیگر میادین حوضه نفتی زاگرس است. مخزن آسماری از دو مخزن مجزا تشکیل شده است. هدف از این پژوهش، تهیه مدل چینه‌ای و گسلی، ارزیابی کیفیت مخزن، تعیین نقش گسل‌ها و تعیین حجم نفت مخزن آسماری با استفاده از نرم‌افزار RMS است. در ایجاد مدل ساختمانی، داده‌های گسل‌ها همراه با زون‌های مختلف، طراحی و هندسه مخزن را شکل می‌دهند. تلفیق دو مدل چینه‌ای افق‌های مخزنی و گسلی آشکار کرد که سطح گسل هر دو مخزن را قطع نموده، اما اختلاف درجه سبکی یا API نفت هر دو مخزن و عدم تأثیر تغییرات فشاری این مخازن بر یکدیگر در زمان تولید، عدم تأثیر گسل‌ها بر ارتباط درونی دو مخزن را نشان می‌دهد. با انطباق مدل‌های گسلی، توزیع تخلخل و مقادیر حجمی مخزن، تأثیر گسلش در کیفیت خواص مخزنی مشخص شد.

مقدمه

مدل تحت‌الارضی مخزن بر مبنای نمایش کامپیوتری داده‌های زمین‌شناسی پارامترهای پتروفیزیکی نظیر تخلخل، نفوذپذیری، اشباع سیال و غیره است. محاسبه مستقیم این پارامترها محدود به چند چاه است که برای بزرگ‌نمایی توزیع آن‌ها چنین محدودیتی لازم است. بازسازی دقیق سه بعدی تنها روشی است که پارامترهایی نظیر پیچش کانالی، استمرار و ارتباط توده‌های ماسه‌ای و به‌طور کلی شکل هندسی مخزن را توصیف می‌کند. چنین پارامترهایی کنترل‌های کلیدی بر تولید هیدروکربن محسوب می‌شوند [۱]. هر یک از ویژگی‌های مخزن نظیر چینه شناسی [۲]، شکستگی در مخازن شکسته شده [۳]، ساختمان سه بعدی [۴]، و از شبیه‌سازی دینامیکی [۵]، در مدل‌سازی به‌کار گرفته شده است. با کمک روش‌های تخمین زمین‌آمار می‌توان از نقاط و سطوح اندازه‌گیری شده، برای تعیین نقاط و سطوح اندازه‌گیری نشده برای هر کمیته درونیابی^۱ انجام داد. به اندازه‌گیری آن کمیته در تعدادی از نقاط و یا برآورد آن کمیته روی سطح یا حجم خاصی بر اساس مقادیر حجمی

واژه‌های کلیدی: نرم‌افزار RMS، مدل‌سازی، مدل‌سازی گسل‌ها، حجم سنجی، روش‌های زمین‌آمار

پذیرش ۹۰/۳/۲۸

دریافت ۸۸/۱۰/۲۸

*نویسنده مسئول

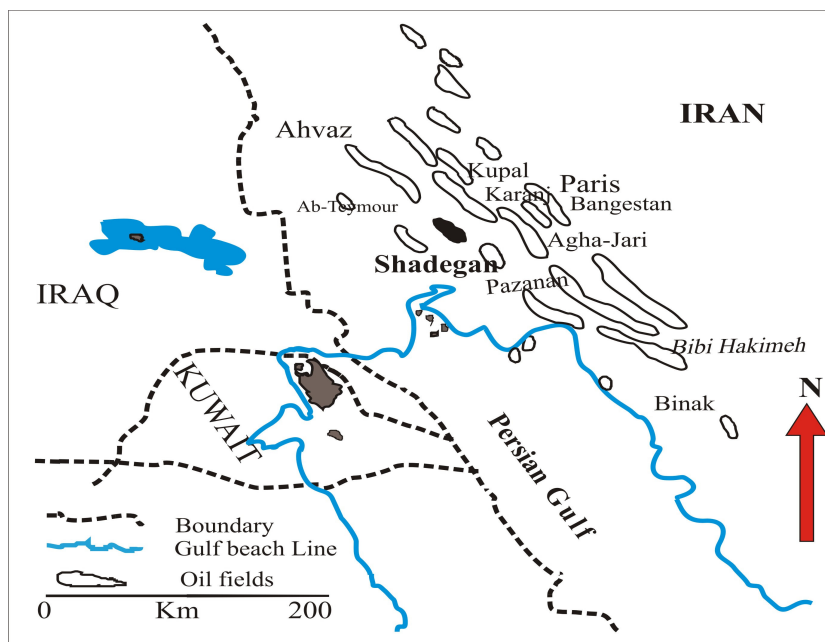
soleimani_b@scu.ac.ir, shabani.faramarz@yahoo.com

۱. Interpolate

(و یا نقطه‌ای) اندازمگیری شده دانست. بنا بر این، زمین‌آمار^۱ و به‌ویژه مدل‌سازی آماری مخزن، امکان ایجاد مدل صحیح و قابل استفاده‌ای را برای مهندسان مخزن ایجاد می‌کند [۶]. در این پژوهش، مدل‌سازی ساختار مخزن آسماری میدان شادگان با هدف پی بردن به هندسه مخزن با کمک اطلاعات ۱۳ حلقه چاه موجود در میدان انجام شده است. مدل‌سازی با استفاده از نرم‌افزار RMS صورت گرفته است. این نرم‌افزار مجموعه‌ای عظیم از توابع و روابط ریاضی و زمین‌آمار است که مقادیر نقاط، سطوح و حجم‌های مجهول را با کمک مقادیر معلوم بر اساس روش زمین‌آمار گنجانده شده در نرم‌افزار محاسبه می‌کند.

موقعیت زمین‌شناسی میدان شادگان

میدان نفتی شادگان در جنوب غربی فروافتادگی دزفول و در حدود ۶۰ کیلومتری جنوب شرقی اهواز قرار دارد (شکل ۱). این میدان از سمت شمال غرب با میدان اهواز و از شمال با میدان مارون و از جنوب شرق با میدان رامشیر هم‌جوار است [۷]. این میدان از نظر ساختار زمین‌شناسی یک تاقدیس متقارن با ابعادی به طول ۲۳/۵ کیلومتر و عرض ۶/۵ کیلومتر در افق سازند آسماری و هم‌سو با روند ساختمانی دیگر میداین حوضه نفتی زاگرس است. سازند آسماری در این میدان به ۱۰ زون تقسیم می‌شود که زون‌های ۱ و ۲ و ۵ و ۶ مخزنی و سایر زون‌ها آبد هستند. بلندترین نقطه این تاقدیس ۲۹۳۰ متر زیر سطح دریا (در حوالی چاه شماره ۱) و پایین‌ترین نقطه آن ۳۱۸۰ متر زیر سطح دریا (بین میداین اهواز و رامشیر) قرار دارد.



شکل ۱. موقعیت میدان نفتی شادگان (نقشه با تغییراتی اقتباس از ngdir)

مدلسازی با نرم افزار **RMS** شامل مراحل است که به‌طور مختصر توضیح داده می‌شود:

(الف) مدلسازی ساختار مخزن: در ابتدا، ساختمان مخزن و خصوصیات زمین‌شناسی از جمله خصوصیات تکتونیکی (مانند توالی چینه شناسی)، گسل‌خوردگی و... را می‌توان مدلسازی کرد. گسلش موجب ایجاد پیچیدگی‌هایی در مخزن می‌شود که شناخت مکانیزم و شبکه‌بندی آن‌ها لازم است. همچنین در این قسمت می‌توان تغییرات لایه‌های مخزن مورد نظر به همراه تغییرات ضخامت و غیره را ایجاد کرد.

(ب) مدلسازی تغییرات رخساره‌ای مخزن: تغییرات لیتولوژیکی مخزن و نیز تغییرات ناشی از فرآیندهای دیاژنزی مانند فرآیند فشردگی را در مدل اعمال کرد. از روش درونیابی و روش زمین‌آمار برای مدلسازی استفاده می‌شود. برای این منظور باید قبل از اجرای عملیات مدل، سلول‌بندی صورت گیرد.

(پ) شبکه‌بندی مدل و تعیین تغییرات ابعاد شبکه: با تغییر ابعاد شبکه مورد استفاده در صودت لزوم می‌توان به نتیجه مطلوب‌تری در مدلسازی خواص مخزنی دست یافت. مثلاً در میدان شادگان، سازند آسماری به دو مخزن بالایی و پایینی تقسیم می‌شود و زون‌های ۳ و ۴ زون‌های غیرمخزنی و ناتراوا هستند که می‌توان این دو لایه را نسبت به دیگر لایه‌ها، کمتر در نظر گرفت.

(ت) مدلسازی خصوصیات پتروفیزیکی: در این قسمت باید داده‌هایی پتروفیزیکی تهیه و آماده‌سازی شوند؛ سپس خواص پتروفیزیکی مخزن از جمله تخلخل، اشباع آب و درصد لیتولوژی‌های مختلف را مدلسازی شود و تغییرات آن‌ها در جهات مختلف مشاهده گردد. قبل از این مدلسازی باید داده‌های هر چاه را برای سلول‌هایی که چاه از آن‌ها عبور می‌کند، ایجاد کرد که به آن (Block Well) می‌گویند. هر یک از سلول‌ها که دارای مقادیر مشخص از تخلخل، نفوذپذیری و درجه اشباع آب است، در فضای بین چاه‌ها تعریف می‌شود. داده‌ها در این قسمت از دو روش درونیابی^۱ و اطلاعات مستقیم از چاه نمودارگیری و روش‌های زمین‌آمار (روش‌های محاسبه‌ای) به‌دست می‌آید.

(ث) آنالیز مدل‌های مختلف: بررسی مدل از طریق ایجاد برش در سه جهت فضایی، روند تغییرات خواص مختلف را آشکار می‌سازد. با توجه به مقاطع بدست آمده از مدل‌های مختلف، تفسیر و نتیجه‌گیری در مورد روند تغییرات خواص مخزنی و تعیین محدوده حفاری جدید برای تولید یا برداشت ثانویه، و ایجاد نقشه‌های میانگین، حجم سنجی میدان و روابط هندسی مخزن را انجام می‌شود.

(ج) محاسبات حجمی مخزن: برای محاسبه میزان نفت در جای مخزن، ورودی‌های نرم‌افزار بدین صورت است: (۱) داده‌های مربوط به سیال مخزن مثل ضریب حجمی نفت و گاز

(۲) داده‌های مربوط به سازند مخزنی مثل عمق سطح آب و نفت و میزان تخلخل و اشباع شدگی مخزن.

ساختن این مدل با استفاده از حد آستانه در نظر گرفته شده برای پارامترهای مختلف از جمله تخلخل، اشباع آب و حجم شیل است یعنی نرم‌افزار سلول‌هایی از مدل را که فاقد شرایط حد آستانه هستند، از مدل حذف می‌کند و بقیه مواد را در عملیات حجم‌سنجی خود تأثیر می‌دهد.

۱. Interpolation

بحث

مدل ساختمانی اسکلت مدل زمین‌شناسی است که نقشی حیاتی در توصیف مخازن ایفا می‌کند. این مدل فرآیندی است که در آن گسل‌ها همراه با لایه‌های مختلف طراحی می‌شوند که این امر نقش مهمی در شبیه‌سازی سیالات مخزن بازی می‌کند (www.roxar.com). ایجاد مدل سه‌بعدی ساختمانی کامل از مخزن، مهندسین مخازن را در درست کردن هندسه مخزن یاری نموده، و اجازه ویرایش از زوایا و نیمرخ‌های مختلف، بررسی همه خصوصیات مخزن و روابط آن‌ها را آسان می‌سازد. تصویر سه‌بعدی هنگامی اهمیت چند برابر پیدا می‌کند که پایه آن از داده‌های لرزه‌ای باشد [۸]. بعد از ایجاد مدل زون‌ها، برای اطمینان از صحت، آن‌ها را با داده‌های چاه‌ها، اعماق ورود به سر زون‌ها و اطلاعات گسل‌ها مطابقت می‌دهیم [۹]. تهیه مدل ساختمانی میدان شادگان در دو مرحله انجام شده است. مرحله اول شامل ایجاد مدل چینه‌ای یا سطوح ساختمانی و مرحله دوم شامل ایجاد مدل گسل‌ها است. توضیح هرکدام از این مراحل در زیر آورده شده است.

مدل چینه‌ای

مدل چینه‌ای نقطه شروع در مدل‌سازی مخزن است و تغییرات ضخامت در لایه‌های مختلف را نشان می‌دهد. در نرم‌افزار RMS سطوح لایه‌بندی مخزن دو گونه‌اند؛ گونه اول سطوح تفسیر شده^۱ که حاصل تفسیر داده‌های ژئوفیزیکی است که به‌صورت نقشه‌های عمقی ارائه می‌گردند. اگر داده‌های لرزه‌ای موجود باشند؛ نتیجه آن‌ها را می‌توان در نقشه‌های عمقی یا فایل‌های نقاط عمقی ارائه کرد. در مدل مخزن، این داده‌ها، رقمی یا به شکل داده‌های نقاط اولیه به نرم‌افزار وارد می‌شوند. گونه دوم سطوح محاسباتی^۲ هستند که از طریق محاسبه ضخامت قائم و اضافه کردن آن به افق تفسیر شده حاصل می‌گردد. چگونگی این فرآیند در شکل ۲ نشان داده شده است.

مدل گسل‌ها

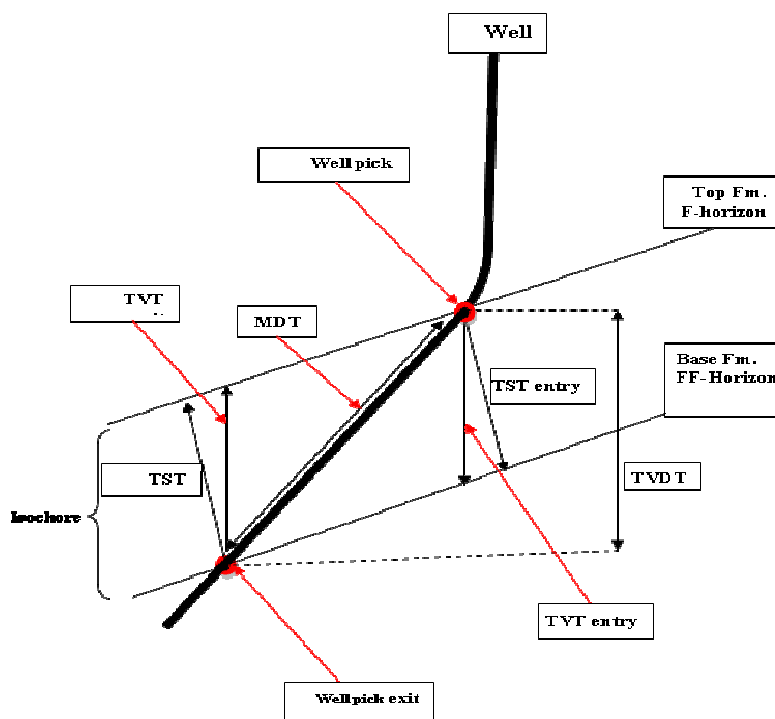
در سنگ‌های گسل خورده، خواصی مانند نفوذپذیری، تخلخل و انتقال‌پذیری دست‌خوش تغییر می‌شوند. گسل‌ها در مخازن نفتی، بر الگوی جریانات سیال و همچنین شکل و اندازه مخزن تأثیر می‌گذارند. آگاهی از جهت‌گیری فضایی شکستگی‌ها برای درک رفتار تولیدی مخزن مهم است [۱۰]. داده‌های دینامیکی به‌دست آمده از تولید نفت در میداین نشان می‌دهد که گسل‌ها نقش اساسی در نوع جریانات مخزنی دارند. برای ایجاد مدل گسل‌ها، اطلاعات ورودی شامل اطلاعات ژئوفیزیکی سه‌بعدی به‌صورت عددی (مانند سطوح گسل‌ها)، خطوط اثر گسل‌ها در هر افق و شکل آن‌ها است که بعد از مطابقت دادن آن‌ها با سایر اطلاعات همانند داده‌های چاه‌ها، ویرایش آن‌ها و ایجاد مدل نهایی انجام می‌شود. مراحل ایجاد مدل گسلی به‌ترتیب به این شرح است:

- آماده‌سازی و وارد کردن داده‌های گسل‌ها: در این مرحله تعداد و نوع گسل‌ها به همراه داده‌های آن‌ها وارد

۱. Interpreted Zones

۲. Calculated Zones

- نرم افزار می شود. بر اساس داده های زیر سطحی چاه های بررسی شده در مخزن آسماری، ۳ گسل از نوع گسل های عادی با امتداد تقریباً شمال غربی- جنوب شرقی وجود دارد.
- ایجاد شبکه گسلی: شکل هندسی گسل ها و چگونگی ارتباط آن ها با هم و تعریف فرادیواره و فرودیواره گسل ها در این مرحله انجام می گیرد.
- ایجاد سطوح گسل ها: با ایجاد سطوح گسلی در نرم افزار می توان موقعیت آن را در فضای سه بعدی مشاهده کرد. داده های مورد استفاده عبارتند از: خطوط گسلی، شکل چند ضلعی گسل ها و آثار عمقی گسل ها.
- ایجاد خطوط گسلی: از تقاطع سطوح گسلی با سطوح زون ها، خطوط گسلی با نرم افزار ایجاد می شود.
- مطابقت دادن مدل گسلی با مدل چینه ای: آخرین مرحله از مدل سازی گسلی است که برای اطمینان از صحت مدل ایجاد شده صورت می گیرد. برای این امر باید مدل را با داده های مغزه، آثار سطحی گسل ها و گزارش های سرچاهی مطابقت داد.



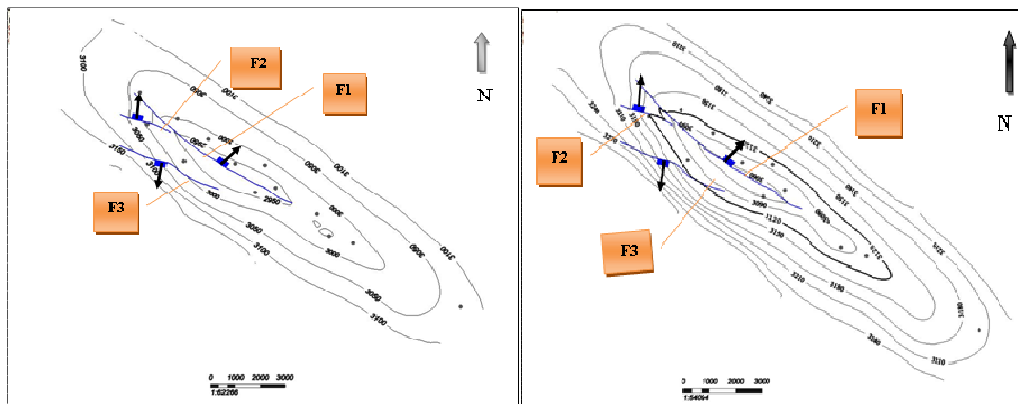
شکل ۲. روند محاسبه پارامترهای لازم در مدل سازی چینه ای

علامت به کار برده شده در شکل عبارتست از:

TVT entry = True Vertical Thickness calculated from well pick entry to Base horizon. TVT exit = True Vertical Thickness calculated from well pick exit to Top horizon. TST entry = True stratigraphic Thickness calculated from well pick entry to Base horizon. TST exit = True Stratigraphic Thickness calculated from well pick exit to Top horizon. TVDT = True Vertical Depth Thickness calculated from well pick entry to well pick exit. MDT = Measured Depth

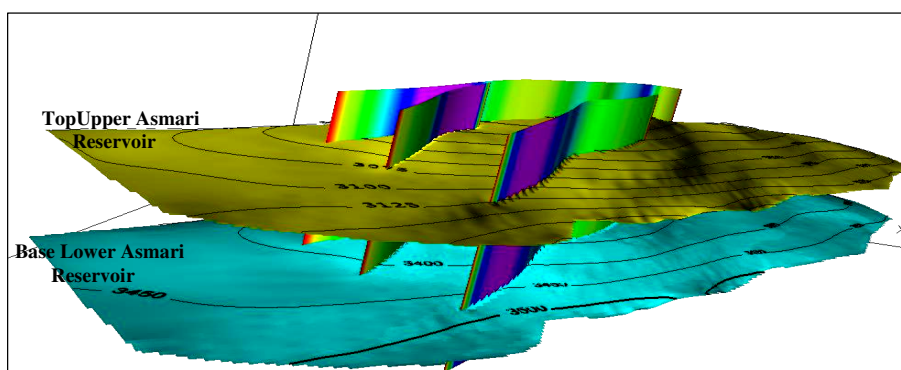
شکل های ۳ و ۴ مدل گسل های مخزن را در سر زون ۱ و ۵ (سطوح شروع مخزن فوقانی) به صورت

دو بعدی، و شکل ۵ مدل گسلی را به صورت سه بعدی در زون های ۱ و ۱۰ نمایش می دهد.



شکل ۳. مدل گسل‌های سر زون مخزن فوقانی در زون

شکل ۴. مدل گسل‌های سر زون مخزن تحتانی در



شکل ۵. مدل گسل‌های مخزن به صورت سه‌بعدی در زون‌های ۱ و ۱۰ (ابتدا و انتهای سازند)

مدل حجم‌سنجی

حجم‌سنجی‌های مختلف مخزنی و همچنین شبیه‌سازی سیالات مخزن، به محاسبه و درک پارامترهای پتروفیزیکی (مثل تخلخل و اشباع‌شدگی آب و نفوذپذیری) و مدل‌سازی پتروفیزیکی نیاز دارد. مدل‌سازی پتروفیزیکی در نرم‌افزار RMS از روش زمین‌آمار^۱ در محاسبات خود استفاده می‌کند. یکی از روش‌های زمین‌آمار، روش کریجینگ معمولی است که بهترین تخمین‌گر خطی ناریب نام گرفته است. روش فوق‌یک روش تخمین زمین‌آمار است که با استفاده از مقادیر معلوم، مقادیر مجهول را برآورد می‌کند. از مهمترین ویژگی‌های کریجینگ آن است که به ازای هر تخمین زده شده، می‌توان دامنه اطمینان آن تخمین را محاسبه کرد، در صورتی‌که در روش‌های کلاسیک معمولاً چنین نیست. این روش در واقع یک تخمین‌گر، با کمترین واریانس تخمین است. بنا بر این، همراه هر تخمین، مقدار خطای آن را نیز نشان می‌دهد و به این ترتیب نه تنها می‌توان مقدار متوسط خطاها را محاسبه کرد، بلکه می‌توان توزیع خطاها (واریانس تخمین) را در کل محدوده بررسی شده به‌دست آورد. ویژگی دیگر روش کریجینگ آن است که در صورت تخمین مقدار کمیت در نقاط نمونه‌برداری

۱. Geostatistic

نمونه‌برداری، مقدار تخمین باید با مقدار اندازه‌گیری شده برابر باشد و واریانس این تخمین صفر شود. روش کریجینگ موجب هموار شدن منحنی تغییرات (کاهش نوسانات) می‌شود. یعنی توزیع عیار بلوک‌ها ی تخمین زده شده نسبت به عیار واقعی بلوک‌ها، تغییرات کمتری دارد [۱۱]. قبل از انجام مدل‌سازی پتروفیزیکی و محاسبات حجم‌سنجی باید مدل زمین‌شناسی سلول‌بندی و داده‌های ورودی آماده‌سازی شوند. برای تعیین حجم باید محدوده مورد نظر تعریف شود. برای همین باید داده‌های مانند عمق سطح آب و نفت، ضریب حجمی نفت و گاز و نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل (ضخامت بخشی از مخزن که قادر به تولید نفت است، نسبت به ضخامت کل مخزن) و حد برشی برای میزان تخلخل و اشباع آب، به نرم‌افزار وارد شوند. نرم‌افزار با محاسبات می‌تواند داده‌های زیر را برای هر یک از زون‌ها با استفاده از فرمول‌های جدول ۱ محاسبه کند.

جدول ۱. محاسبه پارامترهای قابل حجم‌سنجی در مخزن

Bulk = Structure Volume	حجم کل مخزن
Pore = Net × Phi	حجم فضای متخلخل
Net = Bulk × NG	حجم مفید مخزن
HCPV(oil) = Pore × (1-Swo)	حجم نفت درجا
HCPV(gas) = Pore × (1-Swg)	حجم گاز درجا
STOHP = HCPV(oil) ÷ Bo	نفت اولیه در شرایط تک‌تک ذخیره
GHP = HCPV(gas) ÷ Bg	حجم گاز اولیه در شرایط سطح سطحی

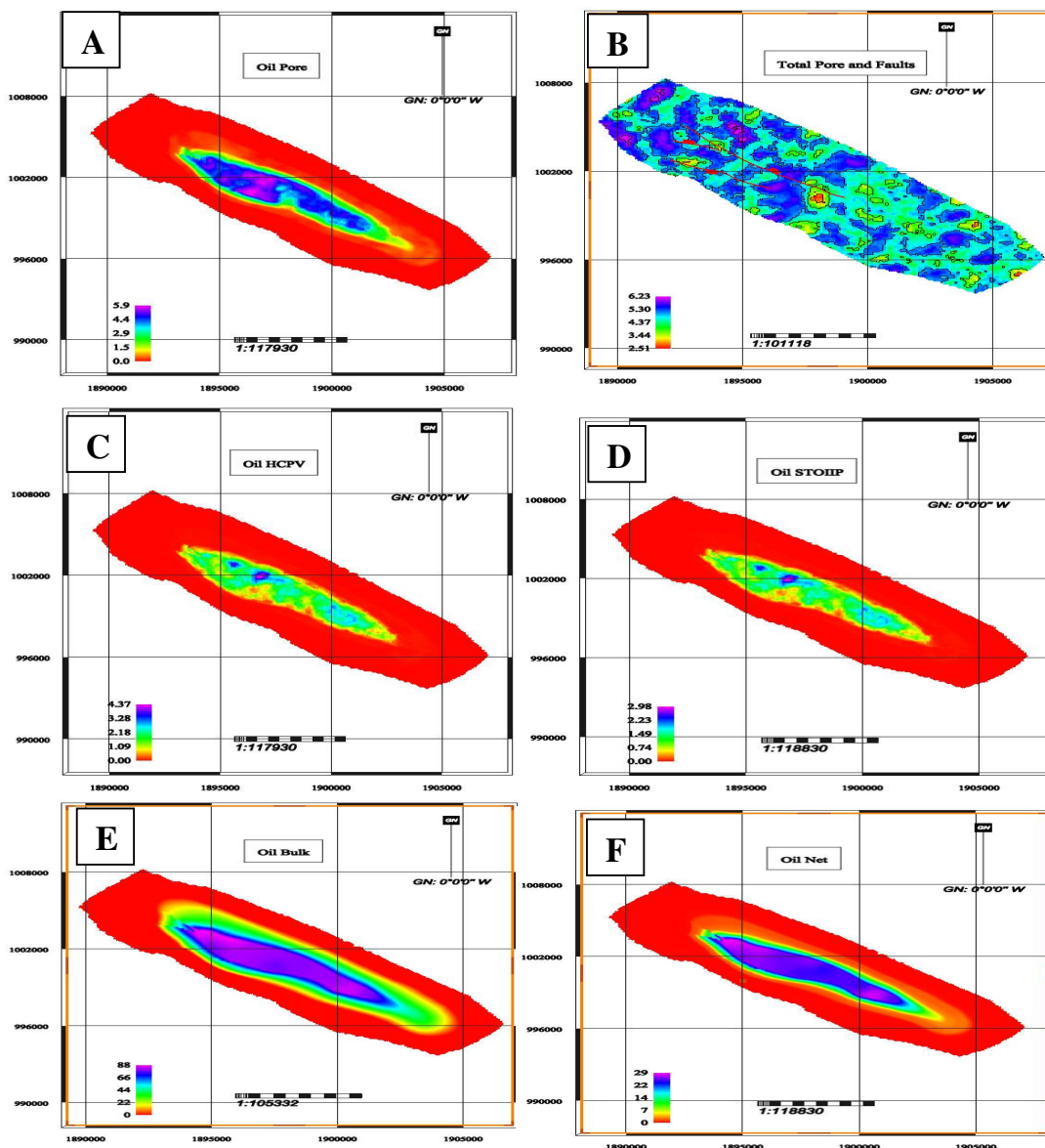
از آن‌جا که مخزن آسماری در میدان نفتی شادگان به دو مخزن فوقانی و تحتانی تقسیم شده، برای هر یک باید به‌طور جداگانه محاسبات حجم‌سنجی انجام شود و چون این یک مخزن نفتی است پارامترهای مربوط به نفت در آن محاسبه شده است. در نهایت میزان ذخیره کل از جمع ذخیره این دو مخزن به دست می‌آید. در مخزن فوقانی، سطح آب و نفت ۳۰۷۰ متر زیر سطح دریا و ضریب حجمی نفت ۱/۲۵۶ است. سطح آب و نفت در مخزن تحتانی ۳۱۸۰ زیر سطح دریا و ضریب حجمی نفت آن ۱/۴۶۸ و مقدار حد برشی برای اشباع شدگی ۵۵ درصد و برای میزان تخلخل ۴/۵ درصد است. درجه API برای نفت مخزن آسماری فوقانی ۲۹ و برای نفت مخزن آسماری زیرین ۳۵ است. این ویژگی‌ها و عدم تأثیر تغییرات فشاری هر مخزن بر دیگری در زمان تولید، ثابت می‌کند که گسل‌ها در ارتباط درونی دو مخزن موجود در سازند آسماری تأثیر ندارند.

با تعریف حد برش برای میزان تخلخل و اشباع آب، نرم‌افزار نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل را محاسبه و به‌صورت نقشه‌هایی ارائه می‌دهد. در نهایت فاکتورهای قابل حجم‌سنجی، به‌صورت فایل‌ها و نقشه‌ها با کمک نرم‌افزار تهیه می‌شود. جدول ۲ فایل مربوطه، و مدل این پارامترها برای هر یک از زون‌ها به‌صورت مجزا، بازسازی گردید که در شکل ۶، این مدل‌ها به‌صورت میانگین پارامترها برای کل مخزن آورده شده است.

مهمترین این فاکتورها میزان نفت در جای مخزن (HCPV oil) و معادل سطحی (STOIIP) آن است. این مقدار از مجموع ذخیره نفت در مخزن فوقانی و تحتانی به دست می آید (جدول ۲). بر اساس مدل‌های به دست آمده حاصل از داده‌های موجود، در نقاط غربی میدان به دلیل تأثیر گسل‌ها بر تخلخل (شکل ۶ A و B)، بالاترین حجم نفت در جای مخزن (شکل ۶ C) و نفت اولیه در تانک ذخیره (شکل ۶ D) مشاهده می‌شود. این موضوع در مدل‌های حجم کل (شکل ۶ E) و حجم مفید مخزن (شکل ۶ F) نیز آشکار است. بنا بر این، مکان‌های مجاور گسل‌ها، مناسبترین مکان برای برنامه‌های توسعه میدان و حفاری‌های بعدی خواهد بود.

جدول ۲. مقادیر حجمی پارامترهای مختلف مخزنی

Zone	Bulk	Net	Pore	Hcpv	Stoiip
1	2521542452	835789322.2	48674764.9	19073841.41	15.18617941
2	2815965141	1891697507	168221326.4	88156335.46	70.18816489
3	2773904756	1757860014	137750969.5	63996136.81	50.95233803
4	2173542559	7166487.43	305197.9204	97829.44556	0.077889685
5	1234087840	16032127.33	1241422.947	488364.5282	0.388825261
6	1546179488	1000870221	153753008.4	79887461.9	63.60466688
7	684334247.1	168562796.5	18941742.24	9518466.454	7.578396823
8	1037802561	711049705.1	76269338.31	43053233.96	34.2780524
9	1806131814	1438123069	301559112.8	213428620.5	169.927245
Upper Reservoir (total)	16593490858	7827151249	906716883.4	517700290.5	412.1817584
12	2652275568	5013402.717	348109.0415	140176.7923	0.095488277
13	1860595832	410654070.1	34580515.9	14268450.43	9.719652663
14	2226066388	18513767.42	1509858.254	601716.3289	0.409888498
15	2293735738	224504954.6	12508023.62	4737907.244	3.22745718
16	1239270501	734341684.1	140594222	92805597.15	63.21907023
17	1174734761	734937691.6	154306846.2	114517047.6	78.00888628
18	827258298.5	272670747.5	28093327.75	13179402.61	8.977794496
19	742203614.5	519985105	105209468	79854433.52	54.39675188
20	663609388.6	412330208.1	67994516.05	47498853.43	32.35616649
Lower Reservoir (total)	13679750090	3332951631	545144886.8	367603585.1	250.411156
Upper Reservoir (totals)	16593490858	7827151249	906716883.4	517700290.5	412.1817584
Lower Reservoir (totals)	13679750090	3332951631	545144886.8	367603585.1	250.411156
Asmari Reservoir	30273240948	11160102880	1451861770	885303875.6	662.5929144



شکل ۶. مدل پارامترهای معرفی شده در جدول ۲: (A) میانگین حجم تخلخل مخزن، (B) مدل توزیع حجم فضای متخلخل مخزن و موقعیت گسل‌ها، (C) مدل میانگین حجم نفت در جای مخزن، (D) مدل میانگین حجم نفت اولیه

نتیجه‌گیری

۱. گسل‌های میدان با توجه به مدل گسلی، از تمامی ضخامت دو مخزن آسماری بالایی و پایینی عبور کرده است.

۲. تلفیق دو مدل چینه‌ای افق‌های مخزنی و گسلی آشکار نمود که سطح گسل هر دو مخزن را قطع می‌کند. اما تفاوت ضریب حجمی و درجه سبکی یا API نفت موجود در مخازن و عدم تأثیر تغییرات فشاری هر مخزن بر دیگری در زمان تولید، عدم تأثیر گسل‌ها بر ارتباط درونی دو مخزن را نشان می‌دهد.

- ۳- با در نظر گرفتن مدل‌های حجم‌سنجی، تأثیر گسلش در افزایش میزان تولید نفت در چاه‌های حفر شده در نزدیک گسل‌ها محسوس است.
- ۴- با در نظر گرفتن مدل گسلی و توزیع فضای متخلخل، فرایند گسلش موجب بهبود و افزایش کیفیت مخزنی شده است.
- ۵- عمده حجم نفت در جای مخزن در قسمت شمال غربی تاقدیس یعنی در جایی است که بیش‌ترین تأثیر گسل در مدل به چشم می‌خورد.
- ۶- با مقایسه دو مدل حجم نفت در جای مخزن و معادل سطحی آن‌ها، می‌توان مقدار ناچیز کاهش حجم نفت مخزن را در شرایط سطح زمین به نوع نفت موجود در مخازن نسبت داد.

تشکر و قدردانی

از همکاری اداره زمین‌شناسی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و بخش پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز، در انجام این پژوهش تشکر می‌شود.

منابع

1. J. K. Pringle, J. A. Howell, D. Hodgetts, A. R. Westerman, and D.M. Hodgson, "First break", EAGE, (2006) 33-42.
2. G. Caumon, and J. L. Mallet, "XIth Inter. Cong. for Mathematical Geology", Belgium, (2006) 4.
3. B. D. M. Gauthier, "AAPG, Hedberg Conf.", Feb. 18-20, Algier, Algeria, (2003) 5.
4. S. Mitra, and W. Leslie, "AAPG Bull.", 87 (2003) 231-250.
5. R. Labaudette, J. Poccet, J. Seuin, F. Temple, J. Hegre, and A. Irving, "Petrol. Geoscience", 12 (2006) 335-345.
6. A. G. Journel, and U. Stanford, "85th Annual Technical Conf., and Exhib. of Society Petrol. Eng.", New Orleans, Sept. 23-26, SPE 20750 (1990) 353-358.
۷. مطیعی، ه. زمین‌شناسی نفت زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور (۱۳۷۴) ۱۰۲۴.
8. A. Calvo, "AAPG Inter. Conf. & Exhib. Cancun", Mexico, October (2004) 24-27.
9. Statoil Co Project, "Marun and Asmari full field study by N.I.O.C group", Phase -1 (2003)
۱۰. ف. شعبانی، ب. سلیمانی، ق. حق‌پرست، ح. امیری‌بختیار، اردیبهشت ۱۳۸۷، دومین همایش تخصصی زمین‌شناسی، دانشگاه پیام نور مرکز تبریز (۱۳۸۷) ۳۲۶-۳۲۹.
۱۱. ع. ا. حسنی پاک، زمین‌آمار، انتشارات دانشگاه تهران (۱۳۷۷) ۱۹۵.