

مدلسازی هرزروی گل حفاری و تعیین نقاط بحرانی و مناسب جهت حفاری چاه‌های جدید در مخزن سروک میدان آزادگان

بهمن سلیمانی^{۱*}، عباس اسمعیلی^۲، احسان لرکی^۳

۱-استاد زمین شناسی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز.

۲-کارشناس ارشد مخازن هیدروکربور، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه

۳-شرکت نمودارگیری ملی حفاری، اهواز

soleimani_b@scu.ac.ir

دریافت بهمن ۱۳۹۸، پذیرش مرداد ۱۳۹۹

چکیده

هرزروی گل یکی از مشکلاتی متداول در حین حفاری سازند می باشد. هدف از انجام این مطالعه ارزیابی پدیده هرزروی سازند سروک (با سن سنومانین) در میدان آزادگان بعنوان مهمترین سازند مخزنی غنی از هیدروکربور و تهیه مدل آن در محیط نرم افزار GS⁺ است. این سازند متشکل از توالی ضخیمی از سنگ آهک و میان لایه هایی از سنگ آهک رسی بوده و بر اساس مشخصه های پتروفیزیکی به ۷ زون تقسیم شده است. برای این منظور ویژگی هایی از قبیل وزن گل حفاری، فشار پمپ، هرزروی و عمق هرزروی ۹ حلقه چاه مورد بررسی قرار گرفت. بررسی داده های هرزروی نشان داد که میانگین هرزروی در زون ۱ حدود ۱۰۹/۶۷ بشکه در ساعت، و در زون ۲ حدود ۱۰۲/۷۶۹ دارای بیشترین میزان هرزروی را در بخش جنوبی دارند. میانگین هرزروی در زون ۳ معادل ۱۱۹/۹۸۳ برحسب بشکه در ساعت و دارای بیشترین میزان در بخش شمالی است. میانگین هرزروی زون ۴ با ۸۷/۴۶۳ بشکه در ساعت دارای بیشترین مقدار در بخش جنوبی است. در حالیکه زون های ۵، ۶ و ۷ بترتیب با دارا بودن میانگین هرزروی ۲۹/۶۱۵، ۲۷/۹۶۵، و ۲۳/۹۳۹ بشکه در ساعت بوده، دارای بیشترین مقدار در بخش شمالی و جنوبی است. نتایج حاصله نشان می دهد با وجود ثابت بودن وزن گل و فشار پمپ ها، وجود شکستگی های فراوان در سنگ مخزن تاثیر گذار بوده و بیشترین میزان هرزروی در زون ۳ و کمترین میزان هرزروی در زون ۷ رخ می دهد. براساس نتایج حاصل از الگوهای داده های هرزروی بنظر می رسد مورفولوژی محیط رسوبی (نظیر کانالهای رسوبی) نقش عمده ای در توسعه شکستگی و یا مناطق مستعد هرزروی داشته باشند. تفاوت در الگوهای مشاهده شده هرزروی بیشتر تأیید کننده جابجائی وضعیت کانالی در طول زمان در بخشهای مختلف مخزن است. به طور کلی برخلاف بخش میانی، بیشترین میزان هرزروی گل در بخش های شمالی و جنوبی میدان، وجود دارد. در زونهای مختلف موقعیت مناطق با هرزروی بالا تغییر نموده، لذا مکانهای بهینه بهره برداری و دارای ریسک حفاری نیز متناسب با آن تغییر می نماید. حفاری به روش زیر تعادلی در نقاط خاص این میدان برای کاهش آسیب های ناشی از هرزروی بالای گل حفاری پیشنهاد می گردد.

کلید واژه ها : میدان نفتی آزادگان، سازند سروک، ریسک حفاری، الگوی هرزروی، نرم افزار GS⁺

۱- مقدمه

نفت خام و گاز طبیعی از جمله منابع مهم تامین انرژی محسوب شده، و دسترسی به این منابع هیدروکربوری تنها از طریق حفاری سازندهای مختلف زمین شناسی امکان پذیر است. یکی از مشکلاتی که مهندسين حفار، معمولاً در حين حفاری سازند با آن مواجه می‌شوند هرزروی گل می‌باشد. مشکل هرزروی از ابتدای صنعت حفاری وجود داشته است و باعث بروز مشکلاتی از قبیل معطل ماندن فرایند حفاری برای اصلاح هرزروی و گیر کردن لوله‌های حفاری و آسیب رساندن به لایه‌ی تولیدی هیدرو کربن و احتمال فوران سیال از سازندهای پرفشار و در نهایت از دست دادن چاه می‌شود که سالیانه هزینه قابل توجهی را متوجه خود می‌سازد [۱۵]، [۴۲]، [۴۵]، [۴۷]، [۵۱]، [۵۵]، [۵۸]. هرزروی محدود به نواحی خاصی نبوده، بلکه در هر عمقی که فشارکلی ستون گل حفاری از فشار شکست سازند بیشتر باشد، شکسته شدن لایه و در نتیجه هرزروی را بدنبال دارد (هرزروی القایی). از طرفی میزان هرزروی متناسب با میزان شکستگی نیز است (هرزروی طبیعی) [۱۸]، [۴۴]، [۵۰] و [۱۲]. اثرات عملیات حفاری بر هرزروی گل توسط مؤلفین مختلفی بررسی و مدل سازی شده است [۲۶]، [۲۷]، [۴۳]. فشار گل، عرض شکستگی و نرخ هرزروی برای مدیریت فشار چاه و طراحی پایداری مهم می‌باشد. مدل سازی بمنظور مکانیابی یا تخمین تغییرات مکانی یک متغیر صورت می‌گیرد [۱۴]. این متغیر در میداین نفتی شامل هر پارامتری است که منجر به شناخت رفتار مخزن می‌شود. از جمله می‌توان به پارامترهای پتروفیزیکی [۲۱]، [۳۳]، [۵۷]، شکستگیها [۲۴]، لیتوفاسیس [۳۷]، ژئومکانیکی [۲۵]، لرزه‌ای [۵۱] و یا هرزروی [۹] اشاره نمود. این مقالات بخشی از مطالعاتی است که در زمینه شناخت بهتر سازند سروک (سنومانین) بعنوان یکی از مخازن مهم هیدروکربنی صورت گرفته است. نرم افزارهای مختلفی در مدل سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد [۵۶] مانند ژئولاگ^۱، پترل، سورفر^۲، Arc GIS، RMS و یا GS+. در مطالعه کنونی از نرم افزار GS+ بدلیل قابلیتها و نیز کاربرد آسان آن استفاده شده است. از این نرم افزار در مطالعات دیگری نیز بکار گرفته شده و نتایج قابل قبولی ارائه داده است: بعنوان مثال در بررسی ویژگیهای مخزنی [۵۴]، مدل سازی سه بعدی هرزروی گل حفاری در سازند آسماری [۱] و یا کیفیت آبهای زیرزمینی [۱۶]. هرچند مدلسازی هرزروی گل با استفاده از نرم افزارهای دیگری مانند RMS (بعنوان مثال: [۷]، [۸]، و یا شبکه عصبی (بعنوان مثال: [۶] نیز قابل انجام است.

مقاله کنونی سعی دارد که با استفاده از گزارش‌های روزانه حفاری و زمین شناسی (شرکت نمودارگیری ملی حفاری ایران) هرزروی سازند سروک در میدان آزادگان را مورد تجزیه و تحلیل قرار دهد. و در نهایت با توجه به ناهمگنی مخزن، نواحی با هرزروی بالا را در هر زون مخزنی مشخص نموده، بهترین مکان‌ها برای حفر چاه‌های جدید نیز پیشنهاد گردد.

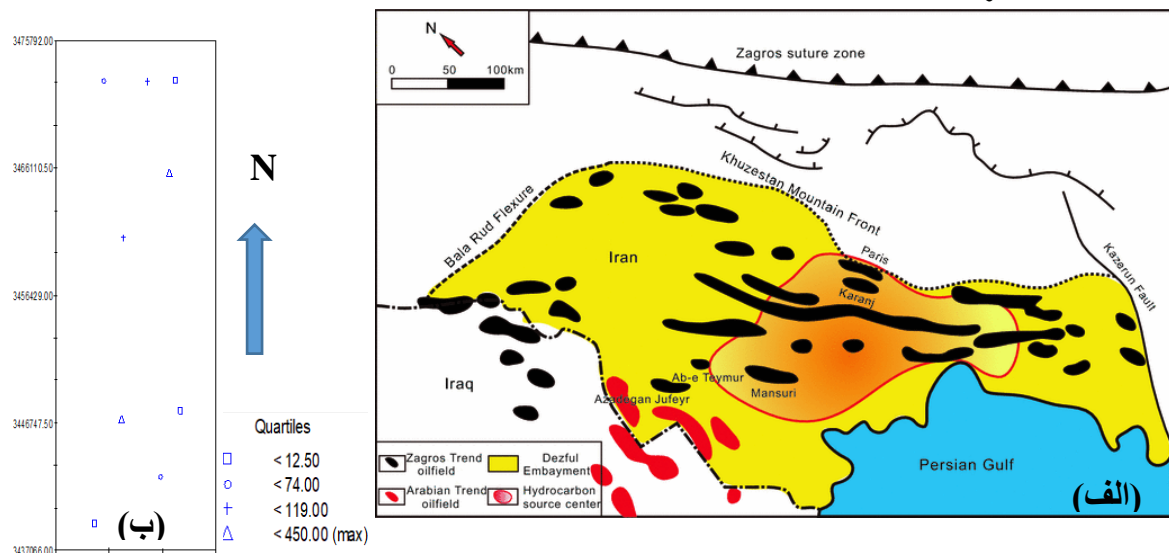
۲- میدان مورد مطالعه

میدان عظیم نفتی آزادگان (شکل ۱-الف) در ناحیه دشت آبادان در مجاورت و به موازات خط مرزی ایران و عراق، در فاصله ۳۰ کیلومتری جنوب غرب میدان جفیر و ۸۰ کیلومتری غرب اهواز واقع شده است. در این میدان سازندهای ایلام، سروک، کژدمی (ماسه سنگ آزادگان)، داریان، گدوان (ماسه سنگ کوشک)، فهلیان و سازندهایی با سن ژوراسیک از نظر هیدروکربنی مورد توجه هستند [۱۰]. در نقشه‌های عمقی موجود می‌توان شکل تاقدیس آزادگان را به یک بیضی نامتقارن با روند شمالی - جنوبی تشبیه کرد که شیب لایه‌ها در جنوب تاقدیس کمتر از بخش شمالی بوده ولی مقدار شیب در قسمت‌های شرقی و غربی تاقدیس یکسان به نظر می‌رسد. این تاقدیس در بخش شمالی نسبتاً باریک و در قسمت جنوبی پهن تر می‌باشد.

1 - Geolog

2 - Surfer

تاقدیس آزادگان دارای سه محدوده بستگی^۳ است که بر روی افق‌های سروک، داریان و فهلیان به ترتیب دارای ابعاد ۲۲ × ۵، ۲۶ × ۷ و ۲۱ × ۴ کیلومتر مربع و میزان بستگی قائم به ترتیب ۸۰، ۱۱۰ و ۹۰ متر می‌باشد. سازند سروک یا سنگ آهک رودیستی به سن کرتاسه میانی (آلین-تورونین) تشکیل دهنده سنگ مخزن بسیاری از مخازن حوضه زاگرس و خلیج فارس است. این سازند جزء گروه بنگستان بوده و در منطقه الگو (تنگ سروک) دارای حداکثر ضخامت (۸۲۱ متر) است [۴].



شکل ۱- موقعیت (الف) میدان آزادگان [۱۷] و (ب) چاههای مورد مطالعه.

بر اساس مقاطع لرزه‌ای، ساختمان آزدگان در افق‌های یاد شده فاقد پیچیده‌گی‌های ساختمانی بوده و از دو کوهان شمالی و جنوبی تشکیل شده که کوهان جنوبی بزرگتر است. در امتداد محور ساختمان از شمال به جنوب تغییر ناگهانی دیده می‌شود که ممکن است محل این تغییر روندهای منطبق بر پدیده‌های ساختمانی خطی همچون گسل باشد. گسل‌های پرشیبی در هسته تاقدیس دیده می‌شود. این گسل‌ها در افق‌های ژوراسیک و قدیمی‌تر دیده می‌شوند [۳]. در توزیع مقادیر تخلخل و شکستگی، بیشترین مقدار متعلق به نواحی جنوب و شمال میدان می‌باشد که متاثر از یک کانال رسوبی قدیمی است [۵]. بالآمدگی و فرسایش پلت فرم^۴ کربناته سروک بالایی در اواخر سنومانین موجب خارج شدن آن از آب و نبود رسوبگذاری در بخشهایی از حوضه رسوبی زاگرس و از جمله در منطقه نفتی آزادگان شده است [۲۸]، [۳۵]. سازند سروک در این میدان در اواخر سنومانین بصورت نهشته‌های کانالی نهشته شده است [۲۰]، [۳۶]، [۴۶].

۳- روش انجام تحقیق

در این مطالعه از نرم افزار پیشرفته جی اس پلاس بدلیل کارایی بالا نسبت به سایر نرم افزارها استفاده گردید. با این تفاوت که در این نرم افزار درون یابی به روش وزن دهی معکوس فاصله^۵ یک روش وزن دهی متوسط بوده که در آن داده‌ها از طریق رابطه فاصله یک نقطه از سایر نقاط با استفاده از گره‌های شبکه بندی شده، وزن دهی می‌شوند و به نقاط نزدیک تر وزن بیشتر و به نقاط دورتر وزن کمتری داده می‌شود که نرم افزار سورفر این قابلیت را دارا نیست و می‌توان مدل دقیق‌تر و

³- closure

⁴-Platform

⁵-Inversion distance weight (IDW)

قابل اطمینان‌تری ساخت [۵۳]. بعضی از ویژگی‌های این نرم افزار عبارتند از: آنالیز تغییرنما؛ کریجینگ؛ ترسیم نقشه؛ محاسبات حجمی مخزن؛ و مدیریت مخزن. دو نوع روش تحلیل مکانی توسط نرم افزار GS^+ قابل اجراست: ۱- کریجینگ؛ و ۲- وزن دهی معکوس فاصله. کریجینگ بر اساس خود همبستگی که توسط نیم تغییر نما محاسبه می‌شود، درون یابی بهینه‌ای از نقاط در سراسر یک حوزه سه بعدی (مختصات و متغیر) ارائه می‌دهد. روش وزن دهی معکوس فاصله یک درون یابی جبری از نقاط بر اساس وزن دهی به نزدیک ترین نقاط همسایگی ارائه می‌دهد.

۳-۱-مدلسازی

در این مطالعه با بررسی گزارش های روزانه حفاری و زمین شناسی، نمودارگیری از چاه (شرکت نمودارگیری ملی حفاری ایران) عوامل هرزروی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت، و نواحی هرزروی مشخص گردید. در نهایت راهکارهایی نیز جهت جلوگیری از هرزروی با هدف کنترل هرزروی و بهینه سازی حفاری و بهترین مکان ها برای حفر چاه‌های جدید نیز پیشنهاد گردید. مراحل مختلف فرایند مدل سازی بصورت زیر است:

(۱) جمع آوری و نرمال سازی داده‌های خام اولیه؛ (۲) تعیین سطح مبنای تفسیری مخزن؛ (۳) تفسیر مدل ساخته شده و نتیجه گیری؛ (۴) تعیین بازه های هرزروی در چاه‌های جدید. بمنظور بررسی تغییرات میزان هرزروی گل حفاری، گزارش‌های زمین شناسی و داده‌های حفاری چاه‌های مورد مطالعه (شکل ۱-ب) مورد استفاده قرار گرفتند. در گام بعدی، اطلاعات و فایل‌های کامپیوتری پس از آماده سازی و تبدیل به فرمت مناسب، برای ورود به نرم افزار GS^+ آماده گردید.

در این مقاله تبدیل سیستم مختصات جغرافیایی مکان‌ها با استفاده از نرم افزار (tatum GIS) و (UTM-GEO) انجام گرفت. بعد از وارد کردن داده‌ها به نرم افزار، مراحل زیر اعمال گردید:

(۱) محاسبات آمار کلاسیک: شامل تحلیل هیستوگرام، واریانس، میانگین، مد، و میانه و بدست آوردن شکل توزیع هرزروی گل حفاری در میدان است.

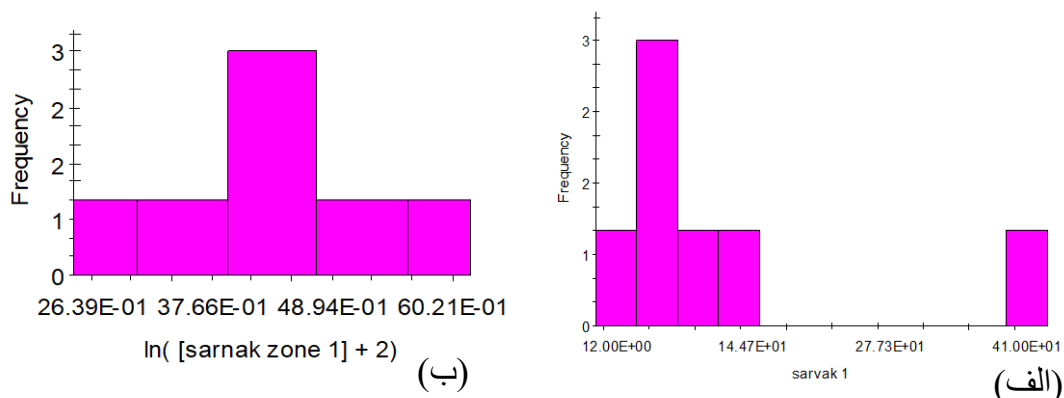
(۲) تعریف مدل: برای تعیین مدل با مشخص کردن واریوگرام و تحلیل آن، ساختار فضایی داده‌های میدان مشخص گردید.

(۳) درون یابی (تخمین پارامتر به روش کریجینگ): در این مرحله ابعاد شبکه تعیین و ابعاد مناسب انتخاب شد. اگر ابعاد بزرگ انتخاب شود، نتیجه مطلوبی بدست نمی‌آید و در صورت کوچک بودن ابعاد مدت اجرای برنامه نیز بسیار وقت گیر خواهد بود.

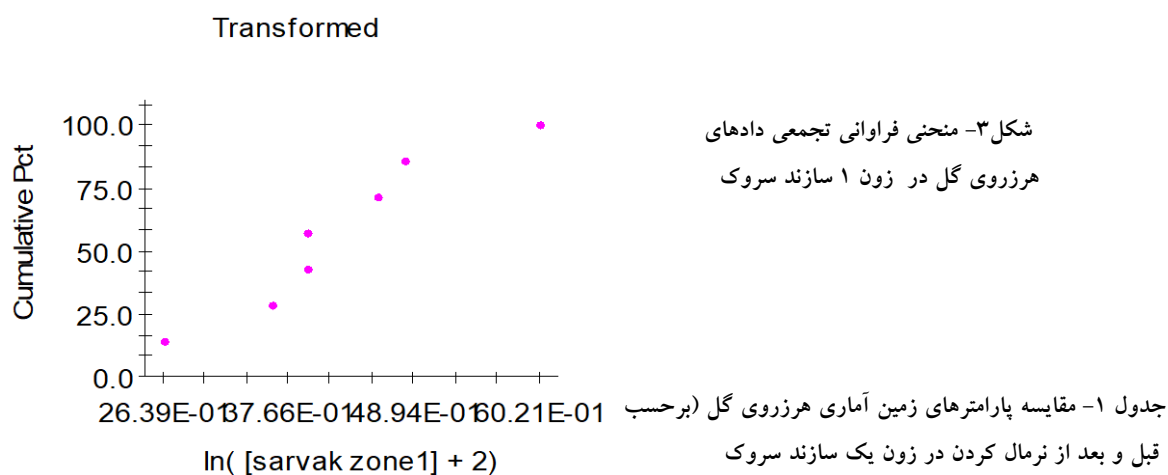
(۴) ترسیم نقشه: نمایش توزیع هرزروی گل حفاری به صورت سه بعدی در میدان مورد مطالعه.

پس از تعیین موقعیت چاه‌ها در میدان مورد مطالعه (شکل ۱)، تحلیل داده‌ها با رسم هیستوگرام و منحنی‌های تجمعی، برای تعیین نوع تابع توزیع و انجام تبدیلات لازم جهت نرمال کردن آنها (قبل از شروع تخمین) ضروری است. پس از رسم هیستوگرام (شکل ۲-الف) مشاهده می‌شود که توزیع داده‌ها غیر نرمال بوده، و برای تبدیل داده‌های غیر نرمال به داده‌های نرمال از روش لگاریتمی استفاده و مجدداً هیستوگرام رسم گردید (شکل ۲-ب).

به منظور اطمینان از نرمال شدن توزیع داده‌ها، منحنی فراوانی تجمعی داده‌ها بررسی شد، در این حالت منحنی فراوانی تجمعی بایستی نزدیک به خط راست باشد (شکل ۳). مقایسه پارامترهای زمین آماری هرزروی گل قبل و بعد از نرمال کردن داده‌ها برای زون ۱ سازند سروک در جدول ۱ ارائه شده است.



شکل ۲- توزیع داده های هرزروی زون یک مخزن سروک: (الف) غیر نرمال و (ب) نرمال. در حالت غیر نرمال، داده ها ناهماهنگ و ناپیوسته است ولی در حالت نرمال بصورت پیوسته و هماهنگ می باشند.



جدول ۱- مقایسه پارامترهای زمین آماری هرزروی گل (برحسب قبل و بعد از نرمال کردن در زون یک سازند سروک)

Summary statistic	Untransformed	Transform
Mean	109.670	4.213
Std. Deviation	137.262	1.059
Sample variance	18840.85897	1.122
Minimum	12	2.64
Maximum	410	6.02
Skewness	1.76	.30
Kurtosis	1.54	-.36

پس از نرمال کردن داده‌ها در مرحله بعد، واریوگرام داده‌ها بررسی شد. همانگونه که قبلاً اشاره شد واریوگرام ابزاری برای شناخت و مدل سازی ساختار فضایی پارامتر مورد تخمین است و بیانگر میانگین اختلاف نقاط پارامتر مورد بررسی به فاصله h از یکدیگر می‌باشد. در انتخاب مدل واریوگرام باید دقت نمود مدلی برای برازش انتخاب شود که دارای ویژگیهای زیر باشد (شکل ۴الف):

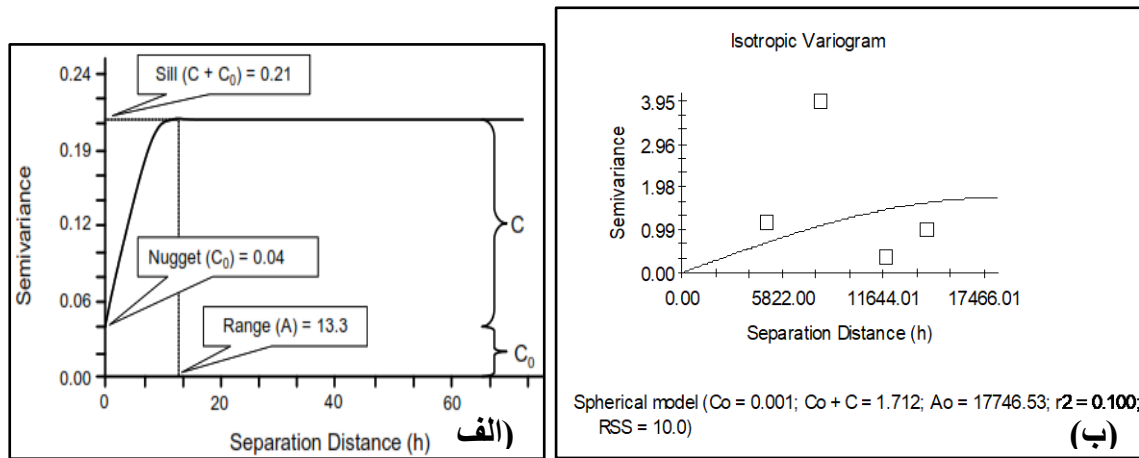
۱- اثر قطعه‌ای یا اثر بی نظمی^۶ کوچک باشد. این متغیر بایستی کوچکتر از سقف واریوگرام یا sill باشد. این پارامتر از نظر زمین آمار توصیف تغییر پذیری در بین نمونه‌های نزدیک بهم است [۲۹]. لذا به توزیع ناهمگنی اطلاق می‌شود. در واقع به خطای سنجش یا فاصله مکانی متغیر (در فاصله کمتر از فواصل نمونه برداری)، یا هر دو گفته می‌شود. عبارت دیگر اثر قطعه‌ای نشان‌دهنده ناپیوستگی بین نمونه‌ها در بخش نمونه برداری است [۳۱].

⁶ - Nugget effect

۲- سقف واریوگرام sill بایستی بالاتر از اثر قطعه‌ای باشد. بطورکلی مقدار آن بایستی پایین باشد. چون در صورت بزرگ بودن آن باعث بالا رفتن میزان اختلاف و در نتیجه ضعیف شدن ساختار فضایی می‌گردد.

۳- دامنه تاثیر (یا گستره A) بزرگ باشد. چون واریوگرام دیرتر به سقف می‌رسد. با رسیدن به سقف، دیگر اختلافات معنی دار نیست.

انتخاب جهت‌های افقی واریوگرام از روی نقشه که خود نشان گر همگنی و ناهمگنی مخزن است، صورت می‌گیرد. به گونه‌ای که محور اصلی واریوگرام (X) در جهت بیشترین همگنی (کمترین واریانس) و طول آن نیز برابر با نصف طول مخزن خواهد بود. محور فرعی (Y) عمود بر این محور بوده، طول آن نیز برابر با نصف عرض مخزن می‌باشد. در این مطالعه پس از برازش مدل‌های مختلف و مقایسه نتایج بدست آمده (جدول ۲) مدلی که برای برازش انتخاب شد، مدل کروی بود (شکل ۴ب).



شکل ۴- الف-نمایش پارامترهای مؤثر در انتخاب مدل واریوگرام [۵۳]؛ ب-مدل کروی برازش شده داده های هرزروی در زون ۱ سازند سروک

جدول ۲- مقایسه نتایج حاصل از برازش مدل های مختلف داده های هرزروی در زون یک سازند سروک

Model	Nugget C_0	Sill $C_0 + C$	Range	Proportion ($c / \{C_0 + C\}$)	r^2	Residual ss
Linear	1.6138	1.6138	14209.5836	0	0	7.63
Spherical	0.0010	1.7120	17746.5333	0.999	0.10	7.90
Exponential	0.5810	1.6260	4440	0.643	0.006	7.61
Gaussian	0.5530	1.6730	6443.2290	0.669	0.02	7.53

در این مرحله باید تخمینگر مناسب را انتخاب کرد. یکی از تخمین‌گرهای زمین آمار، کریجینگ است. شرط استفاده از این تخمین‌گر این است که متغیر Z دارای توزیع نرمال باشد. در غیراین صورت یا باید از کریجینگ غیرخطی استفاده کرد و یا اینکه با تبدیل های مناسب توزیع متغیر را به نرمال تبدیل نمود. کریجینگ بهترین تخمین‌گر خطی ناریب و عاری از خطای سیستماتیک می‌باشد. در این مدل (شکل ۶) از کریجینگ بلوکی (۲×۲) برای طراحی مدل استفاده شده است. مناطق دارای شدت رنگ بیشتر، هرزروی بیشتر، و مناطق با شدت رنگ کمتر، هرزروی کمتری را نشان می‌دهند. با توجه به مدل مذکور میدان آزادگان به سه منطقه با هرزروی مختلف تقسیم می‌شود: ۱-مناطق فاقد هرزروی تا مناطق دارای هرزروی اندک تا پایین (رنگ نیلی تا آبی نفتی). ۲-مناطق دارای هرزروی متوسط (رنگ سبز). ۳-مناطق دارای هرزروی بالا (رنگ زرد

تا قرمز) و بسیار بالا (رنگ‌های قرمز بنفش و سفید). با توجه به مدل بدست آمده، بیشترین هرزروی در محل ستیغ (محور) مشاهده می‌شود. اکثر نقاط میدان (در بخش شمال و جنوب غربی) دارای هرزروی اندک تا پایین است. در قسمت میانی میدان در بخش شمالی، هرزروی متوسط می‌باشد. هرچند میزان هرزروی در بخش جنوبی بیشتر از بخش شمالی است. تمامی فرایند مدلسازی همانند زون یک، برای سایر زونهای مخزن سروک نیز انجام گرفت.

۳-۲- محاسبه میزان هرزروی سیال حفاری در زون های مخزن سروک

در این تحقیق با استفاده از فرمول ۱ [۱۳]، میانگین هرزروی در ۷ زون سازند سروک محاسبه و مدل هرزروی با استفاده از داده‌های حفاری ۹ حلقه چاه، در محیط نرم افزار GS^+ انجام شد.

$$X = \frac{(L_1 * Z_1) + (L_2 * Z_2) + \dots}{\sum Z_1 + Z_2 + \dots} \quad (1)$$

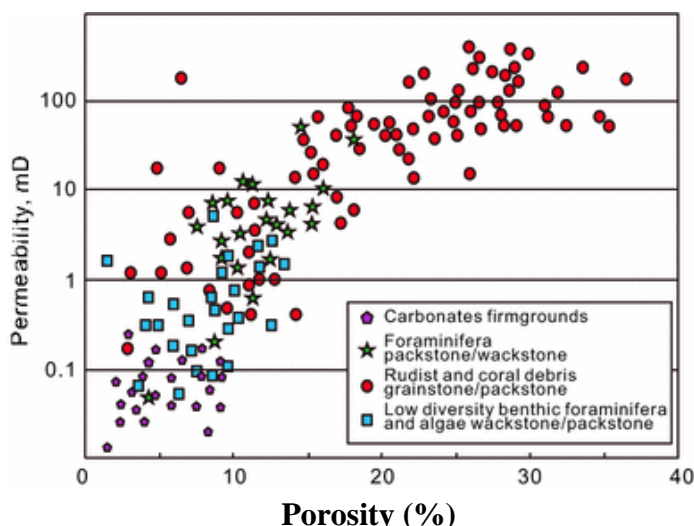
که در آن X = میانگین هرزروی، Z = ضخامت وقوع هرزروی، L = میزان هرزروی در عمق مشخص، $\sum Z_1 + Z_2$ = مجموع ضخامت‌هایی که هرزروی در آن رخ داده است.

۴- بحث و نتیجه‌گیری

۴-۱- توصیف مخزنی سازند سروک در میدان آزادگان

در میدان آزادگان علاوه بر سازند سروک، سازندهای ایلام و فهلیان نیز به عنوان بخش‌های مخزنی شناخته شده، محسوب می‌شوند [۳۸]. بخش بالایی سازند سروک بعنوان مهمترین بخش مخزنی [۲۱] و نیز وجود کانال رسوبی قدیمی، سبب شد که پژوهش حاضر بر روی این بخش از سازند متمرکز گردد. شناخت ارتباط بین گسترش رخساره‌ها با فرآیندهای دیاژنزی و در نتیجه کیفیت مخزنی، کمک قابل توجهی در پیش بینی توزیع تخلخل و تراوایی در گستره میدان خواهد نمود [۴۱]. [۴۸]

نتایج حاصل از مطالعات میکروسکوپی مقاطع نازک و استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای (در برش‌های لرزه‌ای) افق مخزنی (بخش بالایی) سازند سروک در میدان آزادگان نشان داد که این بخش از ۴ رخساره رسوبی تشکیل شده است. این رخساره‌ها که شامل (۱) الیگوستجینید و کستون تا پکستون، (۲) بایوکلاستیک- اکینوئید پکستون تا وکستون، (۳) بایوکلاستیک- رودیست باندستون و (۴) نهشته‌های کربناته پرکننده کانال می‌باشند، به ترتیب، در زیر محیط‌های بخش عمیق دریای باز، بخش کم عمق دریای باز، برآمدگی یا سد کربناته و کانال نهشته شده‌اند. توالی رخساره‌های مذکور و مقایسه آن با نهشته‌های کربناته مشابه نشان دهنده رسوبگذاری در یک رمپ کربناته می‌باشد [۱۹]، [۲۲]. شکل ۵ و مقادیر جدول ۳ نشان می‌دهد که رخساره‌های ۲ و ۳ از بیشترین مقادیر تخلخل و تراوایی برخوردارند. متوسط تخلخل به ترتیب ۲۰/۶ و ۱۷/۷ درصد و تراوایی ۱۵/۹۹ و ۵۷/۲۳ md در رخساره ۲ و ۳، موجب کیفیت مخزنی قابل توجه این رخساره‌ها شده است.



شکل ۵- نمودار ویژگیهای تخلخل-تراوایی مغزه در رخساره های مختلف سازند سروک [۱۹].

جدول ۳- میزان تخلخل و تراوایی سازند سروک .

Samples	Facies	Core Porosity (%)				Core Permeability (md)			
		MIN	MAX	Average	STDEV	Min	Max	Average	STDEV
1	49	1.98	13.98	7.30	4.64	0.04	7.02	1.46	4.24
2	32	11.57	28.34	20.60	3.72	0.43	15.99	3.95	3.73
3	64	3.65	31.07	17.73	6.29	0.11	57.23	10.19	13.49
4	10	6.49	13.07	9.53	2.06	0.19	1.14	0.55	0.29

تخلخل بین دانه‌ای اولیه، تخلخل های انحلالی نظیر حفره‌ای و بزرگ شده نیز در اثر انحلال آلوکم‌های کربناته ایجاد می‌گردد [۴۸]. بنابراین وجود فضاهای خالی اولیه و ثانویه و ارتباط نسبتاً خوب فضاهای خالی با یکدیگر سبب شده تا بخش عمده‌ای از نمونه‌های متعلق به این دو رخساره از تخلخل و تراوایی نسبتاً بالایی برخوردار بوده و فواصل عمقی متشکل از این رخساره ها به عنوان زون‌های مخزنی در نظر گرفته شوند. بیشترین آغشتگی به نفت نیز در نمونه‌های متعلق به این رخساره‌ها مشاهده می‌شود. گسترش سیمان کلسیتی نیز نقش مهمی در کاهش تخلخل و در نتیجه تراوایی برخی نمونه های این رخساره‌ها داشته است.

وجود قطعات آواری کربناته غیر متخلخل در زمینه دانه ریز و میکرایتی نمونه های رخساره ۴ (رخساره کانالی) سبب شده تا تخلخل و تراوایی در نمونه‌های متعلق به این رخساره نیز پایین باشد. متوسط تخلخل و تراوایی در این رخساره، به ترتیب، ۹/۵۳ درصد و ۰/۵۵ میلی داری است. افزایش مقدار امپدانس صوتی در نهشته‌های کربناته درون کانالی [۲۰]، به دلیل ارتباط معکوس با مقدار تخلخل، نیز تأیید کننده کاهش تخلخل در رخساره کانالی نسبت به نهشته‌های کربناته پیرامون آن است. توزیع تخلخل در نهشته‌های کربناته کانالی سازند سروک برخلاف اکثر کانالهای پر شده با رسوبات آواری، متفاوت است [۳۶]. فرایندهای تراکم و سیمانی شدن از مهمترین عوامل کاهش دهنده تخلخل در نمونه‌های متعلق به این رخساره‌ها محسوب می‌شود. فرآیند انحلال از طریق بزرگ تر کردن فضاهای خالی بین دانه‌ای سبب تشکیل شبکه به هم پیوسته از فضاهای خالی بین دانه‌ای و بعضاً حفره‌ای در رخساره‌های ۲ و ۳ گردیده که به دلیل ارتباط مناسب این فضاها، تراوایی بخش‌های مخزنی سازند سروک افزایش یافته است.

بافت میکرایتی نمونه‌های رخساره ۱ که مانع از گسترش پدیده دیاژنزی انحلال شده از یک سو و وجود ریز تخلخل ماتریکس که باعث عدم ارتباط مناسب فضاهای خالی ریز با یکدیگر گردیده از سوی دیگر، سبب شده تا تراوایی در این رخساره بسیار پایین باشد. در بخش عمده‌ای از نمونه‌های دانه پشیمان متعلق به رخساره های ۲ و ۳، فضاهای خالی بین

دانه‌ای اولیه، تخلخل‌های انحلالی نظیر حفره‌ای و بزرگ شده بر اثر انحلال وجود دارد. این موضوع باعث ارتباط نسبتاً خوب فضاهای خالی با یکدیگر شده و در نتیجه تخلخل و تراوایی این رخساره‌ها را افزایش داده است. به طوری که فواصل عمقی متشکل از این رخساره‌ها، که بیشترین آغستگی نفتی را نشان می‌دهند، به عنوان بهترین زون‌های مخزنی در نظر گرفته می‌شوند. وجود قطعات آواری کربناته غیر متخلخل در زمینه دانه ریز و میکرایتی در رخساره ۴ (رخساره کانالی) و عدم تشکیل فضاهای خالی ثانویه در نتیجه مکانیسمی مانند انحلال، سبب شده تا تخلخل و تراوایی در نمونه‌های متعلق به این رخساره پایین باشد. وجود ارتباط خوب بین رخساره‌های رسوبی با گسترش فرایندهای دیاژنزی و در نتیجه بهبود کیفیت مخزنی بخش مورد مطالعه سازند سروک [۱۱] نشان می‌دهد که مدل رخساره‌ای کمک زیادی به درک تاثیر فرایندهای دیاژنزی، و نحوه توزیع تخلخل و تراوایی نموده، و بنابراین در مطالعات توسعه و ازدیاد برداشت، سهم بسزایی خواهد داشت. در بررسی پارامترهای پتروفیزیکی سازند سروک با استفاده از روش SGS در میدان آزادگان [۵]، روند تغییرات تخلخل از جنوب غرب میدان شروع شده و پس از گذر از نواحی مرکزی میدان به شمال غرب آن ختم می‌شود که اثر یک کانال قدیمی را نمایش می‌دهد. این کانال قدیمی به دلیل رخساره سنگی متفاوت نسبت به نواحی اطراف، موجب بهبود و بالا رفتن میزان تخلخل شده است. براساس نتایج به دست آمده، زون ۳ بهترین زون مخزنی بوده، و با توجه به داده‌های حفاری، بیشترین مقدار هرزروی نیز در همین زون رخ می‌دهد. این موضوع می‌تواند بواسطه شکستگی بالا و نیز وجود کانالهای قدیمی است که با نتایج مطالعه [۵] هماهنگی دارد.

۴-۲-مدل هرزروی گل

الگوی رده بندی هرزروی بسیار متعدد است [۲۳]، [۴۰]، [۵۲]، در این مقاله از رده بندی عمومی گاد^۷ [۳۰] استفاده شده است. بطوریکه در این رده بندی، کمتر از ۱۲/۵ بشکه در ساعت بعنوان هرزروی نشتی یا اندک-پائین؛ ۱۳-۴۵ بشکه در ساعت هرزروی بخشی تا متوسط؛ هرزروی بالا دارای ۴۵-۱۳۰ بشکه در ساعت در نظر گرفته شده است. جهت توصیف هرزروی، سازند سروک در میدان آزادگان به سه منطقه تقسیم شد (شکل ۶): ۱- مناطق فاقد هرزروی تا مناطق دارای هرزروی اندک تا پایین (با رنگ نیلی تا آبی نفتی مشخص شده است). ۲- مناطق دارای هرزروی متوسط (با رنگ سبز مشخص شده است). ۳- مناطق دارای هرزروی بالا (با رنگ زرد تا قرمز) و بسیار بالا (با رنگ‌های قرمز بنفش و سفید) مشخص شده است. شکل ۶ الگوهای هرزروی گل حفاری را در زونهای مختلف نشان داده، از رأس بسمت قاعده می‌توان وضعیت زیر را توصیف نمود:

زون ۱: با توجه به مدل (شکل ۶-الف) بیشترین هرزروی در محل محور یا ستیغ رخ داده، و اکثر نقاط دارای هرزروی اندک تا پایین (شمال و جنوب غربی) و در قسمت میانی میدان در بخش شمالی دارای هرزروی متوسط می‌باشد. میزان هرزروی در بخش جنوبی بیشتر از بخش شمالی است.

زون ۲: براساس مدل (شکل ۶-ب) تهیه شده، همانند زون ۱، بیشترین هرزروی در بخش محوری بوده، و اکثر مناطق دارای هرزروی اندک تا پایین است. در بخش شمالی میزان هرزروی متوسط بوده، بخش جنوبی دارای میزان هرزروی بیشتری نسبت به بخش شمالی است.

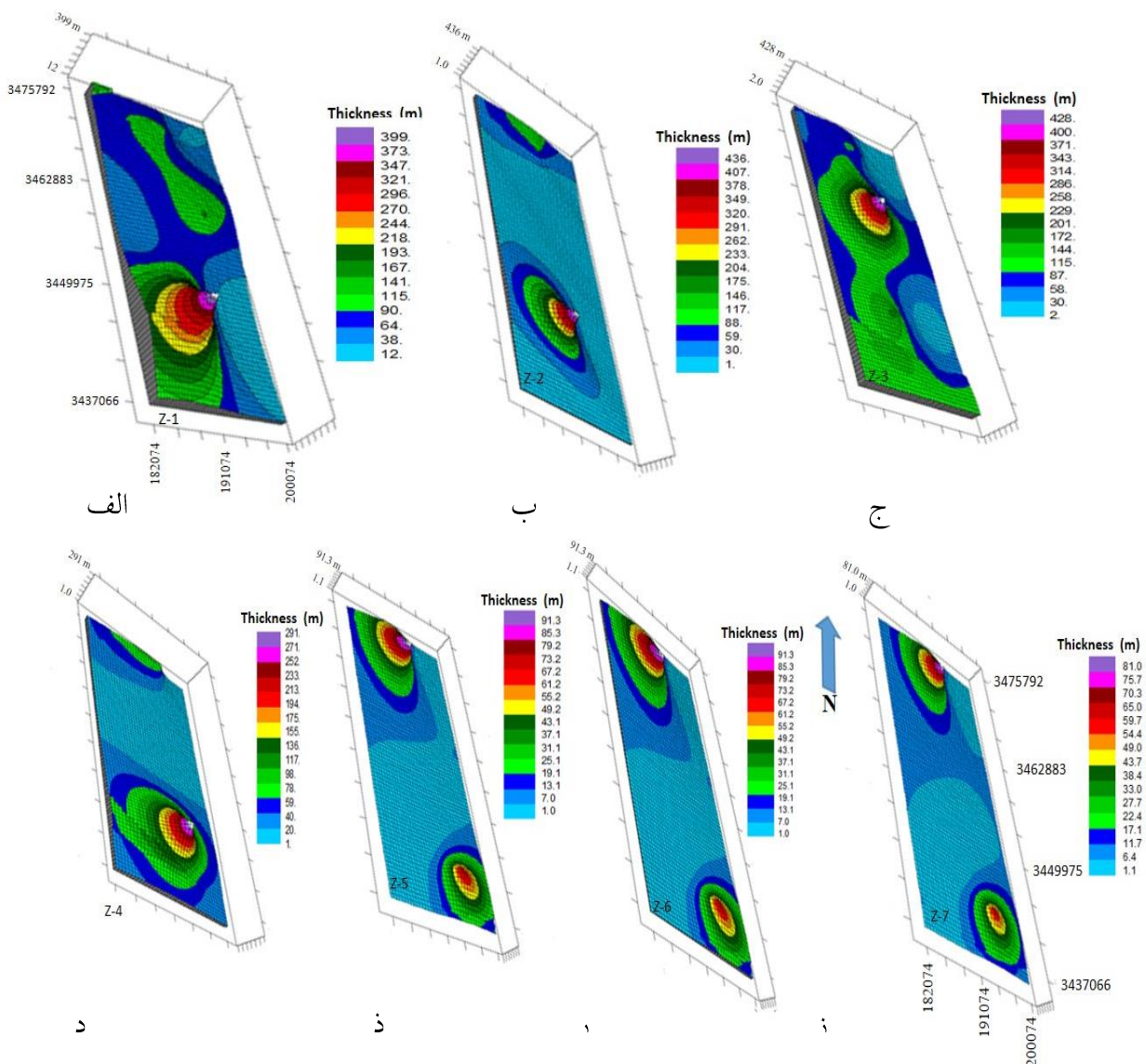
زون ۳: در مدل بدست آمده (شکل ۶-ج)، اکثر نقاط میدان با هرزروی متوسط توصیف شده، بااستثنای چند ناحیه در ضلع شمالی و جنوب شرقی که دارای هرزروی اندک هستند. ستیغ دارای بیشترین میزان هرزروی می‌باشد. میزان هرزروی در بخش شمالی بیشتر از بخش جنوبی است.

⁷ -Goud

زون ۴: مدل ترسیم شده (شکل ۶-د)، نشان داد که بیشترین میزان هرزروی در ستیغ مخزن و در بخش جنوبی رخ داده است. به سمت مرکز میدان، میزان هرزروی کاهش می‌یابد. در بخش شمالی میزان هرزروی متوسط بوده، و میزان هرزروی در بخش جنوبی نسبت به بخش شمالی بیشتر است.

زون ۵: در مدل (شکل ۶-ذ) یال شمال غربی و یال جنوب شرقی دارای بیشترین میزان هرزروی و به سمت مرکز میدان هرزروی کاهش می‌یابد. در قسمت میانی میدان و جنوب غربی میزان هرزروی پایین و اندک است. در بخش شمالی میزان هرزروی بیشتر از بخش جنوبی است.

زون ۶: در مدل بدست آمده (شکل ۶-ر)، بخش شمال غرب و جنوب شرق دارای بیشترین میزان هرزروی بوده، به سمت مرکز میدان، هرزروی کاهش می‌یابد. در قسمت میانی و جنوب غربی، میزان هرزروی پایین و اندک است. در یال شمالی میزان هرزروی بیشتر از یال جنوبی است.



شکل ۶- مدل هرزروی زون های مختلف: الف-زون یک؛ ب-زون دو؛ ج-زون سه؛ د-زون چهار؛ ذ-زون پنجم؛ ر-زون ششم؛ ز-زون هفتم سازند سروک در میدان آزادگان.

زون ۷: در مدل (شکل ۶-ز) در یال شمال غربی و جنوب شرقی دارای بیشترین میزان هرزروی و به سمت مرکز میدان هرزروی کاهش می‌یابد. در قسمت جنوب غربی، میزان هرزروی پایین و اندک ولی بخش شمالی، میزان هرزروی بیشتر از بخش جنوبی است.

بررسی کمی داده‌های حفاری (برحسب بشکه در ساعت) نشان داد که بیشترین میزان هرزروی در زون ۱ در بخش جنوبی، دارای میانگین هرزروی ۱۰۹/۶۷ بشکه می‌باشد. بیشترین میزان هرزروی زون ۲ در بخش جنوبی، دارای میانگین هرزروی ۱۰۲/۷۶۹ و در زون ۳ در بخش شمالی، دارای میانگین هرزروی ۱۱۹/۹۸۳ می‌باشد. بیشترین میزان هرزروی زون ۴ در بخش جنوبی، دارای میانگین هرزروی ۸۷/۴۶۳ می‌باشد. در زون ۵ در بخش شمالی و جنوبی، دارای میانگین هرزروی ۲۹/۶۱۵ می‌باشد. بیشترین میزان هرزروی زون ۶ در بخش شمالی و جنوبی، دارای میانگین هرزروی ۲۷/۹۶۵ بشکه می‌باشد. زون ۷ در بخش شمالی و جنوبی، دارای میانگین هرزروی ۲۳/۹۳۹ بشکه است. این تغییرات نشان‌دهنده جابجایی مناطق با هرزروی بالا و نیز کاهش میانگین میزان هرزروی بسمت عمق است.

با توجه به تاریخچه رسوبی مخزن و وجود کانالهای رسوبی [۲۰]، [۲۲]، تغییر پذیری الگوی هرزروی در زونهای مختلف می‌تواند نشانه‌ای از وجود تغییرات رخساره‌ای ناشی از این کانالها و یا گسترش سیستم شکستگیها بویژه در محل ستیغ ساختمان [۳۲]، [۳۴]، [۳۹] باشد. این شکستگیها می‌توانند ناشی از عوامل مختلف نظیر تنشهای ساختمانی و یا تغییرات سنگ شناسی باشند. بطور کلی سنگهایی با تخلخل کمتر دارای پتانسیل بالاتری از نظر شکستگی هستند [۲]. بنابراین، بخش جنوبی و سپس بخش شمالی دارای بیشترین مقدار هرزروی بوده، در این مناطق ضمن افزایش تولید، می‌بایست عملیات حفاری با احتیاط انجام شود. لذا، شرایط حفاری زیرتعادل جهت جلوگیری از هرزروی پیشنهاد می‌گردد.

۵- نتیجه گیری

در کل میدان، میزان هرزروی در بخش شمالی و جنوبی حداکثر، و به سمت بخش میانی میدان کاهش می‌یابد. البته در بخش جنوبی میزان هرزروی بیشتر از بخش شمالی است. بیشترین میزان هرزروی در زون ۳ (با متوسط ۱۱۹/۹۸۳ بشکه در ساعت) و کمترین میزان هرزروی گل در زون ۷ (با متوسط ۲۳/۹۳۹ بشکه در ساعت) می‌باشد. زونهای ۱، ۲، ۴، ۵، و ۶ برترتیب دارای میانگین هرزروی ۱۰۹/۶۷، ۱۰۲/۷۶۹، ۸۷/۴۶۳، ۲۹/۶۱۵، و ۲۷/۹۶۵ بشکه در ساعت توصیف می‌شوند. بنابراین با توجه به این نتایج و الگوی هرزروی، بخش‌های دارای هرزروی متوسط تا بالا دارای ریسک حفاری و امکان گیر لوله وجود دارد، لذا، کاربرد حفاری زیرتعادل جهت جلوگیری از هرزروی پیشنهاد می‌گردد.

مقایسه میزان هرزروی بخش‌های شمال و جنوب میدان آزادگان با سایر بخش‌ها، دارای تراکم شکستگی و ارزش مخزنی بالاتری است. در واقع عامل تشدید هرزروی، چگالی شکستگی است، براساس الگوهای هرزروی در بخش‌های مختلف، بنظر می‌رسد وجود گسلها، مورفولوژی محیط رسوبی (نظیر کانالهای رسوبی) و وضعیت ساختمانی در بخش شمالی نقش عمده‌ای در ایجاد شکستگی و یا مناطق مستعد هرزروی داشته، در نتیجه افزایش هرزروی را در این بخش بدنبال داشته است. بصورت کلی موقعیت مناطق دارای هرزروی بالا در ستون عمودی تغییر نشان داده و در بخشهای فوقانی مخزن در بخش جنوبی، در بخش میانی بسمت بخش شمالی و در قاعده در دو قسمت شمالی و جنوبی ظاهر می‌شود. بنابراین عمق حفاری نقش مهمی در انتخاب بهینه بهره برداری و نیز نقاط بحرانی حفاری (دارای ریسک بالا) دارد. هرچند الگوی کاهش هرزروی بسمت زون ۷ (عمیقترین بخش) بنظر می‌رسد بیشتر تأیید کننده جابجایی وضعیت کانالی در طول زمان در بخشهای مختلف مخزن باشد. بصورت کلی روند کاهش چشمگیر میانگین هرزروی بسمت عمق در این میدان، شناخت بیشتر ویژگیهای

مخزنی بویژه از نظر محیط رسوبی و یا رخساره رسوبی را در پیش بینی مکانی نقاط بهینه بهره برداری و حفاری ضروری می سازد.

سپاس و قدردانی

مؤلفین بر خود لازم می بینند که از اداره نمودارگیری شرکت ملی نفت ایران، مرکز اهواز، بخش پژوهشی دانشگاه آزاد امیدیه و دانشگاه شهید چمران اهواز که در انجام این پروژه ما را یاری کردند نهایت تقدیر و تشکر را داشته باشیم. همچنین لازم است از داوران محترمی که با ابراز نقطه نظرات خود موجب ارتقا کیفی مقاله شدند، کمال تشکر را نمائیم. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر سجاد کاظم شیرودی و دکتر ایمان زحمتکش تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

- [۱] بارگاهی، د.، ۱۳۹۰، مدلسازی سه بعدی ناحیه هرزروی گل حفاری در سازند آسماری، سی امین گرد همایی علوم زمین.
- [۲] بیات، ا.ع، اصغری، ا.، بهرودی، ع.، و توکلی، م.، ۱۳۹۴، مدل سازی پیوسته شکستگی در مخازن کربناته با تلفیق داده های لرزه ای، زمین شناسی و پتروفیزیکی. مجله پژوهش نفت، دوره ۲۵، شماره ۸۳، ص. ۹۶-۱۰۷.
- [۳] سپهوند، س.، ۱۳۹۰، گزارش تکمیلی زمین شناسی چاه شماره ۱۰ میدان آزادگان، اداره کل زمین شناسی مدیریت اکتشاف شرکت ملی حفاری ایران.
- [۴] شاهوردی، ن.، ۱۳۹۴، محیط رسوبی، دیازنز و کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک در خلیج فارس، سازمان زمین شناسی و اکتشاف معدنی کشور.
- [۵] شعبانی، ف.، بشیری، غ.، کرامتی، م.، ایزدخواه، م.، ۱۳۹۰، شبیه سازی پارامترهای پتروفیزیکی مخازن هیدروکربنی با استفاده از روش SGS در یکی از میداین جنوب ایران، ه صنعت نفت، پژوهش نفت سال بیست و یکم.
- [۶] طاهری، ک.، و محمدتراب، ف.، ۱۳۹۶، استفاده از روش کریجینگ شاخص در مدل سازی مناطق با هرزروی بحرانی در مخزن آسماری یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران، پژوهش نفت، دوره ۲۷، شماره ۹۵، ۹۱-۱۰۴.
- [۷] طاهری، ک.، مرشدی، ا.ح.، ۱۹۹۶، مدلسازی سه بعدی پهنه های هرزروی گل حفاری با استفاده از الگوریتم خوشه بندی فازی گستافسون-کسل (تعمیم یافته) مطالعه موردی: یکی از میداین نفتی جنوب غربی ایران. مجله پژوهش نفت ۹۶، ص. ۸۲-۹۷.
- [۸] طاهری، ک.، و محمدتراب، ف.، ۱۳۹۵، مدلسازی هرزروی گل حفاری در سازند آسماری با استفاده از روش زمین آمار در میدان نفتی گچساران، نشریه علمی- پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال ششم، دوره ۶، شماره ۱۱، ۸۴-۱۰۱.
- [۹] کیامرزی، س.، ۱۳۹۱، بررسی زون های مخزن آسماری میدان نفتی کوپال و محاسبه میزان هرزروی و ارائه مدل هرزروی در هر زون در محیط نرم افزار Surfer. اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاه.
- [۱۰] نیک طبع، م. ر.، ۱۳۸۱، گزارش تکمیلی زمین شناسی چاه شماره ۵ میدان آزادگان، اداره کل زمین شناسی مدیریت اکتشاف شرکت ملی حفاری ایران.
- [۱۱] هنرمند، ج.، و مداحی، ۱۳۸۹، ارتباط رخساره های رسوبی با گسترش فرایندهای دیازنزی و کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سروک در یکی از میداین بزرگ نفتی ایران، جنوب غربی، پژوهشهای چینه نگاری و رسوب شناسی سال بیست و هفتم، دوره ۴۲، شماره ۱، ص. ۹۷-۱۱۴.
- [۱۲] یامینی، ع.، رحیمی، ت.، ناصری، ن.، یارم طاقلوسهرابی، م.، ۱۳۹۴، بررسی سنگ مخزن آسماری میدان نفتی بی بی حکیمه با استفاده از داده های هرزروی گل حفاری و شکستگی ها، کنفرانس بین المللی پژوهش در علوم و تکنولوژی.

[13] AHMED, T., 2001, Reservoir engineering Handbook: *Second Edition*, Gulf Professional Publishing, 1211P.

[14] ALI AHMADI, M., ZENDEHBOUDI, S., LOHI, A., ELKAMEL, A. AND CHATZIS, I., 2013, Reservoir permeability prediction by neural networks combined with hybrid genetic algorithm and particle swarm optimization: *Geophysical Prospecting*, **61**, 582- 598.

[15] ALSHUBBAR, G., NYGAARD, R., JEENAKORN, M., 2018, The effect of wellbore circulation on building an LCM bridge at the fracture aperture: *J. Petrol. Sci. Eng.*, **165**, 550-556.

- [16] BABAKHANI, M., ZEHTABIAN, G.H., KESHTKAR, A.R., AND KHOSRAVI, H., 2016, Trend of groundwater quality changes, using geostatistics, (Case Study: Ravar Plain): *Pollution*, **2(2)**, 115-129.
- [17] BORDENAVE, M.L., HEGRE, J.A., 2005, The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful embayment, Zagros fold belt. Iran: *Pet. Geol.*, **28 (4)**, 339-68.
- [18] DATWANI, A., 2012, Review of lost circulation mechanisms with the focus on loss to natural and drilling induced fractures: *MSc Thesis, Dalhousie University. Halifax, Nova Scotia*, July 2012. 80P.
- [19] DU, Y., CHEN, J., CUI, Y., XIN, J., WANG, J., LI, Y.Z., FU, X., 2016, Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran: *Pet. Sci.*, **13**, 34-51. <https://doi.org/10.1007/s12182-016-0077-6>.
- [20] DU, Y., ZHANG, J., ZHENG, S., XIN, J., CHEN, J., & LI, Y.Z., 2015, The rudist buildup depositional model, reservoir architecture and development strategy of the cretaceous Sarvak formation of Southwest Iran: *Petroleum*, **1(1)**, 16-26.
- [21] EBADATI, N., 2019, Determining Reservoir Potential in the Yaran Oil Field: *Environmental Energy and Economic Research*, **3(3)**, 203-214. DOI 10.22097/eeer. 2019. 175916.1070
- [22] EGHTESEADI, T., KOHANSAL GHADIMVAND, N., AND TAATI, F., 2010, Facies Analysis, Depositional Environments and Diagenesis of the Sarvak Formation in Azadegan Oil Field: *The 1th International Applied Geological Congress, Department of Geology, Islamic Azad University - Mashad Branch, Iran*, 26-28 April 2010, p. 2055-2060.
- [23] ELKATATNY, S., AHMED, A., ABUGHABAN, M., AND PATIL, S., 2020, Deep Illustration for Loss of Circulation While Drilling: *Arabian Journal for Science and Engineering*, <https://doi.org/10.1007/s13369-019-04315-6>.
- [24] EZATI, M. AZIZZADEH, M. ALIRIAHI, M. VAHIDODDINFATTAHPOUR, V. HONARMAND, J., 2018, Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **170**, 675-695.
- [25] EZATI, M., AZIZZADEH, M., RIAHI, M.A., AND HONARMAND, J., 2020, Wellbore stability analysis using integrated geomechanical modeling: a case study from the Sarvak reservoir in one of the SW Iranian oilfields: *Arabian Journal of Geosciences*, **13(4)**. DOI: [10.1007/s12517-020-5126-1](https://doi.org/10.1007/s12517-020-5126-1).
- [26] FENG, Y., AND GRAY, K.E., 2017, Modelling lost circulation through drilling-induced fractures: *SPE 187945*, 19P.
- [27] FENG, Y., AND GRAY, K.E., 2018, Lost circulation and well born strengthening: *Springer International Publishing*, 94P. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-89435-5>
- [28] GHAZBAN, F., 2007, Petroleum geology of the Persian Gulf: *Joint Publication, Tehran University Press and National Iranian Oil Company, Tehran*.
- [29] GILL, S.J., 2009, The Nugget effect: In describing the variability of an ore deposit: *MSc Thesis for Exploration Geology*, 105P.
- [30] GOUD, M., 2017, Mud engineering simplified: *Become Shakespeare Publishing, India*, 412P.
- [31] GUEDES, L.P.C., BACH, R.T., AND URIBE-OPAZO, M.A., 2020, Nugget effect influence on spatial variability of agricultural data: *Eng. Agric.*, **40 (1)**, 96-104.
- [32] GUO, J., XIAO, Y., AND ZHU, H., 2014, A new method for fracturing wells reservoir evaluation in fractured gas reservoir: *Mathematical Problems in Engineering*, **2014**, 12 pages, <https://doi.org/10.1155/2014/814284>.
- [33] HAJIKAZEMI, E., AL-AASM, I.S., AND CONIGLIO, M., 2010, Sub aerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran: *Geological Society of London* **330**, 253-272.
- [34] HANKS, C.L., LORENZ, J., TEUFEL, L., AND KRUMHARDT, A.P., 1997, Lithologic and structural controls on natural fracture distribution and behavior within the Lisburne Group, northeastern Brooks Range and North Slope subsurface, Alaska: *AAPG Bulletin*, **81 (10)**, 1700-1720.
- [35] HARRIS, P.M., FROST, S.H., SEIGLIE, G.A., SCHNEIDERMAN, N., 1984 Regional unconformities and depositional cycles, Cretaceous of the Arabian Peninsula. In: Schlee, J.S. (Ed.), *Interregional unconformities and hydrocarbon accumulation: American Association of Petroleum Geologists, Memoir*, **36**, 67-80.
- [36] HASSANZADEH AZAR, J., NABI-BIDHENDI, M., JAVAHERIAN, A., AND PISHVAIEL, M. R., 2009, Integrated seismic attributes to characterize a widely distributed carbonate clastic deposit system in Khuzestan Province, SW Iran: *Journal of Geophysics and Engineering*, **6 (2)**, 162-171. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/6/2/007>.
- [37] HONARMAND, J., AND MADAH, A., 2011, The relationship of sedimentary facieses with expanding diagenesis processes and reservoir quality of Sarvak formation upper part in one of the great oil field, south west of Iran: *Journal of Stratigraphy researches and Sedimentology*, **27(1)**, 43-54.

- [38] HONARMAND. J., MOALEMI. S.A., LOTFPOOR. M., 2009. Lithofacies analysis, sedimentary environment and sequence stratigraphy of the Burgan Formation in the North West of Persian Gulf, Iran: *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches*, **2**, 135-150 (in Persian).
- [39] HUANG, J., GRIFFITHS, D.V., AND WONG, S.W., 2011, Characterizing natural-fracture permeability from mud-loss data: *SPE Journal*, **16** (1), 111–114, 2011.
- [40] IVAN, C., BRUTON, J., AND BLOYS, B., 2003, How can we best manage lost circulation?: *AADE-03-NTCE-38 was presented at AADE National Technology Conference "Practical Solutions for Drilling Challenges*, Houston, Texas, 1–3.
- [41] LUCIA, F. J., 2007, Carbonate Reservoir Characterization: *An Integrated Approach (Second Edition)*, Springer Berlin Heidelberg, 336 p.
- [42] JEENNAKORN, M.; NYGAARD, R.; NES, O.M.; SAASEN, A., 2018, Testing conditions make a difference when testing LCM: *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, **46**, 375–386.
- [43] LAVROV, A. AND TRONVOLL, J., 2004, Modeling mud loss in fractured formations: *Paper SPE 88700*, Abu Dhabi, UAE, 13-October.
- [44] MAJIDI, R., MISKA, S., AND ZHANG, J., 2011, Fingerprint of Mud Losses into Natural and Induced Fractures: *SPE European Formation Damage Conference, 7-10 June, Noordwijk, The Netherlands, 12P*. <https://doi.org/10.2118/143854-MS>.
- [45] MILLER, M.L., SCORSONE, J.T., WHITFILL, D.L., MCDONALD, M., MILLER, N., 2013, The development of a geopolymer-based pill as an engineered solution to lost circulation: *In Proceedings of the SPE 166123, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, 30 September–2 October 2013*.
- [46] MIRKAMALI, M.S., SHAD MANAMAN, N., ABDOLLAHIE FARD, I., KESHAVARZ ARAJKHAH, N., KHOSHDEL, H., AND NAJAFABADIPOUR, A.H., 2014, Analysis of channels using acoustic impedance and spectral decomposition within Cenomanian–Turonian reservoir in Iran: *76th EAGE Conference & Exhibition, Amsterdam RAI, The Netherlands, 16-19 June 2014*. 3P.
- [47] MOAZZENI, A.R., NABAEI, M., JEGARLUEI, S.G., 2010, Prediction of lost circulation using virtual intelligence in one of Iranian oilfields: *In Proceedings of the SPE 136992, Annual International Conference and Exhibition, Calabar, Nigeria, 31 July–7 August 2010*.
- [48] Moore, C.H., 2001, Carbonate Reservoirs, Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework: **55**, *Development in Sedimentology, Elsevier, Amsterdam*, 444 p.
- [49] NASIRI, A., SHAHRABI, M.A., MORAVEJI, M.K., 2018, Application of new eco-friendly LCMs for combating the lost circulation in heavy-weight and oil-based mud. *RSC Adv.*, **8**, 9685–9696.#
- [50] PORDEL SHAHRI, M., ZABIHI, S. H., 2012, A New model for determining the radius of mud loss during drilling operation in a radial fractured network: *paper SPE 163028*.
- [51] RAHIMI, M., AND RIAHI, M.A., 2020, Static reservoir modeling using geostatistics method: a case study of the Sarvak Formation in an offshore oilfield: *Carbonates Evaporites* **35**, 62, <https://doi.org/10.1007/s13146-020-00598-1>.
- [52] RAMASAMY, J., GOONERATNE, P.C., AND AMANULLAH, M., 2019, Current methods and novel solutions for mitigating lost circulation: *IPTC-19499-MS was Presented at International Petroleum Technology Conference, 26–28 Mar, Beijing, China*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19499-MS>.
- [53] ROBERTSON, G.P., 2008, GS+, Geostatistics for the Environmental Sciences. Gamma Design Software, Version 9: *Plainwell, Michigan USA*, 171p.
- [54] SASANINIA, N., JAHANI, D., HABIBNIA, B., KOHANSAL GHADIMVAND, N., 2017, Reservoir characterization and geostatistical modeling of Ilam & Sarvak formations in one of oil fields in southwest of Iran: *Open Journal of Geology*, **7**, pp.789-795. DOI: 10.4236/ojg.2017.76053.
- [55] SAVARI, S., WHITFILL, D.L., KUMAR, A., 2012, Resilient lost circulation material (LCM): A significant factor in effective wellbore strengthening: *In Proceedings of the SPE 153154, SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, TX, USA, 20–21 June 2012*.
- [56] WELLMANN, F., AND CAUMON, G., 2018, 3-D Structural Geological Models: Concepts, Methods, and Uncertainties: <https://publications.rwth-aachen.de/record/754773/files/754773.pdf>, 96p.
- [57] ZAMANNEJAD, A, MUVAHED, B. AND KOHANSAL, N., 2007, Petrophysical evaluation and the comparison of the changes of reservoir properties for Sarvak Formation and kazhdomi in a well of Azadegan oil field located on west south of Iran: *3th conference applied Geology and environment, Islamic Azad University, Islamshar branch. Iran, (1)*, 142-155, [in Persian].
- [58] ZHONG, H., SHEN, G., YANG, P., QIU, Z., JIN, J., AND XING, X., 2018, Mitigation of lost circulation in oil-based drilling fluids using oil absorbent polymers: *Materials*, **11**, 2020, 20P. doi:10.3390/ma11102020.

Drilling mud loss modeling to detect high risk point and suitable location for new drilling project in Sarvak Formation, Azadegan Oil Field

Bahman Soleimani^{1*}, Abass Esmaeli², Ehsan Larkee³

1-Prof. of Petroleum Geology, Shahid Chamran University of Ahvaz,

2-MSc Student of Hydrocarbon Reservoir, Omydieh Branch, Islamic Azad University of Omydieh

3-MSc in Geophysics-Seismic Exploration, Well logging NIDC, Ahvaz

*soleimani_b@scu.ac.ir

Received: January 2020, Accepted: August 2020

Abstract

Drilling mud loss is considered as one of common problems encountered during excavation. The aim of this study is to evaluate of mud loss of the Sarvak Formation (Cenomanian age) in Azadegan oil field which is known as the most important rich hydrocarbon reservoir in the Zagros region by providing the model in the environment of GS⁺ software. This formation consists of a thick sequence of limestone and clay limestone layers, which is divided into 7 zones based on petrophysical characteristics. For this purpose, available data such as drilling mud weight, pump pressure, mud loss, and related depths of 9 drilled wells were investigated. Drilling mud loss data revealed that zones 1 and 2 with the mean of 109.67 and 102.769 bbl/h having the highest mud loss in northern and southern parts. While Zone 3 and zone 4 with the average of 119.983 bbl/h and 87.463 bbl/h, has the highest value in northern and southern parts, respectively. The other zones, i.e., 5, 6 and 7 having the mean of 29.615, 27.965, and 23.939 bbl/h indicating the highest values in both parts. The results showed that despite of the operating factors including the weight of drilling mud and the pressure of the pumps were kept constant, the presence of fractures in the reservoir rocks causes to occur mud loss significantly in zone 3 while it is observed the lowest level of mud loss in zone7. Based on the results of mud lost data patterns, faults, sedimentary environments morphology (such as sedimentary channels) seem to play major roles in creating fractures or areas susceptible to mud loss. The difference in observed patterns of mud loss is more likely to confirm the shifting of channel location over the time in different parts of the reservoir. In general, in spite of the middle part of the reservoir, the highest rate of mud loss was detected and shifted in the northern and southern edges. Therefore, the position of areas with the highest mud loss will be varied and so optimized location for production wells and having high risk are also changed. It is suggested to prevent mud loss hazards in this field, and so underbalanced drilling method should be preferred.

Keywords: Azadegan oil field, Sarvak Formation, drilling risk, mud loss pattern, GS⁺ software